

Marinha do Brasil
Escola de Guerra Naval
Doutorado Profissional em Estudos Marítimos

Jime Braga

**A ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE* COMO ALTERNATIVA AO
DESCOMISSIONAMENTO DA INFRAESTRUTURA MARÍTIMA DE ÓLEO
E GÁS NO BRASIL**

Rio de Janeiro

2024

Jime Braga

A ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE* COMO ALTERNATIVA AO
DESCOMISSONAMENTO DA INFRAESTRUTURA MARÍTIMA DE ÓLEO
E GÁS NO BRASIL

Tese apresentada ao Curso de Doutorado Profissional em Estudos Marítimos da Escola de Guerra Naval, como requisito parcial à obtenção do grau de Doutor em Estudos Marítimos. Área de Concentração em Segurança, Defesa e Estratégia Marítima.

Orientador: Dr. Rafael Zelesco Barretto

Coorientador: Dr. Thauan dos Santos

Rio de Janeiro

2024

B813e Braga, Jime

A energia eólica *offshore* como alternativa ao descomissionamento da infraestrutura marítima de óleo e gás no Brasil / Jime Braga. – Rio de Janeiro: 2024.

288 f.

Tese (doutorado profissional) - Escola de Guerra Naval, Programa de Pós-Graduação em Estudos Marítimos (PPGEM), 2024.

Orientador: Rafael Zelesco Barretto

Coorientador: Thauan dos Santos

Bibliografia: f. 269 – 286

1. Descomissionamento. 2. Energia Eólica Offshore. 3. Energias Renováveis. 4. Energia - Fontes alternativas 5. Transição energética. 6. Mudanças climáticas. I. Escola de Guerra Naval (Brasil). II. Título.

CDD 341.122

Ficha catalográfica elaborada pela bibliotecária
Cremilda Santos – CRB7/320
Biblioteca da Escola de Guerra Naval

Jime Braga

A ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE* COMO ALTERNATIVA AO
DESCOMISSIONAMENTO DA INFRAESTRUTURA MARÍTIMA DE ÓLEO
E GÁS NO BRASIL

Tese apresentada ao Curso de Doutorado Profissional em Estudos Marítimos da Escola de Guerra Naval, como requisito parcial à obtenção do grau de Doutor em Estudos Marítimos. Área de Concentração em Segurança, Defesa e Estratégia Marítima.

Aprovada em 09 de julho de 2024.

Banca Examinadora

Prof. Dr. Rafael Zelesco Barretto
Orientador
Escola de Guerra Naval (EGN)

Prof. Dr. Thauan dos Santos
Coorientador
Escola de Guerra Naval (EGN)

Prof. Dr. Nival Nunes de Almeida
Membro Interno
Escola de Guerra Naval (EGN)

Prof. Dr. Adriano Lauro
Membro Interno
Escola de Guerra Naval (EGN)

Prof. Dr. Segen Farid Estefen
Membro Externo
Universidade Federal do Rio de Janeiro
(UFRJ)

Prof. Dr. Rodrigo Fernandes More
Membro Externo
Universidade Federal de São Paulo
(UNIFESP)



MARINHA DO BRASIL
ESCOLA DE GUERRA NAVAL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ESTUDOS MARÍTIMOS

ATA DA DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE DOUTORADO PROFISSIONAL

Ata da defesa de Trabalho de Conclusão de Doutorado Profissional (Tese) de JIME BRAGA. Área de Concentração: Defesa, Governança e Segurança Marítimas. Linha de Pesquisa: Regulação do Uso do Mar, Processo Decisório e Métodos Prospectivos. Ano de Ingresso: 2019. Aos nove dias do mês de julho de 2024, às 09:00h, na Sala Virtual da Superintendência de Pesquisa e Pós-Graduação/EGN, iniciaram-se os trabalhos referentes à defesa de seu trabalho intitulado **“A energia eólica offshore como alternativa ao descomissionamento da infraestrutura marítima de óleo e gás no Brasil”** orientado pelo Prof. Dr. Rafael Zelesco Barretto (EGN). A Banca Examinadora, constituída pelos Professores: Dr. Rafael Zelesco Barretto (Orientador/EGN), Dr. Thauan dos Santos (Coorientador/EGN), Dr. Nival Nunes de Almeida (EGN), Dr. Adriano Lauro (EGN), Dr. Segen Farid Estefen (UFRJ) e Dr. Rodrigo Fernandes More (UNIFESP) deu a palavra ao doutorando para a exposição de seu trabalho, concedendo-lhe o tempo de 20 minutos. Após a apresentação iniciou-se a arguição pelos professores da Banca, seguindo-se a defesa por parte do doutorando. Encerradas as arguições e defesas, a Banca Examinadora solicitou aos presentes que se retirassem para a deliberação, tendo chegado à seguinte conclusão, anunciada publicamente após convocar os interessados: **“APROVADO”**. Assim, foi encerrada a sessão e eu, Prof. Dr. Rafael Zelesco Barretto (Orientador/EGN), na qualidade de Professor Orientador e Presidente da Banca, lavrei a ata assinada pelos integrantes da Banca Examinadora.

Rio de Janeiro, RJ, em 09 de julho de 2024.

Observações do Presidente da Banca:

Documento assinado digitalmente



RAFAEL ZELESCO BARRETTO
Data: 27/08/2024 08:45:46-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Rafael Zelesco Barretto (EGN/Orientador)
Professor Doutor – CPF Nº 110.664.917-63

Documento assinado digitalmente



NIVAL NUNES DE ALMEIDA
Data: 26/08/2024 06:31:35-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Nival Nunes de Almeida (EGN)
Professor Doutor - CPF Nº 711.482.567-68

Documento assinado digitalmente



SEGEN FARID ESTEFEN
Data: 12/07/2024 06:41:35-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Segen Farid Estefen (UFRJ)
Professor Doutor - CPF Nº 135.786.856-15

Thauan dos Santos (Coorientador/EGN)
Professor Doutor – CPF Nº 124.210.317-10

Documento assinado digitalmente



ADRIANO LAURO
Data: 25/08/2024 10:05:53-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Adriano Lauro (EGN)
Professor Doutor - CPF Nº 843.850.497-34

Documento assinado digitalmente



RODRIGO FERNANDES MORE
Data: 12/07/2024 13:16:50-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Rodrigo Fernandes More (UNIFESP)
Professor Doutor - CPF Nº 161.895.548-90

Dedico este trabalho à minha família, aos meus amigos e à Ursa, que ficou me esperando todo esse tempo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Marinha do Brasil pela minha formação técnica, acadêmica, militar, profissional, moral e cívica nos últimos 27 anos.

Ao meu orientador, Dr. Rafael Zelesco, os sinceros agradecimentos, pela sua dedicação, pelas excelentes aulas e pelo tempo destinado a me ajudar nesta jornada, com ele aprendi importantes lições que me permitiram superar “uma das maiores dificuldades para qualquer pessoa que deseja compor um trabalho escrito [que] é vencer o grande abismo entre o que há em sua cabeça e como expressá-lo em palavras”, também guardarei para sempre um ensinamento que o doutor Rafael me passou: “o doutorado não cai do céu”. Agradeço ao meu coorientador, Dr. Thauan Santos, parceiro de artigos científicos, seu elevado padrão de qualidade, seus valiosos conselhos sobre a carreira e seu pragmatismo apurado serão minhas referências daqui em diante. Agradeço ao Dr. Rodrigo More, meu orientador no mestrado e início do doutorado, grande incentivador para eu seguir em frente com a pesquisa, autor da melhor carta de indicação que já tive a honra de receber, bem como as oportunidades de repassar conhecimentos para seus alunos da UNIFESP.

A todos os comandantes, chefes de máquinas e membros das tripulações das quais fiz parte e com os quais aprendi, muito além dos aspectos técnicos e gerenciais do ofício, o verdadeiro significado de ser um Homem do Mar. Exercer durante 10 anos minhas funções a bordo de embarcações no Brasil e no exterior, como Oficial de Máquinas, Subchefe e Chefe de Máquinas foi, ao mesmo tempo, o maior orgulho de minha vida e o maior desafio entre todos os que já enfrentei.

A todos os professores, funcionários e os colegas da Escola Tenente Rego Barros (ETRB), do Centro Federal de Educação Tecnológica (CEFET), da Universidade Federal do Pará (UFPA), da Escola de Formação de Oficiais da Marinha Mercante (EFOMM), do Centro de Instrução Almirante Braz de Aguiar (CIABA), do Centro de Instrução Almirante Graça Aranha (CIAGA), da Fundação Getúlio Vargas (FGV), da Escola de Guerra Naval (EGN) e do Programa de Pós-Graduação em Estudos Marítimos (PPGEM), sem os quais eu jamais poderia publicar artigos científicos internacionais e entregar uma tese de doutorado. Não existem palavras para descrever o quão importante foram para minha formação, e o quão grato eu sou a cada um.

Dias inteiros de calma, noites de ardência, dedos no leme e olhos no horizonte, descobri a alegria de transformar distâncias em tempo. Um tempo em que aprendi a entender as coisas do mar, a conversar com as grandes ondas e não discutir com o mau tempo. A transformar o medo em respeito, o respeito em confiança. Descobri como é bom chegar quando se tem paciência. E para se chegar onde quer que seja, aprendi que não é preciso dominar a força, mas a razão. É preciso antes de mais nada querer.

(Amyr Klink)

RESUMO

A relevância da energia na atualidade pode ser verificada por sua influência no cotidiano, nas relações de poder entre países e, conseqüentemente, nos rumos da sociedade, motivando inclusive iniciativas internacionais para conter as mudanças climáticas, como as metas de redução de emissões e a transição energética em direção a fontes de energias renováveis. O Brasil adquire grande parte de seu petróleo de campos *offshore*, os quais demandam elevados gastos para remoção e disposição adequada da infraestrutura ao final de seu ciclo de vida. Tais custos inibem o descomissionamento de instalações, resultando no incremento do número de instalações abandonadas no mar. Porém, existe a alternativa legal de reutilizar infraestruturas e espaços marítimos em associação com o iminente do setor eólico *offshore*, surgindo desta forma a proposta de investigação científica do problema relacionado à viabilidade técnica e econômica do reaproveitamento de espaços e infraestrutura petrolífera para a produção de energia elétrica, a partir de energia eólica no Brasil, como uma solução para os custos com descomissionamento *offshore*. O objetivo principal da tese consiste na análise da viabilidade econômica do reuso de espaços e infraestrutura marítima da indústria petrolífera para a produção de energia eólica, no mar. O método escolhido foi especificamente desenvolvido para a análise econômica do reuso de instalações marítimas, consistindo na determinação da locação de empreendimentos em descomissionamento com a descrição de seus componentes, avaliação de potencial eólico local, estudo de viabilidade técnica para suporte a estimativas de valor presente líquido de projetos para adequação de instalações, com conversão dos gastos estimados com descomissionamento em investimento nas energias renováveis no mar, permitindo a elaboração de indicadores econômicos para suportar a decisão de investimento. A contribuição principal da pesquisa está relacionada à demonstração da exequibilidade técnica e econômica do reuso de instalações, com a identificação das lacunas regulatórias que prejudicam a segurança jurídica do setor de energias renováveis no mar, impedindo a sua eclosão no Brasil. As limitações da pesquisa se relacionam aos aspectos de engenharia das instalações marítimas, às emissões para desenvolvimento do setor de energias renováveis, ao relacionamento entre mineração e eólica *offshore* em larga escala, à abordagem detalhada do *Replacement Energy*, e à mudança no paradigma geopolítico, com a substituição de fontes finitas para fontes renováveis de energia, a nível global. Outras contribuições da pesquisa versam sobre as possibilidades do reuso de infraestrutura no mar, a conveniência geopolítica, a segurança energética, o papel dos elementos em terras raras, o potencial do hidrogênio verde, as iniciativas de captura de carbono, as emissões líquidas para a atmosfera, a influência da opinião pública, as estratégias de expansão de infraestrutura marítima, a relevância dos portos, os mecanismos de incentivo fiscal, as sinergias entre a eólica e o petróleo, e a definição do agente regulador.

Palavras-chave: Descomissionamento. Energia Eólica *offshore*. Energias renováveis. Transição energética. Mudanças climáticas.

ABSTRACT

The relevance of energy today can be verified by its influence on daily life, on power relations between countries and, consequently, on the direction of society, even motivating international initiatives to contain climate change, such as emission reduction targets and the energy transition towards renewable energy sources. Brazil acquires a large part of its oil from offshore fields, which require high costs for removal and proper disposal of infrastructure at the end of its life cycle. Such costs inhibit the decommissioning of facilities, resulting in the increased number of abandoned facilities at sea. However, there is the legal alternative of reusing infrastructures and maritime spaces in association with the imminent offshore wind sector, thus arising the proposal for scientific investigation of the problem related to the technical and economic feasibility of the reuse of oil spaces and infrastructure to produce electricity from wind energy in Brazil, as a solution to offshore decommissioning costs. The main objective of the thesis is to analyze the economic feasibility of the reuse of spaces and maritime infrastructure of the oil industry to produce wind energy at sea. The chosen method was specifically developed for the economic analysis of the reuse of offshore facilities, consisting of the determination of the location of installations in decommissioning with the description of their components, evaluation of local wind potential, technical feasibility study to support the estimates of net present value of projects for the adequacy of facilities, offsetting the investment in renewable energies at sea with the estimated expenses with decommissioning, allowing the elaboration of economic indicators to support the investment decision. The main contribution of the research is related to the demonstration of the technical and economic feasibility of the reuse of facilities, with the identification of regulatory gaps that hinder the legal certainty of the renewable energy sector at sea, hindering its emergence in Brazil. The limitations of the research relate to the engineering aspects of marine installations, emissions for the development of the renewable energy sector, the relationship between mining and large-scale offshore wind, the detailed approach to Replacement Energy, and the change in the geopolitical paradigm, with the substitution of finite sources for renewable energy sources, at the global level. Other contributions of the research deal with the possibilities of reusing infrastructure at sea, geopolitical convenience, energy security, the role of elements in rare earths, the potential of green hydrogen, carbon capture initiatives, net emissions to the atmosphere, the influence of public opinion, strategies for expanding maritime infrastructure, the relevance of ports, tax incentive mechanisms, synergies between wind and oil, and the definition of the regulatory agent.

Keywords: Decommissioning. Offshore wind power. Renewable energy. Energy transition. Climate change.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Ciclo de vida de campo <i>offshore</i> de O&G	35
Figura 2 –	Categorias de custos de descomissionamento	42
Figura 3 –	Matriz de competências da União	51
Figura 4 –	Prazos de tramitação de PDIs	53
Figura 5 –	Vaso de Gerzeh	57
Figura 6 –	Parque eólico <i>offshore</i> de Vindeby – Dinamarca	59
Figura 7 –	Número de NDCs com metas de energias renováveis – Mundo	61
Figura 8 –	Materiais em um aerogerador <i>offshore</i>	93
Figura 9 –	Esquemático da geração eólica <i>offshore</i>	97
Figura 10 –	Elementos de uma turbina eólica <i>offshore</i>	98
Figura 11 –	Configurações de turbina e gerador	99
Figura 12 –	Cadeia de suprimento de matéria-prima para eólica <i>offshore</i>	100
Figura 13 –	Estruturas de fundação para eólica <i>offshore</i>	104
Figura 14 –	Instalação de sensor SODAR	108
Figura 15 –	Sensor LIDAR flutuante instalado	109
Figura 16 –	Componentes de um sistema de transmissão <i>offshore</i>	110
Figura 17 –	Tipos de redes coletoras	112
Figura 18 –	Sistema de transmissão CA dedicado	113
Figura 19 –	Sistema de transmissão CC dedicado	113
Figura 20 –	LCOE não descontado	128
Figura 21 –	CAPEX, OPEX e DECEX na eólica <i>offshore</i>	134
Figura 22 –	Fluxo de energia elétrica – Brasil	140
Figura 23 –	Usos alternativos para plataformas de O&G	166
Figura 24 –	Sequenciamento de atividades no Decom de O&G	168
Figura 25 –	Descomissionamento x reuso em energias renováveis	172
Figura 26 –	Fluxograma do método de seleção de locações	173
Figura 27 –	Fluxo de captura de CO ₂	211
Figura 28 –	Reuso de instalações marítimas	216
Figura 29 –	Descomissionamento prematuro	222
Figura 30 –	Geração, Transmissão, Distribuição e Consumo	225
Figura 31 –	Instalação modular <i>offshore</i>	229

Figura 32 – Embarcação para Instalação Modular <i>Offshore</i>	230
--	-----

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 –	PDI's 2022 e 2024.....	36
Gráfico 2 –	Investimento em descomissionamento de 2024 a 2028 – Brasil	45
Gráfico 3 –	Histórico de instalações eólicas em GW – Mundo	60
Gráfico 4 –	Projeção de crescimento da eólica offshore 2020 a 2050 – Mundo	63
Gráfico 5 –	Crescimento e capacidade total instalada – Mundo	66
Gráfico 6 –	CF médio para renováveis <i>offshore</i> – US, UK, RPC e INDIA	73
Gráfico 7 –	Evolução da demanda por licenciamento eólico <i>offshore</i> – Brasil	75
Gráfico 8 –	Projeção para eólica <i>offshore</i> em MW de 2022 a 2029 – EUA	82
Gráfico 9 –	Materiais em uma turbina eólica <i>offshore</i>	92
Gráfico 10 –	Crescimento do rotor de turbinas de 1985 a 2016 – Mundo	101
Gráfico 11 –	Capacidade nominal, diâmetro do rotor e altura do cubo	102
Gráfico 12 –	Eólicas <i>offshore</i> por tamanho, profundidade e distância – Mundo	103
Gráfico 13 –	Custo relativo da estrutura <i>offshore</i> por tecnologia	106
Gráfico 14 –	Média ponderada de CF para eólica <i>offshore</i> – Mundo	118
Gráfico 15 –	Tecnologia de transmissão por capacidades e distâncias	119
Gráfico 16 –	Custos totais em projetos <i>offshore</i> de 2000 a 2021 – Mundo	121
Gráfico 17 –	CAPEX de projetos eólicos <i>offshore</i> – Mundo	122
Gráfico 18 –	Comparativo de CAPEX de fontes de energia – Brasil	123
Gráfico 19 –	Alocação de custos para eólica onshore e <i>offshore</i>	125
Gráfico 20 –	Projeção de custos totais eólica <i>offshore</i> de 2015 a 2025	132
Gráfico 21 –	CAPEX, CF e LCOE da eólica <i>offshore</i> – Mundo	134
Gráfico 22 –	Capacidade e consumo elétrico entre 1980 e 2000 – Brasil	141
Gráfico 23 –	Evolução da capacidade eólica – Brasil	145
Gráfico 24 –	CF de 2018 a 2023 – Brasil	146
Gráfico 25 –	Curvas de carga em 29.04.2023 – Brasil	147
Gráfico 26 –	Valores contratados do MWh produzido – Brasil	152
Gráfico 27 –	Potência x Velocidade HAWT IEA – 15 MW	175
Gráfico 28 –	NPV, ROI e PB do projeto Potiguar	197
Gráfico 29 –	Capacidade eólica instalada de 2022 a 2024	204
Gráfico 30 –	Exploração e reservas de TR – Mundo	205
Gráfico 31 –	Estratégia de postergação de emissões	213
Gráfico 32 –	Perspectiva do potencial eólico <i>offshore</i> - Brasil	219

Gráfico 33 –	<i>Benchmark CAPEX</i>	238
Gráfico 34 –	<i>Benchmark OPEX</i>	239
Gráfico 35 –	<i>Benchmark LCOE</i>	240
Gráfico 36 –	Dependência externa de energia – Brasil	242
Gráfico 37 –	Histórico geração energia elétrica – Brasil	243

LISTA DE MAPAS

Mapa 1 –	Gastos com descomissionamento de 2019 a 2028 – Mundo	33
Mapa 2 –	Plano de desenvolvimento de renováveis – China	68
Mapa 3 –	Potencial da energia eólica <i>offshore</i> – Vietnã	70
Mapa 4 –	Potencial da energia eólica <i>offshore</i> – Índia	72
Mapa 5 –	AWS na ZEE e projetos em licenciamento ambiental – Brasil	78
Mapa 6 –	Velocidade do vento a 100 m de altura do solo – Brasil	79
Mapa 7 –	Concessões eólicas <i>offshore</i> 2024 a 2029 – EUA	81
Mapa 8 –	Eólicas <i>offshore</i> na Área Marítima Geral – Japão	85
Mapa 9 –	Planejamento eólico <i>offshore</i> – Coreia do Sul	88
Mapa 10 –	Produtores de matéria-prima para turbinas eólicas – Mundo	91
Mapa 11 –	Localização de empreendimentos eólicos – Brasil	148
Mapa 12 –	Distâncias entre portos e locações <i>offshore</i>	179
Mapa 13 –	Bacia Potiguar x AWS x Complexos eólicos	181
Mapa 14 –	Distâncias entre as locações <i>offshore</i> e o continente	187
Mapa 15 –	<i>Feed-in-Tariff</i> – Mundo	235

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 –	Desafios da energia eólica – Brasil	138
Quadro 2 –	Projetos de empreendimentos eólicos em 2003	142
Quadro 3 –	Desenvolvimento regulatório – Brasil	155
Quadro 4 –	Sequestros e Ataques a Navios – Mundo	248

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Campos em descomissionamento – Brasil	38
Tabela 2 –	Tipos de fundações para subestações <i>offshore</i>	115
Tabela 3 –	Tipos de cabos submarinos	116
Tabela 4 –	Valores de CAPEX em países desenvolvidos	122
Tabela 5 –	CAPEX e LCOE nivelados, em US\$/kW – Europa e Ásia	129
Tabela 6 –	Projetos em processo de licenciamento ambiental – Brasil	149
Tabela 7 –	Plataformas de petróleo em Decom – Brasil	169
Tabela 8 –	Dados ambientais e físicos – Bacias Hidrográficas	177
Tabela 9 –	CAPEX projeto Potiguar	188
Tabela 10 –	NPV, ROI e PB do projeto de conversão de infraestrutura	195
Tabela 11 –	Capacidade elétrica instalada 2024 a 2028 – Brasil	220

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AEP	<i>Annual Energy Production</i>
AJB	Águas Jurisdicionais Brasileiras
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
AWS	<i>Annual Wind Speed</i>
BOEM	<i>Bureau of Ocean Energy Management</i>
CA	Corrente Alternada
CAGR	<i>Compound Annual Growth Rate</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CEFET	Centro Federal de Educação Tecnológica
CC	Corrente Contínua
CCUS	<i>Carbon Capture, Utilization and Storage</i>
CDE	Cota de Desenvolvimento Energético
CEA	<i>Central Electricity Authority of India</i>
CF	<i>Capacity Factor</i>
CI	Comissão de Infraestrutura
CIABA	Centro de Instrução Almirante Braz de Aguiar
CIAGA	Centro de Instrução Almirante Graça Aranha
CMADS	Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CoP	<i>Cease of Production</i>
CPD	<i>Cost Per Day</i>
CRS	<i>Congressional Research Service</i>
CSS	<i>Center for Sustainable Systems</i>
DAE	<i>Direct Air Capture</i>
DEA	<i>Danish Energy Agency</i>
DECEA	Departamento de Controle do Espaço Aéreo
DECEX	Decommissioning Expenditure
DECOM	Descomissionamento, desmobilização, desativação ou abandono
DIP	Declaração de Interferência Prévia
DNV	<i>Det Norske Veritas</i>
DRO	Despacho de Registro do Requerimento de Outorga

E&P	Exploração e Produção
EAP	Estrutura Analítica de Projeto
EC	<i>Electrical Cables & Connections</i>
EFOMM	Escola de Formação de Oficiais da Marinha Mercante
EGN	Escola de Guerra Naval
EIA	<i>Environmental Impact Assessment</i>
EIA	Estudo Prévio de Impacto Ambiental
EJ	Exa Jaoule
EJA	<i>Environmental Justice Atlas</i>
EJD	Estudo de Justificativas para o Descomissionamento
EPCI	<i>Engineering, Procurement, Construction, and Installation</i>
EPE	EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA
EPRD	<i>Engineering, Preparation, Removal, and Disposal</i>
ETA	<i>Energy Tracker Asia</i>
ETRB	Escola Tenente Rego Barros
EUA	Estados Unidos da América
EVTE	Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica
FCFS	<i>First Come First Served</i>
FR	Fator de Recuperação
FGV	Fundação Getúlio Vargas
FPSO	<i>Floating, Production, Storage and Offloading</i>
FSO	<i>Floating, Storage and Offloading Unit</i>
GB	<i>Gravity Base</i>
GER	<i>Global Electricity Review</i>
GHG	<i>Greenhouse Gas</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
GW	Giga Watt
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
HAWT	<i>Horizontal Axis Wind Turbine</i>
HV	Hidrogênio Verde
HVAC	<i>High Voltage Alternated Current</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IBP	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás
IEA	<i>International Energy Agency</i>

IMO	<i>International Maritime Organization</i>
INB	Indústrias Nucleares do Brasil
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
ISPS	<i>International Ship and Port Facility Security</i>
kW	Kilo Watt
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
LIDAR	<i>Light Detection and Ranging</i>
LRIT	<i>Long-Range Identification and Tracking</i>
MB	Marinha do Brasil
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério das Minas e Energias
MN	Mar do Norte
MNRE	<i>Ministry of New and Renewable Energy of India</i>
MOE	Melhor Opção de Engenharia
MPF	Ministério Público Federal
MRU	<i>Motion Reference Unit</i>
MW	Mega Watt
NDC	<i>Nationally Determined Contribution</i>
NEDO	<i>New Energy and Industrial Technology Development Organization</i>
NM	<i>Nautical Mile</i>
NPV	<i>Net Present Value</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NTPC	<i>National Thermal Power Corporation</i>
O&G	Óleo e Gás
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
OCS	<i>Outer Continental Shelf</i>
ODS	Objetivos do Desenvolvimento Sustentável
OGUK	<i>Oil and Gas United Kingdom</i>
OI	<i>Offshore Installation</i>
OM	Operação e Manutenção
ONGC	<i>Oil and Natural Gas Corporation Limited</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PAT	Programa Anual de Trabalho e Orçamento
PB	<i>Payback</i>

PC	Plataforma Continental
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PD	<i>Project Development</i>
PDI	Programa de Desativação de Instalações
PDP	<i>Power Development Plan</i>
PIA	Produtores Independentes Autônomos
PIB	Produto Interno Bruto
PL	Projeto de Lei
PPGEM	Programa de Pós-Graduação em Estudos Marítimos
POB	<i>People on Board</i>
RDI	Relatório de Descomissionamento de Instalações
RE	<i>Replacement Energy</i>
ROI	<i>Return On Investments</i>
RPC	República Popular da China
RTD	Regulamento Técnico de Descomissionamento
SDG	<i>Sustainable Development Goals</i>
SG	Seguro
SNG	<i>Synthetic Natural Gas</i>
SODAR	<i>Sonic Detection and Ranging</i>
SOLAS	<i>Safety of Life at Sea</i>
SPA	Sistema de Produção Antecipada
SSP	Sistema Submarino de Produção
SUA	<i>Suppression of Unlawful Acts</i>
TLD	Teste de Longa Duração
TLP	Tension Leg Platform
TR	Terras Raras
TRP	Termo de Referência Padrão
TT	<i>Turbine & Tower</i>
TW	Tera Watt
UEP	Unidade Estacionária de Produção
UFPA	Universidade Federal do Pará
UK	<i>United Kingdom</i>
UN	<i>United Nations</i>
UNCLOS	<i>United Nations Convention on the Law of the Sea</i>
UNFPA	<i>United Nations Population Fund</i>

UNFCCC *United Nations Framework Convention on Climate Change*
WBG *World Bank Group*
WD *Water Depth*
ZEE *Zona Econômica Exclusiva*

LISTA DE UNIDADES

Bbl	Barril de petróleo, unidade de volume, equivale a 159 litros
EJ	Exa Joule, unidade de energia, equivale a 10^{18} Joules
g	Gramma, unidade de massa
GW	Gigawatt, unidade de potência, equivalente a mil Megawatts
GWh	Gigawatt-hora, unidade de energia, equivale a produção de mil MWh por 1 h
h	Hora, unidade de tempo, equivale a sessenta minutos
J	Joule, unidade de energia, equivalente a içar 100g à 1 m na gravidade da terra
kg	Kilograma, unidade de massa, equivale a mil gramas
km	Kilômetro, unidade de comprimento, equivalente a mil metros
km ²	Kilômetros quadrados, unidade de área, equivale a mil metros quadrados
kn	Knot ou nó, unidade de velocidade, equivalente a uma milha náutica por hora
kV	Kilovolt, unidade de potencial, equivalente a mil Volts
kW	Kilowatt, unidade de potência, equivalente a mil Watts
kWh	Kilowatt-hora, unidade de energia, equivale a produção de mil Wh
m	Metro, unidade de comprimento
m/s	Metros por segundo, unidade de velocidade
m/s ²	Metros por segundo ao quadrado, unidade de aceleração
m ²	Metros quadrados, unidade de área
m ³	Metro cúbico, unidade de volume, equivale a mil litros
min	Minuto, unidade de tempo, equivale a sessenta segundos
Mm ³	Milhões de metros cúbicos, unidade de volume
MVA	Megavolt-Ampere, unidade de potência, equivalente a um milhão de VA
MW	Megawatt, unidade de potência, equivalente a mil kilowatts
MWh	Megawatt-hora, unidade de energia, equivale a produção de mil kWh
N	Newton, unidade de força, em 1 kg de massa produz uma aceleração de 1 m/s^2
nm	Milha náutica, unidade de comprimento, equivalente a 1852 metros
s	Segundo, unidade de tempo
ton	Tonelada, unidade de massa equivalente a mil kilogramas
TWh	Terawatt-hora, unidade de energia, equivale a produção de mil GWh
VA	Volt-Ampere, unidade de potência, produto RMS da tensão por corrente

W	Watt, unidade de potência, equivalente a um Joule por segundo
W/m ²	Watt por metro quadrado, unidade de potência específica
WD	Water Depth, ou profundidade d'água, unidade de comprimento em metros
Wh	Watt-hora, unidade de energia, equivale a 3600 J contínuos por 1h

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	25
1	DESCOMISSIONAMENTO DA INFRAESTRUTURA MARÍTIMA DE ÓLEO E GÁS	30
1.1	FUNDAMENTOS DO DESCOMISSIONAMENTO	34
1.2	CONTEXTO BRASILEIRO	35
1.3	ECONOMIA DO ABANDONO DE CAMPO	40
1.3.1	Custos do abandono de campo do Reino Unido no Mar do Norte	41
1.3.2	Custos do abandono de campo do Brasil	43
1.4	DISPOSIÇÕES NORMATIVAS	46
1.4.1	Resolução nº 817/2020: um novo paradigma regulatório no Brasil	47
1.4.1.1	<i>Aspectos gerais da Norma</i>	<i>48</i>
1.4.2	Resolução nº 785/2019: o descomissionamento na cessão de contratos	53
2	A ENERGIA EÓLICA: UMA INDÚSTRIA EM ASCENSÃO GLOBAL	57
2.1	A EVOLUÇÃO DA EÓLICA <i>OFFSHORE</i>	58
2.2	GEOPOLÍTICA	63
2.2.1	China	67
2.2.2	Vietnã	68
2.2.3	Índia	71
2.2.4	Brasil	73
2.2.5	Estados Unidos da América	80
2.2.6	Japão	83
2.2.7	Coreia do Sul	86
2.3	COMPONENTES DO SISTEMA	89
2.3.1	Matéria-prima	90
2.3.1.1	Impacto ambiental, casos Mariana e Brumadinho	94
2.3.1.2	Impactos socioambientais	96
2.3.2	Equipamentos	96
2.3.3	Tecnologia	100
2.3.3.1	Turbina	101
2.3.3.2	Fundação	103

2.3.3.3	Medição do recurso eólico	106
2.3.4	Transmissão	109
2.3.4.1	Redes coletoras	111
2.3.4.2	Sistemas de transmissão	113
2.3.4.3	Subestações conversoras	114
2.3.4.4	Cabos submarinos	115
2.4	CUSTOS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA	116
2.4.1	Referências de custo – CAPEX	118
2.4.1.1	IRENA	120
2.4.1.2	NREL	121
2.4.1.3	LAZARD	122
2.4.1.4	EPE	123
2.4.1.5	Componentes do CAPEX	124
2.4.2	Referências de custo – OPEX	125
2.4.3	Referências de custo – LCOE	126
2.4.4	Redução de custos em projetos eólicos <i>offshore</i>	129
2.4.5	Sequenciamento das atividades em projetos eólicos <i>offshore</i>	132
2.4.6	Riscos associados aos empreendimentos eólicos	135
2.4.6.1	Custos de desenvolvimento de um parque eólico	135
2.4.6.2	Eficiência do projeto	135
2.4.6.3	Instalação, operação e manutenção	136
2.5	PERSPECTIVAS DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL	136
2.5.1	O setor elétrico brasileiro	139
2.5.2	PROEÓLICA e PROINFA	141
2.5.3	A energia eólica no Brasil	144
2.5.4	Valor de comercialização do MWh no Brasil	151
2.6	ASPECTOS NORMATIVOS DA EÓLICA <i>OFFSHORE</i> NO BRASIL	152
2.6.1	Projeto de Lei nº 576/2021 e a exploração de energia em Alto Mar	156
2.6.2	Decreto nº 10.946/2022 e a regulamentação da cessão de uso	158
3	REUSO DE ESPAÇOS E INFRAESTRUTURA	162
3.1	ANÁLISE DE CUSTOS DE REMOÇÃO DE INFRAESTRUTURA	167
3.1.1	Estudo de viabilidade do projeto de conversão	172
3.1.2	Viabilidade técnica de projetos eólicos <i>offshore</i>	173

3.1.2.1	Cálculo de AEP e CF	174
3.1.2.2	Critérios de seleção de projetos	176
3.1.3	Viabilidade econômica de projetos eólicos <i>offshore</i>	182
3.1.3.1	CAPEX	183
3.1.3.2	OPEX	184
3.1.3.3	DECEX	185
3.1.4	Custo do ciclo de vida do projeto	186
3.1.5	LCOE do projeto Potiguar	189
3.2	REFERÊNCIAS DE VALOR DO MWh	192
3.3	INDICADORES DE INVESTIMENTO	194
4	TRANSIÇÃO ENERGÉTICA	198
4.1	GEOPOLÍTICA	198
4.1.1	A segurança energética na agenda internacional	199
4.1.2	Energias renováveis no panorama internacional	200
4.1.3	Geopolítica da energia eólica	203
4.2	MEIO AMBIENTE	207
4.2.1	Captura de carbono	209
4.2.2	Produção de energia	211
4.3	INFRAESTRUTURA	216
4.4	MARINHO	217
4.4.1	Licenciamento ambiental	217
4.4.2	Desenvolvimento da infraestrutura no mar	219
4.4.3	Sistemas de transmissão	221
4.5	ELÉTRICO	225
4.6	PORTUÁRIO	226
4.7	ECONOMIA	233
4.7.1	<i>Feed-in Tariff</i>	234
4.7.2	Sinergias entre eólica e O&G <i>offshore</i>	235
4.7.3	<i>Benchmark</i>	237
4.7.4	CAPEX	237
4.7.5	OPEX.....	238
4.7.6	LCOE	239
4.7.7	Oferta e demanda	240

4.8	NORMATIVO	244
4.8.1	Segurança contra ameaças	247
4.8.2	Cessão de perímetros <i>offshore</i>	249
5	AS ALTERNATIVAS DE DESENVOLVIMENTO DA PESQUISA	252
5.1	A MAGNITUDE DO TEMA	252
5.2	A METODOLOGIA E O REFERENCIAL TEÓRICO	253
5.3	AS HIPÓTESES E OS OBJETIVOS DA PESQUISA	254
5.4	LIMITES DA PESQUISA	256
6	CONCLUSÃO	259
	REFERÊNCIAS	269

INTRODUÇÃO

A história recente testemunhou a instabilidade na relação entre dois tópicos de muita relevância: a sustentabilidade ambiental e o desenvolvimento de fontes de energia, especificamente os combustíveis fósseis baseados em hidrocarbonetos. Desempenhando papel de destaque em mudanças climáticas, desenvolvimento econômico, conflitos armados e influenciando até mesmo a geopolítica, o petróleo é tema central na agenda de Estados e iniciativa privada, e indissociável do cotidiano das pessoas.

Logo, outra modalidade se sobressai na atualidade, por reduzir emissões e impacto ambiental: as energias renováveis, com foco para a obtida a partir da força dos ventos. Considerando que as proposições relacionadas à segurança energética possuem elevada importância para a sociedade contemporânea, há a sinergia entre a indústria de petróleo no mar e as energias renováveis.

Conforme proposto por Dourado (2007), obter petróleo e gás (O&G) *offshore* é uma tarefa complexa, minuciosa e lenta, e tem seis fases: cessão da área, exploração, avaliação de viabilidade, desenvolvimento, produção e abandono de campo, quando deveria ocorrer o descomissionamento das instalações e o fim do ciclo de vida do campo. A motivação para esse último fator seria regulamentação específica, conservação do meio ambiente ou manutenção de outros usos legítimos do mar.

No entanto, o volume de instalações em fase final de ciclo de vida cresce no Brasil, em função de óbices ao descomissionamento. Diante disso, o principal entrave é o elevado custo para descomissionar instalações no mar, assim como providências relacionadas à regulamentação ambiental, burocracia de Estado e questões relacionadas à destinação final das instalações enquanto resíduos. Com o passar o tempo, cresce a criticidade da questão do abandono. Uma alternativa ao descomissionamento por remoção e descarte é o reuso de instalações (BRAGA et al., 2022), mas antes aborda-se a eólica *offshore*.

Normalmente em motores de combustão interna, a obtenção de energia pela queima de combustíveis fósseis gera emissões de gás carbônico e monóxido de carbono, cujo de concentração na atmosfera é uma das mais prováveis causas das mudanças climáticas por efeito estufa, também conhecido como aquecimento global, o qual causa a intensificação de ondas de calor, secas, inundações, incêndios florestais bem como o aumento do nível do mar (UNITED NATIONS, 2023b). Portanto, as iniciativas de conter emissões têm grande importância na atualidade, sendo uma das principais dos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável.

Em face dessa problemática, as energias renováveis surgem como a melhor alternativa para a transição energética, e uma das modalidades mais promissoras é a energia eólica *offshore*. Um dos setores que mais crescem nas matrizes energéticas dos países comprometidos com as Metas do Desenvolvimento Sustentável¹, a eólica *offshore* demanda o desenvolvimento de infraestrutura no mar. As energias renováveis têm recebido grandes aportes de investimento em países desenvolvidos, com o incentivo por políticas públicas. Isso permite o aumento de escala, para tornar o setor economicamente sustentável, possibilitando a concorrência futura em iguais condições no mercado de energias tradicionais, como hidráulica, térmica e nuclear (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2023).

Ao juntar a necessidade de descomissionar campos de petróleo no mar e a ascensão da energia eólica no contexto das iniciativas internacionais de descarbonização, surgem especulações sobre uma possível relação complementar do fim de projetos de O&G com o início do segmento eólico *offshore*. Especialmente, quando se nota o entrave econômico do descomissionamento de O&G (BRAGA et al., 2022), apesar de as energias renováveis receberem incentivos fiscais.

Este é o fundamento do tema que motiva e orienta esta pesquisa: a energia eólica *offshore* como alternativa ao descomissionamento da infraestrutura marítima de óleo e gás no Brasil. De fato, a sinergia não é tão simples, principalmente devido à multitude de variáveis envolvidas em ambos os braços do ramo da energia: um antigo, consolidado operando em ambiente regulado; e o outro principiante, moderno e circunscrito a um ambiente normativo em desenvolvimento.

É possível, então, arrazoar o problema da pesquisa, foco da investigação por emprego de metodologia científica, pela questão: existe viabilidade econômica para o reuso de espaços e infraestrutura de O&G *offshore* na produção de eletricidade, a partir de energia eólica como alternativa ao descomissionamento no Brasil?

Para contextualizar os limites da pesquisa, assumiram-se três grandes aspectos no tema proposto: a dimensão econômica, as particularidades técnicas e a abordagem normativa. Assim, o objetivo geral desta tese foi analisar a viabilidade econômica do reuso de espaços e infraestrutura marítima da indústria do O&G na produção de eletricidade a partir da energia eólica *offshore*. Além da abordagem econômica, não se podem desconsiderar os aspectos técnicos e regulatórios, tanto do setor de energias renováveis no mar quanto das instalações de

¹ Internacionalmente conhecidos por *Sustainable Development Goals* (SDG).

O&G em descomissionamento, pois habilitam a exploração multidisciplinar do tema e concedem coerência à condução da pesquisa.

A exploração de um desses aspectos sem os demais poderia levar a conclusões distantes da realidade, pois a viabilidade de qualquer uma das dimensões se conecta às outras. Logo, apresentam-se as conclusões econômicas, com as soluções técnicas e as possibilidades normativas, de forma que, ainda que fruto de estudos particulares, as três grandes dimensões sejam demonstradas em conjunto no decorrer desta tese.

Para alcançar o objetivo e construir a resposta ao problema de pesquisa, utilizou-se o método *ReLife*, desenvolvido por Leporini *et al.* (2019), originalmente publicado no jornal *Renewable Energy*. Os autores estabelecem um procedimento específico para tratar o reuso de instalações de O&G *offshore* em energias renováveis, analisando aspectos econômicos. A fim de representar o caminho seguido para elaborar as análises desta tese, as fases mais relevantes da metodologia de Leporini *et al.* (2019), devidamente adaptadas para o caso brasileiro, são:

- a) a identificação dos campos de O&G em fase de descomissionamento na costa;
- b) a verificação do potencial eólico das regiões com campos em descomissionamento;
- c) o inventário de instalações de O&G nas regiões com maior potencial eólico;
- d) a seleção de perímetros e infraestrutura adequados ao desenvolvimento da energia eólica;
- e) a avaliação técnica do reuso da infraestrutura de O&G para geração eólica *offshore*;
- f) a estimativa de investimentos para a instalação de parques eólicos nas localidades selecionadas;
- g) a estimativa de custos para a execução do descomissionamento da infraestrutura selecionada;
- h) a projeção de receitas de complexos eólicos *offshore* para as localidades selecionadas;
- i) a determinação dos indicadores econômicos do reuso de instalações em energias renováveis;
- j) a comparação da economia das alternativas de reuso;
- k) a revisão das normas de cessão de espaços *offshore* e energias renováveis no mar;
- l) a elaboração das conclusões da pesquisa com base nos resultados encontrados.

Definido o caminho da pesquisa, conforme o método *ReLife* adaptado ao caso brasileiro, propuseram-se três hipóteses para, eventualmente, responder ao problema apresentado: o possível emprego da infraestrutura de campos *offshore* de O&G como ponto de partida para

empreendimentos de energia eólica; a exequibilidade da iniciativa de descarbonização da indústria de O&G *offshore* via reuso em energias renováveis e; a viabilidade econômica, técnica e normativa do emprego de infraestrutura de O&G em produção de eletricidade a partir de fonte eólica *offshore*. Ao final da pesquisa, verificou-se a possibilidade de reuso de instalações para geração de energia renovável no nordeste brasileiro, a aderência aos ODS e a viabilidade técnica e econômica da hipótese da pesquisa. Porém, também se identificou o obstáculo regulatório, devido à ausência de um marco regulatório nacional e à carência de políticas de incentivo ao setor eólico *offshore* no Brasil.

A estrutura da tese foi feita, com base em princípios metodológicos, e esquematizada para proporcionar uma leitura intuitiva, com seções bem definidas e segmentadas, habilitando a construção dos resultados. Para isso, seguiu uma linha que envolveu o descomissionamento, as energias renováveis, a economia do reuso de instalações e a transição energética, após a qual se apresentam as considerações finais com a conclusão da tese. No início, abordam-se os aspectos relacionados exclusivamente à indústria de O&G, revisitando o abandono de campo no Brasil. Então, atualizamos o contexto dos campos em final de ciclo de vida, verifica dados econômicos e técnicos sobre o abandono de campo, e descreve a atual conjuntura regulatória sobre campos de O&G no Brasil.

O referencial teórico se consolidou conforme artigos e livros modernos sobre a temática do abandono de campo, entre eles: a abordagem econômica de Mimmi *et al.* (2017) e Sedlar *et al.* (2019); os requisitos ecológicos de Bishop *et al.* (2017) e Sommer *et al.* (2019); os estudos de infraestrutura *offshore* de Anchustegui *et al.* (2021); as investigações regulatórias de Bourbon (2020); a matriz de decisão de Fowler *et al.* (2014) e Martins *et al.* (2020); os aspectos políticos levantados por Osmundsen e Tveteras (2003); e os exames da engenharia por Chandler *et al.* (2017). Além disso, também aparecem publicações de jornais especializados, autarquias e centros acadêmicos ligados ao setor de O&G.

A seguir, exploram-se as particularidades do segmento de energias renováveis, com foco na eólica *offshore*. Para isso, observou a dimensão geopolítica, a cadeia de suprimento global, os impactos ambientais, as tecnologias utilizadas, os métodos de medição de recurso eólico, os sistemas de geração, transmissão e distribuição, a economia do setor, os riscos envolvidos na atividade, o contexto brasileiro, o mercado de energia, o gerenciamento de projetos eólicos e o desenvolvimento da regulamentação nacional. Em suma, o foco foi elencar os mais importantes atributos relacionados às energias renováveis.

Então, é possível distinguir algumas referências de base dessa etapa: as ponderações sobre descarbonização das pesquisas de Guilbert e Vitale (2021); o potencial eólico no mar nas publicações de Kumar *et al.* (2020) e Hersbach *et al.* (2020); as particularidades da geração elétrica por aerogeradores por Rao (2019); os estudos de custo da energia elétrica por fonte eólica *offshore* produzidos por Bjerkseter e Ågotnes (2013); os procedimentos para cálculo de indicadores econômicos de Dalgic, Lazakis e Turan (2013); as assertivas sobre investimento de Gonzalez-Rodriguez (2017); as pesquisas sobre sistemas elétricos no mar de Green *et al.* (2007); e Alsubal *et al.* (2021), que analisou a economia de usinas eólicas *offshore*. Também, foram utilizados periódicos, artigos e jornais referências em renováveis.

O capítulo seguinte se dedicou a desenvolver e detalhar os aspectos econômicos do reuso de infraestrutura no mar, a análise de custos de remoção ou emprego alternativo, o estudo de viabilidade econômica, a definição de critérios para seleção de perímetros viáveis para projetos eólicos e a efetividade de conversão de instalações. Assim, considerou receitas com e sem a reversão de valores de descomissionamento, bem como a existência de eventuais políticas públicas de incentivo ao segmento.

À frente, a discussão se debruçou sobre a transição energética, abordando as propriedades sobre a segurança energética, a geopolítica das energias renováveis, os tópicos sobre os meios modernos de sequestro de carbono, o licenciamento ambiental, as estratégias de Estado para infraestrutura marítima, *benchmark*, oferta e demanda de energia, bem como os aspectos normativos envolvidos na transição energética pelo reuso de instalações. Propriedades relacionadas à questão portuária, à transmissão elétrica e a sinergias entre o O&G e as energias renováveis também compõem as análises sobre alcançar metas de reduzir emissões.

Na seção final, as considerações finais se condensam nas partições relevantes verificadas na pesquisa, ressaltando inicialmente a importância das relações internacionais em um ambiente global voltado para as energias renováveis. Então, demonstra a importância de considerar e prevenir os impactos ambientais da fabricação e instalação da indústria eólica *offshore* em substituição às energias não-renováveis; e as possibilidades de desenvolvimento da Amazônia Azul, não apenas em termos econômicos, mas industriais e como meio de geração e transporte de energias. Logo, trata sobre a expansão da economia do mar ou economia azul²; e as relações entre a segurança jurídica e o desenvolvimento econômico no Brasil.

² Identificamos que os conceitos e políticas relacionados à economia azul ainda não são internacionalmente definidos. Devido à sua importância, vários países buscam estimar a dimensão deste segmento econômico, propondo nomenclaturas como: economia costeira, a economia oceânica, economia do mar, economia marinha, e mesmo economia marítima (SANTOS et. al., 2024).

1 DESCOMISSIONAMENTO DA INFRAESTRUTURA MARÍTIMA DE ÓLEO E GÁS

Este capítulo aborda os aspectos relacionados ao descomissionamento de campo no Brasil, com foco nos fundamentos do abandono de campo e nas perspectivas econômicas e normativas da atividade no Brasil. Na década de 1980, apareceram os primeiros tratados sobre a necessidade de descomissionar estruturas³ instaladas no mar, devido à necessidade de salvaguardar a navegação, a atividade pesqueira, o meio ambiente marinho e os direitos dos demais Estados, no tocante aos usos legítimos do mar (UNITED NATIONS, 1982), bem como à possibilidade de reuso de ilhas artificiais (INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION, 1989). A existência de diversos agentes interessados no descomissionamento de um empreendimento no mar, entre eles o Estado e seus agentes reguladores, as organizações não-governamentais, os sindicatos, os operadores de campo, os fornecedores, a navegação, a pesca, o meio ambiente, entre outros setores (MARTINS *et al.*, 2020), gera uma multitude de motivos para descomissionar ou não a infraestrutura (BRAGA, 2018).

Entre as principais razões para o descomissionamento, estão a salvaguarda do meio ambiente, a prevenção da poluição marinha (INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION, 1989), a prevenção do *dumping*⁴ (INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION, 1996), a segurança da navegação e o direito da livre passagem (UNITED NATIONS, 1982). Contra a execução da atividade, tem-se a destruição de ecossistemas marinhos formados junto à infraestrutura instalada, as emissões de Gases do Efeito Estufa (GHG⁵) para a execução do abandono de campo, a perturbação da vida marinha durante o processo e os riscos operacionais associados à atividade. Evidencia-se que a eliminação de instalações petrolíferas ainda é um tema controverso no cenário mundial. Além disso, fatores como os altos custos envolvidos, lacunas legislativas e pressões sociais e ambientais acaloram os debates contemporâneos e chamam a atenção de diversos atores sobre a questão, apresentada como uma problemática global.

³ Estruturas fora de atividade por solicitação formal do operador. Os motivos principais são: obsolescência, avaria grossa, desativadas por inviabilidade comercial ou por esgotamento das reservas de Óleo e Gás (O&G).

⁴ Eliminação deliberada no mar (incluindo armazenagem no mar ou no seu subsolo) de resíduos ou outras matérias provenientes de navios (bem como os próprios), aeronaves, plataformas ou outras estruturas artificiais no mar; e qualquer abandono ou tombamento no local de plataformas ou outras estruturas artificiais no mar, com o único propósito de descarte deliberado (INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION, 1996).

⁵ *Green House Gases* são gases que elevam a temperatura da superfície de planetas como a Terra, ao serem lançados na atmosfera, por absorção dos comprimentos de onda de radiação que um planeta emite, resultando no efeito estufa.

A infraestrutura de petróleo e gás *offshore* do mundo está envelhecendo, e a comunidade global se aproxima rapidamente de uma crise de descomissionamento (FOWLER *et al.*, 2014). Nesse sentido, em 2003, Osmundsen e Tveteras (2003) asseveram que:

[...] A maioria das plataformas, cerca de dois terços, com menos de 75 m de água ou pesando menos de 4000 toneladas, são referidas como pequenas estruturas, embora ainda possam ser do tamanho das Casas do Parlamento. [...] As plataformas restantes, principalmente na Noruega e no Reino Unido, compreendem 112 grandes estruturas de aço — que podem ser tão altas quanto a Torre Eiffel e ter uma área do tamanho de um campo de futebol — e 28 estruturas de base de gravidade de concreto. Além disso, existem cerca de 26 instalações flutuantes. Nos próximos 10 a 20 anos, espera-se que uma média de 15 a 25 instalações sejam abandonadas anualmente na Europa. Isso representa, entre outros materiais, 150.000 - 200.000 toneladas de aço por ano (OSMUNDSSEN; TVETERAS, 2003, p. 1580, tradução nossa).⁶

Modernamente, observa-se que estruturas antropogênicas povoam os mares. Apenas para petróleo e gás, a literatura refere-se a mais de 12 mil, em 2021, incluindo cerca de 7 mil plataformas *offshore* de petróleo e gás em 53 países diferentes. Apesar disso, as plataformas de Óleo e Gás (O&G) têm uma vida útil finita. Isso porque a erosão causada pela ação do mar, em função do atrito mecânico, além de limitar o tempo de vida útil das estruturas, incrementa os custos de reparo e manutenção, ao longo do tempo. Com o amadurecimento dos campos, em decorrência da exploração de recursos energéticos, menos hidrocarbonetos permanecem, e a extração torna-se antieconômica ou, mesmo, impossível.

Também, há fatores institucionais que levam à finitude de um empreendimento instalado no mar, como o fato de que estruturas de energia *offshore* são tipicamente construídas nos termos determinados por concessão ou licença expedida pelo governo, com prazos bem estabelecidos. Após a sua expiração desse período, impõem a remoção aos operadores e aos proprietários das estruturas (ANCHUSTEGUI *et al.*, 2021). Segundo Almeida *et al.* (2017):

[...] Devido ao crescente número de ativos destinados ao descomissionamento, juntamente com as restrições regulatórias e ambientais cada vez mais rigorosas relativas às operações em mar, a atividade de desmobilização das infraestruturas de produção vem se tornando uma prioridade para os operadores offshore (ALMEIDA *et al.*, 2017, p. 15).

⁶ “The majority of platforms, around two-thirds, standing in less than 75 m of water or weighing less than 4000 tonnes, are referred to as small structures, although they can still be the size of the Houses of Parliament. The remaining platforms, mainly in Norway and the UK, comprise 112 large steel structures — which may be as high as the Eiffel Tower and have a footprint the size of a football field — and 28 concrete gravity base structures. In addition, there are some 26 floating installations. Over the next 10 – 20years, an average of 15 – 25installations are expected to be abandoned annually in Europe. This represents, amongst other materials, 150.000-200.000 tonnes of steel per year”.

Nessa perspectiva, verifica-se que o procedimento adotado para o descomissionamento está sujeito a uma análise multicritério do caso concreto. Embora, no âmbito interno, prevaleça a soberania nacional, todo o processo deve respeitar rigorosamente as normas aceitas internacionalmente e as ratificadas pelo Estado. Além da observância das regras técnicas, a opinião pública também guarda relevância no processo decisório, em todos os aspectos, para a empresa⁷.

No tocante aos aspectos econômicos, a atividade movimenta mundialmente dezenas de bilhões de dólares, evidenciando a sensibilidade das pessoas ao tema. Países mais experimentados na questão, como Reino Unido, Noruega e Estados Unidos, desenvolvem processos mais estruturados dos pontos de vista operacional e legal. Além disso, eles detêm os maiores gastos, conforme a publicação de órgão especializado em descomissionamento do Reino Unido:

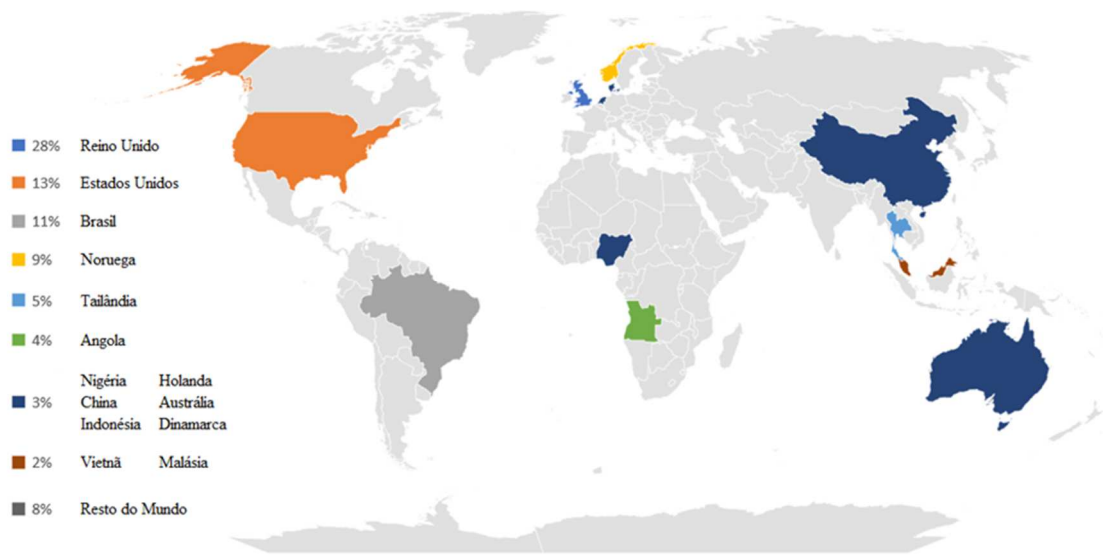
Wood Mackenzie estima que US\$ 85 bilhões serão gastos globalmente em descomissionamento ao longo dos próximos dez anos. Espera-se que o Reino Unido seja o maior contribuinte, representando 28% das despesas globais (OIL AND GAS UNITED KINGDOM, 2019, p. 25, tradução nossa).⁸

Ainda no âmbito econômico, observa-se a magnitude e a relevância do caso brasileiro de descomissionamento da indústria de O&G no contexto internacional, principalmente offshore. Isso é comprovado por publicações especializadas, estudos e estimativas de custos com abandono de campo no mundo (mapa 1). O mapa 1 demonstra o Brasil com 11% dos custos globais em descomissionamento no ano de 2019, enquanto países, como Nigéria, China, Holanda, Dinamarca, Indonésia e Austrália, respondem por 3% cada um.

⁷ Exemplifica-se a relevância da opinião pública, com o caso do campo Brent, no qual a empresa *Shell United Kingdom* (UK) sofreu severas consequências econômicas e danos à reputação, devido a manifestações da sociedade contra a forma de descarte escolhida para a plataforma *Brent Spar* e suas repercussões para o meio ambiente marinho (OSMUNDTSEN; TVETERAS, 2003).

⁸ “Wood Mackenzie estimates that \$85 billion (£67 billion) will be spent globally on decommissioning over the next ten years. The UK is expected to be the largest contributor, Accounting for 28 per cent of overall global expenditure”.

Mapa 1 – Gastos com descomissionamento de 2019 a 2028 – Mundo.



Fonte: Adaptado de OIL AND GAS UNITED KINGDOM (2019, p. 25).

Como em outras questões relativas à indústria de exploração de O&G, devem-se considerar os impactos socioambiental e econômico na totalidade, pela propositura de questões que quantificam, primeiro, a disposição do público em pagar pela remoção e, segundo os efeitos sobre a reputação das empresas petrolíferas associadas a diferentes decisões de descarte (OSMUNDSSEN; TVETERAS, 2003). Por outro ângulo, diante da gama de possibilidades para a destinação da infraestrutura petrolífera, é evidente o descomissionamento como uma atividade econômica passível de movimentar receitas e aquecer o mercado.

Essa operação implica custos para os operadores do petróleo ou cessionários, gerando uma atividade econômica robusta e, inclusive, um novo segmento industrial ao redor da atividade. No Brasil, os maiores entraves à remoção da infraestrutura de O&G são econômicos, haja vista a ausência de previsibilidade de custos e a necessidade de vultosos investimentos pelos operadores. Estimativas oficiais de gastos com descomissionamento indicam U\$S 12,3 bilhões, entre 2024 e 2028 (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCUMBUSTÍVEIS, 2024b).

Em outro espectro da indústria da energia no mar, observa-se, ainda preliminar, o desenvolvimento da energia eólica *offshore* brasileira. Dados do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente (INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS, 2023a) apontam que, no âmbito do licenciamento ambiental federal, um total de 46 empreendimentos na Zona Econômica Exclusiva (ZEE) aguardam

outorga do Estado para a implementação. Isso fundamenta a relevância atual da indústria eólica *offshore*, a qual é tema abordado mais profundamente pelo capítulo seguinte.

Considerando todos esses fatores, juntos a um crescente acúmulo de campos a serem abandonados no país⁹, identifica-se a possível consonância entre a necessidade de descomissionar a infraestrutura de O&G e a emergente geração eólica no mar. Para fins deste trabalho, exploram-se as oportunidades de destinação comprometida com a responsabilidade socioambiental, já aplicadas em alguns países, à hipótese de readequação de facilidades e espaços dos campos de O&G para desenvolvimento da geração eólica *offshore*.

Desta forma, o desenvolvimento da geração eólica *offshore* pode constituir uma alternativa economicamente viável ao abandono tradicional ou descomissionamento de campo por remoção e descarte da infraestrutura, apontando-se um possível caminho a ser seguido pelos atores envolvidos no descomissionamento da infraestrutura de O&G *offshore* no Brasil.

1.1 FUNDAMENTOS DO DESCOMISSIONAMENTO

Internacionalmente, o processo de descomissionamento de plataformas de O&G *offshore* é feito pelo operador do campo de petróleo, também denominado cessionário ou contratado, sob supervisão de agentes governamentais específicos. Em países europeus, é uma prerrogativa dos governos a decisão final de descomissionar ou não (LEPORINI *et al.*, 2019). De forma usual, operadores de campo mantêm projetos de exploração de O&G até o limite de sua viabilidade econômica, uma vez instalada a infraestrutura, enquanto os Estados se interessam em extrair o máximo de recursos energéticos, melhorando o Fator de Recuperação (FR) de uma área sob concessão.

Nesse contexto, as normas regulamentadoras da atividade preveem, expressamente, providências para maximizar o FR, a fim de evitar a interrupção prematura da produção de uma jazida. Logo, o final de um empreendimento *offshore* e o início de seu descomissionamento devem resultar da aplicação de procedimentos que envolvam estudos de outras opções de desenvolvimento, planos aprovados de descomissionamento e acordos entre o cessionário e o Estado. A figura 1 apresenta o ciclo de vida de um empreendimento típico de exploração de O&G.

⁹ Pode-se estimar a real demanda de abandono de campo, com uma análise técnico-econômica mais apurada, considerando o *Cease of Production* (CoP) de cada campo e a Melhor Opção de Engenharia (MOE). Conforme o caso, consideram-se também os custos de operação do sistema de produção e os aspectos relacionados a investimentos e financiamentos (BRAGA, 2018).

Figura 1 – Ciclo de vida de campo *offshore* de O&G.

Fonte: BRAGA (2018).

Algumas opções de descomissionamento estão disponíveis. A maioria se situa entre os extremos — desde a remoção completa até a permanência *in situ* —, existindo, concomitantemente, um número de providências de final de ciclo de vida a serem tomadas, com qualquer opção escolhida (FOWLER *et al.*, 2014). As alternativas passam por descarte do material removido oriundo do desmanche de toda a infraestrutura, tombamento das plataformas e enterramento dos equipamentos submarinos, reuso como ilha de pesquisa, atividades recreativas, aplicações militares, novos projetos de energia, bases de lançamento de foguetes especiais, *dumping* ou, simplesmente, deixar a estrutura no local. Para cada opção, existem vantagens, desvantagens, métodos de execução e partes interessadas específicas.

O manuseio dessa infraestrutura ocorre pela realização de serviços, como o corte de grandes estruturas de aço e concreto no mar, as operações de içamento de grandes cargas, a desconexão e a elevação de equipamentos submarinos, o *trenching*¹⁰ de peças no solo marinho, a separação de materiais diversos e o transbordo da infraestrutura em portos para facilidade de transporte terrestre. Essas atividades relacionadas ao fim de ciclo de vida da infraestrutura, dependendo da opção de descomissionamento aprovada (reutilização, disposição final, descarte, manutenção etc.), ocorrem na área de concessão, em portos, nas rotas de navegação, em estaleiros ou, mesmo, em novas locações. Assim, envolvem outras áreas de produção em fábricas de equipamentos e áreas cedidas pelo Estado.

1.2 CONTEXTO BRASILEIRO

No Brasil, o tema do abandono de campo ganha relevância, com o incremento do número de campos *offshore* de O&G, aguardando providências de final de ciclo. Com isso, cabe ao cessionário ou contratado¹¹ a responsabilidade pelo planejamento, submissão de planos e

¹⁰ Trincheira. É o jargão usado em O&G para a operação de escavação abaixo da superfície do solo, usando uma máquina de chamada *trencher*, normalmente para enterrar tubulações.

¹¹ Definido como o agente econômico que tenha celebrado contrato com a federação para explorar e produzir petróleo (BRASIL, 2020a).

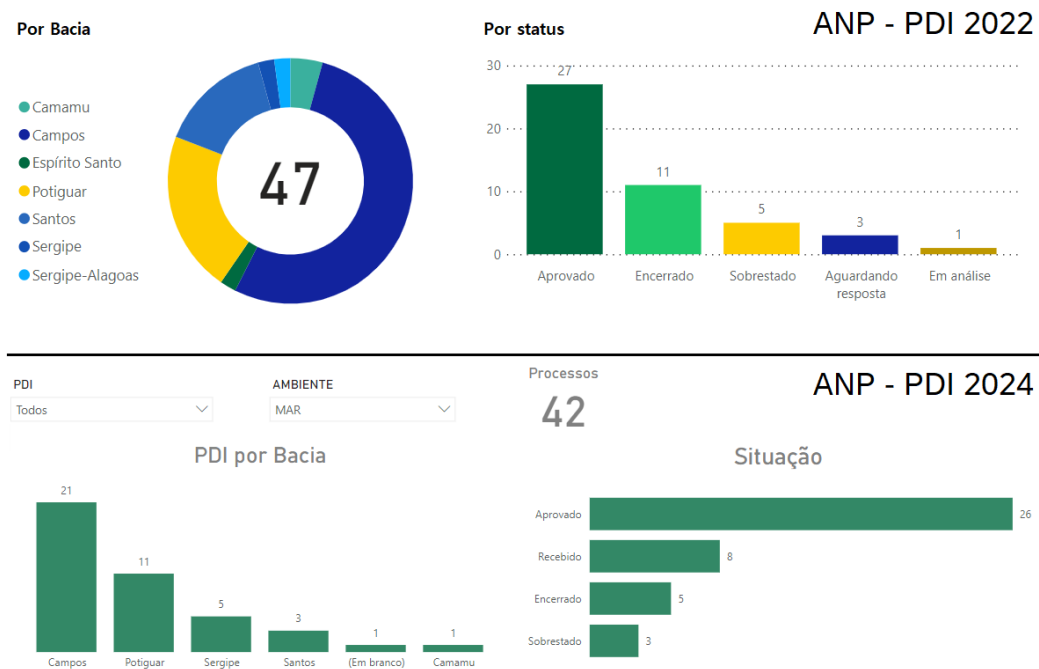
execução do descomissionamento, obtenção das aprovações necessárias, seleção do método utilizado e providências finais para as instalações.

Dados recentes sobre o assunto estão disponíveis de forma estruturada nos painéis dinâmicos da Atividade de Exploração e Produção (E&P), no *site* da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), mais especificamente na área de Segurança Operacional no Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de E&P. Eles fundamentam-se em cumprir e entregar obrigações legais pelos operadores, por meio dos Programas de Descomissionamento de Instalações (PDIs)¹² (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2024b).

O PDI pode ser conceitual (PDI-C, submetido à ANP no prazo de cinco anos antes do término da produção, apresentando o escopo do planejamento) ou executivo (PDI-E, submetido à ANP no prazo de seis meses após a aprovação do PDI-C, com estudos de planejamento e execução). A Resolução nº 817, de 24 de abril de 2020 (BRASIL, 2020a) rege os PDIs.

O PDI segue o processo de classificação de a ANP, sendo um processo dinâmico: a) Aprovado; b) Em Análise ou recebido; c) Aguardando Resposta; d) Sobrestado; e e) Encerrado. Em 2022, constavam 47 PDIs, já em 2024 havia 42, conforme o gráfico 1.

Gráfico 1 – PDIs 2022 e 2024.



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (2024b).

¹² Documento dinâmico que acompanha a atividade petrolífera na etapa do licenciamento e de exploração e produção, dividindo-se em conceitual e executivo.

Identifica-se a tramitação de mais de um PDI para o mesmo campo: um para a plataforma e um para o Sistema Submarino de Produção (SSP), como na P-27, no campo de Voador e, também, um PDI-E e um PDI-C para a P-26, no campo de Marlim. Dentre esses PDIs, identificam-se seis operadores envolvidos em processos de descomissionamento, com 42 PDIs enviados unicamente pela Petrobras e apenas um pelas demais operadoras: Shell, Enauta, 3R, PetroRio e Dommo, com distribuição em 35 PDI-E e 6 PDI-C.

O gráfico 1 mostra 47 PDIs em 2022, sendo 27 aprovados, um em análise, três aguardando resposta, cinco sobrestados e 11 encerrados. Dentre os 27 aprovados, 17 são de escopo integral de descomissionamento, nove de escopo parcial e 1 PDI sem *status* informado pela ANP. Em 2024 a situação evolui para 42 PDIs em tramitação, sendo cinco para escopo integral, quatro para a remoção parcial de infraestrutura e 33 sem status informado pela ANP.

Importa notar a ocorrência de submissão de PDIs em fases intermediárias dos projetos, quando o operador descomissiona estruturas instaladas temporariamente, prosseguindo com o desenvolvimento do campo posteriormente. É o caso da remoção de Sistema de Produção Antecipada (SPA) de Mero ou em casos de manejo de Teste de Longa Duração (TLD) (BRASIL, 2020a). Os objetos dos PDIs se concentram em dois *clusters* (conjuntos por região geográfica), os quais devem receber a maioria do capital em descomissionamento ou eventuais projetos de reuso das instalações e prisms das concessionárias, que são, em 2024: a) Região Sudeste, com 24 PDIs, correspondendo a 57% do total (21 no Rio de Janeiro e 3 em São Paulo) e b) Região Nordeste, com 18, ou seja, 43% de todos os PDIs (11 no Rio Grande do Norte, 5 em Sergipe e 2 na Bahia).

Em termos de infraestrutura, predominam plataformas flutuantes ancoradas no *cluster* Sudeste (23 ancoradas, em um total de 24), e plataformas fixas, instaladas no *cluster* Nordeste (17 fixas de 18 plataformas). Os dois *clusters* também diferem na profundidade média dos projetos em fase de abandono de campo: enquanto na porção Sudeste gira em torno de 730 m, no Nordeste não passa de 87 m de lâmina d'água (WD)¹³. No quesito distância da costa, o *cluster* Sudeste se localiza, em média, a 117 km, enquanto o Nordeste dista 48 km (26 nm¹⁴) (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCUMBUSTÍVEIS, 2024b).

¹³ *Water Depth*, ou a profundidade do mar em determinado local: distância do solo marinho até a superfície da água.

¹⁴ *Nautical Mile* ou Milha Náutica: unidade de medida de comprimento ou distância aproximada (convencionada) de 1.852 metros, utilizada em navegação marítima e aérea e na medição de distâncias marítimas. Corresponde a 1/60 de um arco de meridiano no equador da terra.

Os tipos de plataformas relacionadas nos PDIs em tramitação são variados: 13 FPSOs¹⁵; uma FSO¹⁶; nove Semissubmersíveis¹⁷; dez do tipo Jaqueta¹⁸; três do tipo Caisson¹⁹; uma com base de concreto. Quinze campos não possuem plataforma instalada, sendo o objeto do PDI destes o SSP ou o abandono de poços. A tabela 1 apresenta os campos de O&G em fase de descomissionamento na Plataforma Continental (PC) brasileira.

Tabela 1 – Campos em descomissionamento – Brasil.

(continua)

Concessão em Decom	Bacia Sedimentar	PDI		Área (km ²)	WD médio (m)	Distância da costa (km)
		Tipo	Situação			
Bauna Sul	Santos	Executivo	Aprovado	50	400	220
Mero (SPA)	Santos	Conceitual	Aprovado	NA	1920	190
Oliva	Santos	Executivo	Aguardando	84	1550	120
Carapiá	Santos	Executivo	Aprovado	58	1500	150
Mexilhão	Santos	Executivo	Aprovado	254	400	138
Pirapitanga	Santos	Executivo	Aprovado	390	1188	150
Tambuatá	Santos	Executivo	Aprovado	738	1925	170
Espadarte	Campos	Executivo	Aprovado	728	1100	110
Roncador	Campos	Executivo	Aprovado	397	1730	125
Marlim Sul	Campos	Executivo	Aprovado	884	1400	90
Tartaruga Verde	Campos	Executivo	Aprovado	88	925	125
Bicudo	Campos	Executivo	Aprovado	45	162	88
Linguado	Campos	Executivo	Aprovado	215	100	89

¹⁵ *Floating, Production, Storage and Offloading unit* (Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência): instalação que produz petróleo bruto e gás no mar. Armazena-se o petróleo bruto em tanques e, depois, transfere-se diretamente para navios. Usa-se o gás como combustível para a usina de turbina a gás do FPSO ou é transferido em terço por duto.

¹⁶ *Floating, Storage and Offloading unit* (Unidade flutuante de armazenamento e transferência): instalação que faz as mesmas funções do FPSO, exceto a produção. O FSO recebe a produção de petróleo bruto e eventualmente de gás de outras unidades de produção localizadas no mar. Também, executa as funções de armazenamento e transferência para navios aliviadores.

¹⁷ Plataformas especializadas projetadas para perfuração *offshore*, produção de petróleo, levantamento pesado, acomodação ou uma combinação dessas funções.

¹⁸ Estrutura fixa de aço que sustenta o *topside* de uma plataforma no mar, utilizada para instalação em águas rasas.

¹⁹ Estrutura tipo caixa usada em obras subaquáticas ou como fundação. Geralmente, é retangular ou circular e pode ter dezenas de metros de diâmetro.

(continua)

Concessão em Decom	Bacia Sedimentar	PDI Tipo	Situação	Área (km²)	WD médio (m)	Distância da costa (km)
Piraúna	Campos	Executivo	Aprovado	61	250	115
Voador	Campos	Executivo	Aprovado	82	550	110
Voador	Campos	Conceitual	Encerrado	82	550	110
Viola	Campos	Executivo	Aprovado	272	165	160
Polvo	Campos	Executivo	Aprovado	134	103	100
Tubarão Azul	Campos	Executivo	Aprovado	33	125	80
Marlim	Campos	Conceitual	Aprovado	258	800	110
Bijupirá e Salema	Campos	Conceitual	Aprovado	103	705	250
Marlim	Campos	Conceitual	Encerrado	257	910	110
Marlim	Campos	Conceitual	Encerrado	257	770	110
Marlim	Campos	Conceitual	Encerrado	257	612	110
Marlim	Campos	Executivo	Aguardando	257	990	110
Marlim	Campos	Conceitual	Encerrado	257	990	110
Marlim	Campos	Conceitual	Encerrado	257	850	110
Marlim	Campos	Conceitual	Encerrado	257	905	110
Viola	Campos	Conceitual	Encerrado	272	190	160
Moreia	Campos	Executivo	Sobrestado	119	115	90
Nordeste de Namorado	Campos	Executivo	Sobrestado	45	195	83
Jubarte	Espírito Santo	Executivo	Aprovado	579	1473	76
Cação	Espírito Santo	Executivo	Aprovado	4	19	47
Cação	Espírito Santo	Executivo	Aprovado	4	19	47
Cação	Espírito Santo	Executivo	Aprovado	4	19	47
Sardinha	Camumu	Executivo	Aguardando	21	30	2
Camarão Norte	Camumu	Executivo	Aprovado	16	44	11
Piranema	Sergipe	Executivo	Aprovado	263	1100	37
Salgo	Sergipe	Executivo	Sobrestado	10	10	60
Macau	Potiguar	Conceitual	Em análise	14	6	12
Arabaiana	Potiguar	Executivo	Sobrestado	57	25	24
Arabaiana	Potiguar	Executivo	Sobrestado	57	25	24
Biquara	Potiguar	Executivo	Encerrado	10	20	25
Agulha	Potiguar	Executivo	Encerrado	20	16	150

(conclusão)

Concessão em Decom	Bacia Sedimentar	PDI Tipo	Situação	Área (km ²)	WD médio (m)	Distância da costa (km)
Agulha	Potiguar	Executivo	Encerrado	20	16	150
Guaiuba	Potiguar	Executivo	Aprovado	30	40	35
Oeste de Ubarana	Potiguar	Executivo	Sobrestado	32	17	22
Oeste de Ubarana	Potiguar	Executivo	Sobrestado	32	17	22
Guajá	Potiguar	Executivo	Aprovado	34	50	28
Salema Branca	Potiguar	Executivo	Aprovado	23	46	34
Siri	Potiguar	Executivo	Aprovado	28	15	6
Dentão	Potiguar	Executivo	Encerrado	26	20	33

Fonte: Adaptado de AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS (2024b, 2024c).

Observam-se a evolução de projetos de descomissionamento no país entre 2022 e 2024, consoante a legislação vigente. Também, pela considerável infraestrutura instalada na costa, destaca-se o potencial econômico marítimo brasileiro, notadamente pela presença de grande quantitativo de instalações mais antigas, do tipo plataformas fixas de petróleo. Na maioria, estão instaladas em campos maduros, de baixa profundidade e com acesso facilitado, ponto de partida do O&G *offshore* no Brasil, cujos aspectos econômicos são tratados a seguir.

1.3 ECONOMIA DO ABANDONO DE CAMPO

A economia do abandono de campo no Brasil ainda é um tema que guarda incerteza, em função da ausência de execuções completas de descomissionamento. Dos anos 1980 até 2017, removeram-se somente cinco plataformas fixas (PCAR-1, BAS-37, PRB-1, PAP-1, PGA-6 e Meru), todas instaladas em profundidades menores de 80 m. Entre 2012 e 2017, foram desconectadas, para esse fim, outras cinco unidades flutuantes (P-34, P-27, FPSO Brasil, FPSO Marlim Sul e FPSO OSX-1), cuja desmontagem e descarte se realizou completamente no exterior, sem registro de execução no Brasil (MIMMI *et al.*, 2017).

Não se descomissionou plataforma fixa em profundidade acima de 80 m. Também, não foi identificada referência a descomissionamento de linhas rígidas ou à reciclagem de infraestruturas e remediação, em *sites* de exploração de O&G *offshore*. Dessa forma, as melhores referências de custos foram obtidas por *benchmark* de outros países ou com os dados

econômicos disponíveis, nas raras ocasiões de alguma fase de descomissionamento realizada no Brasil (MIMMI *et al.*, 2017).

Em contrapartida, o panorama recente concorre para uma mudança nesse cenário, haja vista o considerável número de instalações no mar em idade avançada e em processo de abandono de campo. Destaca-se que políticas de remoção total das unidades que atendem, efetivamente, aos preceitos legais e ambientais, apresentam custos elevados, normalmente distribuídos entre cessionários e sociedade, por meio de isenções de taxas para estímulo à atividade industrial (FOWLER *et al.*, 2014). Portanto, a questão econômica é o maior entrave para remover a disposição final da infraestrutura *offshore* de O&G.

Para fins de pesquisa, como método de análise dos aspectos econômicos dessa temática, buscam-se referências em regiões onde a atividade ocorre em maior intensidade e há mais tempo, de forma estruturada, aplicando-se métodos comparativos. Também, observam-se as devidas salvaguardas quanto à aplicabilidade local das execuções em outros países, utilizando documentos de fontes primárias com dados econômicos de descomissionamento. Todos esses fatores estão presentes quando se analisam os dados das execuções no Mar do Norte, em sua porção no Reino Unido, com uma indústria de abandono de campo operando de forma estruturada há décadas (OIL AND GAS UNITED KINGDOM, 2021).

1.3.1 Custos do abandono de campo do Reino Unido no Mar do Norte

Com as mais antigas bacias hidrográficas de exploração de O&G *offshore* do mundo, o Mar do Norte tornou-se referência em executar a operação de abandono de campo, provimento de bens e serviços, regulação setorial, gerenciamento de projetos e orientação da demanda. Países como Brasil e Austrália basearam suas estratégias de descomissionamento na experiência do Reino Unido, com adoção de mecanismos, como a estrutura de gestão de projetos, o sequenciamento de fases e a ordenação dos centros de custo para cada atividade (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2022; OIL AND GAS UNITED KINGDOM, 2021).

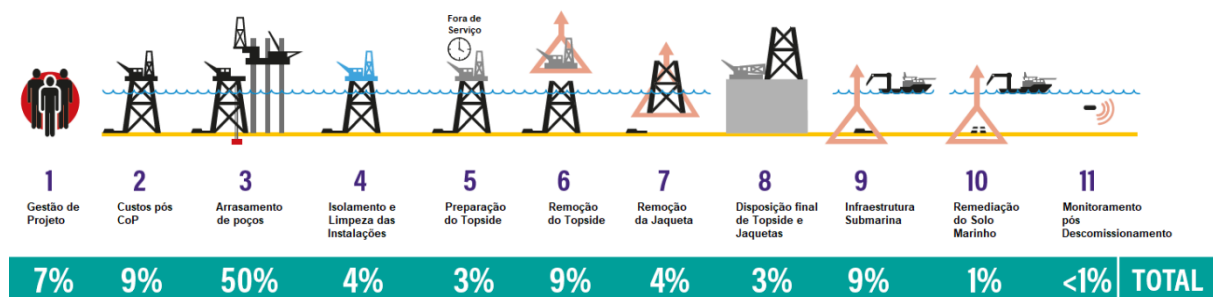
O Estado e a indústria de O&G do Reino Unido trabalham em conjunto, apoiando as ambições climáticas importantes para o país para atingir emissões líquidas zero carbono até 2050. Em 2021, esses atores celebraram o Acordo de Transição do Mar do Norte, que consiste na utilização da *expertise* do setor de O&G *offshore* no apoio às metas de emissões de GHG (OIL AND GAS UNITED KINGDOM, 2021). Assim, estimulam o desenvolvimento de formas

mais verdes de descomissionamento, a identificação de oportunidades de economia circular, o reaproveitamento da infraestrutura marítima para projetos de captura e armazenamento de carbono, a produção de hidrogênio e energia eólica *offshore*. Por meio de incentivos para iniciativas de reutilização de componentes, promovem soluções criativas para reciclagem de materiais ou reuso de instalações (OIL AND GAS UNITED KINGDOM, 2021).

A publicidade de dados referentes aos aspectos econômicos do descomissionamento do Reino Unido é regular e bem-estruturada, observando-se custos incorridos em cada etapa da atividade, projeções futuras, por tipo de atividade e por localidade, dentre outras articulações possíveis. Do estudo dessas informações, destaca-se que, desde 2021, o foco da economia do setor de descomissionamento é a transição energética, pelo reuso da infraestrutura de O&G para quatro finalidades principais: a) captura de carbono; b) hidrogênio; c) eólica; e d) geotermal. Isso se orienta pelos pilares de economia circular, declínio natural das emissões, desenvolvimento de uma matriz energética verde e economia de baixo carbono (OIL AND GAS UNITED KINGDOM, 2021).

As etapas e, por conseguinte, os custos com o abandono de campo se dividem em 11 categorias, referentes a cada estágio do projeto. A figura 2 ilustra essa divisão, assim como o percentual em relação ao custo total de abandono de campo e os custos estimados pelos próximos dez anos com abandono de campo no Reino Unido. É significativo notar a semelhança entre o ordenamento de custos por etapas e a definida pela Resolução nº 817/2020, abordada em seção própria.

Figura 2 – Categorias de custos de descomissionamento.



Fonte: OIL AND GAS UNITED KINGDOM (2021, p. 12).

Em termos econômicos, observa-se que, entre 2018 e 2021, o gasto anual total com descomissionamento no Reino Unido foi de US\$ 1,4 bilhões, US\$ 1,4 bilhões, US\$ 1,2 bilhões

e US\$ 1,6 bilhões²⁰, para cada ano. Para contextualizar os montantes empregados em abandono de campo, na indústria de O&G daquele país, verifica-se que o gasto representou 12% do investimento total em O&G do Reino Unido no ano de 2021 (OIL AND GAS UNITED KINGDOM, 2021).

No tocante à infraestrutura descomissionada, entre 2020 e 2021, foram 234 poços, 21 *topsides*, 18 jaquetas, 50 km de tubulação, 4,5 mil toneladas de estrutura submarina e 1,6 mil suportes de tubulação rígida. Isso demonstra a robustez e a experiência da indústria da região na execução de desmonte e disposição final de campos de O&G marítimos, o que realimenta os bancos de dados para fornecer novas previsões (OIL AND GAS UNITED KINGDOM, 2021).

A gestão de abandono de campo do Reino Unido produz e disponibiliza estudos técnicos e previsões de demanda acurados, permitindo a preparação da cadeia de suprimento e uma melhor transparência dos planos para os campos de O&G nos anos seguintes. No período de 2022 a 2032, estimam-se US\$ 17,9 bilhões em gastos com abandono de campo, referentes à remoção e destinação final de 1.782 poços, 125 *topsides* (aproximadamente 700 mil toneladas), 115 jaquetas (aproximadamente 400 mil toneladas), 350 km de tubulação, 88 mil toneladas de infraestrutura submarina e 16,5 mil suportes de tubulação. Isso corresponde à remoção e ao desmonte de 1/3 de toda a infraestrutura *offshore* de O&G até então instalada no Reino Unido (OIL AND GAS UNITED KINGDOM, 2021).

Acentua-se que, sem a devida análise metodológica de muitas variáveis²¹, os dados econômicos e as estimativas de remoção de infraestrutura no Reino Unido não podem ser diretamente aplicados para o caso do Brasil. No entanto, é possível assumir que a ordem de magnitude do caso brasileiro guarda certas similaridades com o caso britânico, em função da grandeza da infraestrutura local em processo de descomissionamento.

1.3.2 Custos do abandono de campo do Brasil

No Brasil, a fonte primária mais estruturada e acessível sobre dados econômicos da atividade de abandono de campo é o Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações

²⁰ Todas as moedas foram convertidas para Dólares Norte-Americanos nesta tese, com base nas cotações vigentes em 25 de março de 2024: US\$ 1 = R\$ 5,0 = JPY 151,3 = EUR 0,92 = INR 83,5.

²¹ Dentre esses fatores, destacam-se: câmbio da moeda, mecanismos regulatórios, especialização da indústria e cadeia de suprimento, capacidade produtiva instalada, entre outros.

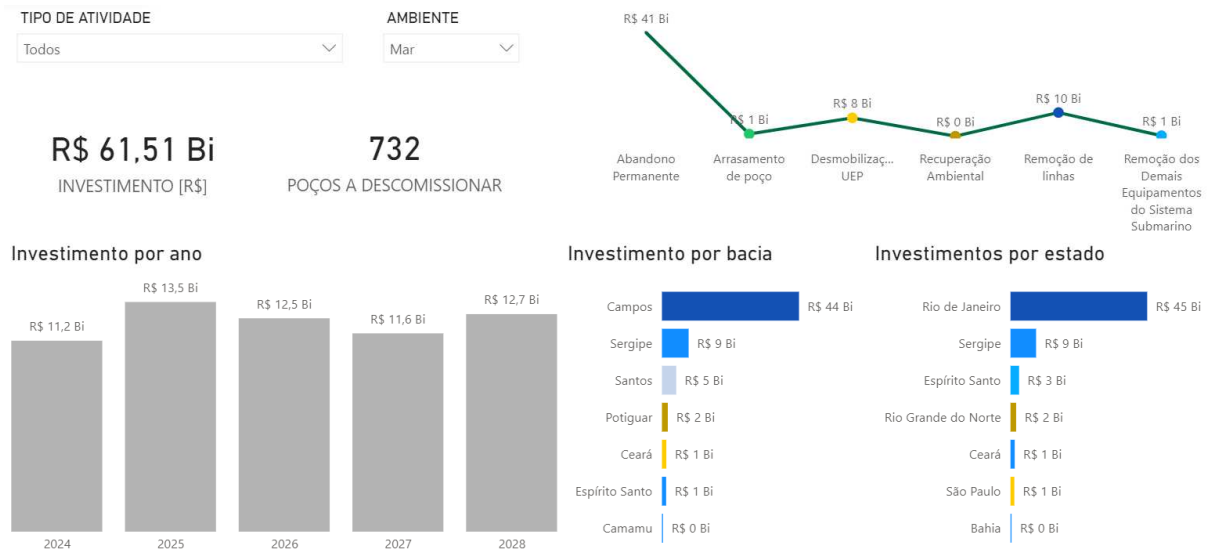
de E&P, da ANP²². A iniciativa favorece a formação de uma cadeia de fornecimento ou *cluster* econômico com interesse na atividade de abandono de campo no Brasil, que esteja preparado para atender à demanda, pois disponibiliza informações sobre os projetos a serem contratados no Brasil. O Painel Dinâmico também agrupa as informações e os compromissos assumidos pelos operadores, entregues pelo Plano Anual de Trabalho e Orçamento (PAT) e pelos PDIs (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2024b).

Com os dados da ANP, identifica-se que o investimento total em abandono de campos *offshore* no Brasil, previsto nos anos entre 2024 e 2028, é de aproximadamente US\$ 12,3 bilhões, com ações de maior ou menor intensidade em 42 processos distribuídos por sete estados da federação. Eles recebem os investimentos diretos da atividade de abandono de campo, distribuídos em seis atividades principais com os seguintes valores aproximados: US\$ 8,3 bilhões para abandono permanente; US\$ 266 milhões para arrasamento de poços; US\$ 1,6 bilhões para desmobilização de UEPs (Unidade Estacionária de Produção); US\$ 2 bilhões para remoção de linhas; US\$ 136 milhões para remoção de equipamentos do sistema submarino de produção; e US\$ 95 milhões previstos para recuperação ambiental (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2024b). Essas etapas são semelhantes às categorias de custo 3, 3, 6, 9, 9 e 10, respectivamente, utilizadas pela metodologia OGUK, conforme a figura 2.

Quanto aos estados que mais receberão investimentos em descomissionamento, em 2024 a 2028, verifica-se a seguinte correlação de volumes: Rio de Janeiro, com US\$ 9,1 bilhões (74%); Sergipe, com US\$ 1,7 bilhão (13,8%); Espírito Santo, com US\$ 571 milhões (4,6%); Rio Grande do Norte, com US\$ 375 milhões (3%); Ceará, com US\$ 280 milhões (2,3%); São Paulo, com US\$ 256 milhões (2%) e Bahia, com US\$ 20 milhões (0,2%) (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2024b). Nota-se uma diferença fundamental entre as abordagens de custos do Reino Unido e do Brasil. No primeiro, a modelagem se fundamenta em execuções passadas, enquanto no segundo, em estimativas de custos projetados pelos operadores. O gráfico 2 apresenta o Painel Dinâmico, com as previsões de investimento em abandono de campo *offshore* no Brasil, em 31 de maio de 2024, com valores em Reais.

²² O Painel de Dados do Descomissionamento da ANP trata-se de uma inovação institucional, permitindo que prestadores de serviços, fornecedores, empresas de obras, de navegação, estaleiros e toda a cadeia produtiva interessada na economia azul tenha previsibilidade de investimento em cada empreendimento, bem como quando esses investimentos devem ocorrer.

Gráfico 2 – Investimento em descomissionamento de 2024 a 2028 – Brasil.



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (2024b).

No Brasil, podem-se apontar como referências de custo de abandono de campo, documentadas e disponíveis, as associadas ao processo de descomissionamento de dois campos, objetos de recentes processos licitatórios públicos: um descomissionamento de campo com plataformas fixas²³ para três unidades e seus respectivos SSPs e outro de campo com plataformas flutuantes por EPRD²⁴, sendo três campos e respectivos FPSOs e SSPs.

A primeira licitação, no ano de 2019, teve como objeto o descomissionamento do campo de Cação, composto por três plataformas fixas interligadas (PCA-01, PCA-02 e PCA-03) a 7 km da costa, em lâmina d'água de 19 m. A operadora solicitou o fim do contrato de concessão, principalmente devido ao fluxo de caixa negativo do projeto. Ao final da produção, prosseguiu-se com o retorno antecipado da concessão, formalizada à ANP em 17 de março de 2014 (PETROBRAS, 2015).

Em 2019, a operadora desse campo anunciou o resultado da licitação para a contratação do serviço de descomissionamento das instalações (PETROBRAS, 2019)²⁵. Participaram 77 empresas licitantes, e apenas 11 fizeram propostas formais, e a proposta vencedora do certame (Consórcio Piauí-Alabama, liderado pela Triunfo Logística) teve o valor de US\$ 46.483.785,34

²³ Serviços de Descomissionamento de Plataformas Fixas (Plataformas do Campo de Cação).

²⁴ Serviços de engenharia, preparação, remoção e destinação final (EPRD) e alienação dos materiais provenientes de portos dos sistemas submarinos de produção dos campos de Espadarte (unidade de produção: FPSO Cidade do Rio de Janeiro), Piranema (unidade de produção: FPSO Piranema Spirit) e Tartaruga Verde (unidade de produção: FPSO Cidade de Rio das Ostras).

²⁵ Licitação nº 7002423988.

(PETROBRAS, 2019) ou cerca de US\$ 15,5 milhões por plataforma e sistemas associados à baixa profundidade.

Na licitação para descomissionamento dos campos de Espadarte, Piranema e Tartaruga Verde, o operador protocolou um PDI-E para o descomissionamento total de cada campo²⁶, segundo os dispositivos da Resolução nº 817/2020, que foram aprovados em 2021 (tabela 1). Na licitação, concorreram 42 empresas, mas apenas sete colocaram propostas, e declarou-se a empresa Ocyan (antiga Odebrecht) a vencedora do certame, pelo valor de US\$ 192 milhões (PETROBRAS, 2021).

Em consonância com os dados apresentados no mapa 1, verifica-se a magnitude dos investimentos do Reino Unido, com base na estimativa de investimento de US\$ 17,9 bilhões para abandono de campo entre 2022 e 2032. Enquanto isso, no Brasil, a previsão é de US\$ 7,9 bilhões entre os anos de 2022 e 2026, confirmando a posição de destaque tanto do Reino Unido quanto do Brasil na atividade de descomissionamento *offshore* no mundo. Ao mesmo tempo, é possível inferir a importância econômica da indústria do descomissionamento para o Brasil.

1.4 DISPOSIÇÕES NORMATIVAS

Deve-se realizar o abandono das atividades de campo de O&G no Brasil somente após constatação inequívoca da inviabilidade produtiva e/ou econômica, evitando a todo custo o descomissionamento prematuro da infraestrutura. Assim, assegura-se o maior retorno econômico possível para o Estado cedente e sua população, pelo incremento do Fator de Recuperação (FR²⁷). Diante da necessidade real de diversos empreendimentos, a Resolução nº 817/2020, juntamente com a Resolução nº 785, de 16 de maio de 2019, disciplinam de maneira didática e inovadora o descomissionamento de instalações de E&P no Brasil, bem como na cessão de contratos de plataformas no fim do ciclo de vida (BRASIL, 2019c; 2020a).

Dessa forma, ainda na fase de contratação da cessão, deve-se apresentar todo o procedimento adotado nessa etapa. A empresa responsável pela atividade, além de arcar com todos os custos envolvidos, deve seguir os procedimentos constantes no Regulamento Técnico de Descomissionamento de Instalações de Exploração e de Produção, Anexo I da Resolução nº 817/2020, assim como observar os requisitos necessários da Resolução nº 785/2019 (BRASIL, 2019c; 2020a).

²⁶ Licitação nº 7003579436.

²⁷ Indicador da porcentagem do volume de hidrocarbonetos extraídos de um reservatório, em relação ao volume total existente.

Após a entrada em vigor dos referidos dispositivos normativos, todos os empreendimentos presentes em Defesa Comercial devem se adequar aos requisitos exigidos. Para fins do desenvolvimento do objeto desta pesquisa, passa-se à análise detida desse arcabouço normativo, representando uma importante evolução do tema na história do país.

1.4.1 Resolução nº 817/2020: um novo paradigma regulatório no Brasil

Em 27 de abril de 2020, a ANP aprovou a Resolução nº 817/2020, considerando certa oportunidade de melhoria regulatória brasileira, comparado ao cenário inglês (BRASIL, 2020a; BRAGA, 2018). Acrescentou-se o potencial da demanda interna em torno da atividade abandono de campo e as providências para as infraestruturas *offshore* de O&G, fruto de um esforço conjunto de diferentes órgãos e instituições, como o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), o IBAMA e a Marinha do Brasil (MB) (BRASIL, 2020a).

Em um único instrumento, a norma disciplina o descomissionamento de instalações de exploração e produção de O&G, a alienação e a reversão de bens, a devolução de áreas e outras obrigações acessórias. Assim, revogaram-se as Resoluções nº 27, de 19 de outubro de 2006, nº 28, de 19 de outubro de 2006 e nº 25, de 25 de abril de 2014 e surgiram inovações, como metodologias de avaliação comparativa entre alternativas de descomissionamento e mecanismos simplificados de transferência de campos entre operadores (BRASIL, 2006a, 2006b, 2014). “Trata-se de um marco para a indústria, pois a modernização e a simplificação dos procedimentos proporcionarão oportunidades de novos negócios e mais investimentos no país” (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2020, [tela 1]). Ainda, segundo Moura (2020, *slide 3*), a norma objetiva:

estabelecer os requisitos técnicos ambientais, de segurança operacional e de navegação relativos ao descomissionamento de instalações; especificar critérios para a cessão de direitos (terra e mar) e inclusão em oferta permanente (terra); definir o procedimento de devolução de áreas (incluindo exploratórias) à ANP, regulamentar os aspectos relacionados à alienação e à reversão de bens.

Também são motivações: “modernização dos regulamentos vigentes e simplificação regulatória, estímulo ao aumento do fator de recuperação, inserção de campos (sob contrato) na Oferta Permanente, oportunidade de negócios” (MOURA, 2020, *slide 2*). Nessa perspectiva, a Resolução nº 817/2020 detalhe uma série de procedimentos e prazos envolvidos na atividade de descomissionamento *offshore*, que devem ser apresentados à agência reguladora e remetidos aos órgãos licenciadores, conforme o caso, sobre os quais se passa à análise (BRASIL, 2020a).

1.4.1.1 Aspectos gerais da Norma

Inicialmente, destaca-se a grande preocupação dos agentes envolvidos na elaboração da Resolução, com prioridade à exploração máxima da área cedida, antes de proceder o abandono de campo²⁸, maximizando o FR. Assim, a Resolução nº 817/2020 reafirma a obrigação de maximização da recuperação, evitando-se o descomissionamento prematuro (BRASIL, 2020a, Anexo II). Nesse sentido, o contratado deve apresentar as premissas que levaram à definição da data do término da produção, bem como a análise de sensibilidade dessa data em função da variação das premissas, considerando as condições do reservatório e das instalações de produção e os fatores econômicos envolvidos (BRASIL, 2020a, Art. 9). O novo arcabouço é direcionado para um fim, assemelhando-se a um manual para os operadores. Nesse sentido, segundo Bourbon:

Por um lado, almejar uma regulação que exija metas em vez de soluções auxiliará os operadores e as autoridades a terem uma discussão contínua sobre a solução mais atualizada do setor e a regulação se torna mais dinâmica. Além disso, o foco na gestão de riscos pode auxiliar as operadoras a encontrarem diferentes soluções para as atividades, reduzindo custos e tornando-se mais eficientes, não diminuindo a importância das discussões com os reguladores e a aprovação pelas autoridades competentes. Por outro lado, a falta de um conjunto definido de possíveis soluções pode levar a discussões prolongadas entre as partes interessadas sobre o programa de descomissionamento. Dessa forma, uma solução que pode ser aplicada em um determinado período pode não conseguir acontecer após meses de discussões, por falta de recursos técnicos ou financeiros, mudanças na dinâmica da empresa, alteração do padrão das ondas do mar etc. (BOURBON, 2020, p. 45, tradução nossa).²⁹

Acerca da execução das atividades de descomissionamento, deve-se dispor de um sistema de gestão de responsabilidade social e sustentabilidade aderente às melhores práticas da indústria do petróleo. Uma boa prática de mercado é a observância das diretrizes para

²⁸ “Art. 3º O contratado deverá explorar todas as opções de desenvolvimento econômica e ambientalmente viáveis, com o fim de maximizar a recuperação dos reservatórios e evitar o descomissionamento prematuro das instalações de produção. Art. 4º O descomissionamento de instalações que leve à interrupção prematura da produção de uma jazida ou que prejudique a sua recuperação só será permitido com a devolução da área ou com a apresentação de outras soluções de desenvolvimento que substituam as instalações de produção a serem descomissionadas. [...] Art. 11, § 1º O contratado poderá, a qualquer tempo, postergar a data prevista de término da produção, devendo comunicar essa decisão à ANP (BRASIL, 2020a).

²⁹ “On one hand, aiming for a regulation that requires goals instead of ready-made solutions will help the operators and the authorities to have a continuous discussion about the more up-to-date solution in the industry and the regulation becomes more dynamic. Additionally, focusing on the management of risks might help the operators to find different solutions for the activities, reducing costs and becoming more efficient without diminishing the importance of the discussions with the regulators and approval by the competent authorities. On the other hand, not having a determined set of possible solutions can lead to prolonged discussions between the stakeholders about the decom program. In this way, a solution that can be applied at a certain period might not be capable to happen after months of discussions due to the lack of technical or financial resources, changes in the company’s dynamics, altering of the ocean waves pattern, etc”.

alcançar os 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da Organização das Nações Unidas³⁰ (ODS) (NAÇÕES UNIDAS BRASIL, 2022a), bem como as diretrizes do Regulamento Técnico de Descomissionamento de Instalações de Exploração e de Produção (RTD)³¹, constantes na Resolução (BRASIL, 2020a, Art. 1).

A remoção das instalações deve seguir rigorosamente os critérios contidos no RTD, Anexo 1 da Resolução. Entretanto, admite-se o não atendimento das condições estabelecidas, desde que devidamente justificado, mediante a comparação das alternativas de descomissionamento. Além disso, nenhum critério deve ser considerado isoladamente para a definição da atividade (BRASIL, 2020a, Anexo I). Com exceção da regra geral de obrigatoriedade da remoção integral de instalações e da vedação ao alijamento no mar, ou *dumping*, está a possibilidade de, mediante aprovação das autoridades competentes, remoção parcial ou permanência definitiva *in situ* das instalações. Embora previsto na norma, esse cenário carece de regulamentação metodológica acerca de seu desenvolvimento, sinalizando a necessidade futura de uma regulamentação complementar e específica pelo órgão competente, pois, conforme Bourbon:

Isso significa que a ANP poderia permitir a implementação da política de sondas para recifes caso a caso, o que contrasta com os requisitos do regulamento anterior e pode ser mais rentável para as empresas e menos prejudiciais ao meio ambiente. Se ocorrer a adequada limpeza e descarte da plataforma, as sondas-recifes podem reabastecer a vida marinha na área do campo, constituem uma região para atividades de pesca e mergulho, influência positiva na economia do país. No entanto, é importante definir os critérios para permitir a criação de recifes [artificiais] e as regiões para colocar as plataformas sem danos para o meio ambiente e onde podem trazer benefícios para a vida marinha (BOURBON, 2020, p. 47, tradução nossa).³²

O primeiro procedimento a ser observado é a elaboração de um Estudo de Justificativas para o Descomissionamento (EJD)³³, que deve manter-se atualizado até o término da produção,

³⁰ Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável são um apelo à ação global, para acabar com a pobreza, proteger o meio ambiente e o clima e garantir que as pessoas, em todos os lugares, possam desfrutar de paz e de prosperidade (NAÇÕES UNIDAS BRASIL, 2022a).

³¹ “O objetivo deste Regulamento Técnico é estabelecer os requisitos e diretrizes para o descomissionamento de instalações em áreas sob contrato nas fases de exploração e de produção de petróleo e gás natural” (BRASIL, 2020, anexo I, 1.1).

³² “This means that ANP could permit the implementation of the rigs-to-reefs policy on a case-to-case basis, which contrasts with the requirements of the previous regulation and can be more cost-effective for the companies and less harmful to the environment (Sections 4.5.4 and 5.2.2). If the proper cleaning and disposal of the platform are carried out, the rigs-to-reefs can restock the marine life in the field’s area, provide a region for fishing and diving activities, having a positive influence on the country’s economy. However, it is important to define the criteria to allow the creating of reefs and the regions to place the platforms without harm to the environment and where they can bring benefits to marine life”.

³³ Art. 2º, inc. X — “Documento que contém a descrição da área a ser devolvida considerando aspectos de reservatório, poços e instalações, acompanhada das justificativas sobre a decisão pelo descomissionamento de instalações” (BRASIL, 2020a).

juntamente com um PDI-C34. Contudo, se for possível a adoção de uma solução de desenvolvimento que permita a continuidade da produção e a maximização do fator de recuperação, o contratado é dispensado de apresentar o EJD (BRASIL, 2020a, ANEXO I).

Segundo o Anexo 2 da Resolução, o EJD deve conter informações com abrangência e profundidade suficientes para permitir à ANP conhecer os motivos e as opções ao descomissionamento, verificar a escolha do melhor ponto para CoP, avaliar a viabilidade de incorporar a área a ser devolvida em consulta pública, para incluí-la em outro processo de licitação ou oferta permanente. Além disso, deve demonstrar o comprometimento do contratado em buscar soluções para extensão da vida útil da instalação de produção e para aumento do FR dos reservatórios, incluindo a redução de custos de projetos e considerar flutuações de preço de óleo para obter equilíbrio econômico-financeiro do projeto. Trata-se de um documento de vital importância, para possibilitar ao órgão regulador permitir a execução da atividade, de maneira que se observem todos os requisitos impostos e evite qualquer tipo de não conformidade (BRASIL, 2020a, Anexo II).

O PDI é um documento dinâmico que acompanha a atividade petrolífera nas etapas de licenciamento, exploração e produção. Na fase da instalação e exploração, deve-se submeter o PDI-C à aprovação da ANP, que, concomitantemente aos demais órgãos competentes, procede à análise, no âmbito de suas atribuições, podendo solicitar uma única vez informações complementares, ressalvada a ocorrência de fatos novos. Ao final, confere-se publicidade ao PDI apresentado pelo contratado (ANP, 2020). Esse documento deve seguir o Roteiro do Programa de Descomissionamento, constante no Anexo III da Resolução (BRASIL, 2020a, Anexo II).

Na prática, após a análise do documento, a Agência remete para os demais interessados, ressalvados os requerimentos de restrição de acesso a informações pelos contratados, nos termos da Lei 12.527, de 18 de novembro de 2011 (BRASIL, 2011). Dessa forma, a função da ANP consiste em avaliar a conveniência do abandono de campo, a situação dos reservatórios e o inventário das instalações. Por sua vez, cabe ao IBAMA avaliar se as alternativas propostas têm o menor impacto ambiental e se as medidas de mitigação desse impacto estão contempladas no projeto. Já a função da MB é avaliar as questões relativas à segurança da navegação e outros usos do mar, enquanto a responsabilidade do contratado é o cumprimento integral da norma

³⁴ Art. 2º, inc. XX — “Documento apresentado pelo contratado, cujo conteúdo deve apresentar o escopo do planejamento do descomissionamento” (BRASIL, 2020a).

(SOUZA, 2021). A figura 3 ilustra a divisão de competência entre as autarquias envolvidas no processo de abandono de campo e a análise de PDIs.

Figura 3 – Matriz de competências da União.



Fonte: SOUZA (2021, slide 16).

A execução do PDI-E não pode ser iniciada antes da aprovação, sob pena de antecipar a execução não autorizada, o que pode acarretar, inclusive, a aplicação de sanções contratuais previstas. A dispensa de submeter o PDI à aprovação, o que não exime o contratado de executar as atividades de descomissionamento, restringe-se às atividades relacionadas ao abandono, ao arrasamento de poços³⁵ e à recuperação ambiental de locação de poços. Isso depende da submissão do Relatório de Descomissionamento de Instalações (RDI)³⁶ e da manifestação de interesse de resilição do contrato. No âmbito do descomissionamento total das instalações ou da devolução da área, não cabe dispensa do documento em áreas com o desenvolvimento abortado, cujo abandono de campo já fora executado e, também, nos SPAs ou TLDs onde se prevê a remoção total das instalações (BRASIL, 2020a, Art. 12).

A aprovação ou a denegação do PDI-E podem se preceder de escrutínio público, pelo prazo de trinta dias, às expensas do contratado, incluindo possível audiência presencial

³⁵ Terminologia utilizada para se referir à recuperação da área de cessão onde poços foram perfurados, sendo uma atividade de abandono definitivo de poço.

³⁶ Art. 34 — “O contratado deverá submeter o Relatório de Descomissionamento de Instalações à ANP, conforme o roteiro estabelecido no Anexo V - Roteiro do RDI, no prazo de cento e oitenta dias após a conclusão da execução do PDI” (BRASIL, 2020a).

(BRASIL, 2020a, Art. 14). No que tange às operações integrantes da rotina operacional do sistema de produção, ainda que necessárias para a execução do descomissionamento, podem se realizar independentemente da aprovação do PDI. Em caso de alterações quanto à estrutura, à conceituação técnica ou ao prazo de execução do PDI aprovado, devem ser comunicadas pelo contratado, concomitantemente à ANP, ao órgão ambiental licenciador e, no caso de áreas marítimas, à Diretoria de Portos e Costas e à Capitania dos Portos da área de jurisdição envolvida (BRASIL, 2020a, Art. 16).

Os PDI-C de instalação de produção marítimas e dos SPAs, no geral, seguem os mesmos trâmites. Todavia, deve-se apresentar o PDI-E de instalações no prazo de seis meses, contados da aprovação do PDI-C (BRASIL, 2020a, Art. 25). Caso ainda não haja proposta definitiva quanto ao destino das instalações de exploração utilizadas em TLD na fase exploratória, no momento da apresentação do PDI-C, o contratado deve informar no PDI-E o inventário de todas as instalações que integram o TLD, incluindo aquelas sem proposta definitiva quanto à remoção ou ao aproveitamento (BRASIL, 2020a, Art. 12).

No caso de não cumprimento do PDI de instalações de produção, verificado pela análise do RDI ou dos relatórios parciais, a ANP pode executar as garantias vinculadas ao contrato de concessão, consoante a regulamentação específica, sem prejuízo das sanções cominadas na legislação aplicável (BRASIL, 2020a, Art. 36). Nessa perspectiva, segundo Bourbon (2020, p. 45, tradução nossa):

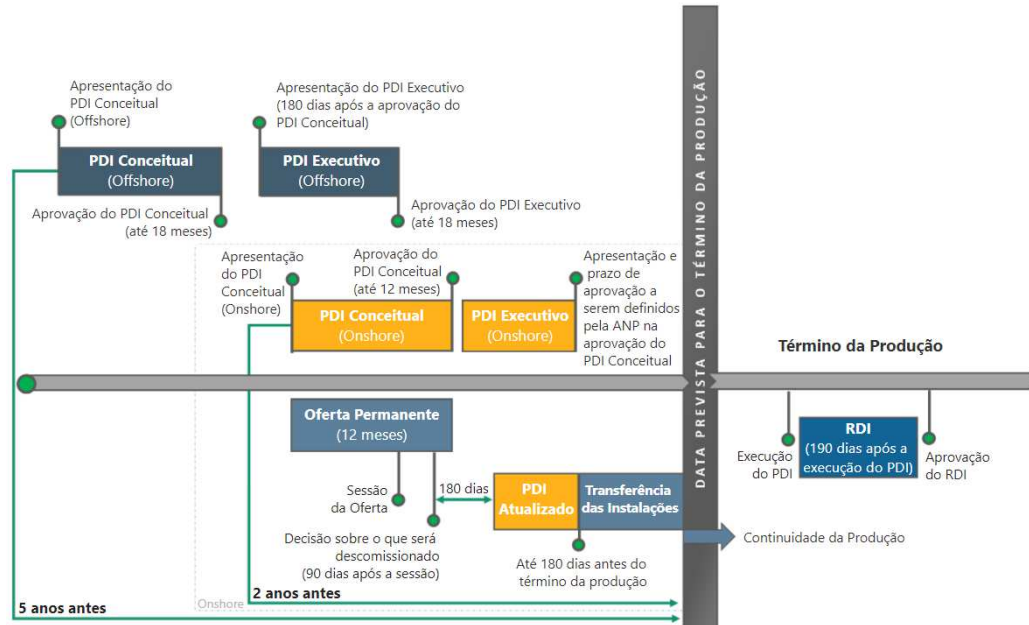
Para limitar o tempo necessário para a análise e aprovação do desmantelamento [das instalações], a ANP fixou prazos previstos no regulamento para apresentação do programa, a exigência de mais informações, a aprovação do programa e indicou a possibilidade de realização de reunião de escrutínio público. No entanto, isso pode não garantir que o cronograma inicial comprometido entre os reguladores e os operadores será seguido por causa da suspensão de prazos quando os operadores precisam dar informações adicionais ou até a conclusão das reuniões públicas. Portanto, o tempo de aprovação do programa dependerá do nível de comunicação e da transparência entre os reguladores e os operadores.³⁷

A exigência de informações e medidas adicionais é um arcabouço legislativo que reforça o compromisso com a conformidade e a transparência do processo. Para casos excepcionais, mediante a análise do caso concreto, deve-se observar sempre a razoabilidade e a

³⁷ “To limit the time required for the analysis and approval of the decom, ANP fixed deadlines within the regulation for the program submission (Article 10), the requirement of further information (Article 16), and the program approval and indicated the possibility of holding public scrutiny meeting (Article 14). Nevertheless, that might not guarantee that the initial schedule compromised between the regulators and the operators will be followed because of the suspension of deadlines when the operators need to give additional information or until the completion of the public meetings (Article 17). Thus, the program’s approval time will depend on the level of communication and the transparency between the regulators and the operators”.

proporcionalidade da medida, pois implica tempo e custos que podem gerar impactos econômicos significativos para ambas as partes. A figura 4 ilustra todos os prazos estabelecidos na Resolução nº 817/2020 relativos aos dispositivos analisados (BRASIL, 2020).a

Figura 4 – Prazos de tramitação de PDIs.



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS (2024b).

1.4.2 Resolução nº 785/2019: o descomissionamento na cessão de contratos

No âmbito da regulação da indústria de O&G no Brasil, o conceito de cessão é a transferência, total ou parcial, da titularidade de direitos e obrigações decorrentes do contrato de concessão ou partilha de produção (contratos de E&P), por qualquer meio (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS, 2024a). A ANP conta com um manual que atende a todos os requisitos da Resolução nº 785/2019, que disciplina o processo de cessão de contratos de E&P de petróleo e gás natural e complementa a Resolução nº 817/2020, em pontos específicos. Nesse sentido, o Manual de Procedimento de Cessão aponta que:

O descomissionamento de instalações na cessão de contratos está disciplinado na Resolução ANP nº 817/2020, que estabelece como responsabilidade das empresas detentoras dos direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural a execução das atividades de descomissionamento de instalações de forma segura observando todos os requisitos da resolução e do Regulamento Técnico de Descomissionamento de Instalações de Exploração e de Produção [...] (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS, 2024a, p. 38).

A Resolução nº 785/2019 é enfática, ao não admitir a transferência parcial de um campo, exceto como alternativa a um acordo de individualização da produção não concretizada, a critério da ANP, elencando os procedimentos que devem ser submetidos ao crivo da norma (BRASIL, 2019c, Cap. II, Art. 3º, § 1 - IV):

I — Os pedidos de autorização para a prática de transferência, total ou parcial, da titularidade de direitos e obrigações decorrentes do contrato de E&P, inclusive como resultado da execução de garantia sobre a posição contratual do respectivo contrato de E&P; II — mudança de concessionária ou contratada decorrente de fusão, cisão ou incorporação; III — mudança de operadora; IV — e isenção ou substituição de garantia de performance (BRASIL, 2019c, Cap. II, Art. 3º, § 1 - IV).

Quanto ao tema, a Resolução nº 817/2020 assevera que se devem definir as instalações a serem descomissionadas pelo cedente e as que o cessionário pode aproveitar, sempre com anuência da ANP. As atividades de descomissionamento de instalações não revertidas ou alienadas podem ser objeto de acordo entre os contratados novos e antigos (BRASIL, 2020a). Quando responsável pelas atividades de descomissionamento, o cedente deve submeter uma versão atualizada do PDI à aprovação da ANP, juntamente com o pedido de cessão de contrato (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2024a). Caso haja instalações a serem descomissionadas pelo cedente, deve assinar um termo de compromisso entre o cedente e a ANP, quando da aprovação da cessão de contrato, e o cessionário deve figurar como interveniente desse termo. A vigência desse termo de compromisso vigora até a apresentação do RDI (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2024a). Nesse aspecto, o *site web* da agência reguladora orienta como elaborar o termo de compromisso. Também, o Manual ANP apresenta orientação para as partes:

Havendo responsabilidade da cedente quanto ao descomissionamento, os seguintes documentos deverão ser apresentados com o pedido de cessão: a) Documento informando as instalações a serem descomissionadas pela cedente e aquelas que serão aproveitadas pela cessionária; b) PDI atualizado; c) Minuta de Termo de Compromisso entre a cedente e a ANP, devendo a cessionária figurar como interveniente. A minuta deverá vir acompanhada de planilha contendo as seguintes informações das instalações que serão descomissionadas pela cedente: códigos cadastrais junto à ANP; tipo do objeto; identificação/nome do objeto; identificação do bloco ou campo; coordenadas do objeto e processo ANP correspondente, podendo a ANP solicitar informações adicionais (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2024a, p. 38-39).

A Resolução nº 785/2019 complementa o procedimento, no que compete às garantias sobre direitos emergentes de contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural, na fase de descomissionamento de produção. Assim, destaca que:

Todos os contratos de E&P que estejam na fase de produção e passem por processo de cessão deverão apresentar garantia financeira para o descomissionamento de instalações. A aprovação dessa garantia pela ANP é uma condição para a assinatura do termo aditivo de cessão [...] estando o valor a ser garantido para o ano aportado antes da cessão do contrato [...] ocorrendo a substituição da garantia da cedente por uma da cessionária. As garantias devem estar nos modelos previstos nos anexos da Resolução ANP nº 854/2021. Caso a cessão não se efetive [...] a garantia da cessionária será prontamente devolvida. (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2024a, p. 39 - 40).

O Manual de Procedimento de Cessão contém todos os procedimentos específicos para os casos de cessão de contratos previstos na Resolução, assim como a relação dos documentos exigidos para a abertura do processo de cessão e os modelos e formulários padronizados que devem ser utilizados pelas partes interessadas (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2024a). Elas têm a prerrogativa de desistir do pedido a qualquer tempo, até a assinatura do termo aditivo ao contrato de E&P. Os legitimados para requerer abertura de processo de cessão são:

- I — A cedente, nos casos de transferência de titularidade do contrato de E&P, fusão, cisão e incorporação;
- II — A operadora, no caso de mudança de operadora;
- III — A garantida, nos casos de isenção ou substituição de garantia de performance; ou
- IV — O credor, nos casos de execução de garantia que acarrete a transferência de titularidade do contrato de E&P (BRASIL, 2019c, Cap. VI, Art. 34).

As Resoluções nº 785/2019 e nº 817/2020 apresentam-se como um marco na política de E&P no Brasil, pois são fruto de uma articulação de diversos atores interessados no processo. Além disso, esses documentos unificam o modo como se deve fazer o descomissionamento, favorecendo a inclusão do país no cenário global, bem como o fomento da economia, trazendo novas perspectivas de negócios, em consonância com preceitos ambientais éticos.

Considerando o tempo de vigência da norma, não há informações suficientemente relevantes, a fim de aferir o impacto da fragmentação do processo regulatório da cessão de direitos para o descomissionamento marítimo. Todavia, notam-se os esforços governamentais, no sentido de efetivar o processo de abandono de campo no Brasil, com base na experiência do Reino Unido, entre outros.

Por todo o exposto, como alternativa ao abandono de campo tradicional ou descomissionamento de campo por remoção e descarte da infraestrutura, verifica-se a oportunidade de readequar as infraestruturas e os espaços obsoletos de campos de O&G *offshore* em descomissionamento no país. Assim é possível implantar e desenvolver a geração de energia eólica no mar, conforme já praticado por países, como Inglaterra, Alemanha, China e Noruega. Desse modo, apresenta-se também como um meio de o Brasil estar em consonância

com as diretrizes regulatórias e as iniciativas de proteção ao meio ambiente internacionalmente aceitas. Logo, é o tema sobre o qual se passa à análise em capítulo próprio, desenvolvido na sequência.

2 A ENERGIA EÓLICA - UMA INDÚSTRIA EM ASCENSÃO GLOBAL

Até a primeira metade do século XX, era inatingível a ideia de extrair energia das forças naturais, por meio de turbinas instaladas no mar, utilizando a energia das massas de ar em movimento para gerar eletricidade e, então, alimentar residências em terra, ou, então, produzir água doce por intermédio da dessalinização da água do mar, fabricando células de hidrogênio, amônia ou gás natural sintético pela reação de Sabatier. Modernamente, essa concepção é uma realidade, e se associa a um futuro energético sustentável em uma agenda internacional, que busca alternativas para a redução das emissões de GHG, pela queima de combustíveis fósseis, para conter o aquecimento global. Entre as alternativas mais promissoras, estão os parques eólicos *offshore*.

O mais antigo registro do uso da energia dos ventos pelo ser humano aparece em um vaso descoberto em Gerzeh, no Egito, exposto no Museu de História Natural Britânico, cuja data foi determinada entre 3300-3100 a.C. (figura 5). A arte retrata o uso mais antigo de uma vela em um mastro para movimentar uma embarcação e, por isso, o primeiro registro de aproveitamento da energia eólica (PAINE, 2013, p. 43).

Figura 5 – Vaso de Gerzeh.



Fonte: MIGAKI (2019).

Em aproximadamente 200 a.C., a energia eólica foi empregada em bombas de água, na China, e em moinhos com lâminas de tecido para moer grãos, na Pérsia, dando início à

diversificação dos usos desta energia na antiguidade. No Oriente Médio, a adoção de moinhos de vento para a produção de alimentos começou no século XI. Então, os mercantes transferiram a nova tecnologia para a Europa, onde os holandeses adaptaram a energia dos ventos para o emprego de grandes bombas para a drenagem de pântanos no delta do rio Reno.

Depois, os europeus levaram o conhecimento do uso da energia eólica para o Ocidente, quando os primeiros colonos americanos se beneficiariam da técnica para moer grãos, bombear água e cortar madeira. Durante a marcha para o oeste nos Estados Unidos, fazendeiros instalaram milhares de bombas de vento para várias aplicações. No final do Século XIX, apareceram os primeiros pequenos geradores eólico-elétricos por meio de turbinas eólicas (UNITED STATES, 2023b).

2.1 A EVOLUÇÃO DA EÓLICA *OFFSHORE*

A crise de escassez de petróleo da década de 1970 mudou o ambiente energético no mundo, gerando interesse no desenvolvimento de meios alternativos de suprimento de energia elétrica. Por iniciativa do governo federal dos Estados Unidos da América (EUA), a pesquisa e o desenvolvimento de grandes turbinas eólicas tiveram início, fomentando, mais tarde, a instalação de muitas turbinas eólicas na Califórnia, devido, também, a políticas federais e estaduais de incentivo ao uso de energia de fontes renováveis (UNITED STATES, 2023b).

Do outro lado do Atlântico, ainda em função da crise do petróleo de 1973, o governo da Dinamarca iniciou a análise das possibilidades de desenvolver a energia eólica. Uma nascente indústria de turbinas eólicas surgiu como um *spin-off* da fabricação de máquinas agrícolas, sendo que a primeira turbina eólica comercial foi erguida em 1979 (DENMARK MINISTRY OF FOREIGN AFFAIRS, 2022). No ano de 1991, a Dinamarca foi o primeiro país a construir um parque eólico *offshore* (UNITED NATIONS, 2022), chamado Vindeby e comissionado pela empresa ORSTED.

Por conta dessa crise, motivações políticas e de segurança energética acerca do desenvolvimento da indústria nacional de energia eólica, assim como questões de ordem fiscal, relacionadas às importações de energia, levam ao desenvolvimento de um projeto de demonstração de viabilidade. Isso originou o primeiro parque eólico *offshore*: um projeto piloto com o total de 11 aerogeradores de 450 kW de potência cada, em uma área de 0,45 quilômetros quadrados, 5 MW de potência total. Então, Vindeby conseguia entregar o consumo elétrico anual para 2200 residências (ORSTED, 2024a), conforme a figura 6.

Figura 6 – Parque eólico *offshore* de Vindeby – Dinamarca.



Fonte: OFFSHORE WIND (2016).

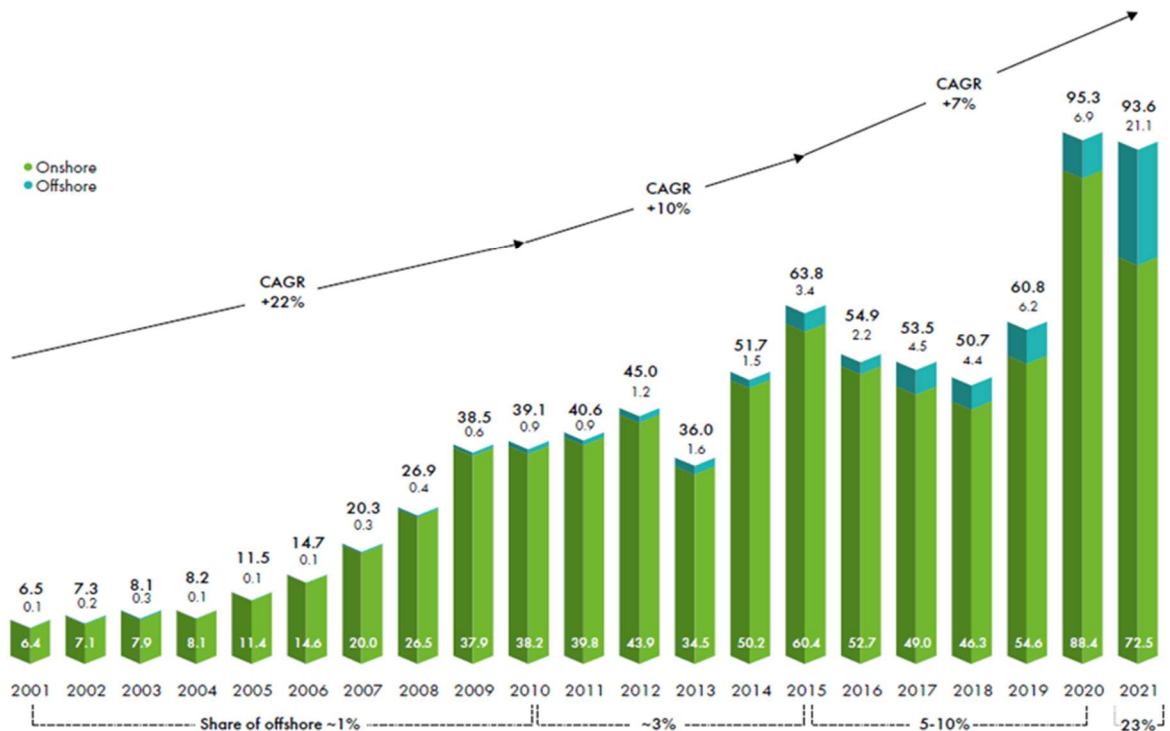
Em 2016, após 25 anos de operação, as turbinas da Vindeby chegaram ao final do ciclo de vida, e começaram os preparativos para o descomissionamento. Segundo a empresa administradora, a Dong Energy, foram elaboradas soluções alternativas para a utilização da infraestrutura dos parques eólicos, antes do início do descomissionamento. Como há o cabeamento instalado, ligando as turbinas à subestação em terra, com potencial interesse econômico por parte de empresas atuando no ramo de energia renovável (OFFSHORE WIND, 2016), surge a proposição das oportunidades de reuso de instalações, espaços e infraestrutura, assunto analisado mais adiante nesta tese, aplicando aos campos de O&G brasileiros.

Após 30 anos da instalação dos 5 MW de Vindeby, identifica-se o salto no desenvolvimento de energia de fonte eólica *offshore* no mundo, ao analisar os números do ano de 2021, quando a capacidade instalada ganhou novos 21,1 GW, elevando a geração de potência elétrica *offshore* mundial para 57,2 GW. Isso representa uma porção de 7% da capacidade de geração de energia eólica mundial, que, em 2021, chegou a 837 GW (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a).

A infraestrutura instalada para geração de energia eólica *offshore* é uma pequena parcela da capacidade total no mundo, pois há um grande espaço para desenvolver o segmento na

geração no mar (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a). Pode-se observar o incremento anual da capacidade de geração por fonte eólica *offshore* e *onshore* no gráfico 3, com destaque para a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR)³⁸, a qual indica que entre 2001 e 2010, novos projetos em energia eólica no mundo cresceram a uma taxa equivalente de 22% ao ano. Nos 5 anos seguintes, foram adicionados mais 10% ao ano; e de 2015 a 2021, mais 7% ao ano, chegando a novos 93,6 GW adicionados à capacidade instalada global em 2021, sendo 72,5 GW *onshore* e 21,1 GW *offshore*. Nos mesmos intervalos, o aparecimento de novos projetos eólicos *offshore* cresceu de menos que 1% do total, para cerca de 3%, alcançando uma taxa de crescimento de até 10% e, por fim, atingindo o patamar de 23% de todos os projetos entregues em 2021, no mundo.

Gráfico 3 – Histórico de instalações eólicas em GW – Mundo.



Fonte: GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (2022a, p. 110).

Em torno de 0,7% da energia solar que chega à superfície da Terra se transforma em energia eólica, cuja energia cinética pode ser convertida em eletricidade por turbinas sem emissões (GUSTAVSON, 1979). A magnitude energética renovável e disponível, o atual nível

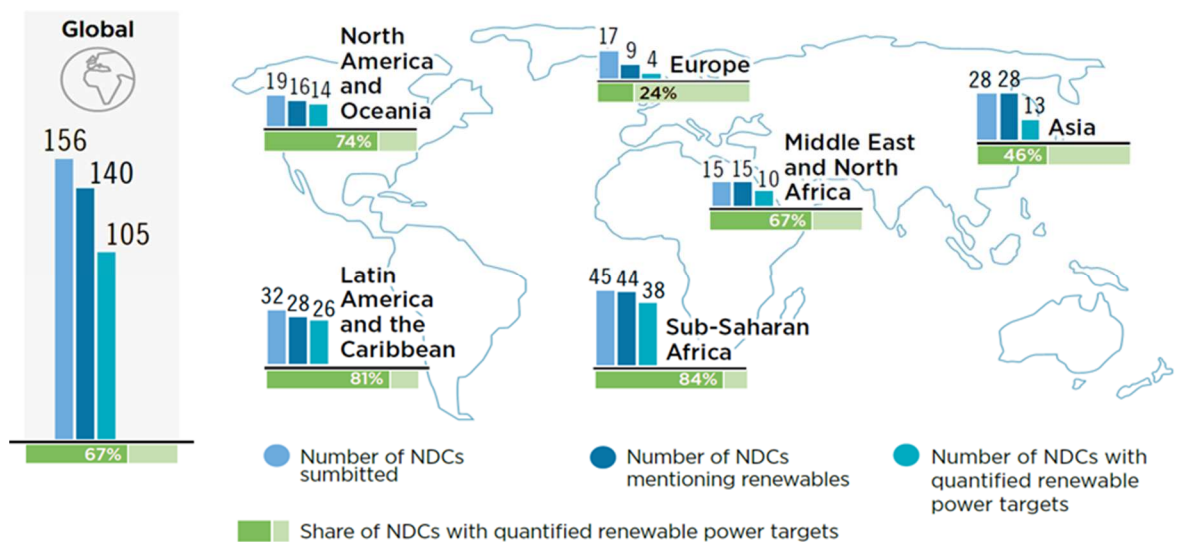
³⁸ *Compound Annual Growth Rate* trata-se de um indicador que representa a taxa de crescimento anual composta, que o retorno que permite a uma grandeza crescer do valor inicial ao valor final, desconsiderando riscos e volatilidade.

tecnológico alcançado em conversão de energia cinética em eletricidade, as iniciativas globais de redução de emissões de carbono na atmosfera e a existência de extensa malha de distribuição elétrica nas cidades fundamentam e incentivam o atual interesse de investidores em aportar capital, desenvolver e entregar grandes empreendimentos em eólica *offshore* no mundo.

Estudos recentes indicam a tendência de declínio da eletricidade gerada a partir de fontes baseadas no carbono, até 2050. A Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA³⁹) declara que a transição da matriz com base em carbono para renováveis está em franco desenvolvimento com diversas vantagens: a) o desenvolvimento socioeconômico; b) os numerosos novos postos de trabalho; c) o controle antecipado de emissões; d) a aderência dos Estados aos ODS, em sua meta “7 – Energia limpa e acessível”; e e) a descarbonização industrial global (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2020).

Vários Estados buscam dirigir o incremento do uso de energia renovável. Em 2020, o total de 135 países possuíam metas de eletricidade proveniente de fontes renováveis em seus planos energéticos nacionais, com 140 Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC⁴⁰) mencionando energias renováveis, e apenas 105 NDCs incluindo metas quantificadas para eletricidade renovável, conforme a figura 7.

Figura 7 – Número de NDCs com metas de energias renováveis – Mundo.



Fonte: INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (2020, p. 94).

³⁹ *International Renewable Energy Agency.*

⁴⁰ *Nationally Determined Contribution* incorporam os esforços de cada país para reduzir as emissões nacionais e se adaptar aos impactos das mudanças climáticas. O Acordo de Paris (art. 4, § 2º) exige que cada parte prepare, comunique e mantenha sucessivas NDCs que pretende alcançar. Para isso, adotarão medidas internas de mitigação, a fim de alcançar os objetivos de tais contribuições (UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2023).

Cada vez mais, a comunidade global se inclina para adotar formas sustentáveis de produzir energia para a sociedade, e uma das principais opções é a energia eólica *offshore*. O relatório do Conselho Global de Energia Eólica (GWEC)⁴¹, denominado *Global Offshore Wind Report 2021*, aponta que este é um momento em que governos desenvolvem políticas energéticas alinhadas com o crescimento econômico sustentável, tendo em vista as novas tecnologias e iniciativas para conter a poluição do meio ambiente, por meio da adoção das energias renováveis.

A energia eólica [...] descreve o processo pelo qual o vento é usado para gerar energia mecânica ou eletricidade. As turbinas eólicas convertem a energia cinética do vento em energia mecânica. Essa potência mecânica pode ser usada para tarefas específicas (como moer grãos ou bombear água), ou pode ser convertida em eletricidade por um gerador (UNITED STATES, 2023a, [tela 1]).

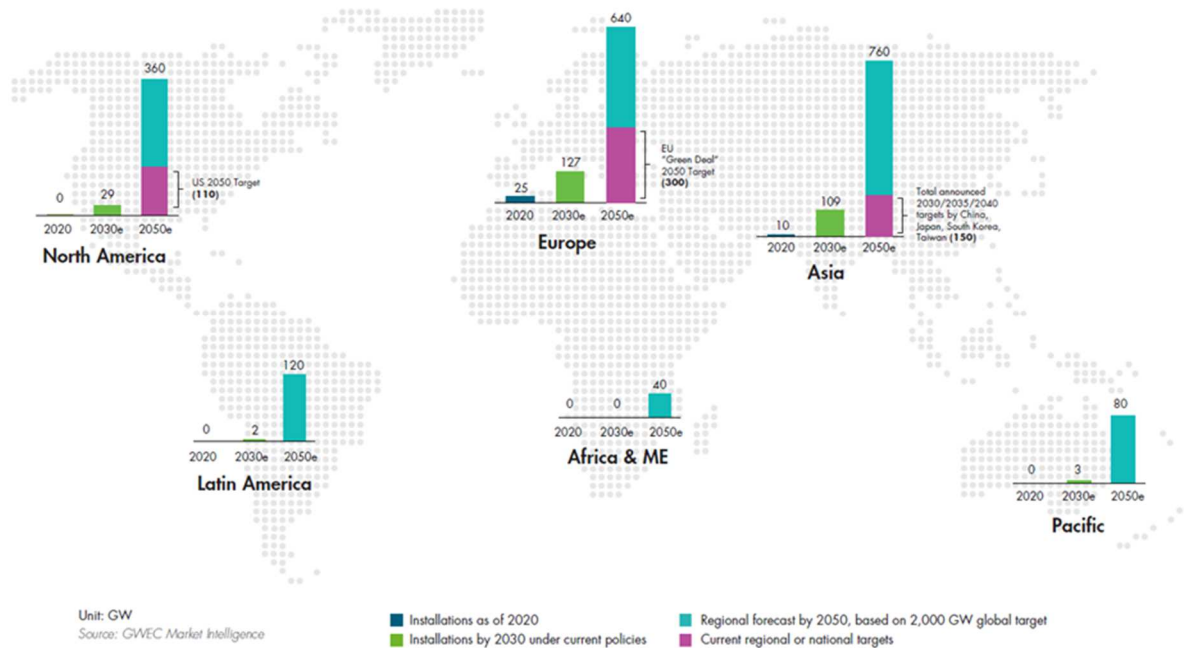
O documento acrescenta que, atualmente, a energia eólica *offshore* compreende menos de 0,5% da capacidade global de eletricidade instalada no mundo, equivalendo a 35 GW instalados. Porém, em relação ao panorama de crescimento da geração de energia, com base na meta da IRENA de 2000 GW, tem-se o alcance da neutralidade climática de emissão de carbono, compatível com as metas de Paris até 2050.

Entende-se por neutralidade de carbono, ou *Net zero*, não ter ou não resultar em adição líquida de dióxido de carbono para a atmosfera (MERRIAM-WEBSTER, 2023). Isso ocorre quando as emissões líquidas de carbono na atmosfera são iguais a zero, em comparação a um estado de não intervenção do ser humano⁴².

No cenário descrito, aponta-se que a Ásia é a região com maior proeminência em eólica *offshore*, abrigando quase 40% das instalações até 2050, seguida pela Europa (32%), América do Norte (18%), América Latina (6%), região do Pacífico (4%) e África e Oriente Médio (2%) (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2021). O gráfico 4 aponta projeções da localidade em que podem ser construídos 2000 GW de energia eólica *offshore*, até 2050.

⁴¹ *Global Wind Energy Council (GWEC)*.

⁴² A eletricidade à lenha se qualifica como neutra em carbono, porque o dióxido de carbono que os geradores emitem teria sido liberado de qualquer maneira, à medida que as árvores morrem e se decompõem (MERRIAM-WEBSTER, 2023).

Gráfico 4 – Projeção de crescimento da eólica *offshore* 2020 a 2050 – Mundo.

Fonte: GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (2021, p. 12).

Nos últimos anos, é evidente a evolução da eólica *offshore* no mundo, ao observar o salto de magnitude ou o tamanho médio de novos projetos eólicos *offshore*, de 124% entre 2010 e 2020, partindo de 136 MW e chegando a 304 MW. A partir de 2020, identificam-se projetos acima de 1 GW (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2022).

A América Latina ostenta potencial promissor para a geração de energia eólica *offshore*, porém os volumes demandados de energia desse segmento em todas as regiões do mundo ainda são drasticamente maiores do que as metas e as capacidades atuais. Assim, os mercados de desbravadores devem motivar interesse e ambição na energia eólica *offshore* nas regiões, como Brasil, Colômbia, África do Sul e Marrocos (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2021).

2.2 GEOPOLÍTICA

O centro de gravidade da geopolítica mundial continua próximo das fontes de energia, especialmente o O&G, com um novo desafio. Isso porque, atualmente, diferentes Estados devem trabalhar em sincronia pela consecução de objetivos comuns, como a busca por soluções das hipóteses de contenção do aquecimento global pela redução das emissões de GHG, causadas

pela queima de combustíveis fósseis, e a insustentabilidade do O&G como fonte de energia a longo prazo, por ser um recurso energético não renovável.

Além dessas duas hipóteses, considera-se a escalada no consumo energético antropogênico sem precedentes, como um terceiro fator contribuinte para o processo de substituição de hidrocarbonetos em escala global. Nesse ambiente, a confiança e a cooperação internacional ganha relevância na construção de soluções eficazes para as mudanças climáticas (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a).

O âmbito internacional depende politicamente de poucos fornecedores de certas matérias-primas, de modo que pressões sobre a produção eleva os preços, adicionando vulnerabilidades aos envolvidos na cadeia produtiva. Isso conturba ainda mais o contexto, pois há as externalidades imprevistas que exercem pressão adicional sobre as cadeias produtivas, por afetarem os preços e a logística internacional em larga escala. É possível mencionar algumas externalidades, como a pandemia de COVID-19, em janeiro de 2020; o bloqueio do canal de Suez, em março de 2021; e a invasão da Ucrânia, em fevereiro de 2022. Além disso, as tradicionais tensões internacionais também podem mudar o panorama das linhas de suprimento de O&G a qualquer momento, como entre Coreia do Norte e Japão; China e Taiwan; Europa Ocidental e Rússia; Índia e China; entre outras.

Essas intercorrências levam ao aumento do grau de incerteza dos projetos que dependem do funcionamento de uma malha global de fornecimento e, por conseguinte, ao incremento de riscos associados à cadeia de suprimentos da indústria eólica *offshore*. Os preços dos minerais tornam-se mais voláteis, em comparação com *commodities*, como o petróleo bruto. Neste contexto, alguns governos optam por investir em reservas estratégicas, enquanto outros permanecem no mercado aberto (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a). Tal conjunção de fatores aquece a demanda por recursos naturais, incrementando a exploração dos minerais e compostos. Isso induz conflitos socioambientais em países menos desenvolvidos, onde a busca por aproveitar os preços elevados causam elevação dos níveis de produção, podendo resultar em tragédias ecológicas, humanitárias ou sociais.

Assim, o arranjo geopolítico estabelecido atualmente está fundamentado na segurança energética, no qual o fornecimento e o livre comércio são afetados por questões domésticas, tensões internacionais e barreiras comerciais, fomentando instabilidade política e mudanças estratégicas, especialmente em função de externalidades imprevistas (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a). Em alguns países, a concentração geográfica da produção e o beneficiamento dos minerais de interesse da eólica *offshore* conferem uma influência

desproporcional dos Estados sobre organizações reguladoras internacionais. Com isso, impõem certas práticas a cadeias de suprimento globais, e a intervir na elaboração dos marcos legais que abrangem dimensões ambientais, sociais, trabalhistas, econômicas e de direitos humanos, no âmbito internacional (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a).

Apesar de algumas *commodities*, como aço, alumínio, ferro e concreto, disporem de canais de suprimento e beneficiamento bem estabelecidos e globalizados, a exploração mineral e o processamento de certos elementos críticos para turbinas eólicas *offshore* estão disponíveis apenas em algumas geografias específicas. Portanto, a oferta global está limitada pelo número de países produtores primários, adicionando riscos circunstanciais, geopolíticos e de segurança, bem como eventuais desafios logísticos, pois as rotas de suprimento passam a ser bem conhecidas por todos os países. Para o neodímio e o disprósio, ambos Terras Raras (TR⁴³), os principais fornecedores são a China, os EUA e o Mianmar. Já o níquel está presente nos mercados da Indonésia, das Filipinas e da China, enquanto o cobre tem como fornecedores principais a China, o Chile e o Peru (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a).

A importante questão da nova segurança energética, envolvendo as energias renováveis, torna-se um caminho crítico para conter a crise climática global. A energia obtida por geradores eólicos *offshore* é irrelevante somente para limitar as emissões de GHG, mas para balancear a crescente volatilidade em torno dos combustíveis fósseis, fonte histórica de inúmeros conflitos internacionais, e para acelerar a transição energética necessária futuramente (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a). Por consumir menos área em terra, aproveitar os fluxos de massas de ar no meio marítimo e possuir excelente escalabilidade, a expansão da eólica *offshore* pode ser a iniciativa de maior eficácia na transição energética.

Novamente, as crises energéticas do século XXI denotam a fragilidade do equilíbrio geopolítico no entorno do tema, assim como a ameaça da dependência dos combustíveis fósseis e a instabilidade do suprimento energético, em termos globais. Prova recente da vulnerabilidade da matriz energética atual pode ser identificada no evento da invasão russa à Ucrânia. Estados não diretamente envolvidos no conflito tornaram-se reféns do suprimento energético de gás natural (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a), durante o inverno europeu, como consequência de embargos econômicos impostos para favorecer um cessar fogo. Com isso,

⁴³ Denominam-se Terras-Raras o conjunto de 15 elementos químicos constituídos pela família dos lantanídeos mais o ítrio. Comercialmente, são separadas individualmente ou nas seguintes frações: leves (lantânio, cério, praseodímio e neodímio), médias (samário, európio e gadolínio) e pesadas (térbio, disprósio, hólmio, túlio, itérbio, lutécio e ítrio) (INDÚSTRIAS NUCLEARES DO BRASIL, 2016).

observa-se a articulação da segurança energética como moeda de troca para alcançar objetivos políticos de partes interessadas em um conflito armado de grandes proporções, como a citada.

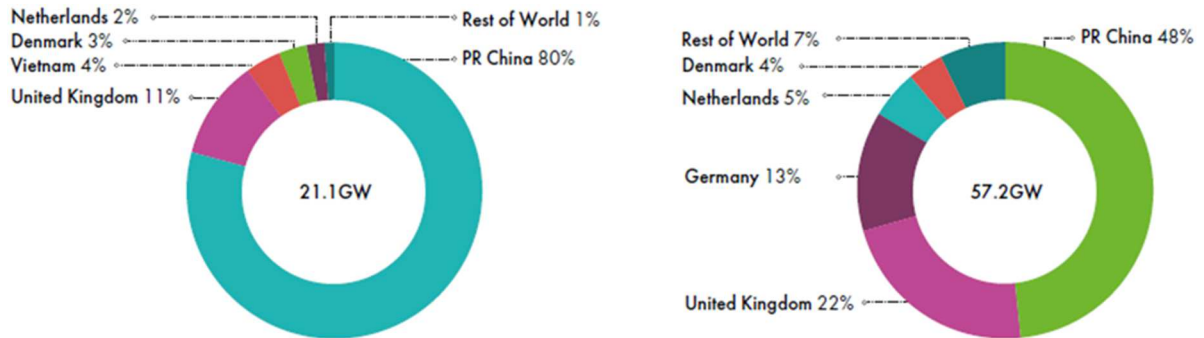
Alterações substanciais no valor das *commodities*, com iniciativas e tratados internacionais para limitar emissões de GHG, geram reposicionamento das estratégias de antigas empresas de petróleo e gás, na medida em que optam por diversificar seu portfólio. Logo, incorporam projetos de energia renovável, distanciando a marca do petróleo e alinhando a missão das corporações em direção às energias renováveis⁴⁴. Com a eventual redução de demanda por carvão, gás natural e/ou petróleo, o uso de eletricidade tende a ganhar espaço, bem como o Hidrogênio Verde (HV), obtido pela eletrólise da água, utilizando fontes renováveis de energia. Projeções apontam que haverá uma corrida pela liderança tecnológica na área de renováveis, conforme o surgimento de polos de infraestrutura em larga escala para energias renováveis e produção de HV (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a).

Considerando os países que contribuíram para incrementar a capacidade de geração de energia eólica *offshore* no mundo em 21,1 GW no ano de 2021, identifica-se a dominância da China, a qual contribuiu sozinha para a adição de 17 GW à geração mundial, ou 80% das novas instalações. Com isso, liderou, pelo quarto ano consecutivo, a instalação de empreendimentos eólicos no mar; seguida do Reino Unido, com 2,3 GW, correspondendo a 11% dos novos parques eólicos *offshore*; do Vietnã, com 4%; da Dinamarca, com 3%; dos Países Baixos, com 2%; e do restante do mundo, que contribuiu com 1% da capacidade total instalada.

Apesar de o Brasil não possuir parques eólicos *offshore* instalados até 2021, figura como responsável pelo crescimento de 5% na geração *onshore* mundial, retendo 3% da geração *onshore*, em 2021. O panorama da geração *offshore* no Brasil tende a mudar a partir de 2023, como abordado em seção específica desta tese. No gráfico 5, nota-se o crescimento da geração eólica *offshore*, bem como o total instalado em 2021.

⁴⁴ Recentemente, a norueguesa Statoil passou a se chamar Equinor; a francesa Total passou a Total Energies; a brasileira BR Distribuidora passou a Vibra Energia; e a canadense International Oil Corporation mudou de nome para Hammerhead Resources.

Gráfico 5 – Crescimento e capacidade total instalada – Mundo.



Fonte: GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (2022a, p. 109).

2.2.1 China

Desde 2010, a República Popular da China (RPC) é a maior potência mundial em produção de energia eólica. O crescimento contínuo do país na última década tem raízes na ambição geopolítica do governo central chinês. Consoante a Administração Nacional de Energia, em 2021, havia 47,5 GW de capacidade eólica conectados à rede de distribuição, dos quais 17 GW eólicas *offshore*. Esse é um recorde na indústria eólica *offshore* global e quase três vezes o volume de novas eólicas *offshore* instaladas em todo o mundo em 2020: um crescimento sem precedentes neste segmento na história.

Porém, com o fim do sistema *Feed-in-Tariff*⁴⁵, também ocorre a descontinuação do subsídio para energias renováveis, em vigor desde 2014, e responsável pelo crescimento do setor eólico (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b). Também devido ao fim do FiT as energias renováveis passaram a receber os mesmos incentivos governamentais que as centrais a carvão. Desde 1 de janeiro de 2021, todos os projetos eólicos em terra devem atingir a paridade da grade. Em 2022, o governo central cessou os subsídios para a energia eólica *offshore* (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a).

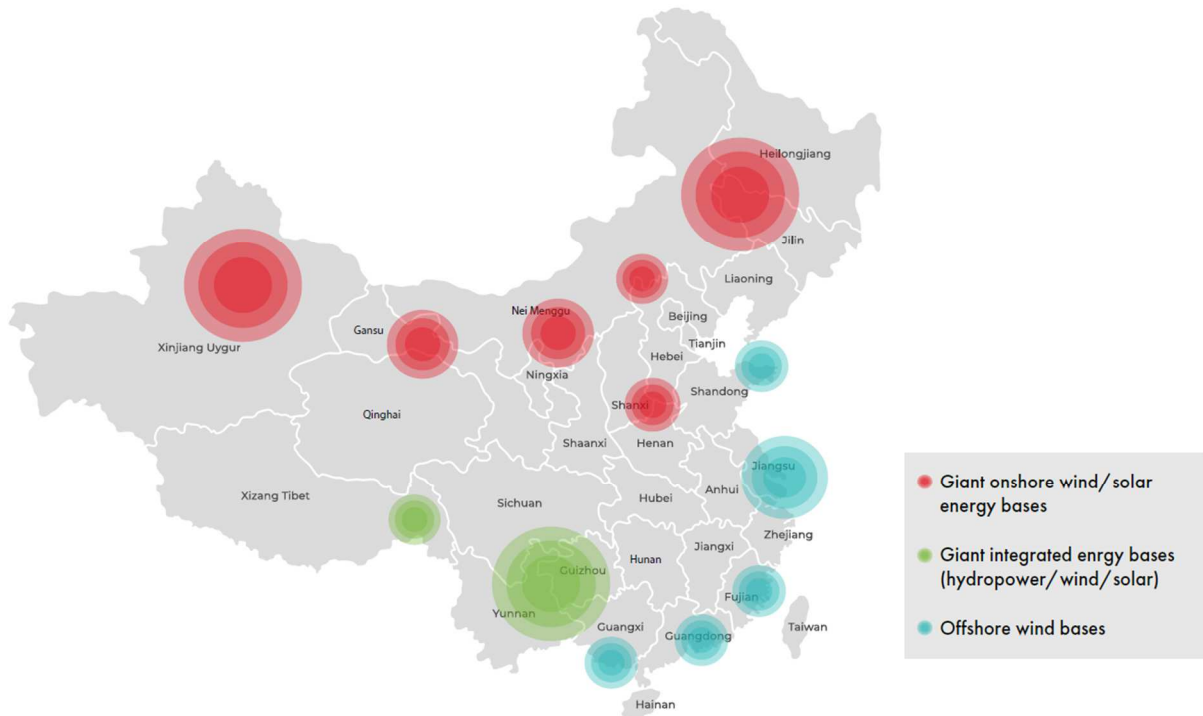
A RPC também é o maior centro de fabricação de turbinas eólicas do mundo, entregando em torno de 65% da produção global de nacelle de turbinas e componentes-chave, incluindo caixas de engrenagens, geradores e pás. No início de 2022, em função da concorrência de preços mais intensa com o fim do FiT, os preços das turbinas, incluindo torres, caíram para US\$ 316 / kW, para energia eólica *onshore*; e US\$ 632 / kW, para eólica *offshore*. Os fabricantes chineses

⁴⁵ *Feed-in-Tariff*, ou tarifa de suprimento (FiT), é uma política destinada a apoiar o desenvolvimento do setor de energias renováveis por meio do estabelecimento de um preço garantido para os produtores de energia renovável (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a).

de turbinas eólicas continuam a lançar novas turbinas em crescentes classes de potência, bem como rotores cada vez maiores para o mercado interno, com a maioria dos produtos voltados para turbinas *offshore* dimensionados para a faixa de 12-16 MW.

O caminho para atingir a meta chinesa nomeada “30-60” (pico de emissões até 2030 e neutralidade de carbono até 2060) prevê a progressão de planos para acelerar o desenvolvimento de energia renovável. Até o final do período entre 2021 e 2025, a participação das energias renováveis, na capacidade total de geração de energia da RPC, deve exceder 50% (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a), com a adição de 98 GW de capacidade eólica *offshore* até 2031, ou 31% do incremento eólico *offshore* globais neste período. O mapa 2 mostra o plano quinquenal de desenvolvimento de renováveis.

Mapa 2 – Plano de desenvolvimento de renováveis – China.



Fonte: GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (2022b, p. 79).

2.2.2 Vietnã

Durante a última década, o Vietnã alcançou a capacidade instalada de geração elétrica de 55 GW e consumo de eletricidade em crescimento aproximado de 10% ao ano. Atualmente, o país está planejando o desenvolvimento de energia para os próximos 10 anos, considerando a capacidade de geração e as metas de redução de emissões de carbono na atmosfera (DANISH ENERGY AGENCY, 2020).

No ano de 2013, Vietnã e Dinamarca celebraram acordo de cooperação a longo prazo, visando reforçar a transição do Vietnã para uma economia de baixo carbono. A Agência Dinamarquesa de Energia (DEA) coopera com o Ministério da Indústria e Comércio do Vietnã, por meio do Programa Conjunto de Parceria Energética entre o Vietnã e a Dinamarca. Por sua vez, o Vietnã possui considerável potencial eólico para projetos fixos e flutuantes (DANISH ENERGY AGENCY, 2020).

Considera-se que a energia renovável é a melhor alternativa para a transição energética do Vietnã, trazendo a necessidade de investimentos para adaptar a rede de distribuição de energia elétrica do. Isso levaria o governo a desenvolver o Projeto de Desenvolvimento de Potência ou PDP8 (*Power Development Plan 8*), para reduzir o custo dos investimentos e, ao mesmo tempo, permitir as adaptações necessárias, descrevendo as estratégias de desenvolvimento de energia renovável no Vietnã pelos 10 anos, entre 2021 e 2030.

A Assembleia Nacional aprovou legislação específica para permitir que a iniciativa privada faça investimentos no sistema nacional de distribuição de energia. Em conjunto, essas iniciativas do Governo e da Assembleia Nacional objetivam adaptar a infraestrutura do Vietnã para permitir a compensação das emissões de carbono até 2050 (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b). Estabelecendo uma meta de desenvolver 7 GW de geração elétrica *offshore* até 2030, o PDP8 estabelece uma meta ambiciosa que, eventualmente, pode consolidar o Vietnã como líder eólico *offshore* regional.

Para suportar esse objetivo, é necessário desenvolver o quadro normativo do setor, para trazer a segurança para investimentos privados em empreendimentos eólicos *offshore*. O Banco Mundial (WBG⁴⁶) e a Agência Dinamarquesa de Energia (DEA⁴⁷) colaboraram para elaborar o Roteiro de Desenvolvimento Eólico *Offshore* para o Vietnã, um estudo das maneiras de explorar o considerável potencial eólico *offshore* do país. Assim, contribuíram substancialmente para elaborar o PDP8 (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b) (DANISH ENERGY AGENCY, 2020).

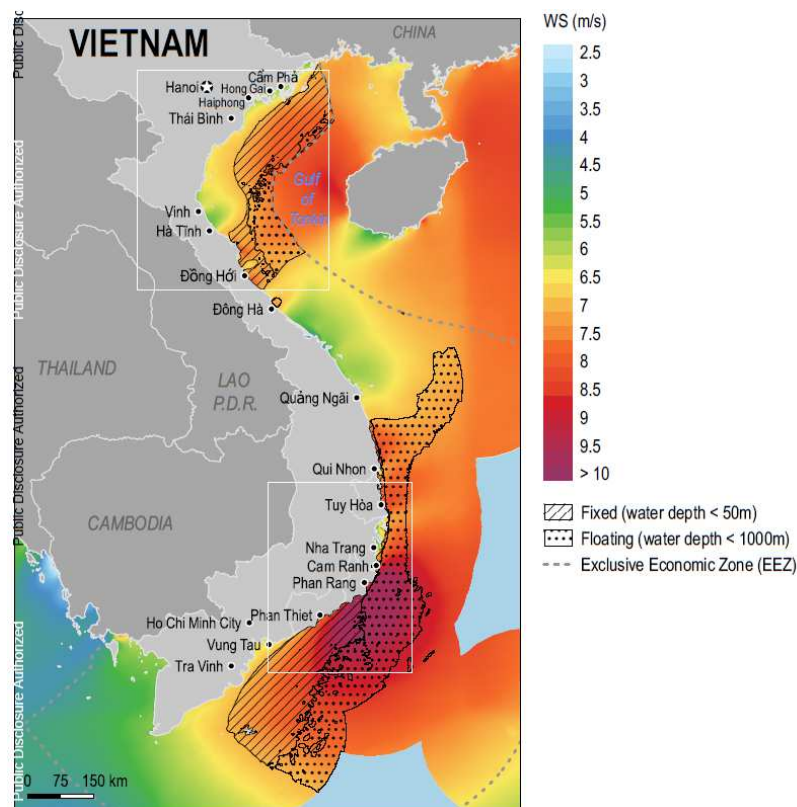
Para fomentar o crescimento da indústria de energia eólica *offshore*, o governo vietnamita introduziu uma tarifa de alimentação eólica *offshore*, em 2018, a US\$ 95 / MWh, aproximadamente. Esse foi o segundo FiT mais alto oferecido no Vietnã, e apenas menor do que as tarifas para Tratamento Térmico de Resíduos Sólidos Municipais, em aproximadamente US\$ 100 / MWh, (DANISH ENERGY AGENCY, 2020).

⁴⁶ World Bank Group.

⁴⁷ Danish Energy Agency.

Entre os estudos de avaliação de potencial energético eólico especificamente para o Vietnã, há os que consideram os exercícios regionais de triagem para projetos eólicos *offshore* fixos e flutuantes. Com base nessas pesquisas, o WBG estimou que o potencial técnico eólico *offshore* para o Vietnã é de 599 GW (261 GW para fundação fixa, e 338 GW para a flutuante). Com base em uma análise de restrições, o DEA estimou que o Vietnã tem potencial técnico realizável de 160 GW, em áreas com uma distância da costa de 5 km a 100 km, além disso, consideraram-se apenas áreas com velocidade do vento superior a 7 m/s a 100 metros acima do nível do mar (DANISH ENERGY AGENCY, 2020), conforme o mapa 3.

Mapa 3 – Potencial da energia eólica *offshore* – Vietnã



Fonte: WORLD BANK GROUP (2020).

Certamente, o considerável recurso eólico e o grande potencial de oleodutos atraíram um forte interesse da indústria eólica *offshore*. Porém, vários desafios, incluindo a falta de estrutura regulatória e o extenso processo de licenciamento, impediram o início da atividade do setor eólico *offshore* no país (DANISH ENERGY AGENCY, 2020).

A meta de 5 GW a 10 GW de energia eólica *offshore* instalada até 2030, estabelecida na PDP8, considerando que os projetos começam do marco zero, pois não existe parque eólico *offshore* instalado, requer importantes alinhamentos e iniciativas, especialmente para um novo

mercado, como o Vietnã. No entanto, é uma meta possível, diante do prazo disponível, assim como o desenvolvimento de um marco regulatório favorável ao desenvolvimento deste setor da economia, e a celeridade nas demais ações identificadas no PDP8 (DANISH ENERGY AGENCY, 2020; GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b).

2.2.3 Índia

Na Índia, o setor eólico *offshore* ganhou relevância após o anúncio do primeiro-ministro, em 2021, sobre as metas de neutralidade de emissões de carbono, bem como a criação de instituições bilaterais para o aproveitamento de energia renovável. No mesmo ano, a Índia também anunciou as ambições crescentes de instalar 500 GW de capacidade de geração de energia não baseada em combustíveis fósseis, incluindo 30 GW de capacidade eólica *offshore*, até 2030 (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b).

Em março de 2022, por meio de consulta pública, abrangendo toda a indústria, sobre o documento de discussão “Estabelecimento de Projetos de Energia Eólica *Offshore*” para atingir uma meta de 30 GW até 2030 (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b), o Ministério das Energias Novas e Renováveis (MNRE⁴⁸) divulgou alguns aspectos importantes a se observar. Dentre eles, citam-se: a consciência socioeconômica entre as comunidades indígenas e pesqueiras; o desenvolvimento de uma estrutura de planejamento espacial marinho; a instalação de infraestruturas portuárias; a disponibilidade de navios; e a regulamentação de padrões eólicos *offshore*.

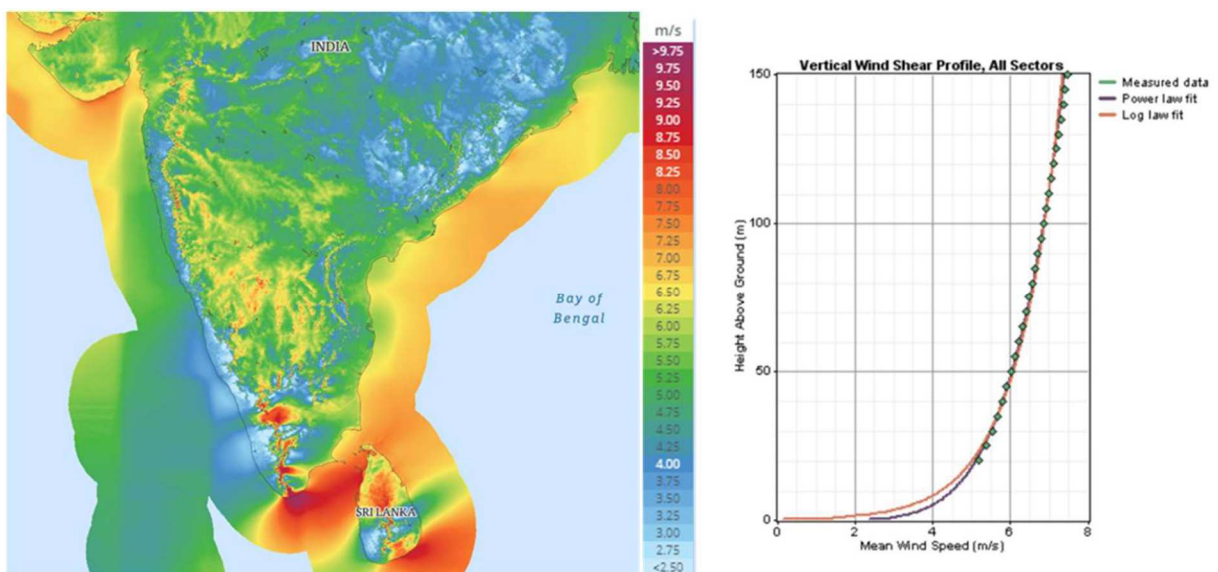
A aprovação célere de licenças, outorgas, comissionamento de infraestrutura de transmissão e adesão aos cronogramas de assinatura de acordos de compra de energia também são importantes para garantir um cronograma de instalação atinente ao atingimento das metas (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b). Por meio de acordos de cooperação estratégica e colaboração institucionais, a Índia está desenvolvendo a capacidade e a experiência em energia eólica *offshore*. No âmbito do memorando de entendimento entre Índia e Dinamarca, em setembro de 2021, inauguraram um centro de conhecimento denominado “Centro de Excelência para a Energia Eólica e Renovável *Offshore*”, para elaborar uma abordagem completa e coerente, para desenvolver a rentabilidade da indústria de energia eólica *offshore*, com vistas a mobilizar investimentos no setor (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b).

⁴⁸ Ministry of New and Renewable Energy

Outro marco significativo no projeto de transição energética indiano foi a compilação e o lançamento do primeiro Catálogo de Tecnologia Indiano, em 3 de fevereiro de 2022, com o principal objetivo de prover dados normalizados para a análise de sistemas elétricos, modelagem e cearização econômica, bem como estudos de planejamento energético, para o planejamento, a análise e a formulação de políticas do setor de energia. Dados relevantes das tecnologias de produção de energia estão disponíveis para todas as partes interessadas, sendo um banco de dados padronizado, com os insumos da totalidade dos setores energéticos indianos (CENTRAL ELECTRICITY AUTHORITY OF INDIA, 2022).

Elaboraram estudos detalhados de capacidade eólica, por meio da obtenção das variações do recurso eólico em diferentes localidades, considerando estimativas de velocidade e densidade energética ao longo dos anos. Em relação à altura, a velocidade do vento aumenta com a elevação acima do nível do mar ou solo, em escala logarítmica: quanto maior a altura do cubo da turbina, mais recursos eólicos podem ser colhidos pela turbina, conforme o mapa 4.

Mapa 4 – Potencial da energia eólica *offshore* – Índia.



Fonte: CENTRAL ELECTRICITY AUTHORITY OF INDIA (2022, p. 82).

Recentemente, a empresa de petróleo e gás ONGC⁴⁹ e a NTPC⁵⁰ assinaram um memorando de entendimento para explorar oportunidades eólicas *offshore*. Enquanto as tecnologias de energia renovável em escala de serviços públicos, como a eólica e a solar, enfrentam atrasos na alocação de terras para o desenvolvimento do projeto, a eólica *offshore*

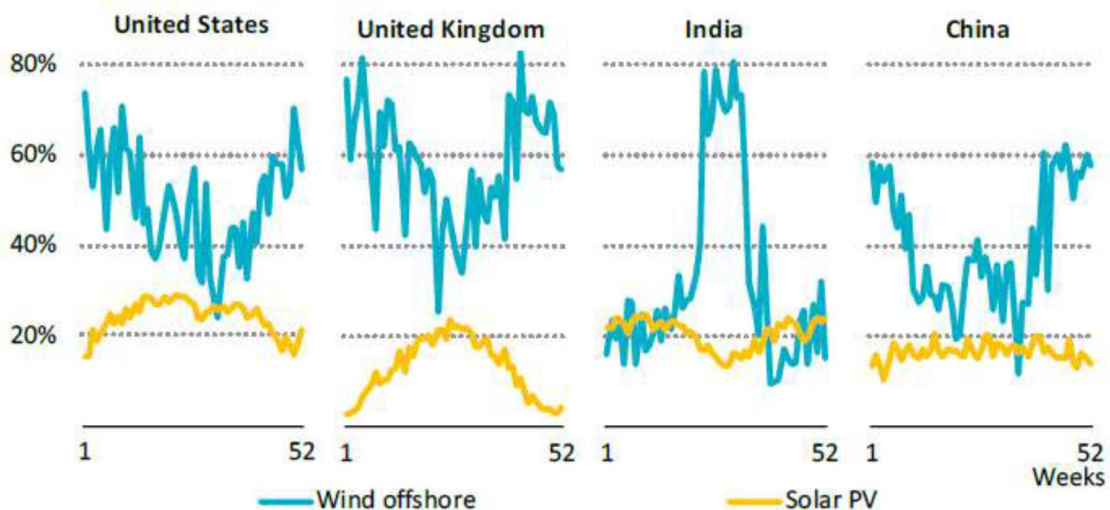
⁴⁹ Oil and Natural Gas Corporation Limited, empresa estatal de O&G da Índia.

⁵⁰ National Thermal Power Corporation, empresa estatal de energia da Índia.

tem a oportunidade de mitigar ou contornar a questão associada à disponibilidade de terras. A estimativa de custo nivelado da energia (LCOE⁵¹) mais baixo possível, em 2025, situa-se entre 90 e US\$ 136/MWh e, em 2030, na faixa de 63 a US\$ 95/MWh (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a).

O recurso eólico também se caracteriza pela sazonalidade ou pela variação conforme a localização, dependendo das condições atmosféricas e climáticas específicas em diferentes épocas do ano. Por exemplo, na Europa, as velocidades do vento são normalmente mais fortes de outubro a março; e mais baixas, entre junho e setembro. Na Índia, simulações indicam que, na temporada de monções, de junho a setembro, ocorre uma maior disponibilização de energia eólica *offshore* em comparação a outras partes do ano, segundo o gráfico 6, considerando as 52 semanas de um ano.

Gráfico 6 – CF médio para renováveis *offshore* – US, UK, RPC e ÍNDIA.



Fonte: CENTRAL ELECTRICITY AUTHORITY OF INDIA (2022, p. 85).

2.2.4 Brasil

O Brasil tem a oportunidade de se estabelecer como um mercado eólico *offshore* relevante no cone sul, com considerável potencial para liderança regional ou global. Considera-se a energia eólica *offshore* como uma das mais promissoras inovações em termos de tecnologias de energia renovável do país, respaldando potencialmente o caminho para uma transição energética, nos quais mais de US\$ 49 bilhões foram estimados nos próximos 10 anos

⁵¹ *Levelized Cost of Energy*, ou método do custo nivelado de energia.

para investimentos na infraestrutura de geração e transmissão de energia. O desenvolvimento da indústria eólica *offshore* melhora indicadores socioeconômicos, em função da criação de empregos, do desenvolvimento de novos negócios e da expansão industrial, reduzindo a desigualdade de renda (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b).

O ano de 2021 representa um marco para o setor eólico *offshore* do Brasil, especialmente após os entendimentos firmados entre o ministério de Minas e Energia, por meio do titular da pasta, Almirante Bento Albuquerque, e o então senador Jean-Paul Prates⁵², autor do Projeto de Lei do Marco Legal da Energia do Mar (PL nº 576/2021), do projeto de regulamentação do Hidrogênio (PL nº 725/2022) e do Marco Legal da Captura e do Armazenamento de Carbono (PL nº 1.425/2022), em abril de 2021. Como resultado dos entendimentos, no início de 2022, foi publicado o Decreto nº 10.946/2022, com as diretrizes para os empreendimentos eólicos *offshore* no Brasil, estabelecendo as bases regulatórias para a avaliação do solo marítimo para o desenvolvimento eólico *offshore*, bem como as etapas de planejamento e licenciamento, definidas para facilitar a implantação efetiva dos projetos (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b; BRASIL, 2022a).

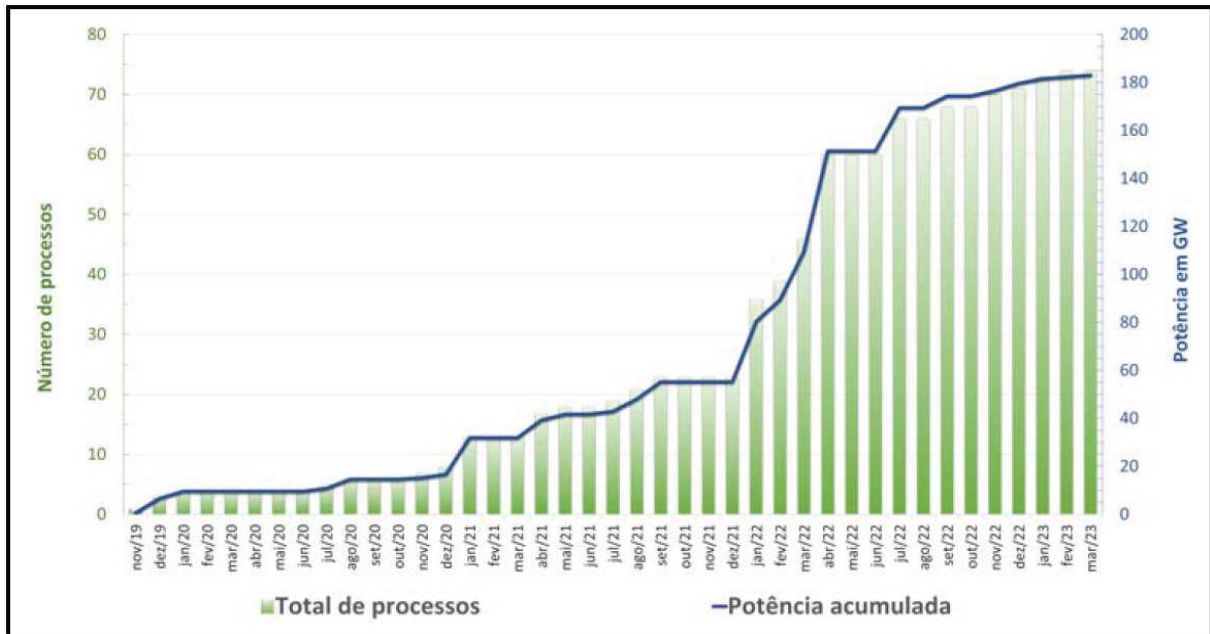
Cabe observar que o autor de diversos projetos de lei, como a regulamentação de energias renováveis, a captura de carbono e o desenvolvimento do hidrogênio, assumiu a presidência da maior empresa de óleo e gás do país, sinalizando o direcionamento estratégico em direção às energias renováveis. Esse PL nº 576/2021 não se limita apenas à regulamentação de energia eólica *offshore*, mas abrange todo o escopo das energias renováveis no mar, abre possibilidades de explorar o potencial marítimo brasileiro, ao propor o estabelecimento de um marco regulatório para o processo de concessão de parques eólicos *offshore* com leilões, similar à sistemática de concessão e outorga de campos marítimos para exploração de hidrocarbonetos. O aspecto fiscal do projeto estabelece o pagamento de participações especiais à União, estados e municípios, diferente do estabelecido no Decreto nº 10.946/2022 (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b; BRASIL, 2022a).

Para exemplificar o interesse econômico na eólica *offshore* no Brasil, identifica-se no intervalo de 4 anos, entre 2019 e 2023, a submissão do total de 180 GW, em 74 processos de licenciamento para empreendimentos de energia eólica *offshore*, sendo registrados e aguardando o processo de avaliação de impacto ambiental pelo IBAMA, conforme relatório emitido em 24 de março de 2023 (INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS

⁵² Nomeado para presidir a Petrobras em 26 de janeiro de 2023 (AGÊNCIA SENADO, 2023).

RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS, 2023a). O gráfico 7 demonstra o crescimento da submissão de novos projetos de energia eólica *offshore* para licenciamento ambiental no Brasil.

Gráfico 7 – Evolução da demanda por licenciamento eólico *offshore* – Brasil.



Fonte: INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS (2023a).

Em meio ao notável esforço para estabelecer o marco regulatório nacional, que idealmente deve incentivar e permitir o início e o desenvolvimento do setor energético das energias renováveis no mar, observa-se a necessidade de clareza processual e segurança jurídica, em qualidade similar ao estabelecido e aprimorado para o setor de óleo e gás marítimo brasileiro ao longo de muitos anos de atividade.

Pode-se observar a relevância da economia azul na crescente geração de empregos. Estimativas apontam que aproximadamente 2,5% do valor bruto mundial são movimentados no oceano, ou cerca de US\$ 1,5 trilhão, em 2010. No Brasil, a estimativa da contribuição das atividades econômicas do oceano foi estimada em 18,93% do produto interno bruto. A definição de atividades oceânicas considera setores econômicos como pesca e aquicultura; extração de petróleo e gás e energia; indústria naval; transporte e atividades portuárias; pesquisa, meio ambiente e saneamento; turismo; e segurança e defesa (SANTOS *et al.*, 2024).

O Brasil também possui desafios para o desenvolvimento da economia do mar, como: a) organizar rotas marítimas e portos, incorporando o conceito porto-indústria, comum em países desenvolvidos; b) adequar a infraestrutura de transmissão; e c) considerar custo e

competitividade no mercado brasileiro, pois a energia eólica *offshore* compete por investimentos com outras fontes de energia tradicionais (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b).

Pode-se assumir que a energia eólica *offshore* é uma fonte de oportunidades de investimento, devido ao número e porte dos projetos em tramitação formal no IBAMA, e pela própria necessidade de crescimento e modernização da matriz energética brasileira, em alinhamento com esforços internacionais de redução de descarbonização e redução de emissões. Com o desenvolvimento da eólica *offshore* nacional, abre-se oportunidade para o país tornar-se o centro da América Latina para investimento em tecnologia e energias renováveis.

Em grande medida, a realização do potencial depende de uma mudança na forma como a eólica se inserida no novo planejamento industrial integrado ao planejamento energético em curso, por meio de desenvolvimento regulatório (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b). Uma forma de verificar o potencial eólico de uma região ocorre pelo cálculo, com base em sondagens e medições da velocidade do vento, na locação considerada. Para grandes áreas, é inviável a medição pontual de velocidade do vento, e utiliza-se o recurso da estimativa, com base em modelos matemáticos.

Considerando bases de dados de velocidade do vento e por meio do emprego de ferramentas de geoprocessamento, é possível calcular as áreas apropriadas para desenvolver parques eólicos, sendo a capacidade instalada resultado de articulação matemática, com base no fator de ocupação. Dessa forma, depreende-se qual capacidade seria instalada nos locais avaliados, bem como a energia gerada (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Uma das bases de dados para estimar a velocidade do vento é a ERA5, disponibilizada pelo *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (C3S, 2024), que apresenta os seguintes atributos: resolução de 30 km x 30 km, altura de 100 m, distância da costa de 200 milhas náuticas e ano de referência de 2000 a 2017 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

O potencial energético brasileiro foi estimado, com a base de dados ERA5, em que se notam áreas com velocidade de vento acima de 7 m/s, como as comercialmente mais atrativas. Na hipótese de o aerogerador estar a 100 m de altura, as estimativas apontam o potencial do Brasil em 697 GW, em locais com profundidade de até 50 m. Analisando a média anual de velocidade do vento (AWS⁵³) no litoral brasileiro, verifica-se que as regiões com maior potencial eólico (AWS acima de 7 m/s) estão do litoral do estado do Piauí até a face norte do

⁵³ *Annual Wind Speed* (AWS)

Rio Grande do Norte, do litoral sul do estado do Espírito Santo até o norte do litoral do Rio de Janeiro e do Sul de Santa Catarina até o litoral do estado do Rio Grande do Sul.

Identificamos os empreendimentos cujos processos de licenciamento ambiental foram submetidos para a aprovação do governo brasileiro nos dados oficiais do Governo Federal (INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS, 2023a). Com essas informações, é possível identificar a confluência dos interesses econômicos das empresas interessadas em investir na eólica *offshore* para as regiões marítimas com maiores AWS. Considerando que algumas empresas são grandes corporações internacionais, com experiência e projetos desenvolvidos em outros países, infere-se uma relação de encontro do interesse econômico com o AWS nos empreendimentos eólicos *offshore*.

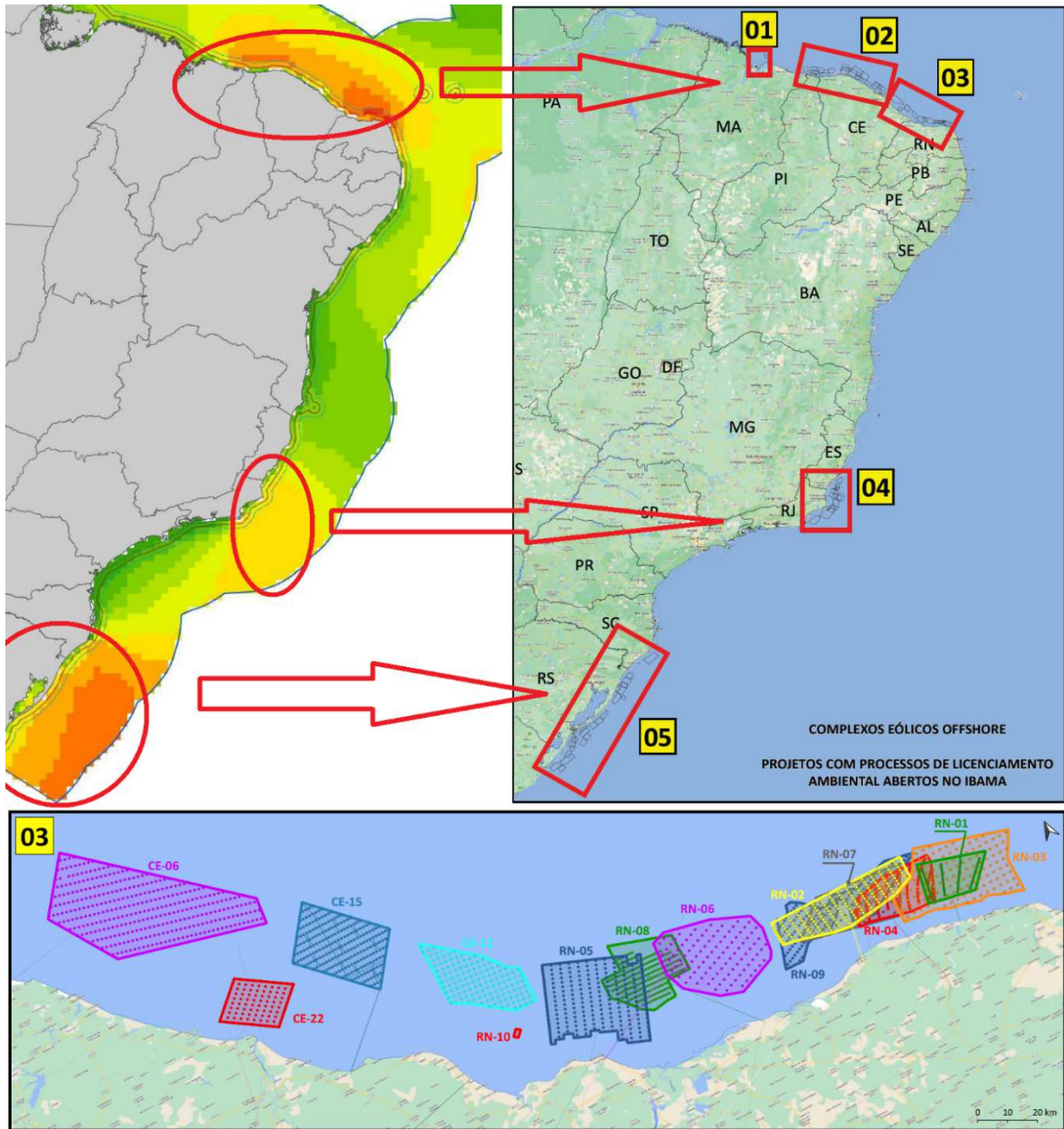
Em relação à área marítima ocupada, observa-se que as atuais submissões de projetos eólicos *offshore* para licenciamento ambiental implicam ocupar consideráveis porções do litoral brasileiro, como se verifica, por exemplo, nos projetos denominados Empreendimentos Mar de Minas I (CE-22), com 100 aerogeradores, e Mar de Minas II (CE-23) com 200, ambos pertencentes à Cemig Geração e Transmissão S.A.

Realizamos cálculos utilizando a escala dos mapas, chegando à conclusão de que a área solicitada para esses dois projetos está entre 250 km² e 500 km² aproximadamente (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, 2023a), e os aerogeradores instalados entre 1,3 km e 2 km de distância um do outro. Ao considerar a zona de segurança de 500 m⁵⁴ de uma ilha artificial (UNITED NATIONS, 1982), tem-se 300 m de largura para passagem de embarcações entre duas torres de geração eólica distantes 1,3 km, o que é, de certa forma, estreito, especialmente para áreas de fluxo intenso ou canais de acesso a zonas portuárias de fluxo e contrafluxo, sem mencionar questões relacionadas ao calado aéreo de embarcações passando entre aerogeradores. Esse exemplo denota a importância da participação ativa da Marinha do Brasil na regulamentação dessa atividade.

No mapa 5, identifica-se a inserção de áreas de interesse para projetos *offshore* nas regiões com maior AWS no litoral brasileiro, com destaque para o litoral do estado do Rio Grande do Norte. No mapa 6, observa-se a velocidade do vento média na Zona Econômica Exclusiva (ZEE) brasileira.

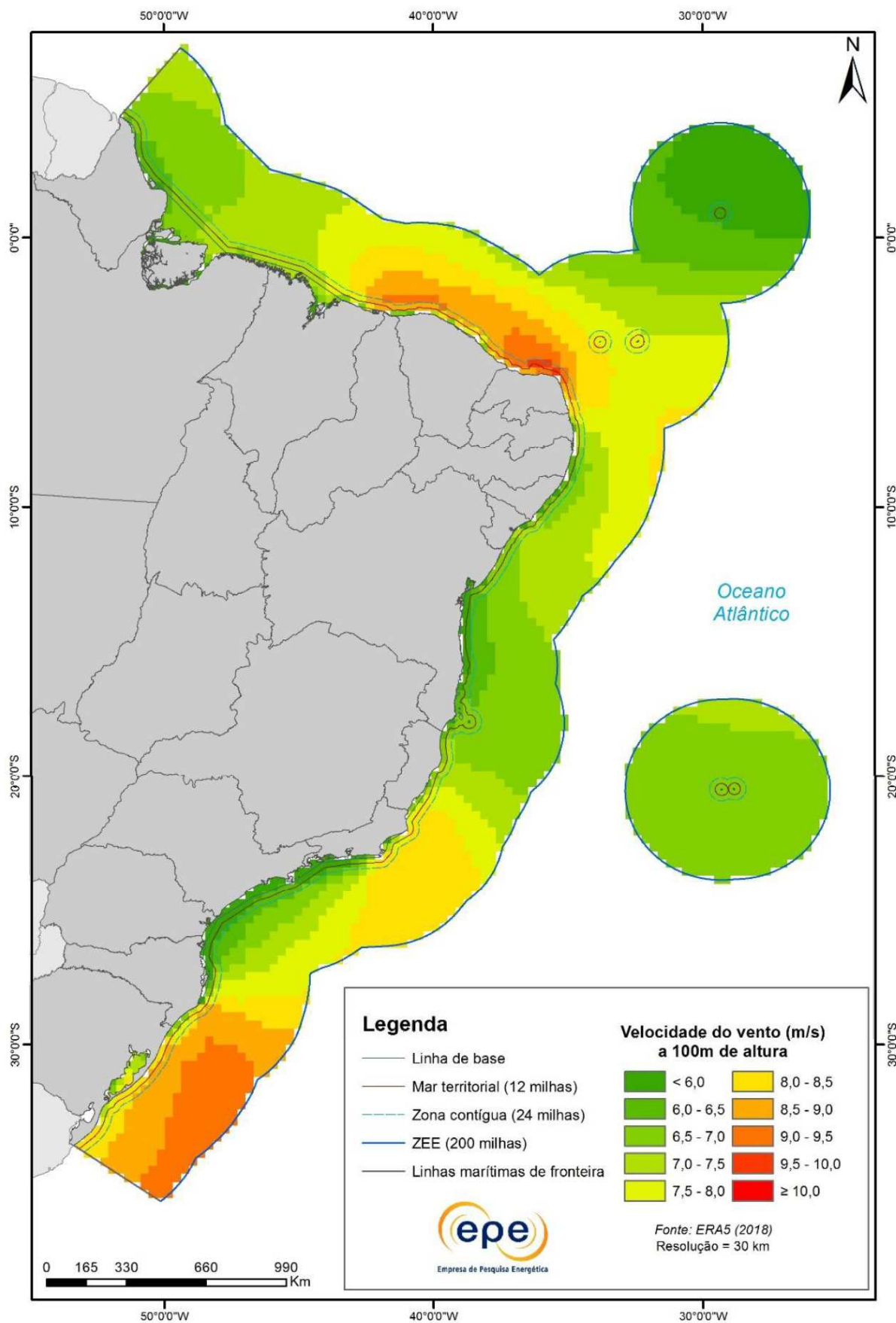
⁵⁴ O art. 60 da UNCLOS, de 1982, reconhece o direito dos Estados costeiros de estabelecer zonas de exclusão em torno de instalações *offshore*. Essas zonas devem estender-se a uma distância não superior a 500 m de cada ponto do bordo exterior da instalação (UNITED NATIONS, 1982).

Mapa 5 – AWS na ZEE e projetos em licenciamento ambiental – Brasil.



Fonte: INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS (2023a); EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020, p. 139).

Mapa 6 – Velocidade do vento a 100 m de altura do solo – Brasil.



Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020, p. 139).

2.2.5 Estados Unidos da América

Identifica-se uma inclinação positiva no sentido do desenvolvimento do setor de energia eólica *offshore* na agenda governamental dos EUA. Apesar da ausência de novas instalações eólicas nos EUA em 2022, o segmento tem ganhado incentivos no âmbito federal e estadual. Com o lançamento do Programa de Energia Renovável da Plataforma Continental Exterior (OCS⁵⁵), os EUA objetivam simplificar a geração e a transmissão de energia elétrica de fonte eólica *offshore*, fomentando a atuação da iniciativa privada e a captação de investimentos.

Por meio deste programa, o governo norte-americano emitiu 35 concessões públicas de áreas para exploração de energia eólica *offshore* no litoral leste, de Massachusetts até a Carolina do Norte. Isso demonstrou perfil ativo, pelas iniciativas para identificar áreas de potencial de energia eólica a ser explorado, pela execução de leilões para conceder áreas para exploração energética no mar, em um esforço institucional para atingir as metas governamentais em desenvolvimento de energia eólica *offshore* (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b).

Contextualizando a dimensão econômica dos investimentos nos EUA, identifica-se o leilão de duas áreas de concessões, em 11 de maio de 2022, em Carolina Long Bay, ao largo da costa da Carolina do Norte e do Sul. Juntos. Os projetos de fazendas eólicas *offshore* têm capacidade de produzir 1,5 GW de energia, o que pode abastecer 500 mil casas. Os dois operadores vencedores foram as empresas *Total Energies Renewables USA* e *Duke Energy Renewables Wind*, gerando uma receita de US\$ 315 milhões para a União (UNITED STATES, 2022). Importa notar que a empresa de atuação histórica no mercado de O&G, a francesa Total Energies, diversifica suas atividades para eólica *offshore*, em alinhamento com as iniciativas de transição energética e descarbonização.

Observa-se o maior projeto de eólica *offshore* dos EUA, por esforços do Escritório de Gerenciamento de Energia Oceânica (BOEM⁵⁶) e numerosos operadores da iniciativa privada, na rodada de leilões de New York Bight, sendo também o maior leilão da indústria eólica *offshore* da história dos EUA. Com a proposta em janeiro de 2022 e o final das rodadas ainda no 1º trimestre de 2022, foram leiloados cerca de 448 mil acres de fundo do mar (terras submersas é a terminologia mais comum pelo governo Norte Americano), ao largo da costa de Nova York até Nova Jersey, em um total de 5,6 GW de capacidade eólica *offshore* distribuídos

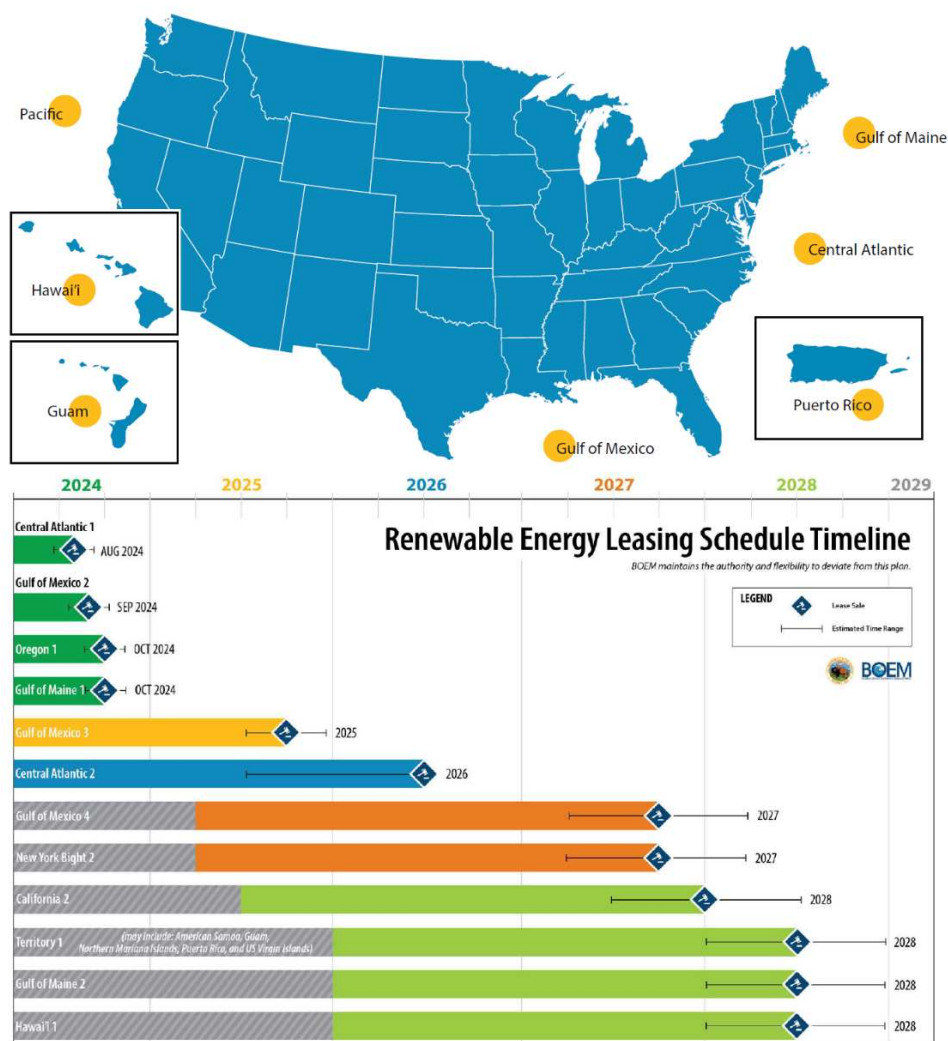
⁵⁵ *Outher Continental Shelf*.

⁵⁶ *Bureau of Ocean Energy Management*.

por seis empresas licitantes, gerando uma arrecadação recorde de US\$ 4,37 bilhões para o governo dos EUA (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b).

O planejamento energético e as ações do Governo dos EUA estão identificados no mapa 7, o qual indica as áreas de foco do desenvolvimento de energia eólica *offshore* pelos próximos 5 anos. O BOEM, que pertence ao Departamento do Interior, emitiu convite à informação e às nomeações (similar às audiências públicas no Brasil), de forma a permitir a avaliação do interesse comercial e à viabilidade na região. Em 2022, também houve a iniciativa de lançamento do projeto de Avaliação Ambiental para o Golfo do Novo México, em mais uma mostra da inclinação para explorar a energia no mar. Ainda, há outras áreas com leilões planejados, incluindo o Golfo do Maine, em 2024, o Golfo do México em 2025 e no Atlântico em 2026 (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b; UNITES STATES, 2024).

Mapa 7 – Concessões eólicas *offshore* 2024 a 2029 – EUA.

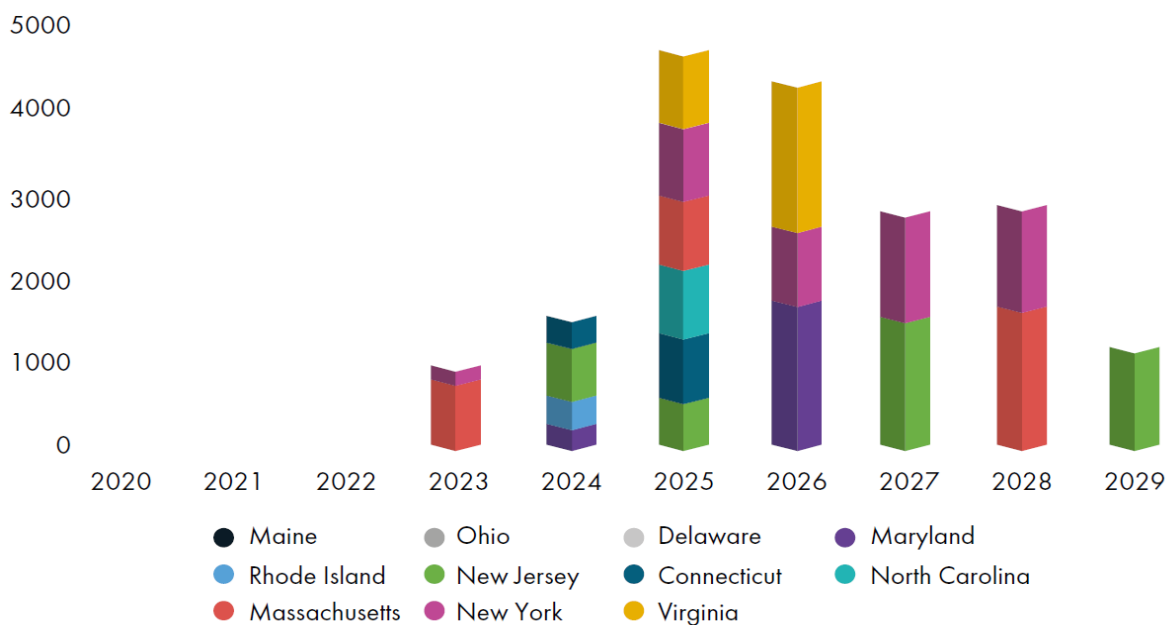


Fonte: UNITED STATES (2024).

No plano estadual, a Comissão de Energia da Califórnia declara um aumento na expectativa em projetos de energia renovável no mar, na costa oeste norte-americana, com destaque para o anúncio de um projeto de 3 GW de instalações eólicas *offshore*, até 2030, com uma inovação: são projetos flutuantes e desenhados para águas profundas. A eólica *offshore* flutuante tem se estabelecido como solução para explorar o potencial eólico em locais com águas profundas, onde os métodos de base de concreto, estacas de sucção, monoposto, tripés e jaquetas não são viáveis técnica e economicamente. A nova tecnologia, em desenvolvimento, permite projetos em dimensões bem maiores do que em águas rasas (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b).

Ao somar os projetos em nível estadual nos EUA, chega-se ao total de 49,5 GW em aquisição de equipamentos para projetos em energia eólica *offshore*, representando um incremento de 28,6% nos compromissos estaduais em relação ao ano de 2021, cuja meta estabelecida foi de 38,5 GW. O atingimento dessas metas pode inserir os EUA entre os países capazes de mudanças significativas em benefício das emissões globais. Os operadores de fazendas eólicas estimam que 18 GW de energia estejam em produção até 2029. O gráfico 8 evidencia a dispersão dessas capacidades de geração de energia por estado por ano, até 2029 (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b).

Gráfico 8 – Projeção para eólica *offshore* em MW de 2022 a 2029 – EUA.



Fonte: GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (2022b, p. 69).

Nos EUA, assim como nos demais países em desenvolvimento do setor de energias renováveis no mar, os investimentos em infraestrutura portuária compõem um aspecto importante para alcançar as metas de descarbonização. Entre as iniciativas em suporte à adaptação da infraestrutura dos portos previstas, identifica-se o Porto da Baía de Humboldt, recebendo investimentos de US\$ 10,5 milhões para adaptações, de forma a poder suportar a instalação dos 1,6 GW projetados para o desenvolvimento eólico *offshore* na região.

Existem planejamentos de aporte financeiro em infraestrutura portuária para servir a região de Massachusetts, no total de US\$ 100 milhões, beneficiando os portos para operação eólica *offshore* no estado. O Porto de Albany recebeu US\$ 29,5 milhões para adaptar a infraestrutura, de modo a suportar a instalação de fábrica de torres eólicas *offshore*. Já o Porto da Virgínia mobilizou uma área do Terminal Marítimo de Portsmouth para a Dominion Energy, a fim de permitir o desenvolvimento do projeto New York Bight. O Porto de Davisville e o Terminal Marítimo de South Quay, em Rhode Island, receberam US\$ 95 milhões para infraestrutura, em apoio aos projetos da Costa Leste: antes um local inativo, agora o porto permite que as instalações eólicas *offshore* se desenvolvam (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b).

2.2.6 Japão

Em função das características geográficas, composição arquipelágica, com fortes ventos, atingindo AWS ainda maiores e mais estáveis no mar, o Japão possui uma oportunidade singular para aumentar o fornecimento de energia renovável ao desenvolver a energia eólica *offshore*. Apesar do grande potencial eólico *offshore*, aproximadamente 128 GW em instalações fixas e 424 GW de potencial flutuante, o Japão não desenvolveu instalações eólicas em larga escala. Porém, a situação tende a mudar em pouco tempo (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b), como resultado de estudos e iniciativas em curso para o fomento da indústria eólica *offshore* japonesa. Entre as iniciativas, destaca-se o projeto de apoio para iniciar a geração de energia eólica, sob o nome de Desenvolvimento de Novas Energias e Tecnologia Industrial (NEDO⁵⁷).

Com início em 2014, o plano estratégico ressalta a importância de estimular as energias de fontes renováveis, com foco na eólica *offshore*, incluindo ações de aperfeiçoamento da infraestrutura de distribuição, o desenvolvimento de regulamentação racional, bem como o

⁵⁷ *New Energy and Industrial Technology Development Organization.*

fomento à pesquisa e ao desenvolvimento, visando também a redução de custos. O plano prevê estudos de demonstração da energia eólica *offshore*, considerando um sistema tarifário especial FiT. Adicionalmente, estão no plano de iniciativas de incentivo ao desenvolvimento tecnológico, avaliações de segurança, confiabilidade e eficiência econômica, bem como a elaboração de métodos de avaliação ambiental (NEW ENERGY AND INDUSTRIAL TECHNOLOGY DEVELOPMENT ORGANIZATION, 2022).

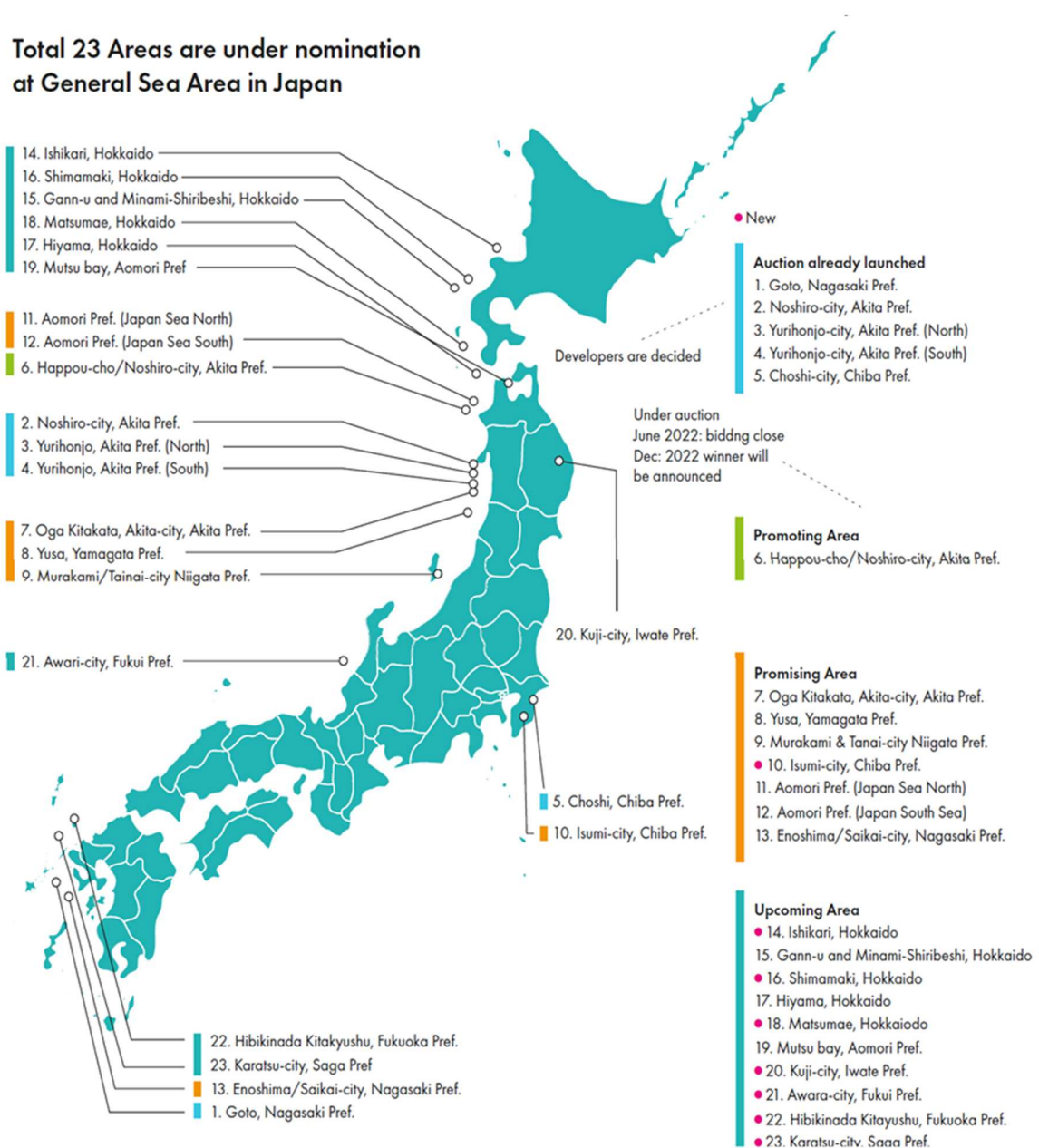
Em função da variação de preços dos combustíveis com base no carbono, tendo em vista a meta de neutralidade de carbono em 2050, o governo do Japão reconheceu a energia eólica *offshore* como aquela que pode ser introduzida em grande escala, evitando a sobrecarga na economia e com grande potencial de redução de custos. Portanto, o setor público e a iniciativa privada buscam desenvolver recursos eólicos *offshore* no país (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b). No final de 2021, a maior refinaria do Japão, a *Eneos Holdings*, anunciou a compra da *Japan Renewable Energy* por cerca de US\$ 1,5 bilhão, juntando-se ao grupo de grandes corporações globais que buscam reduzir a participação de combustíveis fósseis das cadeias produtivas, expandindo as atividades em direção a uma economia de baixo carbono (REUTERS, 2021). Essa aquisição representa um marco, e é a primeira grande compra de uma empresa de energias renováveis por uma das principais empresas de petróleo japonesas (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b).

Um dos primeiros projetos eólicos *offshore* teve início em dezembro de 2021, na região de Tohoku, onde ocorreu a entrega dos componentes de turbina, a fim de começar as operações no ano seguinte. O parque eólico *offshore* Akita Noshiro se compõe por dois parques eólicos, um em Akita e outro em Noshiro, com capacidade total de 139 MW. A área total do projeto dos dois parques eólicos estende-se por 730 ha (7,3 km²) ao longo da costa (CONSTRUCTOR REVIEW ONLINE, 2021).

Desde 2019, o Japão tem foco em expandir a geração de energia eólica *offshore*, estabelecendo um sistema de licenciamento e certificação de perímetros marítimos designados, em consonância com as comunidades locais. Desde o início dos esforços de expansão da atividade eólica *offshore* até 2021, o Ministério da Economia, Comércio e Indústria alocou US\$ 915 milhões em diversas iniciativas de redução de custos, com um período máximo de subsídio de 12 anos (3 a 5 anos para desenvolvimento de tecnologia de componentes, e o máximo de 8 anos para testes e demonstração final). Esses projetos objetivam alcançar o custo de geração de US\$ 60 a US\$ 70 / MWh com turbina de base fixa até 2030 (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b).

Em decorrência do acidente na Central Nuclear de Fukushima Daiichi, em 2011, o governo revisou a política energética para a década, incrementando a capacidade da participação de energias renováveis em mais de 10%, de 22% a 24%, no Quinto Plano Estratégico de Energia, para 36% a 38%, até 2030. A energia eólica total instalada representa, em 2022, cerca de 5% do fornecimento de eletricidade do Japão, com 17,9 GW de energia eólica *onshore*, e 5,7 GW de energia eólica *offshore*. O mapa 8 mostra as áreas eólicas *offshore* nomeadas na Área Marítima Geral no Japão (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b).

Mapa 8 – Eólicas *offshore* na Área Marítima Geral – Japão.



Fonte: GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (2022b, p. 74).

O potencial eólico *offshore* flutuante do Japão supera em mais de três vezes o potencial de fundo fixo, e essa modalidade é a de maior participação em seus recursos eólicos. A energia eólica *offshore* flutuante está em estágio inicial de desenvolvimento, ainda com elevados custos. Somente em 2017, a principal empresa norueguesa de energia, a Equinor, abriu o *Hywind Scotland*, um primeiro parque eólico *offshore* flutuante de 30 MW, em grande escala. No entanto, é necessário que a indústria impulse a evolução da energia eólica *offshore* flutuante para além dos projetos de demonstração, com base na experiência e especialização locais e internacionais (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b).

2.2.7 Coreia do Sul

A Coreia do Sul está presente nas manchetes sobre energia eólica *offshore* nos últimos anos. Anunciado em 2020, *Green New Deal* estabeleceu a meta de zerar as emissões líquidas (Net Zero) de GHG até 2050, por meio de um plano de investimento em economia verde de US\$ 52 bilhões, incluindo US\$ 7,7 bilhões em energias eólicas, solares e de hidrogênio até 2025, bem como o estabelecimento de uma meta importante de 12 GW de energia eólica *offshore* até 2030. A meta Net Zero foi aprovada em setembro de 2021, e uma NDC, apresentada à Convenção das Nações Unidas sobre o Quadro das Alterações Climáticas⁵⁸ (UNFCCC), foi aprovada em dezembro de 2021, também objetivando reduzir as emissões de GHG em 40% dos níveis de 2018 para 2030 (ENERGY TRACKER ASIA, 2022).

No início de 2021, a Coreia do Sul anunciou o então maior projeto eólico *offshore* do mundo, de 8,2 GW ao largo da costa de Shinan, capaz de suprir a demanda energética de 12 milhões de pessoas até 2030. O projeto está em desenvolvimento, em forma de consórcio envolvendo 33 entidades públicas e empresas privadas, incluindo a concessionária Korea Electric Power Corp e fabricantes de equipamentos locais, como a Doosan Heavy Industries & Construction. Em maio de 2021, o governo também anunciou um complexo eólico *offshore* flutuante de 6 GW, na costa de Ulsan, até 2030, reunindo desenvolvedores locais e estrangeiros (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b).

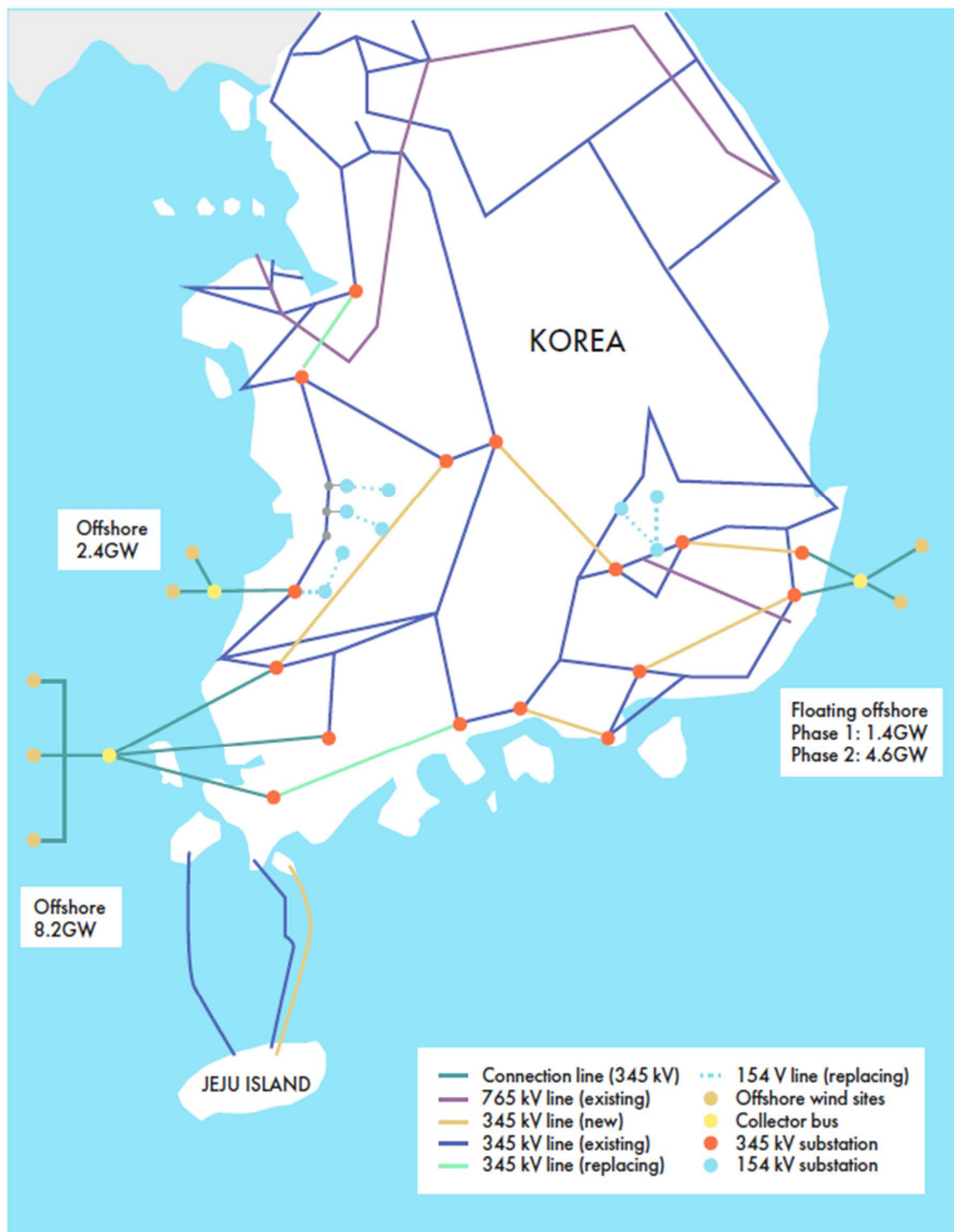
⁵⁸ *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC) é uma entidade das Nações Unidas encarregada de apoiar a resposta global à ameaça das alterações climáticas, com membros quase universais (198 partes), sendo o tratado-mãe do Acordo de Paris de 2015. O principal objetivo do Acordo de Paris é manter o aumento da temperatura média global neste século o mais próximo possível de 1,5 graus Celsius acima dos níveis pré-industriais. A UNFCCC é também o tratado-mãe do Protocolo de Quioto de 1997. O objetivo final é estabilizar as concentrações de GEE na atmosfera a um nível que evite interferências humanas perigosas no clima, em um período que permita aos ecossistemas adaptarem-se naturalmente e possibilite o desenvolvimento sustentável (UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2023).

De modo geral, os projetos de implantação de energias renováveis da Coreia do Sul ficaram atrás dos demais projetos dos membros do G20. Isso porque a energia eólica e solar compreendem menos de 4% da matriz energética a partir de 2020, e as maiores fontes de geração de eletricidade são o carvão, o gás natural e a energia nuclear. Embora a eliminação progressiva do carvão também seja mais lenta do que a de outros países do G20, entre 2015 e 2020, passou de 41% para 36% do total da matriz energética do país. Entretanto, isso foi compensado pelo incremento na produção de gás, que aumentou de 22% para 27% no mesmo período, o que se deve, em parte, à modesta expansão das energias de fontes renováveis (GLOBAL ELECTRICITY REVIEW, 2022).

Em 2022, a eleição do Presidente Yoon Suk-yeol, por uma margem estreita, apresenta outro fator: por ser uma administração conservadora, é considerada favorável aos negócios. Porém, ele divergiu publicamente da meta Net Zero de 2050, intencionando retomar a construção das usinas nucleares. O novo desenvolvimento da energia nuclear pode levar a prorrogações das atuais licenças de exploração. O projeto, a aprovação e o comissionamento de novas plantas enfrentam oposição local (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b).

Os incentivos industriais e a geração de postos de trabalho ligados à indústria eólica *offshore* explicam a inclinação política sob a nova administração, em comparação com os incentivos para a descarbonização e o desenvolvimento de combustíveis fósseis. A meta eólica *offshore* de 12 GW, até 2030, denota um considerável avanço em relação aos 188 MW atualmente instalados desde o final de 2021. Nas províncias de Jeolla do Sul, Jeolla do Norte, Ulsan e Incheon, localizam-se grande parte dos projetos em desenvolvimento, com alguns projetos nas Ilhas Jeju e outras regiões. O potencial que pode entrar em operação até 2035 foi identificado em cerca de 25 GW de capacidade. O mapa 9 mostra o aperfeiçoamento da rede de distribuição para a energia eólica e da rede *offshore* planejado na Coreia do Sul.

Mapa 9 – Planejamento eólico *offshore* – Coreia do Sul.



Fonte: GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (2022b, p. 77).

As expectativas para 2030 e os grandes projetos ao largo de Shinan e Ulsan colocaram a Coreia do Sul em destaque quanto ao desenvolvimento eólico *offshore* a nível global. Até o final da década, o país pode alcançar o ambicioso patamar de principal mercado eólico *offshore*

flutuante no leste asiático. Faltando menos de oito anos para atingir a meta de 12 GW, é crucial que a nova administração elabore em conjunto com os governos locais, a indústria e outras partes interessadas estratégias para a superação dos desafios em torno da remuneração, da permissão, da oposição local e do investimento em eólica *offshore*, de forma a aliviar as barreiras para o desenvolvimento do setor energético na Coreia do Sul. Ao mesmo tempo, possa preparar o caminho para a indústria atender as ambições nacionais de crescimento industrial e descarbonização (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b).

Outros países com metas desafiadoras para a expansão do setor eólico *offshore* são: a Irlanda, com meta de adição de 5 GW até o ano de 2030, por meio de licitações em andamento e, pelo menos, 15 projetos flutuantes com mais de 7 GW em desenvolvimento; a Austrália, com o objetivo de instalar antes do ano de 2040 a capacidade eólica *offshore* de 9 GW, sendo necessárias definições no quadro regulatório do setor; e as Filipinas, com planos de crescimento de 21 GW para a geração eólica no mar até 2040, onde a implementação de melhorias no processo de licenciamento e cessão de áreas *offshore*, junto de aperfeiçoamentos em seu sistema de transmissão que podem elevar o país à posição de líder eólico *offshore* no Sudeste Asiático (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b).

Por fim, é possível propor que uma matriz energética diversificada, com base em fontes de energia renovável, melhora a autossuficiência e a segurança energética, reduza riscos geopolíticos, diminua relações de dependência energética e riscos associados à exportação de energia e suprimento de minerais para a produção de componentes e equipamentos (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a).

2.3 COMPONENTES DO SISTEMA

Podemos ilustrar a configuração de uma turbina eólica como sendo um eixo onde se conectam as pás cujo plano se posiciona transversalmente ao fluxo eólico o qual, ao incidir sobre as pás, causa o giro do eixo, acionando um gerador elétrico. A função desse gerador é transformar a energia mecânica do eixo girante em energia elétrica, fluindo através de cabos conectados ao gerador. Ou seja, é o inverso de um ventilador elétrico: a turbina eólica converte a energia cinética do vento em energia elétrica, envolvendo diversos componentes, dentre matérias-primas, tecnologia e sistemas de transmissão.

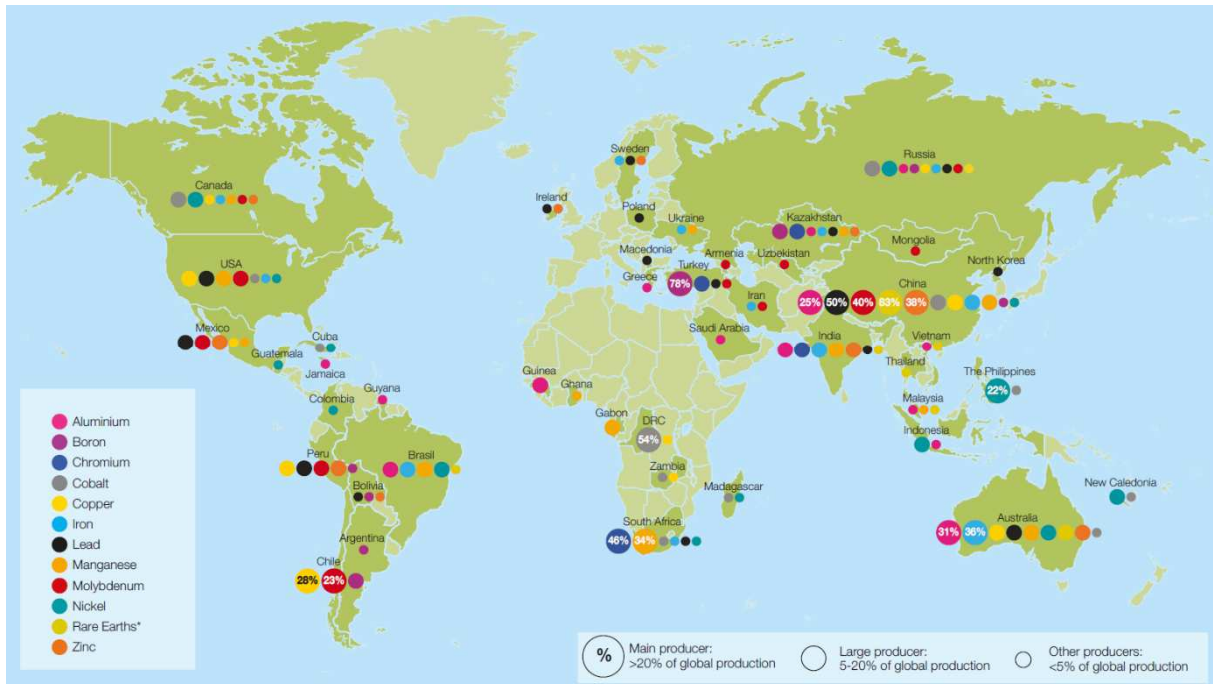
2.3.1 Matéria-prima

Ao combinar mecanismos avançados e materiais de alta resistência, a turbina eólica *offshore* é uma peça substancial em termos construtivos e tecnológicos (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a). O crescente número de projetos de parques eólicos *offshore* nos últimos 4 anos tem pressionado a cadeia de suprimento de materiais, na medida que aumenta a demanda de fabricantes de componentes por fornecedores de matéria-prima. Logo, o equilíbrio dessa relação é crucial para aumentar a capacidade de entrega de novos projetos eólicos globalmente, especialmente com a entrada de novos países no setor eólico *offshore*. Além disso, maiores investimentos e agilidade para capturar valor em um setor em rápida expansão também são fatores que geram estresse sobre cadeias de suprimento global.

Questões relacionadas à obtenção de matéria-prima afetam o meio ambiente, limitam as capacidades produtivas, modificam estratégias de projetos e incrementam os preços para fabricantes de componentes do setor eólico. Diante disso, eles procuram encontrar o equilíbrio competitivo e sustentável entre o fornecimento direto e a terceirização completa de componentes, a fim de se adequarem aos projetos de turbinas (WIND ENERGY, 2023).

Os componentes magnéticos, elétricos e eletrônicos de turbinas eólicas *offshore*, como nacelles, rotores, geradores, caixas de engrenagens e cabos, exigem uma massa considerável de minerais críticos, incluindo níquel, cromo, cobalto, cobre, zinco, além de TR, como neodímio e disprósio para geradores de ímã permanente. Entre os materiais empregados na fabricação das lâminas, estão a madeira balsa, as fibras de vidro e as resinas epóxi, bem como alternativas mais sustentáveis, como o polietileno tereftalato e as fibras de carbono pultrudadas (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a). No mapa 10, observam-se os produtores de matéria-prima para a indústria de turbinas eólicas no mundo, em percentual do total da produção global e considerando TR, como neodímio, disprósio, praseodímio e térbio.

Mapa 10 – Produtores de matéria-prima para turbinas eólicas – Mundo.



Fonte: SOMO (2018, p. 8).

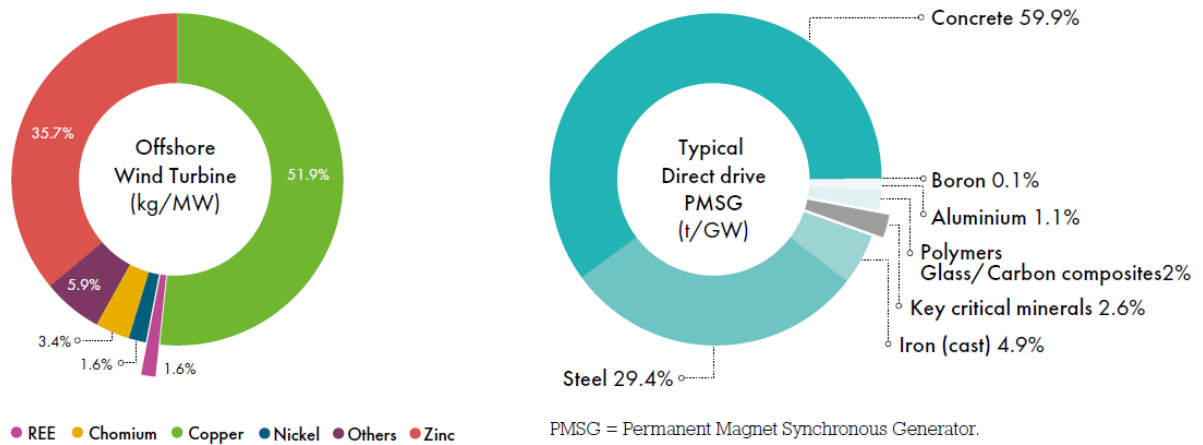
Apesar das vantagens técnicas do emprego de ímãs permanentes nos projetos de turbinas eólicas *offshore*, a dificuldade enfrentada para obtenção de metais TR, as variações de preços desta *commodity* e as políticas de barreiras comerciais para conter as exportações chinesas são alguns dos condicionantes que levam ao desenvolvimento de projetos alternativos de geradores para a indústria eólica *offshore*, levando os fabricantes a adotarem soluções de contorno.

Entre as possíveis alternativas ao uso de ímãs permanentes, os geradores de acionamento híbrido, que empregam uma caixa redutora de acionamento direto com um ímã permanente menor, foram favorecidos em muitos projetos. Dessa forma, o acionamento híbrido pode reduzir o uso de neodímio de 186 kg/MW de capacidade instalada para apenas 62 kg/MW, comparando a turbinas que empregam sistemas de ímã permanente de acionamento direto (CARRARA *et al.*, 2020).

O disprósio também estaria sujeito a uma redução proporcional em projetos de acionamento híbrido (CARRARA *et al.*, 2020). A ordem de grandeza envolvida na estratégia pode ser notada pelo efeito na fabricação de uma turbina de 15 MW, em que se obtém uma redução de 1,86 Ton de neodímio, com a adoção do acionamento híbrido. Para um complexo eólico *offshore*, como o que está atualmente sob aprovação do IBAMA código CE-03, denominado Jangada (INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS, 2023a), isso representa a economia de 372 Tons de

neodímio. O gráfico 9 identifica a distribuição percentual de materiais que compõem uma turbina eólica *offshore*.

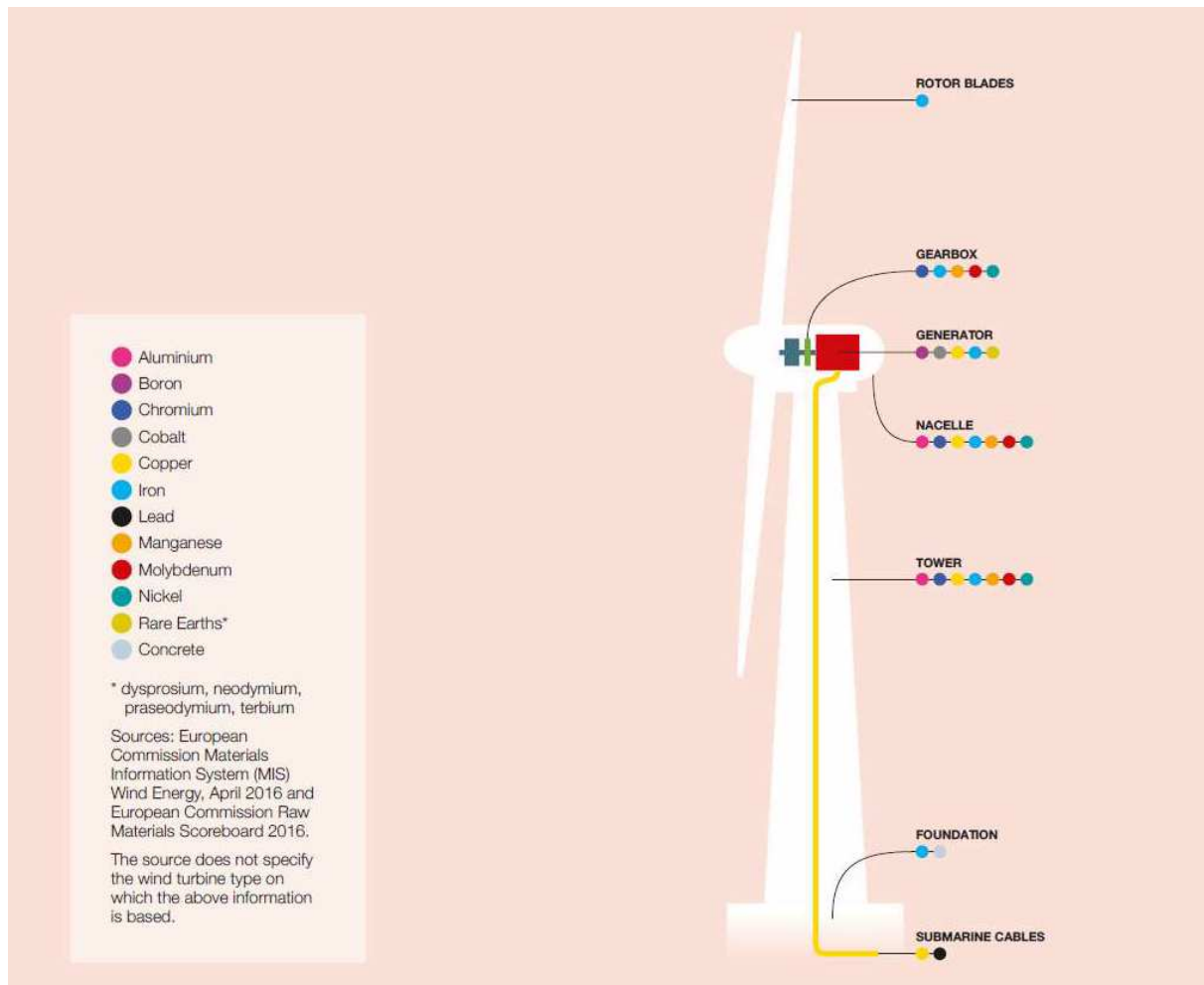
Gráfico 9 – Materiais em uma turbina eólica *offshore*.



Fonte: GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (2022a, p. 60).

A China está na liderança do processamento dos minerais necessários para a indústria eólica *offshore*, não apenas com relação ao cobre, níquel e TR, necessários para turbinas eólicas, mas no fornecimento de lítio e zircônio, este último empregado na fabricação de eletrolisadores para produzir HV (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a). A figura 8 dispõe graficamente os materiais componentes em um aerogerador *offshore*.

Figura 8 – Materiais em um gerador *offshore*.



Fonte: SOMO (2018, p. 6).

A vida útil de uma turbina varia conforme o projeto, as tecnologias empregadas, o ambiente e as condições de manutenção e operação, podendo chegar a 20 anos ou, em certos modelos, permanecer em operação por mais de 30 anos. Alguns componentes do projeto, como fundações, pedestal e cabos, podem alcançar cerca de 50 anos. Essa duração das turbinas *offshore* costuma ser menor do que projetos *onshore* (CARRARA *et al.*, 2020). No final do ciclo de vida de um empreendimento, há necessidade de descomissionar as estruturas eólicas *offshore*, o que demanda mais insumos de produção.

O descomissionamento e o conseqüente reuso de ligas metálicas tende a aliviar as cadeias produtivas, bem como as pressões sobre o meio ambiente na exploração de minerais. Atualmente, cobre, níquel e alumínio detêm altas taxas de reciclagem, enquanto não há processos comerciais de reciclagem para TR (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a).

2.3.1.1 Impacto ambiental, casos Mariana e Brumadinho

A obtenção de matérias-primas como minerais para desenvolver equipamentos e infraestrutura da indústria de energias renováveis é um dos riscos a serem observados em uma eventual escalada deste segmento no Brasil. Esta seção busca discorrer sobre os possíveis efeitos que as pressões sobre o meio ambiente podem causar:

As concentrações de gases de efeito estufa, a elevação do nível do mar, o aquecimento e acidificação dos oceanos tiveram novos recordes em 2021, de acordo com o último relatório da Organização Meteorológica Mundial [...]. O relatório ‘Estado do Clima 2021’ indica que o clima extremo – causado pelas mudanças climáticas – custou vidas, insegurança alimentar e crise hídrica, levando a uma perda econômica de centenas de bilhões de dólares no último ano. O secretário-geral da [ONU], António Guterres, disse que o tempo está se esgotando para evitar os piores impactos da crise climática “mas há um ‘salvação’ bem na frente de nós. Devemos acabar com a poluição por combustíveis fósseis e acelerar a transição para energia renovável antes de destruir a nossa única casa” (NAÇÕES UNIDAS BRASIL, 2022b, [tela 1]).

Violações ambientais, humanitárias, evasão fiscal e apropriação de terras são frequentes na história da mineração, especialmente nos países menos desenvolvidos, e constituem grandes obstáculos para a expansão sustentável de uma cadeia de suprimento global no suporte à indústria eólica *offshore*. A crescente demanda por minerais de interesse da indústria eólica *offshore* impõe desafios adicionais às partes interessadas na gestão de risco, exigindo considerável esforço de coordenação internacional e local para manter a sustentabilidade (SOMO, 2018).

A fim de ilustrar a gravidade da questão ambiental e humanitária no setor de mineração, foram revisitados os dois maiores desastres ambientais recentes no Brasil: um no município de Mariana, no ano de 2015 (MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL, 2015), e outro em Brumadinho, em 2019 (MINAS GERAIS, 2019).

A extração de minério de ferro da natureza demanda separá-lo dos rejeitos que devem ser, conforme a legislação ambiental, temporariamente armazenados, a fim de evitar danos ambientais. O reservatório de terra compactada utilizado para isso é conhecido como barragem (MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL, 2015). Na cidade de Mariana, no estado de Minas Gerais (MG), no dia 5 de novembro de 2015, aconteceu o rompimento da barragem de Fundão, devido a falhas no reservatório, no processo de obtenção de permissões e licenças do Poder Público, associado a pressões por incremento de produção e obtenção de lucro pela empresa SAMARCO. Como consequência, morreram 19 pessoas, foram deslocadas outras 6 mil e poluído o rio Doce por centenas de quilômetros, arrasando a fauna e a flora (MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL, 2015; SOMO, 2018).

O colapso da estrutura da barragem do Fundão [em 5 de novembro de 2015] ocasionou o extravasamento imediato de aproximadamente 40 milhões de metros cúbicos de rejeitos de minério de ferro e sílica [...] outros 16 milhões de metros cúbicos continuaram escoando lentamente. O material liberado logo após o rompimento formou uma grande onda de rejeitos [...]. Em sua rota de destruição, à semelhança de uma avalanche de grandes proporções, com alta velocidade e energia, a onda de rejeitos atingiu o Córrego do Fundão e o Córrego Santarém, destruindo suas calhas e seus cursos naturais[...]. Após percorrer 22 km no rio do Carmo, a onda de rejeitos alcançou o rio Doce, deslocando-se pelo seu leito até desaguar no Oceano Atlântico, no dia 21 de novembro de 2015, no distrito de Regência, no município de Linhares (ES) [...] gerando, nesse trajeto, danos associados à poluição hídrica, mortandade de animais e à interrupção do abastecimento e distribuição de água em vários municípios [...]. O maior desastre ambiental do Brasil – e um dos maiores do mundo – provocou danos econômicos, sociais e ambientais graves e tirou a vida de 19 pessoas (MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL, 2015, [tela 2]).

Localizada no município de Brumadinho, também em Minas Gerais, em operação desde 1976 e construída pelo método de alteamento a montante, a Barragem B1 foi comprada pela empresa Vale S.A. em 2001. A construção recebia rejeitos da mineração de ferro por beneficiamento a úmido. Porém, no dia 25 de janeiro de 2019, ocorreu o rompimento da Barragem B1 e, em decorrência disso, o colapso das barragens B-IV e B-IV-A, todas em Brumadinho, nos arredores da cidade de Belo Horizonte.

Com isso, houve o carreamento de aproximadamente 12 milhões de m³ de rejeitos, dos quais uma parte permaneceu na área da antiga B-I: cerca de 2 Mm³. Na calha do ribeirão Ferro-Carvão até a confluência com o rio Paraopeba, ficaram depositados 7,8 Mm³, e a parte restante (2,2 Mm³) atingiu a calha do rio Paraopeba, propagando-se até o remanso da usina hidrelétrica de Retiro Baixo, entre os municípios de Curvelo e Pompéu (MINAS GERAIS, 2019).

O desastre provocou a liberação de aproximadamente 12 milhões de m³ de resíduos tóxicos no meio ambiente, atingindo a calha do ribeirão Ferro-Carvão até a confluência com o rio Paraopeba, desceu o rio até o remanso da usina hidrelétrica de Retiro Baixo, entre as cidades de Curvelo e Pompéu. Além disso, causou a morte de 272 pessoas, sendo um dano irreparável. Em março de 2022, o corpo de Bombeiros Militar de Minas Gerais ainda buscava 6 pessoas que permanecem desaparecidas (MINAS GERAIS, 2019).

Os danos ambientais e socioeconômicos, a elevada perda de vidas humanas e a devastação de ecossistemas são o legado para a população das cidades atingidas pela tragédia. Rios, fauna e flora foram atingidas ao longo de centenas de quilômetros, por mais de 20 cidades, tornando o evento um dos maiores desastres socioambientais da história do Brasil. O impacto econômico não ficou restrito aos municípios próximos, mas afetou a capital, o estado de Minas Gerais e todo o Brasil (MINAS GERAIS, 2019).

2.3.1.2 Impactos socioambientais

Existem também outros riscos sociais documentados na atividade de obtenção de matéria-prima na fabricação de turbinas eólicas *offshore*, associados a confrontos envolvendo empresas de mineração e comunidades locais, especialmente na atividade de extração de alumínio, cobre, cimento, ferro e metais TR (ENVIRONMENTAL JUSTICE ATLAS, 2023). Em resposta a questões acerca de impactos, existem organizações globais atuando em salvaguardas socioambientais, como o Alto Comissariado das Nações Unidas para os Refugiados, a Organização Internacional do Trabalho, os princípios orientadores das Nações Unidas sobre Empresas e Direitos Humanos e a orientação de *due diligence*⁵⁹ para a conduta empresarial responsável.

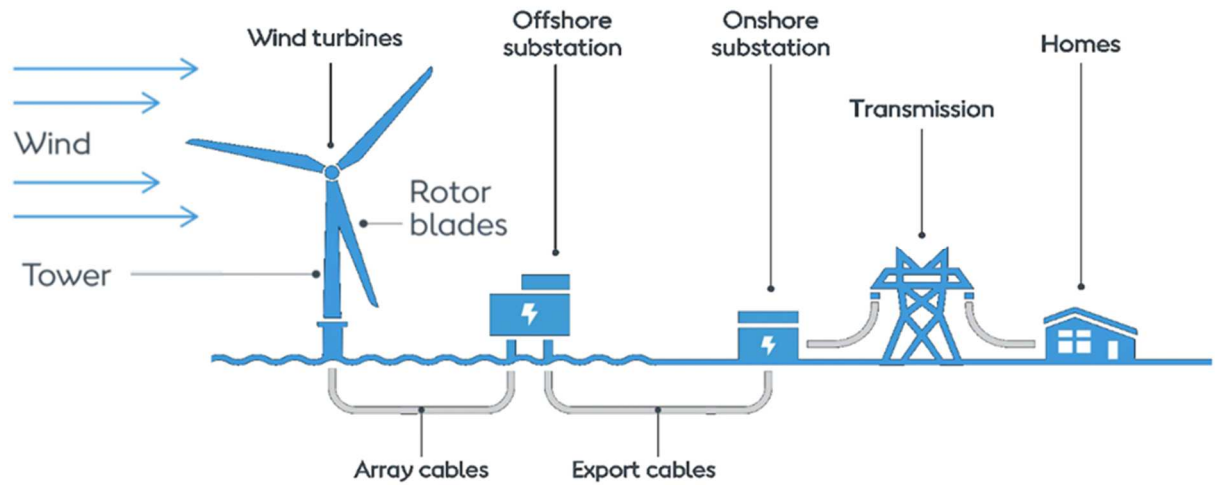
Ao fornecerem padrões e critérios internacionalmente aceitos para atividades industriais, entre elas a eólica *offshore*, norteiam fabricantes de componentes, desenvolvedores e fornecedores a serem rigorosos. Assim, visam garantir processos de aquisição transparentes e auditados, mantendo o suprimento de materiais e componentes conforme os padrões (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a).

2.3.2 Equipamentos

O princípio de funcionamento de uma planta de geração eólica *offshore* baseia-se nos fundamentos conhecidos desde a antiguidade, associados a recentes desenvolvimentos tecnológicos. A figura 9 ilustra um exemplo de esquema básico de geração *offshore*.

⁵⁹ Prática das corporações, quando uma investigação é conduzida por uma empresa ou uma pessoa capacitada, antes de celebrar um acordo ou um contrato com outra parte, como forma de conhecer os riscos internos de uma organização. Normalmente, ocorre antes de fusões ou aquisições de empresas.

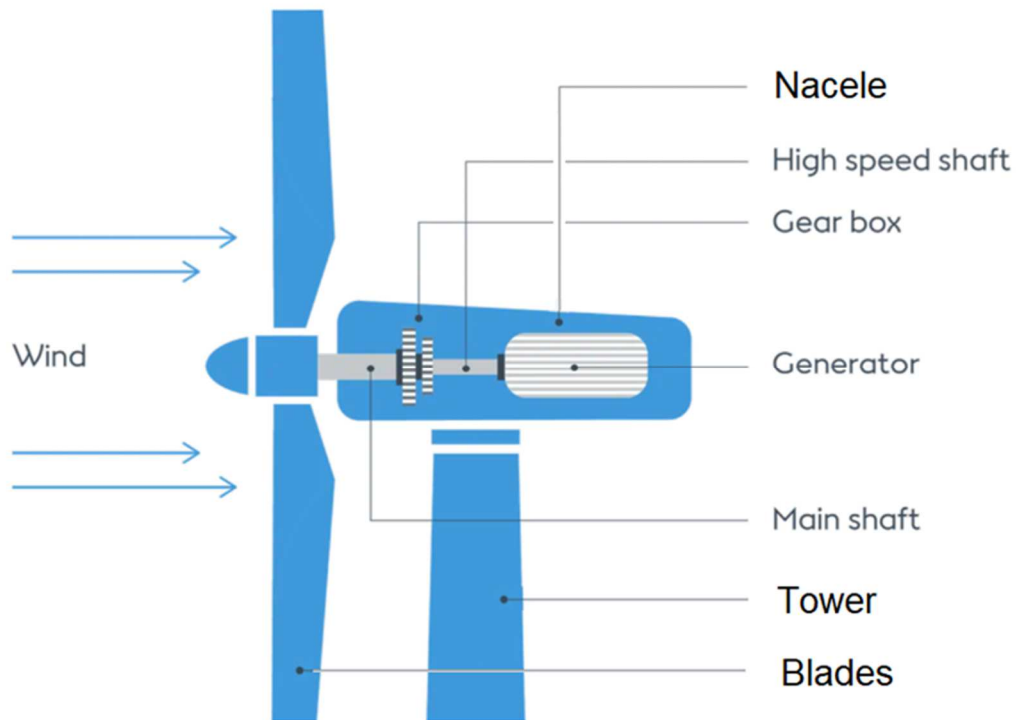
Figura 9 – Esquemático da geração eólica *offshore*.



Fonte: ORSTED (2024b).

Na perspectiva construtiva, uma turbina ou um aerogerador eólico *offshore* contém em torno de 25 mil componentes agrupados aos sistemas principais, como a turbina (conjunto de pás e *hub*), rotor, nacelle, torre, equipamentos elétricos e eletrônicos, fundação e cabos. O rotor é composto por pás ligadas a um cubo ou *hub* e um sistema de passo de lâmina, que controla o melhor ângulo das pás. Este rotor se liga à nacelle, montada em cima da torre, que funciona como alojamento onde os componentes ficam protegidos das intempéries, com elementos elétricos e mecânicos, incluindo os eixos principal e secundário, a caixa de engrenagens, o gerador elétrico e os sistemas de controle (ORSTED, 2024b; CARRARA *et al.*, 2020; CENTER FOR SUSTAINABLE SYSTEMS, 2021). A figura 10 mostra uma montagem esquemática típica de uma turbina eólica *offshore*.

Figura 10 – Elementos de uma turbina eólica *offshore*.



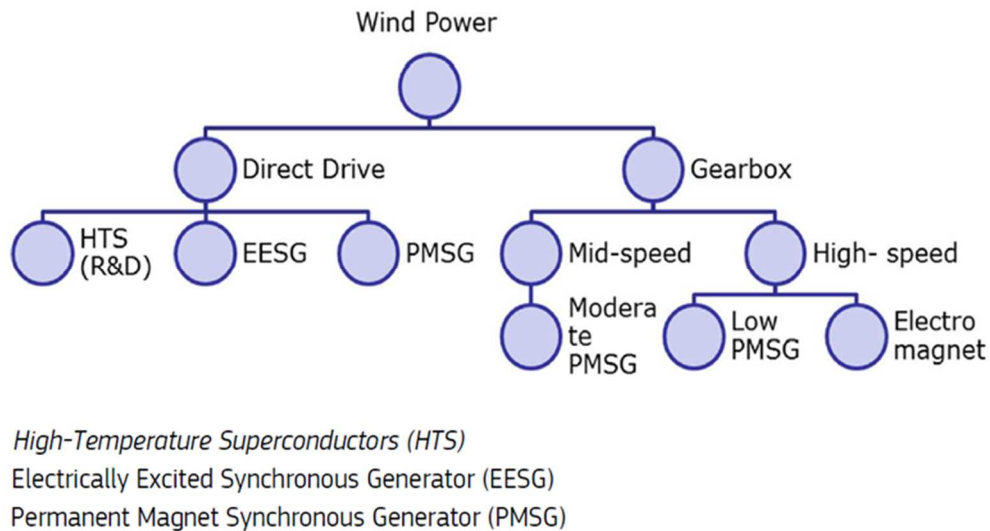
Fonte: ORSTED (2024b).

Basicamente, existem dois projetos de acionamento de turbinas eólicas *offshore*: direto e caixa de engrenagens ou caixa redutora, combinadas com dois tipos de geradores: de ímã permanente ou de eletroímã (eletricamente excitado). As turbinas do tipo caixa redutora com geração utilizando eletroímã têm como desvantagens exigir mais manutenção e possuir maior peso, sendo, portanto, menos adequadas para plantas maiores e soluções *offshore*. Em contrapartida, não utilizam minerais TR e possuem menor custo de fabricação.

Por outro lado, as turbinas de acionamento direto, combinadas com a geração com ímã permanente, possuem vantagens, por eliminarem a caixa de engrenagens. Isso pois ocorre a redução no tamanho e, portanto, no peso total do conjunto turbina-gerador, aumentando a atratividade em aplicações *offshore*, além de demandar menor manutenção. Assim, as contraindicações são a utilização intensa de minerais TR e o maior preço de fabricação (CARRARA *et al.*, 2020).

Como solução intermediária entre as duas soluções acima apresentadas surge a turbina de acionamento híbrido: combinando caixas de engrenagens com ímãs permanentes, sendo geralmente mais confiáveis do que as de acionamento por eletroímã. Este projeto possui custo, manutenção e utilização de TR situada no intermédio entre os modelos anteriores (CARRARA *et al.*, 2020). A figura 11 esquematiza as diversas configurações de turbina e geradores.

Figura 11 – Configurações de turbina e gerador.



Fonte: CARRARA *et al.* (2020, p. 12).

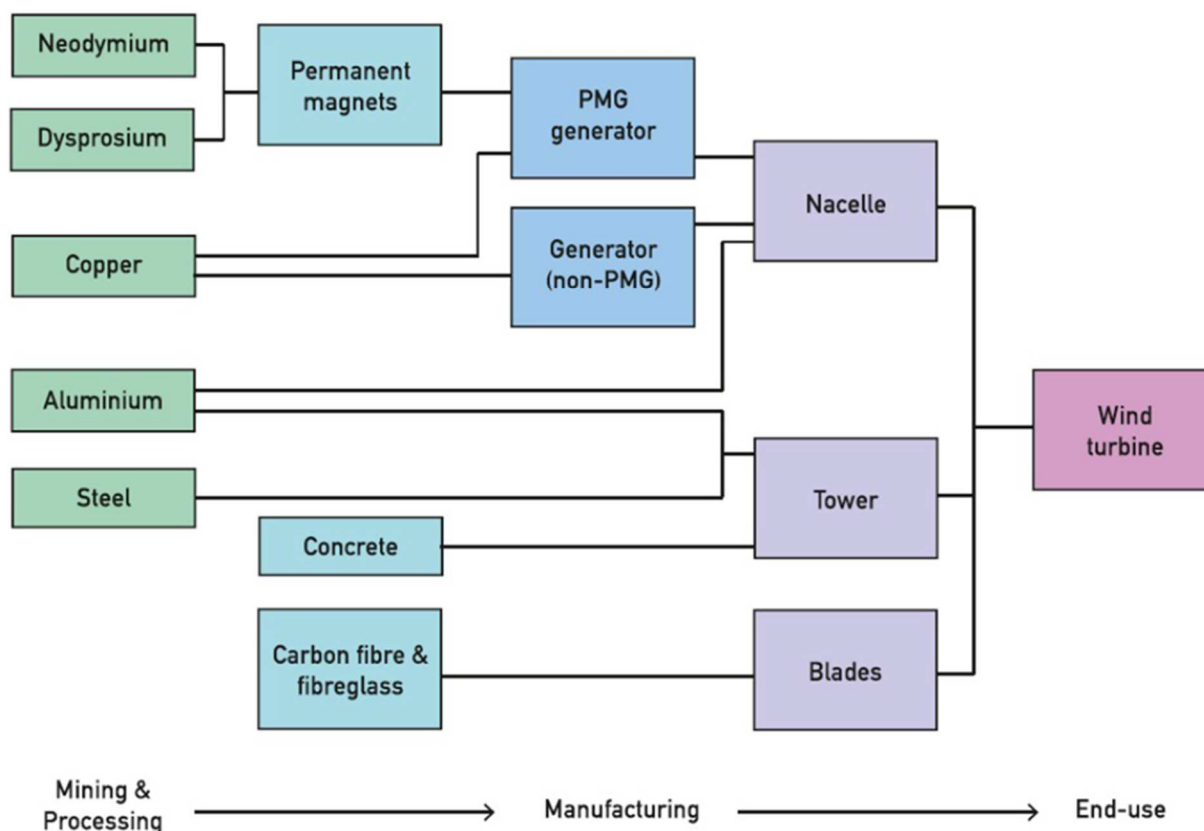
A torre tem a função de posicionar o aerogerador no ponto de melhor incidência de ventos, tendo porção significativa das dimensões e do material de um projeto eólico, chegando a absorver 75% da massa total. A turbina, a nacela e o rotor representam outros 20% da massa do conjunto, restando 5% para acessórios diversos. Os aços comum e inoxidável são empregados em diversos componentes, como: torre, nacela, rotor e fundação. As soluções de ancoragem *offshore* assumem diversos desenhos, conforme especificações de cada projeto.

Componentes resistentes e, ao mesmo tempo, leves, como torre e nacela, podem utilizar alumínio na constituição. Os enrolamentos do gerador e dos transformadores, assim como os condutores e os cabos de alta tensão utilizam cobre; o revestimento de cabos para transmissão de eletricidade *offshore* empregam chumbo. Como elementos especialmente importantes por questões geopolíticas e de disponibilidade de fornecedores, os TR são fundamentais para projetos de turbinas com geradores de ímãs permanentes (CARRARA *et al.*, 2020).

Em uma cadeia de suprimentos, na era da globalização, observa-se forte inovação tecnológica e ganho de robustez dos empreendimentos eólicos *offshore*, ao longo da última década, quando os diâmetros dos rotores aumentaram quase 50%, chegando a 163 metros. Enquanto isso, no mesmo período, as dimensões das turbinas aumentaram 138%, atingindo a média de 8 MW. Esses avanços na magnitude dos projetos, bem como nas tecnologias empregadas, permitiram que fatores de capacidade eólica chegassem à marca de 44%, na Europa, em 2020. O avanço e a padronização técnica da indústria eólica flutuante até 2030 podem permitir conquistas semelhantes em desempenho e emprego (GLOBAL WIND

ENERGY COUNCIL, 2022a). A figura 12 demonstra a cadeia simplificada de suprimento de materiais para a fabricação de aerogeradores de uso no mar.

Figura 12 – Cadeia de suprimento de matéria-prima para eólica *offshore*.



Fonte: CARRARA *et al.* (2020, p. 6).

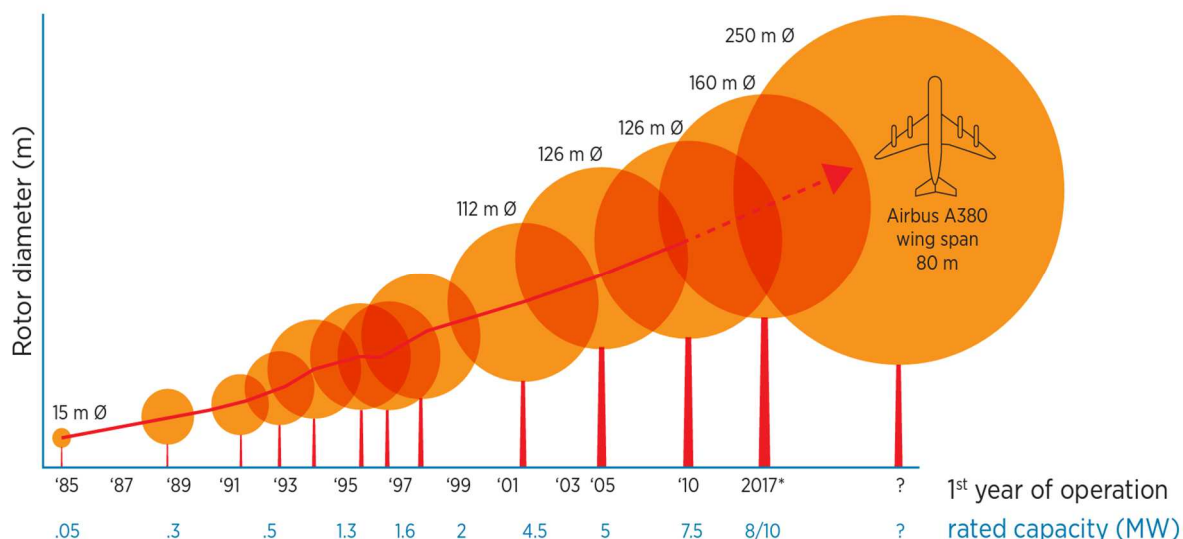
2.3.3 Tecnologia

Entre os atributos mais relevantes para a capacidade de geração de energia em projetos eólicos, dois se destacam: a diâmetro do rotor e a altura do *hub*. Neste contexto, os projetos *offshore* possuem vantagens em relação às instalações terrestres, como a potencial coleta de fluxos eólicos mais constantes no mar, com maiores velocidades, maior disponibilidade de área e menor restrição de distância do solo (no caso *offshore*, da superfície da água). Em função desse contexto, os projetos *offshore* podem empregar turbinas maiores, resultando em melhor desempenho desses parques eólicos (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

A indústria de conversão de energia eólica em elétrica teve início em terra. Por sua vez, mesmo aproveitando a tecnologia existente, o desenvolvimento do braço *offshore* deve atender as particularidades do ambiente marítimo, sendo necessário o aprimoramento de equipamentos e sistemas. Além do mais, também é preciso expandir o conhecimento sobre a interrelação entre

sistemas operando remotamente, o ambiente marítimo e a transposição de grandes distâncias para instalação dos projetos e transmissão da eletricidade gerada. O aprimoramento dos parques eólicos *offshore* pode ser demonstrado pela evolução no tamanho e na complexidade das turbinas eólicas, conforme o gráfico 10 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

Gráfico 10 – Crescimento do rotor de turbinas de 1985 a 2016 – Mundo.



Fonte: INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (2016, p. 8).

2.3.3.1 Turbina

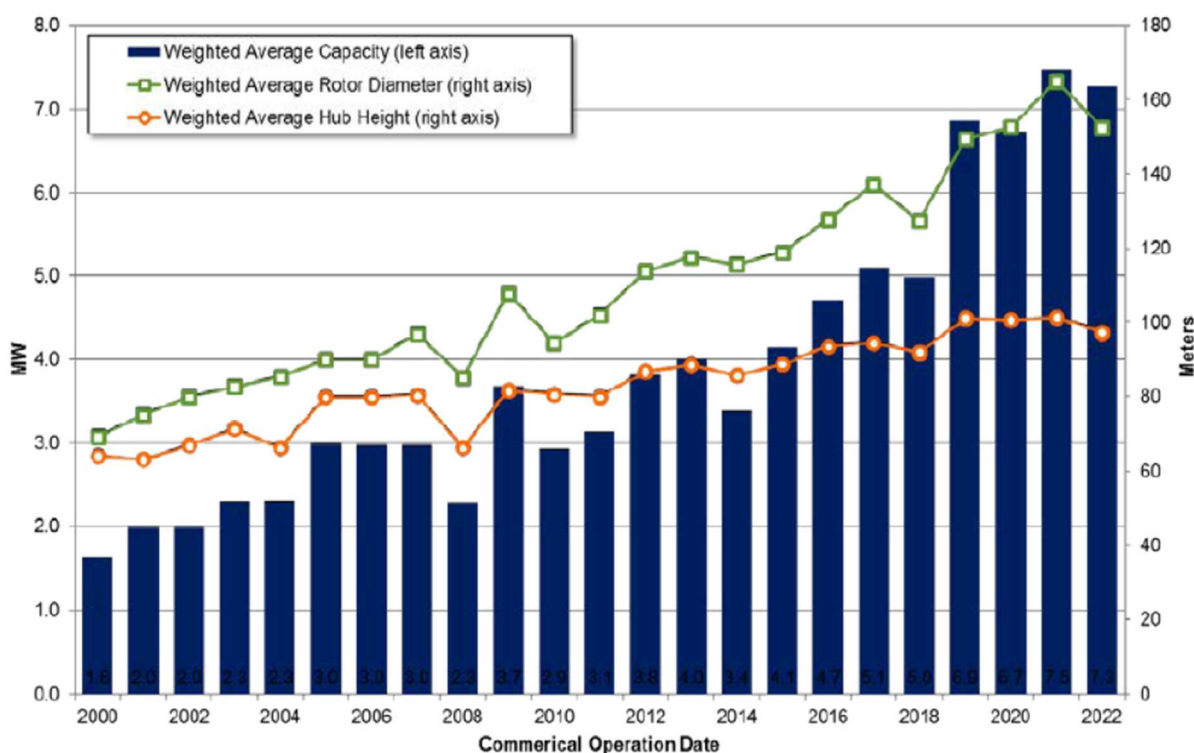
Identifica-se o aumento no tamanho das turbinas, junto com os desenvolvimentos necessários nos demais componentes de suporte a um sistema de geração elétrica, a partir de fonte eólica, na altura do rotor e na área de varredura ou coletora, em que as pás mais longas abrangem uma área maior. Por conseguinte, capturam mais energia por unidade produtora, permitindo o incremento das capacidades nominais do sistema.

Tal desenvolvimento observa os condicionantes do ambiente marinho como uma maior capacidade de resistir à corrosão e a resistência mecânica adequada contra as ondas e a variação de maré. Constata-se isso pelos últimos modelos dos principais fabricantes para o ano de 2022, como a MHI VESTAS e a SIEMENS GAMESA, lançando turbinas eólicas de 10 MW nominais (modelos V164 e SG 10.0-193, respectivamente), e a GE, com modelos de 12 MW nominais e 220 m de diâmetro de rotor. Em 2015, os maiores fabricantes de turbinas eólicas *offshore* (e suas respectivas fatias de mercado) foram: SIEMENS (61%), MHI VESTAS MHI (16%), SENVION (6%), GAMESA (5%), SEWIND (5%) e outros (7%), em 12,7 GW total em projetos *offshore* operando no mundo. De acordo com dados de 2017, no tocante aos 18,6 GW previstos

para novos projetos, a SIEMENS GAMESA está contratada para entregar a maior parte dos projetos (53%), seguida da MHI VESTAS (17%), GE (16%), SINOVEL (5%) e outros (8%). Identifica-se que 5 grandes fabricantes são responsáveis por mais de 90% de todas as entregas de turbinas eólicas *offshore* (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

Essa tendência de aumentar tamanho e potência unitária para o setor *offshore* pode se evidenciar na comparação da média unitária de potência de projetos em terra (2,7 MW) e os projetos marítimos em 2020 (entre 5 e 6 MW). Como os novos projetos de parques eólicos *offshore* tendem a estar cada vez mais longe da costa e em profundidade maiores, ganham escala e proporcionam o acesso a uma maior densidade energética. Também, pode-se observar a melhor eficiência na captação energética de novas turbinas, ao longo dos anos, pelo incremento da potência específica⁶⁰. O gráfico 11 mostra a evolução de potência das turbinas em parques eólicos *offshore*, com destaque para o incremento dos fatores de capacidade e altura do *hub*.

Gráfico 11 – Capacidade nominal, diâmetro do rotor e altura do cubo.



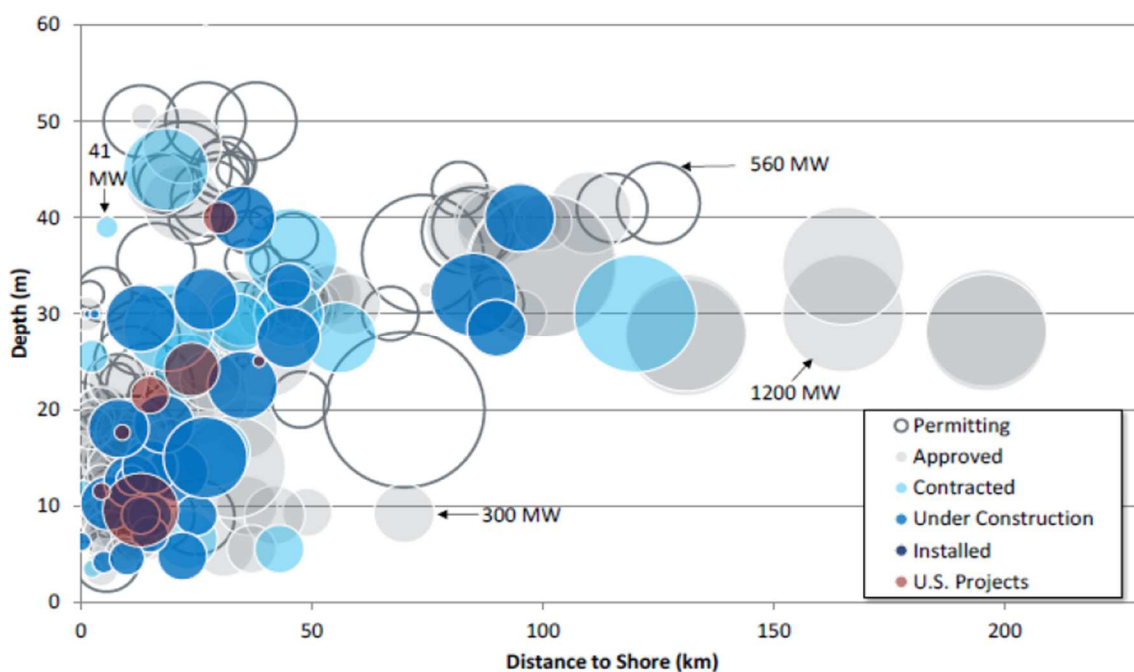
Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020, p. 21).

O gráfico 12 mostra o desenvolvimento dos projetos eólicos *offshore* no mundo em 2020, identificando o progresso em direção a posições mais distantes da costa. O diâmetro dos

⁶⁰ Razão entre a potência nominal da turbina e a área de coleta do rotor (área do círculo de raio igual da ponta das pás ao centro de giro do *hub*), medida em W/m^2 .

círculos indica tendência para projetos maiores, especialmente em fase de desenvolvimento e licenciamento.

Gráfico 12 – Eólicas *offshore* por tamanho, profundidade e distância – Mundo.



Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020, p. 23).

2.3.3.2 Fundação

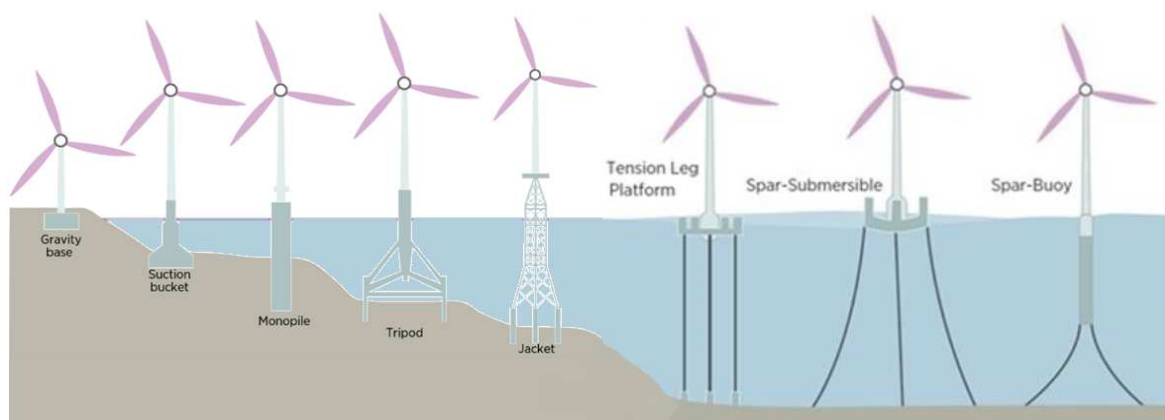
Assim como acontece com as turbinas, as fundações para projetos *offshore* evoluíram para atender a condições mais severas no mar, com o incremento das variáveis: afastamento da costa, peso do conjunto de topo (nacele, gerador, pás e equipamentos), profundidade e custos, que são, também, os principais aspectos para escolher a fundação mais adequada a cada projeto eólico *offshore* (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). O desenvolvimento das fundações envolve novas geometrias, redução de volume do material empregado, métodos de fabricação mais simples, otimizações para a melhor eficiência no transporte e na instalação no mar (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

A indústria de exploração de petróleo no mar empresta tecnologia às fundações dos parques eólicos, especialmente em águas rasas. Porém, há diferenças acerca da acomodação de esforços dinâmicos, que podem necessitar de algumas adaptações, mesmo com o conceito similar básico de projeto de fundação fixa (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). O acesso à energia eólica em regiões de profundidade mais elevada tem se tornado possível,

graças ao desenvolvimento de fundações do tipo flutuantes, também existentes e bem desenvolvidas no setor de O&G *offshore*, beneficiando países com Plataforma Continental (PC) mais estreita.

Um dos aspectos mais relevantes das fundações para sistemas flutuantes são os custos consideravelmente mais elevados do que os sistemas de fundação fixa atuais. Logo, são alvo de pesquisa, a fim de melhorar o custo por MW instalado em águas profundas, onde se observam ventos contínuos, com menor turbulência e maior densidade energética (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Dessa forma, as fundações podem ser classificadas em fixas ou flutuantes, de acordo com a lâmina d'água rasa ou profunda. Os principais tipos de fundações são observados na figura 13, e então conceituados.

Figura 13 – Estruturas de fundação para eólica *offshore*.



Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020, p. 27 - 28).

Começando pelas estruturas fixas, a *Gravity Base* (GB) se forma por uma base de concreto que estabiliza a estrutura instalada no topo, usando a gravidade adequada para o solo plano, por meio de blocos de rocha para ajudar na estabilização, sendo, normalmente, instalada por barcos de apoio marítimo (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). As fundações do tipo *Suction Bucket* empregam o conceito da GB oca, em que a fixação ao solo marinho acontece pela sucção das águas de dentro da estrutura, proporcionando o cravamento no solo, por diferença de pressão (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

A mais utilizada em função de seu baixo custo e simplicidade construtiva, uma estrutura *Monopile* consiste em um cilindro de metal com diâmetro entre 3,5 m e 4,5 m cravado no solo, por meio de solicitação mecânica na direção do solo, sendo o tipo mais recomendado para solo arenoso, e jamais em rochoso. Já as do tipo extragrandes podem chegar a 40 m de profundidade (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

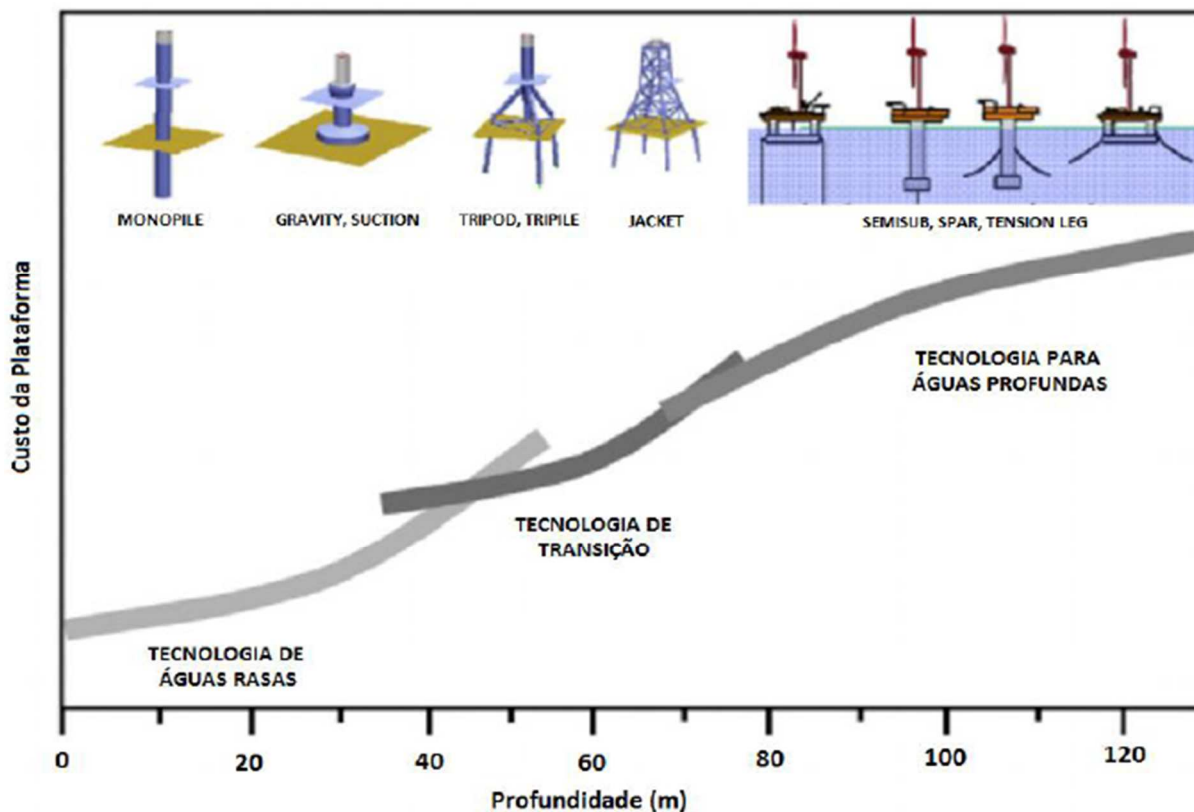
As fundações do tipo *Tripod* empregam tecnologia da indústria de O&G, sendo uma variação do *Monopile*, mas com 3 pernas cravadas mecanicamente no solo marinho, em que a conexão com a torre ocorre por meio de uma seção tubular central, sendo mais estável que o *Monopile* e com custos de fabricação e transporte mais elevados (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Finalizando as estruturas fixas, identifica-se as do tipo Jaqueta, solução bastante difundida no setor de O&G, que consistem em uma estrutura treliçada com base fixada por perfuração, mais resistente a ondas. Entre as fundações fixas, é a ideal para maiores profundidades, maior estabilidade e com maiores custos de fabricação, transporte e instalação (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

As fundações do tipo Flutuantes podem ser do tipo *Tension Leg Platform* (TLP), a qual se fixa ao solo marinho, por meio de estacas de sucção, onde se ancoram os cabos que permanecem tensionados, sustentando a base de superfície na qual está montado o pedestal. Requer embarcações especiais para a montagem, sendo mais utilizado em profundidades entre 50 m e 60 m (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). As do tipo *Spar-Submersible* são semelhantes às fundações do tipo *Tripod*, fixadas por meio de âncoras e sistemas de ancoragem em catenária, montadas por navio do tipo AHTS⁶¹ e com baixa estabilidade contra ondas críticas (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

As fundações *Spar-Buoy*, um cilindro metálico oco com lastro para manutenção do centro de gravidade abaixo da linha de flutuação, apresentam menor custo de instalação e são construtivamente mais simples, quando comparadas a outros sistemas flutuantes. São ancoradas ao solo por sistema âncora e linhas em catenária e mais adequadas para profundidades acima de 100 m. Isso acontece devido à necessidade de verticalização do cilindro, que é transportado deitado e por embarcações com capacidades de içamento específicas (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

A maioria dos projetos em operação no mar são do tipo *Monopile* em águas rasas (aproximadamente 80%), o que tende a reduzir a porção do total, em função do desenvolvimento de outros tipos de fundações. Isso repercute nas tendências de incremento de tamanho dos projetos, profundidades e distância da costa. Porém, existem protótipos de fundações flutuantes para eólica em águas profundas, a fim de prover dados para pesquisa e desenvolvimento da solução. Observando o gráfico 13, verificam-se os diferentes tipos de fundações por custo e profundidade, com destaque para as soluções para águas rasas, de transição, e para águas profundas, em desenvolvimento.

⁶¹ *Anchor Handling Tug Supply* ou navios de manuseio de âncoras, reboque e suprimento.

Gráfico 13 – Custo relativo da estrutura *offshore* por tecnologia.

Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020, p. 26).

2.3.3.3 Medição do recurso eólico

O conhecimento da intensidade eólica em determinada posição ao longo do ano, assim como sobre a variação e intensidade dos ventos, as direções e o perfil de turbulência em relação à superfície da água e outros dados técnicos são indispensáveis para elaborar um projeto de parque eólico *offshore*. Portanto, qualquer projeto passa por uma etapa de adequada verificação e avaliação de dados meteoceanográficos da área e da viabilidade técnico econômica, a qual depende dos dados do recurso eólico disponível.

Esses dados técnicos para avaliar e desenvolver os projetos são obtidos por medição direta, por meio da instalação de torres de instrumentação em que, por intermédio de sensores, computadores e antenas, as informações meteorológicas são registradas e transmitidas durante o período necessário para os estudos de viabilidade. Também podem ser utilizados equipamentos em boias. Esta medição pode acontecer de forma indireta, com informações

coletadas por satélites ou sondas do tipo SODAR⁶² ou LIDAR⁶³ (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

A medição direta por meio de torres é a forma mais precisa e tradicional de obter as informações meteorológicas, e tem como vantagens a instalação, além de sensores de velocidade do vento (anemômetros), posição (GPS⁶⁴), sensores de temperatura (do ar e da água) e movimento das ondas (MRU⁶⁵). Eles podem ser instalados em plataformas de O&G as quais, por possuírem heliponto e acomodações, permitem o acesso facilitado ao sítio de medição, bem como a permanência para experimentos no local (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

Essas estruturas de O&G podem ser utilizadas como suporte não apenas durante a fase de obtenção de dados meteorológicos, mas durante a instalação e a operação de parques eólicos *offshore*, caso estejam nas proximidades de um empreendimento. Em alguns casos, as fundações de O&G (do tipo jaqueta, principalmente) podem ser transportadas e reinstaladas em locais mais apropriados para um novo empreendimento no mar. Do lado das desvantagens das torres de medição de dados, identificam-se o custo elevado e a dificuldade para estabilizar uma estrutura anemométrica no mar, como a necessária para instalar o aerogerador, em suas proporções (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

No Brasil, devido à intensa atividade de produção de O&G *offshore*, há a oportunidade de instalar equipamentos de medição em infraestrutura existente de O&G, o que permite um mapeamento preciso dos recursos eólicos em vários pontos do litoral. Isso diminuiria os custos com instalação de torres novas, podendo, inclusive, evitar o sucateamento de instalações (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Vale a ressalva de que projetos eólicos *offshore* necessitam de medição no local pretendido para o empreendimento, não sendo ideal as medições em outras locações para análises de viabilidade técnica.

As tecnologias SODAR e LIDAR estão entre os recentes desenvolvimentos tecnológicos para obter dados meteorológicos e anemométricos no mar, sendo considerados sensores remotos, por não estarem instalados no ponto de obtenção dos dados (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Sensores do tipo SODAR utilizam o efeito Doppler⁶⁶ e a turbulência vertical para medir o perfil de vento, por meio de ondas sonoras emitidas pelo

⁶² *Sonic Detection and Ranging*, ou detecção e alcance sônico.

⁶³ *Light Detection and Ranging*, ou detecção e alcance de luz.

⁶⁴ *Global Positioning System*, ou sistema de posicionamento global.

⁶⁵ *Motion Reference Unit*, ou unidade de referência de movimento.

⁶⁶ A frequência notada por um observador (ponto fixo ou sensor) emitida por uma fonte sonora (no caso, o vento) muda em função da variação de velocidade relativa entre observador e fonte.

sensor. Como é um sensor portátil, não interfere na variável medida e pode ser instalado em boias. No entanto, pode afetar-se por precipitações atmosféricas e rajadas de vento de maior intensidade, de maneira que necessita de calibração para maior acuracidade dos dados coletados. A figura 14 apresenta a instalação de um sensor SODAR.

Figura 14 – Instalação do sensor SODAR.



Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020, p. 35).

Por sua vez, os sensores do tipo LIDAR utilizam a reflexão da luz, em vez de ondas sonoras, para determinar a direção e a velocidade dos ventos em uma locação, gerando mapas em três dimensões de velocidade do vento. Este sistema pode ser instalado em estruturas flutuantes, igualmente portáteis, com custo elevado e requer referencial de medição anemométrica para validar os dados. No Brasil, a Universidade Federal de Santa Catarina utiliza o sensor para mapear a camada limite da atmosfera continental e oceânica desde 2015. A figura 15 apresenta um sensor LIDAR em primeiro plano e, ao fundo, uma torre anemométrica.

Figura 15 – Sensor LIDAR flutuante instalado.



Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020, p. 36).

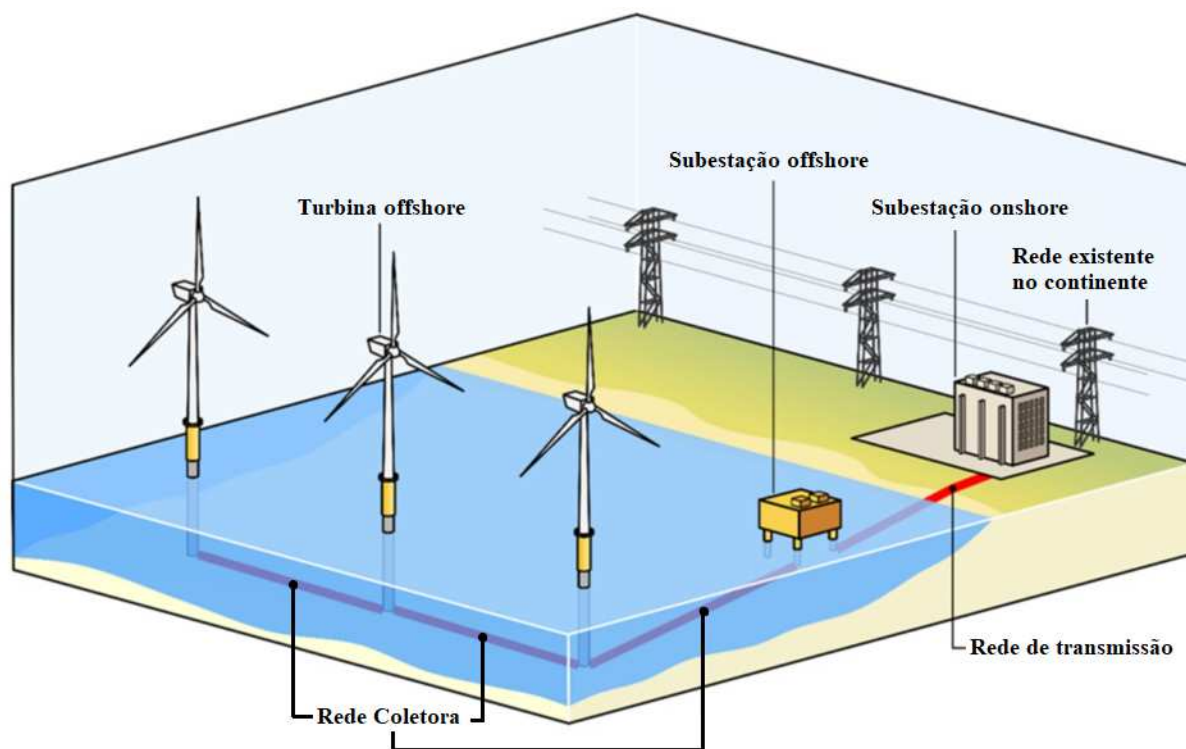
2.3.4 Transmissão

Um dos principais componentes de um empreendimento eólico é o sistema de transmissão de energia, sendo um dos grandes ofensores de custo na fase de instalação de um projeto *offshore*. Em geral, sistemas instalados próximos à costa possuem custos menores de transmissão, o que viabiliza a produção de eletricidade em regiões de menor potencial eólico, utilizando corrente alternada (CA), compatível com a malha de transmissão nacional.

Para projetos mais distantes da costa, o custo da transmissão torna-se elevado, devido à necessidade de transmissão em corrente contínua (CC) e, portanto, instalação de conversores, aumentando a viabilidade econômica do projeto para grandes volumes de energia produzida, de forma que a geração de receita compense o maior investimento na transmissão. Em função da distância do empreendimento e do volume energético a ser escoado, torna-se relevante a escolha da tecnologia de transmissão, considerando as particularidades técnicas do escoamento de eletricidade por cabos elétricos.

Logo, o fator de capacidade, a capacidade instalada, a distância da costa, a tecnologia de transmissão, o modelo de cabo elétrico e outros fatores técnicos são definidos na concepção do projeto, de forma que uma análise de viabilidade econômica possa fundamentar uma decisão de investimento (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). A figura 16 identifica os principais componentes de um sistema de transmissão para projetos eólicos *offshore*.

Figura 16 – Componentes de um sistema de transmissão *offshore*.



Fonte: CESK DATA (2023).

Internacionalmente, devido ao menor custo e à menor complexidade em função da profundidade, os potenciais eólicos próximos à costa são os primeiros a serem explorados, especialmente em países com menor experiência em *eólica offshore*. A aversão ao risco, típica de investidores, também corrobora tal dinâmica do setor *eólico offshore* (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Em geral, os ganhos de escala, o volume de investimentos, a magnitude dos projetos e a distância da costa crescem à medida que os projetos conquistam sucesso.

Sobre os diferentes tipos de sistemas de transmissão, os que empregam CA são mais comuns para distâncias de até aproximadamente 80 km da costa, e apresentam menor custo total por metro linear instalado, empregam subestações menores, exigem condutores com maior

seção transversal ou em maior número e ocasionam as maiores perdas por efeito Joule⁶⁷. Por outro lado, para distâncias maiores, os projetos que utilizam CC têm como ponto positivo a redução das perdas por efeito Joule, condutores de seção menor ou em menor número, subestações maiores e mais caras e conversores CA/CC na fonte e na chegada ao continente, ocasionando maior custo por metro linear no sistema de transmissão (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

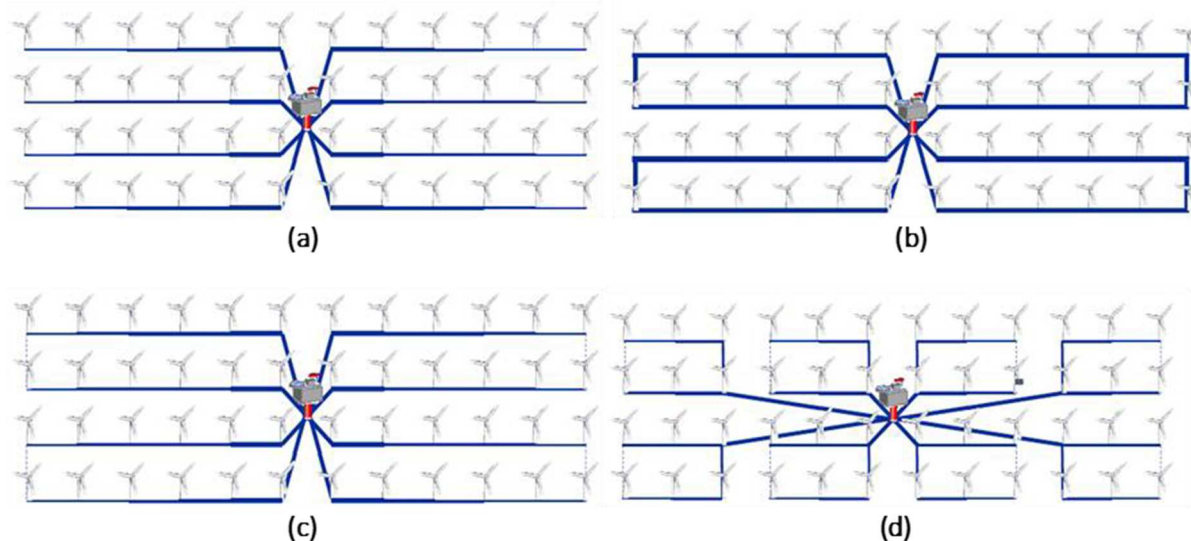
Outro atributo relevante relacionado ao sistema de transmissão *offshore* é o dimensionamento da rede de transmissão instalada no continente para receber a produção elétrica do empreendimento. Para receber e escoar o adicional energético, geralmente essa rede demanda adequações alinhadas aos planos de expansão da produção *offshore* (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Portanto, a implementação de projetos eólicos *offshore* requer permissão de acesso às áreas, estudos sobre as condições meteorológicas, a viabilidade técnica e econômica, a escolha do método de transmissão e dos demais componentes do sistema. Além do mais, também é imprescindível o alinhamento com o cessionário da rede de distribuição continental, de forma a dimensionar todos os elementos envolvidos, desde a turbina eólica instalada no mar até o consumidor final, como residências e cadeia produtiva. Porém, importa observar que esta pesquisa não tem o objetivo de se aprofundar em conceitos da engenharia elétrica, descrevendo os sistemas de geração e transmissão.

2.3.4.1 Redes coletoras

Rede coletora é o sistema de interligação entre os aerogeradores instalados em uma determinada região, e o sistema de transmissão ao continente. No caso de parques eólicos distantes do litoral, pode haver a necessidade de conexão da rede coletora a subestações *offshore*. O projeto da rede coletora precisa de considerações sobre o nível de tensão das linhas, o arranjo dos circuitos, as características dos cabos de interligação e demais componentes, bem como frequentes demoras no reparo de eventuais avarias em cabos submarinos. O arranjo costuma ser definido, balanceando os menores custos de interligação com redundâncias para mitigar riscos de interrupção no fornecimento por falha nos circuitos (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). A figura 17 mostra arranjos de redes coletoras dos tipos: (a) Radial; (b) Anel; (c) Anel com contingências; e (d) Otimizada.

⁶⁷ Quando uma corrente elétrica passa por um condutor, ele aquece, transformando energia elétrica em energia térmica. O fenômeno é conhecido como efeito Joule.

Figura 17 – Tipos de redes coletoras.



Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020, p. 61).

Redes coletoras do tipo radial conectam o máximo de aerogeradores em um mesmo circuito, sob risco de perder considerável parte da produção, por eventuais falhas no circuito próximo à subestação coletora, e tem como vantagem de custo a redução da seção dos cabos proporcionalmente à distância da subestação. No arranjo em anel, ocorre grande redundância no escoamento da produção, em caso de problemas nos circuitos, com a desvantagem de a seção dos cabos ser sempre a mesma; e o custo, mais elevado que a configuração radial para um sistema equivalente (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

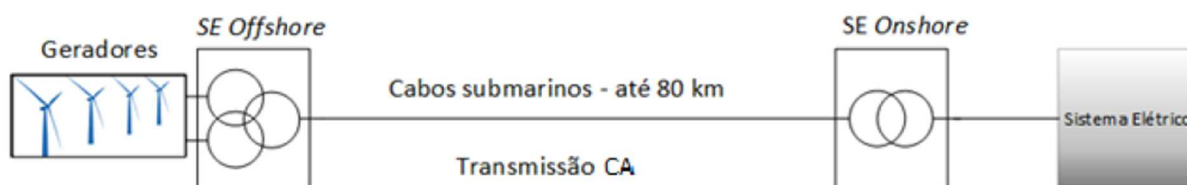
Uma variação de arranjo em anel permite reduzir o diâmetro da seção dos cabos similar à configuração radial, e instalar circuitos adicionais de escoamento emergencial, empregando cabos de seção menor para situações excepcionais. Por fim, o arranjo otimizado consiste em menos aerogeradores conectados em circuitos menores, a fim de alinhar custos de instalação e riscos de perder produção por falha nos circuitos (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

Nota-se que a definição do arranjo depende de outros fatores relacionados à topografia do local e do ponto de instalação da subestação coletora, em relação aos aerogeradores de um *cluster*, de forma que cada projeto requer uma análise personalizada da melhor solução de engenharia de interligação elétrica. Projetos eólicos mais distantes do litoral habitualmente compreendem a instalação de subestações *offshore* elevatória de tensão, para reduzir a corrente elétrica e, por consequência, a seção dos cabos do sistema de transmissão ou exportação para o continente (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

2.3.4.2 Sistemas de transmissão

O dimensionamento do sistema de exportação ou de transmissão elétrica entre o projeto eólico *offshore* e o continente considera a distância da costa, o nível de tensão elétrica, o potencial total a ser transmitido, o fator de capacidade e as perdas por efeito Joule. O emprego de sistema em CA é economicamente vantajoso para distâncias menores, por dispensar conversores CA/CC, necessários para sistemas que utilizam CC para exportar a produção. A figura 18 apresenta um sistema de transmissão com a subestação *offshore*, o sistema de transmissão CA e a subestação no continente (*onshore*) entre os geradores *offshore* e o sistema de distribuição elétrica no continente.

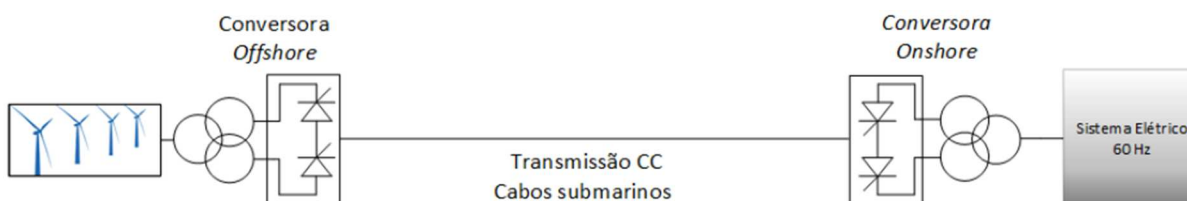
Figura 18 – Sistema de transmissão CA dedicado.



Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020, p. 62).

Como os aerogeradores produzem e entregam potência elétrica em CA na rede coletora, um sistema de transmissão em CC requer a instalação de um conversor CA/CC na subestação *offshore*, o qual tem a função de retificar a corrente para CC antes de injetá-la no sistema de transmissão. Chegando na subestação *onshore*, outro conversor CC/CA faz a comutação da corrente para CA, de forma a permitir a sincronia com a rede de distribuição do continente. Existem diferentes tecnologias de conversão CA/CC e CC/CA, e a seleção das conversoras é um dos aspectos importantes em um projeto eólico *offshore* longe da costa. A figura 19 demonstra um sistema de transmissão CC.

Figura 19 – Sistema de transmissão CC dedicado.



Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020, p. 63).

Com relação aos cabos elétricos utilizados em sistemas de transmissão, quanto maior o comprimento, menor a capacidade de transmissão de potência ativa, devido às perdas elétricas nos cabos (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

2.3.4.3 Subestações conversoras

As subestações *offshore* e *onshore* agregam a produção energética dos parques eólicos *offshore* e adequam o fluxo à rede de distribuição no continente. Podem ter funções de transformar nível de voltagem, proteger circuitos elétricos, assim como controlar e manobrar os circuitos dos parques. Quando utilizam transmissão em sistema CC, as subestações adquirem a função adicional de converter corrente de transmissão, pois a geração ocorre em CA. As subestações *offshore* são estruturalmente semelhantes às plataformas do setor de O&G, com certas adequações (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

O desenvolvimento da tecnologia de conversão entre CA e CC para projetos instalados a grandes distâncias da costa tem recebido investimentos, em função do crescimento do ramo de aproveitamento da energia eólica. Mesmo semelhantes às instaladas nos continentes, as subestações *offshore* possuem aspectos específicos em termos operacionais e físicos, alguns dos quais relacionados ao ambiente marinho, como um projeto mecanicamente adaptado a condições ambientais mais severas, e funções para facilitar a acessibilidade, a manutenção e a substituição de componentes. O nível de redundância de elementos, como transformadores, geradores a diesel e sistemas de comunicação em subestações *offshore*, tende a ser maior, devido à necessidade de confiabilidade do sistema e do tempo de acesso para intervenções (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

As principais restrições ao projeto de subestações são a limitação de peso e espaço, além da profundidade de instalação, da resistência ao ambiente marinho e da acessibilidade, dividindo-se em fundação e o *topside* (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). A tabela 2 compara os tipos mais comuns de fundações de subestações *offshore*, apontando CAPEX e OPEX, por meio de uma escala de 1 a 4, conforme o orçamento para esse componente.

Tabela 2 – Tipos de fundações para subestações *offshore*.

	Gravidade	Monopile	Jacket	Autoelevação
Fabricação	Simples	Simples	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

Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020, p. 71).

2.3.4.4 Cabos submarinos

Da mesma forma que os aerogeradores e subestações, a tecnologia de cabos isolados para emprego submarino para aplicações marítimas tem evoluído substancialmente, impulsionada pelas encomendas da indústria eólica *offshore*, que são capazes de transferir grandes montantes de potência elétrica, em elevados níveis de tensão e temperatura. Os modelos de cabos para CA e CC são distintos, e podem ser de núcleo simples ou triplo, o último de menor custo de lançamento, menores perdas elétricas por corrente induzida na blindagem⁶⁸, limitado a usos com tensões até 225 kV (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

Por sua vez, os cabos de núcleo simples podem ser fabricados em comprimentos maiores, necessitando de menos emendas. Os componentes de um cabo submarino são os condutores, normalmente em cobre, com a camada de isolamento, uma camada de blindagem semicondutora, uma blindagem metálica e sua armadura, para cabos CC e para CA (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

A tabela 3 caracteriza os respectivos cabos submarinos, considerando os principais fabricantes (Wright, Nexans e Prysmian) e que também fabricam componentes e cabos

⁶⁸ Em blindagem metálica de cabos elétricos, a tensão induzida produz corrente induzida que gera efeito Joule na blindagem.

umbilicais da indústria de O&G. Os cabos do tipo CC transmitem tensões e potências maiores do que os CA e, inclusive, podem ter maior comprimento.

Tabela 3 – Tipos de cabos submarinos.

SISTEMA	Cabos CA Núcleo singelo			Cabos CC Núcleo com dois condutores		
	Tipo de isolante	XLPE	LPOF	MI-PPL	MIP	XLPE
Máxima Tensão	500 kV	500 kV	±800 kV	±525 kV	±250 a 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

Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020, p. 73).

2.4 CUSTOS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

Na análise de custo de projetos eólicos *offshore*, utilizam-se as métricas mais comuns na indústria de renováveis: CAPEX, OPEX, DECEX, CF e LCOE. Assim, é necessário conceituar as métricas, pois são fundamentais para compreender os contextos apresentados neste capítulo. O CAPEX⁶⁹ é uma das principais restrições em projetos, consiste no custo total para implementação de um empreendimento. No caso da eólica *offshore*, inclui custos com gerenciamento do projeto, obtenção do acesso da área, Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica (EVTE), obtenção de dados meteorológicos, medição de disponibilidade de potencial eólico, permissões governamentais, custos com Engenharia, Aquisição dos equipamentos, Comissionamento e Integração dos sistemas (EPCI⁷⁰) e todos os demais custos relacionados à entrega do empreendimento finalizado, pronto para produção de energia. Além disso, o CAPEX é o custo da capacidade instalada, normalmente em US\$ por kW ou MW.

O OPEX⁷¹ é o segundo componente fundamental na formação de custo, sendo mais elevado no *offshore*, quando comparado ao OPEX de projetos eólicos *onshore* (EMPRESA DE

⁶⁹ *Capitalized Expenditure*, ou custo total de investimento para ter um projeto finalizado e funcional.

⁷⁰ Contratos EPCI (*Engineering, Procurement, Construction and Installation*) são comuns em projetos de O&G.

⁷¹ *Operational Expenditure*, ou custo para manutenção e operação de um empreendimento.

PESQUISA ENERGÉTICA, 2020), especialmente em função de fatores, como acesso a locações marítimas com recursos para manutenções de componentes e intervenções em cabos submarinos. O OPEX *offshore* está entre 16% e 25% do LCOE de projetos eólicos *offshore* (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2022).

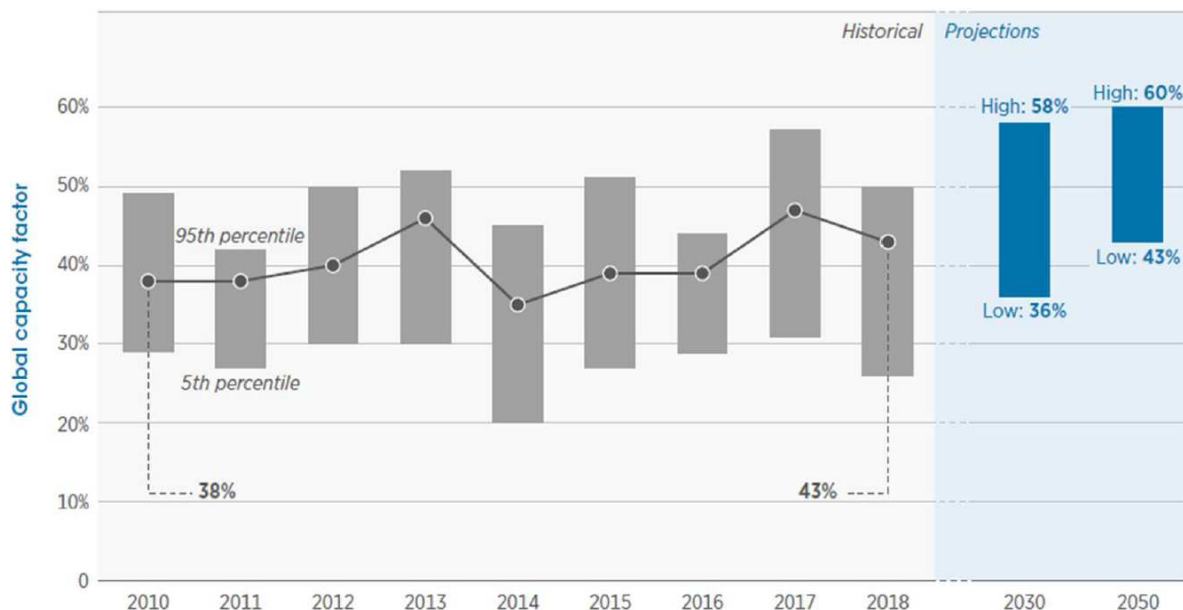
As condições meteorológicas influenciam fortemente o OPEX, assim como necessidade de embarcações e tripulações especializadas. São custos com Operação e Manutenção (OM) do parque eólico, rede coletora e sistema de transmissão, ou seja, são os custos após a instalação e antes do descomissionamento do projeto, podendo ser estimado relativo a um intervalo (mensal, trimestral, anual etc.) ou de maneira absoluta, com base na vida útil do empreendimento. Assim, DECEX⁷² são custos de descomissionamento.

Fatores de Capacidade (CF⁷³) exprimem a produção anual de energia em percentual da capacidade máxima, ou capacidade nominal, de uma usina energética e, quanto mais elevados, melhor a amortização dos custos de um investimento ao longo do tempo. Dois fatores têm grande peso no CF: a qualidade do recurso eólico no local do empreendimento e a tecnologia do aerogerador (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2022). A maior disponibilidade de recurso eólico no mar pode justificar o EVTE com CAPEX e/ou OPEX mais elevados, quando comparado a empreendimentos *onshore*, com a escolha de aerogeradores tecnologicamente mais avançados, a instalação elevada do cubo, maior área de coleta com pás mais longas, incrementando o CF da usina (CENTRAL ELECTRICITY AUTHORITY OF INDIA, 2022, p. 82).

Entre 2010 e 2018, identifica-se o incremento do CF global da eólica *offshore*, com projeções de incremento até 2050, muito em função do desenvolvimento tecnológico, do ganho de escala e de experiência em desenvolvimento de EVTE e EPCI para a indústria eólica *offshore*. O gráfico 14 apresenta as projeções de média global de CF, alcançando a faixa de 36% a 58%, até 2030; e 43% a 60%, em 2050, contra uma média de 43%, em 2018.

⁷² *Decommissioning Expenditure*, ou custo para descomissionar um empreendimento.

⁷³ *Capacity Factor*: A potência média gerada, em percentual da potência total, no intervalo considerado.

Gráfico 14 – Média ponderada de CF para eólica *offshore* – Mundo.

Fonte: CENTRAL ELECTRICITY AUTHORITY OF INDIA (2022, p. 83).

Como o recurso eólico *offshore* apresenta menor turbulência, maior constância e maior velocidade, pode ter uma produção até 50% maior, em comparação com empreendimentos próximos ao litoral. Em um contexto de longo prazo, é possível propor que os custos sejam compensados pela maior produção energética, favorecendo a viabilidade econômica de projetos *offshore*. Tal análise de custo e retorno de investimento pode ser feita, usando o LCOE como suporte para tomada de decisão (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020), como detalhado no Capítulo 3.

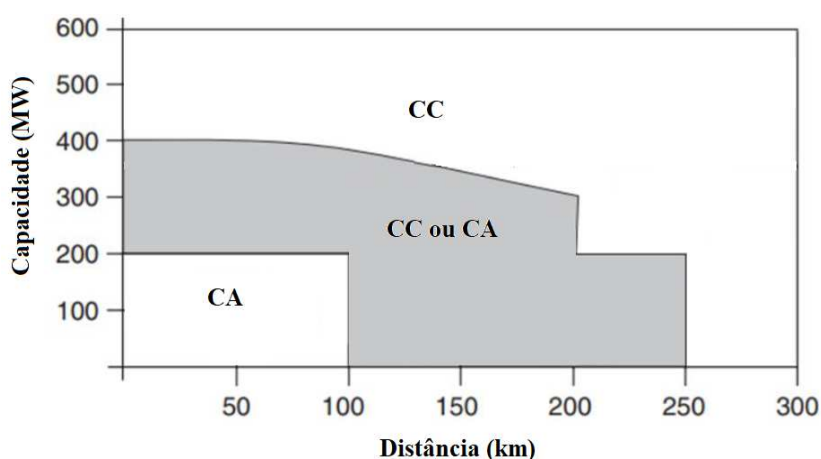
2.4.1 Referências de custo – CAPEX

No setor de energia renovável, o CAPEX apresenta tendência de queda, devido à disseminação mundial da modalidade de obter energia, assim como dos ganhos de escala da indústria, dos avanços tecnológicos e do incremento da competitividade no setor, com custos entre US\$ 3 mil e US\$ 6 mil por kW, em 2020, dependendo do tipo de fundação, instalação e infraestrutura logística da região. Necessita de muita especialização das embarcações, engenharia e instalação, normalmente emprestando tecnologia operacional do setor de O&G. Isso porque o afastamento da costa e o incremento da profundidade da água incrementam a complexidade e os custos dos projetos, demandando tecnologias mais avançadas e maiores prazos para concluir o EPCI (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

Em mercados de avançado desenvolvimento em energia eólica *offshore*, existem iniciativas para dissociar CAPEX e geração elétrica de CAPEX de transmissão, como no norte da Europa (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Esse expediente reduz riscos para implementar novos projetos, pois uma empresa especializada em geração não se limita a assumir riscos no mercado da transmissão e vice-versa, para entrar em licitações de energia, diminuindo as barreiras de entrada e favorecendo especialização e o desenvolvimento do segmento. Isso reduz o preço do kW entregue ao consumidor final.

O gráfico 15 simplifica a relação entre o tipo de tecnologia de transmissão, a potência a ser fornecida e a distância a ser vencida entre o empreendimento no mar e o ponto de conexão com a rede continental, dentro de uma perspectiva técnico-econômica. Cabe ressaltar que os valores do gráfico de 2020 estão em constante atualização e não se consideraram aspectos acerca do tipo de tecnologia usada pelos conversores CA/CC e níveis de tensão de transmissão.

Gráfico 15 – Tecnologia de transmissão por capacidades e distâncias.



Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020, p. 45).

As redes coletoras representam uma pequena parcela de custo dos projetos eólicos *offshore*, diferente da infraestrutura de transmissão elétrica. Enquanto em projetos eólicos *onshore*, a transmissão consome até 14% do CAPEX, em um empreendimento *offshore* o montante pode chegar a 30% do investimento total (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). No Brasil, o *RoadMap* da Eólica *Offshore* é um dos principais estudos relacionados ao CAPEX, em projetos eólicos *offshore*, com a consolidação de dados de custo da IRENA, do Laboratório do Departamento de Energia dos Estados Unidos (NREL)⁷⁴, da empresa Norte Americana LAZARD e da própria EPE (EMPRESA DE PESQUISA

⁷⁴ National Renewable Energy Laboratory.

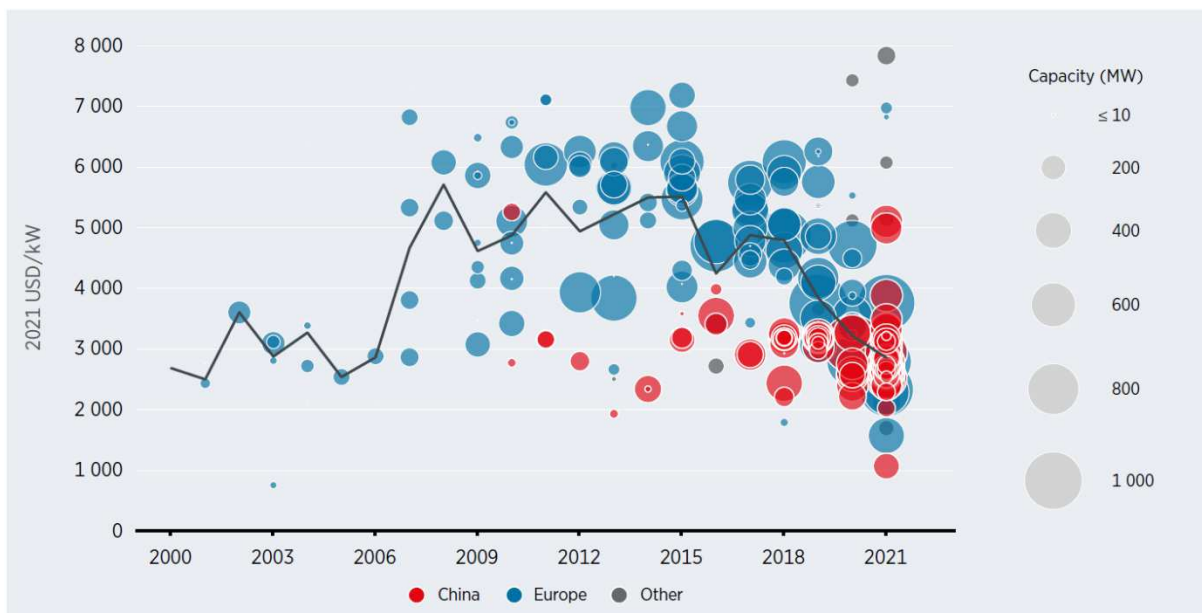
ENERGÉTICA, 2020). No exterior, as publicações da IRENA são uma das mais relevantes fontes de dados de custos em eólica *offshore*.

2.4.1.1 IRENA

Os estudos do IRENA apontam o crescente CAPEX em projetos de parques eólicos *offshore*, a partir de 2000, com um pico antes de 2015. Em 2016, houve a variação de custo entre US\$ 2 mil e US\$ 7 mil por kW instalado, nos Estados Unidos, onde a grande faixa de variação ocorreu devido à amplitude de possibilidades, em termos de capacidade instalada, distância da costa e profundidade da água, entre outras variáveis. No mesmo ano, na Europa, o custo ficou em torno de US\$ 4650 / kW instalado (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

Características meteorológicas e o marco regulatório local influenciam o CAPEX de projetos eólicos *offshore*. Em países com indústria eólica *offshore* desenvolvida, como Holanda, China e Dinamarca, os empreendedores não têm obrigações com a transmissão elétrica, mas apenas com a rede coletora. A queda da média ponderada de CAPEX de dois grandes *clusters* globais foi verificada em 2010 e em 2021, respectivamente: na Ásia, caiu de US\$ 4680 / kW para US\$ 2876 / kW; enquanto na Europa, a queda foi de US\$ 4883 / kW para US\$ 2775 / kW (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2022).

O gráfico 16 demonstra a dispersão dos projetos, por custo e tempo até 2021, e a linha de tendência com a variação do preço do kW instalado entre 2000 e 2021.

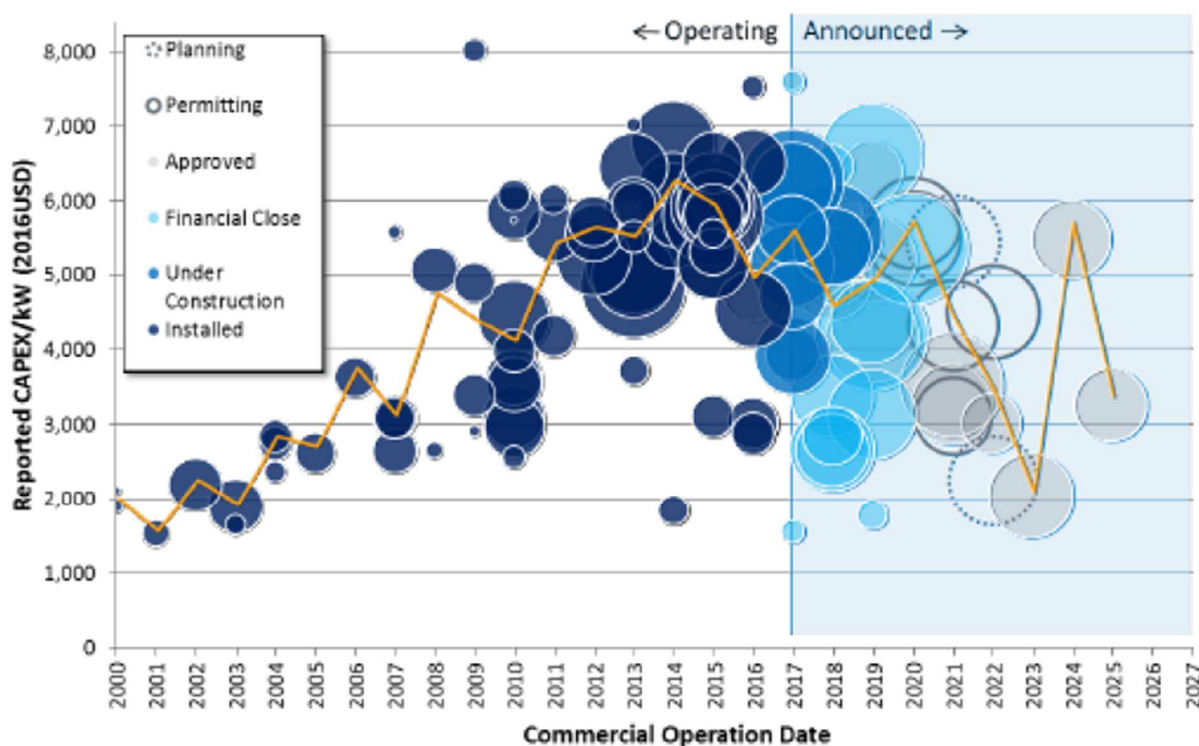
Gráfico 16 – Custos totais em projetos *offshore* de 2000 a 2021 – Mundo.

Fonte: INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (2022, p. 108).

2.4.1.2 NREL

O estudo norte-americano de 2017 expõe a tendência de incremento de CAPEX em eólica *offshore* até antes de 2015 e posterior queda de custos, similar às pesquisas publicadas pela IRENA. Notamos o incremento em número e magnitude dos projetos, a partir do ano de 2000, e a mesma faixa de variação de CAPEX por kW instalado, entre US\$ 2000 e US\$ 7000.

O gráfico 17 expõe a relação entre a capacidade nominal dos projetos (diâmetro dos círculos) e sua localização, em relação à estimativa de CAPEX, por ano. Na linha alaranjada, está a tendência geral de CAPEX, ao longo dos anos, ponderada pela capacidade instalada (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). É razoável assumir que o número e a magnitude dos projetos diminuem a partir de 2000, em função da ausência de informação de novos projetos, pois existe uma tendência de crescimento sustentável do setor, com base nos dados dos últimos anos. Esta base de dados do estudo norte-americano considera projetos em todo o mundo (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

Gráfico 17 – CAPEX de projetos eólicos *offshore* – Mundo.

Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020, p. 49).

Em outro levantamento da NREL, também com foco em projetos de eólica *offshore* em âmbito global, estimam-se valores médios por kW instalado para diferentes países, e os dados se consolidam na tabela 4, com o ano de 2017 como referência (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

Tabela 4 – Valores de CAPEX em países desenvolvidos.

CAPEX	Base 2017	Holanda	Reino Unido	Bélgica	Dinamarca	EUA	Alemanha	Japão
US / kW	3661	4373	3640	3759	3690	3824	4325	3985

Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020, p. 49).

2.4.1.3 LAZARD

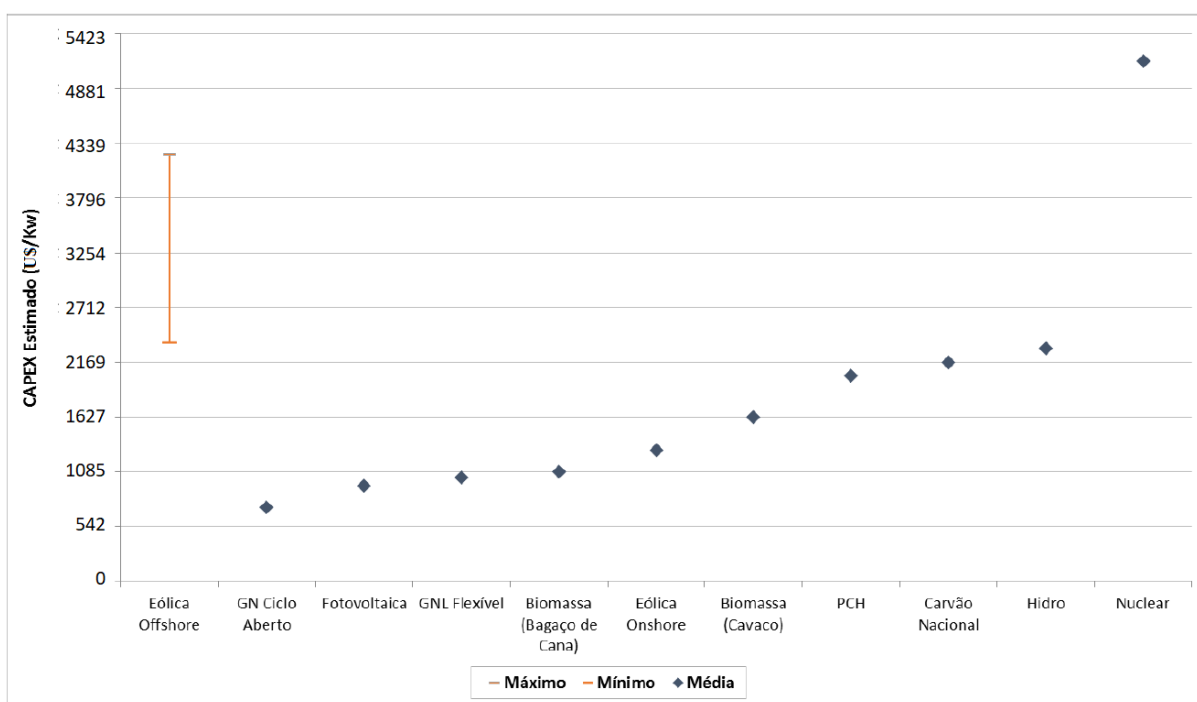
A empresa de consultoria norte-americana produziu uma análise de custo nivelado de energia de fontes diversas em 2018, em que se observa o CAPEX estimado para projetos eólicos *offshore* entre US\$ 2.250 / kW e US\$ 3.800 / kW instalado, já contabilizando custos de capital.

2.4.1.4 EPE

Como não existem projetos eólicos *offshore* instalados na PC brasileira, todas as análises de CAPEX são feitas por comparação, considerando projetos realizados em outros países. Com base nisso, o custo de projetos eólicos no mar estimou-se entre US\$ 2260 / kW e US\$ 4052 / kW (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

O gráfico 18 traz uma comparação simples de CAPEX entre projetos de obtenção de energia por meio de diversas fontes, com o menor patamar de custo de projetos eólicos *offshore* alinhado ao CAPEX médio de um empreendimento de base hidroelétrico, e abaixo de um de base nuclear (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Os valores do eixo das ordenadas foram convertidos para a moeda norte-americana e atualizados para valores de 2023.

Gráfico 18 – Comparativo de CAPEX de fontes de energia – Brasil.



Fonte: Adaptado de EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020, p. 50).

Esse estudo comparativo funciona como ilustração de custos, pois, para produzir um EVTE de projeto, devem-se considerar diversos fatores, especialmente: o contexto regulatório brasileiro em desenvolvimento, a infraestrutura existente de portos, estradas e via navegáveis, a necessidade de conteúdo local, a aspectos tributários, a localização de fabricantes de componentes, a facilidade de acesso à matéria-prima, a disponibilidade de linhas de financiamento, bem como questões relacionadas à mão de obra geral e especializada no país,

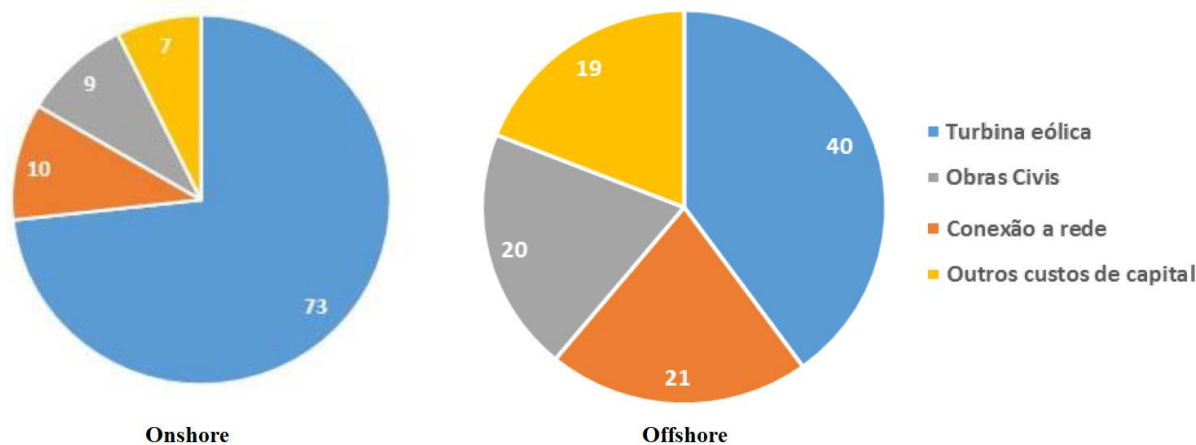
como comumente em estudos de LCOE e projetos no exterior (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

2.4.1.5 Componentes do CAPEX

São diversas as metodologias utilizadas em orçamentação de CAPEX de projetos eólicos *offshore*, com vários recortes de custo, dependendo das regras de cada país. Como foi abordado, alguns países dissociaram a instalação do parque eólico da transmissão ao continente, enquanto outros mantêm os projetos unificados. Identificam-se os componentes de custo adotados pelo IRENA (2022), pela EPE (2020) e por Braga *et al.* (2022), como similares, de forma que é possível analisar o CAPEX, com base nos seguintes componentes:

- a) desenvolvimento de projeto: custos de capital, engenharia, consultoria, licenciamento, projeto;
- b) aerogerador e torre eólica: turbina eólica composta por nacele, pás, rotor, *hub* e gerador;
- c) instalação *offshore*: obras civis, porto, embarcações, construção *offshore* e fundação;
- d) instalação elétrica: conexão à rede de transmissão, rede coletora, cabeamento;
- e) e sistemas de transmissão: cabos de exportação, subestações, conversões CA/CC.

O último componente de custo pode ser retirado em alguns países que trabalham com especialização na cadeia de suprimento, como Holanda, China e Dinamarca (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020; INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2022; BRAGA *et al.*, 2022). Ao comparar os dados de estimativa de custo com CAPEX dos quatro primeiros componentes (desenvolvimento, aerogerador e torre, instalação *offshore* e instalação elétrica), reduzindo todos a percentual do CAPEX total por kW instalado, verifica-se similaridade nas estimativas para os 4 primeiros itens, coerente com o gráfico 19.

Gráfico 19 – Alocação de custos para eólica *onshore* e *offshore*.

Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020, p. 52).

Cabe destacar que o quinto item, sistemas de transmissão, significativamente depende dos fatores distância da costa e profundidade da água, de forma que não é possível submetê-lo à mesma base de comparação por kW instalado, como os demais itens. A parcela de custos de cada componente varia substancialmente entre projetos *onshore* e *offshore*. No primeiro, o custo do aerogerador consome parte significativa do CAPEX de um projeto (de 65% a 84%); por sua vez, no segundo, a parcela de obras civis torna-se um ofensor de custo de maior relevância. Além disso, outras variáveis de projeto na absorção de CAPEX influenciam as instalações *offshore* e elétrica de um projeto.

A profundidade da lâmina d'água pode modificar os investimentos em fundações e instalações *offshore* de forma considerável, e as fundações do tipo flutuantes são onerosas em relação às fixas. Além disso, a distância da costa altera a necessidade de mais cabos e, eventualmente, até mesmo a mudança no sistema de transmissão – de CA para CC –, encarecendo as subestações (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). O planejamento e o desenvolvimento costumam absorver até 15% dos custos com nova capacidade instalada, e podem atingir valores maiores em locais com baixa incidência de instalações de campos eólicos *offshore*. Isso ocorre devido a riscos e incertezas regionais do LCOE em comparação com outras fontes energéticas (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

2.4.2 Referências de custo - OPEX

Entre as referências de custos de OPEX ou OM, identifica-se o estudo da EPE, que indica valores anuais entre US\$ 80 / kW e US\$ 110 / kW, e outra faixa entre US\$ 109 / kW e US\$ 140 / kW, provenientes de outros estudos citados. Os desenvolvimentos de OPEX para projetos eólicos longe da costa, situados a mais de 50 km do porto, estão em andamento, de forma que o conceito de uso de embarcações e mesmo bases *offshore*, semelhante a plataformas de O&G, são parte das atuais discussões sobre estratégias para instalar usinas eólicas nessas localidades. Otimizações, como o uso de navio-mãe, de onde partem embarcações menores para manutenções em diferentes aerogeradores de um campo, são possibilidades de executar O&M (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

Segundo estudo da Agência de Energia Internacional (IEA⁷⁵), os mercados eólicos *offshore* mais desenvolvidos, como na RPC, apresentam custos mais baixos de OM. De modo geral, o OPEX passa por uma fase de esforços em desenvolvimento e especialização, reduzindo a média global de OM para eólica *offshore* a US\$ 90 / kW em 2018, aproximadamente. Projeções mostram que custos com O&M devem cair para US\$ 60 / kW até 2030, chegando a US\$ 50 / kW em 2040 (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2019). A estimativa do custo de OM é de US\$ 70 / kW em 2023, considerando também Alsubal et. al. (2021).

Projeções de fabricantes de equipamentos apontam para a faixa de custo anual entre US\$ 70 / kW e US\$ 129 / kW de capacidade instalada ou entre US\$ 0,017 / kWh e US\$ 0,030 / kWh da energia produzida na Europa e RPC, que têm o setor eólico *offshore* estabelecido, sendo as menores faixas observadas em países com setor eólico *offshore* mais desenvolvido e as maiores no extremo oposto (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2022). Uma das grandes desenvolvedoras de parques de usinas eólicas, a empresa dinamarquesa ORSTED, que em 1991 instalou o primeiro parque *offshore*, com um portfólio de aproximadamente 10 GW no mar, conseguiu reduzir OPEX *offshore*, entre 2015 e 2018, em 43%, de US\$ 118 / kW para US\$ 67/kW anuais (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2022).

2.4.3 Referências de Custo – LCOE

O LCOE é uma metodologia muito utilizada no setor energético, permitindo a comparação de alto nível entre diferentes opções tecnológicas niveladas em uma mesma base. Custos nivelados são a expressão do gasto total em um empreendimento, durante a vida útil,

⁷⁵ *International Energy Agency.*

dividido pela energia gerada durante o mesmo período, em geral referindo-se à Produção Energética Anual (AEP⁷⁶) ou total, durante a vida útil do empreendimento, retornando um custo por unidade energética gerada.

O LCOE pode ser definido genericamente como o quociente entre as despesas totais, ao longo de toda a vida de um empreendimento, e o produto total esperado, expresso a valor presente. O LCOE permite comparar diferentes tecnologias, possibilitando a comparação econômica de diversas soluções. Para Heptonstall *et al.* (2012, p. 8), os custos conhecidos como "nivelados" buscam refletir os custos totais ao longo do projeto, assim como distribuir esses custos em função da eletricidade produzida ao longo do ciclo de vida. No artigo *The Cost of Offshore Wind*, de autoria de Heptonstall *et al.* (2012, p. 9), verifica-se a equação 1, propondo o cálculo de LCOE para eólica *offshore*.

$$\text{LCOE} = \frac{\sum[(I_t + M_t + F_t)(1+r)^{-1}]}{\sum[E_t(1+r)^{-1}]} \quad (1)$$

onde I_t são os investimentos (CAPEX) por ano t ; M_t são custos com operação e manutenção (OPEX) por ano t ; F_t são custos com combustível; E_t é a eletricidade gerada por ano t ; e r é a taxa de desconto. Importante fator recai na escolha da taxa de desconto, que, para fins de análise, os autores assumiram o valor de 10%, por representar um ponto médio plausível na faixa de taxas de desconto conforme a literatura (HEPTONSTALL *et al.*, 2012).

Mais recentemente, Braga *et al.*, no artigo *The Conversion of Offshore Oil and Gas Infrastructures into Renewable Generation Plants* (2022), apresentaram o LCOE, como sendo o custo por unidade de energia produzida, incluindo na formulação o capital total de investimento (CAPEX), o custo anual de operação e manutenção (OPEX) e a produção anual de energia (AEP), assim como possíveis perdas. Assim como Heptonstall, Braga *et al.* desconsideraram custos com descomissionamento na formulação do cálculo do LCOE da eólica *offshore*, conforme a equação 2 (BRAGA *et al.*, 2022, p. 15):

$$\text{LCOE} = \frac{\text{CAPEX} + \sum_{t=1}^n \frac{\text{OPEX}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{\text{AEP}_t}{(1+r)^t}} \quad (2)$$

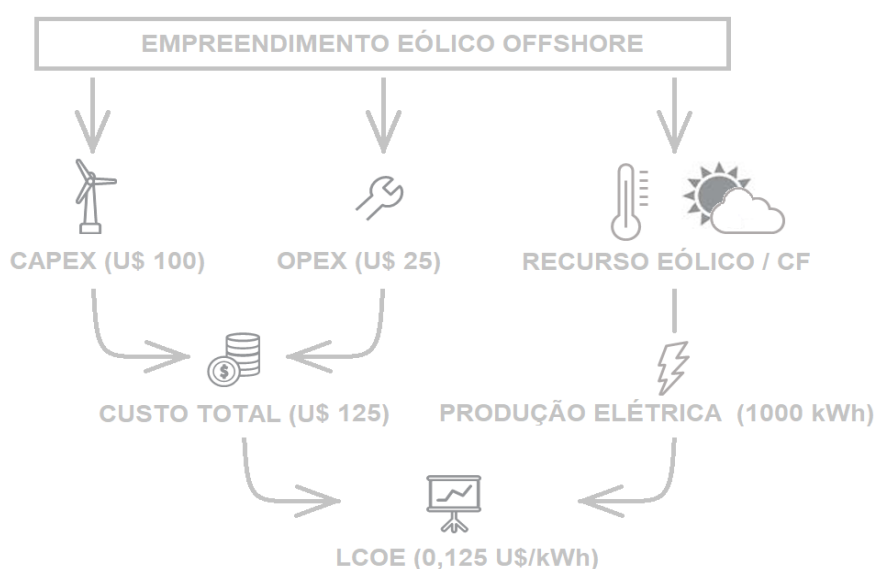
⁷⁶ Annual Energy Production.

onde CAPEX são custos para instalação do empreendimento, incluindo custos de capital, OPEX são custos para operação e manutenção do empreendimento, AEP é a energia produzida em um ano de operação, n é o tempo de operação do empreendimento em anos (normalmente consideramos a vida útil de uma usina eólica *offshore* como 20 anos), t é o período considerado, podendo ser o anual ou o tempo da vida útil, e r é a taxa de desconto, normalmente igual a 4% para eólica *offshore* (BRAGA *et al.*, 2022).

A taxa de desconto varia conforme o risco de novas tecnologias, entre países e concessionárias. A escolha de r considera o valor da moeda no tempo, as taxas de retorno entre tipos de investimentos e os requisitos governamentais, como políticas visando desenvolvimento de um setor da economia. Para a eólica *offshore*, considera-se r igual a 4% (BRAGA *et al.*, 2022). Para Alsubal *et al.* (2021), r assume o valor de 7,5%, conforme veremos no Capítulo 3 desta Tese. O AEP é uma variável substancialmente dependente do CF e função do local escolhido para a usina eólica. LCOE é diretamente proporcional ao CAPEX e ao OPEX, e inversamente ao AEP e à taxa de desconto r .

Para ilustrar o conceito de LCOE, a figura 20 mostra um projeto fictício com as projeções: CAPEX em US\$ 100, OPEX em US\$ 25, e a produção energética em 1000 kWh. No exemplo, o LCOE do projeto seria de US\$ 0,125/kWh, desconsiderando a taxa de desconto do investimento ao longo do tempo. Também, pode-se entender o LCOE como a projeção de menor valor da eletricidade gerada, para um projeto não ser economicamente deficitário.

Figura 20 – LCOE não descontado.



Fonte: O AUTOR (2024).

A atual carteira de encomendas de novas capacidades eólicas *offshore*, com projetos com maior poder de competição em relação às alternativas de suprimento energético, tornou-se possível em função da consolidação das cadeias de suprimento de materiais e serviços, incentivos políticos em alguns países com regulamentação clara do setor, avanços tecnológicos em aerogeradores e expansão da concorrência no setor (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2022). O ápice do LCOE médio ponderado global foi em 2017, com queda de 65% até 2021, chegando a US\$ 0,075/kWh, sendo 13% inferior a 2020.

A Dinamarca, primeiro país a adotar a eólica *offshore* em escala comercial, teve o menor LCOE do mundo em 2021, com US\$ 0,041/kWh, seguindo do Reino Unido, com US\$ 0,054/kWh. Lembrando que na Dinamarca, a transmissão para a terra não é exigida pelos desenvolvedores de eólica *offshore*. A tabela 5 sintetiza a evolução do CAPEX e do LCOE nivelados na Ásia e na Europa (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2022).

Tabela 5 – CAPEX e LCOE nivelados, em US\$ / kWh – Europa e Ásia.

	CAPEX		LCOE	
	2010	2021	2010	2021
Ásia	4680	2876	0.187	0.083
China	4680	2857	0.178	0.079
Japão	5113	5550	0.187	0.196
Coreia do Sul	N/A	6278	N/A	0.180
Europa	4883	2775	0.163	0.065
Bélgica	6334	3545	0.226	0.083
Dinamarca	3422	2289	0.108	0.041
Alemanha	6739	3739	0.179	0.081
Holanda	4299	2449	N/A	0.059

Fonte: INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (2022, p. 111, 119).

2.4.4 Redução de custos em projetos eólicos *offshore*

Existem algumas estratégias de redução de custos em projetos EPCI atualmente aplicáveis a empreendimentos eólicos *offshore*, trazendo ganhos de escala, incremento da

capacidade da turbina eólica, do CF e outras otimizações, como destacado a seguir (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020):

- a) escolha do melhor intervalo⁷⁷ para instalar fundações, bases e aerogeradores no mar, reduzindo o tempo inoperante e, por consequência, custos com afretamento de embarcações especiais e mão de obra especializada;
- b) observância da capacidade de convés das embarcações escolhidas para transporte do maior número de equipamentos do porto para a locação final, reduzindo o tempo de navegação, custos portuários e demais custos associados à operação no porto;
- c) otimização de pré-montagem e comissionamento no porto, reduzindo o trabalho executado no mar;
- d) processos eficientes de conexão de cabos à subestação *offshore*;
- e) análises geotécnicas otimizadas e detalhadas, reduzindo riscos associados às obras civis no mar;
- f) escolha de embarcações com menor consumo de combustível;
- g) acordos de uso compartilhado de recursos (embarcações, porto, guindastes, bases de armazenagem etc.) entre mais de uma instaladora de usina eólica *offshore* no mesmo *cluster* marítimo; e
- h) utilização de pontos de apoio no mar para armazenagem, reabastecimento, pré-montagem e trocas de turma, como ex-plataformas de O&G adaptadas para este fim, reduzindo vindas ao porto.

No médio prazo, o contínuo desenvolvimento de soluções em fundações para águas profundas pode reduzir custos de EPCI, como a possível adoção de ilhas artificiais flutuantes (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Aperfeiçoamentos relacionados ao sistema de transmissão podem afetar positivamente o CAPEX, com o avanço da tecnologia HVDC e HVAC⁷⁸, e a receita do empreendimento, ao entregar energia com menores perdas, melhorando o CF do empreendimento como um todo. Logo, o avanço da tecnologia de subestações pode entregar pequenas unidades acopladas a cada aerogerador, evitando CAPEX

⁷⁷ Em ambiente *offshore*, nem sempre é possível prosseguir com as operações, em função de fortes ventos, correntes e ondas marítimas, quando as atividades são interrompidas. Em contratos de afretamento por tempo, o dono da embarcação e a tripulação são pagos, independente das condições de mar, vento e corrente, de forma que os custos durante inoperâncias por condições de mar são custos de projetos.

⁷⁸ *High Voltage Direct Current*, ou Corrente Contínua de Alta Voltagem; e *High Voltage Alternated Current*, ou Corrente Alternada de Alta Voltagem.

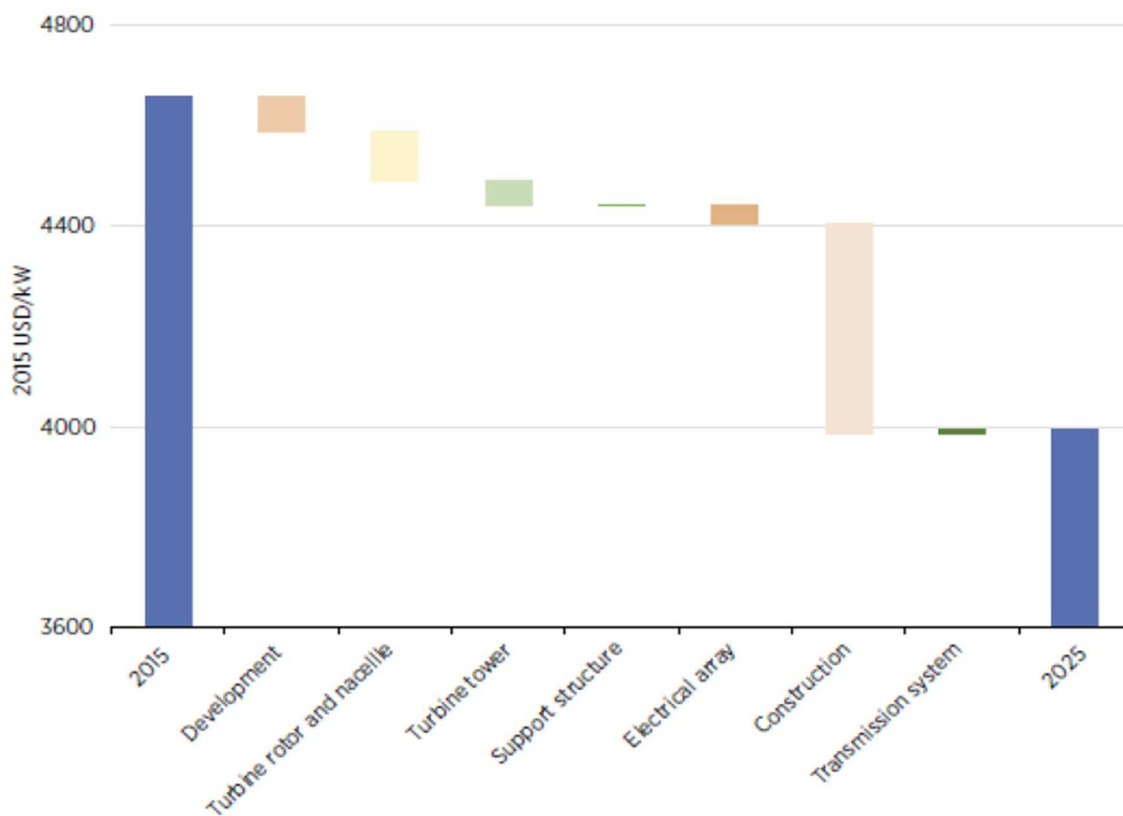
e OPEX de uma subestação *offshore* tradicional (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

A tecnologia de fabricação e desenho das pás tendem a beneficiar não apenas custos, mas também ganhos de CF. Etapas de projeto, engenharia, consultoria, licenciamento e integração tendem a cair de preço, à medida que uma região ganha experiência na atividade eólica *offshore*, ainda que representem seções menores de CAPEX (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). No OPEX, as reduções de custo se relacionam com o monitoramento das condições meteorológicas para planejamento de intervenções e transferência de pessoal e equipamentos entre o porto e a usina *offshore*. A monitoração remota da condição dos equipamentos ou a telemetria ajudam muito a determinar o melhor momento para intervir antes da falha.

Compartilhamento de recursos com outros operadores de campos eólicos *offshore* em uma mesma região contribui para a redução de valores de afretamento de embarcações, helicópteros e equipes especializadas, uma vez que maiores contratos podem ser negociados, reduzindo o componente de custo para cada operador (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Em geral, estratégias de redução de custos devem considerar todo o processo, desde engenharia, transporte, armazenamento, pré-montagem, embarque, montagem *offshore*, manutenção, trocas durante o ciclo de vida, funcionamento e descomissionamento.

Considerando que a eólica *offshore* em águas profundas é uma indústria incipiente no mundo, o LCOE e o OPEX são relativamente incertos. Portanto, os desenvolvimentos de médio e longo prazos conduzem a uma maior segurança nos dados. Conforme as estimativas apontam, existem possíveis reduções de custo total de projetos eólicos *offshore* entre 11% e 30%, até 2030 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

A materialização da redução de custos com o passar do tempo é uma grande incerteza no setor. Projeções baseadas no efeito de políticas energéticas, resultado de compromissos firmados, indicam o CAPEX médio da eólica *offshore* chegando a aproximadamente US\$ 3550 / kW, em 2025, e US\$ 3000 / kW, em 2040, em um cenário realista; e US\$ 3000 / kW, em 2025, permitindo alcançar US\$ 2000 / kW, em 2040, em um cenário otimista (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Em 2020, a EPE projetou a redução de custos médios de empreendimentos eólicos *offshore*, até 2025, com destaque para os vetores e a contribuição para a possível queda no CAPEX do setor, conforme o gráfico 20.

Gráfico 20 – Projeção de custos totais da eólica *offshore* de 2015 a 2025.

Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020, p. 56).

2.4.5 Sequenciamento das atividades em projetos eólicos *offshore*

Um aspecto fundamental em um projeto eólico *offshore* EPCI é o planejamento detalhado, o mapeamento dos requisitos das partes interessadas e uma gestão profissional das aquisições, alinhando a cadeia de suprimento necessária para a consecução do projeto. Um fator primordial para essas fases de projeto é o tempo de cada etapa de um EPCI. Em um projeto eólico *onshore*, os tempos de desenvolvimento, aquisições e pré-montagem e construção estão, respectivamente, nas seguintes faixas: 2 a 5 anos, 1 a 2 anos e até 1 ano. Já em projetos *offshore* tem-se: 3 a 5 anos, 2 a 4 anos e até 2 anos, respectivamente (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

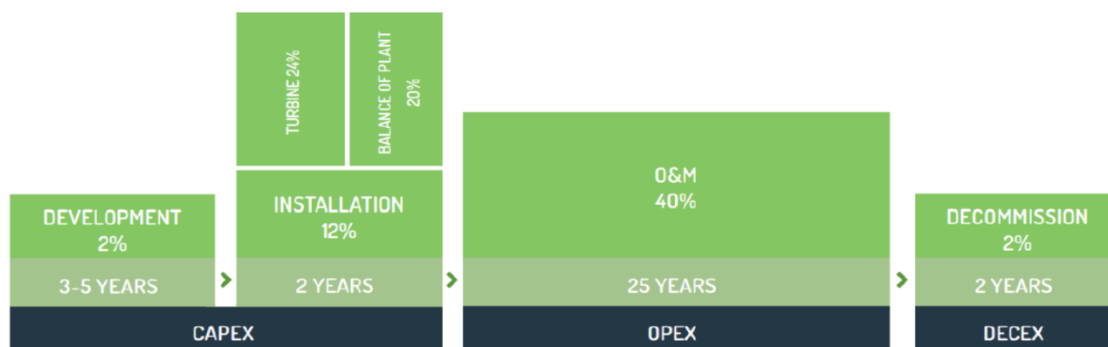
As atividades de licenciamento ambiental, EVTE, estudos meteorológicos, geotécnicos, engenharia dos aerogeradores, das fundações, da torre, da rede coletora e sistema de transmissão e planejamento geral estão na fase de desenvolvimento do projeto, o que consome considerável tempo total de um projeto eólico *offshore* (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Já na etapa de aquisições e pré-montagem ou pré-construção, estão as investigações de campo,

análises laboratoriais, estudos de geotecnia, comportamento das marés e coleta de parâmetros do solo marinho, sendo um projeto de estrutura fixa. O refinamento dos estudos de engenharia meteorológica para confirmar as posições dos aerogeradores e a escolha de modelos de fundações e de turbina também podem se estender para esta fase, quando também ocorrem a viabilidade logística e as etapas de aquisições (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

Na fase de construção, há a integração de todos os componentes em terra e no mar, o comissionamento do empreendimento e todas as obras civis no mar e no continente. A intensidade da movimentação logística e execução de serviços no mar é máxima nesta fase, quando se afretam as embarcações, e instala-se o campo. Eventuais problemas relacionados à logística do projeto devem constar no mapa de riscos, o qual deve contemplar as mitigações de cada possível risco associado, sob pena de parar os trabalhos por lacunas logísticas. É fundamental acompanhar o orçamento e o cronograma, pois um projeto bem planejado simplifica a fase de execução (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

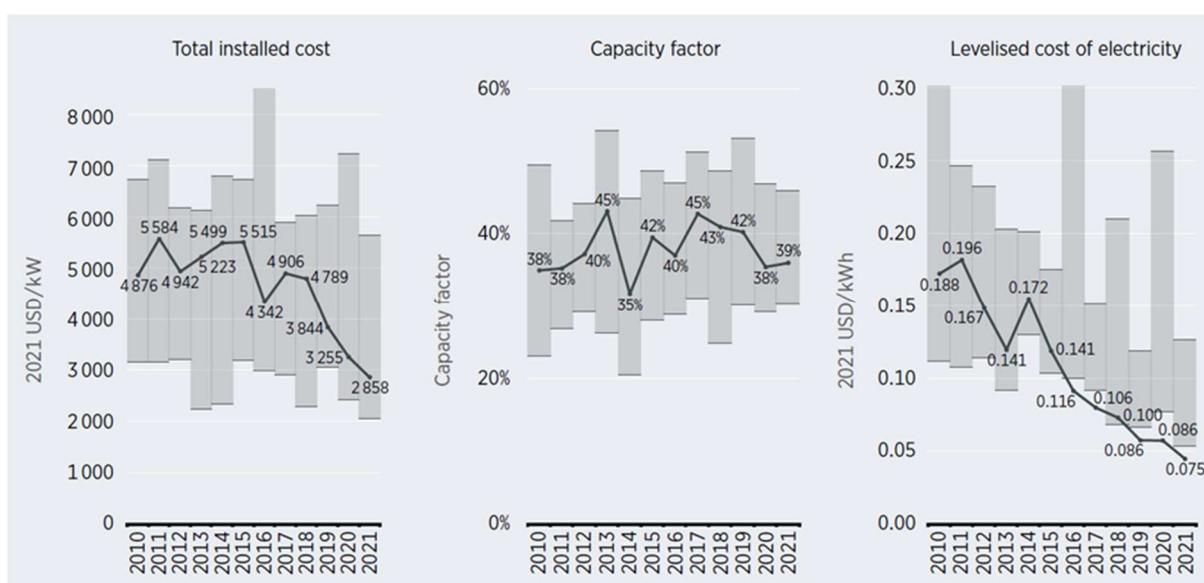
Comparando as modalidades de empreendimento, enquanto uma planta eólica *onshore* pode ficar pronta em menos de 4 anos, uma usina *offshore* não inicia as operações antes de aproximadamente 7 anos, o que mostra a dimensão do desafio de empreendimentos no mar (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Em 2020, a EPE propôs uma estimativa de absorção de custos de projeto, como 2% no desenvolvimento do projeto, 40% em OPEX (durante 25 anos de operação), 24% para aquisição dos aerogeradores, 12% custos com instalação *offshore*, 20% para fabricação das torres, rede coletora, rede de transmissão, subestações, e 2% no descomissionamento.

Em 2021 Alsubal *et al.* (2021) propuseram que os custos de descomissionamento, ou DECEX, são uma soma de componentes, envolvendo taxas portuárias, custos de remoção, gestão de resíduos e custos com atividades de monitorização. O final do ciclo de vida de parques eólicos *offshore* requer estudos de suporte à decisão do melhor método de Decom entre as opções disponíveis e a legislação vigente. O Decom de usinas *offshore* é um projeto à parte a ser executado. A figura 21 exemplifica a divisão de custos.

Figura 21 – CAPEX, OPEX e DECEX na eólica *offshore*.

Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020, p. 58).

Uma das poucas operações de Decom de usinas eólicas *offshore* ocorreu no campo eólico de Vindeby, na Dinamarca, instalado em 1991 e descomissionado em 2017, em função do final do contrato de concessão da área, em que se obteve aprendizado prático sobre tal fase do ciclo de vida de usinas *offshore*. Na ocasião, foram desmontados primeiro os aerogeradores, então a remoção das fundações, e depois dos cabos submarinos que estavam enterrados. Entre os desafios da operação, estão o peso do concreto das fundações, divergente entre os desenhos e os da época da construção, a falta de registros originais, de forma geral, e a prontidão para reciclagem dos materiais e equipamentos removidos (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Sumarizando o panorama de custos de projetos eólicos *offshore*, o gráfico 21 apresenta a variação do CAPEX, CF e LCOE, entre 2010 e 2021.

Gráfico 21 – CAPEX, CF e LCOE da eólica *offshore* – Mundo.

Fonte: INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (2022, p. 101).

2.4.6 Riscos associados aos empreendimentos eólicos

Há riscos em um projeto de desenvolvimento de parques eólicos, assim como em outros empreendimentos industriais. Assim, investidores e empresas na atividade de geração elétrica, a partir de fonte eólica, devem observar os custos de desenvolvimento, a eficiência do projeto e diferentes aspectos referentes à instalação, à operação e à manutenção.

2.4.6.1 Custos de desenvolvimento de um parque eólico

Uma das principais restrições em projetos, o custo com obrigações a serem assumidas no contrato de fornecimento de energia, com aquisições e contratação de fornecedores de serviços e custos de capital para financiar o projeto, deve ser objeto de análise cuidadosa. Mesmo em ambiente muito favorável ao sucesso do investimento, é preciso considerar fatores, como a possível redução no valor médio do MWh pactuado.

Riscos relacionados à sazonalidade de ventos levam a provisões para possíveis períodos de produção inferior à pactuada, obrigando o empreendedor a comprar a diferença a mercado, independente dos valores do MWh, o qual pode atingir valores até 8 vezes maiores do negociado nos leilões de energia. É importante atentar-se ao adequado trabalho de prospecção de negócios, a partir da medição de potencial eólico, aliado ao tempo de integralização do capital, para obter uma boa confiabilidade no fluxo financeiro (OLIVEIRA; ARAUJO, 2015).

2.4.6.2 Eficiência do projeto

As condições ambientais e atmosféricas em algumas localidades brasileiras apresentam boa incidência anual de ventos, o que incrementa a possibilidade de obter bons CFs em projetos eólicos, isto associado à aquisição de modernos equipamentos, permite desenvolver projetos de geração de energia com boa eficiência e maior capacidade nominal produtiva por aerogerador. Na questão relacionada aos equipamentos a serem adquiridos, cabe ressaltar a regulamentação de conteúdo local, o que determina um percentual de conteúdo local ao empreendimento, também conhecida como nacionalização tecnológica, levando à necessidade de adquirir equipamentos no país. Apesar das vantagens deste mecanismo, o mesmo limita a utilização de tecnologias disponíveis dos fabricantes de componentes no exterior. Alguns pontos de atenção passam pelo desenho das pás, otimizado para o regime de ventos local, componentes eletrônicos

para compatibilizar a energia produzida com a rede local. Assim, permite a conexão e a construção de torres que conciliem a tipologia do terreno, com a altura de funcionamento do aerogerador (OLIVEIRA; ARAUJO, 2015).

2.4.6.3 Instalação, operação e manutenção

A instalação de empreendimentos eólicos acarreta riscos de natureza industrial, como acidentes pessoais e materiais em operações de transporte e içamento de partes pesadas, além de atrasos para receber peças, multas relacionadas a prazos de entrega de energia contratada e outros. Grandes fabricantes de equipamentos costumam ter experiência em instalação de parque eólico, o que mitiga riscos e ajuda a contornar dificuldades inerentes a esta fase.

Na operação de empreendimento eólico, a atenção e o provisionamento de custos devem se voltar para a inspeção de condição de sistemas, cumprimento de manutenções planejadas e acompanhamento de requisitos contratuais, assim como os esforços de gerenciamento das partes interessadas durante o ciclo de vida de um projeto, o que pode passar de 15 anos. Os desafios da manutenção, em especial, se relacionam à capacidade técnica adequada do pessoal envolvido e à definição de contratar equipe própria ou terceirizar o serviço, considerando a localização do empreendimento – em terra ou no mar –, ainda na fase de planejamento (OLIVEIRA; ARAUJO, 2015).

2.5 PERSPECTIVAS DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

Os empreendimentos eólicos *offshore* possuem custos mais elevados em relação aos que estão em terras emersas, especialmente pela dificuldade de instalação, operação e manutenção das estruturas no mar. Entre as vantagens sobre empreendimento *onshore*, pode-se mencionar a perenidade e a uniformidade das massas de ar, a maior velocidade dos ventos, a eliminação do ruído próximo à população, bem como a liberação de terras emersas para a atividade econômica, a habitação, a agricultura e outros usos.

Segundo o Plano Nacional de Energia (PNE 2050⁷⁹), observa-se grande disponibilidade de recursos energéticos eólicos *offshore* no Brasil, especialmente na região Nordeste, conferindo grande potencial energético, o que pode elevar o país à condição de exportador de

⁷⁹ O PNE 2050 é um conjunto de estudos que dá suporte ao desenho da estratégia de longo prazo do governo em relação à expansão do setor de energia. A estratégia consiste em um conjunto de recomendações e diretrizes na definição das ações e iniciativas a serem implementadas ao longo do prazo de 2050 (BRASIL, 2020b).

energia. “O mapeamento preliminar do potencial eólico *offshore* para as águas jurisdicionais brasileiras identificou áreas com ventos médios superiores a 7 m/s, abrindo novas perspectivas para a exploração desse recurso energético” (BRASIL, 2020b, p. 98).

A energia gerada a partir do vento, quando comparada a fontes hidráulicas ou térmicas, possui maior variabilidade e menor previsibilidade e capacidade de controle, no que tange à geração elétrica de curto prazo. Por conta dessas características, o desenvolvimento da eólica *offshore*, além de uma evolução tecnológica dos aerogeradores, subestações, condutores e ancoragem oceânica, enfrenta outros desafios, como a otimização da matriz existente, a infraestrutura portuária necessária para montagem, armazenamento, logística dos materiais e a operacionalização de descomissionamento dos parques eólicos⁸⁰.

Em decorrência da grande variabilidade do recurso eólico e da indisponibilidade de meios de armazenamento de energia em grande escala, o contexto atual da indústria não pode prescindir da existência de meios alternativos de suprimento que assegurem a segurança energética em uma eventual falta de recurso eólico, especialmente devido a necessidades críticas de suprimento energético da sociedade, como nos setores de defesa, hospitalar, segurança pública, logística, necessidades de aquecimento, refrigeração e suporte à vida.

O quadro 1 mostra o caminho da matriz eólica nacional na visão do Governo Federal, com o alinhamento entre as iniciativas do Estado e as práticas internacionais de adequação da matriz de distribuição elétrica, infraestrutura, logística e portos para fomento da indústria eólica *offshore*. Essas iniciativas foram identificadas em diversos outros países, na seção sobre geopolítica.

⁸⁰ “[...] A desativação de parques eólicos é uma realidade já para os empreendimentos contratados no PROINFA, podendo acarretar diferentes impactos ambientais sobre os meios físico, biótico e socioeconômico” (BRASIL, 2020b, p. 100).

Quadro 1 – Desafios da energia eólica – Brasil.

Desafios	2020 - 2030	2030 - 2040
Preparar-se para uma matriz com grande percentual de geração variável não controlável	Aprimorar a previsão de geração eólica para fins de operação do sistema elétrico pelo ONS	
	Incorporar melhorias aos estudos socioambientais desenvolvidos para projetos eólicos em uma perspectiva de questões ambientais decorrentes de efeitos cumulativos	
	Integrar as perspectivas de expansão da geração eólica e o planejamento da expansão da transmissão	
Logística de transporte dos equipamentos eólicos	Articular com diferentes atores governamentais e setoriais para destravar gargalos logísticos associados ao transporte de equipamentos eólicos.	
Avaliar a capacidade portuária com vistas ao desenvolvimento eólico offshore	Articular com diferentes atores governamentais e setoriais para destravar capacidade portuária suficiente para a expansão eólica offshore	
Repotenciação e Descomissionamento dos parques eólicos	Estabelecer regras de descomissionamento	
Necessidade de construção de um arcabouço legal e regulatório que remova barreiras para que a eólica offshore possa ser candidata para a expansão, com segurança jurídica	Aprimorar o marco regulatório existente visando possibilitar a exploração do recurso eólico offshore	

Fonte: BRASIL (2020b, p. 107).

Ainda sobre as iniciativas do governo brasileiro quanto aos esforços de redução de emissões de GHG, aderência ao Acordo de Paris e diretrizes da UNFCCC, a NDC estabelece metas absolutas em relação ao ano-base de 2005, extensivo a todo o território nacional, englobando o conjunto da economia e adotando estratégias flexíveis (BRASIL, 2022e). A NDC é o compromisso formal, alinhado com o Acordo sobre Mudança do Clima, em que um estado estabelece ações para reduzir as emissões de GHG, considerando as capacidades nacionais.

Nesse sentido, o documento “Diretrizes para uma Estratégia Nacional para Neutralidade Climática”, elaborado pelo Ministério do Meio Ambiente (MMA), aponta como meta a implantação de energias renováveis na matriz energética brasileira, em um patamar de 45%, até 2030, a ser alcançada, também, por meio de políticas e medidas no período pré-2020 (BRASIL, 2022e).

A rota para neutralidade climática até 2050 na economia brasileira vem sendo implantada ao longo dos anos com robustas ações de mitigação, em paralelo às iniciativas de adaptação. Pretende-se não somente dar continuidade a tais ações e iniciativas, mas fortalecê-las e elaborar outras. Esse esforço terá como base, inclusive, as lições aprendidas durante a rota já percorrida, redirecionando-a para as novas necessidades de desenvolvimento nacional, cujo contexto contempla a Contribuição Nacionalmente Determinada [...], assumida via Acordo sobre Mudança do Clima no âmbito da UNFCCC (BRASIL, 2022e, p. 2).

O documento traz “ações adicionais indicativas e não exaustivas” que devem ser aplicadas nos diversos setores estatais, entre eles o setor de energia, com destaque para a meta

de “maior inserção de fontes renováveis em sistemas produtivos e no portfólio de negócios de E&P e de refino (bioenergia, [...], eólica *offshore*, solar, ondas, hidrogênio etc.)” (BRASIL, 2022e). Além disso, a criação de um Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima e Crescimento Verde visa estruturar meios de financiamento para iniciativas que favoreçam a redução das emissões, com o envolvimento dos setores público e privado.

O envolvimento direto e indireto das entidades privadas representativas dos setores econômicos na implementação da estratégia de neutralidade climática será de fundamental importância, assim como fortalecer mecanismos financeiros voltados para uma economia de baixo carbono, a partir de adaptação às necessidades dos setores da economia, inclusive por meio de abordagem conjunta com o setor financeiro (BRASIL, 2022e, p. 10).

2.5.1 O setor elétrico brasileiro

A matriz elétrica brasileira é predominantemente de origem renovável e responde pela parcela de 78,1% da oferta interna de eletricidade, englobando a produção nacional e a importação de eletricidade de fonte renovável (como da usina hidroelétrica de Itaipu), com destaque para a gerada por energia hidráulica, a qual detém 53,4% da oferta nacional (BRASIL, 2022d). Segue a análise de dois aspectos de alta relevância no setor elétrico: a capacidade elétrica instalada⁸¹ e a potência gerada no ano de 2021, tanto total quanto para a energia eólica.

A capacidade de geração elétrica instalada no Brasil alcançou a marca de 181,6 GW, excluindo a mini e a microgeração (BRASIL, 2022d). No mesmo ano, a potência elétrica gerada, abrangendo centrais de serviço público e autoprodutores⁸², atingiu 656,1 TWh, dos quais 82,6% provêm das centrais elétricas de serviço público, e 17,4% de autoprodução. As importações de eletricidade somaram 23,1 TWh (BRASIL, 2022d).

A micro e a minigeração atingiram 9,8 GWh, com destaque para a fonte solar fotovoltaica (BRASIL, 2022d). Logo, chega-se à potência elétrica total disponível no Brasil, em 2021, como a soma do montante gerado (656,1 TWh) e importado (23,1 TWh), totalizando 679,2 TWh⁸³ (BRASIL, 2022d). A micro e a minigeração (9,8TWh) não entram no cálculo.

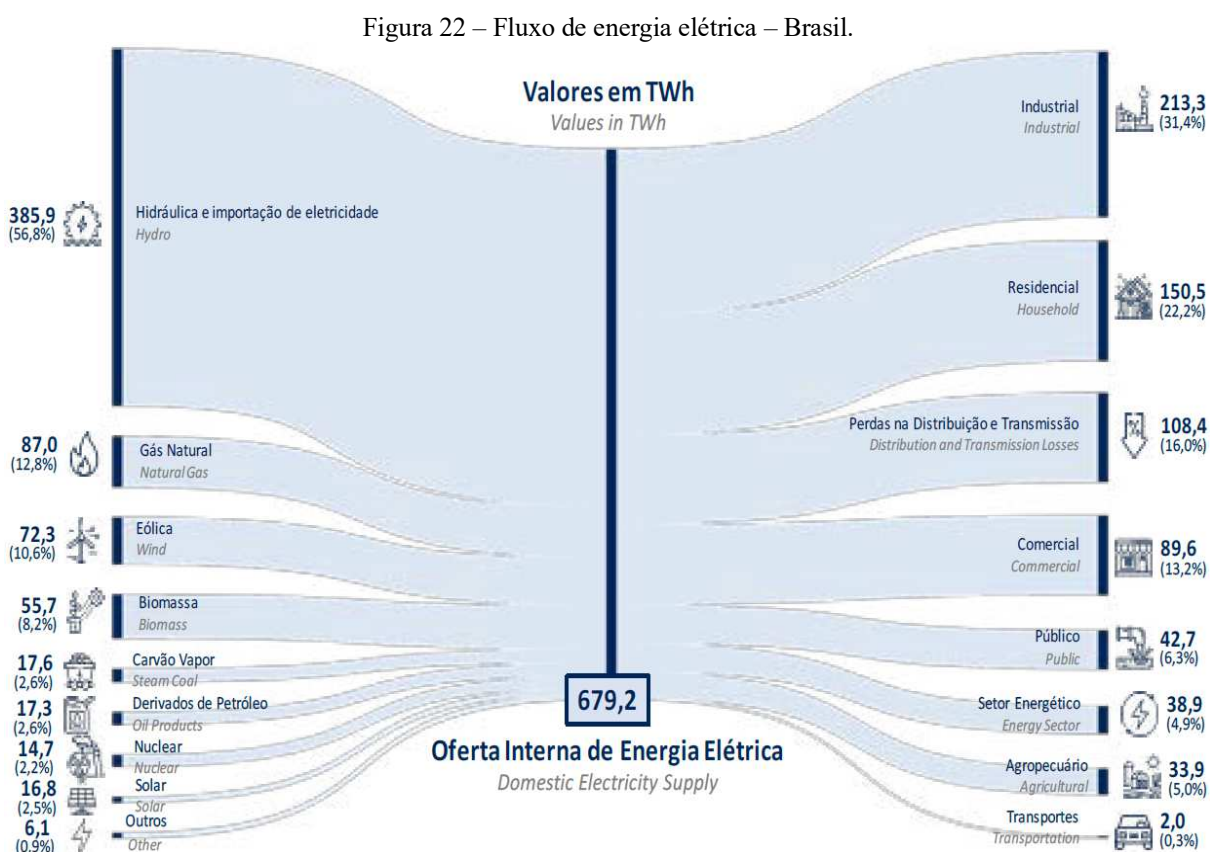
Em 2021, a capacidade de geração elétrica instalada de fonte eólica do país atingiu 20,7 GW, com a geração de potência chegando a 72,3 TWh, o que corresponde a 10,6% da geração

⁸¹ Significa a potência apta do país para gerar energia.

⁸² A autoprodução clássica agrega as diversas instalações industriais que produzem energia para consumo próprio, por exemplo os setores de Papel e Celulose, Siderurgia, Açúcar e Alcool, Química, entre outros, além do Setor Energético (BRASIL, 2022d, p. 11).

⁸³ Pequenas flutuações numéricas da ordem de décimos de unidade podem surgir, em função de arredondamentos e conversões de grandes números pelos autores das fontes de dados.

da eletricidade do país (BRASIL, 2022d). Diante dos 74 processos em curso para a liberação de parques eólicos *offshore*, é possível notar o crescimento potencial da indústria, pois a iniciativa privada sinaliza, por meios dessas submissões de projetos, a intenção de instalar, aproximadamente, mais 180 GW (INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS, 2023a). A figura 22 demonstra o fluxo de energia elétrica no Brasil, com base no ano de 2022, destacando a correlação entre fontes de energia e consumidor final, categorizados.

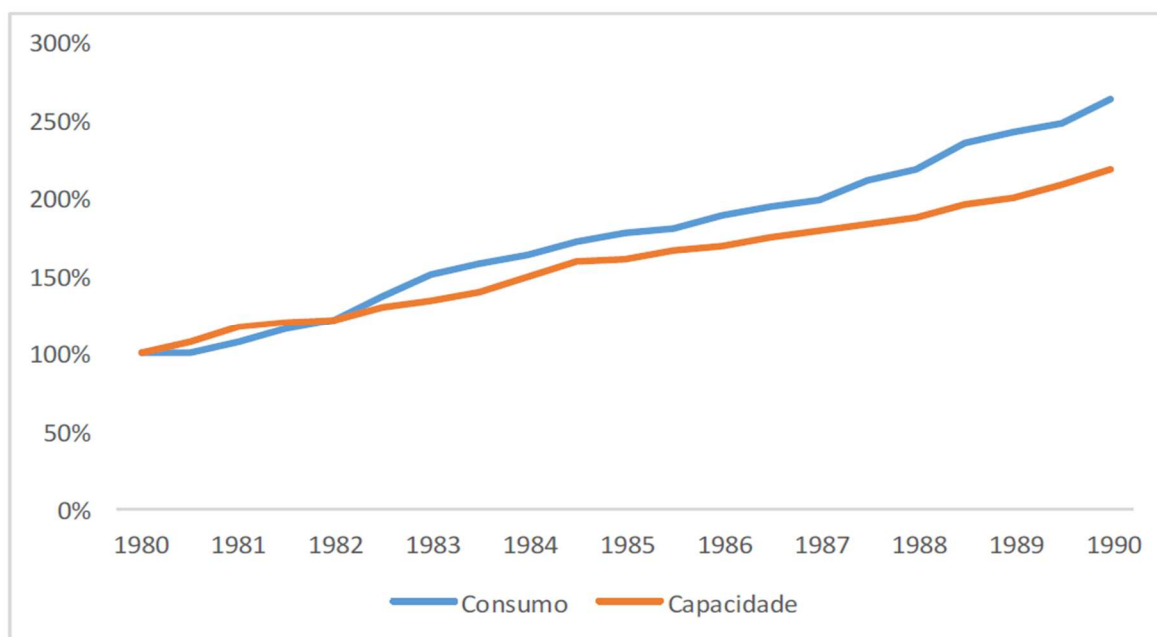


Fonte: BRASIL (2022d, p. 37).

Com o consequente incentivo a investimentos em fontes de energias alternativas, como a eólica *offshore*, as iniciativas de desenvolvimento da matriz energética nacional ganharam relevância, em função de uma severa crise hídrica no ano de 2001, quando ocorreram apagões em todo o território, devido à escassez de água nos reservatórios hidroelétricos do país (OLIVEIRA; ARAUJO, 2015). Na época, a geração elétrica acionada por energia hidráulica respondia pela maior parte da capacidade instalada no país, quando os volumes nos reservatórios chegaram a níveis inferiores aos de segurança. Isso pode se justificar em muita medida devido ao desequilíbrio entre o crescimento da demanda energética e a expansão da capacidade de geração instalada nas últimas décadas.

Entre 1980 e 1990, o aumento do consumo doméstico de eletricidade evoluiu a uma taxa de 4,1% ao ano, superior à de expansão da capacidade instalada do setor, que foi de 3,3%. Portanto, é evidente o agravamento da situação com o tempo, até chegar a níveis críticos no início dos anos 2000, quando a crise hídrica eclodiu. O gráfico 22 mostra o comportamento da capacidade instalada e a demanda elétrica, entre 1980 e 1990.

Gráfico 22 – Capacidade e consumo elétrico entre 1980 e 2020 – Brasil.



Fonte: OLIVEIRA; ARAÚJO (2015, p. 18).

2.5.2 PROEÓLICA e PROINFA

Devido a esse contexto, o Governo Federal publicou o Decreto nº 3.827, em maio de 2001, lançando o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA)⁸⁴, que estabeleceu a redução a zero das alíquotas do imposto incidente sobre os aerogeradores de turbinas eólicas até o final de 2002 (BRASIL, 2001). Porém, o programa não logrou sucesso, em função da baixa atratividade de investimento, mesmo com as taxas zeradas, por conta das barreiras regulatórias e financeiras da época.

⁸⁴ Ainda que o PROEÓLICA não tenha viabilizado a entrada emergencial de novos projetos eólicos, o programa favoreceu para muitas empresas internacionais atuarem na promoção das fontes renováveis, gerando, também, a necessidade de estruturar uma legislação de caráter duradouro que efetivasse o desenvolvimento do mercado de energias renováveis no Brasil (OLIVEIRA; ARAUJO, 2015, p. 35).

Isso demonstrou a necessidade de desenvolver o marco regulatório que contemplasse regras claras, conferindo segurança jurídica para viabilizar o investimento privado no setor eólico nacional. O quadro 2 identifica todos os projetos de parques eólicos fomentadas pelo PROEÓLICA, salientando que somente a usina de Mucuripe, em Fortaleza – CE, entrou em operação no período.

Quadro 2 – Projetos de empreendimentos eólicos em 2003 – Brasil.

Usina	Potência (kW)	Município	Proprietário
Eólica	75	Fernando de Noronha PE	Companhia Energética de Pernambuco
Eólica de Bom Jardim	600	Bom Jardim da Serra SC	Parque Eólico de Santa Catarina Ltda
Eólica de Fernando de Noronha	225	Fernando de Noronha PE	Centro Brasileiro de Energia Eólica - FADE / UFPE
Eólica de Prainha	10000	Aquiraz CE	Wobben Wind Power Indústria e Comércio Ltda
Eólica de Taíba	5000	São Gonçalo do Amarante CE	Wobben Wind Power Indústria e Comércio Ltda
Eólica Olinda	225	Olinda PE	Centro Brasileiro de Energia Eólica - FADE / UFPE
Eólica-Elétrica Experimental do Morro do Camelinho	1000	Gouveia MG	Companhia Energética de Minas Gerais
Eólico-Elétrica de Palmas	2500	Palmas PR	Centrais Eólicas do Paraná Ltda
Mucuripe	2400	Fortaleza CE	Wobben Wind Power Indústria e Comércio Ltda
Potência Total Instalada	22025		

Fonte: OLIVEIRA; ARAÚJO (2015, p. 35).

Em 2002, surge o sucessor do PROEÓLICA, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA)⁸⁵, objetivando o incremento da capacidade instalada baseada em fontes de origem renovável, como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), eólicas e térmicas à biomassa, no desenvolvimento da produção energética doméstica. O PROINFA se define como:

O maior programa do mundo de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, [...], implantou, até 31 de dezembro de 2011, um total de 119 empreendimentos, constituído por 41 eólicas, 59 PCHs e 19 térmicas à biomassa. Juntos, os 119 empreendimentos têm capacidade instalada de 2.649,87 MW, compreendendo 963,99 MW em usinas eólicas, 1.152,54 MW em PCHs e 533,34 MW em plantas de biomassa. A energia elétrica gerada anualmente por essas usinas é suficiente para abastecer o equivalente a cerca de 4,5 milhões de brasileiros ou três cidades do porte de Recife. A Eletrobras é a responsável pela comercialização da energia gerada pelos empreendimentos contratados no âmbito do Proinfa por um prazo de 20 anos. A implantação do Proinfa contribuiu para a diversificação da matriz energética nacional, além de ter fomentado a geração de cerca de 150 mil empregos diretos e indiretos em todo o país, proporcionando grande avanço industrial e internalização de tecnologia de ponta. Além disso, estima-se que o programa possibilita a redução de emissões de gases de efeito estufa equivalentes a aproximadamente 2,5 milhões de toneladas de CO₂ eq/ano (ELETROBRAS, 2022, [tela 1]).

O PROINFA pode ser identificado como a principal iniciativa em termos normativos do Governo, voltado para o desenvolvimento das energias de fonte renovável no setor elétrico do Brasil. Assim, previu a expansão da capacidade instalada em 3,3 GW, na primeira etapa, igualmente distribuídos entre as fontes eólica, PCH e biomassa, sendo a aquisição da energia por meio do valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte, especificado como o valor de venda de eletricidade. Assim, considerando o período e a eficiência energética do projeto, torna-o economicamente viável, a fim de incentivar o investimento privado, reduzir os riscos associados à flutuação de valores de venda da energia gerada e permitir amortização dos investimentos nos projetos (OLIVEIRA; ARAUJO, 2015).

O programa encontrou entraves significativos durante a fase de implementação. No entanto, em função da existência do programa, o país adquiriu experiência e capacidade técnica para desenvolver metodologia e estruturar o setor de geração renovável, como alternativa à geração intensiva em fonte hidráulica. O maior desenvolvimento do PROINFA ocorreu na geração eólica, com a capacidade contratada acima da planejada, mesmo com elevado custo

⁸⁵ Criado pela Lei nº 10.438/2002, e alterado pela Lei nº 10.762/2003, que estendeu o prazo de 15 para 20 anos da garantia de compra de energia gerada no âmbito do programa pela Eletrobras. O Proinfa e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) objetivam o fomento à participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos (PIA), que tenham por base a produção de energia por fontes eólicas, PCHs e biomassa. Entende-se como “PIA aquele cuja sociedade, não sendo ela própria concessionária de qualquer espécie, não é controlada ou coligada de concessionária de serviço público ou de uso do bem público de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nem de seus controladores ou de outra sociedade controlada ou coligada com o controlador comum” (OLIVEIRA; ARAUJO, 2015, p. 36).

dos componentes na época. Ao longo dos anos, houve um declínio dos preços da energia eólica, em comparação com o da energia gerada em usinas térmicas à biomassa e PCHs (OLIVEIRA; ARAUJO, 2015).

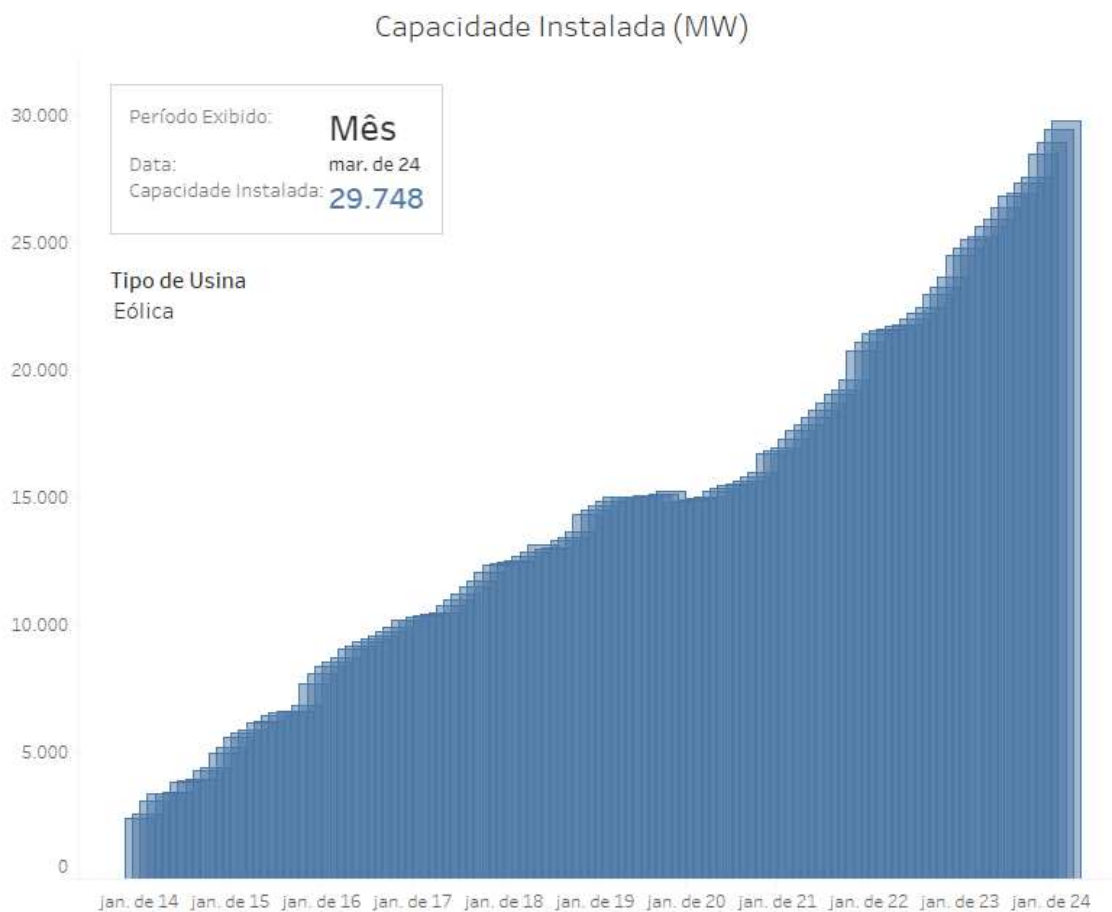
Atualmente, o mecanismo de contratação de fontes de energia renovável ocorre por leilões de energia, específicos por fonte. Outros fatores que levaram à redução das tarifas para energia eólica foram: a valorização do real em relação ao dólar; os ganhos de escala em equipamentos eólicos, especialmente dos aerogeradores; a política de isenção tributária do setor; e a adoção dos modelos de contratação fundamentado nos riscos de geração de uma fonte de energia renovável, cuja fonte tem fluxo imprevisível (OLIVEIRA; ARAUJO, 2015).

2.5.3 A energia eólica no Brasil

No ano de 1992, a primeira turbina eólica para geração de eletricidade foi instalada na ilha de Fernando de Noronha, com capacidade de 75 kW de potência, o aerogerador a 23 m de altura e 17 m de diâmetro, foi um empreendimento conjunto entre a Companhia Elétrica de Pernambuco, a Universidade Federal de Pernambuco e o *Folkcenter*, atualmente fora de operação. Em 2000, após oito anos, instalou-se outra turbina pelo Centro Brasileiro de Energia Eólica, em conjunto com o *RisØ National Laboratory*, da Dinamarca. Com capacidade de 225 kW de potência, a 32 m de altura, com 27 m de diâmetro, foi desativada entre 2010 e 2011, devido a um raio que a danificou.

Quando funcionando juntas, as duas turbinas eram capazes de suprir um quarto da demanda elétrica de Fernando de Noronha (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021). Em março de 2023, o Brasil atinge o patamar de 25 GW de geração por fonte eólica, correspondendo a 13,6% da capacidade de geração elétrica do país. O gráfico 23 ilustra a evolução da capacidade instalada de energia eólica nos últimos 10 anos.

Gráfico 23 – Evolução da capacidade eólica – Brasil.



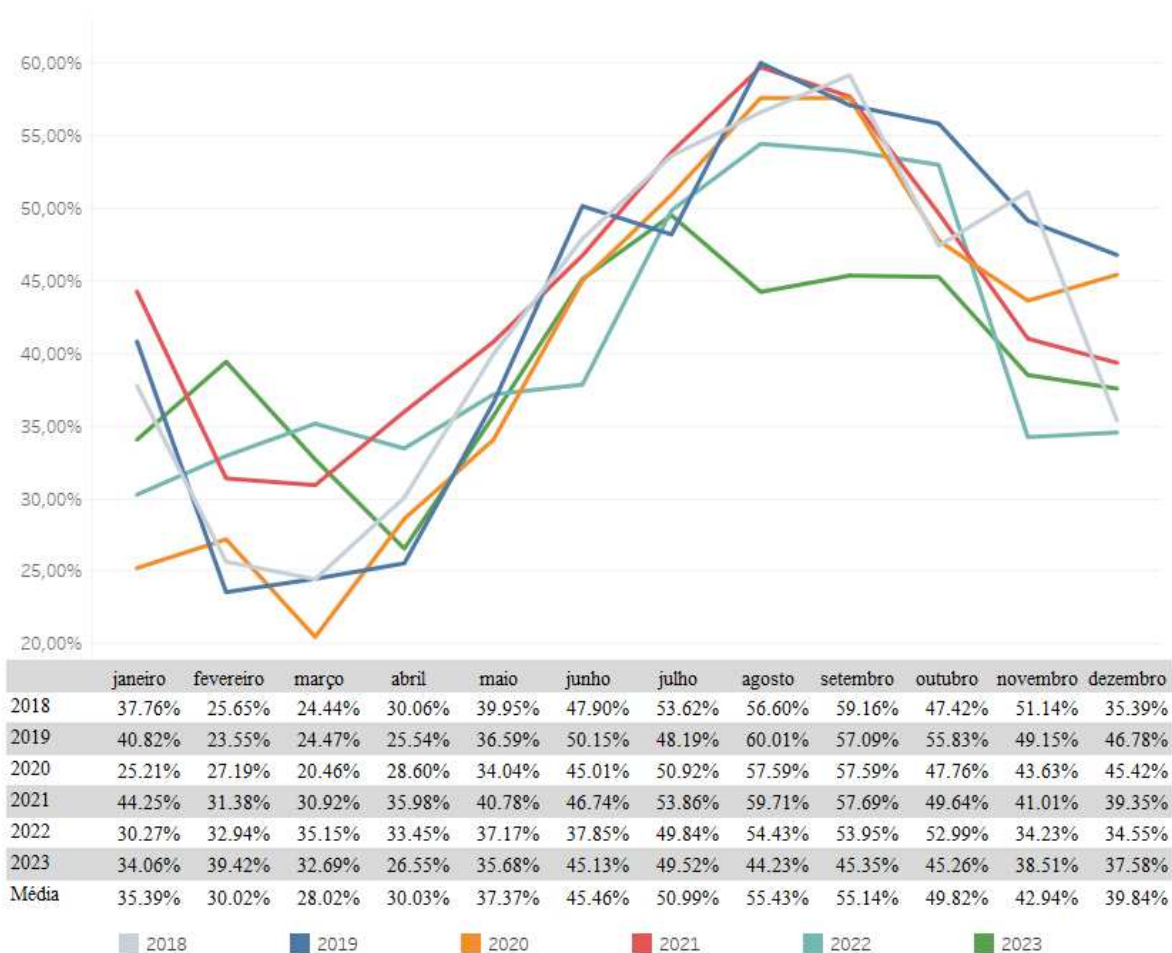
Fonte: OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (2024a).

O parque eólico nacional está distribuído por região: 27,2 GW no Nordeste; 2 GW no Sul; 0,4 GW no Norte; e 28 MW no Sudeste/Centro-Oeste (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2024a). O destaque fica com a região Nordeste, em conexão com a maior incidência anual de ventos, proporcionando maiores CFs e, por conseguinte, atraindo mais projetos de parques eólicos. O desempenho de um aerogerador se relaciona diretamente à intensidade eólica da região onde se encontra, de forma que a análise da variação do CF da geração eólica no Brasil permitiu identificar um padrão.

Com a maior intensidade de ventos entre julho e outubro, os CFs ficam acima de 50%, em média; e no período entre fevereiro e abril, a menor intensidade eólica costuma derrubar os CFs para aproximadamente 30%. Isso demonstra a sazonalidade eólica característica do país e a curva típica de variação dos CFs, com média anual de 41,71%, entre 2018 e 2023. Quanto melhor o CF de um empreendimento eólico, mais energia disponível, maior atratividade para investimentos e menor tempo de retorno do investimento. Portanto, um bom mapeamento das

condições atmosféricas de determinada região, junto com o avanço tecnológico dos componentes dos aerogeradores, são fatores de incremento de CF. Pode-se notar o CF de 2018 a 2023 no gráfico 24:

Gráfico 24 – CF de 2018 a 2023 – Brasil.



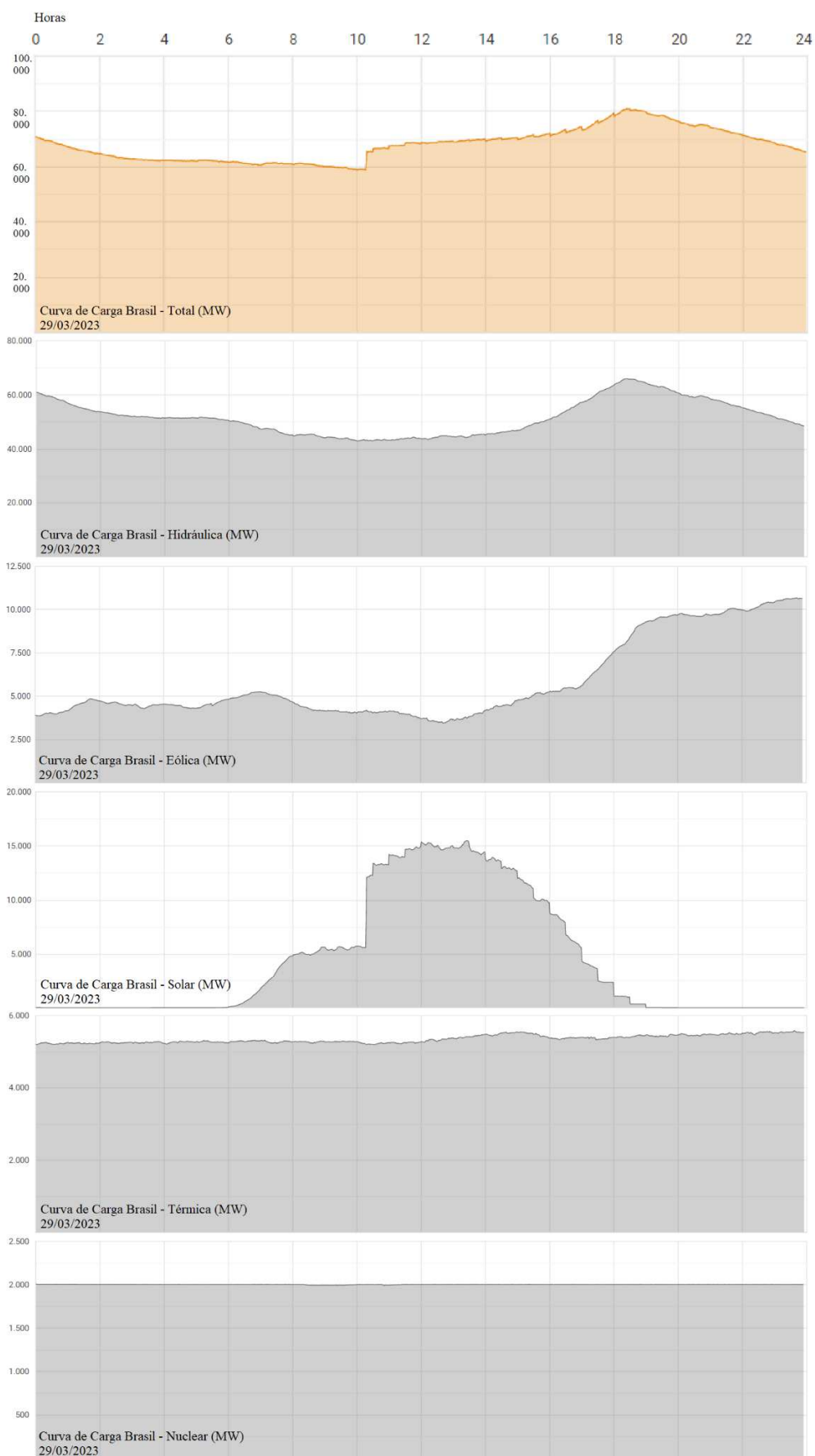
Fonte: OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (2024b).

Os diferentes tipos de fontes de energia se integram para suprimir a demanda nacional de energia elétrica, com uma dinâmica peculiar e interações complementares, em resposta às variações de carga no consumo elétrico ao longo de um dia. O Operador Nacional do Sistema Elétrico⁸⁶ tem painéis dinâmicos que permitem acompanhar em tempo real os principais indicadores do sistema elétrico nacional. Esta pesquisa acompanhou o dia 29 de abril de 2023.

O gráfico 25 demonstra a curva de carga elétrica nacional no dia 29 de abril de 2023 (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2023a).

⁸⁶ O Operador Nacional do Sistema [Elétrico] (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e pelo controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2023b).

Gráfico 25 – Curvas de carga em 29 de abril de 2023 – Brasil.



Fonte: OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (2023a).

Até abril de 2024, os empreendimentos eólicos se encontravam todos instalados no continente, e tiveram as respectivas localizações definidas com base no melhor conhecimento à época das instalações sobre a intensidade eólica, o custo de acesso, os valores de MWh nos leilões realizados, a sazonalidade de ventos, os custos com desenvolvimento dos parques, a infraestrutura rodoviária e portuária, o conteúdo local, entre outros fatores. O mapa 11 representa essa dispersão de empreendimentos eólicos, todos *onshore*, no Brasil, em 2023.

Mapa 11 – Localização de empreendimentos eólicos – Brasil.



Fonte: OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (2024b).

Apesar da então inexistência de usinas eólicas no mar em 2024, bem como de regulamentação do setor eólico *offshore* brasileiro, diversos empreendedores iniciaram o processo de licenciamento ambiental de prismas *offshore* junto ao IBAMA. A submissão de projetos também se justifica pelo lançamento, em 2020, do Termo de Referência Padrão para Estudo de Impacto Ambiental e do Relatório de Impacto Ambiental de Complexos Eólicos Marítimos. Tal expediente permite que os processos tenham mais celeridade, conferindo melhor qualidade da análise de aspectos ambientais, o que reduz incertezas motivadas pela

discricionariedade e, desta forma, a insegurança jurídica, incentivando a atração de investimentos (INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS, 2023b). Na tabela 6, verificam-se os projetos em processos de licenciamento ambiental em curso no IBAMA.

Tabela 6 – Projetos em processo de licenciamento ambiental – Brasil.

(continua)

Código	Empreendedor	Aerogerador	Potência (MW)	Unidades	Potência Total (MW)
CE-01	Bi Energia	GE Haliade-X	12	48	576
CE-03	Neoenergia Renováveis	WTG-15.0-246	15	200	3000
CE-04	Camocim Eirelli	GE Haliade-X	12	100	1200
CE-05	Qair Marine Brasil	MHI Vestas 174	9.5	128	1216
CE-06	Alpha Wind Morro Branco	V236-15.0 MW	15	400	6000
CE-07	Geradora Eólica Brigadeiro I	V236-15.0 MW	15	256	3840
CE-08	Eólica Brasil	VESTAS V236	15	72	1080
CE-09	Totalenergies	V236-15.0 MW	15	200	3000
CE-10	Shell Brasil	SG-14-222-DD	14	215	3010
CE-11	H2 Green Power Ltda	SG-14-236-DD	15	200	3000
CE-12	Equinor Brasil	TBD	15	134	2010
CE-13	Equinor Brasil	TBD	15	134	2010
CE-14	Eólica Brasil	VESTAS V236	15	72	1080
CE-15	Kaanda R. M. Cunha	GE Haliade-X	12	229	2748
CE-16	Eólica Brasil	VESTAS V236	15	288	4320
CE-17	Eólica Brasil	VESTAS V236	15	288	4320
CE-18	Shizen Energia	V236-15.0 MW	15	200	3000
CE-19	Shizen Energia	V236-15.0 MW	15	200	3000
CE-20	Monex Geração de Energia	TBD	15	197	2955
CE-21	Energia Itapipoca	GE Haliade-X	12	60	720
CE-22	CEMIG Geração e Transmissão	TBD	15	100	1500
CE-23	CEMIG Geração e Transmissão	TBD	15	200	3000
ES-01	Votu Winds	SG-10-193-DD	10	144	1440
ES-03	Bluefloat Energy	WEC 265 20MW	20	62	1240
ES-04	Shell Brasil	SG-14-222-DD	14	180	2520
ES-05	Geradora Eólica Brigadeiro II	V236-15.0 MW	15	80	1200
MA-01	Kaanda R. M. Cunha	GE Haliade-X	12	220	2640
MA-02	Com. Energia H. de Campos	GE Haliade-X	12	60	720
PI-01	Ventos do Atlântico	NGT236	13.5	74	999
PI-02	Bosford Participações	V236-15.0 MW	15	93	1395
PI-03	Shell Brasil	SG-14-222-DD	14	180	2520
PI-04	Equinor Brasil	TBD	15	134	2010
RJ-01	Neoenergia Renováveis	V236-15.0 MW	15	200	3000
RJ-02	Equinor Brasil	Não definido	12	320	3840
RJ-03	Ventos do Atlântico	NGT236	13.5	371	5009

(conclusão)

Código	Empreendedor	Aerogerador	Potência (MW)	Unidades	Potência Total (MW)
RJ-04	Bosford Participações	V236-15.0 MW	15	188	2820
RJ-05	Prumo Logística	IEA Wind 15MW	15	144	2160
RJ-06	Bluefloat Energy	WEC 265 20MW	20	148	2960
RJ-07	Bluefloat Energy	WEC 265 20MW	20	85	1700
RJ-08	Totalenergias	V236-15.0 MW	15	200	3000
RJ-09	Shell Brasil	SG-14-222-DD	14	215	3010
RN-01	Pedra Grande	GE Haliade-X	12	52	624
RN-02	Ventos do Atlântico	NGT236	13.5	149	2012
RN-03	Bosford Participações	V236-15.0 MW	15	123	1845
RN-04	Internacional Energias	GE Haliade-X	12	207	2484
RN-05	Beta Wind Energias	V236-15.0 MW	15	200	3000
RN-06	Bluefloat Energy	WEC 265 20MW	20	85	1700
RN-07	Bluefloat Energy	WEC 265 20MW	20	59	1180
RN-08	Shell Brasil	SG-14-222-DD	14	215	3010
RN-09	Monex Geração de Energia	TBD	15	131	1965
RN-10	SENAI / RN	TBD	7 a 15	2	22
RS-01	Neoenergia Renováveis	WTG-15.0-246	15	200	3000
RS-02	Ventos do Atlântico	NGT236	13.5	482	6507
RS-03	Ventos do Atlântico	NGT236	13.5	52	702
RS-04	Bosford Participações	V236-15.0 MW	15	83	1245
RS-05	SPE Bravo vento	V236-15.0 MW	15	77	1155
RS-06	Geradora Eólica Brigadeiro III	V236-15.0 MW	15	112	1680
RS-07	Geradora Eólica Brigadeiro IV	V236-15.0 MW	15	128	1920
RS-08	Geradora Eólica Brigadeiro V	V236-15.0 MW	15	80	1200
RS-09	Bluefloat Energy	WEC 265 20MW	20	150	3000
RS-10	Bluefloat Energy	WEC 265 20MW	20	159	3180
RS-11	Totalenergias	V236-15.0 MW	15	200	3000
RS-12	Shell Brasil	SG-14-222-DD	14	215	3010
RS-13	Equinor Brasil	TBD	15	166	2490
RS-14	Equinor Brasil	TBD	15	134	2010
RS-15	SPE Bravo Vento	V236-15.0 MW	15	180	2700
RS-16	SPE Bravo Vento	V236-15.0 MW	15	180	2700
RS-17	SPE Bravo Vento	V236-15.0 MW	15	348	5220
RS-18	Shizen Energia	V236-15.0 MW	15	200	3000
RS-19	Shizen Energia	V236-15.0 MW	15	200	3000
RS-20	Shizen Energia	V236-15.0 MW	15	200	3000
RS-21	Shizen Energia	V236-15.0 MW	15	200	3000
RS-22	Chiri Renovables	SG-14-236-DD	14	140	1960
SC-01	SPE Bravo Vento	V236-15.0 MW	15	380	5700
			Total	12508	182988

Fonte: INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS (2023a).

2.5.4 Valor de comercialização do MWh no Brasil

Em 2015, o custo do MWh de fonte eólica no Brasil era superior apenas ao de fonte hidráulica e, portando, a segunda opção em termos de valor do MWh. Constata-se a queda do valor do MWh, desde a capacidade instalada de projetos eólicos, a partir do PROINFA, que teve início em 2003. Os principais fatores envolvidos na queda do preço do MWh, no Brasil, são os seguintes (OLIVEIRA; ARAUJO, 2015):

- a) crises diversas e saturação econômica em outros países, entre 2003 e 2015, que tornam o Brasil um local mais seguro para investimentos em energia eólica;
- b) políticas públicas e incentivos governamentais tornam o ambiente competitivo em novos leilões de energia;
- c) aperfeiçoamento dos conversores eletrônicos dos aerogeradores, da aerodinâmica das pás, substituição da solução com caixa de engrenagens por rotor multipolos, com ímãs permanentes e outros avanços tecnológicos nos componentes do sistema eólico;
- d) ganhos na escala de produção, instalação de novas fábricas no Brasil, diversificação de fornecedores do setor, em função de obrigações de percentual de conteúdo local em projetos nacionais, incentivos fiscais e outras isenções tributárias;
- e) desconto de 50% das taxas de uso de sistemas de transmissão e distribuição;
- f) opções de isenção de aportes na construção da rede de conexão ao sistema de transmissão; e
- g) usinas eólicas de geração de eletricidade não são obrigadas a aplicar 1% da receita líquida operacional por ano em desenvolvimento da ciência e tecnologia, como preconiza a lei brasileira para o setor elétrico. Tal isenção se aplica, também, à eletricidade produzida a partir de energia solar, biomassa e pequenas centrais hidroelétricas (OLIVEIRA; ARAUJO, 2015).

Articulando os dados de 2015 para projetar receitas, destaca-se que, no estado do Rio Grande do Norte, apenas existem projetos de instalação de 113 novas usinas eólicas *onshore*, com o total de 2.776 MW de capacidade instalada adicional. Ao assumir CF de 40% e US\$ 18,86 por MWh produzido, depreende-se:

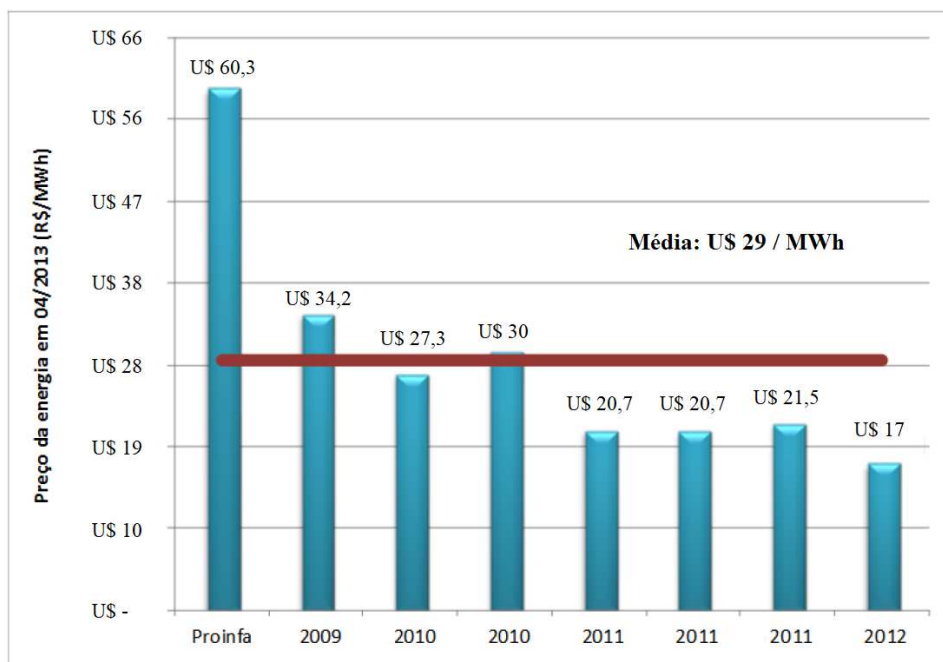
$2776 \text{ MW} \times 40\% = 1110,4 \text{ MWh}$, médio anual;

$1110,4 \times \text{US\$ } 18,86 = \text{US\$ } 20.942$, receita por hora de funcionamento médio anual;

$\text{US\$ } 20.942 \times 8760 \text{ (horas em 1 ano)} = \text{US\$ } 183.453.181$

Ou seja, acima de 180 milhões de dólares em receitas anuais, da demonstração considerando os 2.776 MW de capacidade instalados. O gráfico 26 exibe a variação do valor do MWh, do PROINFA, até 2012 (OLIVEIRA; ARAUJO, 2015).

Gráfico 26 – Valores contratados do MWh produzido – Brasil.



Fonte: OLIVEIRA; ARAÚJO (2015, p. 32).

2.6 ASPECTOS NORMATIVOS DA EÓLICA *OFFSHORE* NO BRASIL

Em consequência da expansão da atividade eólica *offshore* no mundo, os aspectos regulatórios passaram a receber atenção especial dos governos. Em geral, objetivam desenvolver a nova indústria, abordar aspectos tributários e de conteúdo local, bem como assegurar a sustentabilidade do setor, que é um importante braço da economia do mar.

Observado as premissas basilares da Constituição Brasileira, no tocante à formulação de políticas públicas, nota-se o princípio do critério competitivo quando da aquisição, alienação ou cessão de bens ou direitos pelo Estado brasileiro, conforme disposto no art. 37º, inciso XXI, em que se identifica a competitividade como princípio preferencial e, diante da impossibilidade, adota-se a exceção (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). O estudo do expediente regulatório internacional torna-se fonte de referência para o desenvolvimento normativo da eólica *offshore*, especialmente no tocante às lições aprendidas, bem como no diagnóstico de sequenciamento da regulamentação.

Neste contexto, entende-se como oportuna uma revisão sucinta dos principais aspectos normativos das nações, cujo setor de geração de energia eólica *offshore* está em franco desenvolvimento, identificando as principais práticas regulatórias em vigor. Portanto, abordaram-se as experiências da Dinamarca, do Reino Unido, da Alemanha, da França, dos Estados Unidos da América e da China. No desenvolvimento institucional, alguns Estados adotaram o princípio da competitividade, enquanto outros não optaram, quando tratando de outorga ou cessão de espaços para empreendimentos eólicos *offshore*. Além disso, verifica-se a existência de três mecanismos fundamentais para selecionar empreendimentos eólicos *offshore*, com base no grau de competitividade (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020):

- a) modelo *Open Door*⁸⁷, caracterizado pela ausência de competição, pela outorga das áreas para empreendimentos *offshore*, em que os empreendedores interessados devem apresentar seus projetos ao governo para aprovação. Uma vez aprovado, o empreendedor deve conduzir os estudos de potencial detalhados, bem como obter o licenciamento ambiental. A Dinamarca utilizou esta modalidade regulatória (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020), mas em junho de 2023 suspendeu a cessão de áreas *offshore* por este sistema, em função de possível conflito com as normas da Comunidade Europeia. A Coreia do Sul ainda utiliza este sistema (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2023);
- b) modelo *First Come First Served* (FCFS)⁸⁸, designando o sistema no qual o Estado verifica o potencial eólico e o zoneamento das áreas, disponibilizando as informações ao mercado, de forma que o primeiro empreendedor que tiver um projeto aprovado para determinada área recebe a cessão do direito de exploração. O Reino Unido adotou este sistema no passado, e a Alemanha estava em transição para um mais competitivo em 2020 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020); e
- c) modelo por Licitação ou Leilão, no qual a cessão dos espaços *offshore* ocorre após a competição entre os empreendedores, quando um vencedor é escolhido e recebe a outorga. É similar às rodadas de licitação para campos de O&G no Brasil. Em 2020, estava em vigor no Reino Unido, na França, na Dinamarca, na China e nos

⁸⁷ Porta aberta.

⁸⁸ O primeiro a chegar será o primeiro a ser servido, ou o primeiro ganha.

EUA. A Alemanha estava em transição (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

Em junho de 2023, os seguintes países utilizavam sistemas competitivos (leilão ou licitação) para concessão de seus espaços marítimos *offshore*: EUA, China, Reino Unido, Alemanha, Países Baixos, França, Japão, Austrália, Vietnã, Índia, Canadá e Colômbia. O desenvolvimento do marco regulatório brasileiro pode levar à adoção do modelo competitivo para cessão de estações *offshore* (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2023).

Como visto na seção sobre geopolítica, o Brasil não possuía empreendimentos eólicos *offshore*, até 2023. No entanto, existem projeto de lei e decreto que visam conferir regulamentação clara e segurança jurídica para desenvolver a modalidade de geração de energia elétrica no mar. No setor *onshore*, a indústria eólica encontra-se em franco desenvolvimento, especialmente após a crise hídrica de 2001, o PROEÓLICA e o PROINFA, com iniciativas do Estado em operacionalizar a produção em escala comercial de energia, a partir de potencial eólico em terra (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). A seguir, revisita-se o desenvolvimento regulatório ao longo dos últimos anos.

Identifica-se, inicialmente, que o art. 21º, inciso XII, letra “b”, da Constituição Federal de 1988, estabelece que a União é responsável por serviços e instalações de energia elétrica no Brasil, e o Estado pode executar diretamente ou ceder o direito mediante permissão, autorização ou cessão, observando que o poder fora delegado para a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), conforme disposto na Lei nº 9.427/1996 e no Decreto nº 5.163/2004 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

A segurança de receber receitas futuras como garantia para pagar o financiamento de projetos é condição essencial para desenvolver novos empreendimentos no setor energético. Para endereçar, entre outros pontos, esta questão, em 2004 foi promulgada a Lei nº 10.848 e o Decreto nº 5.163, com o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, abrindo oportunidades para os empreendedores especializados em energia eólica participarem de leilões para suprimento elétrico, distribuídos por meio do novo Ambiente de Contratação Regulada (ACR), que proporcionou receitas favoráveis, por *cluster* de distribuição. Mecanismos como o ACR ou equivalentes podem servir de exemplo para confeccionar o novo arcabouço normativo para o setor eólico *offshore*, como forma de incentivo bem-sucedido na atração de investimento, em uma nova modalidade de produção (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

Desde o estabelecimento da ANEEL, algumas resoluções foram publicadas, com o regramento inicial para explorar o potencial eólico no Brasil. Em 2009, a Resolução nº 389

instituindo os direitos, os deveres e as condições gerais para concessão de outorgas para novos empreendimentos. Então, a Resolução nº 876/2020 publicou os requisitos necessários para conceder outorga para explorar o potencial eólico e alterar a capacidade instalada.

O setor de produção de eletricidade, por meio do potencial eólico *offshore*, não foi contemplado até o momento pela ANEEL (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Cabe ressaltar que empreendimentos instalados no Mar Territorial (MT), na Zona Contígua (ZC) e na Zona Econômica Exclusiva (ZEE) (BRAGA, 2018) ocupam espaços públicos regidos pela Lei nº 8.617, de 1993 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). O quadro 3 elenca os marcos no desenvolvimento regulatório nacional sobre as energias renováveis, com foco na eólica *offshore*.

Quadro 3 - Desenvolvimento regulatório - Brasil.

Ano	Descrição
1992	Fernando de Noronha/PE - primeira turbina eólica instalada em território nacional, com capacidade de 75 kW.
1995	Lei nº 9.074/1995 - regulamento para outorga, cessões e permissões de serviços públicos.
1998	Atlas Eólico da Região Nordeste - estudo pioneiro sobre capacidade eólica nacional.
2001	Decreto nº 3.827/2001 - estabelece o PROEÓLICA como medida emergencial, em decorrência do apagão elétrico no mesmo ano.
2001	Publicação do Atlas Potencial Eólico Brasileiro - capacidade eólica nacional estimada em 143 GW.
2002	Lei nº 10.438/2002 - estabelece o PROINFA, com incentivos para atração de investimentos em fontes renováveis.
2004	Decreto nº 5.163/2004 - regramento para o comércio de energia elétrica, concessão de outorga e autorizações para empreendimentos em geração elétrica.
2006	Osório/RS - primeira usina eólica instalada, com capacidade de 50 MW, por meio do PROINFA.
2009	Leilão de Energia de Reserva - direcionado para energia eólica, permitindo a contratação de 1.800 MW, aproximadamente.
2021	Projeto de Lei nº 576/2021 - normatiza o aproveitamento de potencial energético de renováveis <i>offshore</i> : solar, ondo motriz e eólica.
2022	Decreto nº 10.946/2022 - instituindo a cessão de uso de perímetros para produção de eletricidade, a partir de fonte eólica <i>offshore</i> .

Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020).

Verifica-se, na sequência, o estágio atual do desenvolvimento de marco regulatório para exploração de potencial eólico *offshore*, por meio de dois instrumentos principais: o PL nº 576/2021 e o Decreto nº 10.946/2022.

2.6.1 Projeto de Lei nº 576/2021 e a exploração de energia em Alto Mar

O PL nº 576/2021 propõe a regulamentação para explorar recursos energéticos renováveis em áreas marítimas da União, de fonte solar, ondomotriz e/ou eólica, estabelecendo a outorga sob autorização ou a concessão do uso dos perímetros *offshore* para geração de energia, dentro do MT, PC e da ZEE brasileira. O PL se fundamenta na redução do aquecimento global, na sustentabilidade, na transparência, na participação popular, na economicidade, na segurança energética, no desenvolvimento tecnológico, no respeito ao meio ambiente, na inclusão social e nos impactos do uso do meio marítimo (BRASIL, 2021).

Em agosto de 2022, o PL foi aprovado pela Comissão de Infraestrutura (AGÊNCIA SENADO, 2022), da Câmara dos Deputados Federais, em caráter terminativo, seguindo para aprovação em plenário. Então, segue para sanção presidencial e promulgação na forma de lei. Alguns ajustes foram feitos no texto no âmbito da CI, a fim de esclarecer pontos específicos do Projeto.

A regulamentação proposta visa limitar a dependência de usinas hidroelétricas e termoelétricas na matriz energética nacional, introduzindo as energias renováveis no setor *offshore*, além de diversificar as fontes e reduzir a exposição a riscos de nível dos reservatórios e a emissão de GHG por kWh produzido. Assim, não se limita à fonte eólica, mesmo que tenha destaque no curto prazo, mas engloba potenciais desenvolvimentos de aproveitar a energia das ondas e da coleta de energia solar no mar.

Entre questões a serem endereçadas pelo PL, está o estabelecimento de regras claras, conferindo segurança jurídica ao ambiente de negócios, a atração de investimentos diretos, o desenvolvimento socioeconômico de estados e municípios onde os projetos estiverem localizados, bem como a oportunidade de incremento da arrecadação tributária pelos entes da federação. O mecanismo base estabelece o regime de competição por meio de licitação, como método de seleção dos empreendimentos a serem instalados. O PL estabelece duas modalidades de oferta ou outorgas a serem pactuadas entre União e empreendedores (BRASIL, 2021):

- a) Oferta Independente: permite que os empreendedores apresentem proposta de projeto com as informações sobre o prisma⁸⁹ proposto, estudos de viabilidade que fundamentem a escolha do local, potencial eólico e estudo de impacto ambiental, conforme definidos em procedimento; e

⁸⁹ Prisma vertical de profundidade coincidente com o leito submarino, com superfície poligonal, definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde podem ser desenvolvidas atividades de geração de energia (BRASIL, 2021).

- b) Oferta Planejada: procedimento realizado pelo Estado, em que ocorre a oferta de prismas pré-determinados, via licitação, conforme zoneamento pré-definido por órgão competente.

Na modalidade de Oferta Independente, uma vez entregue o projeto para obter os direitos de exploração de potencial eólico, em um prisma *offshore*, por um empreendedor, a União deve realizar chamamento público, com o prazo de 30 dias, de forma a identificar outros possíveis interessados. Após esse prazo, não havendo manifestações, a outorga pode ser concedida ao empreendedor que iniciou o procedimento, em um processo similar ao FCFS, com a possibilidade de manifestação de outras partes por prazo determinado, o que reforça o fundamento da concorrência no processo brasileiro de cessão de áreas marítimas.

No caso de haver manifestação de outras partes interessadas, dentro do prazo estabelecido, o instrumento propõe alternativas, como redefinição do prisma para acomodar os projetos ou regime de composição entre os empreendimentos. Não sendo possível o acordo, por redefinição do prisma ou por composição entre os empreendedores interessados, adota-se o processo de Oferta Planejada e execução de um leilão para escolha do cessionário que irá receber a outorga da(s) área(s) em disputa (BRASIL, 2021).

Entre os critérios para definição do vencedor do certame na modalidade Oferta Planejada, há o valor ofertado pelos direitos de uso do prisma, a tarifa de venda da energia elétrica, o valor da participação da União, bem como o valor do bônus de assinatura que pode ser parcelado por meio de termos definidos. Existem mecanismos propostos para incentivar o desenvolvimento dos empreendimentos, assim que se conceda a outorga, evitando a especulação das áreas com potencial eólico, por meio de cobrança de valores pela retenção das áreas, na modalidade progressiva com o tempo e proporcional à área da outorga, cessando quando iniciar a produção energética do empreendimento (AGÊNCIA SENADO, 2022). Sobre as formas de pagamento pela cessão de exploração do potencial eólico, verifica-se as seguintes provisões no PL (BRASIL, 2021):

- a) bônus de assinatura: pago na assinatura do contrato de cessão do prisma, com valor mínimo definido, conforme regras do leilão na Oferta Planejada ou na Oferta Permanente, integralmente destinado à União;
- b) ocupação da área: pago mensalmente, ao órgão competente apontado pela União, de forma proporcional à área ocupada, a partir da assinatura do termo de outorga; e
- c) participação proporcional: similar aos *Royalties* do setor de O&G, pago mensalmente a partir da entrada em operação comercial do empreendimento, no

montante de 5% do valor total da energia produzida, com a seguinte distribuição: 30% para a União; 25% para o estado confrontante em que o empreendimento está instalado; 25% para os municípios confrontantes; 10% para os estados e o Distrito Federal, por meio do Fundo de Participação do Estados; e 10% para os Municípios, pelo Fundo de Participação dos Municípios.

O PL também propõe aderência ao planejamento estratégico definido pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), e contém provisões sobre o desenvolvimento de sistemas de transmissão e conexão à rede de distribuição no continente (BRASIL, 2021). Nas justificativas, constata-se o reconhecimento da energia eólica *offshore* como uma das opções de maior sustentabilidade, e um dos novos vetores da matriz energética mundial, por favorecer o atingimento das metas de redução de GHG, bem como os requisitos da COP-21. Também motivou o PL a crise energética de 2001, demonstrando a vulnerabilidade do sistema elétrico brasileiro, pela grande dependência de fonte hidráulica.

Além do mais, o PL destaca a iniciativa PROINFA e utiliza, assim como esta pesquisa, estudos do GWEC como fonte de informações para fundamentar as hipóteses. Por fim, o projeto reconhece o potencial eólico superior de áreas *offshore* em comparação com empreendimentos em terra. No entanto, não se notaram provisões específicas sobre a dissociação da geração elétrica *offshore* com os sistemas de distribuição e conexão, a exemplo de sistemas adotados por algumas economias mais desenvolvidas (BRASIL, 2021).

2.6.2 Decreto nº 10.946/2022 e a regulamentação da cessão de uso

Devido a entendimentos entre o poder executivo e o legislativo, motivados pela necessidade de prover bases institucionais que permitam o início dos investimentos em eólica *offshore*, em 2022 foi publicado o Decreto nº 10.946/22, que estabelece normas “sobre o aproveitamento dos recursos naturais no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental para a geração de energia elétrica” (BRASIL, 2022a).

O Decreto faz referência à UNCLOS-82, por meio da Lei nº 8.617, de 4 de janeiro de 1993; do Decreto nº 1.520, de 22 de junho de 1995; bem como ao art. 20º, da Constituição de 1988, que define o litoral entre os bens da União. O dispositivo expressamente não se aplica à atividade de exploração e produção de hidrocarbonetos e a potenciais eólicos situados em cursos de rio ou em bacias hidrográficas. Para efeito do Decreto, define-se o termo *offshore*

como sendo, além da extensão do MT, ZEE e PC, o ambiente marinho localizado em águas interiores de domínio da União.

Também, observam-se provisões regulatórias para a extensão de vida útil de empreendimentos eólicos *offshore*, a repotencialização, a declaração de interferência prévia e o descomissionamento de usinas eólicas. O Decreto se fundamenta na promoção do desenvolvimento, da geração de emprego, do uso racional dos recursos naturais, do desenvolvimento tecnológico, da harmonização de uso de espaços marinhos e da responsabilização por impactos de atividade de geração elétrica no mar (BRASIL, 2022a).

Existem provisões relacionadas à cessão de perímetros no continente, em função da necessidade de infraestrutura para suporte logístico para usinas eólicas *offshore* e para a conexão do empreendimento à rede de distribuição em terra. Estão previstas, também, verificações quanto à existência de outros empreendimentos com interferência nos perímetros relacionados a projetos eólicos *offshore*.

Sobre o contrato de cessão de perímetros, o Decreto estabelece a finalidade de produzir energia elétrica no regime independente, quando ocorre a cessão onerosa ou o desenvolvimento de atividades de pesquisa para promover o avanço tecnológico do setor de geração de eletricidade *offshore*, quando ocorre a cessão gratuita. A comercialização da energia produzida *offshore* deve seguir as regras, conforme definidas na outorga, e o procedimento de interligação à rede de distribuição no continente define-se pelo Ministério das Minas e Energias (MME), o qual delinea o limite máximo de área cedida em cada cessão (BRASIL, 2022a).

As seguintes autarquias devem emitir Declaração de Interferência Prévia⁹⁰ (DIP) para cada projeto eólico *offshore* (BRASIL, 2022a):

- a) Comando da Marinha, observando a salvaguarda da vida humana, a segurança da navegação e a prevenção da poluição hídrica;
- b) Comando da Aeronáutica, avaliando os cones de aproximação de aeródromo, bem como atividades aéreas;
- c) IBAMA, considerando eventuais processos de licenciamento ambiental em curso concorrentes ao mesmo prisma;
- d) ICMBio, informando eventuais interferências com unidades de conservação;
- e) ANP, identificando interferência com projetos de exploração de O&G ou futuros usos da área em questão;

⁹⁰ Declaração emitida com a finalidade de identificar a existência de interferência do prisma em outras instalações ou atividades (BRASIL, 2022a).

- f) Ministério da Infraestrutura (MININFRA), avaliando interferências com outorgas portuárias e atividades aquaviárias, em função do empreendimento eólico *offshore*;
- g) Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, observando a relação com áreas cedidas para agricultura;
- h) Ministério do Turismo, examinando impacto paisagístico e em atividades turísticas;
- i) e Agência Nacional de Telecomunicações, verificando eventuais conflitos com sistemas de telecomunicações.

São duas modalidades de cessão previstas no Decreto: na Cessão Planejada, o MME define os prismas a serem ofertados ao mercado, em conjunto com a EPE e a ANEEL, considerando a emissão dos DIPs, por intermédio de um processo licitatório, o qual deve selecionar o projeto com maior retorno econômico pela cessão de determinado prisma. Na Cessão Independente, os empreendedores interessados enviam as solicitações ao MME, com limites e coordenadas do prisma pretendido e a finalidade do uso; se não houver sobreposição com outros empreendimentos, o processo tem seguimento. Os interessados devem providenciar as DIPs mencionadas (BRASIL, 2022a).

O contrato de cessão de direito de instalação de empreendimento para geração de energia elétrica em um prisma *offshore* prevê a realização de estudos para avaliar o potencial eólico, cujos dados devem ser do tipo certificados, por entidades independentes, conforme definições em normas complementares. O Decreto estabelece o clausulário mínimo para os contratos de cessão a serem celebrados entre a União e os empreendedores eólicos *offshore*, contendo provisões como: delimitação do prisma, dados sobre o sistema de transmissão, aspectos sobre descomissionamento de instalações, como garantias financeiras e repotencialização do empreendimento, condições e prazos de cessão de uso, bem como eventuais prorrogações, realização de estudos de potencial eólico, mecanismo referentes ao pagamento de valores devidos à União e apuração de pagamento, sanções por inadimplemento ou mora, requisitos sobre relatórios, direito de posicionar estruturas, cabos e tubulações assentadas em solo marinho, rescisão contratual, obrigação de comunicar achados de interesse da União, responsabilidade e indenização por danos (BRASIL, 2022a).

Com o Decreto nº 10.946/2022, criaram-se expectativas quanto ao desenvolvimento dos parques eólicos *offshore* no Brasil, e a sua publicação foi considerada boa pelo mercado de energia, muito devido à possibilidade de solução dos obstáculos regulatórios à atividade eólica no mar. Notamos a relevância do impasse sobre os perímetros a serem utilizados pelos empreendimentos, ao observar que investidores interessados solicitaram Despacho de Registro

do Requerimento de Outorga (DRO) à ANEEL, buscando obter a outorga para instalação de usinas eólicas *offshore*.

No entanto a Procuradoria Federal deu parecer contrário à cessão da outorga, por entender não existir “a possibilidade de uso das áreas marítimas necessárias à implantação desses empreendimentos”. Logo, o Decreto nº 10.946/2022 pode preencher a lacuna normativa existente. Ainda, cabe mencionar que esse decreto não aproveitou a oportunidade de criação de ponto único de atendimento, concentrado na Aneel ou no MME, evitando longos trâmites administrativos às partes interessadas, comuns no Brasil (MELCOP, 2022).

3 O REUSO DE ESPAÇOS E INFRAESTRUTURA

Este capítulo aborda os aspectos relacionados ao reuso de áreas marítimas e equipamentos da indústria de O&G para o emergente setor de aproveitamento da energia eólica *offshore*, como uma alternativa ao descomissionamento da infraestrutura marítima de campos de petróleo. Tradicionalmente, o descomissionamento ocorre por meio de remoção e reciclagem das estruturas sem uso ou em final de ciclo de vida, em benefício do meio ambiente.

Mais de meio século após a instalação da primeira infraestrutura petrolífera no mar em águas brasileiras, atualmente existem várias instalações *offshore* terminando sua vida operacional, algumas não estão em fase de produção e/ou não tripuladas. Aliado à regulamentação local e internacional, isso leva à necessidade de descomissionamento de instalações ociosas no mar (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2020).

Além do mais, contrasta com o contexto em que, apesar do intenso debate local sobre o assunto, o acúmulo de infraestruturas de O&G em fase de abandono é crescente e, por conseguinte, a demanda por ações de descomissionamento *offshore*. O principal obstáculo para a remoção dessas instalações no mar é o alto custo, bem como alguns fatores técnicos e ambientais, alguns relacionados à vida marinha e oceânica, o que representa um tema importante que requer atenção especial em pesquisas futuras (BRAGA, 2018).

Em outro espectro do suprimento energético, a tendência é a energia elétrica gerada a partir de hidrocarbonetos diminuir até 2050 em todo o mundo. Assim, o desenvolvimento de fontes de energia renováveis, como eólica, ondomotriz, biomassa e energia solar concentrada, deve se expandir dentro das matrizes energéticas de cada país. De acordo com a IRENA, a produção de energia renovável deve ser dominada por usinas solares e eólicas até 2050 no setor de geração de eletricidade (BRAGA *et al.*, 2022), em alinhamento com os ODS das Nações Unidas.

Apesar das iniciativas em curso para a redução do aquecimento global, limitando emissões de GHG e a descarbonização das matrizes energéticas, ainda não é possível propor um cenário realista em que os hidrocarbonetos não desempenhem um papel fundamental no suprimento energético global por muitos anos. Isso porque tal fonte energética é necessária para construir a infraestrutura de um eventual novo modelo energético com base em energias renováveis, que são as principais alternativas para a transição energética. Adicionalmente,

podem desempenhar um importante papel no eventual reaproveitamento de infraestruturas de O&G no mar, levando a uma economia mais verde (LEPORINI *et al.*, 2019).

Estima-se que aproximadamente um terço do custo total do ciclo de vida de um projeto eólico *offshore* possa ser absorvido por sinergias, com a cadeia de suprimentos de O&G, pela opção de suprimento elétrico para a indústria de O&G *offshore*, com parques eólicos fixos ou turbinas eólicas flutuantes nas proximidades, favorecendo a transição energética (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021a). Inclusive, essa alternativa pode levar a uma redução no custo de produção de O&G, pois diminui a necessidade de operação de geradores a diesel e as emissões de GHG e poluentes atmosféricos.

Existem considerações sobre o impacto em instalação de sistemas relacionados ao provisionamento de gás combustível para turbo geradores a bordo do unidades Flutuantes de Produção, Estocagem e Transferência (FPSO⁹¹), como nos investimentos para instalação de sistemas e equipamentos para reinjeção de CO₂, operação do *flare* (queima do gás excedente da produção *offshore*) e instalação e manutenção dos *scrubbers*⁹², entre outros custos sobre a conservação do meio ambiente em sistemas de produção de energia elétrica a bordo.

Diante disso, propõe-se a adoção da modalidade de suprimento elétrico para projetos de O&G no mar, utilizando fontes renováveis. Isso tem algumas vantagens, como o desenvolvimento do setor, o plano de manutenção mais simples, o POB⁹³ reduzido, os custos CAPEX e OPEX menores, bem como uma menor emissão de GHG por barril de óleo produzido. Logo, é um típico projeto de transição energética, no qual a produção de O&G com apenas hidrocarbonetos é substituída por uma mistura de não renováveis e renováveis na cadeia produtiva.

A obtenção de energia por fonte eólica marítima também é uma das alternativas promissoras para produzir eletricidade em larga escala. O projeto da planta deve incluir uma análise do potencial eólico na locação do empreendimento, incluindo medições do potencial eólico em um local e altura específicos, além de sua modelagem. Em termos de viabilidade econômica para o desenvolvimento de projetos eólicos *offshore*, este estudo considerou a associação entre um projeto de descomissionamento da infraestrutura de O&G no mar e a

⁹¹ *Floating, Production, Storage and Offloading*.

⁹² O *scrubber*, ou sistema de depuração do ar, é um termo da indústria de O&G que remete a dispositivos de controle da poluição do ar que podem ser usados para remover partículas e/ou gases dos fluxos de exaustão industrial, como em geradores a gás ou a diesel e motores de propulsão em navios.

⁹³ *People on Board* é um jargão da indústria marítima para o número de pessoas embarcadas. Refere-se ao número de pessoas que trabalham continuamente a bordo de uma plataforma de O&G ou embarcação. Um menor POB permite a redução de equipamentos e sistemas a bordo, diminuindo a magnitude de uma instalação *offshore*.

instalação de parques eólicos *offshore*, com base em locações com viabilidade energética e econômica suficiente. As alternativas representam opções técnica e ambientalmente viáveis em que a integração entre a energia eólica e a indústria petrolífera não são apenas uma opção ao descomissionamento tradicional, mas aceleram a transição tecnológica para uma economia de energia limpa e sustentável (SEDLAR *et al.*, 2019).

Na última década, ocorreu o constante crescimento do interesse público com a energia sustentável, o que possibilita a redução das emissões de GHG e do impacto no ambiente marinho, bem como potencializa a descarbonização da indústria. Como alternativa à remoção e à eliminação de infraestrutura marítima, operações normalmente dispendiosas, propõe-se a conversão da infraestrutura de O&G para a produção de energia renovável no mar, como economicamente viável e ambientalmente sustentável, uma vez observada a ausência de obstáculos regulamentares à conversão como alternativa à eliminação (MARTINS *et al.*, 2020).

Este capítulo aborda aspectos econômicos e técnicos da conversão de instalações de O&G em Decom para projetos de geração de energia eólica, investigando aspectos específicos da conversão de instalações brasileiras de O&G na fase de descomissionamento a partir de 2021, por meio de reaproveitamento de infraestrutura marítima. Não foram considerados os efeitos da inflação, da deflação, da variação cambial e das questões tributárias, estando nossa abordagem limitada à análise de custos, economia do descomissionamento, bem como particularidades relacionadas à conversão para fontes renováveis. Assim, identificaram-se dois principais *clusters* em processo de descomissionamento: a bacia Potiguar e a bacia de Campos, que são o foco da análise de viabilidade econômica e técnica quanto à conversão dos atuais projetos de descomissionamento em usinas eólicas *offshore* (BRAGA *et al.*, 2022).

Diante da regulamentação específica para descomissionamento de campos de O&G *offshore*, com foco na conservação do meio ambiente, não foram notadas barreiras institucionais à hipótese de converter instalações para produção de energias renováveis no mar, como veremos na seção sobre aspectos normativos no Capítulo 4. A existência de recurso energético eólico aliado ao potencial de conversão da infraestrutura de O&G na mesma locação permite propor o reuso destas instalações em usinas eólicas *offshore*. O investimento necessário pode se compensar ou não pelos custos com descomissionamento tradicional (BRAGA *et al.*, 2022). Embora existam diversos estudos voltados para os efeitos da presença prolongada de estruturas marítimas em ecossistemas marinhos (CORDES *et al.*, 2016; BISHOP *et al.*, 2017; HEERY *et al.*, 2017), comparativamente pouco se conhece sobre os efeitos da conversão de instalações marítimas em soluções alternativas *in situ* (SOMMER *et al.*, 2019).

Contra a remoção total de instalações marítimas, há pesquisa de Sommer *et al.* (2019) sobre seus efeitos na biodiversidade marinha, na conservação do ecossistema estabelecido e nas emissões de GHG. A remoção de estruturas tem um custo ecológico pelo dano ao ecossistema, pela perda de flora e fauna associados à infraestrutura marinha (SOMMER *et al.*, 2019). Um relevante aspecto observado por Sommer *et al.* (2019) reside no conceito de energia de reposição (RE⁹⁴), o que representa o esforço gasto para substituir os materiais existentes, ao optar-se pela não reutilização de materiais (SOMMER *et al.*, 2019).

Um exemplo que ilustra o conceito é o não aproveitamento do aço existente nas estruturas de O&G, quando se deve coletar novo minério de ferro no meio ambiente para produzir mais aço. A energia empregada em tal produção de novo aço pode ser contabilizada como RE, bem como os custos e as pressões sobre meio ambiente. Outros efeitos da remoção de estruturas do meio ambiente marinho são: a eliminação de biomassa do local; a supressão da zona de exclusão de trabalho seguro, onde as estruturas funcionam como áreas marinhas protegidas (UNITED NATIONS, 1982); o distúrbio de sedimentos petrolíferos provenientes do corte de brocas; o transporte e a propagação não intencional de espécies não autóctones durante a remoção de estruturas submarinas; a emissão de GHG pela queima de combustível em portos, navios e instalações de reciclagem; e a perturbação extra do ecossistema submarino (SOMMER *et al.*, 2019).

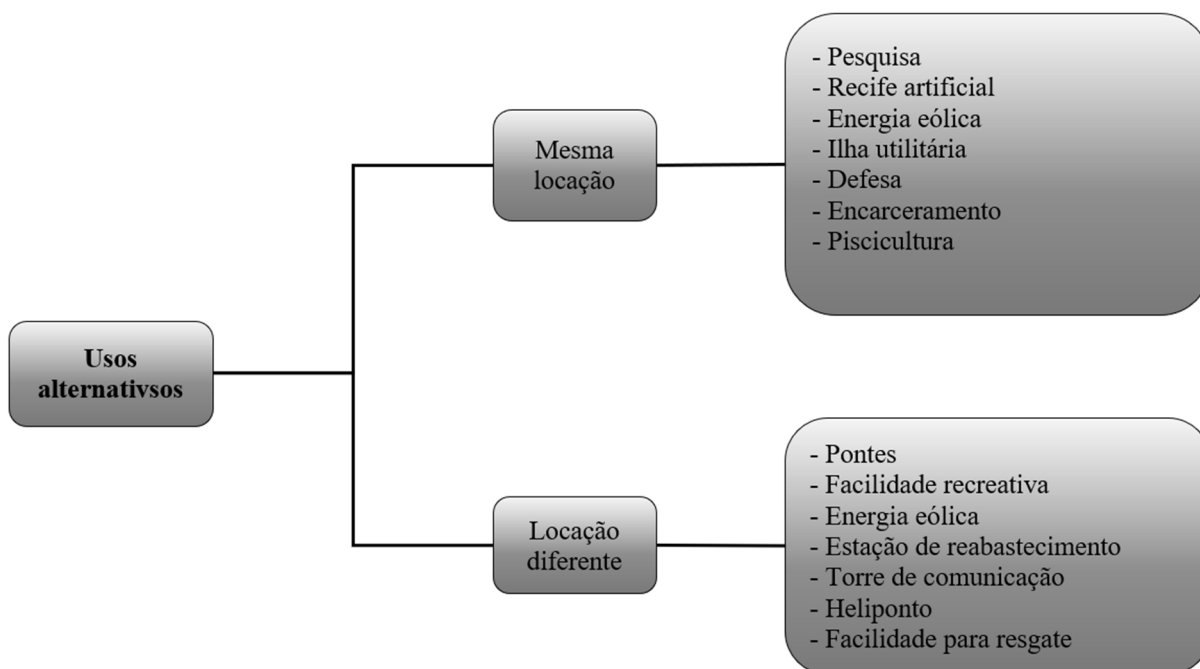
Numerosos estudos abordam alternativas de descomissionamento para instalações *offshore* de O&G, à medida que a atividade antrópica se expande, abordando opções desde a remoção e o descarte tradicionais até a criação de recifes artificiais, ilhas utilitárias, instalações militares, construção de pontes, plataformas de lançamento para foguetes espaciais, instalações de pesquisa e outras. Costuma ser complexa a escolha da modalidade de descomissionamento a ser adotada, devido à diversidade dos parâmetros operacionais e locais, bem como à variedade de partes interessadas, com interesses eventualmente conflitantes (MARTINS *et al.*, 2020).

Os usos alternativos das instalações *offshore* podem contribuir para a manutenção da atividade econômica no mesmo local onde existiram projetos de O&G, quando não há a necessidade de mover estruturas, gerando menor perturbação ao ambiente submarino, ou em outro local, quando esforços de remoção e transporte no mar são necessários. A seleção de um uso alternativo para instalações de O&G é normalmente uma decisão multicritério, considerando as estruturas existentes, a relação custo-benefício das propostas e o impacto ao

⁹⁴ *Replacement Energy* é a contabilidade do montante energético e esforço econômico teórico para a produção de novos materiais em substituição aqueles não reaproveitados no descomissionamento (SOMMER *et al.*, 2019).

meio ambiente, após o processo de identificação de pessoas e organizações que possam interferir no projeto, as tecnologias e procedimentos disponíveis no mercado e as restrições legais (MARTINS *et al.*, 2020). A figura 23 exemplifica usos alternativos para instalações *offshore* desativadas, com base em estudos de viabilidade econômica de casos do Mar do Norte.

Figura 23 – Usos alternativos para plataformas de O&G.



Fonte: BRAGA *et al.* (2022, p. 5).

Quando um campo de O&G se torna econômica ou tecnicamente inviável, a infraestrutura e as instalações precisam ser descomissionadas (CHANDLER *et al.*, 2017), sendo este composto por vários elementos, como: plataformas, estruturas de suporte e *topsides*, que variam de estruturas pequenas e rasas a estruturas pesadas em águas profundas (LAKHAL; KHAN; ISLAM, 2009). Instalações flutuantes de produção de O&G, como os FSOs e FPSOs, também são objeto de descomissionamento ao final de seu ciclo de vida.

Por sua vez, os equipamentos submarinos e as estruturas de suporte incluem cabeças de poço, coletores e estruturas de terminação para dutos; dutos de exportação de hidrocarbonetos dos campos *offshore* para as refinarias em terra; gasodutos de exportação que enviam a produção para a costa; outras tubulações menores que administram produtos químicos injetados nos poços e linhas para facilitar o fluxo da produção; cabos elétricos, comandos hidráulicos e comunicação por meio de fios ou fibras; e carretéis ou *jumpers*⁹⁵ para conectar instalações

⁹⁵ Dutos de interligação de comprimento curto.

submarinas; instalações auxiliares como estruturas adicionais instaladas no fundo do oceano (colchões de concreto, pedras transportadas da terra ou outras estruturas densas ligas às tubulações para melhorar a estabilidade no fundo) e outros tipos de estruturas colocadas em rotas de tubulação para criar ondulações que facilitem o alívio da expansão térmica; e os poços que ligam o solo marinho aos reservatório de produção de hidrocarbonetos, consistindo em um poço revestido de várias colunas sustentadas por tubos de aço (BRAGA *et al.*, 2022).

Com aproximadamente 210 milhões de habitantes, uma extensão territorial equivalente ao dobro da União Europeia, e 8,5 mil km de costa, o Brasil é a oitava maior economia do mundo e possui atualmente uma das matrizes energéticas mais limpas (BRAGA *et al.*, 2022). No entanto, há o desafio de alcançar equilíbrio entre o crescimento econômico e as pressões sobre o ambiente natural de forma sustentável. A expansão da produção de petróleo e o aumento das emissões de GHG são tendências do Brasil, onde um robusto parque industrial marítimo de O&G está em crescimento constante há décadas.

A gestão desses desafios envolve a descarbonização das matrizes energéticas na transição de um modelo intensivo em combustíveis fósseis para um sistema com base em energias renováveis, pois uma matriz não renovável baseada em carbono é logicamente insustentável a longo prazo. O considerável custo do Decom de campos marítimos de O&G ainda é um entrave à remoção de estruturas no Brasil, o que aumenta os riscos relacionados ao número crescente de unidades industriais fora de produção, por vezes desabitadas no mar (BRAGA *et al.*, 2022).

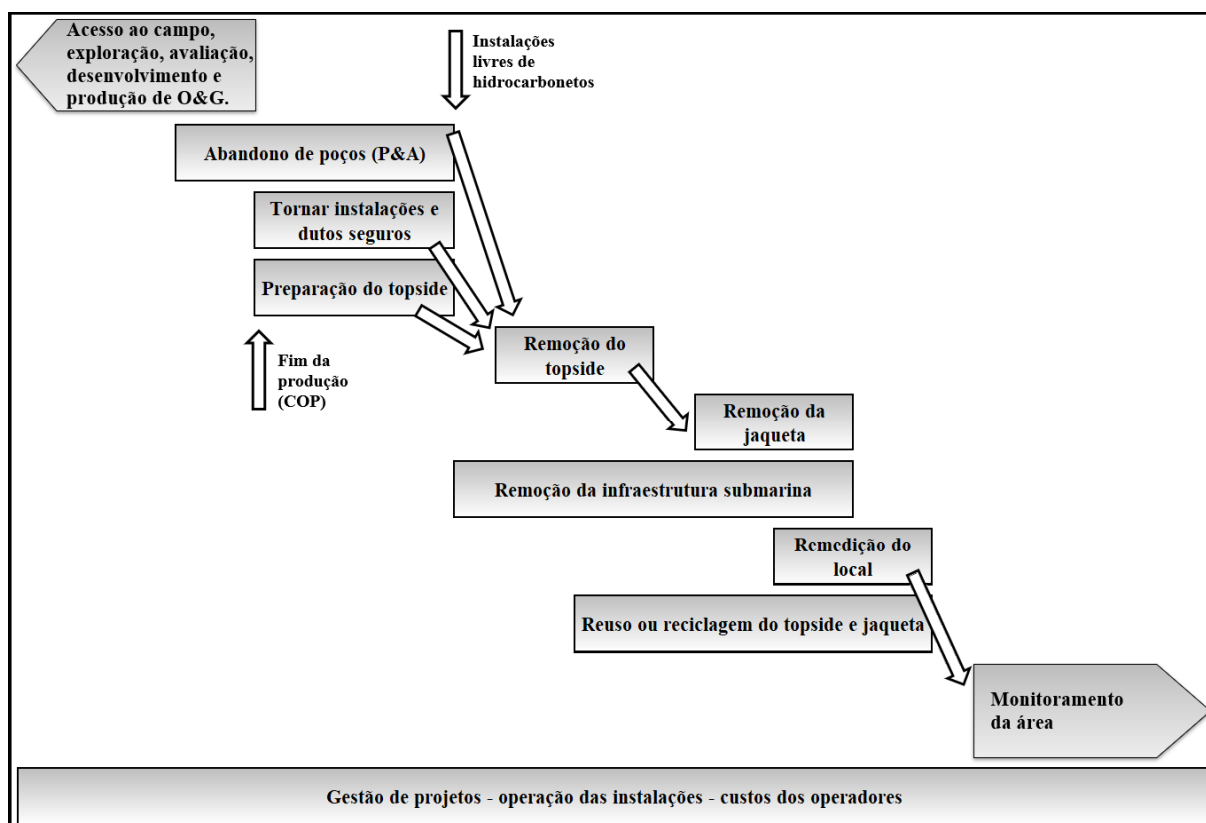
3.1 ANÁLISE DE CUSTOS DE REMOÇÃO DE INFRAESTRUTURA

Esta seção aborda os custos, com foco na remoção de infraestrutura *offshore* de O&G e na instalação de usinas eólicas *offshore*, em conjunto, como um único projeto de conversão e reuso de infraestruturas. Na hipótese desta pesquisa, as duas análises de custos podem ser complementares, como parte de um único EVTE, para conversão de instalações de O&G em projetos de energia renovável no mar. De forma a permitir o levantamento de dados consistentes com os objetivos da pesquisa, os projetos em Decom devem estar localizados em áreas com viabilidade técnica para a geração energética por fonte eólica, ou seja, a remoção de infraestrutura deve favorecer um projeto viável de usina eólica *offshore*. O Capítulo 1 identificou os dois *clusters* principais com empreendimentos de O&G em processo de

descomissionamento, no mar: o sudeste (São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo) e o nordeste brasileiro (Ceará e Rio Grande do Norte) (BRAGA *et al.*, 2022).

Para delimitar os custos com descomissionamento, utilizou-se o mesmo método de sequenciamento das atividades de abandono de campo do Reino Unido, o qual consiste em uma Estrutura Analítica de Projeto (EAP) como base para a concepção e a estruturação de projetos de descomissionamento, estabelecendo as subdivisões e o alinhamento das atividades. Isso permitiu que recursos, custos, escopo e tempo dessas atividades fossem detalhados em partes, favorecendo o processo de estimativa de custos, com as melhores práticas em gerenciamento de projetos⁹⁶. A estrutura se alinha à da figura 2, e é possível notar o sequenciamento e a EAP como base para o método de estimativa de custos na figura 24.

Figura 24 – Sequenciamento de atividades no Decom de O&G.



Fonte: BRAGA *et al.* (2022, p. 7).

No processo de identificar as unidades fixas de produção em fase de descomissionamento dentro dos *clusters*, conforme os dados da tabela 1, utilizaram-se fontes

⁹⁶ A utilidade do princípio da subdivisão de um grande projeto em entregas menores organizadas em uma EAP, para efeito de orçamentação, pode ser observada quando se identifica que não é simples prever o custo de um prédio de 50 andares, mas é simples descobrir o preço da maçaneta da porta da entrada de um dos apartamentos.

coletadas junto aos órgãos governamentais e em referências do setor de O&G. Assim, constatou-se que, entre as 90 plataformas fixas instaladas na PC⁹⁷, 44 estavam em alguma etapa do processo de descomissionamento, das quais classificadas da seguinte forma: 4 unidades com estado “aprovadas”; 5 unidades em “análise”; 18 “previstas”; e 17 “possíveis” (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2019; 2024b; 2024c; BRASIL, 2019b).

As informações mais relevantes sobre as plataformas fixas em alguma fase do processo de descomissionamento no Brasil estão elencadas na tabela 7. Além disso, importa ressaltar que todas as plataformas com estado de descomissionamento “possível” não estão listadas na tabela 1, pois se consolida apenas os campos em etapa de Decom. Logo, as plataformas podem ter previsão de descomissionamento como “possível” quando, por exemplo, para uma plataforma está classificada pela MB como “fora de operação”.

Tabela 7 – Plataformas de petróleo em Decom – Brasil.

(continua)

Unidade de produção	Tipo de plataforma	Bacia Sedimentar	Situação Decom	WD (m)	Ano de construção
Piranema S.	FPSO	Sergipe	Aprovado	1100	2006
PCA-1	Jaqueta	Espírito Santo	Aprovado	19	1978
PCA-2	Jaqueta	Espírito Santo	Aprovado	19	1978
PCA-3	Jaqueta	Espírito Santo	Aprovado	19	1986
P-7	Semi Sub	Campos	Em Análise	162	1974
P-12	Semi Sub	Campos	Em Análise	100	1981
P-15	Semi Sub	Campos	Em Análise	250	1982
PARB-3	Jaqueta	Potiguar	Em Análise	30	2001
P-33	FPSO	Campos	Em Análise	780	1978
P-18	Semi Sub	Campos	Previsto	910	1994
P-19	Semi Sub	Campos	Previsto	770	1983
P-20	Semi Sub	Campos	Previsto	610	1992
P-26	Semi Sub	Campos	Previsto	990	1984
P-32	FSO	Campos	Previsto	163	1974
P-35	FPSO	Campos	Previsto	850	1974
P-47	FPSO	Campos	Previsto	190	1976

⁹⁷ Segundo o Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP, Cadastro de Instalações, observamos 90 plataformas fixas na PC brasileira em 2024 (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2019; 2024b; 2024c).

(conclusão)

Unidade de produção	Tipo de plataforma	Bacia Sedimentar	Situação Decom	WD (m)	Ano de construção
P-37	FPSO	Campos	Previsto	905	1976
Capixaba	FPSO	Espírito Santo	Previsto	1350	1974
PRB-1	Jaqueta	Sergipe	Previsto	13	1978
PPE-3	Jaqueta	Potiguar	Previsto	25	2001
PBIQ-1	Caisson	Potiguar	Previsto	20	2005
PAG-1	Jaqueta	Potiguar	Previsto	16	1978
PAG-2	Gravidade	Potiguar	Previsto	16	1978
PAG-3	Jaqueta	Potiguar	Previsto	16	1985
POUB-1	Caisson	Potiguar	Previsto	17	2005
POUB-2	Caisson	Potiguar	Previsto	17	2005
PARB-1	Jaqueta	Potiguar	Previsto	30	2001
PART-2	Jaqueta	Potiguar	Possível	6	1984
PCB-2	Jaqueta	Sergipe	Possível	27	1974
PCB-3	Jaqueta	Sergipe	Possível	27	1978
PCM-4	Jaqueta	Sergipe	Possível	18	1975
PCM-5	Jaqueta	Sergipe	Possível	20	1977
PCM-6	Jaqueta	Sergipe	Possível	26	1984
PCM-8	Jaqueta	Sergipe	Possível	28	1985
PCM-10	Jaqueta	Sergipe	Possível	21	1989
PCIO-1	Jaqueta	Potiguar	Possível	6	2005
PDO-1	Jaqueta	Sergipe	Possível	27	1974
PDO-2	Jaqueta	Sergipe	Possível	28	1983
PDO-3	Jaqueta	Sergipe	Possível	28	1974
PGA-2	Jaqueta	Sergipe	Possível	25	1971
PGA-4	Jaqueta	Sergipe	Possível	24	1974
PGA-5	Jaqueta	Sergipe	Possível	25	1974
PGA-7	Jaqueta	Sergipe	Possível	27	1989
PGA-8	Jaqueta	Sergipe	Possível	38	1989

Fonte: CAPRACE (2018), AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (2019, 2024b, 2024c), BRASIL (2019b), AUKE VISSER (2022a; 2022b; 2022c; 2022d; 2022e; 2022f; 2022g; 2022h), SHIPSPOTTING (2022), SEVANS SSP (2022).

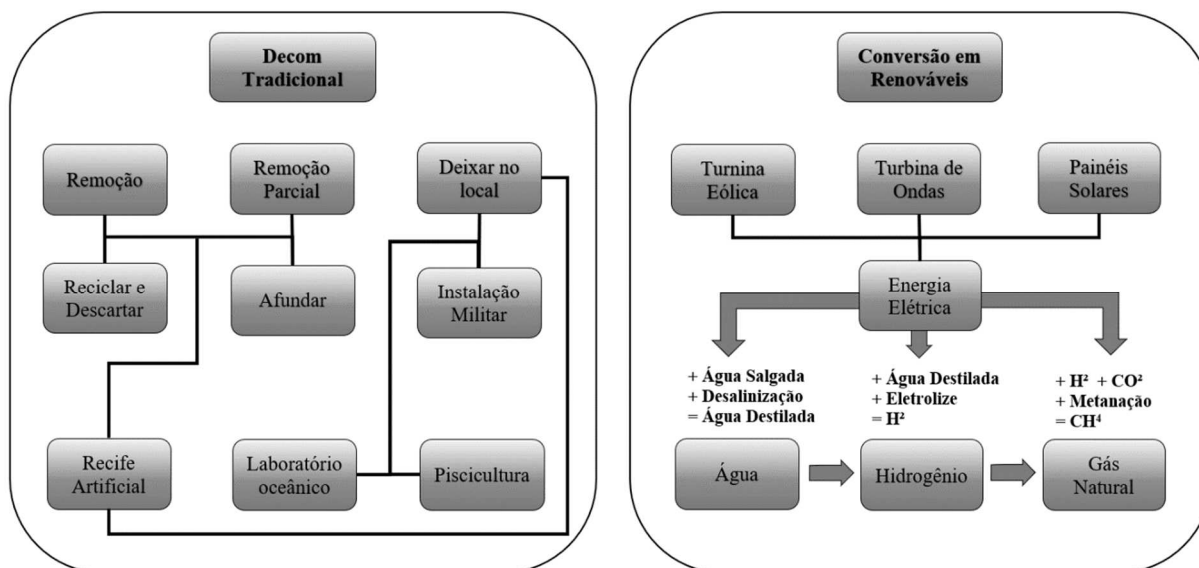
O reaproveitamento envolve esforços e investimentos consideráveis de engenharia e funciona como uma barreira temporal e financeira para a remoção e o descarte total. Isso pois melhora a receita relacionada à infraestrutura instalada, reduz o CAPEX para operadores de usinas de fontes de energia renovável e garante a manutenção dos ecossistemas formados nos sistemas submarinos de produção (CHANDLER *et al.*, 2017), além de adicionar ganhos de RE e reduzir o tempo de instalação de novo empreendimento. Se considerar o sucesso de todos os esforços atuais para a descarbonização, levando a uma indústria menos intensiva em carbono, é possível supor que as emissões futuras geradas pela remoção das instalações podem ser menores do que as na atualidade. Assim, levam a emissões líquidas de GHG menores ao longo dos anos, bem como o adiamento da liberação de carbono residual para o futuro, quando tecnologias de captura de carbono, utilização e estocagem (CCUS⁹⁸) podem estar disponíveis.

Esse cenário assume que futuramente o hidrogênio pode ser reconhecido como atrativo combustível, eventualmente usado para descarbonizar os setores responsáveis pelo aquecimento global (GUILBERT; VITALE, 2021), baterias ou alternativas sustentáveis. Assim, impulsionam embarcações e as instalações de descarte final que podem usar tecnologia ecológica em uma matriz de energia menos dependente de carbono em relação à configuração atual dos meios de produção.

A conversão de estruturas em instalações de energia renovável pode ocorrer em prol do retorno econômico dos operadores, da busca de metas de sustentabilidade de longo prazo e das necessidades de fornecimento de energia, aproveitando dutos para o transporte de produtos até os locais de consumo (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021a). A figura 25 ilustra o modelo tradicional de abandono e algumas opções de reaproveitamento, como unidades de produção de energia renovável no mar.

⁹⁸ *Carbon Capture, Utilisation and Storage* são processos que envolvem a captura de CO₂, como para o emprego na geração de energia ou instalações industriais que usam combustíveis fósseis ou biomassa como combustível. O CO₂ capturado pode ser comprimido e transportado por duto, navio, ferrovia ou caminhão, para ser usado em uma série de aplicações, ou injetado em formações geológicas profundas, como reservatórios de petróleo e gás esgotados ou aquíferos salinos (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2023a).

Figura 25 – Descomissionamento x reuso em energias renováveis.



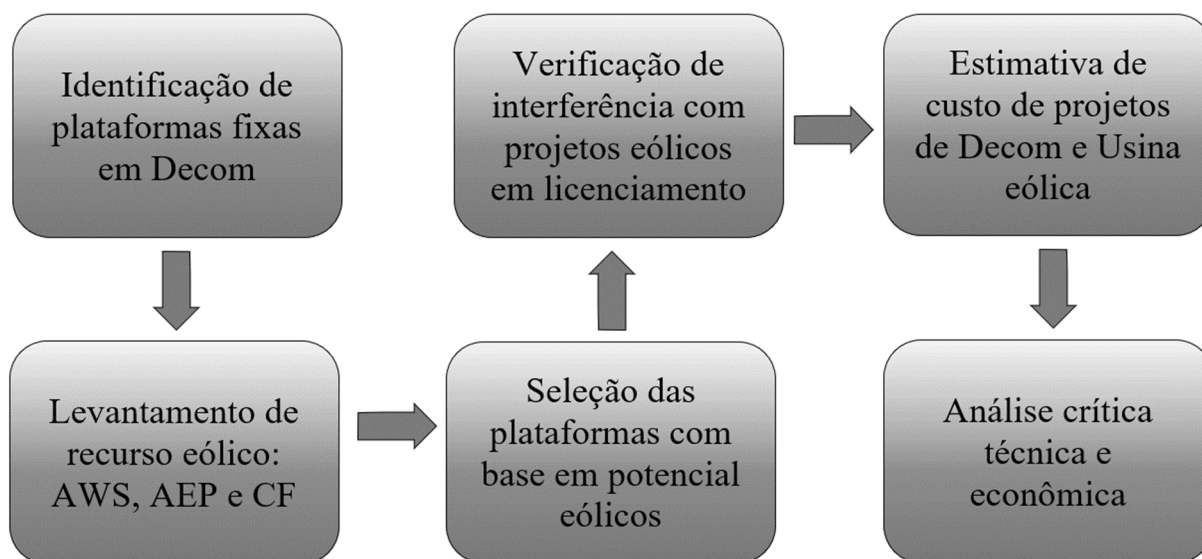
Fonte: O AUTOR (2023).

3.1.1 Estudo de viabilidade do projeto de conversão

Esta seção aborda a viabilidade técnica da conversão de infraestrutura e espaços marítimos, de empreendimentos de O&G em descomissionamento, para usinas de geração de eletricidade movidas à energia eólica no mar. Em seguida, estuda-se a viabilidade econômica do projeto, com o cálculo de estimativas de custos e receitas da conversão, comparando com custos de descomissionamento da plataforma. No método adotado, inicialmente, identificam-se as plataformas a serem descomissionadas no Brasil.

Então, inicia-se a fase de avaliação de recurso eólico *offshore*, quando se levantam as principais variáveis de interesse de um projeto de usina eólica. Na sequência, são excluídos locais sem viabilidade técnica para a produção de energia eólica, selecionando os *sites* para o estudo, quando é empregado o método de estimativa de custos para suportar o cálculo dos indicadores econômicos de investimento no empreendimento. Também, verificaram-se eventuais interferências com projetos eólicos *offshore* em processo de licenciamento. Enfim, é possível propor o EVTE do projeto de conversão, foco desta pesquisa, com base em análises técnicas e econômicas. A figura 26 ilustra o fluxo do método de seleção de locações desta pesquisa.

Figura 26 – Fluxograma do método de seleção de locações.



Fonte: O AUTOR (2023).

3.1.2 Viabilidade técnica de projetos eólicos *offshore*

Para avaliar o potencial técnico eólico é necessário mensurar a intensidade eólica no local de interesse ao longo do tempo, bem como a intensidade e a variação de recurso eólico, de forma a obter dados para o desenvolvimento do modelo matemático que permita estimar a produção de eletricidade por meio de energia dos ventos. Isso proporciona a elaboração da análise econômica de projeto de parque eólico, conforme a seção sobre medição do recurso eólico, no Capítulo 2.

Para isso, foram utilizados dados de velocidade do vento na altura de 100 m, com dados do Centro Europeu de Previsões Meteorológicas de Médio Alcance, de quinta geração, para a análise atmosférica, obtidos pelo Serviço de Mudanças Climáticas Copernicus (C3S⁹⁹, 2024). O modelo utilizado é o Global ERA5, dotado de resolução horizontal de $0,25^\circ \times 0,25^\circ$, e o período dos dados de vento se referem ao ano de 2019 (HERSBACH *et al.*, 2020).

As Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (HAWT¹⁰⁰) são atualmente o tipo de turbina mais comum em projetos eólicos no mar. O conjunto HAWT engloba um rotor e pás montadas no cubo, cujos eixos conectam a caixa de engrenagens do cubo e o gerador. O projeto existe em uma gama de diferentes diâmetros, de 2,5 m (1 KW) para uso doméstico a mais de 100 m (>10

⁹⁹ Copernicus Climate Change Service combina observações do clima e os mais avançados meios para desenvolver informações confiáveis e de qualidade garantida sobre os estados passados, atuais e futuros do clima no mundo, sendo operado pelo Centro Europeu de Previsões Meteorológicas de Médio Alcance (C3S, 2024).

¹⁰⁰ Horizontal Axis Wind Turbine.

MW) para aplicações *offshore*. A velocidade média anual do vento (AWS¹⁰¹) de acima de aproximadamente 6,5 m/s define o limite para a viabilidade econômica de projetos eólicos (CENTER FOR SUSTAINABLE SYSTEMS, 2021).

Como o cubo da turbina eólica empregada na modelagem utilizada nesta pesquisa está a 150 m, a velocidade do vento precisa ser extrapolada da altura nativa de 100 m do moleo ERA5, usando a equação 3 (RAO, 2019; EMEIS, 2018 *apud* BRAGA, 2022, p. 12), para a altura de 150 m. Logo, algumas considerações são necessárias, como a estabilidade neutra da atmosfera e um coeficiente de rugosidade constante da superfície do oceano de $Z_* = 0,0002$.

$$v(Z) = v_{\text{ref}} \frac{\frac{Z}{Z_*}}{\frac{Z_{\text{ref}}}{Z_*}} \quad (3)$$

onde $v(Z)$ representa a velocidade do vento calculada, v_{ref} é a velocidade do vento em Z_{ref} , obtida do modelo ERA5.

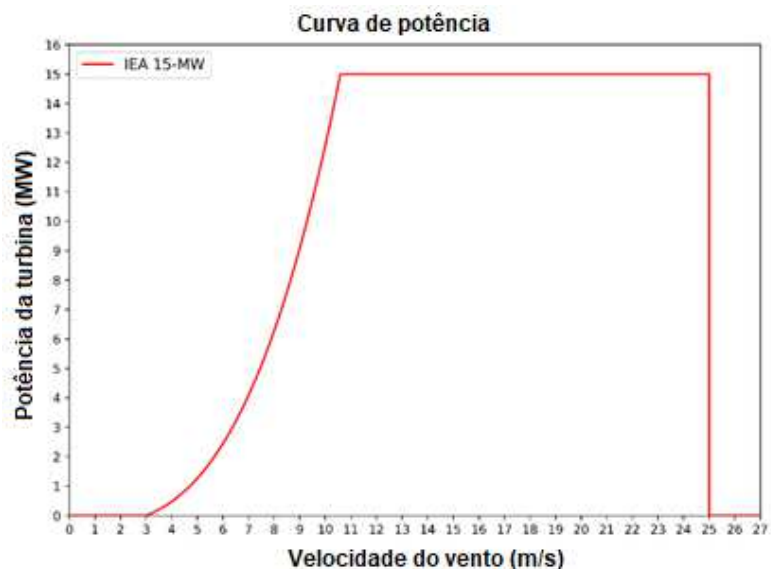
3.1.2.1 Cálculo de AEP e CF

Esta pesquisa considera a utilização de HAWT IEA - 15 MW com três pás, diâmetro do rotor de 240 m, *hub* a 150 m do solo, área varrida de 45.126 m², apresenta valores de 3, 10.59 e 25 m/s para *cut-in*, velocidade nominal e ponto de corte¹⁰², respectivamente, conforme o gráfico 27 (GAERTNER *et al.*, 2020; BRAGA *et al.*, 2022).

¹⁰¹ *Annual Wind Speed.*

¹⁰² *Cut-in* é a velocidade do vento na qual a geração elétrica tem início. Velocidade nominal é a velocidade do vento na qual o gerador atinge a sua potência nominal. Ponto de corte é a maior velocidade do vento em que o gerador consegue manter a potência nominal.

Gráfico 27 – Potência x velocidade HAWT IEA – 15 MW.



Fonte: BRAGA *et al.* (2022, p. 14).

Para modelar a distribuição temporal do vento, define-se a função densidade de probabilidade de Weibull. Os parâmetros de forma (k) e escalar (c) são calculados pelas equações 4 e 5, respectivamente. Assim, a função de probabilidade de Weibull, $f(v)$ é estimada com a equação 6 (RAO, 2019; EMEIS, 2018 *apud* BRAGA, 2022, p. 12).

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1.086} \quad (4)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (5)$$

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (6)$$

onde v é a velocidade do vento considerada e $f(v)$ indica a probabilidade de uma determinada velocidade de vento (\bar{v}) ocorrer.

Utiliza-se a equação 7 para calcular a produção da turbina (P_t) através da curva de potência da turbina e da função Weibull integrada em todo o espectro de velocidade do vento. Em seguida, usando a equação 8 e considerando o período de um ano, obtém-se o AEP. Assim, com a equação 9, pode-se determinar o CF considerado para viabilidade técnica e econômica de um empreendimento (BRAGA *et al.*, 2022, p. 14):

$$P_t = \int_0^{\infty} P(v)f(v)dv \quad (7)$$

$$AEP = P_t T \quad (8)$$

$$CF = \frac{AEP}{P_n T} \quad (9)$$

onde P é a potência da turbina em função da velocidade do vento, v é a velocidade média do vento, e T são as horas em um ano (8760).

As equações (3) a (9) compõem o método matemático para transformar as variáveis ambientais, obtidas por meio de métodos de levantamento de valores de recurso eólico *offshore* na região geográfica de interesse, em dados de AEP, P_t e CF, imprescindíveis para elaboração de EVTE em projetos acerca da energia eólica. Como os dados das bacias hidrográficas de interesse desta pesquisa são conhecidos, passa-se diretamente para a análise de viabilidade técnica em termos de recurso eólico *offshore*, com foco na seleção das melhores regiões para instalação desses empreendimentos.

3.1.2.2 Critérios de seleção de projetos

Muitos aspectos estão envolvidos na seleção de um site de O&G, e importa a execução de uma análise detalhada de variáveis de interesse para apoiar as decisões de investimento. Isso permite a aprovação de um projeto, considerando as características do reservatório, a distância da costa, a profundidade da água, o tipo de solo e a geotecnia submarina, entre outros fatores em projetos de exploração de hidrocarbonetos. A utilização do mesmo método de análise detalhada de variáveis de interesse, agora aplicada aos recursos eólicos das mesmas regiões com infraestrutura de O&G em descomissionamento, possibilita analisar a elegibilidade de regiões específicas para propor a conversão de infraestrutura de O&G em projetos de geração de energias por fontes renováveis no mar, em termos de viabilidade técnica.

Para a análise, identificaram-se as principais características ambientais sobre geração de energia eólica, AWS, AEP e CF, distância da costa e profundidade da água, a fim de permitir um estudo técnico de variáveis macro, fundamentado. Assim, baseia a seleção dos locais mais promissores para investigar possibilidades de converter unidades de geração de energia eólica, possibilitando a exclusão de locais com inviabilidade técnica (BRAGA *et al.*, 2022). A tabela 8 organiza os principais dados ambientais e físicos das bacias consideradas.

Tabela 8 – Dados ambientais e físicos – Bacias Hidrográficas.

VIABILIDADE EÓLICA	BACIAS HIDROGRÁFICAS			
	POTIGUAR	SEAL	E. SANTO	CAMPOS
CF (%)	51,63 a 59,6	22,65 a 26,45	23,52	47,73 a 50,27
AEP (GWh/ano)	67,84 a 78,32	29,76 a 34,76	30,9	62,72 a 66,06
AWS (m/s)	8,29 a 8,97	6,18 a 6,44	5,94	8,03 a 8,29
Distância de terra (km)	6 a 30	7 a 29	7	80 a 111
WD (m)	3 a 33	13 a 1100	19	100 a 1350

Fonte: BRAGA *et al.* (2022, p. 17).

Critério do AWS: identificada a velocidade de vento de 6,5 m/s como limite inferior para a viabilidade econômica de um projeto eólico pelo critério de AWS (CENTER FOR SUSTAINABLE SYSTEMS, 2021), a análise da tabela mostra que os sítios localizados na bacia de Sergipe Alagoas (SEAL) possuem AWS de 6,18 m/s a 6,44 m/s (Piranema Spirit, PRB-1, PCB-2, PCB-3, PCM-4, PCM-5, PCM-6, PCM-8, PCM-10, PDO-1, PDO-2, PDO-3, PGA-2, PGA-4, PGA-5, PGA-7 e PGA-8), enquanto as unidades localizadas na bacia do Espírito Santos possuem AWS de até 5,94 m/s (PCA-1, PCA-2, PCA-3 e Capixaba) e, portanto, são consideradas pouco atrativas pela perspectiva de recurso eólico. Usando o mesmo critério, a bacia Potiguar, com AWS entre 8,29 m/s e 8,97 m/s, e a bacia de Campos, com AWS entre 8,03 m/s e 8,29 m/s, atendem ao critério AWS mínimo para viabilidade técnica do empreendimento. Importa lembrar a menção às locações dos campos em descomissionamento, dentro dessas bacias, quando se refere à viabilidade por AWS, em função dos objetivos da pesquisa.

Critério marítimo: a distância do porto de operação em terra é outro fator importante, especialmente considerando a instalação, o combustível e o custo de locação de embarcações e capacidades e facilidades das instalações portuárias para receber, armazenar, içar, por vezes permitir construção, pré-montagem, transporte e instalação de usinas eólicas *offshore*. Desde a fábrica ou o porto de chegada, até a locação final no mar, a logística deve ser cuidadosamente planejada (BRAGA *et al.*, 2022). Os sítios em decom da bacia Potiguar estão em média a 18 km de terra, enquanto os da bacia de Campos estão distantes da costa, em média a 95 km. Os sítios das bacias do Espírito Santo e SEAL não passaram no critério de AWS para viabilidade de empreendimentos eólicos, não sendo considerados na análise dos demais critérios.

Critério de CF: o regime de incidência de ventos, o AWS, influenciam o CF, de forma que se observou um CF entre 51 e 59 para a bacia Potiguar; contra 47 a 50 para a bacia de Campos, o que tornou os projetos potiguares mais atrativos, sob a perspectiva do CF.

Critério de adequação da subestrutura: a análise se concentra na conversão de estruturas fixas (jaqueta de aço, base de concreto ou caisson) dentre os locais que atendem aos critérios de AWS, CF, distância da costa e profundidade da lâmina d'água. A bacia potiguar possui apenas subestruturas fixas, em um total de 11 estruturas elegíveis (PARB-3, PPE-3, PBIQ-1, PAG-1, PAG-2, PAG-3, POUB-1, POUB-2, PARB-1, PART-2 e PCIO-1); enquanto a bacia de Campos não tem estrutura fixa (P-7, P-12, P-15, P-18, P-19, P-20, P-26, P-32, P-33, P-35, P-37, P-47, FPSO Rio de Janeiro, FPSO Brasil, FPSO Rio das Ostras e FPSO Marlin Sul), sendo todas unidades flutuantes – FSO, FPSO ou semissubmersível.

Critério AEP: como a AEP é função de AWS e CF, a bacia Potiguar termina por apresentar melhores potenciais de AEPs, com média de aproximadamente 73 GWh/ano contra 64 GWh/ano identificado na bacia de Campos. Assim, torna-se o sítio de O&G em descomissionamento mais atrativo para projetos eólicos *offshore* em termos de AWS, distância da costa, CF, subestrutura e AEP.

Critério de profundidade local: neste quesito um empreendimento na bacia Potiguar pode contar com tecnologia de fácil acesso para instalação de empreendimentos em águas rasas, com até 30 m de profundidade. Para viabilizar a exploração de recurso eólico nos sites da bacia de Campos, a tecnologia de parques eólicos flutuantes precisa ser adotada em muitos casos, pois os projetos estão localizados em profundidades que variam entre 100m e 1350m.

Os projetos de parques eólicos flutuantes exigem uma análise bastante diferente daqueles com estruturas fixas, em termos econômicos quanto técnicos (adequação da base, facilidades de escoamento de eletricidade por canais submarinos, entre outros). Por isso, esta pesquisa não considera as unidades eólicas flutuantes, embora as unidades da bacia de Campos apresentem significativo potencial energético em termos de AWS.

Em países com parque eólico marítimo desenvolvido, esta atividade tradicionalmente tem início com projetos próximos à costa e em águas rasas, usando estruturas fixas. Os projetos de base flutuante, em águas profundas, são considerados uma tecnologia ainda em desenvolvimento, como visto na seção sobre fundações de base eólica *offshore* no Capítulo 2. Logo, concluímos que a locação mais adequada para estudo voltado à viabilidade de instalação de usinas eólicas *offshore* são as 11 plataformas fixas localizadas na bacia Potiguar, pelos critérios de AWS, AEP, CF e profundidade (BRAGA *et al.*, 2022).

A infraestrutura do porto de operação também deve fazer parte do EVTE, porque precisa ser capaz de operar com embarcações de grande porte, transportar e instalar turbinas, pedestais e pás *offshore*, bem como instalar cabos elétricos e realizar içamento e montagem *offshore*.

Além disso, tornam-se relevantes aspectos como o calado, a retroárea e as facilidades portuárias. Os portos mais próximos do *cluster* potiguar são: Guamaré e Areia Branca, ambos com calado baixo de cerca de 2 m (BRASIL, 2022b), de forma que não são adequados como bases terrestres para projetos de parques eólicos marítimos.

Embora mais distantes, os portos de Fortaleza (13 m de calado, 260 km do local a ser desativado) e de Natal (11 m de calado, 232 km do local a ser desativado) têm, além de calado suficiente (BRASIL, 2022b), bons acessos rodoviários, facilidades de içamento e armazenagem, cadeia de fornecimento de insumos industriais, aeroportos internacionais e retroárea considerável. Isso os torna bases terrestres mais adequadas para tais projetos, ainda que mais distantes dos sites em Decom. A avaliação portuária também considera o acesso rodoviário, devido ao transporte de cargas de grandes dimensões até as docas, antes de içá-las ao convés da embarcação (BRAGA *et al.*, 2022). Essa capacidade de içar a embarcação é outro ponto para projetos de Decom e a eólica *offshore*. O mapa 12 mostra as distâncias médias dos portos de Fortaleza e Natal até o cluster Potiguar.

Mapa 12 – Distâncias entre portos e locações *offshore*.



Fonte: BRAGA *et al.* (2022, p. 18).

Cabe ressaltar possíveis necessidades de adaptações nas facilidades portuárias, acessos rodoviários e outros aspectos relacionados à infraestrutura para esses empreendimentos

industriais em terra. Isso pode ser explorado em uma pesquisa específica para esse importante aspecto da indústria eólica *offshore* no nordeste brasileiro.

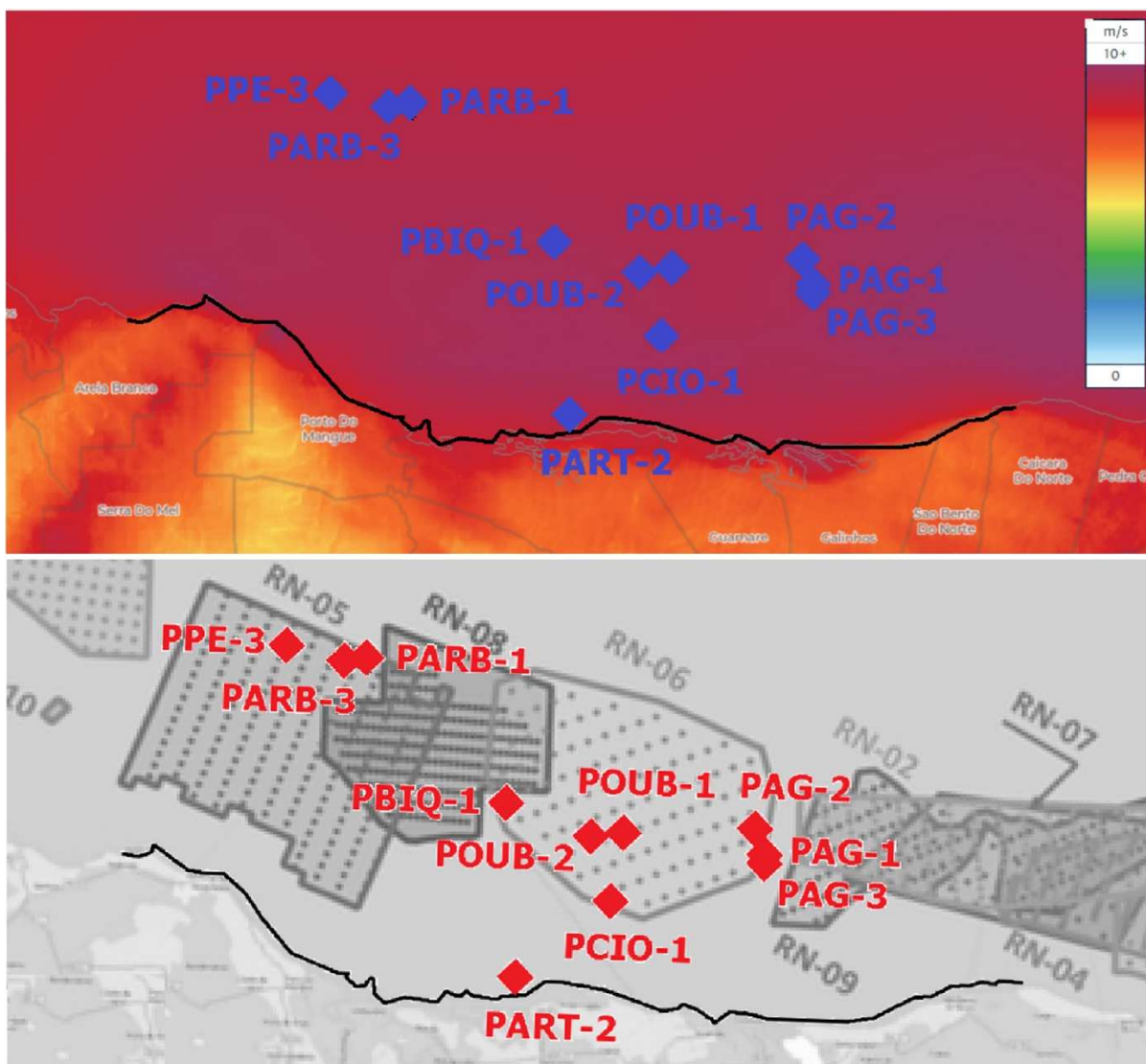
Não se consideraram custos com revitalização da estrutura de base, diante da hipótese de que receberam investimentos em conservação e reparos de integridade durante o ciclo de vida dos projetos de O&G, visando atendimento à regulamentação específica para segurança das operações, de processo e manutenção da funcionalidade das instalações. Apesar dessa consideração sobre a estrutura de base, não se pode esquecer o efeito da redução de investimentos, com a proximidade do fim do ciclo dos empreendimentos, ou a ação do meio ambiente e dos processos corrosivos em tais estruturas. Isso porque há estudos detalhados para adequar a base do pedestal da turbina e outros pormenores estruturais, mecânicos e elétricos para a eventual instalação eólica, e podem ser objeto de outra pesquisa específica.

Custos com fechamento de poços devem considerar eventual uso dos reservatórios de hidrocarbonetos depletados para possível emprego em geração de SNG¹⁰³ ou em linha com iniciativas de CCUS, utilizando a eletricidade gerada no mar ou outras articulações possíveis onde interesse o manuseio desta fonte energética em conjunto com hidrocarbonetos. Outro aspecto relevante para esta pesquisa reside na proposição das plataformas fixas em descomissionamento na bacia Potiguar. Isso pois existe uma significativa confluência com propostas de empreendimentos eólicos *offshore* na mesma região em fase de licenciamento ambiental. Ao consolidar os dados com a perfilagem de AWS na costa brasileira, os dados que elencam os complexos eólicos *offshore* em processo de licenciamento ambiental junto ao IBAMA, assim como as informações do *Global Wind Atlas (2023)*, identifica-se a superposição da locação dos projetos de O&G em Decom, com potenciais projetos em energias renováveis no mar.

No mapa 13, o AWS está na região das 11 plataformas do projeto Potiguar, bem como a interferência entre a posição das plataformas e dois projetos em processo de licenciamento ambiental, notadamente os projetos RN-05 da Beta Wind Energias com 3 plataformas (PPE-3, PARB-1 e PARB-3), e RN-06 da Bluefloat Energy com 7 plataformas (PBIQ-1, POUB-1, POUB-2, PAG-1, PAG-2, PAG-3 e PCIO-1), todas dentro dos perímetros pretendidos pelos respectivos projetos. Apenas PART-2 ficou fora dos perímetros em fase de licenciamento ambiental, porém se localiza em região com AWS acima de 8 m/s.

¹⁰³ *Synthetic Natural Gas*, onde se obtém metano pela destilação da água, seguida por obtenção de H₂, por fim de CH₄, por meio de uma reação de Sabathié.

Mapa 13 – Bacia potiguar x AWS x Complexos eólicos.



Fonte: GLOBAL WIND ATLAS (2023), INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS (2023a), BRAGA *et al.* (2022, p. 17).

A submissão de projetos para licenciamento ambiental demonstra a inclinação de empreendedores para o investimento em renováveis no mar brasileiro, nesses casos citados. O projeto RN-05 prevê a instalação de 200 aerogeradores de 15 MW cada, totalizando 3 GW de potência nominal, utilizando o modelo VESTAS V236 construído com tecnologia comprovada. O RN-06 intenciona instalar 85 aerogeradores de 20 MW cada, totalizando 1,7 GW de capacidade nominal com o modelo WEC 265, protótipo em testes na Alemanha em 2020. Em breve, pode ser o maior aerogerador em atividade, superando o maior aerogerador do mundo

em atividade, o chinês MySE 16-260¹⁰⁴ (INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS, 2023a; BUENO, 2023).

3.1.3 Viabilidade econômica de projetos eólicos *offshore*

Para fundamentar a viabilidade econômica de instalação de turbinas eólicas, como parte da proposta de descomissionamento, utilizou-se o LCOE, tradicionalmente empregado para comparar diferentes projetos de geração de energia sob a ótica dos custos totais a valor presente pelo retorno esperado pelo investimento ou, em resumo, é o custo por unidade de energia produzida, incluindo possíveis perdas (HEPTONSTALL *et al.*, 2012; KUMAR *et al.*, 2020). O LCOE é calculado conforme equação 1. Na sequência, apresentaram-se os passos necessários para calcular custos de CAPEX, OPEX (BRAGA *et al.*, 2022) e DECEX, para, então, abordar a estimativa do LCOE e os parâmetros financeiros para uma avaliação econômica.

A metodologia da avaliação consiste na desagregação da estrutura de custos do ciclo de vida, excluindo as perdas de produção. Existem estudos que consideram as perdas, teoricamente, como 5% por indisponibilidade, 7% por questões aerodinâmicas, 1% por efeito Joule e 3% por outras perdas, associadas à produção bruta anual (BJERKSETER; ÅGOTNES, 2013). No entanto, sem o acesso a dados fundamentados em casos reais de aproveitamento eólico marítimo a estimativa de perdas, isso se compromete, de forma que se consideraram no cálculo final. Feita a avaliação de custos, desenvolveu-se o método do LCOE e os indicadores econômicos clássicos, para fins de definição de viabilidade econômica.

Iniciando pela avaliação do custo do ciclo de vida, pode ser decomposto em três elementos: CAPEX, OPEX e DECEX. A expressão geral dos custos do ciclo de vida, ou custo de viabilidade econômica (EC_v ¹⁰⁵), de um empreendimento eólico *offshore* é dado pela Equação 10 (ALSUBAL *et al.*, 2021, p. 3):

$$EC_v = \sum C_{CAPEX} + C_{OPEX} + C_{DECEX} \quad (10)$$

onde EC_v são os custos totais somados do CAPEX, OPEX e DECEX.

¹⁰⁴ Com 16 MW de potência nominal, a turbina MySE 16-260 bateu o recorde de geração no dia 1º de setembro de 2023, ao gerar 384,1 MWh em 24 horas. Com pás de 123 metros de comprimento, o peso de cada lâmina é de mais de 54 toneladas, a borda das lâminas pode atingir até 70% da velocidade do som (BUENO, 2023).

¹⁰⁵ *Economic Viability*.

3.1.3.1 CAPEX

O cálculo do CAPEX de um empreendimento marítimo envolve diferentes abordagens para mensurar cada um dos grandes componentes de custo: o desenvolvimento do projeto (PD), turbina e torre (TT), instalação *offshore* (OI), instalação elétrica (EI), cabeamento de conexão (EC)¹⁰⁶, contingência e seguro. Seguem as referências de custo, por autores especializados.

Desenvolvimento do projeto: a etapa consiste em todas as atividades preparatórias para o PD. O valor de US\$ 184.050 / MW é considerado para riscos, recursos, impactos ambientais e outros fatores (BEITER *et al.*, 2016; BRAGA *et al.*, 2022; DALGIC; LAZAKIS; TURAN, 2013; GONZALEZ-RODRIGUEZ, 2017; HURLEY; NORDSTROM, 2014; MONE *et al.*, 2017; THE CROWN STATE, 2012; 2019; VALPY *et al.*, 2017).

Turbina e torre: um custo médio de US\$ 1.441.725 / MW é aplicado para representar os custos da TT nos projetos eólicos *offshore* (BEITER *et al.*, 2016; BRAGA *et al.*, 2022; MONE *et al.*, 2017; HURLEY; NORDSTROM, 2014; THE CROWN STATE, 2012; VALPY *et al.*, 2017).

Instalação *offshore*: os custos se referem à contratação de embarcações especializadas, combustível, mão de obra especializada e demais providências relacionadas à etapa de instalação do parque eólico *offshore*. A equação 11 é utilizada para calcular o custo de OI para a infraestrutura do empreendimento (BRAGA *et al.*, 2022, p. 15):

$$\text{Installation} \left(\frac{\text{USD}}{\text{MW}} \right) = \frac{\text{CPD} (\text{day}_{\text{transport}} + \text{day}_{\text{install}})}{\text{Turbine Capacity (MW)}} \quad (11)$$

onde $\text{day}_{\text{install}}$ representa o número de dias necessários para instalar o empreendimento, precisando de uma avaliação a cada caso para valores específicos dentro do contexto de determinado projeto.

Na equação 12, verifica-se como calcular $\text{day}_{\text{transport}}$, que são os dias necessários para transporte marítimo dos componentes da infraestrutura (BRAGA *et al.*, 2022, p. 15):

$$\text{day}_{\text{transport}} = \frac{2 D}{86,400 V} \quad (12)$$

¹⁰⁶ *Project Development, Turbine & Tower, Offshore Installation, Electrical Installation, Electrical Cables & connections.*

onde D é a distância do porto de operação, e V é a velocidade de navegação da embarcação, considerando uma velocidade de 7,2 m/s ou 14 kn (BJERKSETER; ÅGOTNES, 2013).

O custo por dia (CPD¹⁰⁷) representa o valor da embarcação responsável por instalar os componentes da infraestrutura do parque eólico marítimo, incluindo custos das embarcações no porto, em mobilização, navegando, operando e desmobilizando. Atualmente, o CPD mais combustível de um navio de apoio *offshore*, tipo PLSV, calculado por meio das últimas licitações no mercado brasileiro foi de US\$ 144.757 por dia (PETROBRAS, 2024).

Instalação elétrica: considera-se que a EI da infraestrutura tem um valor médio de US\$ 415.208 / MW (MONE *et al.*, 2017; THE CROWN STATE, 2012; 2019).

Cabos de exportação: os custos com EC ou infraestrutura de transmissão ocorrem por necessidade de transmissão da energia da usina *offshore* para a rede no continente, através de redes coletoras, subestações e facilidades de conexão com a rede terrestre. O custo de cabos de exportação pode ser considerado US\$ 719 / metro (GONZALEZ-RODRIGUEZ, 2017; GREEN *et al.*, 2007).

Contingência: para antecipar eventuais variações de custos do projeto, com base na fase de contratação, aquisição de equipamentos, pré-montagem, instalação no mar, comissionamento e entrega do empreendimento. Uma taxa de contingência de 10% do orçamento total do CAPEX se pode considerar contingência (HEIDARI, 2017).

Seguro: item essencial em um projeto de grande porte, normalmente obrigatório em contratos de concessão. Existe em função dos riscos envolvidos em um grande empreendimento *offshore*, quando se contratam alguns tipos de seguros. Para esta pesquisa, consideraram-se todos os seguros sob um valor consolidado, no total de US\$ 53.600 / MW, para cobrir riscos em diversas fases do projeto (MONE *et al.*, 2017; THE CROWN STATE, 2012; 2019).

3.1.3.2 OPEX

Operação e manutenção: o custo varia de acordo com a profundidade da água, a distância até a costa, o tipo de fundação e as características técnicas do projeto. Ao abordar o incremento da parcela de energias renováveis na matriz energética da Malásia, Alsubal *et al.* (2021) utilizaram o valor de US\$ 38 mil por MW instalado para estimar OPEX. Essa estimativa está potencialmente distante da realidade de um projeto de menores proporções para conversão das utilidades de um site de 11 plataformas de O&G em plantas de energias renováveis,

¹⁰⁷ Cost per day.

especialmente pela característica geográfica da Malásia, um país arquipelágico, entre outras diferenças que podem afetar a operação de usinas eólicas no mar.

O Capítulo 2 desta Tese apresentou algumas referências de OPEX, das quais se destacam a faixa de 16% a 25% do LCOE de projetos eólicos *offshore*, conforme estudos da IRENA (2022), as propostas de faixas de custos da EPE (US\$ 80 / kW e US\$ 110 / kW e US\$ 109 / kW e US\$ 140 / kW) (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020), da IEA com US\$ 70 / kW projetado para 2023, dos fabricantes (US\$ 70 / kW e US\$ 129 / kW) e da empresa OSTED, que conseguiu reduzir o OPEX de US\$ 118 / kW para US\$ 67 / kW por ano, na Dinamarca (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2022). Como o estudo da EIA foi o mais abrangente e especializado, utiliza-se tal referência de OPEX para fins desta pesquisa (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2019), de forma que se propõe o custo de OPEX conforme a equação 13¹⁰⁸:

$$C_{\text{OPEX}} = 70.000 Y n \quad (13)$$

onde n são os anos em operação, e Y são os MW instalados em um projeto eólico *offshore*.

Esta pesquisa considera a vida última de um projeto como 20 anos, devido a fatores relacionados aos contratos de comercialização da energia gerada pelos empreendimentos, pela adoção de tal parâmetro de tempo no âmbito do PROINFA (ELETROBRAS, 2022), e por ser um período conservador para a vida útil de componentes instalados no mar. Além do mais, dependendo do projeto, da escolha do aerogerador e demais componentes, podem durar 35 anos (CARRARA *et al.*, 2020).

3.1.3.3 DECEX

Descomissionamento, a última fase do ciclo de vida de um projeto, é a etapa final quando as turbinas eólicas *offshore* com as estruturas de suporte, cabeamento, subestações, estruturas de suporte e demais componentes são removidos e, possivelmente, reciclados. O custo do Descomissionamento, DECEX, é a soma dos custos com taxas portuárias, remoção,

¹⁰⁸ Coeficiente ajustado combinando o declínio dos custos com OPEX de US\$ 90/kW para US\$ 60/kW entre 2018 e 2030 da INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2019) e a premissa de OPEX de Alsubal et al. (2021) onde este corresponde à no máximo 30% do custo total de um projeto eólico offshore.

gestão de resíduos e custos das atividades de monitoramento pós-desmantelamento, além de demais providências relacionadas ao Decom (ALSUBAL *et al.*, 2021).

Pode-se calcular o valor monetário da operação no porto, com base na tabela de tarifas do porto do Rio de Janeiro, onde a composição do valor de uma entrada no porto está em função das toneladas movimentadas, da tonelagem líquida de registro da embarcação, de estadia em fundeio, do uso de guindastes e de mão de obra do porto. Isso permite estimar o valor médio de US\$ 5 mil por estadia de um navio no porto do Rio de Janeiro (PORTOS RIO, 2023). Custos com Decom da TT situam-se em aproximadamente 65% do CAPEX da instalação dos componentes, ou US\$ 937.121 / MW.

Uma embarcação e dois rebocadores também são relevantes, principalmente para descarte de resíduos, com taxa diária de US\$ 35 mil e US\$ 12 mil, respectivamente. Considera-se que os navios necessários para a remoção de cabos são um OSV e um navio de colocação de cabos, com uma taxa diária de US\$ 8 mil e US\$ 35 mil, respectivamente. As taxas de atividade de monitorização pós-desmantelamento representam 3% dos custos de descomissionamento. Pode-se estimar o custo de descomissionamento com a Equação 14:

$$C_{\text{decex}} = C_{\text{port}} + C_{\text{removal}} + C_{\text{WM}} + C_{\text{post}} \quad (14)$$

onde C_{decex} é o custo total de descomissionamento, expresso pela soma dos custos com taxas portuárias (C_{port}), remoção (C_{removal}), gestão de resíduos (C_{WM}) e custos de monitoramento pós-desmantelamento (C_{post}) (ALSUBAL *et al.*, 2021).

3.1.4 Custo do ciclo de vida do projeto

Os cálculos de CAPEX dos projetos em Decom da bacia Potiguar, com base em unidades HAWT de 15 MW instaladas no mar, consideram PD, TT, OI, EI, EC, contingência e seguro como os custos de instalação do projeto de instalação de 11 turbinas, uma em cada plataforma desativada, com instalação de sistema de transmissão entre a usina eólica *offshore* e a rede de distribuição elétrica no continente. As distâncias para cálculo da rede coletora e sistema de transmissão foram feitas de acordo com as posições relativas entre cada unidade específica a ser desativada e o ponto mais próximo de terra. Para esta pesquisa, a distância foi de 83 km, como mostrado no mapa 14.

Mapa 14 – Distâncias entre as locações *offshore* e o continente.

Fonte: BRAGA *et al.* (2022, p. 19).

Calcula-se o PD como o custo por MW vezes o MW total do projeto, e os cálculos de custo TT e EI seguem os mesmos critérios. O contingenciamento é obtido pela adição de 10% aos seguintes fatores: PD, TT, OI, EI e EC. O seguro por MW vezes o MW total do projeto é adicionado ao custo total do projeto. A OI reflete o CPD brasileiro atualizado, com uma distância de 232 km entre o sítio Potiguar a ser desativado e o porto de Natal, e um período de instalação de 3 dias por unidade para montagem *offshore*, executado por uma embarcação capaz de transportar e instalar até nove unidades por viagem a uma velocidade de trânsito de 14 kn (BRAGA *et al.*, 2022). O cálculo do custo de CAPEX para o projeto Potiguar está esquematizado na tabela 9, elaborado conforme equação 15:

$$C_{CAPEX} = (PD + TT + EI + OI + EC) + (PD + TT + EI + OI + EC) 10\% + SG N_{TUR} P_{TUR} \quad (15)$$

onde SG é o custo com seguro por MW, N_{TUR} é o número de turbinas, e P_{TUR} é a potência de cada turbina do projeto em MW.

Tabela 9 – CAPEX Projeto Potiguar.

CAPEX - Projeto Potiguar	US\$ / MW	Nr. Turbinas	MW / Turbina	m	Conting ência	Seguro US\$ / MW	Custo total (US\$)
PD	184.050						33.405.075
TT	1.441.725		15				261.673.088
EI	415.208						75.360.252
OI	36.149	11			10%	2680	6.561.044
	(US\$ / m)						
EC	719			83000			65.644.700
CAPEX							443.086.358

Fonte: O AUTOR (2023).

Prevendo 20 anos de operação, o OPEX do projeto Potiguar se relaciona aos MW instalados, de forma que é possível estimar o C_{OPEX} para 11 HAWT de 15 MW cada, com a equação 13:

$$C_{OPEX} = 70.000 Y n \quad (13)$$

$$C_{OPEX} = 70.000 (11 \times 15) 20$$

$$C_{OPEX} = \text{US\$ } 246.400.000$$

Estima-se o DECEX do projeto de 11 HAWT de 15 MW do projeto Potiguar, por meio da equação 14, observando as premissas de cálculo de Alsubal *et al.* (2021) para as opções desta pesquisa:

$$C_{deceX} = C_{port} + C_{removal} + C_{WM} + C_{post} \quad (14)$$

$$C_{deceX} = 60.000 + 162.957.289 + 918.000 + 4.918.058$$

$$C_{deceX} = \text{US\$ } 168.853.347$$

onde C_{port} contém 4 embarcações entrando 3 vezes para 11 x HAWT; $C_{removal}$ é calculado por MW descomissionado, C_{WM} representa 4 embarcações por 9 dias para 11 x HAWT e, por fim, C_{post} igual a 3% dos demais componentes de custo de Decom.

Aplicando a equação 10, chega-se à estimativa do custo total ou do custo da viabilidade econômica do projeto, considerando a instalação das 11 x HAWT de 15 MW durante 20 anos de empreendimento. Importante notar que o valor do OPEX correspondeu a 29% dos custos totais do projeto, coerente com premissa de Alsubal *et al.* (2021).

$$\begin{aligned} EC_v &= \sum C_{CAPEX} + C_{OPEX} + C_{DECEX} & (10) \\ EC_v &= 443.086.358 + 246.400.000 + 168.853.347 \\ EC_v &= \text{US\$ } 858.339.705 \end{aligned}$$

3.1.5 LCOE do projeto Potiguar

No capítulo 2, seção de custos de produção de energia eólica, verificou-se que o uso da metodologia LCOE permite comparar financeiramente a adoção de tecnologias diversas para produção de energia, pois nivela todos os custos e as potenciais receitas, fundamentando tomadores de decisão em relação às possíveis soluções sob a ótica econômica. Logo, diversos autores consideram o LCOE como a razão entre o total gasto em um projeto de produção de energia, durante o ciclo de vida do empreendimento, e a produção total energética esperada para o empreendimento, englobando CAPEX e OPEX totais divididos pela energia produzida durante o projeto.

Em adição, identificou-se a definição de LCOE proposta por Alsubal *et al.* (2021), como o valor presente da energia produzida, podendo ser calculado pelos custos totais (C_N) divididos pela soma de eletricidade produzida durante a vida útil de um parque eólico (E_N). Em outras palavras, é o Valor Presente Líquido (NPV^{109}) dos custos pelo valor presente líquido da energia de um projeto. Os autores acrescentam um aspecto em relação à Heptonstall e Braga: a inclusão do DECEX, além do CAPEX e OPEX, no cálculo do LCOE, conforme as equações 16 e 17.

$$LCOE = \frac{NPV_C}{\sum \frac{E_n}{(1+r)^n}} \quad (16)$$

$$NPV_C = \sum \frac{EC_v}{(1+r)^n} = \frac{\sum C_{CAPEX} + C_{OPEX} + C_{DECEX}}{(1+r)^n} \quad (17)$$

onde n é o número de anos de vida útil da usina eólica, e r é a taxa de desconto.

¹⁰⁹ *Net Present Value*: descreve o valor temporal do dinheiro, resumindo a série de fluxos de caixa que ocorrem em momentos diferentes e valor presente, conforme o intervalo de tempo considerado e a taxa de desconto.

Nessa análise de fluxo de caixa descontado, determinou-se o NPV_C , com a taxa de desconto da Equação 16, considerando o desconto de 7,5% para os países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE)¹¹⁰, como medida de custo nivelado para a energia eólica (ALSUBAL *et al.*, 2021), diferente da taxa de Heptostall, que assumiu o valor de 10% em 2012, como visto na seção sobre referências de custo no Capítulo 2. Doravante, considera-se a taxa de desconto proposta por Alsubal *et al.* (2012), por ser um estudo mais atual.

Aplicando os valores característicos da bacia Potiguar em termos de recurso eólico (CF médio de 55,3% e AWS de 8,63 m/s) a um campo com 11 HAWT IEA de 15 MW de capacidade instalada em cada aerogerador, obtém-se a energia entregue pelo projeto, pela equação 18:

$$E_N = Y \cdot n \cdot CF \cdot 8760 \quad (18)$$

onde E_N é a eletricidade produzida durante toda a vida útil de um parque eólico, Y é a capacidade instalada, n é o número de anos de vida útil da usina eólica, e 8760 é o fator de conversão hora / ano (24 x 365).

$$E_N = 165 \text{ MW} \times 20 \times 55,3\% \times 8760$$

$$E_N = 15.986.124 \text{ MWh}$$

Com esses dados, é possível propor, conforme Alsubal *et al.* (2012), englobando os custos com Decom, o LCOE para o projeto de conversão de facilidades de O&G da bacia Potiguar em usinas de energia renovável, utilizando as Equações 16 e 15 respectivamente:

$$NPV_C = (\sum C_{CAPEX} + C_{COPEX} + C_{DECOM}) / (1 + r)^n$$

$$NPV_C = \text{US\$ } 858.339.705 / 4,24$$

$$NPV_C = \text{US\$ } 202.438.610 \text{ (projeto)}$$

$$LCOE_{POTIGUAR} = NPV_C / [\sum E_N / (1 + r)^n]$$

$$LCOE_{POTIGUAR} = \text{US\$ } 202.438.610 / 3.763.343$$

$$LCOE_{POTIGUAR} = \text{US\$ } 53,8 / \text{MWh}$$

¹¹⁰ Embora não seja membro da OCDE, o Brasil pode participar de Comitês da Organização e de inúmeras instâncias de trabalho. O país tem integrado as atividades da Organização e de seus órgãos técnicos, sobretudo comitês técnicos, reuniões de grupos de trabalho e seminários (BRASIL, 2022c).

Importa ressaltar que se calculou o LCOE do projeto de conversão e reuso da infraestrutura como usinas eólicas marítimas na baía Potiguar, com a premissa da desoneração do projeto de custos com obras civis para suporte aos aerogeradores no mar, pelo aproveitamento das plataformas fixas existentes e, ao mesmo tempo, pela perspectiva do operador do campo de O&G em descomissionamento. Por outro lado, não foi descontando o montante destinado ao Decom do campo de O&G, o que levaria o LCOE para valores ainda menores. O $LCOE_{POTIGUAR}$ também reflete as excelentes propriedades eólicas na baía Potiguar, com CF médio de 55,3% e AWS de 8,63 m/s.

É possível verificar os efeitos do reinvestimento integral dos custos com Decom de infraestrutura de O&G na memória de cálculo a seguir, assumindo como premissa financeira o custo de Decom por plataforma fixa em água rasa na baía Potiguar igual aos valores praticados no campo de Cação na baía do Espírito Santo em 2019 (US\$ 15.500.000 por plataforma fixa), documentados no Capítulo 1, na seção sobre custos do abandono de campo do Brasil.

$$DECOM_{POTIGUAR} = DECOM_{CAÇÃO} \times N_{PLAT}$$

$$DECOM_{POTIGUAR} = US\$ 15.500.000 \times 11$$

$$DECOM_{POTIGUAR} = US\$ 170.500.000$$

onde N_{PLAT} é o número de plataformas a serem descomissionadas.

A premissa de valores para custos com descomissionamento é a aplicação do custo por plataforma no campo de Cação vezes as 11 unidades da baía Potiguar. Na articulação de custos do projeto a seguir, o valor $DECOM_{POTIGUAR}$ integralmente se investe no projeto de conversão, tendo em vista que seria afundado de qualquer modo em despesas obrigatórias com descomissionamento de campo. De certo modo, é uma opção de investimento vantajosa para o cessionário do campo de O&G, diante da possibilidade de receita adicional, valorização da marca por iniciativa de descarbonização da indústria e incremento da atividade econômica, pelo mesmo aporte financeiro que, de outra forma, seria afundado sem retorno econômico.

Utilizando o dado obtido pelo emprego da expressão geral dos custos do ciclo de vida ou custo de viabilidade econômica de Alsubal *et al.* (2021), pela equação 10, e convertendo o valor destinado ao descomissionamento de campo das 11 unidades da baía Potiguar, integralmente, em investimento no projeto de conversão dessas plataformas para usinas eólicas no mar, é possível calcular o LCOE descontado, que é o custo nivelado da energia, com o desconto dos valores destinados à realização do Decom do campo de O&G.

$$EC_{VDESC} = (\sum C_{CAPEX} + C_{OPEX} + C_{DECOM}) - DECOM_{POTIGUAR}$$

$$EC_{vDESC} = \text{US\$ } 858.339.705 - \text{US\$ } 170.500.000$$

$$EC_{vDESC} = \text{US\$ } 687.839.705$$

$$NPV_{CDESC} = EC_{vDESC} / (1 + r)^n$$

$$NPV_{CDESC} = \text{US\$ } 687.839.705 / 4,24$$

$$NPV_{CDESC} = \text{US\$ } 162.226.346 \text{ (projeto)}$$

$$LCOE_{POTIGUARDESC} = NPV_{CDESC} / [\sum E_N / (1 + r)^n]$$

$$LCOE_{POTIGUARDESC} = \text{US\$ } 162.226.346 / 3.763.343$$

$$LCOE_{POTIGUARDESC} = \text{US\$ } 43,1 / \text{MWh}$$

Na articulação de cálculo do LCOE em duas modalidades, o tradicional (NPV de custo total por NPV de energia total produzida) e o LCOE descontado (descontando o montante que seria investido no Decom de O&G), desconsideraram-se fatores que podem influenciar a articulação econômica, como: o encontro de interesses para o acordo entre investidores de O&G e de renováveis, a divisão das participações no projeto da usina eólica resultante, a divisão de custos e de receitas, o custo de capital eventualmente tomado pelos investidores para viabilizar o projeto e a parte dos valores a serem investidos na antiga infraestrutura de O&G para tornar as instalações adequadas. O foco de tal articulação econômica é analisar o caso de implementação de um projeto de energias renováveis em conexão com a infraestrutura existente, sob uma perspectiva com e sem o investimento destinado ao descomissionamento.

No segundo caso, observou-se uma queda considerável do LCOE, sendo uma das possibilidades mais significativas pelo Poder Público (interessado no incremento da atividade econômica, no desenvolvimento industrial e social, na conservação do meio ambiente, na geração de emprego e de fontes de arrecadação) e pela iniciativa privada (motivada por novos projetos, pelo crescimento da atividade produtiva, por solucionar impasses, reduzir riscos associados ao Decom de O&G no mar e obter melhoria de reputação relacionada a projetos renováveis em contraponto a projetos ligados a combustíveis fósseis).

3.2 REFERÊNCIAS DE VALOR DO MWh

Na vanguarda do setor energético mundial, desde a fabricação, instalação, operação por 20 anos ou mais, dos empreendimentos marítimos até o descomissionamento do empreendimento, a atividade de produção de energia com aproveitamento eólico *offshore* apresenta riscos característicos de atividades pioneiras. Tal contexto não costuma atrair capital, exceto quando fundamentado em um grande potencial de lucro, o que pode vir na forma de

estratégias tarifárias especiais para iniciar fomento desse setor industrial marítimo, como quando governos de diferentes países desenvolvem esquemas de isenção fiscal.

Como identificado no Capítulo 2, na seção sobre geopolítica, para estimular a atividade econômica, um dos mecanismos internacionalmente adotados é a FiT, uma política pública de incentivo ao setor de energias renováveis por um período determinado. O expediente foi adotado em 2018 pelo Vietnã, e até 2022 esteve em vigor na China (um dos maiores produtores de matéria-prima de geradores, com ímãs permanentes e um dos grandes fabricantes mundiais de TT, com 65% de *marketshare*¹¹¹) e está dentro dos planos de desenvolvimento do Japão (aliado a projetos de demonstração e pesquisas voltadas ao meio marítimo e de impacto ao meio ambiente). Os EUA concedem incentivos tributários nos âmbitos federal e estadual, enquanto Taiwan e Austrália estabelecem FiT para estimular a atividade econômica no mar em energias renováveis (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b).

No Brasil, há poucas publicações com dados sobre o valor do MWh da eletricidade por fonte eólica, de forma a permitir uma adequada estimativa de valor da produção de energia em eventuais usinas marítimas. Logo, é possível estimar, com base nos valores disponíveis de comercialização, as faixas de receitas de projetos eólicos *offshore*, com foco nas três fontes de dados (OLIVEIRA; ARAUJO, 2015; AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021; ABEEOLICA, 2022).

Em 2015, dos projetos eólicos *onshore* cedidos pelo PROINFA até os últimos leilões de energia em 2012, ocorreu uma queda nos valores de MWh contratado: PROINFA / US\$ 61,4; 2009 / US\$ 34,8; 2010 / US\$ 29,1; 2011 / US\$ 21,36; 2012 / US\$ 17,3 (OLIVEIRA; ARAUJO, 2015), gerando uma média de US\$ 29,4 por MWh no período. As principais razões para explicar a queda no valor do MWh contratado são: o ambiente competitivo para contratações, a organização de leilões de energia, o desenvolvimento tecnológico de componentes do sistema de geração elétrica e a escalada da produção pela diversificação de fabricantes atuando no país, em função de mecanismos de proteção de conteúdo local (OLIVEIRA; ARAUJO, 2015). Em outra fonte, os dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) de 2021 afirmam:

Os Leilões de Energia Existente A-1, em dezembro de 2021, terão início de suprimento em início de 2022, com contratos por prazo de dois anos, para empreendimento de quaisquer fontes. O preço inicial, definido pelo Ministério de Minas e Energia (MME), serão de [US\$ 46,1] por megawatt-hora para o Leilão A-1 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021, [tela 1]).

¹¹¹ Fatia de mercado.

Estudo conduzido pela ABEEOLICA propõe o LCOE da eólica *offshore* em US\$ 64 / MWh, projetando a faixa de atratividade para investimentos entre US\$ 36,3 / MWh e US\$ 20,2 / MWh em 2050 (ABEEOLICA, 2022). Na pesquisa, os projetos foram considerados como construídos do zero, incluindo as obras civis para sustento das estruturas no mar, bem como os estudos de campo para instalações marítimas.

Ao contemplar os valores médios de energia ajustados em US\$ 29,4 / MWh (2015), os valores médios com dados da ANEEL em US\$ 46,1 / MWh (2021) e o LCOE do estudo da ABEEOLICA em US\$ 64 / MWh (2022), comparando com o LCOE teórico calculado para a eólica *offshore* na bacia Potiguar em US\$ 53,8 / MWh, nota-se a inviabilidade econômica, quando se compara ao custo do MWh de 2015 e 2021, ao mesmo tempo, margens financeiras positivas nos dados de 2022. Considerando os riscos de empreendimentos de vanguarda, com necessidade de grande investimento e duração prolongada, é possível inferir que a adoção de eventuais mecanismos de incentivo, como o ajuste tributário sobre os investimentos, pode provocar a atração de empreendedores e investidores para o mercado de eólica nos mares do país, uma vez aprovada a regulamentação específica da atividade, que teve início com a tramitação do PL 576/2021. Como exemplo, está a política de incentivo adotada pelo Vietnã, para fomentar a atividade *offshore*, com a adoção de um FiT de US\$ 95 / MWh em 2018, bem como mecanismos similares em outros países, como Japão, EUA, Austrália e Taiwan.

Como visto no Capítulo 2, na seção PROEÓLICA e PROINFA, é relevante notar também, que, em 2001, em função da crise conhecida como Apagão Elétrico, o Governo Federal buscou atrair a iniciativa privada, com o lançamento do PROEÓLICA, zerando a tributação incidente sobre os aerogeradores de turbinas eólicas, como forma de buscar rapidamente investimentos em fontes de energia. Mesmo com benefícios tributários, o programa não logrou êxito, devido à insegurança jurídica à época. O evento demonstra que a iniciativa privada responde ao ambiente com segurança jurídica, econômica, regras definidas e aprovadas, junto com bons fundamentos financeiros em oportunidades de investimento.

3.3 INDICADORES DE INVESTIMENTO

Para fins de análise da viabilidade econômica de projetos eólicos *offshore*, na hipótese de aproveitamento de infraestrutura de O&G em descomissionamento, calcularam-se os principais indicadores de investimento aplicados na elaboração de cenários, envolvendo o LCOE_{POTIGUAR}, LCOE_{POTIGUARDESC} e os valores do MWh de 2015, do leilão A-1 de 2021, da

ABEEOLICA (2022) e considerando uma FiT teórica igual à adotada pelo Vietnã em 2018 (US\$ 95 / MWh), como forma de analisar o retorno econômico, em função de variação do valor do MWh no Brasil. Portanto, como parâmetros de análise econômica, foram adotados os indicadores de investimento NPV, o retorno sobre investimento (ROI¹¹²) e o retorno por período (PB¹¹³), nos casos LCOE_{POTIGUAR} e LCOE_{POTIGUARDESC}, em períodos de 20 anos de operação. Na tabela 10, observam-se os indicadores de investimento.

Tabela 10 – NPV, ROI e PB do projeto de conversão de infraestrutura.

		LCOE POTIGUAR	LCOE POTIGUARDESC
NPV (MUS\$)	2015	-92	-52
	2021	-29	11
	2022	38.4	78.7
	FiT	155	195
ROI (%)	2015	-45%	-31%
	2021	-14%	7%
	2022	19%	48%
	FiT	77%	119%
PAYBACK (anos)	2015	37	30
	2021	24	19

Fonte: O AUTOR (2023).

O NPV foi calculado com base na diferença entre o valor do MWh em cada modalidade (2015, 2021, 2022 e FiT) e o LCOE da bacia Potiguar (o total e o descontando) vezes o total de energia produzida, gerando a estimativa de lucro líquido a valor presente, ajustado. O ROI é o NPV de cada modalidade dividido pelo investimento total ajustado, o que gerou o percentual de retorno sobre o valor do investimento, a valor presente. Por fim, elaborou-se o PB, calculando o número de anos necessários, para o ECv investido retornar ao caixa, com base em cada modalidade de valor de MWh.

¹¹² *Return on Investment*. É a relação entre o lucro líquido e o investimento, usado para avaliar a eficiência de um investimento ou para comparar as eficiências de vários investimentos diferentes. É calculado, dividindo o lucro obtido em um investimento, pelo custo desse investimento.

¹¹³ *PayBack*. É a quantidade de tempo que leva para atingir o ponto de equilíbrio de um investimento, quando o valor total investido retorna em fluxos de caixa.

Conforme os dados da tabela 10, aplicando o valor do MWh médio do cenário de 2015 (OLIVEIRA; ARAUJO, 2015) contra o $LCOE_{POTIGUAR}$, o projeto seria inviável, não atraindo investimentos, pois apresenta NPV e ROI negativos, bem como PB maior que a duração estimada do empreendimento (37 anos de PB contra 20 anos de empreendimento). Mesmo na simulação, considerando o $LCOE_{POTIGUARDESC}$, ainda continua com uma inviabilidade econômica, com NPV e ROI negativos e PB passando em 10 anos a duração prevista do empreendimento. Nesses cenários, os prejuízos seriam entre US\$ 52 e US\$ 92 milhões.

Nas projeções montadas para o cenário de investimento, considerando o valor do MWh igual ao leilão A-1 de 2021 da ANEEL, os resultados apontam para um NPV e ROI negativos contra o $LCOE_{POTIGUAR}$ positivo (com margem muito apertada), considerando o $LCOE_{POTIGUARDESC}$. Cabe notar que o PB de 19 anos para um ganho de 5% é bastante inferior à taxa que muitos investimentos conservadores retornam, especialmente com a escala do tempo do investimento considerada. Essa simulação possivelmente seria descartada após análises de investidores, como a relação risco e recompensa (RRR¹¹⁴). Para uma margem muito apertada, existem grandes riscos institucionais, técnicos e regulatórios, em um país onde inexistente a atividade na qual o investimento se baseia.

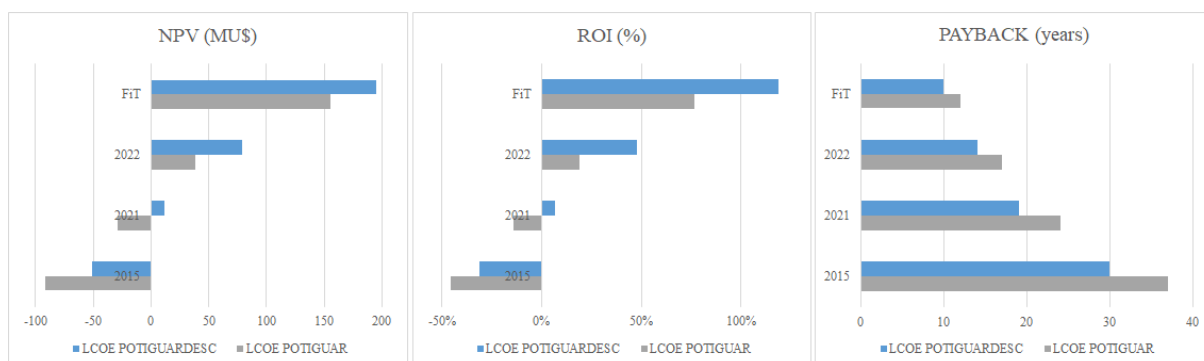
Observando as projeções com dados do cenário de 2022 (ABEEOLICA), notamos indicadores de NPV e ROI positivos e PB caindo abaixo de 20, favorecendo a atração de investimentos pela iniciativa privada. Apesar de indicadores positivos no cenário considerando o $LCOE_{POTIGUARDESC}$, este apresenta margem 48% em um investimento com prazo de retorno de 14 anos. Quando se analisa sob a perspectiva do investidor, utilizando o indicador para suporte à decisão de investimento, verifica-se que, em uma aplicação hipotética de um valor a 5% ao ano durante 20 anos, em aplicação de baixo risco e sem retirada de capital, teria um ROI de aproximadamente 160%. Os riscos associados a uma atividade tão inovadora quanto a eólica *offshore* no Brasil, como já identificado, devem ser adequadamente precificados, ainda mais acerca da interpretação das diferentes autarquias envolvidas, na obtenção de permissões necessárias, com regras tributárias em desenvolvimento e diante de uma nova regulamentação.

Por fim, no cenário com FiT a US\$ 95 / MWh o PB do projeto cai para 12 a 10 anos, reduzindo a exposição a riscos de longo prazo (os mais difíceis de detectar em uma atividade incipiente), de forma que eventuais políticas públicas voltadas ao fomento da nova atividade

¹¹⁴ *Risk Reward Ratio*, jargão do mercado de investimento, quantifica a relação entre valores potenciais perdidos caso o investimento ou a ação falhe (risco) *versus* o ganho, se tudo for como planejado (recompensa). Uma relação risco-recompensa de 1 para 3, por exemplo, significaria que, para cada dólar arriscado, há lucro ou recompensa potencial de US\$ 3. Os investidores usam índices de risco-retorno para determinar quais investimentos fazer e a viabilidade de uma iniciativa. Basicamente, é análise de risco.

industrial, a exemplo do que atualmente ocorre em outros países, podem responder à questão dos riscos e do grau de atratividade de investimento. Essas variações dos indicadores NPV, ROI e PB estão dispostas no gráfico 28.

Gráfico 28 – NPV, ROI e PB do projeto Potiguar.



Fonte: O AUTOR (2023).

O ROI e o NPV são indicadores para comparar a atratividade de investimentos, e logo possuem grande utilidade e relevância para a tomada de decisão. Uma oportunidade de ganhos a ser notada pelos associados em uma empreitada como este projeto em energia renovável seria a possibilidade de manter o empreendimento por mais tempo que o PB, de forma a ampliar os ganhos potenciais, o que a aplicação de uma política de FiT poderia permitir.

Isso incentiva a entrada de capital em infraestrutura portuária, sistemas de transmissão, conteúdo local e assinatura de grandes contratos de afretamento de embarcações e aquisição de considerável montante de equipamentos e aportes de capital na infraestrutura local. Esta seção com indicadores de viabilidade econômica foi elaborada durante a pesquisa, de forma a permitir a análise de uma das principais partes interessadas, a qual precisa estar engajada para que a indústria eólica *offshore* no Brasil possa ter um início: a iniciativa privada.

4 TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Este capítulo aborda os aspectos mais relevantes identificados nesta pesquisa acerca da transição energética, contextualizando a descarbonização dos meios produtivos pela substituição de fontes de energia pelas renováveis. Para isso, analisam-se as questões mais relevantes sobre a geopolítica dos renováveis no mar, a relação entre o meio ambiente e a transição energética, a infraestrutura para energias limpas, a economia da eólica *offshore* e o desenvolvimento normativo.

4.1 GEOPOLÍTICA

Possivelmente, o homem utiliza a energia desde o início de sua existência, devido à necessidade de manusear os elementos do meio ambiente, para executar o trabalho de obter alimento, contornar riscos naturais, se defender de ameaças, construir e manter um abrigo e, de forma genérica, para quaisquer adequações do ambiente natural às suas necessidades e vontades. Logo, é possível usar a energia corporal para executar pequenos trabalhos, como cortar madeira, transportar alimentos ou carregar uma pequena massa de um ponto a outro.

Porém, para as atividades que demandam executar grandes trabalhos, a consecução das tarefas mais pesadas precisam de fontes de energia. Mover moinhos, transportar toneladas de cargas e propelir navios e aviões são exemplos de trabalhos somente possíveis pela combinação de maquinário e energia. Em um mundo organizado em sociedades e cada vez mais populoso, a quantidade de energia necessária para atender à necessidade dos povos chega a valores muito altos. Um exemplo é a taxa de 617 EJ¹¹⁵, que representa o consumo mundial estimado de energia em 2019 (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021b).

O suprimento energético é fundamental e indispensável para o sustento do padrão de vida da sociedade global, com mais de 8 bilhões de indivíduos (UNITED NATIONS POPULATION FUND, 2024). Consequentemente, a questão energética tem prioridade na agenda dos Estados, no contexto doméstico e no plano geopolítico. Portanto, a segurança energética é uma agenda prioritária e estratégica, para a soberania e a sobrevivência.

¹¹⁵ Exa é o prefixo representando pela letra E equivalente a 10^{18} , ou 1 seguido de 18 zeros. O Joule (J) é a unidade de medida para trabalho da força, ou energia, sendo 1 Joule a energia de uma força de 1 newton, ao deslocar uma massa de 1 kg por 1 metro. Newton (N) é a unidade de força, sendo 1 N definido como a força que, ao ser aplicada a 1 kg de massa, produz uma aceleração de 1 m/s^2 .

Os mares e os oceanos têm papel essencial no desenvolvimento socioeconômico, político e cultural das sociedades, deixando de ser apenas vias para o comércio internacional ou meios para viabilizar a pesca (SANTOS *et al.*, 2022b). A crescente relevância dos mares e do oceano em termos econômicos e geopolíticos se refletem no aumento e na diversificação das publicações científicas sobre o assunto, bem como pela inserção na agenda global (SANTOS *et al.*, 2022b), na qual se nota a economia azul como impulsora da recuperação econômica após a pandemia de COVID-19, tanto pelo valor agregado, quanto pela geração de emprego, renda e tributos (SANTOS *et al.*, 2022b). Um dos segmentos mais proeminentes da economia azul é o setor energético, palco de grandes disputas geopolíticas, onde as energias renováveis são o destaque da atualidade (SANTOS *et al.*, 2022b).

4.1.1 A Segurança energética na agenda internacional

Para ilustrar a importância da questão energética, emergem alguns conflitos armados entre 1912 e 2010, descritos por autores, como “guerras por óleo” (*oil wars*), em que os hidrocarbonetos tiveram papel importante, seja como um dos fatores de motivação do conflito ou por protagonizarem o conflito. Nesta categoria de eventos, cita-se a Segunda Guerra Mundial, a invasão do Kuwait pelo Iraque (1990), a invasão do Iraque pelos EUA (2003), a Guerra entre Irã e Iraque (1980-1988), a Guerra das Malvinas (1982) e a Guerra do Chaco entre Bolívia e Paraguai (1932-1935) (MEIERDING, 2020). Assim, assume-se a hipótese de que a segurança energética é uma agenda de elevada relevância, não apenas domesticamente, mas em termos de geopolítica.

A relação entre fontes de energia, conflito armado e segurança energética pode ser observada em um dos maiores conflitos armados da atualidade: a guerra entre Rússia e Ucrânia. A redução das exportações de gás russo afeta o crescimento econômico do continente europeu e influencia fortemente os alinhamentos e as ações em função do conflito. Um eventual corte total no fornecimento de gás russo traria severas consequências para muitos países europeus, especialmente no inverno, época de maior demanda por gás russo para aquecimento residencial.

Os países mais afetados são a Hungria, a República Eslovaca e a República Tcheca, onde há o risco de escassez de 40% do consumo interno, levando a uma possível retração do Produto Interno Bruto (PIB) em até 6%. Os impactos energéticos e econômicos podem ser mitigados pela adoção de fontes alternativas de energia, redução no consumo interno e novos

acordos para suprimento de gás, considerando a disponibilidade de meios para transportar o gás a todos os pontos de consumo com a infraestrutura existente (FLANAGAN *et al.*, 2022).

Existe uma relação entre a segurança nacional e os diferentes tipos de escassez causados por desastres naturais. Dentre as ameaças, há certa predominância de questões de segurança relacionadas à escassez de energia, água e alimentos com raízes nas mudanças climáticas, as quais podem ampliar a desigualdade social dentro dos países da América Latina. O aumento das temperaturas ou do nível do mar também podem agravar inundações, terremotos, secas, tempestades, atividades vulcânicas, ameaças à agricultura, falta de recursos naturais e populações deslocadas (SANTOS *et al.*, 2022a), com impacto direto na segurança energética.

No passado recente, a segurança energética brasileira esteve no centro das atenções durante a iniciativa de mitigação por desenvolvimento de fontes alternativas quando, em função do apagão elétrico de 2001, o governo federal buscou rapidamente desenvolver opções de suprimento energético por intermédio do PROEÓLICA. Portanto, destacamos a segurança energética como tema de alta relevância no sustento do modo de vida atual, inclusive em trechos da história contemporânea do Brasil.

4.1.2 Energias renováveis no panorama internacional

No encontro entre a agenda energética internacional, a geopolítica da segurança energética e a necessidade de conservação do meio ambiente, aparece a possível solução, por meio do emprego das energias renováveis, como alternativa que conecta a redução de tensões internacionais relacionadas à segurança energética, com o alívio de pressões sobre o meio ambiente na fase produtiva. A volatilidade econômica associada ao uso de combustíveis fósseis, por diversos fatores, inclusive geopolíticos, pode ser atenuada por uma matriz energética com base em energias renováveis, o que requer uma transição energética para substituir as fontes não-renováveis (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a).

Entre as vantagens da transição energética, identifica-se o desenvolvimento econômico do setor renovável, as oportunidades de trabalho, o melhor controle de emissões de GHG, a consequente contribuição para os ODS, a descarbonização dos meios de produção (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2020), a redução de tensões internacionais relacionadas à segurança energética e dos impactos ao meio ambiente, pelo menos durante a fase de operação de usinas de geração de energia com base em fontes renováveis, como outros benefícios.

A produção dos aerogeradores de ímã permanente, adequados para a instalação em ambiente *offshore*, o que requer grandes volumes de elementos TR, como neodímio e disprósio, além de metais, como cobre, níquel, lítio e zircônio. Atualmente, esses elementos são produzidos em poucos países em quantidade capaz de suportar a demanda da transição energética a nível global. Assim, essa produção concentrada de matérias-primas acentua as relações de dependência.

O contexto se agrava pelos atuais esforços de incrementar energias renováveis nas matrizes energéticas dos países, e uma das mitigações possíveis é a exploração de regiões virgens do planeta, na busca por TR, para construir usinas eólicas *offshore* em larga escala. Como no caso do suprimento de gás russo para países europeus, a relação de dependência de itens essenciais afeta a economia, o equilíbrio das forças e as relações de poder entre as nações. Com isso, a análise de relações internacionais e do panorama geopolítico da cadeia de suprimento importam para suporte à tomada de decisão na transição energética. Verifica-se a importância desta abordagem pela parte observável da estratégia da RPC na eólica *offshore*.

Um dos principais protagonistas internacionais em energia eólicas *offshore*, a RPC, é o maior fornecedor mundial de diversos elementos, dos quais se destacam (em % da produção mundial): o alumínio (25%), o manganês (38%), o molibdênio (40%), o chumbo (50%) e, especialmente, os elementos TR (83%). Também, possuem elevada concentração da produção de matérias-primas essenciais para a eólica *offshore* em outros países: o boro, na Turquia (78%); o cobalto, na República Democrática do Congo (54%); o cobre, no Chile (28%); o aço, na Austrália (36%); e o níquel, nas Filipinas (22%) (SOMO, 2018).

A análise do planejamento estratégico das nações desenvolvidas costuma indicar a tendência de movimento de setores econômicos. A opção por investir em energia eólica *offshore* a uma taxa acima da média mundial, bem como a exploração intensa de suas grandes reservas de elementos TR, alumínio, molibdênio, manganês e chumbo indica que as linhas de suprimento da RPC para outros países tendem a se intensificar em um cenário de transição energética. Além disso, as reservas minerais podem sofrer rápida depleção; conflitos tendem a elevar a influência sobre países importadores; e a RPC pode obter vantagens em negociações sobre o comércio exterior.

Analisando as opções feitas pela RPC, nota-se a relevância da estratégia nas relações internacionais, favorecendo um cenário de dependência no tocante aos insumos para a eólica *offshore*, o que beneficia países exportadores de matéria-prima. Por outro lado, e em relação à dependência de linhas de suprimento, as nações que intencionam desenvolver o setor eólico

offshore podem, alternativamente, focar em esforços exploratórios na busca por materiais para reduzir dependências externas, resultando em possíveis ameaças aos ecossistemas. O posicionamento estratégico para desenvolver o setor eólico *offshore* é importante. Ao mesmo, o desenvolvimento sustentável equilibra conservação ambiental e crescimento econômico.

Entre os diversos materiais de interesse da eólica *offshore*, um dos mais importantes é o neodímio, um TR, cujo emprego em uma liga com ferro e boro, identificada como NdFeB, resulta no ímã permanente mais forte já descoberto. O recente desenvolvimento da energia eólica e dos carros movidos a bateria, ambos setores indústrias de uso intensivo de NdFeB, levaram o mercado global da liga à situação de escassez, com alta de preços e redução da capacidade de entrega dos projetos que dependem dessa liga.

A oferta abaixo da demanda de neodímio a partir de 2022 indica um cenário em que a escassez global estimada da liga será de 66 mil Tons anuais até 2030, e 206 mil Tons anuais até 2035 (NEW Report, 2022, [tela 3]). Parte da explicação da oferta significativamente menor que a demanda por TR está na taxa de crescimento de projetos eólicos no mundo: entre 2001 e 2010, o CAGR foi de 22% ao ano, saltando para 32% entre 2010 e 2015 e, depois, de 2015 a 2021, para 39% ao ano, quando a capacidade eólica instalada no mundo recebeu mais 93,6 GW em 2021 (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a). A ascensão da taxa de crescimento de instalação de parques eólicos não foi acompanhada pelo acréscimo da oferta de TR a nível global, o que eleva os preços do insumo.

Analisando o caso brasileiro sob a ótica de disponibilidade de materiais, considera-se a utilização de geradores de ímã permanente para a instalação de 1 HAWT de 15 MW, quando se verificou uma necessidade entre 0,9 e 2,8 Ton de neodímio para construir cada aerogerador (dependendo da adoção ou não de caixas redutoras). Extrapolando essa necessidade do neodímio para os 180 GW em projetos aguardando regulamentação, chegou-se ao montante entre 10.800 e 33.600 Tons de neodímio necessário para desenvolver a eólica *offshore* no Brasil para os projetos sob licenciamento ambiental. Assim, a demanda do Brasil está possivelmente situada entre 16% e 51% da escassez mundial de neodímio, considerando que o desenvolvimento ocorre em um ano, mas não depois de 2030.

Relevante para a geopolítica e para a economia, a sustentabilidade dos empreendimentos eólicos *offshore* reside majoritariamente no funcionamento das cadeias de suprimento, na logística de matéria-prima, no desenvolvimento tecnológico dos fabricantes de equipamentos e na infraestrutura para execução de projetos EPCI. É importante não apenas assegurar o fornecimento de matérias-primas, e o estabelecimento de uma rota segura pelas quais as cargas

possam transitar por anos, além de considerar a nacionalidade das empresas com a tecnologia de fabricação de equipamentos.

Para executar grandes projetos de instalação de usinas eólicas, a capacidade local requer considerações especiais sobre a infraestrutura aérea, rodoviária e portuária, que são fatores primordiais para a escala da atividade, bem como para a redução de custos. Nos EUA, ocorrem grandes aportes em infraestrutura portuária para suportar a atividade de instalação de parques eólicos *offshore* (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b). No caso brasileiro, essas melhorias da cadeia produtiva devem ser planejadas pela mesma motivação dos norte-americanos: sustentar o desenvolvimento da eólica *offshore*.

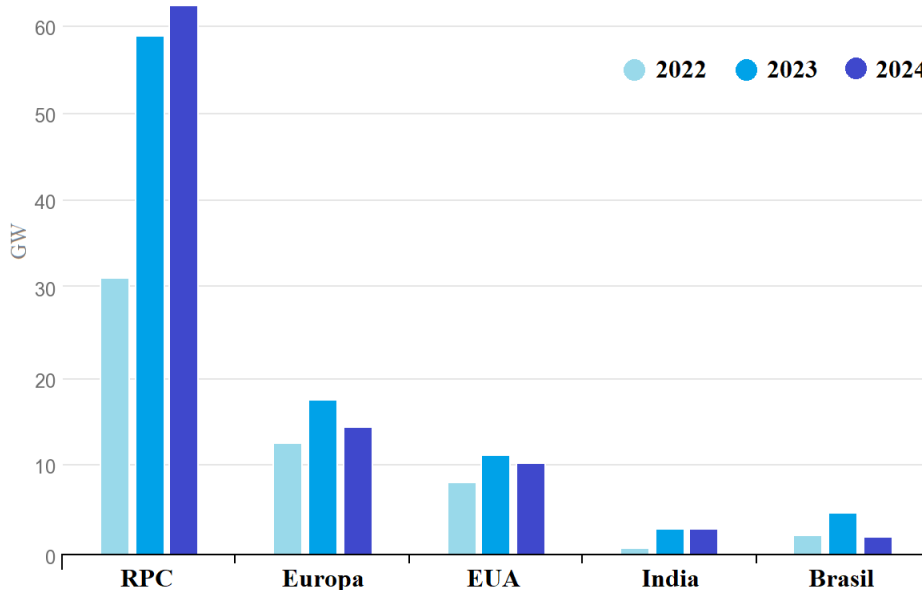
4.1.3 Geopolítica da energia eólica

Em função do planejamento e da implementação de estratégias econômicas e geopolíticas, a RPC desponta na atualidade no segmento eólico *offshore*, como destaque enquanto o país com maior capacidade instalada e maiores investimentos, junto à crescente demanda internacional por *comodities* e equipamentos vendidos por empresas chinesas. Adotando políticas conforme a agenda das Nações Unidas para conservação do meio ambiente, os ODS e a transição energética, um elevado investimento em parques eólicos no mar contribui para a meta estabelecida com pico de emissões em 2030 e neutralidade de carbono em 2060, com planos para acelerar a transição em direção às energias renováveis (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a). Há mais de uma década na vanguarda mundial de projetos eólicos *offshore*, a RPC também se destaca na cadeira de suprimento de matérias-primas, aerogeradores e sistemas de geração elétrica *offshore*.

Esse panorama fortalece a posição da RPC como uma grande potência geopolítica, militar e econômica, sendo um dos principais fundamentos da política externa o setor energético. Futuramente, o número de países alinhados com a RPC pode aumentar, pelo engajamento em fechar novas alianças por parte da RPC, razões políticas e de defesa ou, mesmo, por questões econômicas, como uma eventual dependência de financiamentos, equipamentos e fornecimento de matérias-primas. É interessante observar que a aderência à agenda das Nações Unidas para a proteção ao meio ambiente tem o apoio de muitos Estados e opinião pública na Europa e na América do Norte, sendo uma conjuntura favorável à eventual hegemonia chinesa no setor eólico *offshore* no mundo.

Em decorrência da pandemia de COVID-19, a entrega de diversos projetos eólicos na RPC atrasou, e atualmente se verificou a retomada do ritmo de crescimento do setor. Na Europa e nos EUA, restrições na cadeia de suprimento também causaram o atraso de projetos, movendo a finalização de alguns de 2022 para 2023. Na China, o volume de investimento em novos projetos eólicos é o maior do mundo, inclusive quando comparado a blocos de países desenvolvidos (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2023b). No gráfico 29, há a projeção do desenvolvimento da capacidade eólica de 2022 a 2024.

Gráfico 29 – Capacidade eólica instalada de 2022 a 2024.



Fonte: INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2023b, p. 20).

O Vietnã não possui potência econômica e política comparável às nações desenvolvidas, como EUA, RPC, Rússia e Austrália, porém recentemente obteve relevância no segmento de segurança energética internacional. O país possui a segunda maior reserva de elementos TR do mundo, estimadas em 22 milhões de toneladas, similar às reservas do Brasil e da Rússia, ambos com 21 milhões de toneladas, e atrás apenas da RPC, com 44 milhões de toneladas (UNITED STATES, 2023c). Em um momento que a demanda por tais elementos cresce no mundo, impulsionado pela escalada da produção de carros movidos a eletricidade e pelo desenvolvimento da energia eólica, as reservas do Vietnã despertam o interesse internacional, pela possibilidade de controlar os preços da *commodity* e pela possibilidade de reduzir a dependência chinesa.

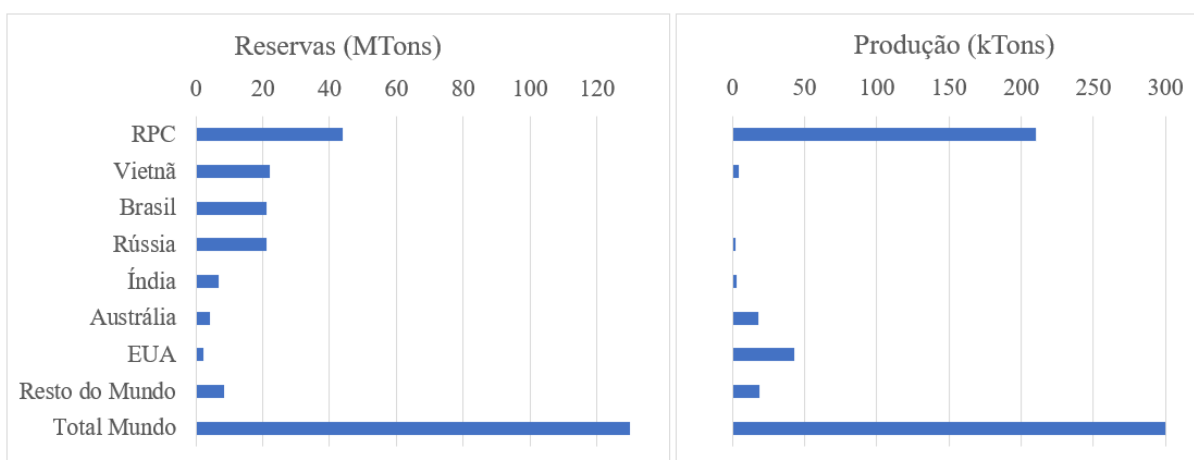
As reservas vietnamitas permaneceram inexploradas, em função das políticas de preços definidos pela RPC, objetivando proteção do quase-monopólio no mercado mundial. Em

setembro de 2023, o presidente dos EUA, Joe Biden, esteve em Hanói, para fortalecer as relações bilaterais, quando foram assinados acordos para aumentar a capacidade do Vietnã para atrair investidores para as reservas de TR, em uma ação estratégica dos EUA para conter a expansão da influência chinesa no sudeste asiático.

Sob a perspectiva do Vietnã, o estreitamento das relações com os EUA beneficia um dos grandes objetivos estratégicos: a construção de uma cadeia de suprimentos de TR, incluindo a capacidade de beneficiar a produção de ligas metálicas de elevado valor agregado, como as utilizadas na fabricação de ímãs especiais para veículos elétricos e turbinas eólicas. (GUARASCIO; VU, 2023). Em termos de segurança energética e desenvolvimento econômico do Vietnã, as energias renováveis são uma atraente alternativa, por conta das potencialidades do país: região com bom CF e AEP, extenso litoral, grande disponibilidade de TR e parcerias estratégicas com nações desenvolvidas, como Austrália, no desenvolvimento da mineração, e EUA, nos acordos de fomento industrial.

Nesse contexto, para alavancar os resultados energéticos do segmento renovável, reduzir os custos com instalações e fomentar as adequações necessárias na infraestrutura local, estabeleceu-se o PDP8, como desenvolvido no Capítulo 2 desta Tese (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b). Isso demonstrou que o país está comprometido com a agenda de desenvolvimento em direção às energias renováveis e, conseqüentemente, desenvolvendo o setor de mineração. No gráfico 30, observa-se a posição de destaque das reservas do Vietnã no panorama global de detentores de reservas e produtores de TR no mundo, atualmente.

Gráfico 30 – Exploração e reservas de TR – Mundo.



Fonte: Adaptado de UNITED STATES (2023c, p. 143).

Estimativas apontam para uma produção mundial de 300 mil toneladas de TR em 2022, o que representa um incremento de 3,5% em relação ao ano anterior. No mesmo ano, o Governo

da RPC elevou as cotas de exploração de TR para 210 mil Tons, ou 70% da extração global, habilitando possíveis políticas de influência no preço internacional da *commodity*, o que pode constituir uma vulnerabilidade para países não alinhados. Com reservas de 44 milhões de toneladas, e mantendo a exploração a uma taxa de 210 mil toneladas por ano, a exaustão das reservas levaria mais de 200 anos. No outro extremo entre reservas e produção, há os EUA, com reservas significativamente menores, no patamar de 2,3 milhões de toneladas de TR, produzindo a uma taxa de 43 mil toneladas por ano, o que pode levar ao esgotamento das reservas em pouco mais de 50 anos. Essa análise de exaustão de reservas desconsidera a eventual descoberta de novas reservas, em função de campanhas exploratórias.

Em um mundo com demanda crescente, devido à eletrificação dos transportes e ao desenvolvimento da energia eólica, o Brasil e a Rússia são os países com reservas similares de TR, estimadas em 21 milhões de toneladas, atrás somente da RPC e do Vietnã. Dessa forma, por possuírem elevada capacidade para atender à demanda por esses elementos, posicionam-se no foco estratégico da cadeia de suprimento de matérias-primas para expansão de energias renováveis.

Interessa notar as diferentes estratégias adotadas pelos países em relação à exploração de elementos TR, reservas e demanda internacional. Enquanto alguns países adquirem *comodities* no mercado internacional, poupando as próprias reservas (Brasil, Índia e Rússia), outros buscam maximizar a produção, estabelecendo linhas de suprimento, consolidando ascendência e influenciando suprimento, demanda e preço globalmente (RPC e EUA). O desenvolvimento de uma estratégia eficaz de transição energética, sustentável a longo prazo, deve considerar as alianças dos países em torno das fontes de energia e materiais raros.

A Índia, em alinhamento com a agenda ambiental internacional, estabeleceu metas de neutralidade as emissões. Para isso, assinou acordos para desenvolvimento de energias renováveis com a Dinamarca, país com o maior tempo de atuação em energia eólica *offshore*, incluindo no planejamento a instalação de 30 GW de eólica *offshore* em suporte às metas nacionais (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b).

O Brasil está geopoliticamente posicionado para ser um dos expoentes, locais ou globais, em geração eólica *offshore*, por uma série de fatores que, combinados, constituem um alinhamento otimizado. O país tem linhas de suprimento estável com a RPC, os EUA, a Europa e outras potências mundiais; possui soberania da Amazônia Azul¹¹⁶, um dos mais extensos

¹¹⁶ Com 7,4 mil km de costa, o Brasil tem, sob sua jurisdição, 3,5 milhões km² de espaço marítimo, área que apenas o Brasil pode explorar economicamente e, por conta das riquezas naturais e minerais abundantes, é chamada de Amazônia Azul (BRASIL, 2019a).

litorais do mundo; dispõe de três áreas com excelentes CF e AEP em Águas Jurisdicionais Brasileiras (AJB); detém mais de cinco décadas de experiência em desenvolvimento e execução de projetos EPCI no mar, em águas rasas e em ultra profundas; possui infraestrutura portuária capaz de receber projetos complexos; não observa conflitos relacionados a limites da Amazônia Azul, pelo distanciamento entre a fronteira da ZEE e a de países vizinhos; por fim, as enormes reservas de elementos TR que, apesar dos efeitos sobre os ecossistemas para sua exploração, são uma vantagem estratégica, por existirem e por estarem identificados.

Na atualidade, o Congresso Nacional busca regulamentar os mecanismos através dos quais os perímetros *offshore* podem ser cedidos para a iniciativa privada, por meio da aprovação do Projeto de Lei do Marco Legal da Energia do Mar – PL 576/2021. Os fundamentos para o setor eólico *offshore* estão na criação de novos postos de trabalho, no fechamento de contratos para a instalação de empresas no país, na atração de investimento externo direto, na transferência de tecnologia, no fomento ao conteúdo local e na diversificação da matriz energética (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b). Como toda oportunidade, também pode se fechar para o Brasil, de forma que é importante observar o decurso do tempo na tomada de ações por parte do Estado, para viabilizar a chance de despontar em uma das mais relevantes indústrias da atualidade, sem deixar de monitorar o que acontece no plano internacional.

Recentemente, o Japão e a Coreia do Sul entraram no panorama dos grandes desenvolvedores de energia eólica *offshore*. No caso japonês, o acidente da usina nuclear de Fukushima motivou a revisão de planos de expansão energética, e elevou os investimentos em energias renováveis na área marítima do Japão (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b). Já na perspectiva sul-coreana, estabeleceram-se metas de zerar emissões líquidas de GHG, dentro das próximas três décadas, com investimentos da ordem de US\$ 52 bilhões em renováveis. Entre 2022 e 2030, o plano de desenvolvimento de 12 GW em eólica *offshore* está em movimento, sendo 6 GW no desafiador setor de bases flutuantes, inclusive com diversos aperfeiçoamentos nos sistemas de transmissão marítimo e terrestre. Nesses países, o potencial aproveitamento de recurso eólico no mar está entre os mais elevados (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b).

4.2 MEIO AMBIENTE

A fim de ter uma perspectiva da grandeza dos efeitos das atividades de produção de energia na natureza, observa-se que todas as demais atividades humanas dependem de energia.

A partir disso, decorre a conclusão de que mitigar os efeitos danosos da produção energética traz os maiores benefícios para a natureza e, por conseguinte, para aqueles que usufruem dela. Tal é a dimensão da importância dos estudos e das iniciativas que levem à redução dos danos que a atividade antropogênica tem causado ao ambiente natural.

Um dos aspectos mais controversos da transição energética é o impacto ambiental do desenvolvimento de energias renováveis. Em uma matriz energética onde combustíveis fósseis ocupam lugar de destaque, a substituição de fontes de energia requer um imenso esforço de produção, instalação, operação e descomissionamento de projetos de energias renováveis. Paradoxalmente, o esforço de transição requer a queima de elevados volumes de combustíveis fósseis, o que ocorre ao custo de uma maior exploração de hidrocarbonetos, gerando uma relação direta entre energias renováveis e emissões de GHG.

Isso motiva o questionamento retórico: as emissões para sustento da transição energética serão compensadas pela redução das emissões futuras? Depreendemos que é importante conduzir o estudo de impactos da eólica *offshore*, com foco na correlação entre energias renováveis e emissões de GHG. Inexoravelmente, o trabalho relacionado à produção de equipamentos e infraestrutura para disponibilizar energia por fonte eólica *offshore* envolve o intenso consumo de matérias-primas e a consequente emissão de GHG.

A extração dos materiais necessários ocorre em larga escala, envolve o uso de maquinário pesado normalmente movido a diesel, instalação de bases para operacionalizar a extração, vias de escoamento, utilização de produtos químicos no processo, geração de resíduos, transporte marítimo, ferroviário, rodoviário e aéreo, bem como emissões de GHG durante a fase de extração mineral, com o consequente desmatamento, a poluição do solo, das águas e do ar. Os processos de transformação e beneficiamento das matérias-primas envolvem diversas indústrias que produzem os componentes necessários. O cobre se transforma em condutores, e são enrolados em bobinas, que são transformadas em máquinas elétricas as quais, instaladas em conjunto com outros equipamentos, formam um aerogerador.

Modernamente, os processos produtivos ocorrem em diversas partes do globo, de forma que se devem contabilizar, também, as emissões pela logística de todas as massas transportadas do garimpo para as facilidades de beneficiamento, destas para as fábricas de componentes, para as montadoras de equipamentos, quando finalmente seguem para os locais de instalação, por meio de uma malha de escoamento que utiliza caminhões, aviões, navios, trens, guindastes, dentre outros. É possível contabilizar essas emissões como indiretas, pois um navio é utilizado para transportar insumos para energias renováveis. Assim, a fabricação deste navio, o

combustível queimado e os impactos de seu eventual descarte podem ser contabilizados como o custo ambiental da transição, no todo ou em parte.

4.2.1 Captura de carbono

Além da substituição de fontes e redução das emissões, existem meios para conter a concentração de carbono na atmosfera, o que pode inclusive aliviar os impactos da transição em direção à economia de baixo carbono, estando entre os principais mecanismos o reflorestamento, o CCUS e o DAC¹¹⁷. Estas tecnologias se destacaram recentemente como alternativas para reduzir o impacto do carbono no clima e conter mudanças climáticas. CCUS e DAC encontram-se em fase de desenvolvimento, com alguns projetos em funcionamento no mundo, estando a CCUS em estágio mais avançado do que a DAC, e há bastante espaço para desenvolvimento em ambas as tecnologias.

O CCUS foi desenvolvido para emprego em instalações estacionárias, como usinas de energia, plantas de processamento de aço e instalações industriais, sendo possível instalar sistemas de CCUS em infraestrutura existente. Quanto maior a pureza do CO₂ emitido pela instalação, menor é o custo para remoção por tonelada. Meios para escoamento do CO₂ removido devem ser previstos, como tubulações, caminhões equipados com vasos de armazenamento, pois os locais de armazenamento ou uso costumam estar distantes das instalações de captura de CO₂, adicionando desafios logísticos na implementação da solução (CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE, 2021).

O DAC pode ser instalado em qualquer local, inclusive perto de fontes de eletricidade, diminuindo despesas com transmissão elétrica, ou em locais onde o CO₂ removido será utilizado ou armazenado, o que reduz os custos associados à logística de transporte. O principal emprego do CO₂ capturado é para melhorar a eficiência de produção de óleo, processo no qual o gás carbônico comprimido e reinjetado em reservatórios de petróleo eleva a produção e sequestra permanentemente o CO₂ reinjetado ao mesmo tempo (CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE, 2021).

Em tese, as tecnologias de captura de carbono podem habilitar a continuidade da queima de combustíveis fósseis, pois funcionam como mitigação pós-emissões de GHG, um dos principais efeitos negativos da queima de hidrocarbonetos. A abordagem em favor dos

¹¹⁷ *Direct Air Capture* ou Captura Direta do Ar são as tecnologias que objetivam remover CO₂ da atmosfera, mesmo que tenha sido liberado há muitos anos. Em várias abordagens tecnológicas, o ar é forçado sobre um produto químico que pode sequestrar CO₂ (CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE, 2021).

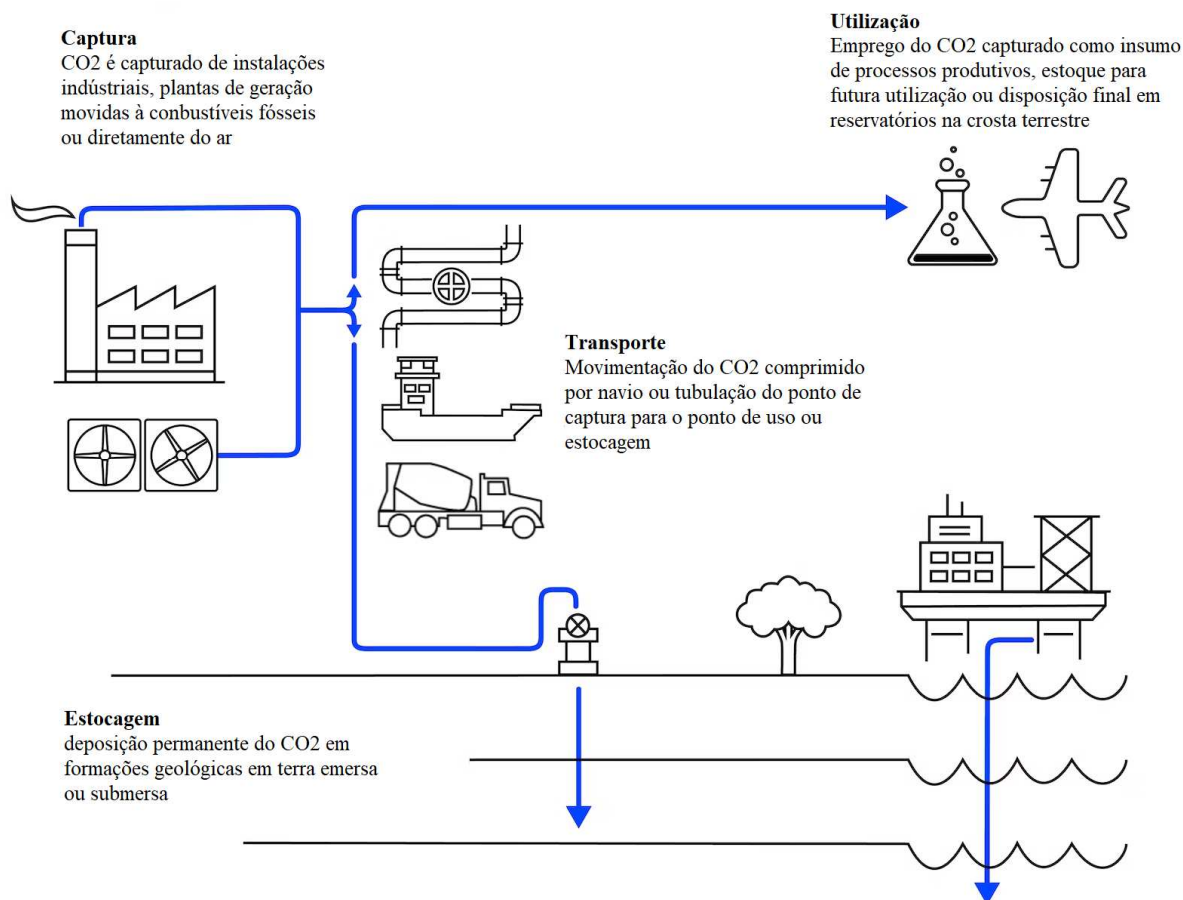
combustíveis fósseis avalia a vantagem operacional e em termos de eficiência energética, acima das demais alternativas, desconsiderando a questão da finitude desta fonte de energia. A CCUS poderia permitir o uso contínuo de combustíveis fósseis em diversos setores, com emissões de CO₂ mais baixas do que atualmente praticado. A CCUS também é um facilitador da produção de hidrogênio de baixo carbono a um custo reduzido, o que pode apoiar a descarbonização de outras partes do sistema energético, como indústria, caminhões e navios (CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE, 2021).

O DAC, também conhecido como tecnologia de emissões negativas, é uma alternativa para reduzir as emissões em atividades nas quais é difícil substituir os hidrocarbonetos, quando fontes de energia limpa não podem ser utilizadas e onde o uso de tecnologias CCUS não são apropriadas. No cenário de elevado grau de evolução da eficiência da tecnologia DAC, poderia, eventualmente, retornar as concentrações de CO₂ atmosférico aos níveis desejados, mesmo que as iniciativas de redução de emissões não consigam, sozinhas, reverter a curva de crescimento da concentração de CO₂ na atmosfera. Estudos apontam que o DAC e as alternativas de captura de carbono, como o reflorestamento, precisam ser implementados em escala global, para atingir as metas climáticas (CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE, 2021).

Esta regeneração natural ocorre em grande monta, através do processo de fotossíntese¹¹⁸ nas florestas, quando a natureza desempenha um papel fundamental na estabilidade do clima. Existe consenso de que os processos naturais são um dos principais mecanismos pelos quais as concentrações de CO₂ e as mudanças climáticas são acomodadas a níveis adequados à vida.

A conservação florestal é fundamental para mitigar os efeitos climáticos das emissões de CO₂. Estudos recentes concluíram que as taxas de captura de carbono da atmosfera por florestas naturais são superiores do que as florestas com origem em plantio ativo de árvores. A interferência humana nos ecossistemas não costuma gerar resultados melhores que a natureza (HARRIS *et al.*, 2020). A figura 27 identifica um fluxo simplificado de captura de CO₂, por CCUS ou DAC.

¹¹⁸ Fenômeno que ocorre em organismos autotróficos fotossintetizantes, os quais transformam a energia solar em energia química, produzindo compostos orgânicos como carboidratos e açúcares a partir do CO₂ e da água.

Figura 27 – Fluxo de captura de CO₂.

Fonte: INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2023a [tela 3]).

4.2.2 Produção de energia

Os efeitos da atividade humana sobre a natureza têm dimensão geopolítica, pois as ações podem afetar o meio ambiente e, conseqüentemente, as demais partes, gerando reações e diversos desdobramentos. A busca, a produção, a transferência, a comercialização e a disponibilização de recursos energéticos exercem pressões sobre o meio ambiente, sendo um exemplo as campanhas de prospecção de combustíveis, o desmatamento para acesso aos recursos energéticos e a mineração, em que o conseqüente manejo de terras, a geração de resíduos e as emissões de GHG estão entre as maiores ameaças ao meio ambiente na atualidade.

Como é necessário o uso de energia para produção de mais energia, este ciclo inescapável, aliado a uma crescente demanda pelo avanço tecnológico e pelo crescimento populacional, resulta em ganhos de escala dos efeitos da obtenção de energia sobre a natureza.

O considerável consumo de recursos naturais para a produção de energia leva aos efeitos sobre o meio ambiente. Além de ser uma atividade intensa na utilização de recursos naturais, com elevados riscos de processo, bem como envolvendo interesses comerciais, a questão da segurança operacional por vezes é deixada em segundo plano, resultando em catástrofes ambientais.

No contexto entre os maiores efeitos causados pela atividade antropogênica, estão os desastres ecológicos, que, dependendo da dimensão e dos efeitos, podem assumir relevância internacional. Numerosos eventos históricos ocorreram, e o setor energético afetou vários ecossistemas, por ocasião de acidentes de processo. Isso motivou a elaboração e a assinatura de tratados internacionais para bloqueio das causas de acidentes, em que diversas iniciativas foram coordenadas internacionalmente, um número de estudos científicos e lições aprendidas com incidentes de grandes proporções, como os casos abordados: Brumadinho (2019) e Mariana (2015), bem como outros como: Santa Barbara (1969), Kielland (1980), Ocean Ranger (1982), Enchova (1984), Chernobyl (1986), Piper Alpha (1988), Exxon Valdez (1989), Brent Spar (1991), P-36 (2001), Prestige (2002), Deepwater Horizon (2010), Fukushima (2011), Amuay (2012), entre outros em facilidades de geração de energia.

No tocante à indústria de energias renováveis, especificamente a eólica para produção de eletricidade, não se observaram menções a conflitos armados diretos entre nações ou grandes desastres ecológicos com alguma relação com o desenvolvimento dessa fonte. Logo, assumiu-se que isso se deva, em parte, à característica renovável, com disponibilidade do recurso em todos os países e de aproveitamento simples. A ausência da ocorrência de acidentes de grandes proporções, envolvendo perdas de numerosas vidas ou uma catástrofe ambiental, de certa forma se relaciona a esses empreendimentos que muitas unidades dispersas em uma área, reduzindo o risco de colapso de um empreendimento inteiro.

Cabe enfatizar que a evolução da segurança de processo contribuiu para as novas empreitadas energéticas antropogênicas, pelo desenvolvimento do marco regulatório internacional ou pela adoção de gerenciamento de riscos em projetos. As pressões sobre o meio ambiente para instalação de novos projetos como a eólica *offshore* são semelhantes às demais energias, em relação à utilização intensa de recursos naturais, especialmente minerais.

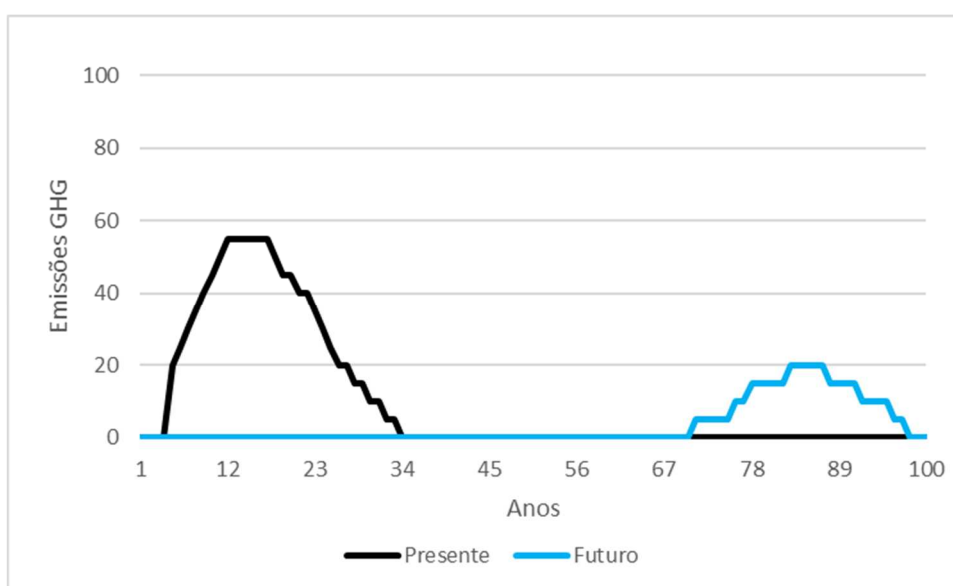
Durante a fase de operação de uma usina eólica, as emissões de GHG associadas ao empreendimento são minimizadas. Justamente por esse aspecto, as energias renováveis são percebidas como limpas pela sociedade, porém nota-se o impacto ao meio ambiente em três momentos principais: na fabricação dos componentes, incluindo os processos de obtenção de

matéria-prima; na instalação do empreendimento, quando a necessidade de obter materiais resulta na exploração de novas regiões do planeta e intensas emissões de GHG pela queima de combustíveis fósseis; e no descomissionamento do empreendimento, quando novas emissões são necessárias para desmonte e destinação final.

Portanto, identificam-se três alternativas para reduzir as emissões que poderiam ser implementadas, sem maiores necessidades de investimentos, considerando o êxito das políticas de transição energética: mover as emissões diretas para o futuro, absorver as emissões indiretas em esforços alternativos e políticas de aderência à RE. Ao projetar um futuro em que os esforços de descarbonização resultaram em uma matriz energética mais limpa, ancorada em energias renováveis e com uma menor taxa de emissão de GHG por unidade de trabalho útil, verifica-se que a estratégia de postergação das atividades de intensa emissão de GHG resulta em emissões líquidas menores na atmosfera ao longo do tempo. Logo, na atualidade, tais atividades resultariam em uma maior emissão de CO₂ na atmosfera.

Nessa categoria, encaixam-se apenas as atividades que podem ser postergadas. Este é um dos argumentos que sustenta a proposta de conversão de campos de O&G marítimo em facilidades de geração de energia por fonte eólica, postergando o descomissionamento da infraestrutura para o futuro, e ressignifica o uso da infraestrutura e dos espaços marítimos. O gráfico 31 ilustra uma estratégia de postergação de emissões para um projeto executado na atualidade e no futuro parcialmente descarbonizado.

Gráfico 31 – Estratégia de postergação de emissões.



Fonte: O AUTOR (2024).

Considerando as emissões indiretas¹¹⁹ como aquelas que existem unicamente em função desta atividade fim, mas não diretamente relacionadas à sua execução, depreende-se que a opção pela estratégia de postergação de atividades habilita o emprego dos esforços que geram emissões indiretas em outras aplicações no presente, incluindo os esforços de transição energética. Um risco dessa prática seria o acúmulo descontrolado de projetos para execução futura, o que pode gerar um grande problema ecológico, com reflexos na economia e na geopolítica. Diversas iniciativas da atualidade podem resultar em menos emissões para uma mesma execução no futuro: A CCUS, o desenvolvimento do hidrogênio como combustível, a energia eólica, entre outras. Logo, o redirecionamento das emissões indiretas para a transição energética representa um esforço adicional na materialização de um futuro em que renováveis ocupam bem mais espaço nas matrizes energéticas, em benefício do meio ambiente.

Como RE representa a energia para a produção de novos materiais que substituem os materiais existentes, a presença de incentivos, políticas públicas ou campanhas para minimizar o emprego de RE em projetos da atualidade resulta na redução de pressões ao meio ambiente. Para compreender melhor os benefícios de minimizar o uso de RE, considera-se que, para viabilizar projetos de energia, alguns materiais são retirados da natureza, beneficiados e transformados em componentes finais, quando então são montados em equipamentos completos que, instalados, podem gerar energia por alguns anos.

Em todas essas fases, existem pressões sobre o meio ambiente e gasto de energia. Ao final do ciclo de vida de um projeto, alguns materiais podem ser aproveitados, evitando o ciclo da remoção de matéria-prima até o projeto instalado. A energia gasta para substituir um material existente pode ser minimizada, por meio do reaproveitamento, com ou sem novo beneficiamento. Certamente, existe custo associado à minimização da RE, esforços de engenharia, adaptações indesejadas de projetos e outros efeitos. Porém, antes de optar pela solução mais simples, pode ser uma boa prática em projetos de energia, e de uma forma geral, repensar o dano ao meio ambiente de fabricar novamente materiais existentes, bem como o gasto energético associado. Diante disso, o Estado pode desenvolver políticas de incentivo à minimização de RE.

Com base no cenário realista em que a demanda energética cresce junto com a população, é razoável propor que, em decorrência do final do ciclo de vida de um

¹¹⁹ Exemplificando o conceito, considera-se um navio com vida útil de 20 anos o qual trabalhou por 1 ano na instalação de um projeto eólico *offshore*. Dessa forma, 1/20 avos das emissões para construir e para descomissionar o navio existiram em função do projeto em questão, podendo ser contabilizadas como emissões indiretas do projeto, mesmo correndo muitos anos antes ou depois do projeto em si.

empreendimento de geração de energia, um novo deve surgir para sustentar a demanda. É certo que diferentes formas de energia são utilizadas para diferentes fins, de maneira que a eletricidade é usada geralmente para iluminação, os hidrocarbonetos para transporte e a lenha para aquecimento.

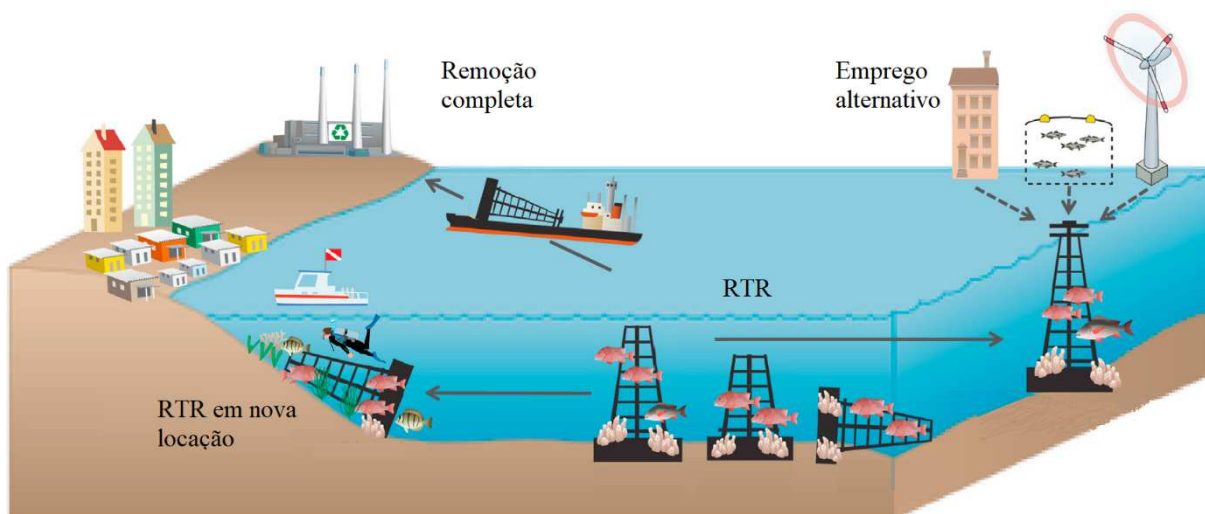
Porém, com a constante evolução tecnológica, tornou-se realidade a possibilidade de alternar as fontes de energia entre diferentes fins, como atualmente ocorre com os automóveis, antes movidos a diesel, agora podem ser “reabastecidos” em uma tomada elétrica. Nesse contexto, o fim do suprimento energético pelo término da produção de campos de O&G pode ser compensado, de certa forma, pela instalação de empreendimentos de energia renovável, o que sustenta a tese do reuso de infraestrutura de O&G para geração renovável.

Outro aspecto ambiental a ser considerado são os efeitos da operação de instalação ou descomissionamento de infraestrutura marítima, como tubulações, poços, pontos de ancoragem, equipamentos submarinos de produção, bases de plataformas, pilares para eólica *offshore*, cabos submarinos de transmissão, bases para subestações marítimas, rede coletora, entre outros. A instalação e a remoção perturbam o ecossistema marinho, podendo causar perdas de flora, fauna e danos ecológicos na área do empreendimento (SOMMER *et al.*, 2019).

Apesar da eliminação de biomassa local, configuram perturbações ao meio ambiente marinho os sedimentos oriundos da perfuração, a navegação intensa na região durante a fase de instalação, a possível propagação não intencional de espécies não autóctones e os processos associados à operação. Em favor da conservação ambiental, o reuso de áreas e instalações tem o benefício de reduzir o número de operações marítimas e, possivelmente, os custos de instalação e remoção, com estratégias, como deixar as estruturas no local, RTR¹²⁰ ou reuso. Na figura 28, o argumento de Sommer *et al.* está ilustrado, assim como algumas opções para minimizar perturbação ao ecossistema marinho.

¹²⁰ *Rig-to-Reefs* é a prática de converter plataformas offshore de petróleo e gás desativadas em recifes artificiais.

Figura 28 – Reuso de instalações marítimas.



Fonte: SOMMER *et al.* (2019, p. 975).

4.3 INFRAESTRUTURA

Então, passa-se para a análise dos aspectos relacionados à infraestrutura tanto para reuso de instalações para emprego em energias renováveis, quanto para o desenvolvimento da eólica *offshore*, pois são iniciativas complementares. Aspectos relacionados à infraestrutura de projetos são caracterizados pela grande interface entre o Estado e a iniciativa privada em processos envolvendo grandes obras, facilidades logísticas, portos, canais navegáveis, licenciamento ambiental, outorga, auditorias, desenvolvimento regulatório, decisões discricionárias, tributação, importações, ciência, tecnologia e outros aspectos.

O Poder Público e a iniciativa privada trabalham em conjunto para viabilizar grandes projetos energéticos. Tradicionalmente, as corporações têm a capacidade de captar financiamento, possuem estrutura especializada, capacidade técnica e experiência em grandes projetos, sendo as condições imprescindíveis para obras de engenharia relacionadas à infraestrutura. Por sua vez, o Estado detém as reservas minerais, o solo, os recursos naturais, o poder regulatório, o interesse em desenvolvimento socioeconômico, a necessidade de arrecadação de impostos e de prover segurança energética. Assim, grandes projetos exigem a confluência de ações, entre Estado e indústria, e por diversas outras partes interessadas. O investimento em infraestrutura é um dos setores aonde o encontro de interesses é mais evidente, especialmente em função de aspectos financeiros, estratégicos e mesmo socioeconômicos.

O encontro de interesses se estende por aspectos logísticos e regulatórios, como o provisionamento das vias de tráfego, portos, aeroportos, concessão de áreas em terra e na ZEE, que são atribuições de Estado, que investe a fim do desenvolvimento. A implementação do projeto, os riscos associados, a manutenção pelo período operacional e o descomissionamento são do escopo da iniciativa privada. O desenvolvimento da eólica *offshore* é um dos eventos da era moderna que mais demanda interação e entendimentos entre Estados e iniciativa privada, pois trata-se de setor crítico para a segurança energética, modifica a matriz energética, ocupa grandes áreas, gera relações de dependência, necessita de ambiente com segurança jurídica, dura muitos anos e influência na economia regional. Logo, foram analisados os principais aspectos relacionados à infraestrutura da transição energética em direção às energias renováveis no mar em três dimensões: marinho, elétrico e portuário.

4.4 MARINHO

No Brasil, a instalação de infraestrutura no meio marinho envolve um processo longo e complexo para obter todas as permissões e as licenças necessárias, e as mais importantes são as relacionadas ao cumprimento de requisitos acerca do meio ambiente e dos recursos naturais. Tal processo existe para limitar impactos ambientais, assegurar que incidentes sobre a poluição não ocorram, garantir a conformidade com todos os requisitos regulatórios nacionais e internacionais (aplicáveis) e, modernamente, viabilizar o descomissionamento eficaz. No Brasil, este processo é conhecido como licenciamento ambiental.

4.4.1 Licenciamento ambiental

Podem-se exigir uma série de permissões, dependendo do enquadramento do projeto (licenças do tipo prévia, de instalação, de operação, de licenciamento, de alteração, ambiental simplificada, única e discricionária), com base também em estudos e evidências entregues pelo pleiteante à área a ser utilizada no empreendimento. O funcionamento de um projeto de exploração de O&G *offshore* indica que todos os requisitos ambientais foram atendidos. Um sistema de auditoria e verificação permanente de conformidade funciona durante todo o projeto. O processo de obtenção de licenciamento, permissões e auditorias são custosos, em termos financeiros, de tempo e recursos de uma organização.

O Termo de Referência Padrão (TRP), normatizando o desenvolvimento de estudos de impacto ambiental, foi lançado pelo IBAMA, em 2020, em atenção aos desdobramentos internacionais do setor eólico *offshore* e em função da iminente entrada do Brasil no segmento da indústria energética. Para permitir a submissão de processos de licenciamento para a tipologia de complexos eólicos *offshore* e reduzir a insegurança jurídica, o TRP confere agilidade e confiabilidade ao processo de licenciamento ambiental, diminuindo a discricionariedade inerente aos processos de natureza não tipificada, e beneficiando a proteção ao meio ambiente e a atratividade de investidores.

A iniciativa gerou resultados de tal forma, que atualmente se observam 74 submissões de licenciamento ambiental para projetos eólicos *offshore* na costa brasileira (INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS, 2023a), todos em regiões com AWS e AEP elevados, mesmo com a regulamentação do segmento em tramitação no congresso e sem garantia da obtenção de outorga da União para instalação de complexos eólicos *offshore*. Esta ação da iniciativa privada pode ser interpretada como o aproveitamento da existência do processo estabelecido por meio do TRP para adiantar os prazos de licenciamento ambiental, os quais costumam impor significativa restrição de tempo a projetos de O&G no mar, bem como estratégia corporativa, aproveitando uma eventual opção brasileira por alguma variação do sistema FCFS, no qual os primeiros a submeterem projetos têm a preferência pelos perímetros pretendidos por mais de um operador.

Uma vantagem notável do reuso de infraestrutura e espaços está na possível economia de tempo e custos, pois o licenciamento da instalação e do funcionamento de um projeto de O&G cumpriu os requisitos estabelecidos e entregou os estudos de impacto do bioma existente no meio marinho. Isso manteve válida a licença durante todo o seu ciclo de vida, gerando significativa documentação e conhecimento dos impactos e do ecossistema afetado. É razoável estabelecer que um empreendimento eólico no mar pode conter requisitos diferentes, e até adicionais, em relação aos de O&G. Porém, os estudos entregues, o relacionamento com o órgão ambiental e o conhecimento prévio detalhado da região favorecem novos empreendimentos dentro dos mesmos limites geográficos.

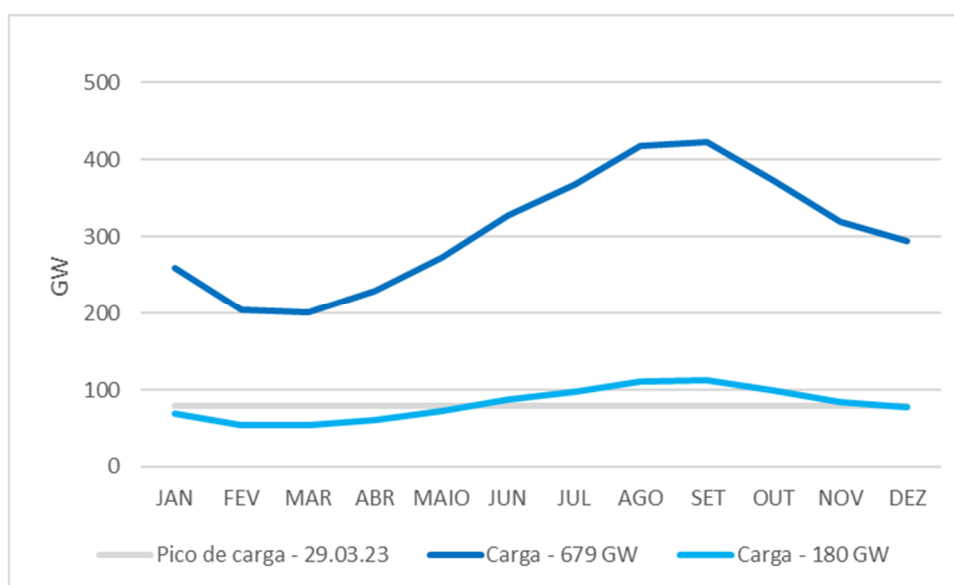
Dados de estudos sobre impactos ambientais no solo, no meio marinho, nas rotas de tubulações ou de cabos submarinos, impactos de ruído e de emissões são imprescindíveis para o licenciamento ambiental, o qual atualmente incorpora mecanismos de geoprocessamento para especificação e administração das áreas licenciadas, dispondo de programa online para

solicitações de licença, tramitação de documentos e rastreamento dos processos em análise, o que viabiliza o acesso a estudos ambientais, entre outros.

4.4.2 Desenvolvimento da infraestrutura no mar

Três regiões do litoral brasileiro possuem viabilidade para instalar projetos eólicos: a margem equatorial, o norte fluminense e o sul do país. O potencial eólico dessas regiões foi estimado em 679 GW (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020) e, atualmente, existem em torno de 180 GW em processos de licenciamento ambiental (INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS, 2023a). Colocando em perspectiva o potencial eólico nacional para melhor compreensão da magnitude do segmento, compara-se com a atual carga do sistema integrado, ou seja, todo o consumo elétrico do país. Utilizando os dados de CF médio dos últimos 5 anos e aplicando fator ao potencial eólico, aos projetos em análise do IBAMA para licenciamento ambiental, e considerando o pico de carga do dia 29 de março de 2023, surge o gráfico 32, com a comparação entre a carga máxima observada, e as projeções de desenvolvimento da capacidade em licenciamento e a capacidade máxima estimada *offshore*.

Gráfico 32 – Perspectiva do potencial eólico *offshore* – Brasil.



Fonte: Adaptado de INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS (2023a); OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (2023a); EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020).

O desenvolvimento da capacidade em processo de licenciamento permitiria, praticamente, substituir as demais fontes de eletricidade no país, considerando o consumo à carga máxima do dia de referência. Já o desenvolvimento da capacidade máxima habilita a autossuficiência elétrica do país com grande folga, substituindo as capacidades instaladas de fonte hidroelétrica.

A tabela 11 mostra a capacidade elétrica instalada no país em junho de 2024, assim como a projeção para dezembro de 2028 pelo ONS, aproximada e em GW, o que demonstra a magnitude das capacidades adicionadas ao SIN¹²¹ pelas projeções de desenvolvimento da eólica *offshore*, 180 GW (projetos) e 679 GW (potencial), considerando que a geração não pode ser analisada sem olhar a distribuição elétrica, abordada na seção sobre infraestrutura elétrica.

Tabela 11 – Capacidade elétrica instalada 2024 a 2028 – Brasil.

	Hidráulica	Térmica (gás)	Térmica (óleo)	Térmica (carvão)	Micro geração	Bio massa	Solar	Nuclear	Eólica	Total
2024	108	17	3	3	30	16	13	2	31	223
2028	109	21	4	3	41	17	23	2	35	255

Fonte: Adaptado de OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (2024c).

Conhecendo a ordem de grandeza dos projetos eólicos *offshore*, e o fato de que o financiamento de um projeto é pago pelo atendimento a uma demanda, cabe analisar para onde iria o excesso e a produção elétrica em um cenário com robusta produção elétrica no mar, junto a uma capacidade instalada adequada ao atendimento da demanda nacional. Em uma articulação desse cenário, o crescimento da geração nacional, apontado pela tabela 11, projetado em aproximadamente 10% entre 2023 e 2027, e o potencial eólico offshore tem a capacidade de exceder consideravelmente a demanda projetada.

Essa confluência de fatores abre oportunidades para empregar a capacidade de geração elétrica no mar, entre os quais se destacam os usos promissores, conforme a figura 28, como na produção de água potável, Hidrogênio Verde¹²² e/ou SNG, este último em associação à reservatórios de O&G depletados, facilidades de CCUS ou DAC. Outra estratégia coerente com o cenário de grande capacidade elétrica instalada no mar pode incluir a opção de desativar usinas termoeletricas, nucleares e, mesmo, em um movimento mais ousado, a desativação de

¹²¹ Sistema Interligado Nacional é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2024d).

¹²² Refere-se ao hidrogênio obtido pela eletrólise da água, utilizando fontes renováveis de energia, sem a emissão intensa de GHG na fase de produção.

hidrelétricas, com o conseqüente retorno de áreas alagadas ao estado natural, após algum tempo. As possibilidades são múltiplas.

4.4.3 Sistemas de transmissão

Projetos de desenvolvimento de energias renováveis no mar ocorrem em conexão com os produtos e a sua forma de escoamento. O Capítulo 2 abordou extensivamente a hipótese de geração elétrica e a dinâmica, envolvendo os sistemas de transmissão, que consomem uma parte considerável dos recursos financeiros em um projeto eólico *offshore*, dependendo da distância da costa. No desenvolvimento da infraestrutura elétrica no mar, o Estado deve considerar o desenvolvimento dos sistemas de transmissão, bem como as projeções de crescimento da economia azul, de forma a atrair investimentos para os perímetros mais distantes da costa, viabilizando novos projetos e incrementando a escala dos investimentos.

Essa sistemática do planejamento estratégico de Estado no desenvolvimento de infraestrutura marinha não é nova, pois ocorre nas decisões de descomissionamento de infraestrutura de O&G, em função do aprendizado com a experiência de UK no segmento, e no descomissionamento de antigas usinas eólicas *offshore* em países desenvolvidos. Para isso, revisitaram-se exemplos da importância de considerar a estratégia aplicada à infraestrutura *offshore*, em prol de desenvolver um novo segmento energético, especialmente no Brasil.

O país com o mais antigo empreendimento eólico *offshore*, a Dinamarca, tem importantes lições para nações que iniciam o segmento eólico *offshore*, uma das quais diz respeito à manutenção do cabeamento submarino para fomento de futuras usinas eólicas no Mar do Norte (MN), com o final da usina eólica de Vindeby. Isso porque um acordo entre o operador do campo e o Estado permitiu a manutenção do sistema de transmissão, ligando a antiga locação do empreendimento à subestação em terra, o que pode viabilizar empreendimentos futuros, com a mesma infraestrutura de transmissão existente (OFFSHORE WIND, 2016).

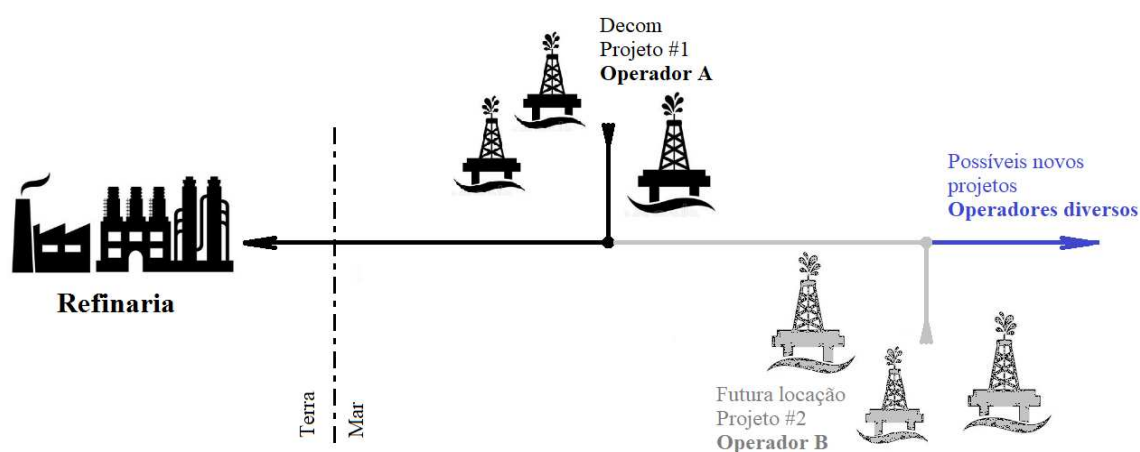
Em outra importante lição, os operadores de campos de O&G marítimos definem as estratégias de exploração e descomissionamento, observando os melhores resultados para suas corporações, e não necessariamente o melhor para futuras campanhas, possivelmente de outros operadores. Logo, como as decisões sobre o desenvolvimento e o Decom da infraestrutura de um cessionário podem não considerar oportunidades futuras, é razoável deduzir que pode levar ao descomissionamento prematuro de infraestrutura crítica, inviabilizando futuros projetos de O&G (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS,

2022). Logo, a aprovação do Estado, acerca do descomissionamento de infraestrutura, salvaguarda o desenvolvimento de futuras campanhas de extração de O&G, como parte de uma estratégia geral de desenvolvimento da economia azul.

A possibilidade do descomissionamento prematuro de infraestrutura crítica mostra a importância de um planejamento estratégico na questão da expansão industrial. Na transição energética, é o cenário mais provável a coexistência de projetos de O&G e eólica *offshore* no mar durante muitos anos, gerando possíveis interferências, positivas ou negativas, entre os empreendimentos, como sistemas de transmissão, ancoragem de FPSOs, tubulações, redes coletoras, equipamentos submarinos, rotas de navegação, entre outros.

Na figura 29, está o descomissionamento prematuro de infraestrutura crítica: o projeto #1, em fase de Decom, possui linhas de exportação¹²³ da produção para o continente. Na eventual existência de um projeto #2, a hipótese do reuso de parte do sistema de exportação original do sistema #1 incentiva os investidores, acelera o início da produção, reduz o tempo de processos de licenciamento ambiental, a complexidade do projeto e os custos de desenvolvimento do campo. Futuros projetos são habilitados, utilizando partes de uma malha de exportação existente. Em um projeto real, têm alta relevância considerações sobre o dimensionamento do sistema, materiais constituintes e manutenção do sistema de exportação.

Figura 29 – Descomissionamento prematuro.



Fonte: O AUTOR (2023).

A disponibilidade da infraestrutura somente é possível pelo emprego de uma estratégia centralizada, que assegure uma análise de condicionantes, antes de permitir o

¹²³ São as tubulações que transferem a produção de um campo *offshore* para o continente. Possuem função análoga aos sistemas de transmissão no setor elétrico: transportar a produção do local de produção ao local de consumo.

descomissionamento de infraestrutura crítica. É possível equiparar a infraestrutura marítima a uma rodovia: quando bem dimensionada, permite expansão futura, interligação e absorve incremento de demanda. Da mesma forma que cidades nascem no entorno de uma rodovia, projetos podem ser viáveis pela possibilidade de reuso de infraestrutura no mar.

Alguns países licitam e emitem outorgas separadamente para a produção, a transmissão e a distribuição de energia. É possível analisar esta prática por diversas óticas, como feito a seguir, com foco em especialização, estratégia e riscos. Sob o ponto de vista de especialização, as empresas do setor costumam se estruturar em nichos específicos, como geração, transmissão ou distribuição.

Assim, a separação em diferentes processos por área específica tem a vantagem do incremento da concorrência pela entrada de mais empresas nos certames, potencialmente reduzindo os valores por MWh. Para viabilizar tal modo de contratação, no entanto, algumas providências são necessárias, como: prazos estabelecidos em contratos devem ser alinhados entre diferentes licitações e partes interessadas; especificações técnicas bem elaboradas devem ser desenvolvidas, como forma de evitar problemas de interface; atenção especial para as interferências na execução de diferentes contratos, como mitigação de conflitos entre diferentes operadores, pois todos operam para viabilizar a entrega do mesmo sistema, utilizando possivelmente os mesmos portos e as mesmas embarcações; e adoção de estratégia de execução entre diferentes cessionários, para evitar a concorrência interna entre diferentes projetos, pois devem utilizar os mesmos recursos.

Essa modalidade de separação por especialidades também permite ao Estado gerenciar a concessão de outorgas, em alinhamento com uma estratégia central para os sistemas de transmissão, em vez de permitir instalações em atendimento a um único projeto. Assim, pode ser parte de uma estratégia de desenvolvimento de regional, na qual licitações ou leilões de concessões podem ser lançados ao mercado em partes, prevendo as expansões alinhadas com a estratégia desenvolvimentista. Considerações sobre a vida útil dos sistemas de transmissão podem favorecer um planejamento estratégico de longo prazo, já que as turbinas, dotadas de elementos móveis que sofrem desgaste com o tempo, podem ter vida útil menor do que o sistema de transmissão, composto por cabos, revestimentos, transformadores e bases de sustentação, em sua maioria peças fixas.

Abordando os riscos, a modalidade de separação entre geração e transmissão transfere alguns riscos para o Estado, pois deve se responsabilizar por prover os sistemas de transmissão, quando a geração estiver pronta para começar e vice-versa, sob pena de ter que honrar

pagamentos sem a entrega do produto. Algumas mitigações de riscos são os seguros, que encarecem os projetos, mas mitigam riscos de falha na entrega de um dos cessionários; a previsão de multas compensatórias e moratórias nos contratos de cessão por atrasos na entrega de etapas concluídas, compensando os prejuízos pelos atrasos causados por uma das partes; e equipes de acompanhamento dos projetos, fazendo a gestão dos contratos e tomando medidas de ajuste para maximizar o retorno ao Estado. Os riscos assumidos pelo Estado podem ser, de certa forma, compensados pelo incremento de concorrência em processos licitatórios e pelos possíveis menores custos do MWh gerado, ou transmitido, pois os cessionários correm riscos menores dentro de suas especialidades.

Ainda sobre a opção de licitar sistemas de transmissão separadamente da geração elétrica, em alinhamento com uma estratégia geral de desenvolvimento de renováveis no mar: diferente do setor de O&G, no qual descobertas de reservatórios podem ocorrer em locais inesperados, o recurso eólico pode ser conhecido na Amazônia Azul com um nível de precisão adequado, habilitando o mapeamento dos perímetros com maior viabilidade técnica, AWS e AEP. Os sistemas de transmissão podem ser dimensionados para construção em etapas, mas considerando o desenvolvimento de toda a região de interesse para a eólica *offshore*. Com base no princípio de expansão orientada alguns princípios podem ser formulados:

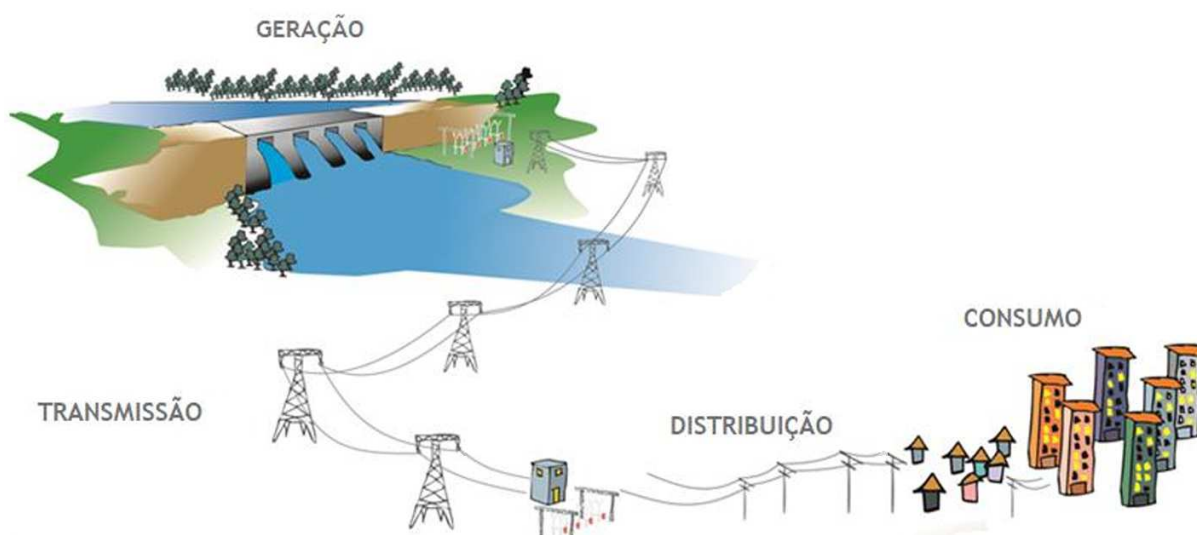
- a) os pontos de conexão para expansão do sistema podem ser previstos;
- b) a bitola do sistema de transmissão, em diferentes trechos, deve considerar a transmissão de maior capacidade no futuro;
- c) a rota dos trechos principais pode ser escolhida, considerando não apenas os primeiros projetos, mas otimizada para as licitações de perímetros marítimos mais distantes;
- d) os perímetros a serem ofertados ao mercado podem ser traçados dentro de um plano geral, estruturado para aproveitamento máximo do potencial energético das regiões escolhidas;
- e) os pontos de conexão com a rede de distribuição em terra podem ser dimensionados, com base na sucessiva instalação de novos campos; e
- f) o tipo de transmissão pode ser determinado conforme os futuros desdobramentos do plano de expansão da atividade (CA ou CC).

Os benefícios do planejamento e da elaboração de uma estratégia nacional para implementação da eólica *offshore* são muitos, e o princípio da expansão ordenada é uma alternativa favorável à economia azul.

4.5 ELÉTRICO

As matrizes baseadas em eletricidade podem ser formadas por sistemas de geração, transmissão, distribuição e consumidores de eletricidade. Na figura 30, estão os quatro principais elementos de uma matriz elétrica, onde há a geração com origem hidroelétrica, podendo também ser nuclear, termoelétrica, eólica, solar ou outras.

Figura 30 – Geração, transmissão, distribuição e consumo.



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2019).

A geração de eletricidade em CA ocorre quando geradores eletromecânicos são acionados a uma rotação fixa, ocasionando uma diferença de potencial elétrico (conhecida como tensão) senoidal em seus terminais. Através de cabos elétricos conectados aos terminais, são transferidos para utilizadores ou cargas, onde ocorre a conversão da tensão em potência elétrica, com o conseqüente fluxo de uma corrente elétrica através do circuito estabelecido. A potência transmitida é diretamente proporcional à voltagem e à corrente elétrica.

São diversos os mecanismos de acionamento do gerador: um motor a diesel, uma turbina eólica, uma fonte quente que aciona uma caldeira a vapor e, ao girar uma turbina, aciona o gerador elétrico (a fonte quente pode ser um reator nuclear, a queima de carvão ou lenha), uma

turbina a gás ou outra forma de acionamento que possa girar o eixo do gerador, conhecido como rotor. Logo, uma potência mecânica de entrada pode ser transformada em potência elétrica de saída, e ser distribuída por meio de um sistema de transmissão e distribuição.

Com a utilidade prática da geração elétrica em perspectiva, é possível capturar a potência do fluxo das águas de um rio por meio de um moinho hidráulico, para gerar trabalho próximo à margem. Porém, não há como distribuir essa capacidade de gerar trabalho para locais mais distantes. Isso porque, ao acionar um gerador elétrico com o moinho hidráulico, é possível converter a energia mecânica em potencial elétrica e distribuir a tensão por uma grande área em diversos pontos, onde a fonte de energia primária está no fluxo de um rio, porém a utilização pode estar em um aparelho de ar-condicionado localizado a centenas de quilômetros. O advento do gerador aliado a um sistema de transmissão de energia fez com que a eletricidade se consolidasse como uma das principais formas de energia utilizadas pelo homem na atualidade.

É possível visualizar a interrelação entre os sistemas elétricos, considerando que grandes massas de água cedem energia potencial para turbinas, forçando o giro do conjunto turbina-gerador. Isso produz uma quantidade colossal de energia potencial elétrica nos terminais dos geradores, superando vastas distâncias, ao passar por subestações, linhões de transmissão, transformadores, rede de distribuição, sistemas de proteção, fiação residencial, chegam a um interruptor o qual, ao ser acionado, fecha o circuito entre os geradores em uma hidroelétrica distante e uma lâmpada em um cômodo de uma residência. Neste momento, basta olhar para fora, em qualquer cidade, para visualizar toda essa infraestrutura em ação.

Nos sistemas de transmissão e distribuição de energia, ocorrem perdas, pelo aquecimento dos componentes por onde flui a corrente elétrica, mesmo fenômeno dos chuveiros elétricos. A magnitude dessas perdas nos sistemas de transmissão está ilustrada na figura 22, correspondendo a aproximadamente 16% da energia elétrica transmitida, e significativamente maiores em sistemas CA em comparação a sistemas de CC, os quais podem utilizar cabos de menor bitola para transmitir a mesma potência elétrica. Porém, para isso, é necessário investir em estações de conversão CA / CC na saída da usina e CC / CA no final do sistema de transmissão. Isso porque os consumidores utilizam CA, o que encarece o projeto, de forma que a adoção de CC ocorre quando a geração e o consumo estão separados por grandes distâncias, e o benefício de transmitir potência em CC compense o custo com conversores de corrente.

Outro aspecto em sistemas de transmissão é a tensão. Como perdas de energia ocorrem por aquecimento pela passagem de corrente, a transmissão de elevada potência pode acontecer em correntes menores, adotando voltagem elevada. Por isso, os sistemas de transmissão operam

com voltagens acima das observadas nos sistemas de distribuição e no uso residencial e comercial. Para elevar ou abaixar a tensão, utilizam-se transformadores. A transmissão com correntes reduzidas pela elevação da tensão também permite reduzir a bitola dos cabos elétricos.

Quanto maior a corrente elétrica em circulação, maior a bitola dos cabos; quanto maior a distância entre a geração e o consumo, mais caro e menos eficiente é o sistema de transmissão. A bitola dos cabos em um sistema de transmissão pode ser elevada, simplesmente ao adicionar mais condutores operando em paralelo. Essa particularidade dos sistemas elétricos impede a construção, por exemplo, de uma enorme hidroelétrica em um local, de onde se distribua energia por todo o Brasil, sendo a descentralização da geração uma característica de países com dimensões continentais. No Brasil, a geração ocorre em diversas localidades espalhadas pelo território nacional, e os pontos de geração e consumo estão geograficamente próximos. Existem interconexões entre sistemas elétricos, através da malha de transmissão, o que proporciona a transferência de energia entre os subsistemas, redução do risco de apagão, para acomodar os regimes hidrológicos das bacias e melhor gerenciar a geração e a distribuição com menores custos e maior segurança (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2024d).

Quanto à localização, as usinas nucleares podem ser instaladas em diversos pontos, desde que existam modos seguros para resfriar o reator, normalmente com água do mar e torres de resfriamento. Por sua vez, as usinas hidroelétricas necessitam de uma topografia alagável e um curso d'água em volume compatível com a necessidade de geração do projeto, modificando severamente o meio ambiente ao submergir grandes áreas, incluindo o fim da flora e da fauna originais. Já as usinas termoeletricas, uma das mais poluentes, podem ser instaladas em quaisquer lugares, mas necessitam do constante suprimento de combustível (em geral, diesel, gás ou carvão). As usinas solares funcionam apenas com a luz do dia e são altamente dependentes do regime de nuvens e da incidência de radiação solar. E a usina eólica depende do regime de ventos para ser técnica e economicamente viável.

Como a costa brasileira possui três regiões com potencial eólico *offshore* para instalação de empreendimentos, ainda que esses lugares possam desenvolver geração elétrica, a capacidade instalada se limita pela demanda dentro do raio máximo do sistema de transmissão, pelas perdas elétricas e pelo custo. Sabendo que geração, transmissão e demanda devem ser dimensionadas em conjunto, depreende-se que, mesmo dispondo de um enorme potencial eólico *offshore*, o aproveitamento em geração e transmissão elétrica é limitado. Isso fortalece a hipótese do uso da eletricidade *offshore* para produção local de hidrogênio verde ou SNG, o que pode ser uma estratégia adequada no caso brasileiro do desenvolvimento da eólica no mar.

Outro aspecto que fomenta a produção de hidrogênio verde ou SNG no mar do Brasil é que a malha de transmissão instalada no continente necessita de melhorias significativas para poder escoar a energia gerada no mar, em alinhamento com as estratégias de incremento da geração *offshore* (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

Os sistemas de distribuição começam no ponto em que o sistema de transmissão chega ao centro de consumo, com a função de distribuir a eletricidade aos consumidores finais. Tais sistemas também necessitam de atualização, devido à transição energética, parte dessas pelo custo do usuário final, pois os sistemas de distribuição terminam nas residências. Em um futuro quando as fontes de energia com base em carbono atendam a uma parte da demanda em proporção do total significativamente menor do que na atualidade, haveria uma utilização maior de eletricidade no ponto de consumo. Um dos efeitos notáveis em uma transição energética diz respeito à ascensão da substituição de combustíveis, e um dos exemplos visíveis atualmente está no desenvolvimento de veículos movidos a baterias elétricas.

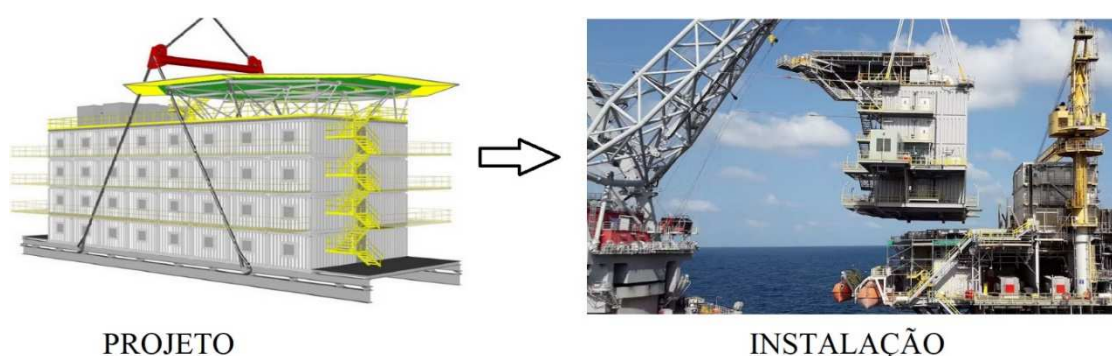
Os veículos elétricos, inexistentes nas ruas de forma ostensiva até há poucos anos, atualmente são realidade em vários países e exemplificam uma das opções de substituição de combustíveis. Projetando uma grande substituição do combustível dos veículos, identifica-se a necessidade de adequar sistemas de distribuição, diante da demanda adicional de energia não ter sido contabilizada no dimensionamento original dos sistemas de distribuição existentes. Mudanças também podem ser necessárias nas edificações nas cidades, como a troca de cabos, disjuntores, sistemas de proteção e demais componentes.

4.6 PORTUÁRIO

Entre as restrições de infraestrutura mais impactantes a serem superadas para o desenvolvimento da eólica *offshore*, identifica-se o setor portuário (MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIAS, 2020). A logística das fábricas para o local de instalação envolve necessariamente o encontro de todos os (grandes) componentes no porto, resultando em imensos módulos a serem combinados, içados, transportados para operacionalizar a instalação *offshore*. Apenas as etapas de montagem final e comissionamento são executadas no mar. A exemplo do que ocorre na indústria de O&G, a instalação de complexos eólicos *offshore* é modular. Alguns módulos possuem grandes dimensões quando montados, como a torre, as pás eólicas, a nacelle, as subestações e outros.

Para ilustrar o método modular, basta considerar a construção de um edifício para acomodação de pessoal. No continente, existe grande disponibilidade de área e de mão de obra; no mar, a mesma montagem enfrenta severa restrição de espaço de pessoal para a execução, de forma que a solução atualmente é a construção modular em terra com instalação final no mar, normalmente por meio de içamento do conjunto no porto, transporte em navios ou balsas de grande porte, novo içamento *offshore* e instalação na posição final, tudo dentro de condições ambientais adequadas (vento, correntes, chuvas etc.). A figura 31 traz essa modalidade de construção e montagem *offshore*, com método desenvolvido pela indústria de O&G no mar.

Figura 31 – Instalação modular *offshore*.



Fonte: OFFSHORE MAGAZINE (2019); WORLD OILS (2023).

O apelo do setor eólico *offshore* é capaz de incentivar não apenas os fabricantes de equipamentos e operadores de campo, mas os prestadores de serviços no desembolso de capital para grandes investimentos, apostando no desenvolvimento do setor. Identifica-se a materialização desse movimento na embarcação Wind Osprey, projetada e construída especificamente com a finalidade de instalar usinas eólicas *offshore*. Em seu convés, é possível observar as torres fixadas verticalmente, as pás em um mezanino e os aerogeradores no convés. Importante notar que é uma embarcação com calado máximo de 6 metros, dotada de sistema de elevação do tipo *jack-up*¹²⁴, passarela para transferência de pessoal e guindaste com elevação de mais de 125m, podendo instalar sistemas em uma profundidade de até 80 metros de lâmina d'água (WIND OSPREY, 2023). A figura 32 mostra uma operação de montagem de usina eólica *offshore*, com módulos de torre, nacele e pás no convés da embarcação, que na operação instala 8 aerogeradores em uma única viagem entre o porto e a locação da usina.

¹²⁴ Sistema autoelevatório, melhora a capacidade de instalar sistemas eólicos, porque a embarcação consegue manter posição fixa por uma maior janela de condições ambientais.

Figura 32 – Embarcação para Instalação Modular *Offshore*.

Fonte: DET NORSKE VERITAS (2023).

Trabalhos de conexão de tubulações e cabos elétricos são feitos no mar onde for imprescindível a execução *offshore*, como na interligação dos módulos, na conexão da produção com o sistema de escoamento de O&G (ou transmissão elétrica), na ancoragem oceânica, na geração elétrica com redes coletoras, na subestação com rede de transmissão, no comando e nos controles com os sistemas. Montados e conectados, pode-se finalizar o comissionamento, pela verificação de todas as funcionalidades, quando se inicia a produção comercial do empreendimento *offshore*.

O expediente da pré-montagem é uma das formas mais utilizadas para equacionar a grande restrição de espaços e pessoal no mar, limitados pela capacidade das embarcações utilizadas, pela área de convés, pelo tempo que as tripulações permanecem embarcadas, pelo POB das embarcações e pela dimensão máxima de componentes para transporte rodoviário para o porto de operação. Por meio de canteiros de montagem dentro ou próximo aos portos, o conceito de porto-indústria tem se difundido e amplamente utilizado em países com economia azul desenvolvida (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b).

Nem sempre os portos comerciais, construídos e operados por muitos anos para carga e descarga, possuem facilidades de retroárea ou, mesmo, a possibilidade de expandir seus limites, pois cidades costumam crescer no entorno de portos, ocupando todos os espaços. Quanto maior a proximidade entre o local de instalação no mar e o porto, melhor para o projeto, devido à

otimização de tempo, ao consumo de combustível, à navegação, aos períodos de embarque das tripulações, dentre outros. A inclinação natural de cessionários de áreas marítimas é pela utilização de portos próximos aos empreendimentos, porém a disponibilidade de área para montagem dos módulos pode ser uma restrição, e somente ser solucionada pela atuação conjunta do Poder Público e a iniciativa privada.

Outro aspecto sobre a infraestrutura portuária diz respeito ao calado dos portos e de seus canais de acesso. No início de uma nova atividade no mar, é comum que projetos menores e mais próximos à costa sejam os primeiros instalados, da mesma forma que ocorreu com a indústria de O&G. Com o passar do tempo, projetos de maior magnitude ocorrem, não apenas em tamanho e volume, mas em termos de peso da carga transportada e, por consequência, dimensões dos navios utilizados, e um dos fatores principais para o transporte de cargas, o calado portuário e dos canais de acesso, ganha relevância. Quanto maior o calado portuário, maiores os navios que podem adentrar e operar no porto, menores os custos de instalação *offshore*, menor o número de viagens entre porto e empreendimento *offshore*, menor volume de emissões de GHG, maior diversidade na atividade portuária, e melhor para a economia local.

Quando um navio recebe uma carga, ele incrementa a profundidade necessária para poder navegar, ou a distância entre a superfície da água e a quilha, ou fundo, sofrendo assim um aumento de calado. Considerando que uma embarcação tem 6 metros de calado antes de receber uma carga, e 8 metros depois, jamais pode operar em portos com menos de 8 metros de calado. Isso limita as opções de portos no Brasil e de embarcações para execução de um projeto, o que pode ser um fator limitador da magnitude do projeto, na fase de projeto e na aprovação de investimento.

Obras de incremento de calado são grandes obras civis executadas, utilizando dragas, explosivos e embarcações de apoio. Em portos públicos, é responsabilidade do governo também o licenciamento ambiental para a dragagem, a qual costuma levar um tempo consideravelmente longo. Assim como os aeroportos, os portos são elementos estratégicos para o desenvolvimento de um país com acesso ao mar, sendo um elemento chave, não apenas para o O&G e a eólica *offshore*, mas muitas outras atividades relacionadas à economia do mar e ao comércio exterior.

Evidencia-se o efeito das restrições portuárias no projeto Potiguar, onde portos mais distantes da locação das plataformas em Decom foram escolhidos, em função, unicamente, da infraestrutura portuária, incrementando os custos com CAPEX para instalação do projeto. Observa-se a existência de portos mais próximos do projeto Potiguar, porém não possuem

capacidade suficiente em diversos aspectos, como calado, área, suprimento elétrico, logística rodoviária e outras facilidades de infraestrutura.

Referência mundial em planejamento estratégico, o governo dos EUA adotou recentemente políticas estratégicas para suporte ao crescimento de seu parque eólico *offshore*. Entre as principais iniciativas, o porto da baía de Humboldt recebeu mais de US\$ 10 milhões para suportar 1,6 GW de projetos eólicos no mar; o porto de Massachusetts com aportes na casa de US\$ 100 milhões, habilitando o desenvolvimento da energia eólica naquele estado; o porto de Albany com investimento de mais de US\$ 29 milhões para permitir a instalação de fábrica de torres eólicas no porto; o porto de Portsmouth recebeu uma retroárea do governo da Virgínia para viabilizar o projeto New York Bright; e, finalmente, os US\$ 95 milhões injetados na região portuária de Rhode Island para adequações de infraestrutura (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b). Essas iniciativas de investimento são parte de um plano maior para o desenvolvimento eólico em um segmento importante para a transição energética, em um país com extenso histórico de sucesso em estratégias de desenvolvimento industrial e de infraestrutura.

Outros aspectos sobre a zona portuária no Brasil, para viabilizar a eólica *offshore*, são acerca da chegada de cabos elétricos ou tubulações na praia, possivelmente criando zonas especiais de segurança contra ameaças; a organização das rotas de navegação (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022b), pelo incremento de navios e pela necessidade de prever a passagem de grandes cargas durante o desenvolvimento e o descomissionamento de projetos eólicos; a sinalização náutica adicional, por novos obstáculos e demanda nos canais de acesso ao porto; a criação de novas zonas de segurança ao redor dos aerogeradores marítimos; e o abastecimento de combustível para a considerável melhoria de atividade portuária.

O espaço aéreo do porto, quase não discutido pelos envolvidos em atividades portuárias na maioria dos portos nacionais, passa a entrar nas questões de segurança da operação dos portos, em função das estruturas de grande altura quando montadas. O gráfico 12 mostra que, para uma elevação de *hub* de 100 metros, há a ponta das pás acima de 160 metros de altura, o que equivale a um edifício de mais de 50 andares. Quando instaladas no mar, a elevação pode ser ainda maior, pois a base da torre é montada sobre uma plataforma com elevação própria em relação ao nível do mar, sendo igualmente importantes as providências relacionadas à segurança

do espaço aéreo no perímetro de usinas eólicas *offshore*, possivelmente sob a gestão do Departamento de Controle do Espaço Aéreo (DECEA)¹²⁵.

A questão da escolha da base portuária adequada pode influenciar decisivamente nos custos de instalação, operação e descomissionamento de um empreendimento eólico no mar, pois o CAPEX pode variar em função da distância e dos recursos disponíveis nos portos de apoio. As dimensões de uma usina eólica *offshore* se limitam pelas dimensões das estradas de acesso e pela capacidade de manuseio dos componentes e módulos na região portuária.

Os portos são um elemento estratégico não apenas para a eólica *offshore*, mas para o desenvolvimento socioeconômico de forma geral. Em um mundo cada vez mais globalizado, os portos se tornam peça chave para o desenvolvimento local, a redução de custos de escoamento e a criação de oportunidades de desenvolvimento econômico. Como são elementos caros, demandam aportes significativos em infraestrutura logística e energética, funcionam em conexão com estradas, rede elétrica, ferrovias, pontes, canais de navegação, aeroportos e demais elementos da infraestrutura local, cujo elo de menor capacidade limita a operação e os demais.

A boa organização, a administração eficiente e os recursos, como armazéns, guindastes, ruas internas, conexão com ferrovias, calado, retroárea, acessos rodoviários, segurança do espaço aéreo, canais de acesso, sinalização náutica e outros, determinam o desenvolvimento industrial a nível nacional, especialmente para a transição energética e o incremento da atividade econômica no mar.

4.7 ECONOMIA

A oferta e a demanda de eletricidade devem ser estrategicamente planejadas em função da necessidade regional e das projeções de crescimento para a instalação dos projetos eólicos *offshore*. Crescimento populacional, diversificação das fontes, esquema tarifário, características do tipo de consumo (residencial ou industrial), o grau de dependência regional do empreendimento, disponibilidade de mão de obra especializada, a vocação local, entre outras variáveis econômicas devem ser consideradas para definir os principais atributos de um projeto de geração de energia. Ao desconsiderar as variáveis econômicas, o projeto se torna inadequado, ineficiente ou inviável. Por isso, são feitas algumas considerações sobre os aspectos mais relevantes da economia azul, no contexto da transição energética.

¹²⁵ É a organização responsável pelo controle do espaço aéreo brasileiro, provedora dos serviços de navegação aérea que viabilizam os voos e a ordenação dos fluxos de tráfego aéreo no país (BRASIL, 2023).

4.7.1 *Feed-in Tariff*

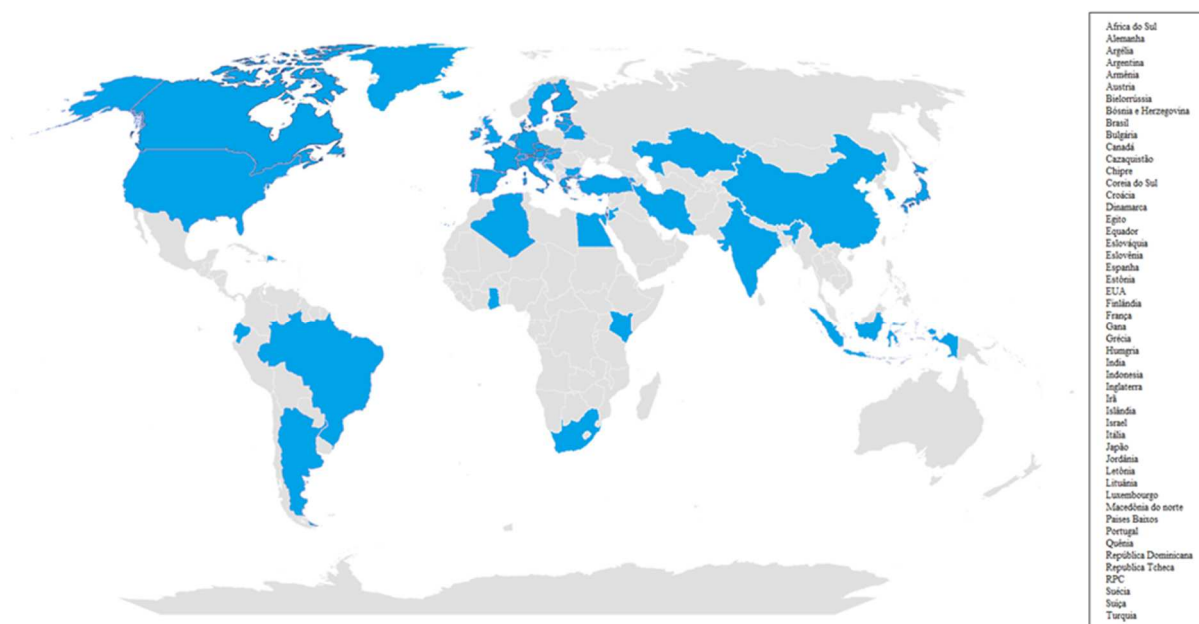
Usualmente, o Poder Público planeja a expansão da concessão de serviço de geração, transmissão e/ou distribuição, com base em estudos de demanda, utilizando projeções de crescimento urbano, evolução da carga de um sistema, crescimento populacional em uma mesma área, instalação futura de parques industriais ou por outra necessidade de suprimento permanente (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2024, [tela 1]). Um mercado regulado para utilização de perímetros *offshore* habilita a energia eólica em certames para suprimento elétrico. A concorrência entre energias renováveis e outras fontes em um ambiente de mercado, de certa forma, é um obstáculo não apenas para o início da atividade no mar, mas ganhar escala do setor de energia eólica no mar.

De forma a incentivar investimentos e superar a concorrência com setores consolidados, países desenvolvidos iniciaram a utilização de mecanismos de incentivo para fomento da eólica *offshore*, por meio do relaxamento de tributos ou, mais comumente, pelo estabelecimento de FiT nos contratos de cessão, que podem ser descritos como uma classe de políticas de suporte, normalmente adotadas para incrementar a capacidade instalada de geração elétrica por fonte renovável. São instrumentos econômicos de mercado que garantem contratos de longa duração com um valor prefixado e um fonte determinada para geração elétrica, no caso as energias renováveis e, entre elas, a eólica *offshore* (ORGANIZAÇÃO PARA A COOPERAÇÃO E DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO, 2023).

Entre outros fatores, a falha no planejamento estratégico de oferta e demanda elétrica no país, entre 1980 e 2000, levou o Brasil a adotar mecanismos de isenção tributária para atrair investidores em eólica, após o apagão elétrico de 2001, por intermédio do programa PROEÓLICA. No entanto, os projetos não se concretizaram, por razões econômicas e regulatórias. O lado positivo foi a atração de empresas do setor eólico para o país e o início de discussões sobre um marco regulatório para a eólica (OLIVEIRA; ARAUJO, 2015). Após mais de 20 anos do PROEÓLICA, o país não possui regulamentação definida para o setor eólico *offshore*, apesar da tramitação no Congresso Nacional de projetos de regulamentação das energias renováveis no mar, em especial o PL nº 576/2021 e o PL nº 11247/2018, os quais, junto com o Decreto nº 10.946/2022, foram observados no tópico sobre aspectos normativos da eólica *offshore* no Brasil, todos objetivando reduzir as incertezas e os riscos de novos projetos no Brasil associados ao segmento eólico *offshore* no país, atraindo investimentos.

Por conta de uma conjuntura positiva de fatores, o custo do MWh tem tendência de queda para a eólica, em parte devido ao desenvolvimento internacional do setor, conferindo um LCOE atrás somente da hidráulica (OLIVEIRA; ARAUJO, 2015). Apesar do panorama favorável, o início de um novo segmento costuma enfrentar custos mais elevados, por conta da curva de aprendizado e da necessidade do ganho de escala. Assim, a adoção de mecanismos de incentivo econômico é uma solução de incentivo da atividade eólica no mar. Numerosos países já adotaram mecanismos FiT para incentivar a energia eólica, incluindo o Brasil, entre 2002 e 2006. Pode-se mensurar o impacto no mercado quando, em 2021, o fim do incentivo na RPC resultou em uma queda de 39% nas instalações de usinas eólicas e uma redução no preço do conjunto TT (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2022a). A RPC entrega 65% dos principais componentes de sistemas de energia eólica no mundo. O mapa 15 mostra os países que utilizaram mecanismos FiT para desenvolver a energia eólica entre 2000 e 2019.

Mapa 15 – *Feed-in-Tariff* – Mundo.



Fonte: Adaptado de ORGANIZAÇÃO PARA A COOPERAÇÃO E DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO (2023).

4.7.2 Sinergias entre eólica e O&G offshore

As possíveis contribuições do setor de O&G não podem ser desconsideradas para a eólica, em se tratando de empreendimentos na Amazônia Azul. O país possui uma das regiões com maior infraestrutura submarina instalada, o sudeste brasileiro, com mais de cinco décadas de experiência em desenvolvimento, operações e descomissionamento no mar. O O&G

brasileiro teve notável crescimento em todas as frentes do setor marinho: sistemas de ancoragem oceânica foram aprimorados, domínio da construção e instalação de bases fixas, gestão de conformidade das normas ambientais, segurança industrial, enfrentamento de condições de mar, lançamento de tubos e cabos submarinos, construção modular no mar, desenvolvimento de embarcações especiais, portos adaptados e um dos mais importantes fatores de sucesso: o desenvolvimento de um quadro de profissionais altamente especializados em projetos de infraestrutura no mar.

O aproveitamento das sinergias com o O&G ocorre com algumas restrições, entre elas a concorrência por pessoal e por serviços, em desfavor da eólica *offshore*. Os especialistas em infraestrutura marítima e operações no mar, pela capacidade e pela aderência ao mercado global de mão de obra capacitada, percebem remuneração elevada em relação aos demais setores da economia no país. Os fornecedores de serviços da cadeia de suprimento de O&G praticam preços coerentes com a indústria petrolífera, normalmente mais elevados do que o mesmo serviço em outros setores da economia, em função de alguns fatores específicos, como o ambiente *offshore* e a formação de preços em situações não planejadas, quando o setor de O&G opera sob a lógica da produção diária. Ou seja, quando a produção de petróleo de um campo está ameaçada ou parada, todas as soluções para impedir a parada ou retornar à produção são comparadas com a perda diária de receitas. Como a cadeia de suprimento conhece o contexto, as soluções em geral têm elevado custo, bastando conhecer, por exemplo, que uma plataforma com produção de 80 mil barris diários de óleo, quando à espera de serviços, apresenta uma perda de receita de US\$ 6,4 milhões por dia, considerando o barril de petróleo a US\$ 80.

Por outra ótica, o setor de produção de petróleo no mar é um potencial cliente da eólica *offshore*. Com grande demanda elétrica, os FPSOs possuem usinas de geração próprias, em geral movidas por turbogeradores a gás, podendo passar de 100 MW de capacidade instalada. Em um cenário onde a eólica *offshore* coexiste com a exploração de O&G, não é difícil imaginar o suprimento elétrico através de aerogeradores, o que reduz as emissões por queima do gás, permite a remoção da usina de geração de grande porte de novos projetos de FPSO e favorece, ao fim, a transição energética pela própria demanda de O&G (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021a).

Além da redução de emissões de GHG por barril produzido, a geração por usinas eólicas no mar fomenta um novo setor da economia, agrega valor à imagem do operador de petróleo, reduz a necessidade de pessoal embarcado e libera mais espaço a bordo dos FPSOs. A configuração inédita da exploração de hidrocarbonetos no mar por um projeto, combinando

soluções de O&G e eólica *offshore*, duas tecnologias provadas e funcionais, representaria um marco na transição energética.

4.7.3 Benchmark

Uma metodologia de análise de viabilidade de um projeto é o *Benchmark*¹²⁶, por meio do qual se pode avaliar comparativamente alguns aspectos de uma proposta de investimento. Trata-se de uma metodologia bastante comum no meio corporativo, como suporte para a tomada de decisão de investimento. Utiliza-se o *benchmark* para comprar indicadores econômicos do projeto Potiguar, com dados de projetos eólicos *offshore* de outros países. Os valores médios apresentados nos gráficos 33, 34 e 35 são exemplos deste método.

4.7.4 CAPEX

O Capítulo 2 identificou referências de custo CAPEX em projetos eólicos *offshore*, com base em estudos de instituições e agências especializadas em energia, de forma que agora se verifica a coerência dos números calculados para o projeto Potiguar, com o panorama internacional de projetos similares. Segundo dados da NREL e da IRENA, a tendência de alta de CAPEX ocorreu entre 2000 e 2015, e observou-se a queda de custos por kW instalado após 2015, como demonstrado no gráfico 20.

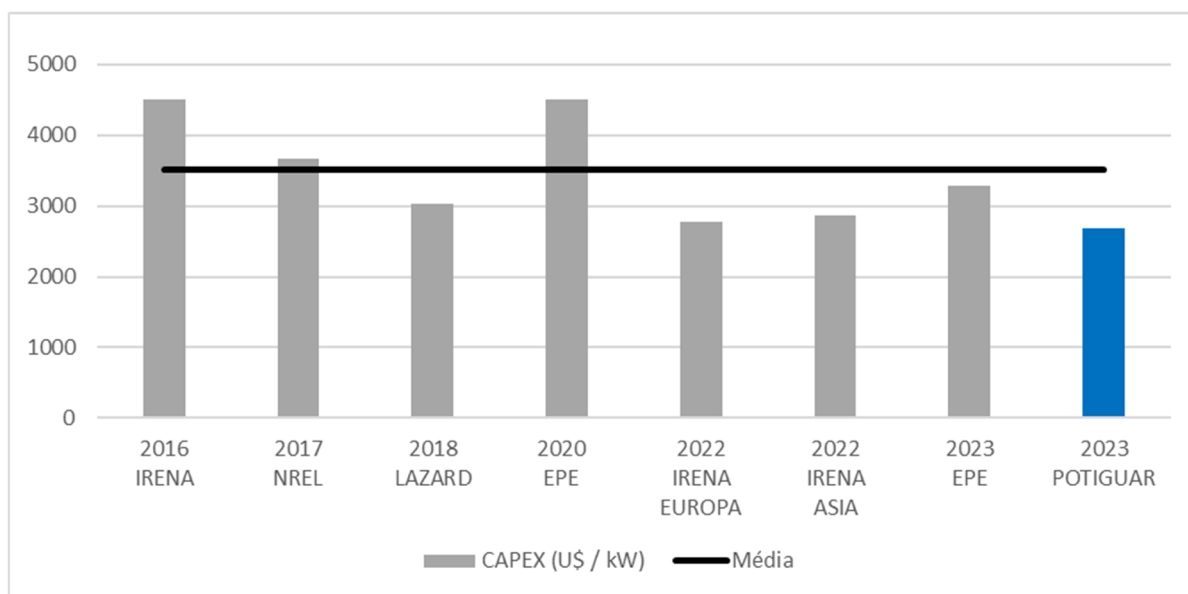
Nota-se a variável CAPEX em publicações especializadas, como o *Wind Power Technology Brief*, publicado em 2016, pela IRENA, mostrando CAPEX entre US\$ 2 mil e US\$ 7 mil por kW instalado. O levantamento da NREL, de 2017, estimou valores médios de CAPEX em US\$ 3.661 por kW instalado. O *Roadmap*, da EPE, de 2020, dispõe a faixa de custo do kW instalado entre US\$ 3 mil e US\$ 6 mil.

Institucionalmente, a IRENA publica projeções que mostram o CAPEX na Europa e na Ásia em US\$ 2.775 / kW e US\$ 2.876 / kW, respectivamente, no ano de 2022. LAZARD, consultoria especializada sediada nos EUA, estima o CAPEX para usinas eólicas *offshore* entre US\$ 2.250 / kW e US\$ 3.800 / kW. Já a EPE reportou variação de CAPEX, entre 2020 e 2023, na faixa de US\$ 2.360 / kW até US\$ 4.230 / kW. Este presente trabalho calculou o valor do CAPEX por kW instalado no projeto Potiguar, dividindo o CAPEX pelo número de plataformas

¹²⁶ Padrão de referência, com base no qual variáveis podem ser comparadas ou avaliadas, pode ser entendido como o modelo para comparação de diferentes cenários reduzidos às suas variáveis comparáveis.

(11), pela potência de cada aerogerador em MW (15), por fim dividindo por 1 mil. No gráfico 33, nota-se o *benchmark* de custos de CAPEX em projetos eólicos *offshore*, no qual o Projeto Potiguar se posiciona abaixo da média dos estudos considerados, entre os menores CAPEX dentre os casos, sem considerar os efeitos inflacionários na análise.

Gráfico 33 – *Benchmark* CAPEX.



Fonte: O AUTOR (2023).

4.7.5 OPEX

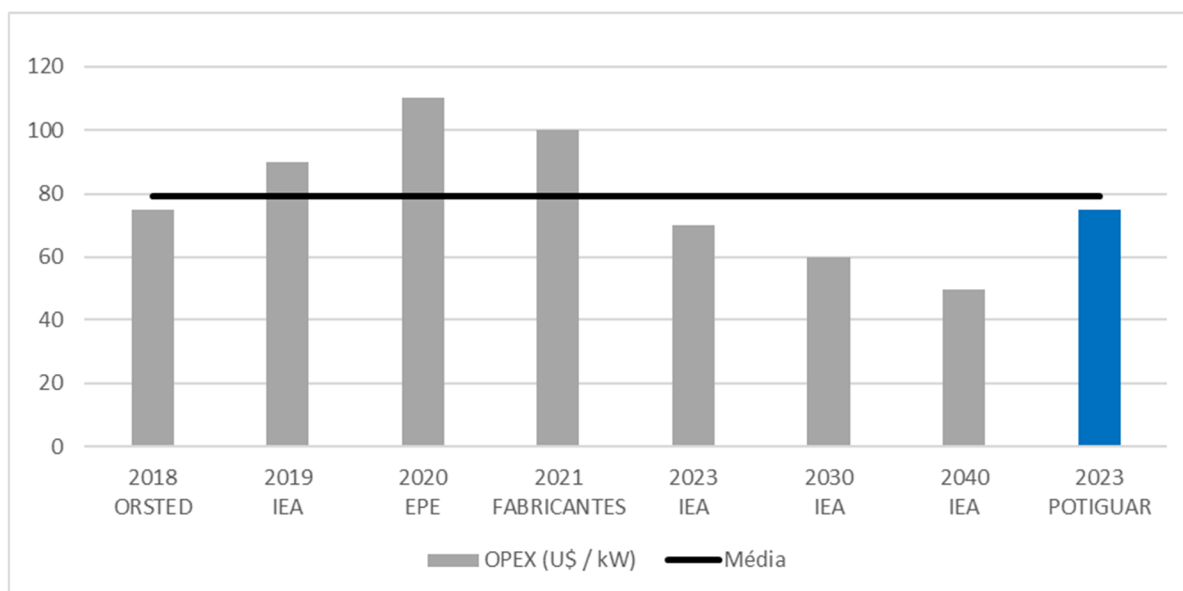
Dados para o *benchmark* de custos com OPEX foram obtidos por meio de publicações especializadas, como demonstrado no Capítulo 2. A empresa dinamarquesa ORSTED, pioneira global no setor eólico *offshore* para geração elétrica, conseguiu uma expressiva redução de OPEX anual, entre 2015 e 2018, chegando ao custo de US\$ 67 / kW. A EPE consolidou dados de fontes especializadas em 2020, publicando valores anuais entre US\$ 80 / kW e US\$ 110 / kW ou, alternativamente, entre US\$ 109 / kW e US\$ 140 / kW, de forma que se adotou o valor da média ponderada dessas faixas, ou US\$ 110 / kW anual.

Os fabricantes de equipamentos estimam gastos anuais com OM entre US\$ 70 / kW e US\$ 129 / kW. As projeções da IEA mostram o OPEX a US\$ 90 / kW em 2018, com perspectivas de queda chegando a US\$ 60 / kW e US\$ 50 / kW em 2030 e 2040, respectivamente, e propõe-se o valor de US\$ 70 / kW para o ano de 2023.

Para chegar ao OPEX do projeto Potiguar em US\$ / kW, divide-se o OPEX pelo número de plataformas (11), pela potência nominal de cada aerogerador em MW (15), por 1 mil e por

20, que são os anos do ciclo de vida do empreendimento, chegando ao valor de US\$ 75 / kW. No gráfico 34, o OPEX se estima para o Projeto Potiguar em linha com a média internacional.

Gráfico 34 – Benchmark OPEX.



Fonte: O AUTOR (2023).

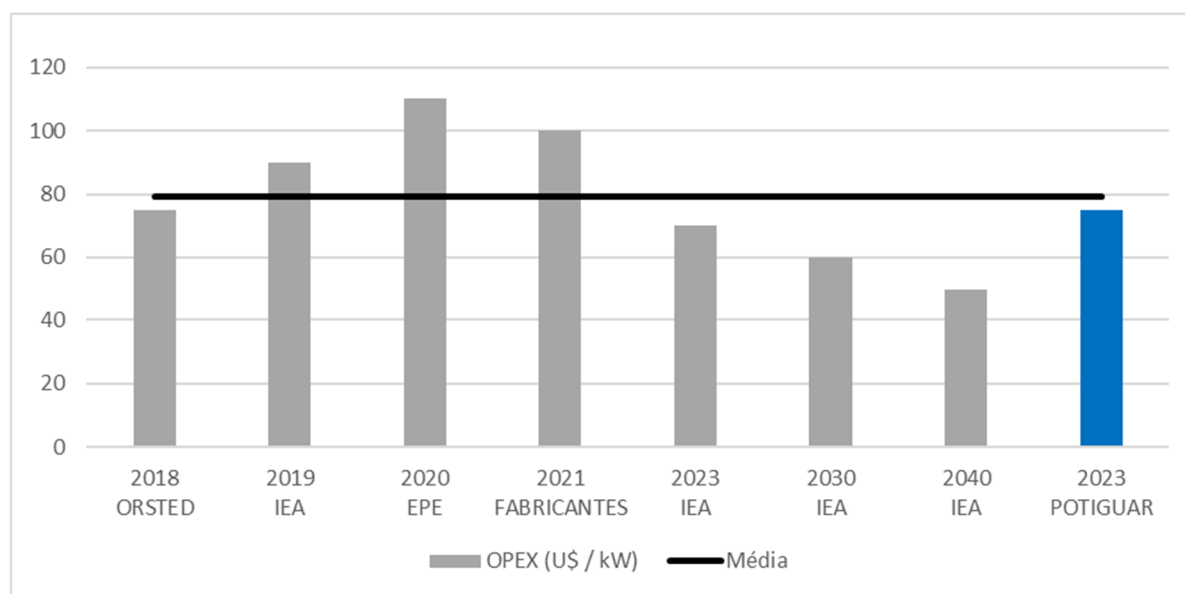
4.7.6 LCOE

Na seção sobre referência de custo de energia eólica *offshore*, o LCOE médio ponderado global da energia eólica *offshore* caiu 65% de 2017 a 2021, chegando a US\$ 75 / MWh. O menor LCOE do mundo foi observado no país com os mais antigos projetos eólicos no mar, a Dinamarca, com US\$ 41 / MWh, seguido do Reino Unido, com US\$ 54 / MWh. Na tabela 5, notou-se o LCOE de diversos países com intensa atividade eólica *offshore*, e é possível ordenar os valores de forma decrescente, em país / dólares por MWh: Japão (196), Coreia do Sul (180), Bélgica (83), Alemanha (81), China (79), Holanda (59) e Dinamarca (41).

O projeto da baía Potiguar, a qual apresenta excelentes recursos eólicos *offshore*, com LCOE estimado de US\$ 53,8 / MWh, estaria entre uma das locações de considerável atração para investimento em usinas elétricas no mar, desconsiderando especificidades regulatórias, recursos portuários e outros. Com base em um LCOE de US\$ 43,1 / MWh, o qual desconta os fundos para descomissionamento em benefício das energias renováveis no mar, o projeto Potiguar se posicionaria como ainda mais competitivo. Cabe ressaltar que o cálculo do LCOE nesta pesquisa é teórico, estimado com base na literatura especializada sobre o tema e nos dados de fontes primárias disponíveis, sendo importante o eventual refinamento das análises em casos

reais. No gráfico 35, as projeções de LCOE em US\$ / MWh comparam diversos países com o projeto Potiguar.

Gráfico 35 – *Benchmark LCOE.*



Fonte: O AUTOR (2023).

Os indicadores econômicos NPV, ROI e PB mostram os limites de viabilidade do projeto Potiguar e, nesta seção, como exercício do *benchmark* de CAPEX, OPEX e LCOE do projeto, consolidam-se as indicações econômicas positivas para o projeto Potiguar, estabelecendo-o como um bom candidato, do ponto de vista da viabilidade econômica comparada, dentro dos limites da pesquisa.

4.4.7 Oferta e demanda

Considerando o custo do ciclo de vida do projeto Potiguar (ver equação 10) em torno de US\$ 0,85 bilhão para a instalação, a operação e o descomissionamento de 165 MW e fornecimento de aproximadamente 16 TWh em 20 anos de operação, é possível assumir a ordem de magnitude bruta na casa de bilhões de dólares no desenvolvimento de projetos sob processo de licenciamento ambiental. Isso representa um investimento com muito potencial transformador na economia das localidades dos projetos e, possivelmente, no PIB nacional, ainda que grande parte do montante investido seja gasto no exterior, na compra de componentes de alta tecnologia. O recolhimento de tributos pelas esferas governamentais tende a subir, com o desenvolvimento de infraestrutura, capital humano, geração de numerosos postos de trabalho

e avanço tecnológico no segmento de geração de energia no mar. Observou-se um fenômeno similar nas localidades que receberam grandes projetos de exploração de O&G no mar, nas décadas de 1980 e 1990, como o estado do Rio de Janeiro, cujos municípios tiveram sua dinâmica profundamente atrelada à economia do petróleo, que é entendida não somente como a produção de óleo e gás natural, mas incluindo todos os investimentos atrelados à venda do produto final, como armazenagem, transporte, refino e construção naval (SILVA, 2017).

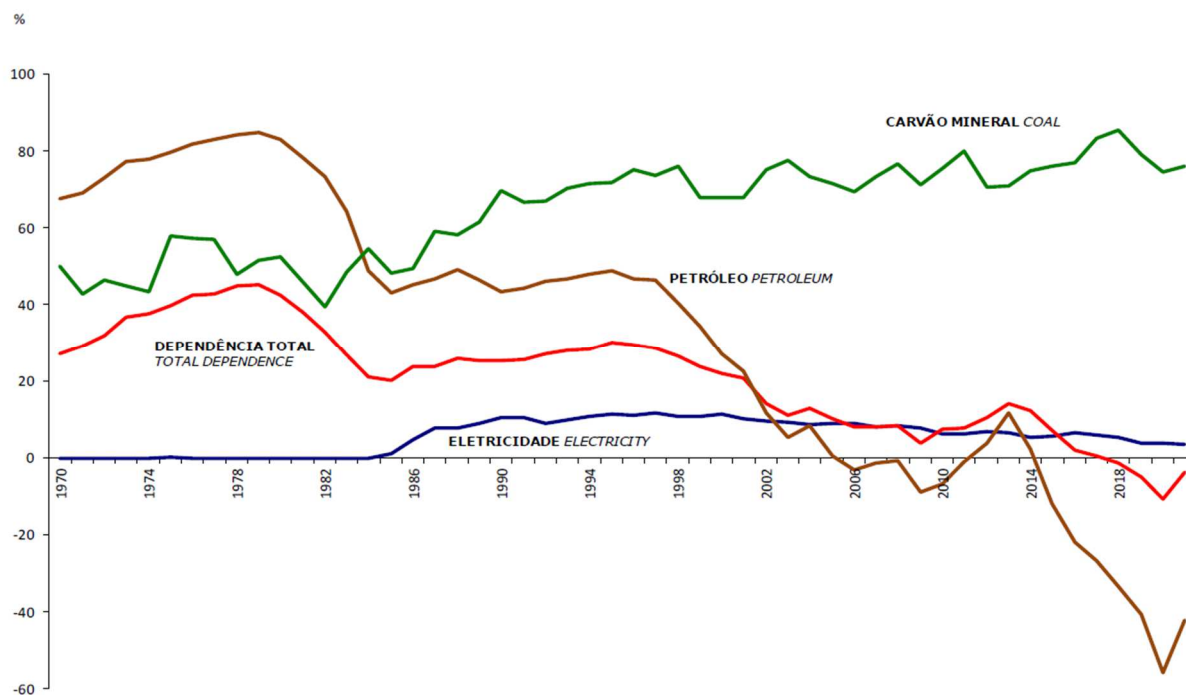
Neste ponto, importa investigar o binômio Oferta x Demanda de eletricidade gerada por fonte eólica *offshore* no Brasil, permitindo analisar o potencial de crescimento do setor. A oferta total de energia elétrica no Brasil, conforme figura 25, foi de 679,2 TWh no ano de 2022, do qual aproximadamente 386 TWh provêm de fonte hidráulica e importações, enquanto a classe de não-renováveis (incluindo energia nuclear) entregou aproximadamente 143 TWh no mesmo ano. De forma simplificada, é possível propor que a janela de oportunidade para o crescimento da geração elétrica por fonte eólica *offshore* existe em quatro grandes setores: a substituição de fontes não-renováveis em alinhamento com as NDC, o comércio exterior no mercado de energia elétrica, o crescimento orgânico da demanda por eletricidade e como insumo para a produção de outros bens além da eletricidade, como o SNG ou o hidrogênio verde.

Considerando a substituição de fontes não-renováveis, optou-se pela abordagem quantitativa, utilizando a equação 18, com base no CF do projeto Potiguar (55,3%) para provimento por um ano dos 143 TWh de fontes não renováveis. Nessa articulação, a capacidade instalada adicional deve ser de aproximadamente 30 GW. A análise desconsidera os investimentos em transmissão e distribuição, a desativação central de geração elétrica em diversos pontos do território nacional, e o fato de que nem todas as regiões eólicas contam com AWS e AEP semelhantes ao da bacia Potiguar. O exercício demonstra apenas a ordem de grandeza de capacidade adicional instalada para uma eventual substituição de geração por fonte não-renovável pela eólica *offshore*, e é necessário um estudo com foco nesta hipótese, considerando a substituição de cada fonte específica e seus atributos, como localização, capacidade, distância das locações com viabilidade eólica, contratos com o Poder Público, descomissionamento das instalações substituídas e outros aspectos relevantes.

Sobre a balança comercial de energia, especificamente a dependência de importações, o Brasil experimentou certo grau de vulnerabilidade até o final da década de 1990, quando a dependência total, ou seja, a soma das dependências parciais dos principais itens importados, chegou ao nível em que as exportações superaram as importações, quando se obteve a condição de exportador líquido de energias, sendo o petróleo o principal responsável pelo superávit

energético a partir do ano de 2018 (BRASIL, 2022d). No contexto da transição energética com expansão da geração eólica *offshore*, é razoável considerar que um dos canais de escoamento da nova capacidade instalada estaria nas exportações de eletricidade. O gráfico 36 demonstra a variação da dependência energética brasileira.

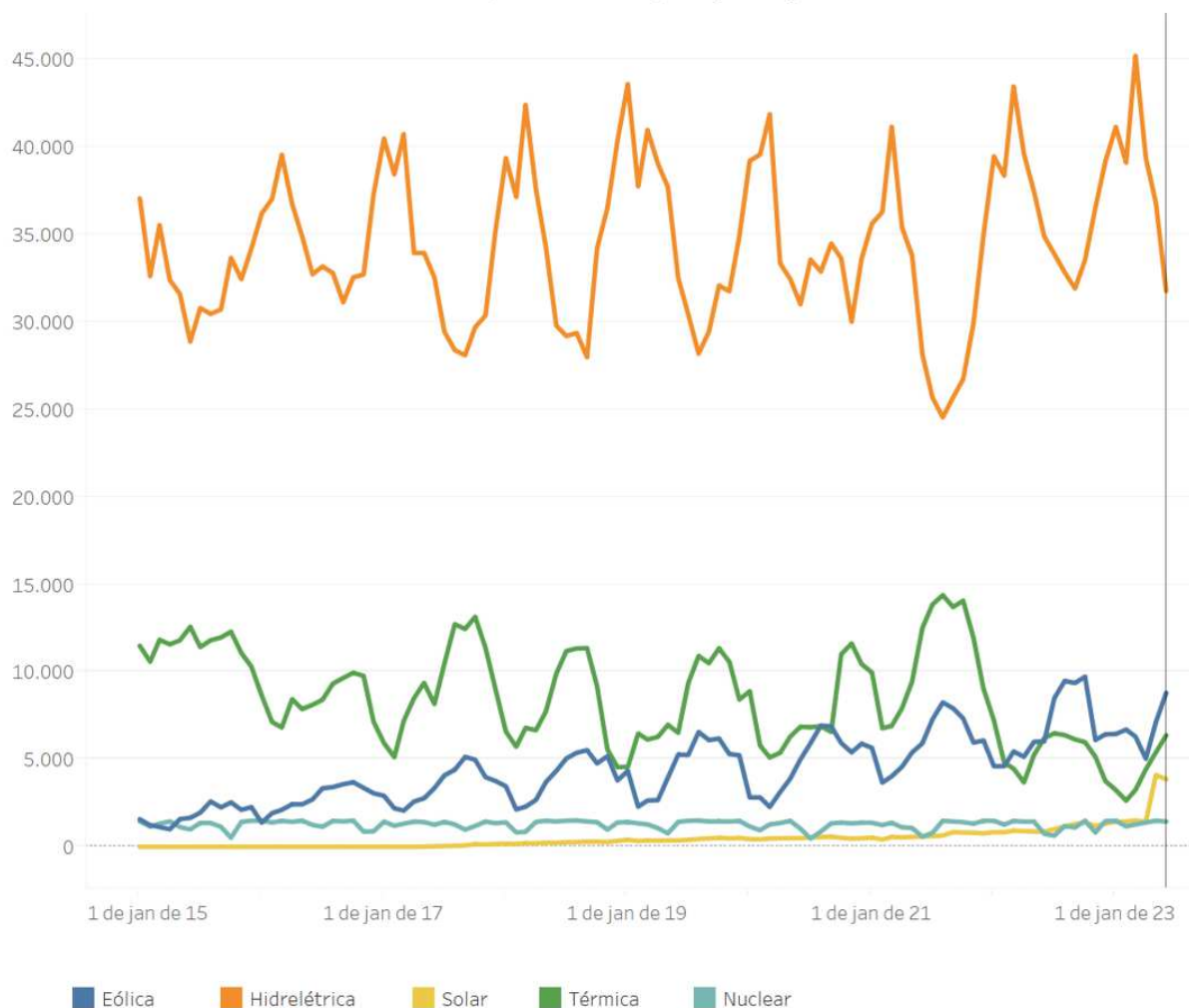
Gráfico 36 – Dependência externa de energia – Brasil.



Fonte: BRASIL (2022d, p. 30).

O crescimento orgânico da demanda por eletricidade no Brasil passa pela energia eólica. No primeiro trimestre do ano de 2023, a capacidade instalada da matriz elétrica nacional expandiu em 2 GW, sendo 1,14 GW a partir de usinas eólicas *onshore* (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2023). Isso demonstra a capacidade de instalação e operação de parques eólicos, bem como de manuseio da tecnologia aplicada a usinas eólicas terrestres, em larga escala, no Brasil. A projeção de crescimento estimada pelo ONS é de 32 GW em um período de 4,5 anos, entre junho de 2024 e dezembro de 2028, quando os principais componentes deste crescimento são (em GW): microgeração (11), solar (10), térmica (5), eólica (4), hidráulica (1) e biomassa (1) (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2024c). Neste exercício, notou-se a potencial adição de capacidade instalada de eólica *offshore*, porém é importante mencionar a alta relevância da geração eólica *onshore* no contexto do crescimento de oferta. O gráfico 37 identifica o histórico de crescimento da geração de energia elétrica no Brasil, entre 2015 e 2022.

Gráfico 37 – Histórico de geração de energia elétrica – Brasil.



Fonte: OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (2023c).

O descomissionamento de infraestrutura de O&G no mar e abandono de campo pode favorecer projetos eólicos no mar. Além do projeto Potiguar, há outras regiões na costa brasileira onde coexistem o Decom de facilidades de O&G e a viabilidade eólica: nesta confluência, podem-se ajustar investimentos e projetos, gerando potencial ganho para o Estado, para o operador de O&G e o investidor em eólica *offshore*. O ambiente regulatório adequado e as políticas de incentivo são importantes para o fomento dessa associação.

Como vimos na seção sobre o contexto brasileiro, existem 47 campos de petróleo na atualidade, com PDI em tramitação. No tópico sobre os custos do abandono de campo no Brasil, verificamos que, entre 2022 e 2026, as previsões de gastos com Decom chegam ao montante de aproximadamente US\$ 7,9 bilhões. A conversão desse recurso em projetos eólicos apresenta diversas vantagens e desvantagens, a serem analisadas caso a caso. Apesar da eventual análise,

esse expediente pode acelerar a transição energética e atrair capital, por transformar gasto em investimento, com um LCOE relativamente baixo. Em ambos os setores, existem corporações interessadas, buscando ativamente oportunidades no Brasil.

Prova inequívoca da inclinação do mercado por projetos na Amazônia Azul são as sete empresas que concorreram à execução do descomissionamento dos campos de Espadarte, Piranema e Tartaruga Verde, e as 28 empresas que submeteram projetos eólicos *offshore* para licenciamento ambiental junto ao IBAMA. A energia eólica e o O&G *offshore* se encontram em, no mínimo, duas grandes oportunidades: no Decom de campos de O&G em áreas com viabilidade eólica e na possível combinação de geração eólica com produção de O&G, no mar.

4.8 NORMATIVO

Atualmente, o principal obstáculo para o início da atividade eólica no mar pode estar próximo de ser superado, devido à regulamentação do setor. Condição imprescindível para atrair investimentos no setor é a regulamentação que permita a previsibilidade quanto aos requisitos para a cessão das áreas necessárias à atividade, e outras provisões relacionadas ao desenvolvimento, à operação e ao descomissionamento de projetos eólicos *offshore*. Em perspectiva, é possível asseverar que existe capacidade técnica de especialistas para a atividade eólica *offshore*. Além disso, a análise econômica é favorável à implantação de usinas elétricas movidas a energias renováveis no mar, potencializadas pelas eventuais associações com projetos de abandono de campo de O&G. Também, empreendimentos eólicos não são novidade no país. E existem empresas do setor instaladas e atuantes, porém a questão regulatória ainda é um impasse ao início da atuação *offshore* do segmento de renováveis, incluindo a eólica.

O PL 576/2021 foi proposto em 24 de fevereiro de 2021, teve a tramitação no Senado Federal encerrada em 29 de agosto de 2022, quando foi remetido à Câmara dos Deputados onde, junto com diversos outros projetos de lei, pareceres e requerimentos sobre o mesmo tema, foi apensado ao PL 11247 de 2018, cujo conteúdo assim está descrito:

Dispõe sobre a ampliação das atribuições institucionais relacionadas à Política Energética Nacional com o objetivo de promover o desenvolvimento da geração de energia elétrica a partir de fonte eólica localizada nas águas interiores, no mar territorial e na zona econômica exclusiva e da geração de energia elétrica a partir de fonte solar fotovoltaica (BRASIL, 2018).

O PL 11247/2018, por sua vez, está desde 21 de janeiro de 2019 na Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (CMADS), aguardando a designação de um relator.

Não é possível precisar quando irá ocorrer a aprovação do PL 11.247/2018 e do PL 576/2021, estabelecendo o marco regulatório do setor e, ao mesmo tempo, incrementando a segurança jurídica necessária para motivar o início dos investimentos. Os detalhes do PL 576/2021 foram revisitados na seção 2.6.1 desta tese.

O PL 11.247/2018 foi votado no Congresso Nacional no final de novembro de 2023 e, no momento, aguarda apreciação do Senado Federal. Tal projeto propõe regulamentar a geração de energia *offshore* no Brasil, no entanto não foram definidos os parâmetros para a promoção da indústria nacional, como as reservas para Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), bem como os critérios para a distribuição da riqueza gerada. O PL apresenta duas formas de disponibilização de perímetros *offshore*: a oferta permanente, quando o poder concedente delimita áreas para exploração a partir da solicitação de interessados; e a modalidade de autorização, na qual áreas pré-delimitadas são ofertadas mediante procedimento licitatório. Em última análise o PL permite a atuação passiva do Estado no planejamento, na estruturação e na geração de energia eólica *offshore*, podendo implicar em riscos para a soberania energética (FERREIRA, 2023).

Novos setores da economia demandam a criação e a evolução contínua de um sistema regulatório durante o período de acomodação, o que pode levar alguns anos, até a consagração de arcabouço regulatório que cubra todas as dimensões afetadas pela atividade, mantendo a sustentabilidade econômica e ambiental. No caso da eólica *offshore*, identificam-se possíveis desdobramentos regulatórios ou executivos, como na conformidade com a UNCLOS¹²⁷, da qual o Brasil é signatário e, em seu artigo 60, estabelece a possibilidade de criação de zona de segurança de até 500 m ao redor de instalações *offshore* (UNITED NATIONS, 1982), dentro das quais a navegação não é possível sem autorizações e provisões de segurança extraordinárias, como já ocorre comumente na indústria *offshore* de O&G.

A navegação dentro de usinas eólicas *offshore* e fora das zonas de segurança, assim como as distâncias entre os aerogeradores, devem ser consideradas antes da aprovação de projetos renováveis no mar e da cessão de outorga. Ou seja, se em um perímetro *offshore* os aerogeradores guardarem menos de 500 m de distância entre si, todo o empreendimento será uma zona de segurança regulada pelo art. 60 da UNCLOS.

Em regiões com elevado AWS e AEP, a tendência do mercado, conforme os mapas 4 e 11, é instalar muitos projetos nessas regiões de ventos fortes. Isso pode criar verdadeiros *clusters* de eólica *offshore*, trazendo desafios adicionais à navegação, como grandes zonas de

¹²⁷ *United Nations Convention on the Law of the Sea*, ou Convenção das Nações Unidas sobre o Direito no Mar, é o acordo internacional que estabelece o marco regulatório internacional para as atividades marinhas e marítimas.

exclusão ou riscos inerentes à navegação próxima a vários obstáculos fixos. Importa notar que instalações de O&G em produção são dotadas de radares equipados com sistema ARPA¹²⁸, tripulação 24 horas qualificada, luzes de sinalização e sistemas de gerenciamento de conformidade náutica, enquanto sistemas eólicos *offshore* são completamente desguarnecidos em operação.

Outro aspecto relacionado à segurança da navegação e passível de regramento diz respeito ao raio dos aerogeradores e a altura de instalação da nacela, em relação ao nível do mar. Apesar do estabelecimento das zonas de segurança ao redor dos aerogeradores, a relação entre a elevação do *hub* e o diâmetro do rotor é uma variável importante para a segurança da navegação. Ilustrando o conceito, o gráfico 10 traz o exemplo da média ponderada de elevação do *hub* no ano de 2022, como sendo 100 m, e a média ponderada do diâmetro do rotor no mesmo ano em 160 m. Nesse conjunto, a ponta da pá do rotor passa a 20 m da linha d'água em seu ponto mais baixo, o que é uma distância menor do que o calado aéreo¹²⁹ de muitas embarcações, desconsiderando que o pedestal da TT é montado sobre uma base com alguma elevação sobre o nível do mar.

Para efeito de comparação, a altura do vão central da ponte entre as cidades do Rio de Janeiro e Niterói é de 72 m, ainda assim algumas plataformas com torres de perfuração e navios dotados de torres funcionais não possuem calado aéreo para passar por baixo da ponte. Na perspectiva da relevância desta análise em uma situação prática, pode levar a uma catástrofe uma embarcação com perda de propulsão, ficando à matroca no mar por alguns instantes, posicionada nas imediações de um complexo eólico *offshore*, em uma região de fortes ventos.

São relevantes tais considerações de natureza regulatória ou executiva para assegurar a segurança na ZEE brasileira em presença de empreendimentos renováveis desabitados no mar, como estabelecimento de sinalização de obstáculos e rotas especiais de navegação, autorização para passagem de embarcações com calado aéreo acima de determinado limite, uso do LRIT para monitorar o tráfego nas proximidades de usinas eólicas e/ou estabelecimento de patrulhamento regular, entre outras possíveis medidas que garantam a conformidade com a UNCLOS e a segurança na navegação com a existências de grandes empreendimentos eólicos na Amazônia Azul, em regiões de elevado AWS. Assim como no desenvolvimento da

¹²⁸ *Automatic Radar Plotting Aid*, ou Auxílio Automático de Plotagem de Radar, consiste em um radar com capacidade para determinar a posição relativa e calcular a trajetórias, o curso, a velocidade de objetos, sendo capaz de detectar o risco de colisão, com base em parâmetros de distância, e soar um alarme no passadiço da embarcação.

¹²⁹ Termo usado para descrever a distância do ponto mais alto de uma embarcação até sua linha d'água, sendo a dimensão mais usada para avaliar se a embarcação pode passar com segurança sob uma ponte ou objeto.

infraestrutura portuária, também no mar deve-se considerar eventuais provisões regulatórias ou executivas para lidar com a segurança do espaço aéreo.

Observando o gráfico 10 e com os mesmos parâmetros de altura do *hub* em 100 m e diâmetro do rotor em 160 m, no ponto mais elevado, as pás podem atingir 180 m de elevação em relação ao nível do mar. Alguns projetos, como o CE-06 Alpha Wind Morro Branco e RS-02 Ventos do Atlântico, planejam instalar em torno de 400 aerogeradores em um mesmo perímetro, com diversos projetos concentrados nas áreas com maiores AWS e AEP, como podemos notar na tabela 8 e no mapa 5. A combinação dos fatores altura do projeto em relação ao nível do mar e densidade de unidades de geração em uma mesma área, com ventos fortes, pode ser um dos aspectos a serem endereçados pelo Poder Público, para mitigar riscos associados à aviação em baixa altitude.

4.8.1 Segurança contra ameaças

Para abordar a regulamentação de segurança contra atos ilícitos no setor eólico *offshore*, optou-se por revisar os fundamentos do tema que motivaram a regulamentação internacional para prevenir atos ilícitos no mar contra ilhas artificiais. Amplamente adotado internacionalmente, o termo *Security* remete à proteção de embarcações interna e externamente, contra o terrorismo, a pirataria, o roubo, o tráfico ilegal de mercadorias e pessoas e outras categorias de ameaças por perpetradores, sendo o termo *safety* reservado às questões sobre proteção da tripulação e dos passageiros a bordo dos navios, do meio ambiente e da carga. Em português, o termo “segurança” é empregado para ameaças por ação do homem e para proteção de pessoas, meio ambiente e carga contra riscos naturais.

De forma geral, a recorrência de um incidente indesejado e danoso à comunidade internacional leva a uma reação de contenção, normalmente por meio de elaboração e implementação de convenções e tratados. O desastre do navio RMS Titanic no Atlântico Norte, em 1912, levou a maior parte da comunidade internacional a adotar a convenção SOLAS¹³⁰, em 1914; e os ataques ao World Trade Center em 2001 na cidade de Nova York ocasionaram a elaboração do ISPS¹³¹, em 2004 (INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION, 2023a).

¹³⁰ *Safety of Life at Sea*, ou [Convenção Internacional para a] Salvaguarda da Vida [Humana] no Mar, cujo principal objetivo é especificar normas mínimas para a construção, o equipamento e a exploração de navios, compatíveis com a sua segurança (INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION, 2023a).

¹³¹ *International Ship and Port Facility Security*, ou [Código] Internacional de Segurança de Navios e Instalações Portuárias. O código ISPS contém requisitos detalhados relacionados à segurança para governos, autoridades portuárias e companhias de navegação (INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION, 2023a).

São exemplos de como eventos indesejados de grandes proporções levam à evolução do panorama regulatório internacional, especialmente em assuntos relacionados aos mares. Na história recente da navegação, existem registros de ações criminosas contra embarcações, dos quais se destacam principais sequestros e ataques no quadro 4.

Quadro 4 – Sequestros e Ataques a Navios – Mundo.

Ano	Tipificação	Navio
1961	Sequestro	SS Santa Maria
1963	Sequestro	Anzoategui
1970	Sequestro	SS Columbia Eagle
1996	Sequestro	MV Avrasya
2000	Ataque	USS Cole
2002	Ataque	SS Limburg
2004	Ataque	SuperFerry
2010	Ataque	M/V M. Star

Fonte: INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION (2023b).

Durante a década de 1980, cresceu a preocupação com atos ilícitos que ameaçam a segurança dos navios, seus passageiros e tripulações, com relatos de sequestros, encalhados ou explodidos, ameaças e até assassinatos (INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION, 2023a). Esses incidentes, entre outros, motivaram o aperfeiçoamento do marco regulatório, como resposta da comunidade internacional. O evento que desencadeou o ordenamento jurídico internacional foi o sequestro do navio de cruzeiro italiano Achille Lauro, em 1985, considerando um ato terrorista (INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION, 2023b).

Em 1988, na cidade de Roma, ocorreu a Conferência Internacional sobre a Repressão de Atos Ilícitos contra a Segurança da Navegação Marítima, na qual se adotou a Convenção para a Repressão de Atos Ilícitos contra a Segurança da Navegação Marítima (SUA¹³²), com o principal objetivo de assegurar a tomada de medidas adequadas contra as pessoas que cometem atos ilícitos, como a apreensão de navios à força, atos de violência contra pessoas a bordo, e a colocação a bordo de um navio de dispositivos susceptíveis de o destruir ou danificar. No mesmo ano, o Protocolo foi adotado juntamente com a Convenção SUA e aplica-se,

¹³² *Suppression of Unlawful Acts* ou Repressão de Atos Ilícitos.

exclusivamente, às plataformas fixas na plataforma continental (INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION, 2023a).

Com o crescimento da infraestrutura instalada no mar, devem-se ajustar os meios empregados para a manutenção de *security* dos empreendimentos. Da mesma forma como ocorre em função dos empreendimentos de O&G no mar, a existência de aparato estatal de segurança adequado pode contribuir para componentes de infraestrutura de grande relevância para a sociedade não se tornarem alvos de ataques por indivíduos ou grupos organizados.

O simples fato de existirem meios equipados para detecção e pronta resposta, como o LRIT¹³³, radares, navios militares de patrulhamento e sistemas de inteligência, asseguram o efeito dissuasório sobre potenciais perpetradores. Riscos de sabotagem, furtos, uso de explosivos e danos intencionais são alguns pontos de atenção para formular planos de prevenção de incidentes por ação intencional. Há regulamentação internacional específica para tratar de *security*, e o Brasil é signatário da convenção SUA e do Protocolo de 1988, não sendo signatário da Convenção e Protocolo de 2005 (até o dia 31 de maio de 2024), que define infrações previstas no Protocolo acerca das plataformas fixas de 1988 (INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION, 2023c).

Um atributo relevante a ser considerado no tocante a *security* de complexos eólicos *offshore* é o fato de que, diferente de ilhas artificiais de O&G, elas operam desabitadas, em uma extensa área territorial, em grande número de instalações e guardando pouca distância entre cada unidade geradora. Assim, podem estar ligadas entre si, às subestações e ao continente por cabos submarinos de alta voltagem. Tal configuração de infraestrutura impõe desafios adicionais para a prevenção de atos ilícitos no mar, os quais merecem atenção do Estado brasileiro, especialmente sobre a pouca distância da costa de empreendimentos, o acesso facilitado e a existência de tecnologias de baixo custo para o alcance de partes submersas e elevadas dos aerogeradores, por meio do uso de drones.

4.8.2 Cessão de perímetros *offshore*

Em atuação desde 1997, a ANP prima pela maturidade dos processos específicos da autarquia, no tocante ao gerenciamento de cessão de áreas *offshore*, à organização de leilões e licitações, ao acompanhamento do uso, viabilizando a tributação, os processos de devolução e,

¹³³ *Long-Range Identification and Tracking*, ou sistema de Identificação e Rastreamento de Longo Alcance, fornece a identificação e o rastreamento global de navios, em força no Brasil (INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION, 2023a).

mais recentemente, o descomissionamento. O crescimento da participação dos grandes operadores de O&G, em rodadas de leilões de blocos de exploração de O&G *offshore*, mostra a eficácia do processo brasileiro de cessão de perímetros *offshore*.

Como um todo, o setor eólico *offshore* pode ser amplamente beneficiado se os expedientes de condução de processos de cessão de perímetros *offshore* da ANP puderem ser a base para elaborar procedimentos a serem implementados pela autarquia responsável pelo novo setor eólico *offshore*. Existem possíveis ganhos de eficiência na sinergia entre a ANP e o órgão designado pelo poder executivo para realizar processo seletivo público para a cessão de prismas pré-delimitados, o planejamento para outorga, a análise do Estudo Prévio de Impacto Ambiental (EIA), avaliação de segurança náutica e aeronáutica, entre outras funções de Estado (BRASIL, 2021). Importante fonte de lições aprendidas no ambiente regulatório, os países com setor eólico *offshore* desenvolvido, como Dinamarca, UK, Alemanha, França, EUA e RPC, podem ser base de informações sobre o desenvolvimento do marco regulatório local, a exemplo da parceria entre o Vietnã e a Dinamarca para desenvolvimento do setor.

Em 2017, a ANP iniciou o aprimoramento dos processos de gestão da atividade de descomissionamento no Brasil, por meio da parceria para intercâmbio de experiências com o governo de UK, no estudo do modelo inglês, elaborado pela consultoria ARUP, especialmente sobre o regime regulatório em vigência naquele país (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2022). Mais tarde, serviram de base para elaborar a regulamentação nacional para descomissionamento de O&G *offshore*. Isso culminou na entrada em vigor da resolução ANP 817/2020, a qual substituiu todas as resoluções anteriores sobre o descomissionamento de O&G, e aprimorou a relação entre o Estado e o mercado regulado, com benefícios para a sociedade. A atividade eólica *offshore* pode ser beneficiada, com a adoção de expediente similar, aprimorando a curva de aprendizado nacional, pela incorporação de mecanismos regulatórios testados, aperfeiçoamento da relação com o mercado, conservação do meio ambiente e maiores benefícios para a sociedade, observando as práticas consagradas internacionais e sua aderência com o modelo brasileiro.

Apesar de precisar de regulamentação específica para a atividade eólica no mar, assegurando a segurança jurídica ao setor, a resolução ANP 817/2020 incorporou mecanismos importantes para a alienação e a reversão de bens, bem como a necessidade de avaliação comparativa entre alternativas de descomissionamento e a simplificação de transferência de campos entre operadores. Essas três possibilidades previstas na resolução de descomissionamento de O&G, em conjunto, podem viabilizar uma solução regulatória para

empreendimentos eólicos com a mesma premissa do O&G do projeto Potiguar: o reuso de infraestrutura e perímetro de projetos de O&G para complexos de energias renováveis no mar.

Como a resolução 817/2020 é específica para o setor de O&G, existe o possível entendimento de que não se aplique ao caso de alienação e reversão de bens para operadores de empreendimentos eólicos. Porém, os debates sobre o PL 11247/2018 e o PL 576/2021, no Congresso Nacional, podem abrir caminho para a hipótese de forma mais objetiva. O investimento no setor de renováveis se favoreceria pelo mecanismo de reversão de bens do O&G para as energias renováveis, com o Estado como parte interveniente nos contratos de cessão, devido à potencial redução de custos de instalação, assim como – e principalmente – favorecendo o setor de O&G. Isso porque essa alternativa endereça o obstáculo de custo do descomissionamento, evita boa parte das emissões de GHG na remoção de facilidades, permitindo a conversão de um gasto em investimento, na construção de um novo projeto no mar com geração de receitas adicionais. Além disso, favorece a vantagem de reputação para corporações do setor de combustíveis fósseis, a menor agressão ao meio ambiente, pela redução de dispêndio de RE, e uma menor perturbação do meio ambiente marinho.

5 AS ALTERNATIVAS DE DESENVOLVIMENTO DA PESQUISA

Esta última seção da tese elabora considerações sobre a pesquisa, seus resultados, limites e direcionamentos, em que se expõem particularidades sobre a condução do trabalho de exame das fontes, as consequências da reuso de infraestrutura como alternativa e a transição energética, as fronteiras de tal análise e a elaboração das conclusões.

5.1 A MAGNITUDE DO TEMA

A P-1¹³⁴, primeira plataforma de petróleo do país, foi construída na década de 1960, em um inovador investimento na existência de petróleo *offshore*, quando, ainda sem um arcabouço regulatório consolidado, se iniciou a instalação da infraestrutura de O&G nos mares brasileiros, a qual atualmente sustenta 3,2% da produção global de petróleo¹³⁵. Mais de meio século após as primeiras instalações marítimas, alguns reservatórios estão depletados, de maneira que o descomissionamento das instalações e o retorno da concessão ao Estado devem ocorrer, apesar do elevado custo, motivado por regulamentação atualizada, garantia dos usos legítimos do mar e conservação do meio ambiente. Com o passar do tempo, eleva-se ainda mais a criticidade da questão do descomissionamento, considerando que mais projetos chegam ao final da produção, incrementando o passivo existente. Existem possíveis soluções, dentre as quais o reuso.

Atualmente, em um contexto conhecido como transição energética, a sociedade vivencia o esforço das nações pela redução de emissões de GHG por queima de combustíveis fósseis, como forma de conter o aquecimento global, e as energias renováveis despontam como uma das melhores soluções. O alcance desses objetivos depende do desenvolvimento de uma grande infraestrutura de energias renováveis, sendo um dos principais desafios para cumprir as metas de diversificação da matriz energética global, com a consequente redução de emissões de CO₂ na atmosfera.

Possivelmente, a opção de maior viabilidade técnica para a substituição de hidrocarbonetos como combustível é a eletricidade gerada a partir da energia eólica, o que está em franco crescimento nos países desenvolvidos, correspondendo a 10% da geração elétrica

¹³⁴ A P-1 foi construída como uma plataforma móvel de perfuração, e descobriu o primeiro campo de petróleo na PC brasileira, no mar de Sergipe, em 1969, dando origem ao campo de Guaricema (PETROBRAS, 2023).

¹³⁵ Produção total de petróleo no Brasil, em junho de 2023, foi de 3,367 M bbl/d, sendo 97,6% em campos *offshore* (AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2023b). No mesmo período, a produção mundial de petróleo foi de 102,3 M bbl/d (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2023c). Logo, a contribuição brasileira pode ser calculada: $(3,367 \times 97,6\%) / 102,3 = 3,2\%$.

nacional atualmente. Apesar do robusto parque eólico no continente, no mar é onde há o grande potencial de crescimento do segmento eólico no Brasil, similar ao que ocorreu com a indústria de O&G. Porém, a regulamentação do setor eólico *offshore* permanece em tramitação no Congresso Nacional.

O testemunho da confluência de três grandes frentes acerca do agravamento da questão do descomissionamento da infraestrutura de O&G, o acelerando desenvolvimento da energia eólica *offshore* na agenda internacional e a possível aprovação da regulamentação sobre a cessão de espaços marítimos para exploração da energia eólica, resultou na formulação do problema que motivou a presente tese. Existe viabilidade econômica para o reuso de espaços e infraestrutura de O&G *offshore* na produção de eletricidade, a partir de energia eólica como alternativa ao descomissionamento no Brasil?

5.2 A METODOLOGIA E O REFERENCIAL TEÓRICO

Para atingir os objetivos da pesquisa, esquematizou-se o estudo de novos usos para infraestrutura de O&G *offshore*, quando se observou que não são novidade fora do país, tanto no meio acadêmico quanto por iniciativa de empresas e Estados. Logo, esta pesquisa foi fundamentada em análises modernas de diversos aspectos envolvendo os usos legítimos do mar no contexto do reuso de instalações, aplicados ao caso brasileiro, incluindo as considerações econômicas de Leporini *et al.* (2019), Mimmi *et al.* (2017) e Sedlar *et al.* (2019); as ponderações ambientais de Heery *et al.* (2017), Cordes *et al.* (2016), Bishop *et al.* (2017), Lakhali, Khan e Islam (2009) e Sommer *et al.* (2019); o exame da infraestrutura *offshore* de Anchustegui *et al.* (2021); os desafios institucionais apontados por Bourbon (2020); os critérios de decisão observados por Fowler *et al.* (2014) e Martins *et al.* (2020); a questão política nas reflexões de Osmundsen e Tveteras (2003); e as inflexões de engenharia de Chandler *et al.* (2017); assim como publicações de institutos de pesquisa, autarquias governamentais e centros de pesquisa do setor de O&G, que compõem o referencial teórico desta tese.

Em seguida, dentro do tema da pesquisa, abordando a energia eólica *offshore* como alternativa ao descomissionamento da infraestrutura marítima de óleo e gás no Brasil, revisitaram-se as teses mais relevantes na atualidade sobre o desenvolvimento da eólica no mar e a transição energética. Isso habilitou a investigação das alternativas ao descomissionamento *offshore*, aderentes ao panorama local, com foco na viabilidade da solução do reuso em empreendimentos renováveis no mar. Assim, foram utilizadas as pesquisas de Guilbert e Vitale

(2021) sobre descarbonização da indústria; Emeis (2018), Gaertner *et al.* (2020), Kumar *et al.* (2020) e Hersbach *et al.* (2020), com foco em potencial eólico no mar; Rao (2019) acerca de geração elétrica por aerogeradores; Mone *et al.* (2017), Valpy *et al.* (2017), Beiter *et al.* (2016), Hurley e Nordstrom (2014) e Bjerkseter e Ågotnes (2013), contextualizando os custos da energia produzida por fonte eólica *offshore*; Dalgic, Lazakis e Turan (2013) e Heidari (2017), dissertando sobre o OPEX de usinas eólicas *offshore*; Gonzalez-Rodriguez (2017), ponderando o CAPEX para empreendimentos eólicos no mar; Green *et al.* (2007), examinando sistemas elétricos marítimos; e Alsubal *et al.* (2021), considerando o ciclo de vida de empreendimentos eólicos *offshore*, bem como periódicos, artigos e revistas do setor.

Com isso, o conhecimento dos principais estudos relacionados ao descomissionamento e ao emprego alternativo de infraestrutura, junto com os resultados de pesquisas relevantes sobre eólica *offshore* e transição energética, no contexto brasileiro, permitiu a seleção adequada dos perímetros *offshore* aderentes à proposta da pesquisa, à identificação dos componentes de instalações de O&G e energia eólica no mar, à investigação das interseções entre as facilidades marítimas em um quadro de transição energética, ao estabelecimento das necessidades espaciais e de infraestrutura para a conversão de utilidades, à elaboração do EVTE para a alternativa de reuso, à avaliação do impacto das receitas dos empreendimentos eólicos na economia azul, habilitando, finalmente, a comparação dos resultados encontrados com as hipóteses desta pesquisa.

5.3 AS HIPÓTESES E OS OBJETIVOS DA PESQUISA

É plenamente possível o aproveitamento da infraestrutura de campos marítimos de O&G para implementar projetos de energia eólica. Essa conclusão se edificou, com base nos objetivos específicos da tese sobre a identificação dos componentes da infraestrutura fixa de O&G na PC brasileira em fase de abandono, bem como suas funções. Isso permitiu comparar com a descrição dos componentes e as funções para sustento de complexos eólicos *offshore*.

As plataformas fixas de petróleo podem hospedar bases de aerogeradores, *hub* logístico para complexos eólicos, subestação para transmissão em CC ou base para medição de potencial eólico. As tubulações e os equipamentos submarinos dificilmente podem ser reutilizados para produção e transmissão de energia elétrica. Porém, o acesso aos estudos utilizados para licenciamento ambiental do campo de O&G pode ajudar a obter permissões para interação entre o bioma marinho e o novo empreendimento, bem como reduzir tempo e custos. Na alternativa

de produção de hidrogênio verde no mar, as tubulações podem ter certa relevância para exportar a produção. Em um projeto aliando CCUS, DAC, com reuso das instalações para geração de SNG, até poços e reservatórios podem ter um novo emprego junto com a eólica *offshore*.

Encontra alguns desafios a aderência da iniciativa de descarbonização da indústria de O&G *offshore*, via reuso em energias para com os ODS. A proposta desta tese sustenta diretamente o objetivo sete e o treze dos ODS, que são, respectivamente: “Garantir o acesso à energia acessível, confiável, sustentável e moderna para todos” e “Tomar medidas urgentes para combater as alterações climáticas e os seus impactos” (UNITED NATIONS, 2023a; 2023b). A acessibilidade energética tente a ser incrementada pela solução, diante do elevado potencial eólico *offshore*.

Atualmente, a tecnologia empregada para geração eólica tem alta confiabilidade, sendo componente da matriz energética de países desenvolvidos. A sustentabilidade do segmento eólico depende das pressões sobre o meio ambiente que um cenário de intensa substituição de fontes energéticas no futuro pode gerar, o que se relega a futuras pesquisas. Além disso, as soluções em energia eólica estão entre as mais modernas já produzidas pelo homem. No que tange às medidas urgentes para conter as alterações climáticas, são iniciativas de reduzir emissões de GHG e, neste contexto, a energia eólica demanda emissões diretas e indiretas no desenvolvimento e no descomissionamento de projetos, o que é percebida como totalmente limpa, em função da quase ausência de emissões durante a fase de geração.

A análise da viabilidade econômica de aproveitamento de espaços e infraestrutura de O&G em produção de eletricidade a partir de energia eólica *offshore* foi conduzida por meio do exercício de elaboração do EVTE do projeto Potiguar, o que foi o objetivo geral da pesquisa. Com o devido tratamento matemático, calcularam-se os custos com o desenvolvimento, a operação e o descomissionamento da alternativa de conversão, comparando os dois primeiros a valores praticados em países com setor eólico desenvolvido pelo método do *benchmark*, o que resultou em uma viabilidade positiva da propositura de reuso.

O exame dos valores de custo da energia permitiu calcular o LCOE do projeto Potiguar, com e sem o reinvestimento do capital de descomissionamento. Novamente empregando o *benchmark*, verificou-se a viabilidade de optar pela conversão. Por fim, o cálculo de indicadores de investimento, pela elaboração do NPV, ROI e PB, permitiu observar que a viabilidade econômica não ocorre em todos os cenários de valor do MWh observados no Brasil. Porém, somente acima de determinado patamar de valores de energia, a eólica *offshore* se torna viável,

razão pela qual os resultados da pesquisa econômica relacionam mecanismos de incentivo e o surgimento do setor eólico no mar.

O mapeamento do panorama normativo, internacional e doméstico, relacionado ao reuso de estruturas fixas e espaços de campos *offshore* de O&G em fase de abandono para emprego em produção de energia eólica no Brasil, permitiu identificar potenciais entraves a essa alternativa, especialmente sobre a tramitação no Congresso Nacional dos diversos projetos de leis acerca das energias renováveis no mar, em especial o PL 11247/2018, na CMADS, desde 21 de janeiro de 2019. Apesar da inexistência de um marco regulatório federal sobre o tema, as autarquias governamentais, atentas à transição energética e ao desenvolvimento da eólica *offshore* no exterior, aperfeiçoaram os protocolos, permitindo a submissão de estudos de licenciamento ambiental para perímetros marítimos, por meio do estabelecimento do TRP pelo IBAMA. Ao estabelecer e divulgar o TRP para eólica *offshore*, desencadeou-se o movimento de 28 empresas, protocolando licenciamento para projetos que ultrapassam os 180 GW no mar, mesmo sem informações do prazo e do modo de aprovar a legislação de cessão de perímetros, o que demonstra a predisposição de investidores no setor eólico *offshore* nacional.

O método de pesquisa permitiu identificar os elementos envolvidos na hipótese de conversão de um campo de O&G em descomissionamento para um complexo eólico marítimo, bem como analisar os aspectos econômicos da proposta, além de verificar a viabilidade técnica, examinar o panorama regulatório e, por fim, constatar as particularidades positivas e os pontos de atenção da proposta. Isso resultou em um contexto situacional amplo que aponta para a exequibilidade técnica e econômica do reuso de espaços e infraestrutura de campos de O&G para usinas eólicas, exceto pela questão normativa, atualmente em desenvolvimento.

5.4 LIMITES DA PESQUISA

Esta tese se restringiu na análise dos principais aspectos econômicos, normativos e técnicos da alternativa do reuso de instalações e campos de O&G em complexos eólicos *offshore*, como solução para o descomissionamento *offshore* no Brasil. Dessa forma, identificou campos de pesquisa relacionados ao reuso de instalações de O&G e às energias renováveis no mar que merecem atenção, consistindo em alternativas para desenvolvimento por meio da pesquisa científica no futuro.

Apesar das diversas vantagens do reuso de instalações de O&G, há questões que podem ser foco de outras investigações acadêmicas, como os aspectos de engenharia de reuso de

instalações, a vida útil de infraestrutura marítima e o reuso em novos projetos, assim como análise de especificações de materiais no setor de O&G e de energias renováveis e demais particularidades do tema de adequação de infraestrutura de O&G. Outro tema cada vez mais abordado em revistas especializadas relaciona-se à viabilidade ambiental da transição energética, no tocante ao estudo comparativo de emissões totais entre usinas movidas à combustíveis fósseis e/ou energias renováveis nas fases de desenvolvimento e descomissionamento. Assumindo que, na fase de produção, os empreendimentos com base em energias renováveis apresentam pouca ou nenhuma emissão de GHG, quando comparados com exploração de hidrocarbonetos, existe espaço para a pesquisa científica focada nas emissões por MWh equivalente, circunscrevendo todas as fases do ciclo de vida de projetos de produção de energia, não restrito apenas ao período de operação.

Os empreendimentos também exercem pressões sobre o meio ambiente, com impactos na mineração, no processamento de ligas, no beneficiamento de materiais especiais, na logística de componentes, na montagem e na desmobilização de projetos no mar e, mesmo, na própria fabricação dos meios para operacionalizar o setor. A investigação dos impactos ambientais indiretos da construção de infraestrutura para produção de energias limpas é um tema de alta relevância sobre a transição energética.

A elaboração de estudos com foco nos efeitos da inflação, da deflação, da variação cambial e das questões tributárias sobre a alternativa de conversão da infraestrutura de petróleo em usinas de geração eólica *offshore* também constitui tema importante no âmbito da abordagem monetária e regulatória da alternativa de reuso de instalações no mar.

Também consiste um tema de interesse econômico e ambiental, a ser cientificamente explorado, os esforços de pesquisa dos efeitos da adoção do *Replacement Energy* aos processos produtivos, incluindo a propositura de métricas de impacto de RE no reaproveitamento de materiais em projetos instalados no mar. O conceito de RE não é amplamente considerado na elaboração de projetos de reuso de infraestrutura, muito devido à falta de divulgação ou pela escassez de formas de mensurar os impactos da adoção em larga escala. Assim, ele passaria a ter grande influência para determinar a viabilidade energética, econômica e ambiental de reaproveitamento de infraestrutura de projetos marinhos.

Por fim, um dos estudos de maior relevância, não diretamente abordado, por esta tese reside na nova geopolítica em um mundo após a transição energética. Diversos aspectos podem ser abordados, como o suprimento energético internacional e a mudança do paradigma de recursos energéticos finitos para recursos energéticos infinitos, em uma eventual transição do

carbono para HV ou outro combustível baseado em fontes renováveis. Um tema significativo para pesquisa são as cadeias de produção energética por associação de países, no âmbito do novo paradigma de energias renováveis, considerando as diversas possibilidades abertas, como o compartilhamento de recurso eólico internacional, via sistemas de distribuição elétrica, armazenamento, transmissão e distribuição por longas distâncias, novo panorama das rotas de navegação em um contexto de exploração intensa da eólica *offshore* e outros estudos.

6 CONCLUSÃO

Apresentamos os resultados desta pesquisa, com destaque para as relações com o problema e os objetivos da pesquisa, os apontamentos sobre os avanços proporcionados ao conhecimento existente sobre a descarbonização do setor de O&G *offshore*, bem como o reuso de infraestrutura e a transição energética no Brasil. Ao todo, apontaram-se 19 descobertas principais da pesquisa, agrupadas em cinco áreas.

RELAÇÕES INTERNACIONAIS

Entre as principais conclusões do estudo, estão os aspectos geopolíticos envolvidos na questão das energias renováveis, o que pode ser sumarizado dentro de três preceitos, envolvendo a cadeia de suprimento de TR: os acordos internacionais em favor da indústria brasileira e a janela de oportunidade na produção de HV e SNG nos mares brasileiros. A pesquisa demonstrou que cadeia de suprimento de elementos TR é um dos pontos relevantes para desenvolver a eólica *offshore*, representando um dos avanços no conhecimento proporcionado pelo método.

Diferente de muitos países, o Brasil tem a opção de alavancar a produção de TR, aproveitando as grandes reservas que possui, e assim reduzir a dependência de importações e exposição às variações de preços, com base na vocação em um segmento com vasto histórico de sucesso local e global, assim como mineração, desenvolvida principalmente pela companhia Vale do Rio Doce. A importância da cadeia de suprimento pode ser medida pela visita de um chefe de Estado norte-americano ao Vietnã, com o objetivo de consolidar alinhamentos globais, importantes na questão dos metais raros para suporte à eólica no mar.

A associação com países, como RPC, EUA e outros, para desenvolvimento do setor eólico no mar é especialmente importante para a captura de novos mercados, onde as empresas brasileiras podem atuar. Tal contribuição do estudo associa o potencial das empresas brasileiras a um mercado em ascensão global, conforme as conveniências regionais, as quais vão desde a ausência de grandes conflitos internacionais na história recente até o elevado grau de desenvolvimento da indústria local de fabricação de componentes de alta tecnologia, como motores, geradores, transformadores e acionamentos elétricos. Nessa categoria de grandes corporações nacionais, é possível mencionar a empresa WEG, fundada em Santa Catarina, na década de 1960, com escritórios e fábricas em diversos países, atuante como fornecedora de

componentes para parques eólicos, com larga experiência em grandes aerogeradores. A combinação de fabricantes de componentes de alta tecnologia, disponibilidade de elementos raros e bons acordos comerciais podem acelerar o desenvolvimento da economia nacional, por meio das divisas geradas por produtos de elevado valor agregado, o que é precisamente um dos principais fatores que dinamizam as economias dos países desenvolvidos.

Atualmente, há uma variedade de fontes de energia, não apenas no lado do suprimento, mas também do consumo. Isso porque carros eram movidos a diesel e passaram a utilizar eletricidade ou gás natural; o hidrogênio tem sido viabilizado como combustível, e a energia solar é utilizada para prover eletricidade residencial. Neste cenário, o final de um projeto de O&G no mar pode representar o início de uma planta de geração elétrica movida a energia renovável, o que é o objeto da proposta de reuso de instalações desta tese.

O Brasil, que possui uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo, pode despontar novamente em setores, como o HV e SNG, com base em eventuais agrupamentos entre energias renováveis e o setor de O&G, no desenvolvimento da energia eólica *offshore*. Com extenso litoral e recurso eólico adequado, as possibilidades são favoráveis para a economia, a indústria, a geração de empregos e o desenvolvimento tecnológico, com repercussão regional e global, bem como favorecer as exportações de combustível verde. Essa propositura baseada nos resultados da pesquisa constitui um dos progressos no campo da pesquisa energética local.

CONSERVAÇÃO DA NATUREZA

Um dos pontos mais relevantes identificados nesta pesquisa é a relação entre o reuso de instalações de O&G em projetos eólicos no mar e a natureza, especialmente no tocante ao emprego de RE em grandes projetos *offshore*, na postergação de trabalho gerador de emissões para a era após a transição energética, na percepção da opinião pública e as políticas sobre energias renováveis e a captura de carbono. Portanto, as iniciativas de tratamento de resíduos urbanos através de segregação, transformação e reuso aliviam o impacto ambiental em duas frentes principais: na redução de resíduos destinados a aterros sanitários e, especialmente, na diminuição da extração de matéria-prima da natureza para produção e beneficiamento de novos materiais, em substituição aos existentes, como, por exemplo: plástico, latas de alumínio e papel, que podem ser reciclados e reutilizados.

A reciclagem de lixo urbano ilustra a aplicação prática do conceito de RE. Isso porque, ao final de um empreendimento, podem-se considerar as instalações como resíduos a serem descomissionados e descartados ou, então, insumo para novos projetos. Assim, reduziria indiretamente o impacto ambiental da produção de mais aço, plástico, borracha, cimento e outros materiais. A atmosfera também se favorece, pois as emissões para produção de novas estruturas não ocorrem na hipótese de reuso de facilidades existentes, reduzindo a pegada de carbono na atmosfera. Considerações sobre o ruído e efeitos físicos sobre o bioma marinho também advogam a favor do reuso de instalações *offshore*.

Logo, contribui positivamente para o meio ambiente o emprego do conceito de RE no setor energético, na forma de incentivos, políticas públicas ou campanhas de conscientização, resultando, portanto, em economia de custos e de tempo para novos projetos e, assim, no desenvolvimento econômico regional. A observação da aplicabilidade do conceito de RE ao setor de descomissionamento no Brasil compõe o conjunto de aperfeiçoamentos proporcionados pela pesquisa ao setor de energia no mar.

A demonstração das qualidades da postergação do descomissionamento para o futuro representa uma das notáveis vantagens do emprego do reuso de instalações, bem como um avanço na abordagem da questão do descomissionamento sob a perspectiva de emissões, proporcionado por este estudo. Ao transferir o trabalho de desmonte e descarte de infraestrutura para um futuro após a transição energética, com a disponibilidade de meios mais eficientes de captura de carbono e propulsão por energias limpas, as emissões líquidas para a atmosfera são menores, reduzindo pressões sobre o clima e favorecendo iniciativas de contenção do aquecimento global. Uma das principais contribuições desta tese está em fundamentar a propositura do reuso de instalações, produzindo menores emissões líquidas para a atmosfera, dentro da hipótese de transição energética, o que ressignifica o uso das facilidades *offshore*.

As percepções da opinião pública com relação às energias renováveis e, por consequência, o possível desenvolvimento de políticas públicas voltadas ao setor geralmente estão voltadas para o panorama da fase operacional, livre de emissões, em uma imagem sem aerogeradores e painéis solares com a característica “chaminé” da geração de energia por combustíveis fósseis. Entretanto, nas etapas de fabricação de componentes, instalação no mar e descomissionamento, permanecem as intensas emissões, exercendo pressões sobre o meio ambiente, com os impactos diretos e indiretos para fabricação de elementos e componentes.

Diante disso, esta pesquisa incrementa o repertório das abordagens sobre energias renováveis, ao propor que o debate público passe a considerar os impactos nas emissões para

instalação de complexos eólicos *offshore*, em uma era quando isso somente pode ser feito pelo uso intenso de combustíveis fósseis. É possível recomendar que, em um cenário futuramente descarbonizado, as energias renováveis possam ser utilizadas para produzir mais outras usinas de energias renováveis, em um ciclo virtuoso para o meio ambiente.

Existem iniciativas não diretamente relacionadas com a transição energética, mas também visando conter as mudanças climáticas, sendo um setor no qual existe espaço para crescimento no lado da pesquisa científica local e na adoção de tecnologias. O método mais conhecido de reduzir a pegada de carbono, pela sua captura, é o conhecido reflorestamento, especialmente o que ocorre naturalmente. Além do mais, novas tecnologias de captura de carbono estão em franco desenvolvimento, como CCUS e DAC, as quais funcionam como ações de mitigação para emissões de CO₂, podendo se articular em conjunto com energias renováveis para produção de SNG. O esforço de pesquisa resultou em subsídios para estudos sobre um importante segmento no qual tanto a indústria, quanto o Poder Público podem considerar para consecução de seus objetivos ambientais: o desenvolvimento da captura de carbono.

AMAZÔNIA AZUL

No Brasil, nos últimos anos, foi intenso o uso de espaços marítimos, rotas de navegação e portos para suporte à produção de O&G. Para desenvolver a eólica *offshore*, a Amazônia Azul deve receber novos investimentos, coexistindo com os atuais de O&G, o que eleva a relevância econômica da ZEE brasileira. O possível incremento da atividade econômica do mar pela ascensão da eólica *offshore* motivou a pesquisa sobre as relações entre as instalações industriais e o meio marinho, nos aspectos sobre o planejamento estratégico da expansão da infraestrutura no mar, o reuso de facilidade instalada e a necessidade de aperfeiçoamento de portos nacionais.

O início da cessão de perímetros *offshore* para produção de eletricidade a partir de energias renováveis abre inúmeras possibilidades, pelo simples provisionamento de potencial energético em AJB. Assim, não apenas do descomissionamento, reversão ou cessão de utilidades já instaladas, o planejamento de Estado, especialmente com foco na expansão da infraestrutura marinha, ganha relevância em vários aspectos, conforme identificado na pesquisa, ao conciliar o objetivo geral e os resultados. Habilitando grandes empreendimentos na PC, diversos setores industriais podem exercer suas atividades no mar, ao adicionar significativa capacidade produtiva na Amazônia Azul. Por consequência, incrementa a

participação da economia azul no PIB nacional no cenário mais provável: o de transição energética em coexistência com os hidrocarbonetos no mar. Com isso, o estudo do reuso de instalações para emprego em energias renováveis *offshore* permitiu aumentar a compreensão da importância do planejamento estratégico de infraestrutura no mar.

O reuso da infraestrutura existente no mar em projetos eólicos favorece a economia de custos e tempo em novas instalações, facilita o licenciamento ambiental, habilita a instalação de projetos em regiões mais distantes da costa, podendo converter gasto em investimento pela suspensão temporária do descomissionamento de instalações, o que reduz o LCOE de projetos eólicos *offshore*. O reuso de instalações pode dinamizar a economia azul no país, alinhado com o planejamento estratégico na cessão de perímetros *offshore*, na definição de tipos de empreendimentos preferenciais, na coexistência entre empreendimentos de O&G e renováveis no mar, em esquemas adequados de tributação, no escalonamento da transmissão e/ou escoamento de produção, o que consiste potencialmente em um dos importantes pilares de expansão econômica e industrial identificados pela pesquisa e consistentes com os objetivos e o problema. Por isso, enriquece os estudos de usos legítimos do mar, tanto pelos resultados da pesquisa, quanto pelas fontes utilizadas como referência.

A necessidade de aperfeiçoar a infraestrutura portuária é uma característica nacional identificada na pesquisa para a consecução dos objetivos específicos, sendo um dos tópicos habilitados para a exploração acadêmica deste tema. A exemplo do que ocorre em nações desenvolvidas, as melhorias em infraestrutura portuária, especificamente para apoiar a instalação de complexos eólicos, favorecem o EVTE de projetos eólicos, como verificado também por parecer de especialistas internacionais do setor no caso brasileiro.

Favoravelmente, existem iniciativas em movimento, como no Ceará, por resolução conjunta entre investidores australianos e o governo brasileiro. O investimento em adequação de portos pode, inclusive, substituir mecanismos de incentivo tributário, pois o primeiro, mais vantajoso a médio prazo para a economia local, reduz o LCOE em comparação a valores de MWh praticados no mercado local; enquanto o segundo eleva artificialmente os valores de MWh para chegar ao LCOE de projetos, surtindo efeitos de curto prazo no mercado. Uma importante conclusão desta tese, vinculado diretamente ao problema da pesquisa, é que investimentos em infraestrutura tornam o país mais competitivo no segmento, quando comparados com o emprego de mecanismos de incentivo tributário, de acordo com a relação de causa e efeito na queda de quase 40% na atividade econômica do setor eólico da RPC, em função direta do fim da FiT, no ano de 2021.

ECONOMIA AZUL

Um dos pilares principais desta pesquisa é a perspectiva econômica de grandes empreendimentos marítimos, devido à relevância para a transição energética. Logo, a extensa análise de fatores relacionados à economia da conversão de espaços e facilidades de O&G para projetos eólicos no mar permitiu elaborar conclusões associadas aos mecanismos de incentivo à atividade eólica no mar para ganho de escala, as sinergias com o O&G, a sustentabilidade do setor eólico *offshore* e a balança comercial.

Observando indicadores econômicos PAYBACK, ROI e NPV do projeto Potiguar, verificou-se a existência de viabilidade do investimento, nos cenários com incentivos fiscais por MWh fornecido, na comparação com alternativas de investimento, abordagem que consiste com base em indicadores econômicos consagrados na indústria, uma descoberta proporcionada pelo emprego do método escolhido. Coerente com as medidas estipuladas em diversos países, por meio de mecanismos de FiT, o ganho de escala para o crescimento do setor eólico ocorre em ambiente com incentivos adequados para atrair investidores dispostos a correr riscos em um mercado inexistente. Condição necessária para o desenvolvimento da eólica *offshore*, com a consequente redução de custos, é o ganho de escala, o que viabiliza o crescimento do setor, endereçando não apenas à questão de suprimento energético, mas também ao atendimento ao compromisso nacional assumido por meio de NDC no âmbito dos ODS, junto com a hipótese das energias renováveis como solução para conter as mudanças climáticas. Uma vantagem para investidores que optam pelo Brasil está no *benchmark* positivo para projetos eólicos em relação a médias internacionais de CAPEX, OPEX e LCOE.

Além disso, esta pesquisa observou as sinergias com o setor de O&G brasileiro, em cumprimento aos objetivos, e vão muito além do reuso de infraestrutura e espaços *offshore*. Nesta categoria, é possível elencar: os estudos de impacto ambiental, os procedimentos das agências reguladoras, os especialistas em projetos no mar, as facilidades portuárias, o compartilhamento de estruturas instaladas no mar, os sistemas de ancoragem, a gestão de projetos no mar, a conformidade com normas ambientais e técnicas, dentre outras possíveis sinergias entre os dois setores da economia.

Adiante a esses pontos, há ainda a coexistência do O&G e dos renováveis, com alternativas promissoras, como o suprimento elétrico de fontes renováveis para instalações de O&G, o aproveitamento de CO₂ armazenado em reservatórios de hidrocarbonetos para produção de SNG ou, mesmo, a associação entre instalações de O&G, facilidades de CCUS

com processamento para SNG via eólica, e o fornecimento de HV ou amônia como combustível para operações no mar. As possibilidades são muitas, e a caracterização dessas sinergias é um dos resultados de maior relevância desta pesquisa.

Este estudo habilitou o avanço dos entendimentos das relações de dependência do crescimento sustentável do setor eólico *offshore*, dependente do equilíbrio entre oferta e demanda. Para a energia eólica, tal equilíbrio reside nas alternativas para escoamento da produção. Assim, a presente tese verificou as quatro principais alternativas para viabilizar o crescimento da eólica *offshore*, alinhadas aos objetivos da pesquisa: A substituição de fontes não renováveis, alinhada com a NDC nacional; As exportações de eletricidade, com forte dependência de acordos comerciais com países vizinhos e a malha de transmissão interconectada internacionalmente; O crescimento orgânico da demanda elétrica nas localidades próximas às regiões com viabilidade eólica; e Como insumo para desenvolvimento de produtos de maior valor agregado, como HV ou SNG, nos quais o domínio de tecnologia é um fator primordial para a escalada da produção, sendo uma das opções com maior poder transformador da economia local.

Um dos combustíveis considerados mais promissores na transição energética é o HV. A investigação do setor energético verificou a confluência do vasto parque de aerogeradores em terra, a existência de considerável recurso eólico no mar e o baixo LCOE, que habilitam o Brasil para investimentos na produção de HV, como identificado no caso do projeto em movimento no Ceará. Como o principal custo é o fornecimento de eletricidade, o advento da eólica *offshore* pode credenciar o HV para a concorrência direta com combustíveis fósseis no mercado de energia internacional, conclusão que consiste em uma das contribuições desta pesquisa (CAMPOS, 2023)

Na história do O&G como fonte de energia, com início há cerca de 200 anos, bilhões de dólares foram consumidos em subsídios, para viabilizar a produção em larga escala. A princípio, o preço de um barril de petróleo variava acima de US\$ 1.600¹³⁶, porém, atualmente, custa menos de US\$ 100. Quanto ao HV, muitas economias demandam, como Alemanha, Coreia do Sul, parte da Europa, Japão e EUA. Logo, esta pesquisa concluiu que, com a adoção das estratégias adequadas e por suas capacidades naturais, o Brasil se posiciona para protagonizar o fornecimento de HV enquanto combustível a nível global.

Importa mencionar que os primeiros países a desenvolverem o setor de O&G tornaram-se potências geopolíticas. Da mesma forma, o emergente mercado de HV pode favorecer as

¹³⁶ Fonte: Machado (2023).

exportações de combustível de alto valor agregado, positivando a balança comercial brasileira no setor de energias limpas. Superados os obstáculos tecnológicos para viabilizar a produção em larga escala, pode vir a se tornar o combustível do futuro.

SEGURANÇA JURÍDICA

Por fim, os aspectos normativos, que atualmente representam o maior óbice ao surgimento do setor eólico *offshore* nacional, foram analisados pela pesquisa. Assim, originaram as conclusões com relação ao entrave regulatório para explorar as energias renováveis na PC, assim como a definição do agente regulador do setor e tópicos relacionados aos usos legítimos do mar.

Um dos aspectos identificados neste estudo, em conexão com seus objetivos, reside no entrave regulatório para exploração de energias renováveis na PC. O histórico de tal questão remonta à década de 1980, quando o país enfrentou o problema de demanda maior que a oferta de energia, o que resultou no incremento da dependência de importações de carvão, óleo e eletricidade, sendo a matriz especialmente dependente de usinas hidroelétricas. Com o passar dos anos, não foi possível equilibrar demanda e oferta de energia doméstica, mesmo com as importações, levando ao apagão elétrico em 2001. Após duas décadas dessa crise elétrica, ainda não se promulgou o marco regulatório de um setor que pode aliviar as pressões sobre o sistema elétrico nacional, mas está desde 2019 à espera da nomeação de relator no Congresso Nacional. Atualmente, é o maior entrave à eclosão da eólica *offshore*, identificado pelas investigações conduzidas neste esforço de pesquisa.

Para regulamentar a cessão de perímetros *offshore* para projetos de energias renováveis, o primeiro passo, em uma série de providências por parte do Poder Público, é aprovar o marco regulatório das energias renováveis no mar, em coerência com o problema e os objetivos desta pesquisa. Assim, a definição do agente regulador do setor e o consequente estabelecimento do arcabouço processual é de alta relevância para estabelecer este setor econômico no país.

A elaboração de mecanismos de funcionamento dos setores envolvidos, o plano estratégico para explorar os perímetros *offshore*, a consolidação do entendimento das incidências tributárias aplicáveis, a organização de leilões e outros desdobramentos do Poder Público são necessários e cruciais para um novo mercado no país funcionar. Esta pesquisa delineou o óbice regulatório e a lacuna processual, sendo uma relevante identificação relacionada ao segmento eólico *offshore*. Exceção à regra, o IBAMA proativamente elaborou o

TRP, conferindo transparência sobre os aspectos processuais para obter licenciamento ambiental para complexos eólicos *offshore*. Ainda, importa relatar as vantagens identificadas na possível sinergia entre a autarquia selecionada para lidar com a eólica no mar e a ANP, para trocar experiências e, mesmo, pessoal especializado para benefício do novo mercado eólico *offshore* nacional.

O esforço de construção da pesquisa, guiado por seus objetivos, demonstrou a importância de desenvolver normas que assegurem a conformidade com os usos legítimos do mar, no contexto de alto desenvolvimento da eólica *offshore* em AJB. Mantendo as premissas adotadas por ocasião da aderência do país às convenções internacionais, como UNCLOS, SOLAS, SUA e outras, os aspectos relacionados à segurança na navegação, à passagem inocente, à organização de rotas de navegação, à formação de zonas de segurança no entorno de ilhas artificiais, à sinalização náutica, à aeronáutica e outras providências, devem-se revisar e, possivelmente, aperfeiçoar, em conexão com a origem do setor eólico *offshore*.

Com isso, identificou-se a inserção de restrições de calado aéreo em mar aberto, considerável elevação em relação ao nível do mar, estruturas estacionárias e desguarnecidas e numerosos obstáculos em *clusters* localizados em regiões com ventos fortes. Além do mais, conhecimento de eventuais novas normas para prevenir acidentes favorece o mercado e os novos projetos instalados no mar.

Por fim, esta tese identificou aspectos de alta relevância não apenas sobre o reuso de instalações, mas também relacionados com a economia azul, o potencial da Amazônia Azul e os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável. Entre as oportunidades, destacam-se: o desenvolvimento de novos combustíveis, como HV e SNG; a postergação de emissões líquidas; a necessidade de planejamento estratégico para a infraestrutura *offshore*; e o ganho de sinergias entre o setor de O&G e a eólica no mar brasileiro. Evidenciam-se, também, os principais desafios relacionados à infraestrutura portuária, a sustentabilidade do mercado de energia por fonte eólica marítima, os usos legítimos do mar e o entrave normativo atual sobre as energias renováveis no mar.

O sucesso da produção de petróleo nos mares brasileiros, com desempenho de classe mundial, conferiu reputação, receitas e avanço tecnológico ao país, agora elevado à condição de exportador de petróleo. Esse feito se obteve por mais de meio século de esforços conjuntos entre o Poder Público e as grandes corporações do setor, como Petrobras, Equinor, Shell, MODEC, Schlumberger, CNPC, Total, BG e outras. Novamente, as energias renováveis no mar podem posicionar o Brasil em destaque, se os desafios puderem ser contornados, para criação

e expansão do setor, e as oportunidades serem exploradas, da mesma forma como na história do O&G nacional.

Após 2.200 anos dos primeiros usos da energia eólica em moinhos de vento, na Pérsia e na China, as atenções se voltam para a mesma solução, desta vez não apenas para obter energia, mas, especialmente, conter as mudanças climáticas do planeta.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **A conta de energia elétrica**: um caso de entendimento e comunicação, Rio de Janeiro, RJ, 14 mar. 2019. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/documents/655804/14752877/A+conta+de+energia+el%C3%A9trica.pdf/128775ee-74dc-75d3-99c0-5aa2545cfd3>. Acesso em: 07 mar. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Brasil ultrapassa os 190 GW em capacidade de geração de energia elétrica. **Gov.br**, 07 mar. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/brasil-ultrapassa-os-190-gw-em-capacidade-de-geracao-de-energia-eletrica>. Acesso em: 02 jul. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Leilões de Energia Existente A-1 e A-2 serão realizados em 3 de dezembro. **Gov.br**, 01 nov. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/leiloes-de-energia-existente-a-1-e-a-2-serao-realizados-em-3-de-dezembro>. Acesso em: 10 jun. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Extensão de vida útil e Descomissionamento no Brasil. **Gov.br**, Rio de Janeiro, RJ. 05 ago. 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-palestras/2019/arquivos/apresentacao-descomissionamento-opportunidades-desafios.pdf>. Acesso em: 06 jul. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Projeto *Oil and Gas Decommissioning from the UK's North Sea to the Brazilian Atlantic*. **Gov.br**, 21 out. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-palestras/2018/projeto-oil-gas-decommissioning-2013-from-the-uk2019s-north-sea-to-the-brazilian-atlantic>. Acesso em: 24 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Em julho, o Brasil teve recorde na produção de petróleo e gás, assim como no pré-sal. **Gov.br**, 30 ago. 2023b. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/em-julho-o-brasil-teve-recorde-na-producao-de-petroleo-e-gas-assim-como-no-pre-sal. Acesso em: 27 ago. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Publicada resolução sobre desativação de instalações**. Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/publicada-resolucao-sobre-desativacao-de-instalacoes. Acesso em: 31 maio 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Manual de Procedimento de Cessão**. Rio de Janeiro: ANP, 2024a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/cessao-de-contratos/arq-procedimento/manual-procedimento-cessao.pdf>. Acesso em: 31 maio 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Painel Dinâmico de Descomissionamento de instalações de E&P. Investimentos previstos para o descomissionamento. **Gov.br**, Brasília, DF, 13 jul. 2024b. Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjFIMWI0MDgtNWNiNC00OTZILWI3NGQtOGM3MjQwODhjMTMwIiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTI0YTtytNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzIxMyJ9>. Acesso em: 01 mar. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Sumários executivos dos planos de desenvolvimento. **Gov.br**, Rio de Janeiro. 19 ago. 2024c. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/planos-de-desenvolvimento>. Acesso em: 7 jul. 2020.

AGÊNCIA SENADO. **CI aprova marco legal para exploração da energia gerada em alto-mar**. 17 ago. 2022. Disponível em: https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2022/08/17/ci-aprova-marco-legal-para-exploracao-da-energia-gerada-em-alto-mar?_gl=1*_psj3m1*_ga*MTc2Nzc3NDMyNi4xNjg2MDIwOTY5*_ga_CW3ZH25XMK*MTY4NjAyMDk2OS4xLjEuMTY4NjAyMTAwOS4wLjAuMA. Acesso em: 27 fev. 2023.

AGÊNCIA SENADO. **Jean Paul Prates renuncia ao mandato para assumir Petrobras**. Agência Senado, 26 jan. 2023. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2023/01/26/jean-paul-prates-renuncia-ao-mandato-para-assumir-petrobras>. Acesso em: 19 fev. 2023.

ALMEIDA, E. de *et al.* **Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil**. Rio de Janeiro: IBP: GEE: UFRJ, 2017. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/10/TD-Regula%C3%A7%C3%A3o-do-Descomissionamento-site2.pdf>. Acesso em: 15 mar. 2022.

ALSUBAL, S. *et al.* Life Cycle Cost Assessment of Offshore Wind Farm: Kudat Malaysia Case. **Sustainability**, Basel, Switzerland, v. 13, n. 14, p. 7943. 2021. DOI: <https://doi.org/10.3390/su13147943>. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2071-1050/13/14/7943>. Acesso em: 03 jun. 2023.

ANCHUSTEGUI, I. H. *et al.* **Understanding Decommissioning of Offshore Infrastructures: a Legal and Economic Appetizer**. Rochester: SSRN, 2021. Disponível em: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3882821. Acesso em: 29 maio 2022.

ABEOLICA - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Estudo cadeia de valor: energia eólica offshore**. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ/ESSENZ, dez. 2022. Disponível em: https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2023/08/Sumario-Executivo_Insercao-Financiamento_20230123-versao-atualizada.pdf. Acesso em: 22 jun. 2023.

AUKE VISSER. **Esso Freeport**. 2022a. Disponível em: <http://www.aukevisser.nl/inter-2/id295.htm>. Acesso em: 7 jul. 2022.

AUKE VISSER. **FPSO Marlim Sul**. 2022b. Disponível em: <http://www.aukevisser.nl/supertankers/FPSO-FSO/id657.htm>. Acesso em: 7 jul. 2022.

AUKE VISSER. **Petrobras 32**. 2022c. Disponível em: <http://www.aukevisser.nl/supertankers/FPSO-FSO/id523.htm>. Acesso em: 7 jul. 2022.

AUKE VISSER. **Petrobras 33**. 2022d. Disponível em:
<http://www.aukevisser.nl/supertankers/FPSO-FSO/id542.htm>. Acesso em: 7 jul. 2022.

AUKE VISSER. **Petrobras 35**. 2022e. Disponível em:
<http://www.aukevisser.nl/supertankers/FPSO-FSO/id521.htm>. Acesso em: 7 jul. 2022.

AUKE VISSER. **Petrobras 37**. 2022f. Disponível em:
<http://www.aukevisser.nl/supertankers/FPSO-FSO/id580.htm>. Acesso em: 7 jul. 2022.

AUKE VISSER. **Settebello**. 2022g. Disponível em:
<http://www.aukevisser.nl/supertankers/id63.htm>. Acesso em: 7 jul. 2022.

AUKE VISSER. **Tokyo Maru**. 2022h. Disponível em:
<http://www.aukevisser.nl/supertankers/VLCC-T/id213.htm>. Acesso em: 17 jul. 2022.

BARRETO, Rafael Zelesco. **O Conselho de Direitos Humanos das Nações Unidas e sua relação com os Estados muçulmanos**. 2011. 356 f. Dissertação (Mestrado em Direito Civil Constitucional; Direito da Cidade; Direito Internacional e Integração Econômica) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011. Disponível em:
<https://www.btdt.uerj.br:8443/bitstream/1/9547/1/Rafael%20Zelesco.pdf>. Acesso em: 31 maio 2024.

BEITER, P. *et al.* **A Spatial-Economic Cost-Reduction Pathway Analysis for US Offshore Wind Energy Development from 2015–2030**. National Renewable Energy Lab. (NREL): Golden, CO, USA, 2016. DOI: <https://doi.org/10.2172/1324526>. Disponível em:
<https://www.osti.gov/biblio/1324526>. Acesso em: 26 mar. 2023.

BISHOP, M. J. *et al.* Effects of ocean sprawl on ecological connectivity impacts and solutions. **Journal of Experimental Marine Biology and Ecology**, [s. l.], v. 492, p. 7-30, jul. 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jembe.2017.01.021>. Disponível em:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0022098117300618>. Acesso em: 01 set. 2022.

BJERKSETER, C.; ÁGOTNES, A. **Levelized Cost of Energy for Offshore Floating Wind Turbine Concepts**. Thesis (Master of Mathematical Sciences and Technology) – University of Life Sciences, Poznań, Poland, 2013. Disponível em: <https://nmbu.brage.unit.no/nmbu-xmlui/handle/11250/189073?show=full>. Acesso em: 26 fev. 2023.

BOURBON, V. J. C. **Legal, environmental, and economic challenges of decommissioning of offshore O&G platforms**. 2020. Dissertação (Master of Science in Petroleum Engineering) — University of Aberdeen, Aberdeen, 2020. Disponível em:
<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional/arq/challengesdecommissioningoffshore.pdf>. Acesso em: 14 abr. 2022.

BRAGA, Jime. **Desmobilização do Campo de Petróleo no Brasil: lições aprendidas do Mar do Norte**. 2018. Dissertação (Mestrado em Estudos Marítimos) — Escola de Guerra Naval, Marinha do Brasil, Rio de Janeiro, 2018. Disponível em:
<https://www.repositorio.mar.mil.br/handle/ripcmb/844617>. Acesso em: 10 mar. 2022.

BRAGA, Jime *et al.* Converting offshore oil and gas infrastructures into renewable energy generation plants: an economic and technical analysis of the decommissioning delay in the

brazilian case. **Sustainability**, Basel, Switzerland, v. 14, n. 21, p. 13783, 2022. DOI: <https://doi.org/10.3390/su142113783>. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1903600>. Acesso em: 23 dez. 2022.

BRASIL. **Decreto nº 10.946, de 25 de janeiro de 2022**. Dispõe sobre a cessão de uso de espaços físicos e o aproveitamento dos recursos naturais em águas interiores de domínio da União, no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental para a geração de energia elétrica a partir de empreendimento *offshore*. Brasília, DF: Presidência da República, 2022a. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/Decreto/D10946.htm. Acesso em: 03 jan. 2023.

BRASIL. **Decreto nº 3.827, de 31 de maio de 2001**. Brasília, 2001. Altera alíquota do Imposto sobre Produtos Industrializados – IPI incidente sobre os produtos que menciona. Diário Oficial da União. Brasília, DF: Presidência da República, 2001. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/2001/D3827.htm. Acesso em: 10 jan. 2023.

BRASIL. **Lei nº 12.527, de 18 de novembro de 2011**. Regula o acesso a informações previsto no inciso XXXIII do art. 5º, no inciso II do § 3º do art. 37 e no § 2º do art. 216 da Constituição Federal; altera a Lei nº 8.112, de 11 de dezembro de 1990; revoga a Lei nº 11.111, de 5 de maio de 2005, e dispositivos da Lei nº 8.159, de 8 de janeiro de 1991; e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2011. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2011/lei/112527.htm. Acesso em: 15 mar. 2022.

BRASIL. Marinha do Brasil. Cartas Raster. **Centro de Hidrografia da Marinha**, 2022. Rio de Janeiro: Marinha do Brasil, 2022b. Disponível em: <https://www.marinha.mil.br/chm/dados-do-segnav/cartas-raster>. Acesso em: 7 jul. 2022.

BRASIL. Marinha do Brasil. O que é a Amazônia Azul e por que o Brasil quer se tornar potência militar no Atlântico. **Cluster Marítimo**, 01 nov. 2019. Rio de Janeiro: Marinha do Brasil, 2019a. Disponível em: <https://www.marinha.mil.br/economia-azul/noticias/o-que-%C3%A9-amaz%C3%B4nia-azul-e-por-que-o-brasil-quer-se-tornar-pot%C3%Aancia-militar-no-atl%C3%A2ntico>. Acesso em 29 fev. 2022.

BRASIL. Marinha do Brasil. Relatório das plataformas, navios sonda, FPSO e FSO. **Marinha do Brasil**, 2019. Rio de Janeiro: Marinha do Brasil; Diretoria de Portos e Costas; Gerência de Vistorias, Inspeções e Perícias Técnicas, 2019b. Disponível em: https://www.marinha.mil.br/dpc/sites/www.marinha.mil.br/dpc/files/decl_conform/PLATAFORMAS%20PETR%C3%93LEO09MAI2019.pdf. Acesso em: 17 jul. 2022.

BRASIL. Ministério da Defesa. **O DECEA**. Brasília: Força Aérea Brasileira; Departamento de Controle do Espaço Aéreo; Ministério da Defesa, 2023. Disponível em: <https://www.decea.mil.br/?i=quem-somos&p=o-decea>. Acesso em: 06 fev. 2023.

BRASIL. Ministério da Economia. O Brasil na OCDE. **Gov.br**, 06 abr. 2022c. Disponível em: <https://www.gov.br/economia/pt-br/assuntos/ocde/o-brasil-na-ocde#:~:text=Embora%20n%C3%A3o%20seja%20membro%20da,a%20presen%C3%A7a%20de%20especialistas%20brasileiros>. Acesso em: 12 jun. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução nº 25, de 25 de abril de 2014**. Brasília, DF: Ministério de Minas

e Energia, 2014. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-25-2014?origin=instituicao>. Acesso em: 2 fev. 2022.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução nº 27, de 19 de outubro de 2006**. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2006a. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-27-2006?origin=instituicao>. Acesso em: 2 fev. 2022.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução nº 28, de 19 de outubro de 2006**. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2006b. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-28-2006?origin=instituicao>. Acesso em: 2 fev. 2022.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução nº 785, de 16 de maio de 2019**. Disciplina o processo de cessão de contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural, a constituição de garantias sobre direitos emergentes desses contratos, a alteração do controle societário de concessionárias ou contratadas e dá outras providências. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2019c. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-785-2019-disciplina-o-processo-de-cessao-de-contratos-de-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas-natural-a-constituicao-de-garantias-sobre-direitos-emergentes-desses-contratos-a-alteracao-do-controle-societario-de-concessionarias-ou-contratadas-e-da-outras-providencias?origin=instituicao>. Acesso em: 2 fev. 2022.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução nº 817, de 24 de abril de 2020**. Dispõe sobre o descomissionamento de instalações de exploração e de produção de petróleo e gás natural, a inclusão de área terrestre sob contrato em processo de licitação, a alienação e a reversão de bens, o cumprimento de obrigações remanescentes, a devolução de área e dá outras providências. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2020a. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-n-817-de-24-de-abril-de-2020-254001378>. Acesso em: 2 fev. 2022.

BRASIL. Ministério de Minas e Energias. **Balanco Energético Nacional 2022**. Brasília, DF: EPE, 2022d. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/balanco-energetico-nacional/anteriores/ben-2022/ben-2022-relatorio-final/view>. Acesso em: 31 maio 2024.

BRASIL. Ministério de Minas e Energias. **Plano Nacional de Energia 2050**. Brasília, DF: EPE; MME, 2020b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-523/PNE_2050__Relat_rio__Consulta_P_blica_.pdf. Acesso em: 31 maio 2024.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. **Diretrizes para uma estratégia nacional para neutralidade climática**. Brasília, DF: MMA, 2022e. Disponível em: https://www.gov.br/mma/pt-br/assuntos/climaozoniodesertificacao/clima/diretrizes-para-uma-estrategia-nacional-para-neutralidade-climatica_.pdf. Acesso em: 4 mar. 2023.

BRASIL. **Projeto de Lei nº 11.247 de 2018**. Disciplina o aproveitamento de potencial energético *offshore*; e altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, 10.438, de 26 de abril de 2002, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 14.182, de 12 de julho de 2021, 10.848, de 15 de

março de 2004, e 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Brasília, DF: Senado Federal, 2018. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/propostas-legislativas/2190084>. Acesso em: 14 jan. 2023.

BRASIL. **Projeto de Lei nº 576, de 2021**. Disciplina a outorga de autorizações para aproveitamento de potencial energético *offshore*. Brasília, DF: Senado Federal, 2021. Disponível em: https://legis.senado.leg.br/sdleg-getter/documento?dm=8930687&ts=1662992586380&disposition=inline&_gl=1*1ho1vvi*_ga*MTc2Nzc3NDMyNi4xNjg2MDIwOTY5*_ga_CW3ZH25XMK*MTY4NjMzNDAxMi45LjEuMTY4NjMzNDAzOC4wLjAuMA. Acesso em: 20 dez. 2022.

BUENO, P. Maior turbina eólica do mundo bate recorde de geração de energia em meio ao Tufão Haikui. **Meteored**, 16 set. 2023. Disponível em: [https://www.tempo.com/noticias/actualidade/maior-turbina-eolica-do-mundo-bate-recorde-de-geracao-de-energia-em-meio-ao-tufao-haikui-ciclone.html#:~:text=Turbina%20MingYang%20Smart%20Energy%20\(MySE,Foto%3A%20China%20Three%20Gorges%20Corporation](https://www.tempo.com/noticias/actualidade/maior-turbina-eolica-do-mundo-bate-recorde-de-geracao-de-energia-em-meio-ao-tufao-haikui-ciclone.html#:~:text=Turbina%20MingYang%20Smart%20Energy%20(MySE,Foto%3A%20China%20Three%20Gorges%20Corporation). Acesso em: 16 set. 2023.

CAMPOS, I. Governo do Ceará entrega primeira licença ambiental a uma empresa de hidrogênio verde. **Governo do Estado do Ceará**, 10 nov. 2023. Disponível em: <https://www.ceara.gov.br/2023/11/10/governo-do-ceara-primeira-licenca-ambiental-a-uma-empresa-de-hidrogenio-verde/#:~:text=Dando%20mais%20um%20importante%20passo,entregue%20%C3%A0%20multinacional%20australiana%20Fortescue>. Acesso em: 16 abr. 2024.

CAPRACE, J. D. **Panorama de descomissionamento de estruturas offshore**. Apresentação de Power Point. Rio de Janeiro: UFRJ, 2018. Disponível em: <https://drive.google.com/drive/folders/0BwlfGm7AYy5hTV8tRUxLOGdfSjA>. Acesso em 6 jul. 2022.

CARRARA, S. *et al.* Raw materials demand for wind and solar PV Technologies in the transition towards a decarbonised energy system. **Publications Office**, European Commission, Joint Research Centre, Westerduinweg, v. 3, p. 1755, 2020. DOI: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/160859>. Disponível em: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/19aae047-7f88-11ea-aea8-01aa75ed71a1/language-en>. Acesso em: 13 abr. 2023.

CENTER FOR SUSTAINABLE SYSTEMS. Wind Energy Factsheet. **Factsheets**, Michigan, University of Michigan, 2021. Disponível em: <https://css.umich.edu/factsheets/wind-energy-factsheet>. Acesso em: 10 out. 2021.

CENTRAL ELECTRICITY AUTHORITY OF INDIA. **Indian Technology Catalogue on Generation and Storage of Electricity**. Centre of Excellence for Offshore Wind and Renewable Energy, New Delhi, 4 feb. 2022. Disponível em: <https://coe-osw.org/indian-technology-catalogue-on-generation-and-storage-of-electricity/>. Acesso em: 19 fev. 2023.

CESK DATA. **Cesk Offshore Wind**. The Netherlands. 2023. Disponível em: <https://ceskdata.com/products/cesk-offshore-wind/>. Acesso em: 02 abr. 2023.

CHANDLER, J. *et al.* Engineering and legal considerations for decommissioning of offshore oil and gas infrastructure in Australia. **Ocean Engineering**, v. 131, p. 338–347, feb. 2017.

Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0029801816306163>. Acesso em 24 set. 2022.

CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE. Carbon Capture Versus Direct Air Capture. **In Focus**, v. 4, Washington, 16 nov. 2021. Disponível em: <https://sgp.fas.org/crs/misc/IF11501.pdf>. Acesso em 16 mar. 2023.

COPERNICUS CLIMATE CHANGE SERVICE - C3S. ERA5: Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate. **Datasets search**, 2024. Disponível em: <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>. Acesso em: 13 fev. 2023.

CORDES, E. E. *et al.* Environmental impacts of the deep-water oil and gas industry: A review to guide management strategies. **Frontiers in Environmental Science**, Lausanne, Switzerland, v. 4, p. 58, 16 set. 2016. DOI: <https://doi.org/10.3389/fenvs.2016.00058>. Disponível em: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenvs.2016.00058/full>. Acesso em: 03 set. 2022.

DALGIC, Y.; LAZAKIS, I.; TURAN, O. **Vessel Charter Rate Estimation for Offshore Wind O&M Activities**. *In*: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE INTERNATIONAL MARITIME ASSOCIATION OF THE MEDITERRANEAN. 15., 2013, Coruna, Spain. **Proceedings** [...]. Coruna: IMAM, 2013. p. 14–17. Disponível em: https://strathprints.strath.ac.uk/47039/1/Vessel_charter_rate_estimation_for_offshore_wind_O_M_activities.pdf. Acesso em: 02 abr. 2023.

DANISH ENERGY AGENCY. Input to roadmap for offshore wind for development in Vietnam. **Global Cooperation**, Copenhagen, sep. 2020. Disponível em: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/d5_-_input_to_roadmap_for_offshore_wind_development_in_vietnam_full_report_english_final_2020-09-21.pdf. Acesso em: 19 fev. 2023.

DENMARK MINISTRY OF FOREIGN AFFAIRS. Pionners in Clean Energy. **Green Thinking**, 2022. Disponível em: <https://denmark.dk/innovation-and-design/clean-energy>. Acesso em: 14 jan. 2023.

DET NORSKE VERITAS. Fresh breeze for offshore wind farms. **DNV**, Hamburg, 15 mar. 2023. Disponível em: <https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/Fresh-breeze-for-offshore-wind-farms.html>. Acesso em: 23 fev. 2023.

DOURADO, J. D. A. **Risco e oportunidades na exploração do petróleo no Brasil e Atlântico Sul**. 2007. Tese (Doutorado em Geologia) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro) – Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: <http://livros01.livrosgratis.com.br/cp058178.pdf>. Acesso em 13 de jan. 2019.

ELETROBRAS. Proinfa. **Eletrobras**, Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: <https://eletrobras.com/en/Paginas/Proinfa.aspx>. Acesso em: 20 ago. de 2022.

EMEIS, S. **Wind Energy Meteorology: Atmospheric Physics for Wind Power Generation**. 2. ed. Springer: Berlin/Heidelberg, Germany, 2018. Disponível em: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-642-30523-8>. Acesso em: 9 jul. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Roadmap Eólica Offshore Brasil: Perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima.** Brasília, DF: MME; EPE, 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf. Acesso em: 23 nov. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Sistemas Isolados: Fernando de Noronha: Identificação das Alternativas de Suprimento – Avaliação de médio e longo prazo.** Brasília, DF: MME; EPE, 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-638/NT-EPE-DEE-DEA-DPG-001-2021_Identifica%C3%A7%C3%A3o%20Potencial%20Noronha.pdf. Acesso em: 13 mar. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Planejamento Energético e a EPE.** Brasília, DF: MME; EPE, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/planejamento-energetico-e-a-epe#TOPO>. Acesso em: 26 mar. 2024.

ENERGY TRACKER ASIA. The Future of Energy Transition Under S. Korea's New President Yoon Suk-Yeol. **Energy Tracker Asia**, [s. l.], 25 mar. 2022. Disponível em: <https://energytracker.asia/the-future-of-energy-transition-under-s-koreas-new-president-yoon-suk-yeol/>. Acesso em: 12 fev. 2023.

ENVIRONMENTAL JUSTICE ATLAS. Commodity. **EJAtlas**, 2023. Disponível em: <https://ejatlas.org/commodity>. Acesso em: 15 jan. 2023.

FERREIRA, F. Ponderações essenciais sobre o marco regulatório das eólicas offshore. **Agência EPBR**, 6 dez. 2023. Disponível em: <https://epbr.com.br/ponderacoes-essenciais-sobre-o-marco-regulatorio-das-eolicas-offshore/>. Acesso em: 28 mar. 2024.

FLANAGAN M. et al. How a Russian Natural Gas Cutoff Could Weigh on Europe's Economies. **International Monetary Fund**, Washington DC, 19 jul. 2022. Disponível em: <https://www.imf.org/en/Blogs/Articles/2022/07/19/blog-how-a-russias-natural-gas-cutoff-could-weigh-on-european-economies>. Acesso em: 13 set. 2023.

FOWLER, A. M. et al. A multi-criteria decision approach to decommissioning of offshore oil and gas infrastructure. **Ocean & Coastal Management**, Amsterdam, v. 87, p. 20 – 29, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2013.10.019>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S096456911300255X>. Acesso em: 28 mar. 2022.

GAERTNER, E. et al. **IEA Wind TCP Task 37: Definition of the IEA 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine – Technical Report.** National Renewable Energy Lab: Golden, CO, USA, mar. 2020. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75698.pdf>. Acesso em: 02 jan. 2023.

GLOBAL ELECTRICITY REVIEW. South Korea: More of South Korea's electricity was generated from fossil fuels in 2020 than in 2015. **Goal to Clean Energy Policy.** London: Ember Climate, mar. 2022. Disponível em: <https://ember-climate.org/app/uploads/2022/02/Global-Electricity-Review-2021-South-Korea.pdf>. Acesso em: 13 fev. 2023.

GLOBAL WIND ATLAS. Brazil Northeast Wind 100 m. **Global Wind Atlas**, 2023. Disponível em: <https://globalwindatlas.info/en/>. Acesso em: 18 jul. 2023.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. Global Offshore Wind Report. **Global Wind Energy Council**, nov. 2021. Disponível em: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2021/09/GWEC-offshore-wind-2021-updated-1.pdf>. Acesso em: 31 maio 2024.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. Global Wind Report. **Global Wind Energy Council**, 2022a. Disponível em: https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/04/Annual-Wind-Report-2022_screen_final_April.pdf. Acesso em: 31 maio 2024.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. Global Offshore Wind Report. **Global Wind Energy Council**, 2022b. Disponível em: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/06/GWEC-Global-Offshore-Wind-Report-2022.pdf>. Acesso em: 14 jan. 2023.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. Global Offshore Wind Report. **Global Wind Energy Council**, 2023. Disponível em: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2023/08/GWEC-Global-Offshore-Wind-Report-2023.pdf>. Acesso em: 27 mar. 2024.

GONZALEZ-RODRIGUEZ, A. G. Review of offshore wind farm cost components. **Energy for Sustainable Development**, v. 37, p. 10-19, apr. 2017. DOI: 10.1016/j.esd.2016.12.001. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/315732691_Review_of_offshore_wind_farm_cost_components. Acesso em: 06 abr. 2023.

GREEN, J. *et al.* Electrical Collection and Transmission Systems for Offshore Wind Power. **OSTI.GOV**, Richardson, USA, mar. 2007. Disponível em: <https://www.osti.gov/biblio/901248>. Acesso em: 11 jun. 2023.

GUARASCIO, F.; VU, K. Inside Vietnam's plans to dent China's rare earths dominance. **Reuters**, London sep. 2023. Disponível em: <https://www.reuters.com/markets/commodities/inside-vietnams-plans-dent-chinas-rare-earths-dominance-2023-09-25/>. Acesso em: 26 set. 2023.

GUILBERT, D.; VITALE, G. Hydrogen as a Clean and Sustainable Energy Vector for Global Transition from Fossil-Based to Zero-Carbon. **Clean Technologies**, Germany, 5 oct. 2021, v. 3, n. 4 p. 881-909. DOI: <https://doi.org/10.3390/cleantechnol3040051>. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2571-8797/3/4/51>. Acesso em: 29 jul. 2022.

GUSTAVSON, M. R. Limits to Wind Power Utilization. **Science**, v. 204, n. 4388, 6 apr. 1979, p. 13-17. Disponível em: <http://www.jstor.org/stable/1747950>. Acesso em: 18 jan. 2023.

HARRIS, N. *et al.* Young Forests Capture Carbon Quicker than Previously Thought. **World Resource Institute**, Washington DC, 23 sep. 2020. Disponível em: <https://www.wri.org/insights/young-forests-capture-carbon-quicker-previously-thought>. Acesso em: 11 out. 2022.

HEERY, E. C. *et al.* Identifying the consequences of ocean sprawl for sedimentary habitats. **Journal of Experimental Marine Biology and Ecology**, v. 492, p. 31-48, jul. 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jembe.2017.01.020/>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0022098117300606>. Acesso em: 06 set 2022.

HEIDARI, S. **Economic Modelling of Floating Offshore Wind Power**: Calculation of Levelized Cost of Energy. Thesis (Master of Science in Industrial Economics) – Mälardalen University, School of Business, Society and Engineering, Industrial Economics and Organization, Västerås, Sweden, 2017. Disponível em: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2%3A1128321/FULLTEXT01.pdf>. Acesso em: 16 jun. 2023.

HEPTONSTALL, P. *et al.* The cost of offshore wind: Understanding the past and projecting the future. **Energy Policy**, UK, v. 41, p. 815-821, feb. 2012. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.050>. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/255969653_The_cost_of_offshore_wind_Understanding_the_past_and_projecting_the_future. Acesso em: 11 jan. 2023.

HERSBACH, H. *et al.* The ERA5 global reanalysis. **Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society**, v. 146, p. 1999-2046, June 2020. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/341448930_The_ERA5_global_reanalysis. Acesso em: 11 jan. 2023.

HURLEY, W. L.; NORDSTROM, C. PelaStar cost of energy: A cost study of the PelaStar floating foundation system in UK waters. **Environment Policy Law**, Loughborough, v. 43, p. 259-320, 2014. Disponível em: <https://s3-eu-west-1.amazonaws.com/assets.eti.co.uk/legacyUploads/2014/03/PelaStar-LCOE-Paper-21-Jan-2014.pdf> Acesso em: 31 may 2024.

INDÚSTRIAS NUCLEARES DO BRASIL. O que são Terras Raras. **INB**, 14 jul. 2016. Disponível em: <http://www.inb.gov.br/Contato/Perguntas-Frequentes/Pergunta/Conteudo/o-que-sao-terras-raras?Origem=1144>. Acesso em: 15 jan. 2023.

INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. Projetos com processos de licenciamento ambiental abertos ao IBAMA. **Gov.br**, 2023a. Disponível em: https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/arquivos/20230328_Usinas_Eolicas_Offshore_reduzido.pdf. Acesso em: 16 jan. 2023.

INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS – IBAMA. Complexos eólicos offshore. **Gov.br**, 2023b. Disponível em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/mapas-de-projetos-em-licenciamento-complexos-eolicos-offshore>. Acesso em: 29 maio 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Carbon Capture, Utilisation and Storage. Energy System. **IEA**. 11 jul. 2023a. Disponível em: <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage>. Acesso em: 18 jul. 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector. **IEA**, Paris, may 2021a. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>. Acesso em: 6 jun. 2022.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Offshore Wind Outlook 2019. **IEA**, Paris, 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/offshore-wind-outlook-2019>. Acesso em: 24 jun 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Oil Market Report - June 2023. **IEA**, Paris, 2023c. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-june-2023>. Acesso em: 27 ago. 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Renewable Energy Market Update**. Paris: IEA, jun. 2023b. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/63c14514-6833-4cd8-ac53-f9918c2e4cd9/RenewableEnergyMarketUpdate_June2023.pdf. Acesso em: 15 set. 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. World Energy Balances: Overview. **IEA**, Paris, 2021b. Paris. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-overview/world>. Acesso em: 15 set 2023.

INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION. **1996 Protocol to the Convention on the prevention of marine pollution by dumping of wastes and other matter, 1972**. London: IMO, 1996. Disponível em: <https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/PROTOCOLAmended2006.pdf>. Acesso em: 20 fev. 2022.

INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION. IMO and Maritime Security Historic background. **IMO**, Bath, 2023b. Disponível em: <https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Security/Documents/IMO%20and%20Maritime%20Security%20-%20Historic%20Background.pdf>. Acesso em: 21 nov. 2022.

INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION. Maritime Security. **IMO**, Bath, 2023a. Disponível em: <https://www.imo.org/en/OurWork/Security/Pages/GuideMaritimeSecurityDefault.aspx>. Acesso em: 21 nov. 2022.

INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION. **Resolution A.672 (16)**. Guidelines and standards for the removal of offshore installations and structures on the continental shelf and in the exclusive economic zone. London: IMO, 1989. Disponível em: [https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/AssemblyDocuments/A.672\(16\).pdf](https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/AssemblyDocuments/A.672(16).pdf). Acesso em: 20 fev. 2022.

INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION. Status of Conventions. **Conventions**, **IMO**, Bath, 2023c. Disponível em: <https://www.imo.org/en/About/Conventions/Pages/StatusOfConventions.aspx>. Acesso em: 03 ago. 2023.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050. **International Renewable Energy Agency**, Abu Dhabi, 2020. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA_Global_Renewables_Outlook_2020.pdf?rev=1f416406e50d447cbb2247de30d1d1d0. Acesso em: 03 out. 2020.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Renewable Power Generation Costs in 2021. **International Renewable Energy Agency**, Abu Dhabi, 2022. Disponível em:

https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Power_Generation_Costs_2021.pdf?rev=34c22a4b244d434da0accde7de7c73d8. Acesso em: 13 jan. 2023.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Wind power: technology brief. **International Renewable Energy Agency**, Abu Dhabi, mar. 2016. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA-ETSAP_Tech_Brief_Wind_Power_E07.pdf?rev=7ff8e1d6d6b84661bfa49869fc83c4e0. Acesso em: 30 nov. 2022.

KUMAR, S.V. A. *et al.* Synergetic use of multiple scatterometers for offshore wind energy potential assessment. **Ocean Engineering**, Miami, v. 196, p. 106745, 15 jan. 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2019.106745>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0029801819308534>. Acesso em: 19 fev. 2023.

LAKHAL, S. Y.; KHAN, M. I.; ISLAM, M. R. An “Olympic” framework for a green decommissioning of an offshore oil platform. **Ocean & Coastal Management**, Amsterdam, v. 52, n. 2, p. 113-123, feb. 2009. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2008.10.007>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0964569108001348>. Acesso em 27 set. 2022.

LEPORINI, M. *et al.* Reconversion of *offshore* oil and gas oil rigs into renewable energy sites production: assessment of different scenarios. **Renewable Energy**, Amsterdam, v. 135, p. 1121-1132, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.12.073>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148118315209>. Acesso em: 20 fev. 2022.

MACHADO, N. **Ceará entrega primeira licença ambiental a uma empresa de hidrogênio verde**. 2023. Disponível em: <https://epbr.com.br/ceara-entrega-primeira-licenca-ambiental-a-uma-empresa-de-hidrogenio-verde/>. Acesso em: 11 nov. 2023.

MARTINS, I. D. *et al.* A review of the multicriteria decision analysis applied to oil and gas decommissioning problems. **Ocean & Coastal Management**, Amsterdam, v. 184, p. 105000, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2019.105000>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0964569119302960>. Acesso em: 02 mar. 2020.

MEIERDING, E. The Exaggerated Threat of Oil Wars. **LAWFARE**, 2 aug. 2020. Disponível em: <https://www.lawfaremedia.org/article/exaggerated-threat-oil-wars#:~:text=Many%20of%20these%20clashes%E2%80%94including,severe%20international%20conflicts%20in%20which>. Acesso em: 16 set. 2023.

MELCOP, J. **Eólicas offshore: o que diz (e não diz) o decreto 10.946**. 2022. Agência EPBR. Disponível em: <https://epbr.com.br/eolicas-offshore-o-que-diz-e-nao-diz-o-decreto-10-946-por-juliana-melcop/>. Acesso em: 25 mar. 2024.

MIGAKI, T. Ships of history: early boats (Egypt & The Nile). **Fair Winds & Following Seas: Moving with the tides of history**, 16 jun. 2019. Disponível em: <https://thetidesofhistory.com/2019/06/16/ships-of-history-early-boats-egypt-the-nile/>. Acesso em: 18 jan. 2023.

MIMMI, F. *et al.* Baseline for Planning and Cost Estimation of Brazilian Decommissioning. *In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE*. 2017, Houston. DOI: <https://doi.org/10.4043/27672-MS>. Disponível em: <https://onepetro.org/OTCONF/proceedings-abstract/17OTC/3-7OTC/D032S059R005/91866>. Acesso em: 02 mar. 2023.

MINAS GERAIS. Histórico do rompimento das barragens da Vale na Mina Córrego do Feijão. **Governo do Estado de Minas Gerais**, Brumadinho, 2019. Disponível em: <https://www.mg.gov.br/pro-brumadinho/pagina/historico-do-rompimento-das-barragens-da-vale-na-mina-corrego-do-feijao>. Acesso em: 29 jan. 2023.

MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL. Caso Samarco: O desastre. **Ministério Público Federal**, Brasília, DF, 2015. Disponível em: <https://www.mpf.mp.br/grandes-casos/caso-samarco/o-desastre>. Acesso em: 15 jan. 2023.

MONE, C. *et al.* **2015 Cost of Wind Energy Review**. National Renewable Energy Lab. Golden, CO, USA, 2017. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/66861.pdf>. Acesso em: 09 mar. 2023.

MOURA, R. **Resolução ANP 817/2020**: Revisão das Resoluções 27/2006, 28/2006 e 25/2014. Descomissionamento de instalações de exploração e produção de petróleo e gás natural (e procedimentos relacionados). Rio de Janeiro: ANP, 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-palestras/2020/arquivos/ssm.pdf>. Acesso em: 31 maio 2024.

NAÇÕES UNIDAS BRASIL. Energia renovável pode tirar o mundo da crise climática, diz Guterres. **Nações Unidas Brasil**, Rio de Janeiro, 18 maio 2022b. Disponível em: <https://brasil.un.org/pt-br/182478-energia-renovavel-pode-tirar-o-mundo-da-crise-climatica-diz-guterres>. Acesso em: 08 de jan. 2023.

NAÇÕES UNIDAS BRASIL. Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável no Brasil. **Nações Unidas Brasil**, Rio de Janeiro, 2022a. Disponível em: <https://brasil.un.org/pt-br/sdgs>. Acesso em: 25 fev. 2023.

NEW ENERGY AND INDUSTRIAL TECHNOLOGY DEVELOPMENT ORGANIZATION - NEDO. Project for Supporting the Introduction of Wind Power Generation. **New Energy and Industrial Technology Development Organization**, Kawasaki, 13 may 2022. Disponível em: https://www.nedo.go.jp/english/activities/activities_ZZJP_100074.html. Acesso em: 10 jan. 2023.

MERRIAM-WEBSTER: **An Encyclopaedia Britannica Company**. 2023. Disponível em: <https://www.merriam-webster.com/>. Acesso em: 12 fev. 2023.

NEW REPORT: Rare Earth Magnet Market Outlook to 2035. **Adamas Intelligence**, 22 abr. 2022. Disponível em: <https://www.adamasintel.com/rare-earth-magnet-market-outlook-to-2035/>. Acesso em: 14 set. 2023.

OFFSHORE MAGAZINE. Slings adapted for Dolphin platform module lift. **Offshore Magazine**, 12 nov. 2019. Disponível em: <https://www.offshore-mag.com/field->

development/article/14071825/slings-adapted-for-dolphin-platform-module-lift. Acesso em: 01 fev. 2023.

OFFSHORE WIND. Second Offshore Wind Farm Decommissioning on the Way. **OffshoreWIND.biz**, 9 feb. 2016. Disponível em: <https://www.offshorewind.biz/2016/02/09/second-offshore-wind-farm-decommissioning-on-the-way/>. Acesso em: 15 jan. 2023.

OIL AND GAS UNITED KINGDOM. **Decommissioning Insight 2019**. London: OGUK, 2019. Disponível em: <https://oilandgasuk.cld.bz/Decommissioning-Insight-2019/2/>. Acesso em: 25 fev. 2022.

OIL AND GAS UNITED KINGDOM. **Decommissioning Insight 2021**. London: OGUK, 2021. Disponível em: <https://oilandgasuk.cld.bz/OGUK-Decom-Insight-Report-2021>. Acesso em: 28 fev. 2022.

OLIVEIRA, G. B. M.; ARAUJO, R. S. B. **Guia do Setor Eólico do Rio Grande do Norte**. Natal: IFRN, 2015. Disponível em: <https://memoria.ifrn.edu.br/handle/1044/403?show=full>. Acesso em: 31 maio 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Histórico da operação – Capacidade instalada de geração. **ONS**, 2024a. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx. Acesso em: 31 maio 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Fator de capacidade. **ONS**, 2024b. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/fator-capacidade.aspx>. Acesso em: 31 maio 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. O sistema em números. **ONS**, 2024c. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 31 maio 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. O que é SIN. **ONS**, 2024d. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 31 maio 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Carga e geração. **ONS**, 2023a. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/carga-e-geracao>. Acesso em: 29 abr. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. O que é ONS. **ONS**, 2023b. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>. Acesso em: 30 abr. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Histórico da operação – Geração de energia. **ONS**, 2023c. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx. Acesso em: 2 jul. 2023.

ORGANIZAÇÃO PARA A COOPERAÇÃO E DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO. Renewable energy feed-in tariffs. **OECD.Stat**, 18 dec. 2023. Disponível em: https://stats.oecd.org/Index.aspx?DataSetCode=RE_FIT#. Acesso em: 11 ago. 2023.

ORSTED. Making Green Energy Affordable. **ORSTED**, Fredericia, 2024a. Disponível em: <https://orsted.com/-/media/www/docs/corp/com/explore/making-green-energy-affordable-june-2019.pdf>. Acesso em: 31 maio 2024.

ORSTED. What is offshore wind power? **ORSTED**, Boston, 2024b. Disponível em: <https://us.orsted.com/renewable-energy-solutions/offshore-wind/what-is-offshore-wind-power>. Acesso em: 31 maio 2024.

OSMUNDTSEN, P.; TVETERAS, R. Decommissioning of petroleum installations: major policy issues. **Energy Policy**, Amsterdam, v. 31, n. 15, p. 1579-1588, 2003. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(02\)00224-0](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00224-0). Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421502002240>. Acesso em: 28 fev. 2022.

PAINE, L. **The Sea and Civilization: a maritime history of the world**. New York: Knopf, 2013. Disponível em: https://www.academia.edu/9824234/Paine_The_Sea_and_Civilization_A_Maritime_History_of_the_World_introduction. Acesso em: 7 jul. 2023.

PETROBRAS. Edital de licitação oportunidade 7002423988. CONSORCIO PIAUI-ALABAMA. [Serviço de descomissionamento de plataformas fixas]. **Petrobras**. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: [https://www.petronect.com.br/irj/go/km/docs/pccshrcontent/Site%20Content%20\(Legacy\)/Portal2018/pt/lista_licitacoes_concluidas.html](https://www.petronect.com.br/irj/go/km/docs/pccshrcontent/Site%20Content%20(Legacy)/Portal2018/pt/lista_licitacoes_concluidas.html). Acesso em: 7 jul. 2023.

PETROBRAS. Edital de licitação oportunidade 7003579436. OCYAN S.A. [Serviços de descomissionamento dos sistemas submarinos de produção do FPSO cidade Rio de Janeiro, Piranema, e cidade Rio das Ostras]. **Petrobras**. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: [https://www.petronect.com.br/irj/go/km/docs/pccshrcontent/Site%20Content%20\(Legacy\)/Portal2018/pt/lista_licitacoes_concluidas.html](https://www.petronect.com.br/irj/go/km/docs/pccshrcontent/Site%20Content%20(Legacy)/Portal2018/pt/lista_licitacoes_concluidas.html). Acesso em: 7 jul. 2023.

PETROBRAS. Contratos. **Petrobras**, 2024. Disponível em: <https://transparencia.petrobras.com.br/contratos>. Acesso em: 7 jul. 2023.

PETROBRAS. **Programa de desativação de instalações na fase de produção: campo de produção de Cação**. Contrato ANP nº 48000.003735/97 – 91: versão A. Vitória: Petrobras, 2015.

PETROBRAS. Trajetória. **Petrobras**, Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: <https://petrobras.com.br/quem-somos/trajetoria>. Acesso em: 12 jan. 2023.

PORTOS RIO. **Tarifas portuárias**. 2023. Disponível em: <https://www.portosrio.gov.br/pt-br/negocios/tarifas-portuarias/riopor>. Acesso em: 03 maio 2023.

RAO, K. R. **Wind Energy for Power Generation: Meeting the Challenge of Practical Implementation**. Springer Nature: Berlin/Heidelberg, Germany, 2019. Disponível em: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-319-75134-4>. Acesso em: 9 jul. 2022.

REUTERS. Refiner Eneos to buy Japan Renewable Energy for \$1.8 bln. **Reuters**, 11 oct. 2021. Disponível em: <https://www.reuters.com/business/energy/eneos-says-buy-japan-renewable-energy-177-bln-2021-10-11/>. Acesso em: 02 fev. 2023.

SANTOS, T. *et al.* On the intersection of international security, defense, and climate change in Latin America and the Caribbean. **Brazilian Journal of International Relations**, v. 11, n. 2. 2022a. Disponível em: <https://revistas.marilia.unesp.br/index.php/bjir/article/view/12263>. Acesso em: 14 abr. 2024.

SANTOS, T. *et al.* **Economia Azul: vetor para o desenvolvimento do Brasil**. São Paulo: Essential Idea Editora, 2022b. Disponível em: https://www.marinha.mil.br/sites/all/modules/livro_economia_azul/book.html. Acesso em 12 abr. 2024.

SANTOS, T. *et al.* Rio de Janeiro's Ocean economy as a key vector for sustainable development in Brazil. **Marine Policy**, v. 159, jan. 2024, p. 105876. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0308597X23004098?via%3Dihub>. Acesso em: 16 abr. 2024.

SEDLAR, D. K. *et al.* Offshore gas production infrastructure reutilization for blue energy production. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 108, p. 159-174, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032119301923>. Acesso em: 31 maio 2024.

SEVANS SSP. **Piranema Spirit**. Oslo, 2022. Disponível em: <https://sevanssp.com/piranema-spirit/>. Acesso em: 17 jul. 2023.

SHIPSPOTTING. Che Guevara. **Photos**, [s. l.], 2022. Disponível em: <http://www.shipspotting.com/gallery/photo.php?lid=307109>. Acesso em: 7 jul. 2022.

SILVA, R. D. Petróleo e desenvolvimento regional no Rio de Janeiro: uma relação a ser repensada. **Boletim Regional, Urbano e Ambiental**, Brasília, IPEA, v. 16, jan./jun. 2017. Disponível em: https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/7933/1/BRU_n16_Petroleo.pdf. Acesso em: 28 mar. 2024.

SOMMER, B. *et al.* Decommissioning of Offshore Oil and Gas Structures—Environmental Opportunities and Challenges. **Science of the Total Environment**, Amsterdam, v. 658, p. 973-981, mar. 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.12.193>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0048969718350551?via%3Dihub>. Acesso em: 6 jun. 2022.

SOMO. **Human rights in wind turbine supply chains: Towards a truly sustainable energy transition**. Paris: ActionAid, jan. 2018. Disponível em: https://www.somo.nl/wp-content/uploads/2018/01/Final-ActionAid_Report-Human-Rights-in-Wind-Turbine-Supply-Chains.pdf. Acesso em: 15 jan. 2023.

SOUZA, K. A. Avaliação da Resolução ANP nº 817/2020 após um ano da sua aplicação. ANP, Brasília, DF, 26 out. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-e-palestras/2021/arquivos/apresentacao-soma-2021-karen-alves-26-10-21.pdf>. Acesso em: 20 fev. 2022.

THE CROWN STATE. **Guide to an offshore wind farm: Updated and extended**. London: BVG Associates, jan. 2019. Disponível em:

<https://www.thecrownestate.co.uk/media/2861/guide-to-offshore-wind-farm-2019.pdf>. Acesso em: 04 abr. 2023.

THE CROWN STATE. **Offshore Wind Cost Reduction Pathways Study**. London: State for Energy and Climate Change, 2012. Disponível em: <https://www.thecrownestate.co.uk/media/1770/ei-offshore-wind-cost-reduction-pathways-study.pdf>. Acesso em: 01 abr. 2023.

UNITED NATIONS. Department of Economic and Social Affairs: Sustainable Development. 7: Ensure access to affordable, reliable, sustainable, and modern energy for all. **Goals**, 2023a. Disponível em: <https://sdgs.un.org/goals/goal7>. Acesso em: 13 jun. 2023.

UNITED NATIONS. Department of Economic and Social Affairs: Sustainable Development. 13: Take urgent action to combat climate change and its impacts. **Goals**, 2023b. Disponível em: <https://sdgs.un.org/goals/goal13>. Acesso em: 13 jun. 2023.

UNITED NATIONS. Solar superpowers, wind warriors and hydro heroes: How communities are embracing renewable energy. **Climate Action**. 2022. Disponível em: <https://www.un.org/en/climatechange/how-communities-are-embracing-renewable-energy>. Acesso em: 14 jan. 2023.

UNITED NATIONS. **United Nations Convention on the Law of the Sea**. New York: UN, 1982. Disponível em: http://www.un.org/depts/los/convention_agreements/texts/unclos/unclos_e.pdf. Acesso em: 20 fev. 2022.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. About the secretariat. **UNFCCC**, Bonn, 2023. Disponível em: <https://unfccc.int/about-us/about-the-secretariat>. Acesso em: 31 maio 2024.

UNITED NATIONS POPULATION FUND. World Population Dashboard. **Data**, New York, 2024. Disponível em: <https://www.unfpa.org/data/world-population-dashboard>. Acesso em 31 maio 2024.

UNITED STATES. Department of Energy. What is wind power. **WINDEXchange**, Washington DC, 2023a. Disponível em: <https://windexchange.energy.gov/what-is-wind>. Acesso em: 12 dez. 2022.

UNITED STATES. Department of Interior. Carolina Long Bay. **Bureau of Ocean Energy Management**, 11 maio 2022. Disponível em: <https://www.boem.gov/renewable-energy/state-activities/carolina-long-bay>. Acesso em: 05 fev. 2023.

UNITED STATES. Department of Interior. Renewable Energy Leasing Schedule. **Bureau of Ocean Energy Management** 2024. Disponível em: <https://www.boem.gov/sites/default/files/documents/renewable-energy/RELS%20Information%20Sheet%20Handout%20v3.pdf>. Acesso em: 31 maio 2024.

UNITED STATES. Energy Information Administration. Wind Explained: History of wind power. **Energy Information Administration**, Washington, 2023b. Disponível em: <https://www.eia.gov/energyexplained/wind/history-of-wind-power.php>. Acesso em: 14 jan. 2023.

UNITED STATES. Geological Survey. Department of Interior. **Mineral commodity summaries 2023**. Washington DC: USGS, 2023c. Disponível em: <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2023/mcs2023.pdf>. Acesso em 18 set. 2023.

VALPY, B. *et al.* **Future Renewable Energy Costs: Offshore Wind – 57 Technology Innovations That Will Have Greater Impact on Reducing the Cost of Electricity from European Offshore Wind Farms**. Swindon: BVG Associates; Inno Energy. 2017. Disponível em: https://bvgassociates.com/wp-content/uploads/2017/11/InnoEnergy-Offshore-Wind-anticipated-innovations-impact-2017_A4.pdf. Acesso em: 13 mar. 2023.

WIND ENERGY. Supply chain key to deliver. **The Facts**, Brussels, 2023. Disponível em: <https://www.wind-energy-the-facts.org/supply-chain-key-to-delivery.html>. Acesso em: 15 jan. 2023.

WIND OSPREY. Technical Specification. **Windfarm Installation Vessel (WIV)**, Rotterdam, 2023. Disponível em: https://www.cadeler.com/assets/uploads/PDFs/Vessels-Specifications/o-class-technical-specifications_wind-osprey_v4.pdf. Acesso em: 31 maio 2024.

WORLD BANK GROUP. Technical Potential for Offshore Wind in Vietnam. **Energy Sector Management Assistance Program**, Washington DC, mar. 2020. Disponível em: <http://documents.worldbank.org/curated/en/781371586848751429/pdf/Technical-Potential-for-Offshore-Wind-in-Vietnam-Map.pdf>. Acesso em: 19 jan. 2023.

WORLD OILS. **Single Lift Modular Units**, Singapore, 2023. Disponível em: <https://www.worldoils.com/offshoreaccommodation/singleliftmodularunits.php>. Acesso em: 01 fev. 2023.