

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
LABORATÓRIO DE TECNOLOGIA, GESTÃO DE NEGÓCIOS E MEIO AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SISTEMAS DE GESTÃO DE GESTÃO
SUSTENTÁVEL

DOUGLAS VIEIRA BARBOZA

ALTERNATIVAS DE USO AO DESCOMISSIONAMENTO DE PLATAFORMAS DE
PETRÓLEO NO BRASIL

Orientadores:

Prof. Marcelo Jasmim Meiriño, D. Sc.

Prof. Sérgio Ricardo da Silveira Barros, D. Sc.

Niterói

2022

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
LABORATÓRIO DE TECNOLOGIA, GESTÃO DE NEGÓCIOS E MEIO AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SISTEMAS DE GESTÃO DE GESTÃO
SUSTENTÁVEL

DOUGLAS VIEIRA BARBOZA

ALTERNATIVAS DE USO AO DESCOMISSIONAMENTO DE PLATAFORMAS DE
PETRÓLEO NO BRASIL

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação
em Sistemas de Gestão sustentáveis como
requisito parcial a obtenção do título de Doutor
em Sistemas de Gestão Sustentável. Tecnologias
Aplicadas para Organizações Sustentáveis

Linha de Pesquisa: Tecnologias Aplicadas para
Organizações Sustentáveis

Orientadores:

Prof. Marcelo Jasmim Meiriño, D. Sc.
Prof. Sérgio Ricardo da Silveira Barros, D. Sc.
Universidade Federal Fluminense

Niterói

2022

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que sua fonte seja citada corretamente.

Catálogo na Publicação
Serviço de Biblioteca e Documentação
Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Gestão Sustentáveis
Universidade Federal Fluminense



DOUGLAS VIEIRA BARBOZA

ALTERNATIVAS DE USO AO DESCOMISSIONAMENTO DE PLATAFORMAS DE
PETRÓLEO NO BRASIL

Tese apresentada ao Programa de Pós-
Graduação em Sistemas de Gestão sustentáveis
como requisito parcial a obtenção do título de
Doutor em Sistemas de Gestão Sustentável.
Tecnologias Aplicadas para Organizações
Sustentáveis

Linha de Pesquisa: Tecnologias Aplicadas para
Organizações Sustentáveis

BANCA EXAMINADORA

Prof. Marcelo Jasmin Meiriño, D.Sc. – Orientador
Universidade Federal Fluminense

Prof. Sérgio Ricardo da Silveira Barros, D.Sc. – Orientador
Universidade Federal Fluminense

Prof. Luís Perez Zotes, D.Sc.
Universidade Federal Fluminense

Prof. Wladimir Henriques Motta, D.Sc.
Universidade Veiga de Almeida

Prof. Marinez Eymael Garcia Scherer, D.Sc.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Milton Lafourcade Asmus, D.Sc.
Universidade Federal do Rio Grande

DEDICATÓRIA

Aos meus pais, Carlos e Otília, que me deram sustento em diferentes formas para chegar até aqui sendo fonte de motivação, e ao meu amor, Fernanda, que vem me acompanhando e apoiando neste processo, fazendo os meus dias mais felizes.

AGRADECIMENTO

Com o término desta etapa da jornada, após tanto esforço, preocupações e dedicação, não posso dizer que o mérito é todo meu e devo agradecer àqueles que de alguma maneira estiveram comigo neste caminho colaborando para que eu chegasse até aqui.

A meus orientadores, o Professor Marcelo Jasmin Meiriño e o Professor Sérgio Ricardo da Silveira Barros com sua disponibilidade ao longo das inúmeras horas e suas assertivas colocações. Obrigado pela amizade, motivação, orientação e oportunidade de desenvolver este trabalho, sem eles seria impossível chegar até esta etapa.

Aos docentes do PPSIG e aos membros da banca examinadora, por seus seus olhares críticos e contribuições fundamentais para estabelecer a qualidade do trabalho de pesquisa, buscando o aprimoramento dos fundamentos e métodos de pesquisa e aperfeiçoamento da análise dos resultados.

Agradeço ao professor Marcos Alexandre Teixeira que me acompanhou desde o mestrado até a entrada no Doutorado, me apoiando e colaborando para que eu desenvolvesse um raciocínio científico.

Ao meu amigo Diego Ramos Inácio, que me acompanha desde o ensino médio e que me emprestou seu conhecimento com os “mapinhas”.

À minha esposa, Fernanda Belén Torres Rojas Barboza, que não somente me prestou apoio emocional, mas também me ajudou a estudar.

Aos amigos conquistados em virtude dessa carreira acadêmica que me ajudaram a seguir motivado, em especial ao Ricardo Bella e ao Fábio Aquino pelas parcerias.

Aos professores pelo conhecimento transferido durante as disciplinas, em especial aos coordenadores do programa, Prof. Osvaldo Quelhas e Gilson Brito, que puderam sonhar e concretizar este doutorado que é muito importante para mim, mas também para o desenvolvimento científico nacional.

Por fim, agradeço à apoio e servidores do Latec – UFF, em especial à Liliam Espinoza, Helen Costa e Luís Felipe, que além de amáveis sempre foram solícitos e buscaram sempre encontrar as melhores soluções para atender as minhas necessidades como doutorando.

*“Idéias e somente idéias
podem iluminar a escuridão”.*

Ludwig von Mises

RESUMO

O descomissionamento de plataformas *offshore*, ou seja, a retirada de equipamentos do local aonde a vida útil das instalações de exploração e produção de petróleo chegou ao seu fim, envolve elevados custos financeiros, impactos ambientais e perda de recursos, principalmente nos casos de estruturas fixas que estão a um período considerável instaladas no fundo do mar e que contemplam vida marinha consolidada. Logo este estudo tem como hipótese a viabilidade de desenvolvimento de alternativa ao descomissionamento de plataformas fixas de petróleo considerando a valoração ambiental marinha e geração de energia eólica *offshore* mantendo suas subestruturas. Para isso, se aprofundou um levantamento sobre a relevância dos serviços ecossistêmicos de recifes e plataforma continental atrelado a uma análise da climatologia dos ventos nas regiões das plataformas visando a geração energética para adicionar valor à conservação do ambiente. Logo foi realizada uma análise econômico-financeira para indicar a viabilidade do não descomissionamento considerando-se a valoração dos serviços ecossistêmicos e a geração eólica *offshore* para o caso brasileiro. Como resultados foi identificado que as bacias de Sergipe-Alagoas, Ceará e Potiguar, são as detentoras das melhores capacidades de geração de energia eólica, e dentre elas, a Bacia de Sergipe-Alagoas é que possui a melhor interseção entre características de vento e de localização de plataformas fixas. Ao se considerar a valoração dos serviços ecossistêmicos nesta bacia atrelados a geração eólica, pôde se demonstrar viabilidade ambiental e financeira. Porém ao aumentar a capacidade de geração instalada com a mesma base de arrecadação, a proposta se tornou inviável, somente voltando a demonstrar viabilidade e atratividade em cenário que considere os serviços ecossistêmicos na área total de parque eólico. Conclui-se que a valoração dos serviços ecossistêmicos é essencial para evitar o descomissionamento de plataformas fixas de petróleo e conservar o ambiente de exploração petrolífera prévia em projeto que integre geração energética sustentável.

Palavras-chave: Geração Eólica *Offshore*; Sustentabilidade; Matriz Energética; Plataformas Petrolíferas, Ecossistemas

ABSTRACT

The decommissioning of offshore platforms, that is, the removal of equipment from the location where the useful life of oil exploration and production facilities has come to an end, involves high financial costs, environmental impacts and loss of resources, especially in the case of fixed structures that have been installed on the bottom of the sea for a considerable period and that contemplate consolidated marine life. Therefore, this study hypothesizes the feasibility of developing an alternative to the decommissioning of fixed oil platforms, considering marine environmental valuation and offshore wind power generation while maintaining its substructures. For this, a survey was deepened on the relevance of ecosystem services of reefs and the continental shelf linked to an analysis of the climatology of the winds in the regions of the platforms, aiming at energy generation to add value to the conservation of the environment. An economic-financial analysis was then executed to indicate the feasibility of not decommissioning, considering the valuation of ecosystem services and offshore wind generation for the Brazilian case. As a result, it was recognized that the Sergipe-Alagoas, Ceará, and Potiguar basins are the holders of the best wind energy generation capacities, and the Sergipe-Alagoas Basin has the best intersection between wind and location of fixed platforms. When considering the valuation of ecosystem services in this basin linked to wind generation, it was possible to demonstrate environmental and financial viability. However, by increasing the installed generation capacity with the same collection base, the proposal became unfeasible, only returning to demonstrate viability and attractiveness in a scenario that considers ecosystem services in the total area of the wind farm. It is concluded that the valuation of ecosystem services is essential to avoid fixed oil platforms decommissioning and conserving the environment of previous oil exploration in a project that integrates sustainable energy generation.

Keywords: Offshore Wind Generation; Sustainability; Energy matrix; Oil platforms; Ecosystems

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Problema, objetivos, questões e metodologia	23
Figura 2: Componentes da Plataforma Fixa – Bullwinkle	25
Figura 3: Opções de descomissionamento para uma estrutura obsoleta	27
Figura 4: Opções para o descomissionamento das jaquetas	30
Figura 5: Serviços ecossistêmicos por Funções do MEA.	36
Figura 6: Modelo de relacionamento entre serviços e benefícios intermediários e finais	39
Figura 7: Modelo de Cascata Proposto pelo CICES	40
Figura 8: Projetos de parque eólicos que solicitaram licenciamento ambiental no IBAMA em 2021.	51
Figura 9: Bacias sedimentares brasileiras com indicação das áreas offshore consideradas conforme nomeações no mapa.	55
Figura 10: Localização da plataforma Robalo 1, em relação ao litoral do Estado de Sergipe e em relação às demais plataformas a serem desativadas.	62
Figura 11: Locação de plataformas em horizonte na Bacia de Sergipe-Alagoas	67
Figura 12: Bacia de Sergipe-Alagoas. Fonte: Antonietto (2015).	70
Figura 13: Médias de vento em m/s no nível de 1000 hPa por mês de 1981 a 2010 com base nas saídas do ERA5.	72
Figura 14: Média de velocidades dos ventos (m/s) ao longo do ano a 80, 89,5 e 118 metros de altura, para todas as bacias utilizadas neste trabalho com base nos resultados do ERA5 de 1981 à 2010.....	74
Figura 15: Curva de potência dos aerogeradores utilizados no estudo (W x m/s).	75
Figura 16: Traçado proposto para rede elétrica coletora e subestação	87
Figura 17: Área de Consideração para o Parque Eólico na Plataforma Continental	88

LISTA DE TABELAS E QUADROS

Tabela 1: Resumo dos valores para cenários com diferentes tipos de turbina.....	78
Tabela 2: Características Técnicas da Turbina V164/8.0 MW (Vestas, s.d.).....	80
Tabela 3: Despesas pela abordagem comparativa.....	82
Tabela 4: Resumo dos Resultados com SE.....	82
Tabela 5: Valoração de cada serviço ecossistêmico por ambiente considerado em dólares por hectare/ano.....	89
Tabela 6: Resumo dos Resultados para diferentes cenários considerando Serviços Ecossistêmicos.....	90
Quadro 1: Classificação dos serviços ecossistêmicos e suas conexões com valores humanos, processos e ativos naturais.....	37
Quadro 2: Valores dentro do valor econômico de um recurso ambiental.....	41

LISTA DE SIGLAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BDEP - Banco de Dados de Exploração e Produção

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

BOP - Blow-Out Preventer

CAPEX - Capital Expenditures

kW - Quilowatt

FPSO - Floating, Production, Storage and Offloading

GWA – Global Wind Atlas

MW - Megawatt

MWh - Megawatt-hora

NREL National Renewable Energy Laboratory

OPEX Operational Expenditure

Petrobrás – Petróleo Brasileiro S. A.

TLWP - Tension Leg Weight Platform

TIR - Taxa Interna de Retorno

VPL - Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO	16
1.2. SITUAÇÃO-PROBLEMA DA PESQUISA.....	19
1.3. HIPÓTESE E QUESTÕES DA PESQUISA.....	21
1.4. OBJETIVOS	21
1.4.1 Objetivo geral	21
1.4.2 Objetivos específicos	22
1.5. DELIMITAÇÃO DO TEMA	22
1.6. ADERÊNCIA DA PROPOSTA DE TESE À INTERDISCIPLINARIDADE	23
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	24
2.1 SISTEMAS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO <i>OFFSHORE</i>	24
2.1.1 Plataformas Fixa	24
2.2. DESCOMISSIONAMENTO	26
2.2.1 Etapas do Descomissionamento	28
2.2.1 Orientação Técnica para o Descomissionamento	31
2.2.3 Legislação Ambiental Brasileira Relativa ao Descomissionamento ...	32
2.3. SERVIÇOS ECOSISTÊMICOS	33
2.3.1 Classificação dos Serviços	34
2.3.2 Avaliação de Serviços Ecosistêmicos	40
2.3.3 Serviços Ecosistêmicos em Plataformas Petrolíferas	42
2.4. RECIFES ARTIFICIAIS.....	43
2.5. ENERGIA EÓLICA	44
2.5.1 Mercado Eólico	45
2.5.2 Equipamentos para Geração	46
2.5.3 A Geração <i>Offshore</i> no Brasil	50
3. METODOLOGIA	52
3.1 CLASSIFICAÇÃO DA PESQUISA	52
3.2. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	53
3.2.1 Avaliação da Geração Eólica como Alternativa ao Descomissionamento de Plataformas Petrolíferas nos Mares Brasileiros	54
3.2.2 Manutenção de Serviços Ecosistêmicos Combinada com Geração Eólica como Alternativa ao Descomissionamento de Plataforma Fixa	60
3.2.3 Valoração de serviços ecosistêmicos em regiões de descomissionamento considerando a geração eólica.	65
4. RESULTADOS	69

4.1 ANÁLISE CLIMATOLÓGICA E ECONÔMICO-FINANCEIRA DA UTILIZAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA COMO ALTERNATIVA AO DESCOMISSIONAMENTO.....	69
4.1.1 Perfil de Exploração <i>Offshore</i>	70
4.2.2 Avaliação do Potencial Eólico	71
4.2.3 Avaliação Técnica	74
4.2.4 Discussão	79
4.3 AVALIAÇÃO CONSIDERANDO SERVIÇOS ECOSISTÊMICOS	79
4.3.1 Recursos para geração	79
4.3.2 Serviços Ecosistêmicos dos Recifes Artificiais	80
4.3.3 Viabilidade Econômica	81
4.3.4 Avaliação e Discussão	82
4.4 AVALIAÇÃO DE DIFERENTES CENÁRIOS RELATIVOS À CONSERVAÇÃO DA VIDA NAS ESTRUTURAS DE PLATAFORMAS	84
4.4.1 Caracterização do Parque Eólico	85
4.4.2 Viabilidade da Conservação com Parque Eólico	87
4.5 QUESTÕES RESPONDIDAS PERTINENTES AO TEMA	91
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	94
REFERÊNCIAS	98
APÊNDICE A – PRODUTO DA TESE: ARTIGO PUBLICADO EM 2020.....	116
APÊNDICE B – PRODUTO DA TESE: ARTIGO APRESENTADO EM 2022	118
APÊNDICE C – PLATAFORMAS COM POSICIONAMENTO, PROFUNDIDADE E VENTOS À 100 METROS DE ALTURA	119
ANEXO D – MEMÓRIA DE CÁLCULO DA GERAÇÃO DE ENERGIA PARA PARQUE EÓLICO – EXEMPLO CAIOBA 1	121

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

O descomissionamento é a fase final do ciclo de vida de uma estrutura *offshore* de exploração de óleo e gás, onde todos os poços são tamponados e abandonados (Kaiser & Liu, 2014).

O descomissionamento inicia-se quando a produtividade reduziu a ponto dos custos para manter a unidade em produção serem menores que a possibilidade de lucro, com a permanência de suas atividades (Kaiser & Liu, 2014).

Sobre o processo de descomissionamento de plataformas *offshore*, ou seja, a retirada de equipamentos do local aonde a vida útil das instalações de exploração e produção chegou ao seu fim, é possível afirmar, com base em Margheritini et al. (2020) que envolve elevados custos financeiros, impactos ambientais à vida marinha e perda de recursos, principalmente nos casos de desmantelamento de estruturas fixas que estão a um período considerável instaladas no fundo do mar, e que de acordo com a legislação não podem permanecer sem providencias com o abandono do poço.

De acordo com a legislação, estas unidades instaladas no fundo do mar não podem permanecer sem providências, com o abandono do poço (ANP, 2002, 2006). Logo, ao propor ao propor a conservação do espaço onde as plataformas em horizonte de descomissionamento estão instaladas utilizando as estruturas de jaquetas, as chamadas pernas das plataformas fixas, próximas à costa para adaptação e instalação de geradores eólicos é possível almejar uma solução para os problemas enfrentados no processo de descomissionamento, manter serviços ambientais provenientes de recifes e colaborar para uma proposta colaborativa a diversificação da matriz energética nacional de maneira sustentável (BARBOZA et al., 2020).

O descomissionamento de plataformas fixas, de acordo com Mimmi *et al.* (2015), precisa ser amadurecido no Brasil, visto que poucas unidades foram removidas. Nos últimos anos muitos campos petrolíferos têm chegado ao fim de sua vida produtiva ou as estruturas têm alcançado a vida útil de projeto, de 20 à 30 anos, em média (Mimmi *et al.*, 2015).

As companhias exploradoras de petróleo têm a previsão de gastar até 85 bilhões de dólares com o descomissionamento de plataformas *offshore*, equipamentos submarinos e poços até 2030, sendo o Brasil responsável por cerca de 10% desses

investimentos, com 57 processos de descomissionamento já aprovados pela Agência Nacional de Petróleo Gás e Biocombustíveis (ANP), o que é considerado parte considerável destas atividades (PALMIAGINI, 2020).

Embora a previsão do descomissionamento de plataformas fixas no Brasil tenha uma quantidade desconhecida, cerca de 70% dessas unidades atingiram ou excederam a maturidade de sua vida útil (Barboza et al., 2020). A indústria nacional deve se preparar para oferecer soluções eficientes e que reduzam os custos do descomissionamento; por exemplo, promovendo a recuperação de materiais e equipamentos.

Kaiser & Liu (2014) afirmam que os custos de projetos de descomissionamento não são amplamente divulgados. Os autores também desenvolveram um modelo para estimar tais valores a partir de estudos das operações no Golfo do México, chegando a um custo médio estimado de US\$ 46 milhões por unidade em águas profundas.

Do custo estimado, 80% é relativo à remoção da estrutura e entupimento e abandono de poço, 19% correspondente à remoção de dutos e 1% relativo à remoção de *risers*, linhas de fluxos e umbilicais (Kaiser & Liu, 2014).

A indústria de petróleo e gás busca demonstrar eficiência e eficácia em seus resultados ambientais atendendo de forma sistêmica e integrada aos requisitos legais, às demandas organizacionais e também das partes interessadas (MONI *et al.*, 2011).

Porém, o conhecimento em relação aos impactos ambientais relativos às estratégias de desativação de plataformas ainda é incompleto, sendo necessário que o descomissionamento seja planejado dentro de uma abordagem ecossistêmica (SOMMER *et al.*, 2019).

Devido à idade da estrutura e ao cenário geográfico, essa se integra ao habitat da vida marinha e a remoção total da estrutura pode significar a perda quase completa da biota associada (SOMMER *et al.*, 2019).

Margheritini et al. (2020) têm desenvolvido a aplicação de acreção mineral através da eletrólise de baixa tensão, de modo similar ao já realizado em recifes de corais naturais, que pode garantir uma proteção catódica das jaquetas, e que poderão criar cenários de negócios, onde essas plataformas possam ser consideradas ambientes de recreação. Tal estudo considera que para algumas espécies, as plataformas petrolíferas *offshore* são viveiros que podem apresentar melhores condições para a desova de minúsculas larvas de peixes e outros seres marinhos do que os recifes naturais, devido à extensão das torres.

Claisse et al. (2014) afirma que as plataformas de petróleo estão entre os habitats com maior produção de vida marinha de área de fundo, gerando, portanto, uma série de serviços ecossistêmicos que a natureza pode ofertar a sociedade, podendo desempenhar um papel valioso quanto as funções ecossistêmicas.

De acordo com a convenção para combate a desertificação das Nações Unidas (UNCCD) (2019), os serviços ecossistêmicos são essenciais para a sobrevivência e bem-estar humano. Além disso, o relatório do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) (2014) aponta que a conservação e gerenciamento dos serviços ecossistêmicos são fundamentais para mitigar e adaptar-se às mudanças climáticas.

Os estudos sobre serviços ecossistêmicos, que são fundamentais para a tomada de decisões em políticas ambientais e desenvolvimento sustentável tem aumentado rapidamente nas últimas duas décadas no Brasil e devem ser ampliadas principalmente quanto a relação com a economia devido as perspectivas sobre os pagamentos por serviços ambientais, ainda havendo diversas lacunas a serem preenchidas (PARRON, 2019).

Considerando a necessidade de preservar os serviços ecossistêmicos visando um futuro sustentável e dentro de uma ótica de conservação ambiental no oceano e geração de energia limpa, este trabalho se encontra atrelado principalmente aos objetivos do desenvolvimento sustentável de números 14 (Proteger a Vida Marinha) e 7 (Energias Renováveis e Acessíveis), ao passo que busca valorar os serviços ecossistêmicos de recifes e plataforma continental, propondo um modelo de desenvolvimento que alinhe o potencial eólico no território brasileiro incluindo as plataformas de petróleo *offshore* em processo de descomissionamento como uma alternativa complementar à geração energética *onshore*.

De acordo com as Nações Unidas (UN, 2022), o objetivo 7 visa garantir a disponibilidade de energia limpa e acessível, e neste sentido a energia eólica offshore, além de ser uma das formas mais eficazes de gerar eletricidade, ainda apresenta as emissões mais baixas de gases do efeito estufa de acordo com a produtividade para uma fonte renovável (AMPONSAH, 2014).

Já o ODS 14 tem como foco conservar e permitir o uso dos oceanos de maneira que a vida marinha e costeira possa seguir se desenvolvendo (UN, 2022). Assim recifes artificiais podem contribuir para o alcance deste objetivo ao serem aplicados para a restauração e proteção de ecossistemas, garantindo ainda proteção contra a erosão

(HARRIS, 2009). Recifes artificiais ainda são eficazes na melhoria da biodiversidade marinha, criando novos habitats para a vida marinha e protegendo as espécies ameaçadas (PADILHA; HENKES, 2012.).

Assim é considerada uma resposta a degradação ambiental dos ecossistemas com a retirada de estruturas de plataformas fixas que integre a implantação de aerogeradores em unidades de exploração de petróleo ao final da atratividade de extração, como uma opção de extensão do uso da estrutura de suporte dessa (como fundação para o aerogerador).

A hipótese trabalhada neste estudo visa provar que é possível aumentar a vida útil da estrutura de fundação da plataforma, ampliar o horizonte de manutenção da vida atrelada às subestruturas (pernas das plataformas) feitas pelo homem, e gerar adicional de renda além do horizonte de descomissionamento, numa visão estratégica que possa ser incorporada ao modelo de negócios empregado no setor.

1.2 SITUAÇÃO-PROBLEMA DA PESQUISA

De acordo com a ANP (2020) 48% das Unidades de Produção Estacionárias *Offshore* em funcionamento eram fixas em dezembro de 2019. O que ainda é um grande volume, mas que vem sendo reduzido ao longo do tempo devido as suas limitações técnicas e ainda possui um processo de descomissionamento complexo com grandes impactos financeiros e ambientais para as organizações.

Dentre os problemas ambientais na fase do descomissionamento podem ser destacar:

- os vazamentos de óleo que podem provocar “manchas” na superfície e também ser adsorvido por sedimentos;
- a falta de tratamento ou disposição final dos cascalhos de perfuração (lubrificantes, polímeros, detergentes, radionuclídeos naturais derivados das rochas perfuradas, etc.), que normalmente são mantidos em pilhas próximas à área perfurada, podendo ocasionar na toxicidade do ambiente e poluição térmica, em função do contato da água confinada e/ou de processo com o mar, ocasionando num consumo maior de oxigênio no entorno para manter o equilíbrio térmico da área;

- consumo de resíduos tóxicos por parte de alguns organismos, com potencial de bioacumulação nos tecidos gordurosos, podendo vir a trazer um efeito tóxico no organismo e, conseqüentemente, em toda cadeia alimentar;
- disposição final de grandes partes da estrutura de plataforma ou da infraestrutura de transporte;
- presença de compostos químicos residuais e rejeitos de perfuração (MACHADO, TEIXEIRA e VILANI, 2013; SOMMER *et al.*, 2019).

Os resultados apresentados nessa pesquisa e o estudo da literatura realizado dentro de uma visão sobre recursos energéticos na sustentabilidade, justifica buscar a proposição de metodologia para reduzir os passivos financeiros e ambientais relacionados à fase de descomissionamento das plataformas fixas, podendo uma possível solução estar integrada à contribuição para a comunidade acadêmica de uma ampliação do olhar sobre a geração eólica *offshore*, que ainda não ocorre no Brasil, e seu impacto na matriz energética.

São consideradas variáveis que viabilizem ou melhorem as condições para concretização de uma operação deste tipo ao reduzir impactos ecossistêmicos, considerando que as funções e serviços do ecossistema aumentam com a idade da estrutura já que o habitat se consolida (SOMMER *et al.*, 2019), e tal abordagem pode colaborar com a redução de custos ou aumento da lucratividade.

Embora a matriz energética brasileira atualmente se constitua principalmente da geração por energia hídrica, e seja possível afirmar que este tipo de exploração não gera tantos impactos quanto a utilização de termelétricas, sejam operando com derivados de carvão ou petróleo, não é sustentável continuar investindo na instalação de hidrelétricas de grande porte no futuro (ELLABBANA; ABU-RUBB; BLAABJERG, 2014).

Ainda de acordo com Ellabbana, Abu-Rubb e Blaabjerg (2014), as hidrelétricas podem gerar considerável impacto sobre fauna, flora, clima e sociedade. Desta maneira torna-se necessário desenvolver alternativas para a geração energética, mormente de energia elétrica.

Tais fatores atrelados ao custo, impactos ambientais e perda de recursos do da remoção das estruturas de suporte à exploração petrolífera, justificam o trabalho, que busca apresentar uma contribuição quanto a mitigação dos problemas enfrentados no processo de descomissionamento de plataformas petrolíferas e colaborar para uma proposta de diversificação da matriz energética nacional de maneira sustentável.

Tal situação é explicada pelo fato de que embora as explorações em ambiente *offshore* brasileiras sejam pioneiras no mundo, somente recentemente foram iniciados os primeiros processos de descomissionamento de boa parte das primeiras plataformas fixas que foram instaladas em grande escala na década de 70.

Nesta pesquisa, o objeto de estudo delimita-se às plataformas fixas de exploração ou produção de petróleo ao longo da costa brasileira.

1.3 HIPÓTESE E QUESTÕES DA PESQUISA

A pesquisa se encontra amparada na importância de pensar alternativas para o descomissionamento que colaborem com os avanços de uma agenda que preze pela conservação da vida marinha e pela geração sustentável de energia, assim a hipótese verificada aqui é: “É financeiramente e ambientalmente vantajoso utilizar as estruturas de plataformas fixas de petróleo que seriam descomissionadas para geração de energia eólica no Brasil.”

Considerando todos os aspectos ora apresentados, define-se como questão central da pesquisa: Um modelo que alinhe a valoração ambiental da biodiversidade marinha e a geração eólica para plataformas fixas de petróleo poderia ser uma solução adequada para o descomissionamento deste tipo de ativo no Brasil?

A questão central de pesquisa desdobra-se em questões adicionais:

- Que localidades são interessantes para desenvolver a estratégia de não descomissionamento de subestruturas?
- Como as variáveis socioambientais e financeiras podem viabilizar a reutilização de estruturas que seriam descomissionadas no Brasil?
- Quais cenários podem viabilizar a conservação de ecossistemas integrando a geração energética como forma de descomissionamento sustentável?

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo geral

Este trabalho se propõe avaliar a viabilidade ambiental e financeira da conversão de plataformas petrolíferas fixas em horizonte de descomissionamento em áreas de geração de energia eólica, inserindo os valores provenientes dos serviços ambientais em tais estruturas.

1.4.2 Objetivos específicos

- Identificar geográfica e climatologicamente quais são as bacias sedimentares mais propícias ao não descomissionamento de plataformas e implantação de aerogeradores.
- Avaliar a viabilidade da reutilização de ponto de plataforma para geração eólica considerando a valoração de serviços ecossistêmicos
- Propor projeto de parque eólico que considere diferentes cenários dentro de uma lógica de viabilidade econômico-financeira e ambiental.

1.5 DELIMITAÇÃO DO TEMA

Geograficamente o estudo se limita ao caso brasileiro, considerando a viabilidade de geração eólica *offshore* a partir de subestruturas de produção petrolífera fixas nas bacias sedimentares do Brasil.

Quanto aos aspectos econômicos, são considerando leilões de energia a partir do valor de moeda corrente no país para definir preço que possibilite a exploração deste recurso e conserve a biodiversidade.

Já para se pensar a viabilidade estrutural das jaquetas de plataformas, não foram realizados cálculos neste sentido e as afirmações aqui utilizadas são baseadas em literatura técnica e legal amparada na legislação brasileira.

A Figura 1 consolida e relaciona a situação-problema, objetivos, questões e metodologia da pesquisa.

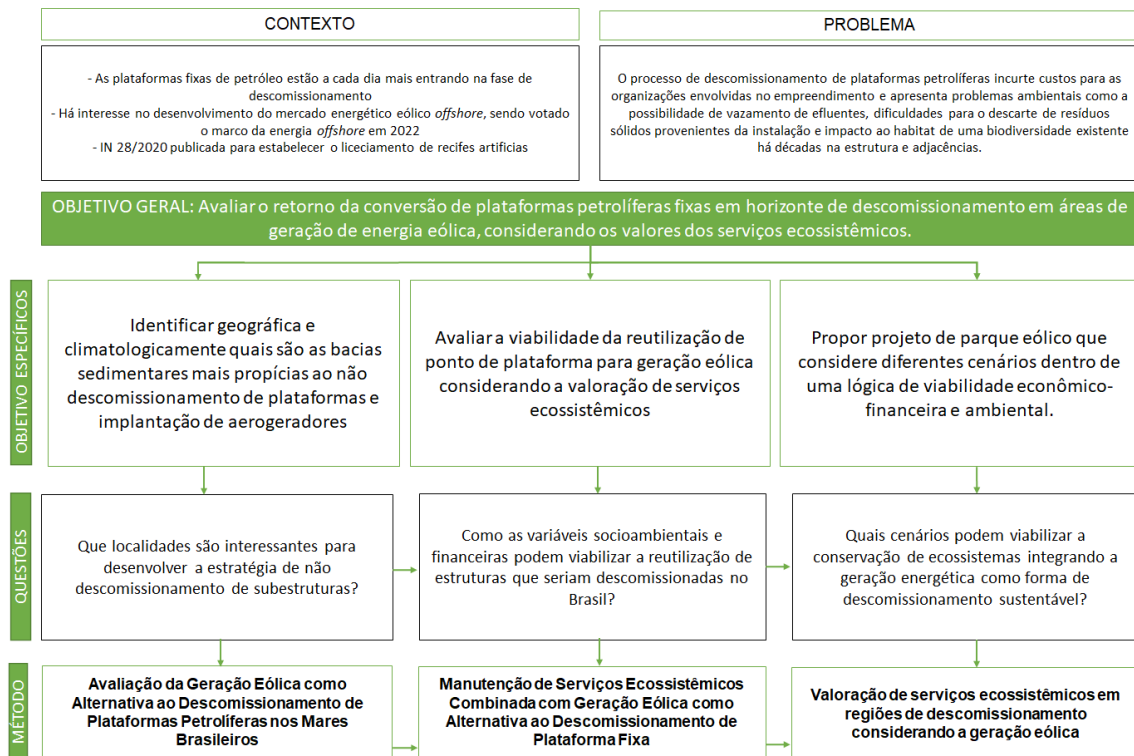


Figura 1: Problema, objetivos, questões e metodologia

Fonte: Elaboração Própria

1.6 ADERÊNCIA DA PROPOSTA DE TESE À INTERDISCIPLINARIDADE

É importante ressaltar que o estudo proposto para ser desenvolvido requer a aplicação das premissas de interdisciplinaridade, visto que dependerá da utilização de conhecimentos provenientes das áreas de climatologia/meteorologia, economia/finanças e engenharia. Somente assim poderá se chegar à resultados coerentes aos objetivos.

Nesse cenário, a questão da reutilização das estruturas de jaquetas mencionadas para reduzir o custo e viabilizar a geração de energia em um ambiente ainda inexplorado para esta aplicação no Brasil pode ser considerada uma inovação tecnológica levando em consideração os mecanismos de desenvolvimento limpo, e pode contribuir como potencial indutor da variável socioeconômica, política e ambiental na evolução de trajetórias tecnológicas e organizacionais, sendo amplamente aderente à linha de Tecnologias Aplicadas para Organizações Sustentáveis.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo tem como finalidade apresentar a fundamentação bibliográfica para compreensão do objeto de estudo, mostrando o diálogo entre áreas de conhecimento envolvidas nesse processo.

2.1 SISTEMAS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO *OFFSHORE*

Segundo Thomas (2001) as unidades marítimas tratavam-se meramente sondas terrestres montadas sobre *piers* para operar em águas rasas e bem próximas da costa, sendo empregadas as mesmas técnicas que àquelas utilizadas na exploração *on shore*, porém com a necessidade latente de operar em águas cada vez mais profundas houve o advento de novos tipos de equipamentos, técnicas e unidades de exploração. Tão logo às unidades *offshore*, foram se desenvolvendo e se dividiram fundamentalmente em dois tipos: as que utilizam o BOP (*Blow-Out Preventer*) de superfície, como as fixas, as auto-eleváveis e as *tension legs*, e as que utilizam o BOP submarino, que é o caso das plataformas flutuantes.

Levando em consideração a evolução das unidades de exploração e produção de petróleo *offshore* e suas especificidades, a seguir são elencados tópicos para abordar as características dos principais tipos de plataformas com o propósito de avaliar o risco foram desenvolvidas por instituições e pesquisadores ao longo dos anos algumas técnicas estruturadas, das quais algumas se encontram elencadas a seguir.

2.1.1 Plataformas Fixa

Segundo Menezes (2007) o desenvolvimento da produção *offshore* deu-se principalmente a partir das plataformas fixas, que são aquelas que se estendem até o fundo do mar, suportadas por uma fundação que mantém a plataforma fixada no local de instalação por um longo período, sendo comumente constituídas por estruturas modulares de aço, instaladas a partir de estacas cravadas no assoalho marinho e não foram projetadas para operar em águas profundas, que no caso do Brasil são aquelas com lâminas d'água superiores a 400 metros. A exemplo da plataforma representada na Figura 2.

Nas chamadas águas profundas não é viável que sejam instaladas plataformas fixas, pois estas áreas tem uma dinâmica mais intensa, que demandaria um projeto de aumento na rigidez da estrutura e conseqüentemente seu peso, assim onerando custos de fabricação, transporte e instalação com potencial para inviabilizar economicamente o projeto de alocação dessas estruturas em profundidades superiores a 400 metros.

Ainda de acordo com Menezes (2007) existem tipos diferentes de unidades fixas, sendo basicamente de jaqueta ou de gravidade, e a decisão pela implantação de um modelo específico dependerá de condições como à profundidade de lâmina d'água, às condições do mar, o relevo submarino, a finalidade do poço ou poços administrados pela unidade, a disponibilidade de apoio logístico, dentre outros fatores de menor relevância.

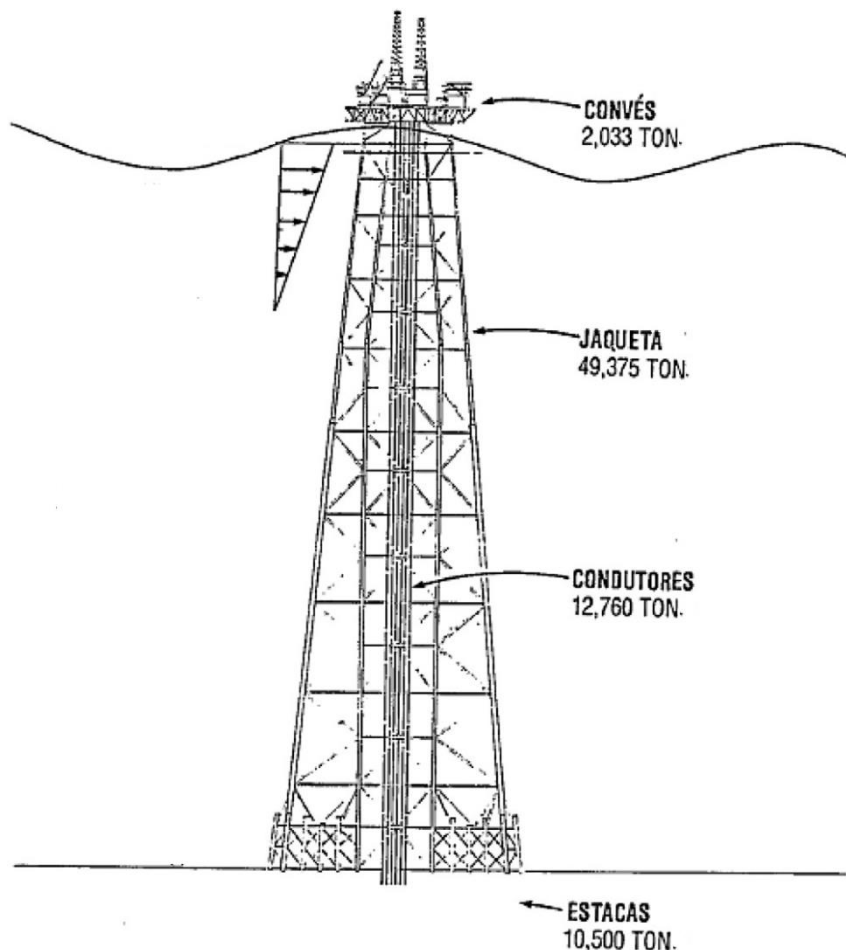


Figura 2: Componentes da Plataforma Fixa – Bullwinkle

Fonte: Adaptado de Sterling; Krebs; Dunn, 1989

2.2. DESCOMISSIONAMENTO

As plataformas *offshore* de petróleo e gás têm uma duração limitada de operação, que pode variar de 10 a um máximo de 50 anos, de acordo com a viabilidade de exploração do campo petrolífero, ao final do qual, as operadoras terão que lidar com o processo de descomissionamento (MARGHERITINI et al., 2020).

O descomissionamento é a fase final do ciclo de vida de uma estrutura *offshore* de exploração de óleo e gás, onde todos os poços são tamponados e abandonados, que é iniciada quando a produtividade reduziu a ponto de os custos para manter a unidade em produção serem menores que a possibilidade de lucro, com a permanência de suas atividades (KAISER; LIU, 2014).

Devido à pressão de grupos específicos e ao atendimento às normas e legislações internacionais e regionais quanto ao planejamento para operacionalizar menores impactos ambientais, políticos e socioeconômicos, o descomissionamento pode ser considerado como um mercado em expansão na indústria do petróleo e gás, ainda mais, devido ao fato de que em grande parte dos casos, as plataformas não tiveram em seu planejamento inicial considerando esta fase (BULL; LOVE, 2019).

De acordo com Martins et al. (2020), as decisões sobre descomissionamento costumam ser altamente complexas devido à diversidade de parâmetros operacionais e locais, bem como à multiplicidade de motivações das partes envolvidas, podem ter interesses conflitantes, conforme razões econômicas, técnicas e/ou fatores políticos. De modo geral, a razão econômica comum se deve ao fato de a produção ter se tornado antieconômica pela diminuição do preço dos hidrocarbonetos ou aumento dos custos de produção. A razão técnica pode se encontrar na possibilidade de acidentes, desastres naturais, ou esgotamento de reservas. Já as razões políticas podem ter haver com diversos fatores, entre os quais: mudanças na legislação, fim de contratos de concessão, entre outros fatores.

Margheritini et al. (2020), expõe que a maioria das nações exige a remoção completa de estruturas obsoletas; no entanto, esta prática apresenta desafios socioeconômicos e ecológicos significativos, visto que partem do pressuposto de “deixar o fundo do mar como encontrado”, porém durante a vida produtiva da plataforma, ocorre o surgimento de inúmeras e diversificadas assembleias de peixes e invertebrados que criam habitats.

Esta fase é dividida em basicamente 6 etapas: planejamento e engenharia; tamponamento e abandono de poços; descomissionamento de tubulações e umbilicais; corte e remoção dos condutores; descomissionamento estrutural e limpeza e verificação do local. (KAISER; LIU, 2014).

Há uma série de opções, para o descomissionamento que vão desde deixar a estrutura obsoleta no local a vários graus de remoção jaqueta seccionada, que ainda pode ser deixada in situ ou carregada em uma barcaça de carga e transportada para suas opções decididas de transporte para a costa para reutilização, reciclagem ou sucata, ou realocação para águas rasas ou mais profundas, conforme se pode observa na Figura 3.

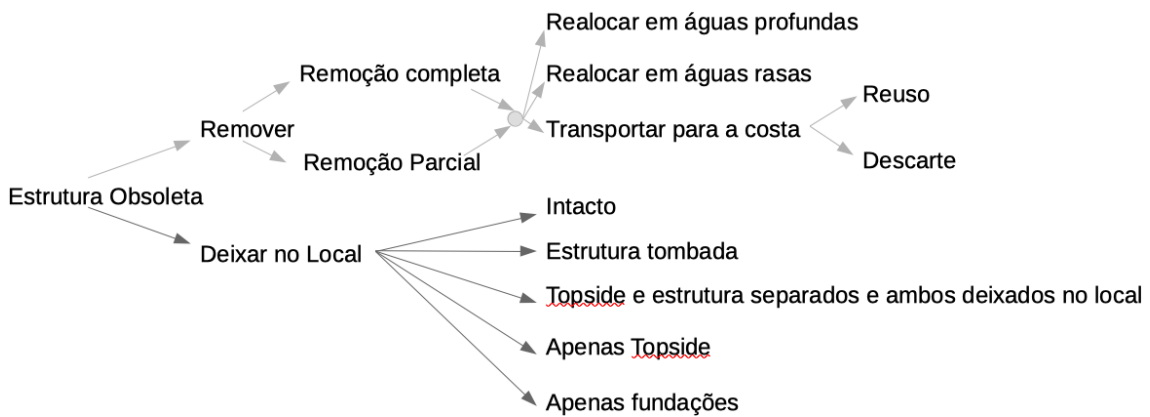


Figura 3: Opções de descomissionamento para uma estrutura obsoleta

Fonte: Adaptado de Fam et al., 2018.

A Lei 9.478 de 1997 que versa sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP), diz que a ANP tem as responsabilidades de prover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas da indústria petrolífera. Porém a mesma lei se refere vagamente ao descomissionamento ao prever no § 2º, art. 28, da Lei no 9.478/97 que:

“Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário fará, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e

praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes.”

Visto que o disposto é limitado e a ANP tem a responsabilidade de regulação do setor, esta agência publicou a Portaria nº 25 de 2002 que “Aprova o Regulamento de Abandono de Poços perfurados com vistas a exploração ou produção de petróleo e/ou gás” e a Portaria nº27 de 2006 que “Aprova o Regulamento Técnico que define os procedimentos a serem adotados na Desativação de Instalações e especifica condições para Devolução de Áreas de Concessão na Fase de Produção”. Ambas versam sobre os aspectos técnicos, porém não abordam com profundidade os aspectos ambientais.

Tendo como exemplos as experiências em outros países, é possível citar o Reino Unido como referência por possuir uma indústria petrolífera madura e legislação bem estabelecida para garantir que o descomissionamento de estruturas de maneira adequada e segura, minimizando o impacto ambiental, embora não possua um órgão regulador forte para tal (VIKANE; SELVIK; ABRAHAMSEN, 2021).

Seguindo a convenção OSPAR, a Noruega e o Reino Unido possibilitam que as sapatas de concreto integral ou parcialmente, e em determinados casos até estruturas de aço fixas possam ser deixadas no local, embora tal convenção seja rígida quanto ao que possa ser deixado no mar e exija a garantia de proteção ao meio ambiente (FAM et al., 2018).

Embora nos Estados Unidos, as regulamentações variem conforme o Estado, é possível afirmar que há uma abertura legal maior à opções de descomissionamento então tem havido um foco em ‘materiais de oportunidade’ provenientes das estruturas das plataformas para geração de recifes artificiais que culmina por acarretar ainda em redução dos custos financeiros para remoção total (TECHERA; CHANDLER, 2015).

2.2.1 Etapas do Descomissionamento

A primeira etapa do descomissionamento trata-se do planejamento e engenharia, que são realizados bem antes do processo de descontinuidade da plataforma se iniciar. Ela tem o intuito de reunir todas as informações necessárias para possibilitar a autorização do descomissionamento, para isso a estrutura é inspecionada e uma pesquisa submarina pode ser realizada objetivando obter as licenças para abandono e remoção de cada poço, tubulação e módulo da plataforma (KAISER; LIU, 2014).

A operacionalização do descomissionamento é iniciada com o tamponamento e abandono do poço, onde ocorrem a retirada das árvores de natal secas ou molhadas e outros equipamentos de produção. Sendo comum que os custos para o abandono em águas profundas sejam maiores, que aqueles que se utilizam de árvores secas (KAISER; LIU, 2014).

De acordo com Kaiser e Liu (2014) a próxima etapa consiste na remoção das tubulações e umbilicais, onde estas são limpas com a utilização de PIGs e água do mar, que após o uso para a limpeza pode ser injetada no poço ou descartada em local adequado. Este momento será diferenciado conforme o tipo de completação, seca ou molhada, com equipamentos de maior porte e conseqüente custo para o segundo tipo.

Segue-se para o corte e remoção dos condutores, onde este é erguido até uma altura de 9 a 12 metros e são usados cortadores mecânicos para extrair as seções a serem levantadas, posteriormente colocadas no convés e transferidas para uma barcaça de carga. Tal movimento é repetido até que todo o condutor seja removido do poço (KAISER; LIU, 2014).

A última etapa antes da limpeza e verificação do local é o descomissionamento estrutural, onde ocorre à remoção da plataforma propriamente dita através de um processo inverso ao de instalação, aqui o convés é removido através de um ou vários elevadores em navios, direcionado para barcaças de transporte de carga e enviado para estaleiros onde poderá ser condicionado a reutilização ou descartado como sucata. Após a remoção do convés e seus equipamentos ocorre a remoção das jaquetas por um ou múltiplos elevadores, dependendo da capacidade de elevação do guindaste da barcaça. As decisões sobre remoção parcial, total ou tombamento no local dependem da disponibilidade de equipamentos, relação de dias, localização e licenciamento (KAISER; LIU, 2014).

Segundo Claisse et al. (2015) o descomissionamento das jaquetas de uma plataforma fixa abrange quatro alternativas: remoção completa, *tow-and-place*, remoção parcial ou tombamento no local, conforme apresentado na Figura 4.

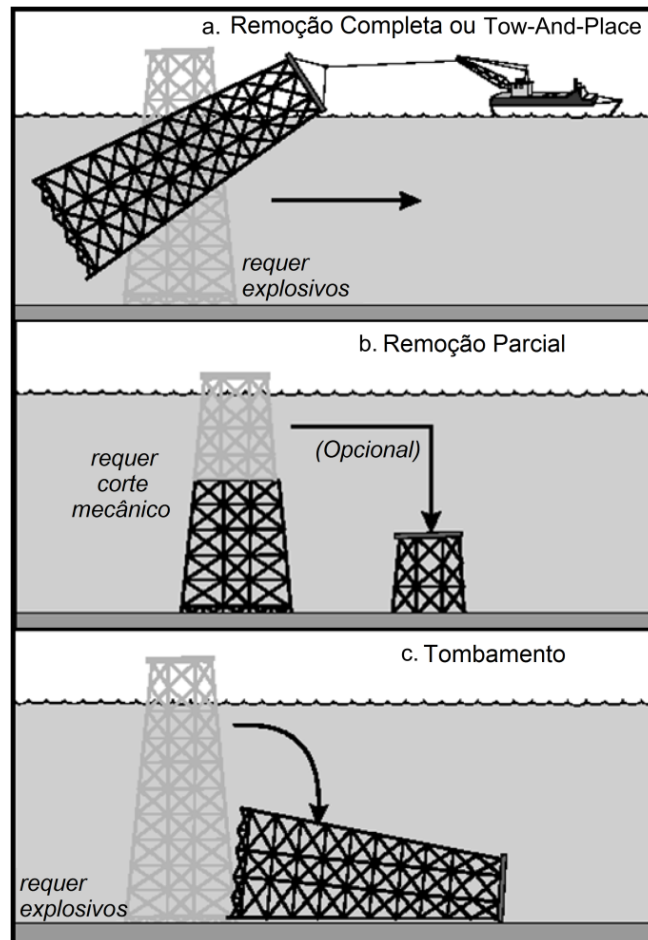


Figura 4: Opções para o descomissionamento das jaquetas

Fonte: Claisse et al., 2015

Na remoção completa são detonados explosivos para cortar os condutores, estacas e pernas 5 metros abaixo do fundo do mar, posteriormente a estrutura é rebocada para a terra é descartada. No *tow-and-place* (movimentação de objetos pesados ou equipamentos de um local para outro usando equipamentos especializados), ocorre processo semelhante, diferenciando-se apenas pelo fato de a estrutura ser rebocada para um local onde será acomodada no fundo do mar podendo se tornar um recife artificial. A remoção parcial é realizada através do corte mecânico comumente a 26 metros de profundidade e a parte removida pode ser opcionalmente colocada no fundo do mar para servir de recife artificial. O tombamento é realizado com a explosão de um lado das estacas e jaquetas, que provoca o dobramento da estrutura até esta ficar em orientação horizontal no assoalho marinho (CLAISSE et al., 2015).

2.2.1 Orientação Técnica para o Descomissionamento

Os primeiros dispositivos que versavam sobre orientações técnicas para o descomissionamento de plataformas petrolíferas no Brasil foram resoluções da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) que tem a responsabilidade de regulação do setor, e portanto publicou a Portaria nº 25 de 2002 que “Aprova o Regulamento de Abandono de Poços perfurados com vistas a exploração ou produção de petróleo e/ou gás” e a Portaria nº 27 de 2006 que “Aprova o Regulamento Técnico que define os procedimentos a serem adotados na Desativação de Instalações e especifica condições para Devolução de Áreas de Concessão na Fase de Produção”. Entretanto sem nenhuma menção às dimensões ambientais.

A portaria nº 25 foi revogada pela Resolução ANP nº 46 DE 01/11/2016, que “aprova o Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural”, e a no 27 foi revogada pela Resolução ANP nº 817 DE 24/04/2020 que “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”. Há ainda a Resolução nº 41/2015 que orienta o descomissionamento de dutos e sistemas submarinos.

A Resolução nº 817 define o descomissionamento de instalações como o “conjunto de atividades associadas à interrupção definitiva da operação das instalações, ao abandono permanente e arrasamento de poços, à remoção de instalações, à destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos e à recuperação ambiental da área”, ou seja, há alguma preocupação com a preservação ambiental. A mesma resolução considera a recuperação ambiental como “intervenções que visam devolver ao ambiente suas características naturais, tais como a estabilidade e o equilíbrio dos processos originalmente nele atuantes ou sua adequação ao uso planejado para a área degradada”.

De acordo com o regulamento técnico de descomissionamento de instalações de exploração e de produção exposto no anexo I da Res. nº 817, as instalações retiradas de operação, os equipamentos necessários à execução do descomissionamento e a área onde as instalações estão inseridas deverão ser mantidos pelo contratado em condições

de segurança, para mitigar os riscos à vida humana, ao meio ambiente e aos demais usuários, até que o processo de descomissionamento seja finalizado.

Assim que permite que plataformas *offshore* sejam mantidas desde que sejam devidamente justificadas e atendam normativas aplicáveis, possibilitando a comparação de alternativas de descomissionamento, cujas análises devem adotar, no mínimo, os critérios técnico, ambiental, social, de segurança e econômico.

Outro ponto é que as instalações parcialmente removidas ou que permanecerem *in situ* não deverão causar interferências à navegação, ao ambiente marinho e aos demais usuários dos recursos do mar, devendo o responsável pela Unidade de Produção apresentar semestralmente laudo e carta da bandeira que a unidade se encontra em condições satisfatórias.

A resolução nº 854 publicada em setembro de 2021 que “regulamenta os procedimentos para apresentação de garantias financeiras e termo que assegurem os recursos financeiros para o descomissionamento de instalações de produção em campos de petróleo e gás natural”, estabelece que as partes envolvidas no processo de descomissionamento cumpram e façam cumprir a Política Nacional de Meio Ambiente e dos Crimes Ambientais, se responsabilizando ao atendimento à legislação de proteção ao meio ambiente e socioambiental aplicável, inclusive quanto aos seus colaboradores.

2.2.3 Legislação Ambiental Brasileira Relativa ao Descomissionamento

A Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA), instituída através da Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981 e regulamentada pelo Decreto nº 99.274/90, foi constituída, dentre outros, dos seguintes instrumentos: padrões de qualidade ambiental, o zoneamento, a avaliação de impacto ambiental e o licenciamento ambiental. Sendo estabelecido o IBAMA, entidade autárquica vinculada ao Ministério do Meio Ambiente, órgão executor da Política Nacional do Meio Ambiente, tendo como principal atribuição, a execução da política de preservação, conservação e uso sustentável dos recursos naturais, sendo o responsável pela condução dos processos de licenciamento ambiental em âmbito federal. (BRASIL, 1981).

O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA exige como condicionante da licença ambiental (Licença de Operação) de um campo de petróleo, a entrega de um Projeto de Desativação como um dos projetos ambientais que compõem o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) (TEIXEIRA; MACHADO, 2012).

De acordo com Luczynski (2002) a legislação sobre o abandono deveria contemplar, no mínimo, os seguintes aspectos:

- a) Proteção da fauna marinha em todo o processo;
- b) Em caso de transformação da estrutura num recife, definir a sua profundidade, bem como a continuidade e segurança da navegação no entorno;
- c) Garantia de monitoramento, por uma equipe multidisciplinar, do processo de desativação e manutenção das condições do habitat.

2.3. SERVIÇOS ECOSSISTÊMICOS

O termo “serviços ecossistêmicos” surgiu como serviços ambientais com os movimentos ambientalistas americanos da década de 60, entretanto somente veio a ser formalizado de maneira científica a partir de conferência e do relatório “*Study of Critical Environmental Problems (SCEP)*” (1970), um estudo dos problemas ambientais críticos que buscou sintetizar os efeitos ecológicos, os efeitos climáticos, monitoramento e implicações de ações corretivas.

Erlich e Erlich (1981) reconheceram a importância dos serviços ecossistêmicos buscando demonstrar que diferentemente do senso comum de que a extinção de algumas espécies não causaria problemas urgentes, os serviços que essas trariam deveriam ser motivos de preocupação, se considerando os benefícios econômicos potenciais, a possível perda de suporte a vida dos humanos, o apelo estético pela beleza dos organismos e a compaixão pela vida.

Daily (1997) ao expressar que os seres humanos sempre se encontram confrontados quanto a complexas decisões entre suas mais importantes atividades e ideais para a manutenção de seu modo de vida e que os bens e serviços que os

ecossistemas ofertam são comumente subvalorizados, mas os serviços ecossistêmicos são condições e processos através dos quais os ecossistemas naturais e a vida que os constitui, sustentam a vida humana. Concomitantemente, Costanza et al. (1997) define os serviços ecossistêmicos como “os benefícios que as populações humanas obtêm, direta ou indiretamente, das funções dos ecossistemas”, trazendo um debate quanto a valoração destes em termos de mercados comerciais para serem comparáveis aos serviços econômicos e de capital manufaturado.

O *Millennium Ecosystem Assessment* (Avaliação Ecossistêmica do Milênio) definiu que os serviços ecossistêmicos são "os benefícios que as pessoas obtêm dos ecossistemas", integrando os benefícios percebidos e não percebidos pelas pessoas, ou seja, ainda que a sociedade não os entenda como benefícios dentro da lógica econômica convencional e estejam “dispostas a pagar” possuem valor (COSTANZA, 2008).

De acordo com Cordero, Moreno-Diaz e Kosmus (2008), se deve perceber que não devem ser considerados puramente os benefícios econômicos, mas também sociais e ecológicos, quando se fala em serviços ecossistêmicos, assim embora a definição anterior seja adequada, é importante pensar a substituição do termo “benefício” por “contribuição”.

Logo, se pode afirmar que são as características, funções ou processos do meio ambiente que direta ou indiretamente contribuem para o bem-estar sustentável do homem são os serviços ecossistêmicos, e sendo os ecossistemas fornecedores de serviços, o “capital natural” é entendido como um estoque que produz um fluxo de serviços ao longo do tempo dentro de uma relação de interdependência entre seres humanos e natureza (COSTANZA, 2020).

2.3.1 Classificação dos Serviços

O capital natural somado ao capital humano e ao capital econômico são medidas de riqueza de um país ou região, sendo importante reconhecer que a biodiversidade produz riqueza e bem-estar ao longo do tempo, assim as tomadas de decisões devem ser feitas considerando o planejamento ambiental para garantir benefícios e serviços provenientes dos ecossistemas (SARUKHAN et al., 2008).

Desconsiderando os métodos para valorar os serviços ecossistêmicos, se observando apenas os aspectos conceituais e de classificação dos serviços, se reconhece que a literatura tem crescido exponencialmente (CHEN et al., 2022).

De acordo com Sokal (1974), a busca pela classificação deve ser resultante da demarcação de limites quantitativos, tão claro como possíveis, com precisão e que se baseiem em critérios objetivos, que possibilitam um processo de comparação em diferentes níveis para a gestão sem ambiguidades.

De acordo com Costanza (2008), a complexa dinâmica dos processos ecossistêmicos e as características dos serviços ecossistêmicos dificultam a existência de um esquema de classificação geral e a posição de alguns autores é de que não existe um sistema de classificação para os serviços ecossistêmicos que seja adequado para aplicação em todos os casos, entretanto o mesmo autor, Costanza et al. (1997), buscou defender 17 bens e serviços ecossistêmicos associados as funções dos ecossistemas.

A partir de Costanza et al. (1997), De Groot (2002) elenca mais serviços ecossistêmicos associados às funções, chegando à 23 funções básicas, que se agrupam em quatro categorias principais:

- Funções reguladoras - Estão relacionadas com a capacidade que os ecossistemas possuem de regular processos ecológicos essenciais e sustentar sistemas vitais através de ciclos biogeoquímicos e outros processos biológicos. Essas funções fornecem muitos serviços que trazem benefícios direta e indiretamente ao ser humano, como a manutenção do ar limpo, purificação da água, prevenção de enchentes e manutenção de terras cultiváveis, entre outros.
- Funções do habitat: Estão relacionadas ao fornecimento habitat para refúgio e reprodução para plantas e animais que contribuem para a conservação biológica e diversidade genética. Essas funções prestam serviços como manutenção da diversidade biológica e genética, inclusive ao se pensar em espécies comercialmente utilizáveis.
- Funções produtivas: Estão relacionadas aos processos fotossintéticos e autotróficos em geral, a partir dos quais os organismos auto abastecem suas necessidades orgânicas a partir de compostos inorgânicos e que também são o sustento de consumidores de diferentes tipos, para gerar uma maior variedade de biomassa. Essa variedade de estruturas fornece uma variedade de bens e serviços

para consumo humano, que envolvem alimentos, matérias-primas, recursos medicinais, energias, entre outros.

- Funções informativas: Estão relacionadas ao fornecimento pelos ecossistemas de referências e contribuições para a manutenção da saúde humana, proporcionando oportunidades de enriquecimento espiritual, desenvolvimento cognitivo, recreação e experiências estéticas (paisagem).

Embora não se possa afirmar que exista uma classificação universalmente aceita, o sistema proposto pelo MEA (2005) é um dos mais difundidos e utilizados, estando estruturado na ideia de que o serviço ecossistêmico integre totalmente sustentabilidade ecológica, conservação e bem-estar humano, apresenta um sistema de classificação com propósitos operacionais para facilitar a tomada de decisão, baseados em quatro linhas funcionais, que incluem os serviços de suporte, regulação, provisão e culturais, conforme a Figura 5.

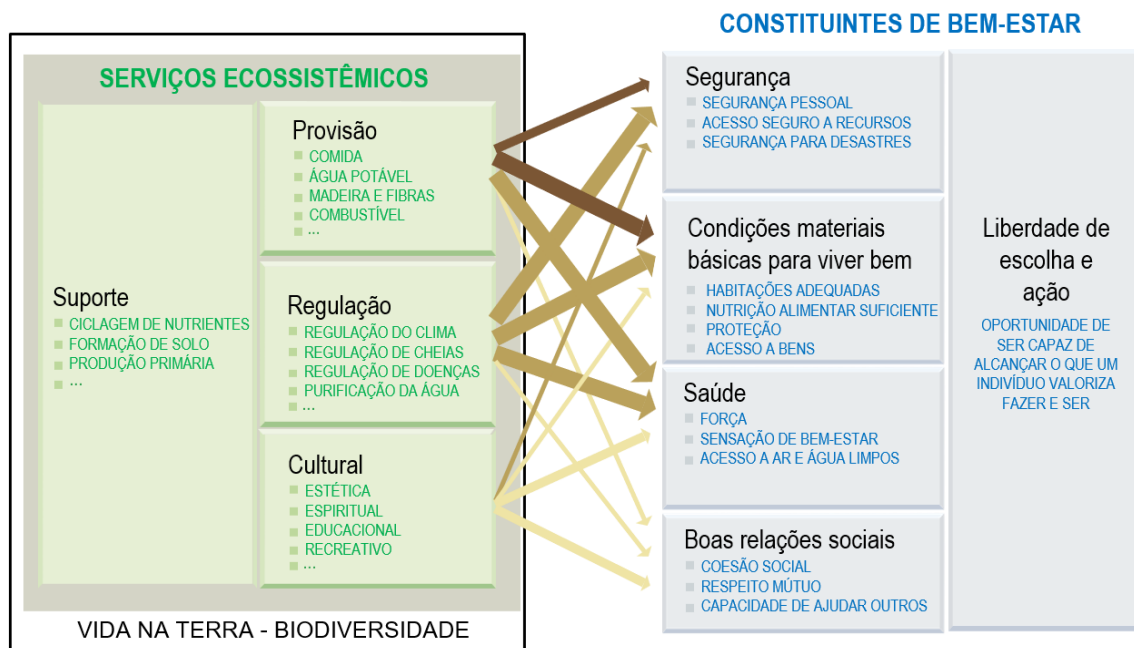


Figura 5: Serviços ecossistêmicos por Funções do MEA.

Fonte: MEA, 2005

Os serviços de suporte são necessários para a produção dos demais serviços ecossistêmicos, os de aprovisionamentos e caracterizam pelos produtos obtidos do ecossistema, os de regulação são os benefícios conseguidos pela regulação dos processos ecossistêmicos, e os culturais, se tratam de benefícios não-materiais que as pessoas obtêm dos ecossistemas.

Wallace (2007) busca refutar as classificações anteriores, as tomando como inadequadas por misturarem os processos de obtenção de serviços ecossistêmicos com os próprios serviços, assim propõe um sistema de classificação alternativo, buscando analisar as opções para melhorar a gestão dos recursos naturais para que sua contribuição para o bem-estar humano seja tanto de conservação quanto de sustento. Desta maneira propõe quatro categorias de valores humanos e os serviços ecossistêmicos experimentados, conforme o quadro 1.

Quadro 1 - Classificação dos serviços ecossistêmicos e suas conexões com valores humanos, processos e ativos naturais.

Categoria de Valores Humanos	Serviços ecossistêmicos – experimentados em nível humano individual	Exemplos de processos e ativos que precisam ser gerenciados para fornecer serviços ecossistêmicos
Recursos adequados	<ul style="list-style-type: none"> • Alimentos • Oxigênio • Água (potável) • Energia • Auxiliares de dispersão (transporte) 	<i>Processos do ecossistema</i> <ul style="list-style-type: none"> • Regulação biológica • Regulação climática • Regimes de perturbação, incluindo incêndios florestais, ciclones, inundações • Regulação de gás
Proteção contra predadores/doenças/parasitas	<ul style="list-style-type: none"> • Proteção contra predação • Proteção contra doenças e parasitas 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestão da “beleza” em escalas paisagísticas e locais. • Gestão de terrenos para lazer • Regulação de nutrientes • Polinização
Ambiente físico e químico benigno	Regimes ambientais benignos de: <ul style="list-style-type: none"> • Temperatura • Umidade • Luz (por exemplo, para estabelecer ritmos circadianos) • Químico 	<ul style="list-style-type: none"> • Produção de matérias-primas para vestuário, alimentação, construção, etc. • Produção de matérias-primas para energia, como lenha • Produção de medicamentos • Interações socioculturais • Formação do solo • Retenção do solo • Regulação e fornecimento de resíduos • Processos econômicos
Realização sociocultural	Acesso a recursos para: <ul style="list-style-type: none"> • Satisfação espiritual/filosófica • Um grupo social benigno, incluindo acesso a companheiros e ser amado • Recreação/lazer • Ocupação significativa 	<i>Elementos bióticos e abióticos</i> Os processos são gerenciados para fornecer uma composição e estrutura particular dos elementos do ecossistema. Os elementos podem ser descritos como ativos de recursos naturais, por exemplo:

	<ul style="list-style-type: none"> • Estética • Valores de oportunidade, capacidade de evolução cultural e biológica <ul style="list-style-type: none"> – Recursos de conhecimento/educação – Recursos genéticos 	<ul style="list-style-type: none"> • Ativos de biodiversidade • Ativos terrestres (solo/geomorfologia) • Recursos hídricos • Recursos aéreos • Ativos de energia
--	---	---

Fonte: Wallace, 2007

Fisher (2009), em concordância com Wallace (2007), defende que os serviços ecossistêmicos como processos do ecossistema e de sua estrutura beneficiam os seres humanos se derivando de serviços intermediários e finais, dependendo da relação que tenham com o bem-estar. Assim apresenta um esquema que busca reconhecer a complexidade dos ecossistemas, mas simplificar uma clara compreensão de alguns serviços finais e os benefícios deles derivados, além de apontar que deve ser estabelecida uma conexão entre os processos e serviços ecossistêmicos, a fim de perceber os benefícios importantes para os usuários, a partir dos quais eles devem decidir quais dos benefícios são adequados e significativos para serem utilizados em estudos de valoração econômica, conforme apresentado na Figura 6.

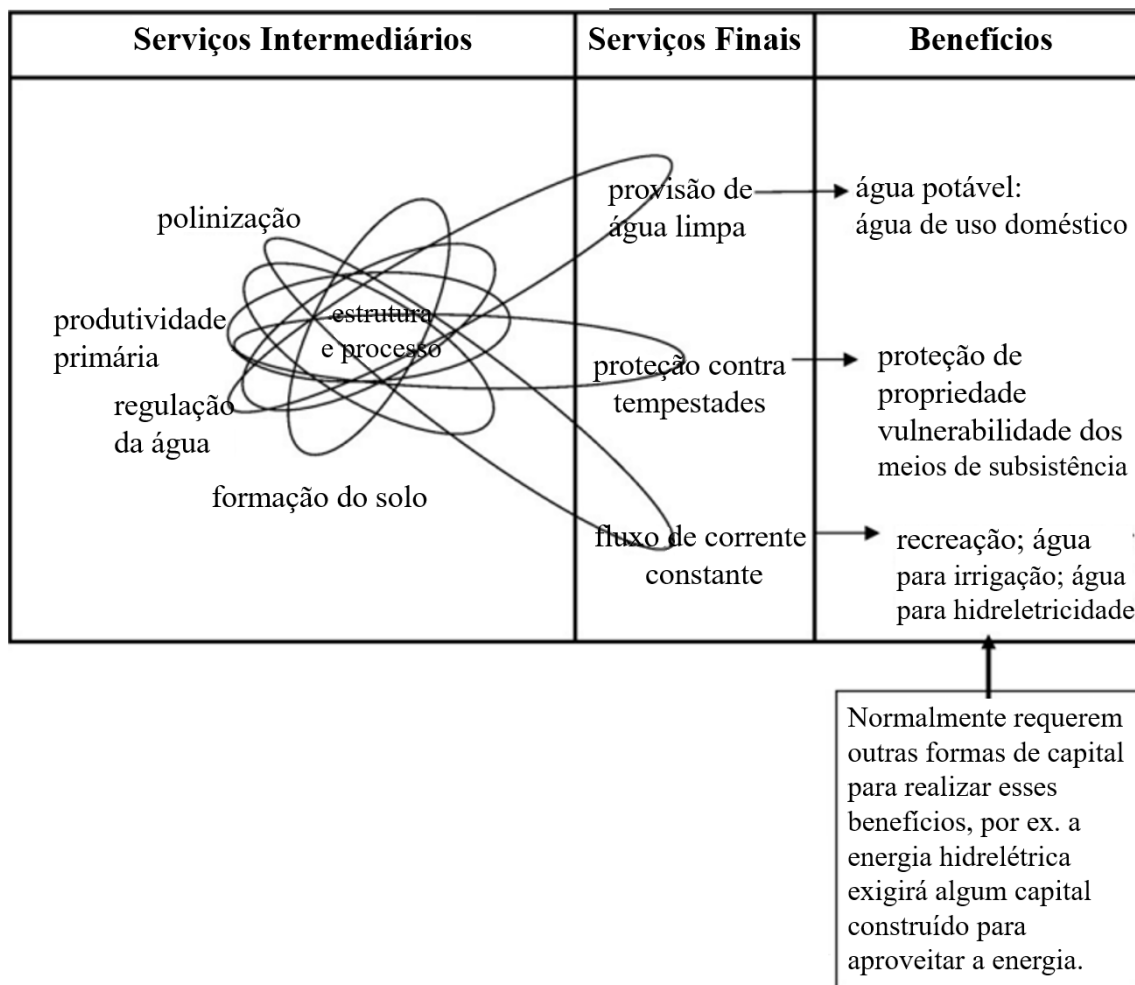


Figura 6: Modelo de relacionamento entre serviços e benefícios intermediários e finais

Fonte: Fisher, 2009

Como há diferentes visões e um debate quanto as definições de funções, benefícios, bens e serviços ecossistêmicos, se publicou a Classificação Internacional Comum de Bens e Serviços Ecossistêmicos (CICES) para integrar a contabilidade ambiental e econômica neste assunto assumindo um modelo de cascata que considera serviços de apoio ou suporte como parte da estrutura, processos e funções dos ecossistemas, conforme descrito por Haines-Young e Potschin (2013) e representado na Figura 7.

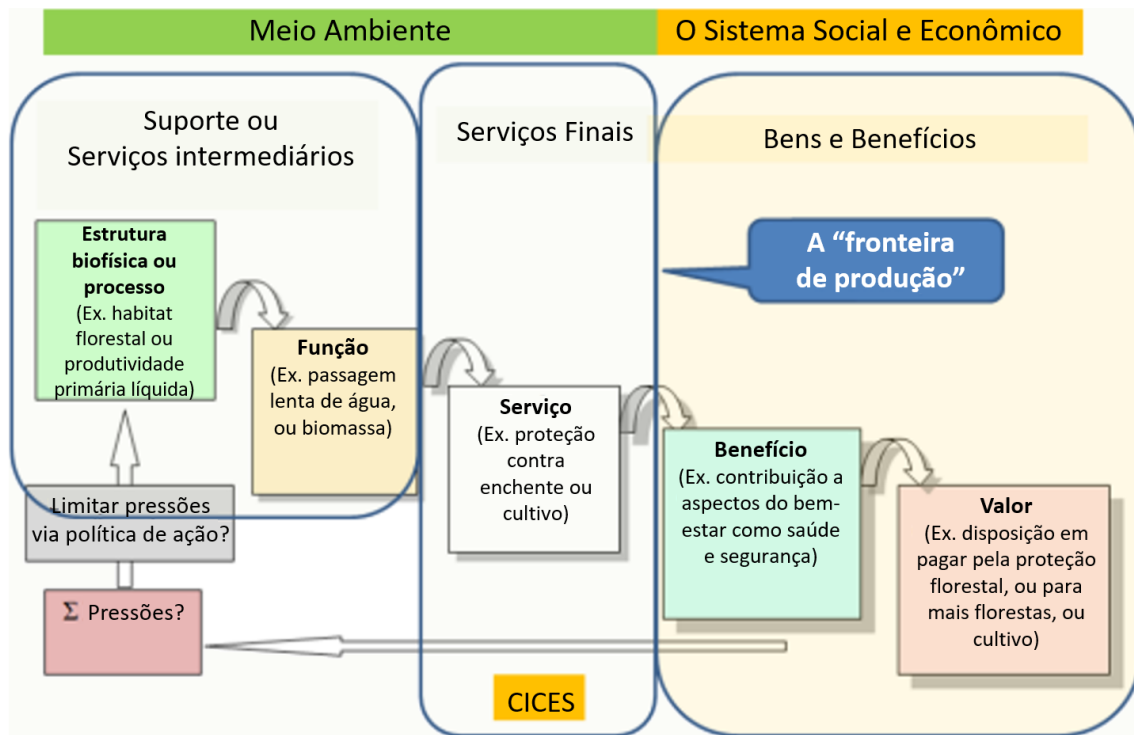


Figura 7: Modelo de Cascata Proposto pelo CICES

Fonte: Haines-Young e Potschin, 2013.

2.3.2 Avaliação de Serviços Ecossistêmicos

De acordo com Thorén e Ståhlhammar (2018), a ampla influência do conceito de SE tem levado os ecologistas a assumirem uma perspectiva mais antropocêntrica, visto que há uma compreensão particular, estreita e exclusiva de como as sociedades humanas se relacionam com o ambiente natural, não obstante, o fluxo de serviços que podem suceder entre os demais componentes do ecossistema deve ser considerado.

Neste sentido, surge o conceito de socioecossistemas, que se trata não apenas de reconhecer a dependência inescapável dos seres humanos por processos ecossistêmicos para criar o seu cotidiano, mas também de reconhecer a capacidade de desenvolvimento tecnológico para intervir em tais processos, ou seja, há uma relação de interdependência da sociedade com os ecossistemas, onde o homem comumente se beneficia de seus serviços, entretanto com o desafio de não alterar a integridade ambiental a ponto de deteriorar os serviços de suporte à vida (MAASS et al., 2016).

De acordo com Motta (1998), uma maneira de avaliar os serviços ecossistêmicos de acordo com a sua relação com a sociedade humana é através do valor econômico dos recursos ambientais, entretanto não é comum que esses sejam observáveis no mercado por preços que reflitam seu custo de oportunidade, ou seja, o valor dos bens e serviços se deriva de seus atributos, podendo estar associado ou não a um uso. Assim, ao considerar que existem os preços relacionados ao consumo e atributos relativos à existência um serviço ambiental, temos os valores de uso (VU) e valores de não uso (VNU), que ao serem somados representam o valor econômico do recurso ambiental, conforme quadro 2.

Quadro 2 - Valores dentro do valor econômico de um recurso ambiental.

VALOR ECONÔMICO DO RECURSO AMBIENTAL			
VALOR DE USO			VALOR DE NÃO-USO
Valor de Uso Direto (VUD)	Valor de Uso Indireto (VUI)	Valor de Opção (VO)	Valor de Existência (VE)
bens e serviços ambientais apropriados diretamente da exploração do recurso e consumidos hoje	bens e serviços ambientais que são gerados de funções ecossistêmicas e apropriados e consumidos indiretamente hoje	bens e serviços ambientais de usos diretos e indiretos a serem apropriados e consumidos no futuro	valor não associado ao uso atual ou futuro e que reflete questões morais, culturais, éticas ou altruísticas
por exemplo, na forma de extração, visitação ou outra atividade de produção ou consumo direto	por exemplo, a proteção do solo e a estabilidade climática decorrente da preservação das florestas	por exemplo, o benefício advindo de fármacos desenvolvidos com base em propriedades medicinais ainda não descobertas de plantas em florestas tropicais	direitos de existência de espécies não-humanas ou preservação de outras riquezas naturais, mesmo que estas não representem uso atual ou futuro para o indivíduo

Fonte: Motta, 1998

Além da avaliação econômica, os serviços ecossistêmicos também podem ser valorados dos pontos de vista biofísico e sociocultural, sendo que a avaliação biofísica

ou ecológica mede processos, funções e fluxos dos ecossistemas, com enfoque na biodiversidade (Vihervaara et al., 2017).

Para tal se segue o modelo em cascata apresentado por Haines-Young e Potschin (2013), e se valendo de uma série de indicadores, que podem ser do tipo direto (número de visitantes de um parque nacional em um serviço de recreação) ou indireto onde o indicador necessita de interpretação adicional (proteção do solo e regulação da água que dependem da biomassa vegetal dos ecossistemas) para monitorar o estado ou tendências dos ecossistemas, sendo possível ainda, a utilização de modelagem para simular a oferta, uso e demanda de SE com base em critérios ecológicos quando os indicadores não estejam claros.

A valoração sociocultural serve para avaliar as preferências humanas, com base principalmente em questões éticas, tradições ou identidade local e cultura da sociedade, desconsiderando os aspectos monetários, podendo utilizar diferentes abordagens para visualizar tais valores socioculturais, como a Avaliação de Preferências, Método de Uso do Tempo, Entrevistas com Foto-Elicitação, Métodos Narrativos e Mapeamento Participativo (SANTOS-MARTÍN et al., 2017).

De acordo com Costanza et al. (2017), estimar valores é um processo mental que envolve avaliar situações, compará-las com outros valores de referência e tomar decisões sobre agir ou não.

2.3.3 Serviços Ecossistêmicos em Plataformas Petrolíferas

van Elden et al. (2019) afirmam que ao longo da operação de plataformas petrolíferas nas plataformas continentais marinhas ao redor do mundo se desenvolvem recifes artificiais ecologicamente importantes que por sua natureza, ao longo do tempo sustentam uma variedade de vida marinha, entretanto ao final da viabilidade de exploração, as estruturas são descomissionadas com a solução mais comum sendo a retirada total do local, destruindo o ambiente recifal instituído e resultando na perda de potencial de importantes serviços ecossistêmicos.

As estruturas de plataformas tendem a se transformar em recifes, pois fornecem um substrato sólido para organismos sésseis, se tornam uma zona de exclusão de pesca,

tornando-se refúgio para peixes, e com um aumento localizado na abundância das populações de presas, as plataformas também se tornam potenciais locais de forrageamento de predadores, havendo evidências de grande biodiversidade durante as atividades operacionais rotineiras das unidades de exploração petrolíferas (TODD; WARLEY; TODD, 2016).

Ao estudar as plataformas petrolíferas na costa da Califórnia Claisse et al. (2014) avaliam que as unidades de exploração de óleo e gás possuem a maior produção secundária de peixes por área de fundo que qualquer outro habitat marinho estudado, apresentando produção total atual por metro quadrado de fundo de oceano 27,4 vezes maior que a produzida em recifes naturais rochosos na mesma região e em profundidades similares.

A alta produtividade biológica nas estruturas de plataformas se dá devido as jaquetas das plataformas e tubulações criarem uma estrutura complexa que disponibiliza uma vasta área de superfície de substrato duro ao longo de toda a lâmina d'água, resultando em uma grande proporção de superfície para fixação, desenvolvimento de nicho de diferentes espécies e constituição de uma teia alimentar diversa (CLAISSE ET AL., 2014).

Para evitar a perda dos serviços ecossistêmicos, a depender da legislação do país se pode fundamentar a estratégia *Rigs-to-reefs*, que consiste em evitar o descomissionamento total das estruturas *offshore* de petróleo e gás, reaproveitando a infraestrutura obsoleta, para a continuidade da biodiversidade, como recifes artificiais em vez de retorná-la à costa e destiná-la comumente ao descarte (VAN ELDEN et al., 2019).

2.4. RECIFES ARTIFICIAIS

Os recifes artificiais são mecanismos de conservação baseados em conceitos da biologia da conservação que buscam a restauração ecológica através de métodos ativos que visam encontrar os elementos e métodos que auxiliem na recuperação e restauração de habitats degradados pela ação antrópica. Tais métodos são necessários porque a capacidade de recuperação de alguns ecossistemas é lenta, como é o caso dos recifes de coral, ou simplesmente não se recuperam sem o auxílio ativo de seres humanos

dedicados a restaurar a conectividade estrutural e funcional de ecossistemas degradados (SEAMAN, 2007).

Os recifes de coral são estruturas produzidas pela ação de organismos vivos, formadas por pequenos seres modulares chamados pólipos que segregam carbonato de cálcio e vivem em simbiose com algas, estabelecendo e formando desde simples colônias até imensas coberturas que formam ilhas e atóis, dando origem a habitats adequados ao desenvolvimento, proteção, e reprodução de organismos marinhos da flora e fauna, sejam invertebrados, algas, peixes, moluscos, etc. (LARTAUD, 2016).

Os recifes de coral são um dos mais diversificados e produtivos biomas do mundo, entretanto estão em declínio global, cobrindo um por cento do fundo dos oceanos, mas apoiando a vida de aproximadamente 25% das espécies marinhas conhecidas, sendo relevante compreender os fatores para que estes ambientes prosperem, como temperaturas de águas moderadas e limitação da pressão pesqueira, mas não se limitando a isso (BRANDL, 2019).

Além da sua enorme biodiversidade e produtividade, se pode destacar os serviços ambientais oferecidos pelos recifes artificiais, que em conjunto com outros ecossistemas costeiros constituem a primeira linha de defesa contra tempestades oceânicas, erosão costeira e elevação do nível do mar, (HERNÁNDEZ-DELGADO, 2015), e também proveem alimentos, recursos ornamentais, recursos genéticos, regulação biológica, processamento de resíduos, regulação climática, ciclo de nutrientes, e podem ser utilizados para educação, pesquisa, qualidade cênica, turismo e recreação (ELLIFF, 2015).

Os recifes artificiais também fornecem serviços ecossistêmicos, particularmente como habitat para espécies de peixes economicamente importantes e que tem dificuldades para se proliferar fora desses ambientes ricos em biodiversidade (SCHULZE *et al.*, 2020)

2.5. ENERGIA EÓLICA

De acordo com Raimundo e Santos (2015) a energia eólica trata-se daquela proveniente das massas de ar que são utilizadas devido a seu movimento para rotacionar

pás de um aerogerador, convertendo a energia cinética dos ventos em energia mecânica nas pás, que percorrerá um multiplicador, dentro da estrutura do aerogerador, aumentando a velocidade de giro e transmitindo a energia para um gerador, que a transformará em energia elétrica, sendo esta distribuída para a rede.

A energia eólica *offshore* trata-se do emprego de equipamentos para captação do potencial das massas de ar no mar, e embora o funcionamento deste sistema seja semelhante ao descrito acima, existem algumas particularidades relacionadas aos tratamentos devido ao ambiente corrosivo, custos de instalação, custos de operação e manutenção, entre outras (REN et al., 2021).

Para Maienza et al. (2018) as instalações *offshore* representam uma nova fronteira de utilização da energia eólica que tem crescido a cada ano devido principalmente ao esgotamento de áreas com potencial eólico atrativo em terra, mesmo com maiores custos de transporte, instalação e manutenção.

2.5.1 Mercado Eólico

Devido as crises do petróleo na década de 70 e mais recentemente as preocupações ambientais diversos países começaram a buscar alternativas energéticas, dentre as quais a energia eólica despertou significativa atenção durante as últimas décadas, porém as barreiras técnicas e econômicas dificultavam o desenvolvimento dessa fonte, o que levou a adoção de políticas de apoio à geração eólica em diversos países, chegando a um total de 118 nações incentivadoras no início de 2011 (SIMAS; PACCA, 2013).

Segundo Melo (2013) devido à inserção da fonte eólica nos leilões competitivos a partir de 2009, foi obtida a consolidação desta energia na matriz energética brasileira em 2011 quando ocorreu a expressiva contratação de 2.905 MW no total, superior a expectativa de 2 GW para indústria se manter sustentável, tão como se colocando como a segunda fonte mais competitiva do país ao atingir o patamar médio de 100,00 R\$/MWh. A autora remete ainda, a trajetória notável da energia eólica no país, ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) lançado em 2004 e baseado em um modelo estruturado de financiamento e políticas locais.

Em 2022, a geração eólica no Brasil ultrapassou os 21 GW de potência instalada de acordo com o SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL (2022), ou seja, 823 empreendimentos em operação para geração eólica correspondem à 11,9% da potência instalada total no país. Ainda está prevista a geração de 5,9 GW a partir da geração eólica nos próximos anos através de 157 projetos que estão em fase de construção e outros 9 GW através de 253 empreendimentos que estão com a potência outorgada, o que corresponde a 14,51% da potência em projetos que estão neste estágio. Porém todos os investimentos em energia eólica citados ocorrem no ambiente *On Shore*, assim, embora tenham aumentado os debates sobre a energia eólica *Offshore*, ainda se configura como uma novidade no cenário brasileiro.

2.5.2 Equipamentos para Geração

Cada parque eólico pode apresentar projetos que se diversificam bastante entre si, porém o componente vital para a construções de um parque são os aerogeradores, que se dividem basicamente em rotor e hélices, torre de suporte e Nacele (onde se encontra o gerador e outros dispositivos).

2.5.2.1 Equipamentos para Geração *On Shore*

A primeira etapa da construção de um parque eólico passa pela estruturação da fundação, visto que esta será responsável por sustentar toda a superestrutura colocada sobre ela. Para isso são avaliadas as condições físicas e geológicas para definir os materiais que comporão esta estrutura, que podem ser superficiais ou profundas e dentre as profundas poderão ser dos tipos estaca, tubulão ou caixão. Nas usinas eólicas brasileiras é comum a utilização de fundações mistas, que associam a ideia das superficiais e das profundas (DALENOGARE, 2019).

Após a confecção da fundação inicia-se a montagem da torre, que oferecerá suporte ao conjunto motriz do aerogerador e elevará o mecanismo a alturas ótimas para captação de massa de ar nas velocidades ideais, devido a menor influência de instalações urbanas, vegetações e formações geológicas. Porém dois fatores que são determinantes para a definição da altura da torre são o custo e quanto pode ser o

acréscimo real de energia com a elevação do rotor (BRETSCHEIDER; SCHNEIDER; DIAS, 2015).

De acordo com Mendes (2020) o método mais simples para construir torres altas e rígidas é utilizando estruturas tridimensionais treliçadas, tanto que nos primeiros projetos experimentais e mesmo os primeiros comerciais de pequeno porte eram adotadas as torres treliçadas. Tais modelos foram se tornando obsoletos com o surgimento das torres de tubos de aço, porém estão voltando a se apresentar como uma alternativa as torres de aço tubular em regiões no interior em que se requer turbinas grandes e em alturas elevadas, visto que existem dificuldades de fabricação de seções de torres de aço para alturas superiores à 90 metros. Existem ainda as torres de concreto que começaram a ser fabricadas na década de 30 na Dinamarca para testes com turbinas de grande porte, e que atualmente são indicadas para alturas superiores à 100 metros, utilizando-se de peças de concreto pré-fabricado, podendo ainda se tornar uma alternativa para o Brasil em outros casos devido ao modelo de mercado do aço.

Conforme descrito por Sreenivasan (2016) existem ainda as torres híbridas, que são aquelas feitas a partir de combinações dos demais tipos de torre e que podem ser uma solução para reduzir à exposição a volatilidade do preço do aço, porém a desvantagem de sua utilização está em sua montagem que tende a ser mais complicado, fator que eleva os custos de instalação.

No alto da torre é instalado a Nacele, que abrigará os componentes essenciais para produção de energia, tais como o gerador, a caixa de velocidades e o sistema de transmissão, possibilitando o funcionamento eficiente das pás do aerogerador e o alcance de taxas de geração adequadas. Porém a nacionalização das Naceles só se iniciou em 2015, após a GE entregar a primeira Nacele produzida no Brasil para equipar o Parque Eólico Hegemonildo pertencente à Eletrosul em Chuí, com capacidade instalada de 181 Megawatts (GE REPORTS, 2015).

E é no Rotor que são fixadas as pás da turbina, tornando este o responsável por transformar a energia cinética dos ventos em energia mecânica de rotação e transmitir a rotação das pás para o gerador, muitas vezes, através de uma caixa multiplicadora/transmissão, para transferir a energia do eixo do rotor ao eixo do gerador (RAMOS; SEIDLER, 2011).

Gavaldà, Massons e Díaz (1990) esclarecem que as máquinas eólicas podem ser de eixo horizontal ou vertical, e essas possuem as vantagens de ter uma construção simples, não necessitarem de controle de excesso de velocidade, aceitam ventos de qualquer direção e tem sistemas de controle e geradores elétricos configurados diretamente no solo, reduzindo as limitações do projeto mecânico, porém não se popularizaram tanto quanto as turbinas de eixo horizontal provavelmente devido à baixa eficiência do rotor do tipo Savonius e ao baixo torque inicial do rotor Darrieus.

Os rotores de eixo horizontal se subdividem em rotores multipás, que são aqueles largamente utilizados para bombeamento de água e pouco utilizados para geração elétrica devido à sua baixa velocidade de rotação, e em rotores do tipo hélice, que são os aerogeradores que dominam o mercado para geração de energia, já que são considerados rotores rápidos com velocidade na ponta das pás chegando a 14 vezes a velocidade do vento incidente e torque de partida reduzido que pode ser otimizado com o ângulo das pás. Os rotores hélice ainda podem ser classificados quanto à Sota-vento, quando o vento atinge primeiro a nacele devido ao rotor se encontrar depois da torre, ou à Barlavento, quando o vento incide primeiro no rotor por este estar à frente da torre, tem a vantagem de evitar o efeito sombra da torre e são os mais empregados (AMENEDO; FEITO, 2003).

2.5.2.2 Equipamentos para Geração *OffShore*

Os equipamentos utilizados para geração eólica *offshore* tendem a ser em geral bastante semelhantes aos utilizados nas atividades em terra, porém existem algumas diferenças, como é o caso dos projetos que vem sendo desenvolvidos de turbinas eólicas *offshore* com maior capacidade de produção que podem ser mais ruidosas em virtude do devido afastamento da costa e conseqüentemente mais estáveis, além de introduzir um ângulo de cone para manter as pás longe da torre, que pode possibilitar o uso de pás mais macias e baratas. (BRENTON; MOE, 2009).

Contudo mesmo que as turbinas com grande capacidade de geração eliminem o custo das restrições que foram implicadas as lâminas ao longo dos anos para reduzir o ruído e possam culminar no uso de peças mais baratas, observa-se que a utilização de tecnologia *on shore* sob condições *offshore* é a solução dominante no mercado para exploração do recurso eólico no mar (BRENTON; MOE, 2009).

Brenton e Moe (2009) comentam ainda que a energia eólica *offshore* apresenta vantagens em relação à *on shore*, como os ventos mais fortes que implicam em maior produtividade e podem compensar os maiores custos de instalação e operação, a distância da costa que pode eliminar as preocupações com impacto visual e ruído, e grandes áreas disponíveis que não limitam que podem ser instaladas criando um ambiente propício a instalação de grandes parques eólicos. No entanto requerem investimentos mais elevados em torres e fundações, são necessários cabos submarinos e a instalação é mais difícil e dispendiosa, portanto, necessita de uma longa fase de planejamento que inclui estudos ambientais, de engenharia, de viabilidade, específicos do local, entre outros.

Após avaliar o potencial eólico da região de interesse e decidir-se pelos equipamentos adequados para a operação é necessário que se realizem estudos geotécnicos e sobre impactos para que se decida sobre o local ideal para a instalação das fundações no ambiente marinho. O modelo mais comum de fundação é a monoestaca, que consiste em um tubo cilíndrico com uma estrutura subtransicional que conecta à estaca na torre da turbina, de forma eficiente, podendo ser cravada ou batida no assoalho marinho (CHRISTÓFARO; NADAL; SOARES, 2013).

De acordo com Christófaró, Nadal e Soares (2013) os aerogeradores ainda podem ser instalados sobre jaquetas (fundações do tipo Jacket), ou seja, uma estrutura treliçada semelhante a uma torre de alta tensão elétrica, que possui quatro estacas para se fixar comumente a fundos oceânicos arenosos. Esta estrutura é similar à utilizada nas plataformas petrolíferas fixas de jaqueta.

As estruturas fixas que servem de suporte para a instalação de aerogeradores em parques eólicos marítimos ainda podem se classificar em Fundação Tripé, quando possuem três pernas de aço para apoiar a estaca principal; Fundação Triestacas, quando possuem três pilares de aço encaixados em uma estrutura de três estacas acima do nível do mar; Fundação de gravidade, quando possuem um bloco de concreto onde a torre é fixada; e Fundação à Vácuo, quando se utiliza um cilindro com a parte superior fechada e a inferior aberta que ao ser colocado no leito oceânico tem retirado todo o ar existente em seu interior (CHRISTÓFARO; NADAL; SOARES, 2013).

Para Snyder & Kaiser (2009) as turbinas eólicas *offshore*, que já ultrapassaram os 5 megawatts de potência, devem ser maiores para tornar o investimento neste molde

de geração mais atrativo devido à economia em escala, podendo ser ideal ao utilizar um rotor horizontal do tipo hélice que ela esteja a sota-vento, pois desta maneira as pás não necessitaram de grandes investimentos para suportar velocidades de ventos extremas e não atingir a torre, sendo flexíveis. As torres ainda podem ser do tipo treliça no lugar das usuais torres tubulares usadas em terra, devido a utilizarem menos material em sua produção, serem mais leves, mais baratas e não precisarem atender as demandas estéticas devido ao fato de estarem distantes da maior parte da população.

2.5.3 A Geração *Offshore* no Brasil

Ao redor do mundo a geração de energia eólica tem se viabilizado com o apoio de políticas governamentais, tendo como principais países de exploração deste recurso, China (48%), Reino Unido (22%), Alemanha (13%), Holanda (5%) e Dinamarca (4%), sendo que o maior gerador era o Reino Unido até 2020, entretanto a China foi responsável por 80% das novas instalações de aerogeradores no mar, ou capacidade instalações com capacidade de 21,1 GW (GWEC, 2022).

O Brasil embora seja responsável por 3% das instalações para geração eólica no mundo e tendo instalado 5% das novas turbinas, ainda não possui parques ou aerogeradores instalados em ambiente *offshore*, entretanto desde 2021 já existem processos em licenciamento ao longo do Brasil no IBAMA (2021), conforme se pode observar na Figura 8.

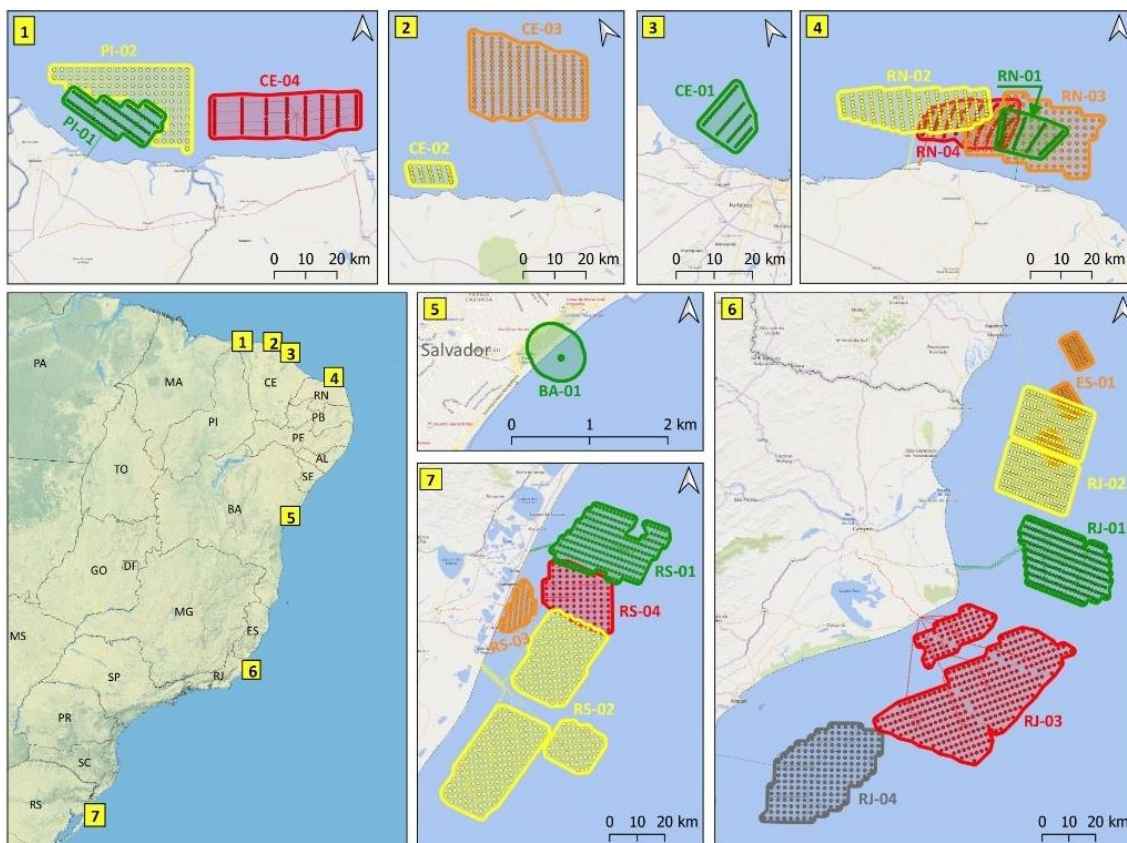


Figura 8: Projetos de parque eólicos que solicitaram licenciamento ambiental no IBAMA em 2021.

Fonte: IBAMA (2021).

Em 25 de janeiro de 2022 foi publicado o decreto 10.946 dispondo 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* (BRASIL, 2022). Tal documento que começou a ser discutido em 2021 se torna uma mensagem positiva para os investidores no setor.

De acordo com a Abeólica (2022), o decreto é essencial para o início da exploração *offshore* no Brasil atendendo a interesses públicos e coletivos e criando uma base para que as organizações trabalhem de forma planejada e organizada, aclarando critérios técnicos, exigências, obrigações de estudos e os órgãos que responderão e serão responsáveis por analisar, aprovar e formalizar o avanço de cada etapa dos projetos, que possuem complexidade maior do que os de eólica *onshore*, considerando que o IBAMA possui em 2022 mais de 100 GW de projetos eólicos *offshore* sob análise.

A comissão de infraestrutura do Senado Federal brasileiro aprovou em 17 de agosto de 2022, o projeto do marco regulatório para a exploração de energia em alto mar, regulamentando o aproveitamento do potencial energético *offshore*, ou seja, na área do Mar Territorial, da Plataforma Continental, da Zona Econômica Exclusiva (ZEE) ou de outro corpo de água sob domínio da União (SENADO FEDERAL, 2022).

É esperado que o primeiro leilão eólico *offshore* seja realizado em 2023, entretanto ainda há demanda por modernização da infraestrutura portuária, construção da transmissão, aumento dos recursos institucionais públicos e avanço na implementação de um conceito de licenciamento facilitado, entre outras regulamentações a serem tratadas através de portarias e resoluções (GWEC, 2022)

A EPE (2020) indica, a partir de modelagem considerando a base ERA5 com dados horários de velocidade dos ventos à 100 metros de altura e utilizando a turbina de referência DTU 10MW, que existe potencial técnico para aproximadamente 700 GW em locais com até 50 metros de profundidade na plataforma continental brasileira, apresentando suficiência para que usinas eólicas *offshore* possam se apresentar com alternativas energéticas.

3. METODOLOGIA

Esse capítulo retrata as abordagens metodológicas da pesquisa e das etapas realizadas, baseada no levantamento bibliográfico, descrevendo uma pesquisa empírica, além da descrição do universo amostral, instrumentos de coleta de dados e tratamento e análise dos dados.

3.1 CLASSIFICAÇÃO DA PESQUISA

A elaboração do presente trabalho pode ser classificada quanto à área da ciência como uma pesquisa aplicada, pois tem como intuito alcançar resultados que possam ter utilização prática e promovam a manutenção dos serviços ecossistêmicos em instalações de plataformas petrolíferas, combinado com ações de melhoria das atividades de geração de energia que colaborem para a diversificação da matriz energética nacional com a instalação de aerogeradores em instalações *offshore*. De acordo com Waiandt

(2019), uma pesquisa aplicada se trata de desenvolver um estudo sistemático para atingir o conhecimento ou a compreensão necessária para determinar os meios pelos quais uma necessidade específica e reconhecida pode ser satisfeita.

Este estudo se valeu de abordagem quantitativa em alguns pontos e qualitativa em outros, se caracterizando como uma pesquisa quali-quantitativa, visto que de acordo com Gray (2012) envolve técnicas que possuem ambas características, como o estudo de caso e avaliação, além da análise de documentos e bibliografia publicada.

Sob o aspecto da classificação da pesquisa em relação a seus objetivos a mesma é preponderantemente uma pesquisa exploratória, pois se trata de uma pesquisa bibliográfica seguida de um estudo de caso, que além de buscarem proporcionar maior familiaridade com o problema, visam tornar o objeto de estudo mais explícito, desta maneira buscando demonstrar através de avaliação realizada que sua aplicação da proposta é viável, para tanto a coleta de dados, além de se basear em documentos, envolveu simulações.

De acordo com Gil (2008), a pesquisa exploratória visa desenvolver, esclarecer e alterar conceitos e ideias, a partir da formulação de problemas mais precisos ou hipóteses pesquisáveis para estudos posteriores, portanto sendo desenvolvidos para proporcionar uma visão geral, por aproximação com um determinado fato, especialmente para temas pouco explorados.

Quanto aos procedimentos técnicos, a tese envolveu pesquisa bibliográfica, pesquisa documental e estudo de caso. Conforme Gil (2008), a pesquisa bibliográfica se desenvolve a partir de material já elaborado e publicado principalmente nos formatos de livros e artigos científicos, já a pesquisa documental se dá por fontes que ainda não ainda um tratamento analítico, ou que ainda podem ser reelaborados de acordo com os objetos da pesquisa, sendo possível ainda serem utilizados documentos técnicos, como foi feito neste estudo. Já o estudo de caso, é realizado através de um profundo estudo de um ou poucos objetos, de maneira que permita seu amplo e detalhado conhecimento. Aqui o estudo se iniciou com todas as plataformas do Brasil e foi se delimitando para o caso específico de plataformas fixas na Bacia de Sergipe-Alagoas.

3.2. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

O desenvolvimento desse estudo foi desenvolvido em três momentos:

- I. considerando demonstrar a viabilidade de produção de energia elétrica a partir de geração eólica como alternativa ao descomissionamento em mares brasileiros, averiguando as bacias sedimentares com exploração petrolífera principalmente do ponto de vista da análise climatológica.
- II. buscando integrar o valor de serviço ecossistêmicos a partir de bacia sedimentar e modelo de aerogerador selecionados com base no momento anterior como uma estratégia de conservação, considerando a viabilidade de uma plataforma fixa isolada.
- III. avaliando a viabilidade de constituição de parque eólico para a preservação dos serviços ecossistêmicos em diferentes cenários e geração de energia eólica como justificativa parcial para a manutenção das subestruturas de plataformas petrolíferas fixas.

Visando ilustrar esses três momentos principais do estudo, que tiveram por objetivo gerar três artigos científicos como subprodutos desta tese, são apresentados a seguir os procedimentos metodológicos aplicados para a estruturação de cada um.

3.2.1 Avaliação da Geração Eólica como Alternativa ao Descomissionamento de Plataformas Petrolíferas nos Mares Brasileiros

Para o desenvolvimento desta etapa foram realizados: caracterização do perfil de exploração petrolífera *offshore* no Brasil; avaliação do potencial eólico e de geração de energia eólica nas bacias sedimentares com produção petrolífera (Figura 9). Foi realizado ainda um estudo de caso com base nas etapas anteriores para estimar diferentes cenários de geração.

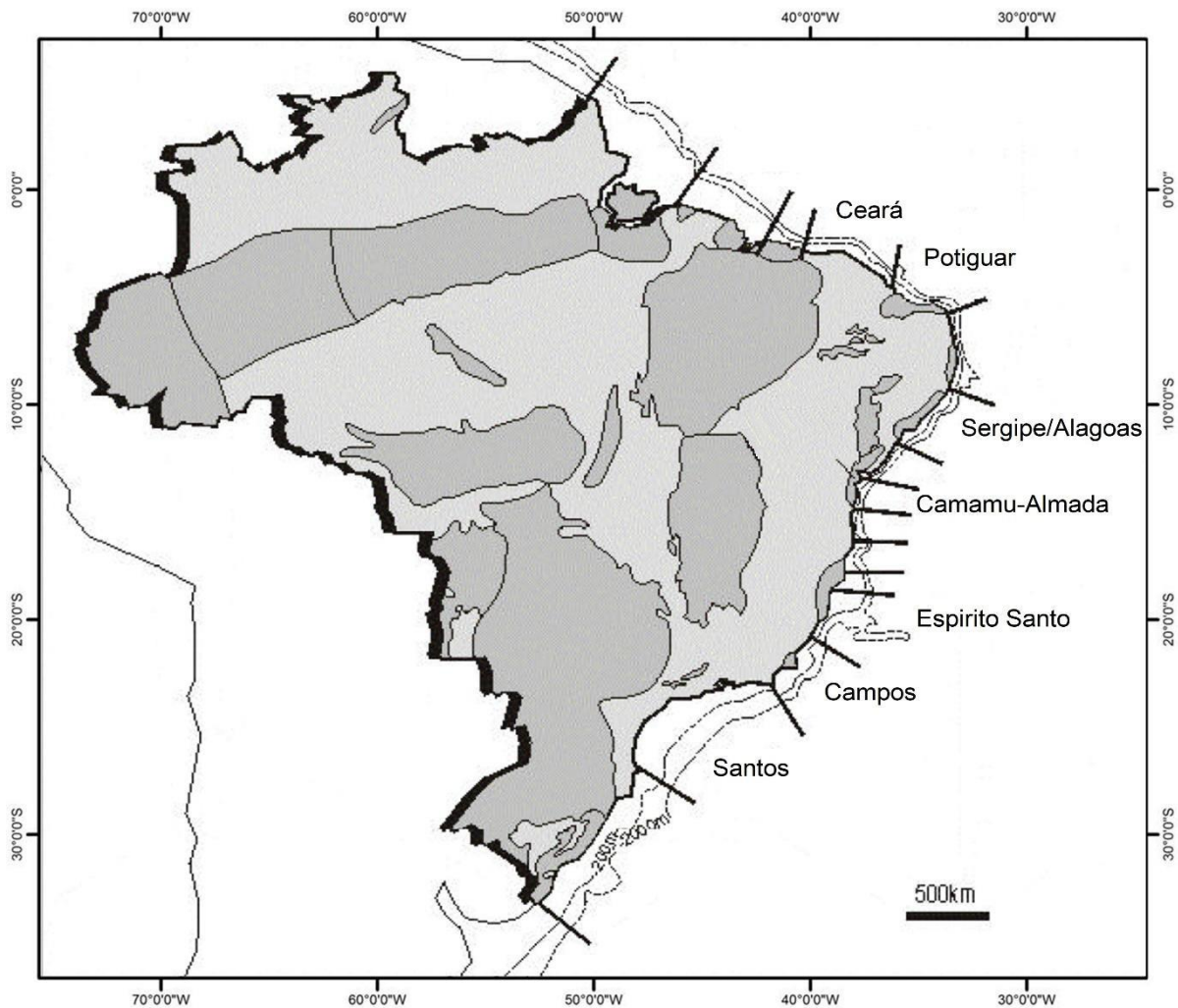


Figura 9: Bacias sedimentares brasileiras com indicação das áreas *offshore* consideradas conforme nomeações no mapa.

Fonte: Adaptado de Milani *et al.* (2000).

Inicialmente foi realizada uma análise do Banco de Dados de Exploração e Produção da Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (BDEP Webmaps: http://app.anp.gov.br/link_webmaps/). Esse sistema permite averiguar onde estão localizados os campos petrolíferos em produção. Com base nessa informação, foi possível identificar os respectivos perfis climatológicos e avaliar as condições de geração eólica para cada localidade e apresentar a viabilidade de geração eólica a partir do regime dos ventos.

Teve-se como base os resultados provenientes das Reanálises do ERA5, com resolução de 0.25° (<https://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/reanalysis-datasets/era5>) (Hersbach *et al.*, 2018). O ERA5 é a reanálise atmosférica global mais recente produzida pelo Centro Europeu de Previsões Meteorológicas a Médio Prazo

(ECMWF), trazendo uma compilação de dados observados e dados provenientes de outras fontes de observação/estimativa, como navios, boias, satélites, radares, etc. Esta reanálise foi lançada em 2018 e é apontada em muitos estudos como o melhor conjunto de dados pós processados para o estudo do regime de ventos, em diferentes escalas, espaciais e temporais (Laloyaux *et al.* 2018; Hoffmann *et al.*, 2019). Para a realização do trabalho, foram usadas médias mensais da Reanálise, do período entre 1981 e 2010, considerando o vento no nível de 1000 hPa.

O estudo de potencial eólico, restringindo-se às bacias petrolíferas de Santos, Campos, Espírito Santo, Camamu-Almada, Sergipe-Alagoas, Potiguar e Ceará, pois são as bacias onde ocorre extração de petróleo *offshore*. Para avaliação do potencial eólico e viabilidade técnico-econômica foram considerados três cenários, levando em conta as possibilidades de conexões das plataformas e diferentes máquinas aerogeradoras a serem utilizadas no projeto, a saber:

- Cenário Extensão para o Mar: Plataforma fixa, com rede dutoviária, alto potencial eólico e equipamentos tipicamente utilizados no Brasil para geração eólica *on shore*. Cenário no qual o projeto se caracteriza como uma extensão “para o mar” da geração já praticada em solo;
- Cenário Regime Europeu: Plataforma fixa, com rede dutoviária, alto potencial eólico e máquina de perfil *offshore* utilizada na Europa. Cenário no qual se busca uma máquina com perfil *offshore* já consagrado no mercado europeu, mas ainda não encontrado no mercado brasileiro;
- Cenário Turbina 8 MW: Plataforma fixa, com rede dutoviária, alto potencial eólico e equipamentos otimizados para o perfil de vento local, mesmo necessitando de importações. Cenário no qual se busca maximizar a geração eólica para as condições locais, mesmo que esses modelos de aerogeradores não estejam disponíveis no mercado.

A base para a análise da viabilidade econômica considerou, para cada um desses cenários, as seguintes grandezas:

- Despesas de Capital e Despesas Operacionais (CAPEX / OPEX) – foram considerados os custos para instalação *offshore*, e arbitrada a redução de percentual de instalação civil (9,4%) e de 75% no custo de lançamento dos cabos, considerando que o cabeamento poderá utilizar as linhas dos dutos de escoamento petrolífero, tais valores se baseiam no percentual de custos médios

apresentados pela *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) (Stehly *et al.*, 2016).

Foram ainda consideradas a possibilidade de uso da dutovia já existente com eletroduto e o lançamento dos cabos com uso de Pigs. Para definição dos valores de custo de instalações, foi consultada o material elaborado pela NREL (Stehly *et al.*, 2016), no qual são computados os custos - fixos e variáveis para os projetos eólicos *offshore*.

Na composição dos custos de instalação não foram considerados os custos relativos ao descomissionamento futuro da plataforma de exploração de petróleo, pois este já se encontra previsto para o fim da vida da própria plataforma.

Foram desconsiderados investimentos em subestrutura e fundação a serem reutilizadas da plataforma pois estas também já estão presentes no sítio proveniente das explorações de petróleo;

➤ Máxima Potência instalada (MW) – considerando a instalação de uma única turbina eólica, variando para cada cenário, como segue:

.1 Cenário extensão para o Mar – com base em consulta ao Banco de Informações de Geração da ANEEL (2016), foram identificadas as últimas turbinas eólicas instaladas no Brasil.

A partir da comparação entre essas, através de suas características de geração, selecionou-se o modelo que melhor representa a tendência nacional, escolhendo-se, para exemplificar, a análise com a turbina Gamesa modelo 114-2.0 MW;

.2 Cenário Regime Europeu – com base no anuário estatístico e das principais tendências para a Indústria Eólica *Offshore* europeia desenvolvido pela *WindEurope* (2016), foi identificado que a Siemens Wind Power foi responsável pela fabricação de 98% das turbinas eólicas conectadas.

Tal constatação requereu que fosse consultado o material de referência emitido pela empresa, no qual se constatou que o modelo mais popular de sua produção é o modelo SWT 4.0-130.

Tal modelo é uma evolução do modelo SWT 3.6, que foi instalada na usina *offshore* de Gemini, no mar do Norte, considerado o maior projeto de energia eólica financiado na planta, de acordo com a Siemens (2016); e

- .3 Cenário Turbina 8 MW – buscou-se uma turbina que estivesse entre as maiores do mundo (em capacidade de geração), em funcionamento.

Ao analisar o anuário estatístico e de principais tendências para a Indústria Eólica *Offshore* europeia desenvolvido pela *WindEurope* (2016), observou-se que o MHI Vestas *Offshore Wind* foi responsável pela fabricação de 7 turbinas.

Os equipamentos apresentaram capacidade nominal de geração total de 56 MW, o que levou a crer que a referida empresa produziu 7 aerogeradores de 8 MW.

Consultando o catálogo da empresa observou-se que a única turbina por ela produzida que atende aos parâmetros identificados é a V164-8.0 MW, utilizada neste cenário.

- Total de Energia Produzida (MWh/ano) – utilizou-se os resultados da Reanálise, com as médias de vento de cada mês durante os anos de 1981 a 2010, a dez metros de altura.

Esses resultados de vento foram corrigidos para a altura dos cubos de cada gerador considerado, com base em interpolações, alterando as alturas z na Equação 1 (80, 89,5 e 118 metros).

As diferentes alturas que foram tomadas como base para o valor médio da velocidade de atrito na superfície (u_τ) gerado com resultados da Reanálise.

Considerou-se a constante de von Kármán (k) 0,4 e a rugosidade (z_0) de 0,0002 metros, valor típico de rugosidade para mar calmo, de acordo com Picolo *et al.* (2014).

$$\underline{u}(z) = \frac{u_\tau}{k} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (1)$$

A Equação 1 fornece a velocidade do vento em função da altura, possibilitando o cálculo de vento nas diferentes alturas requeridas para cada mês do ano.

E conseqüentemente se pôde chegar a sua média de acordo com os valores mensais e a confecção do perfil logarítmico do vento nas regiões observadas.

- Perfil de produção ao longo do ano – com as velocidades médias de ventos nas diferentes alturas mencionadas, foi realizada a distribuição de Weibull para

calcular a probabilidade de ocorrência de velocidades de vento nas bacias e calcular a produção potencial de energia para cada mês.

As variações na velocidade do vento empregadas na função da densidade de probabilidade ($f(u)$), visam indicar a frequência de velocidades do vento no tempo, sendo representadas pela Equação 2 (Ko *et al.*, 2015).

Neste caso, u foi caracterizado pela quantidade de vento e sua probabilidade, k o fator de forma, e c o fator de escala.

Considerou-se o fator de forma, k , igual a 4 e o fator de escala c , igual à divisão de cada média anual de vento por 0,89 (ONUUDI, 2015). Já o fator de escala foi calculado de acordo com as alturas de 80 m, 89,5 m e 118 m acima do nível do mar.

Dessa maneira, pode-se gerar as distribuições de *Weibull* para cada uma dessas alturas, comparando a relação velocidade por percentual para as três regiões de interesse. Neste trabalho foram considerados 8760 horas como tempo de operação anual.

$$f(u) = \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k} \quad (2)$$

Tais distribuições de probabilidade dos ventos foram tabeladas, em conjunto com os dados da curva de potência de cada um dos três aerogeradores definidos para distintos cenários, que consideram a velocidade do vento e respectiva potência instantânea.

Assim, foram encontradas as potências mensais produzidas pelo aerogerador selecionado na região de bacia escolhida. A energia elétrica consumida mensalmente, em MWh, pôde, então, ser obtida pela multiplicação da potência mensal pelo número de horas contidos em um mês.

Dessa forma, foram calculadas as Produções de Energia Média Anual (E) para cada cenário, de acordo com a Equação 3, em que $P(u)$ é a potência para cada velocidade diagnosticada pelas curvas de potência, $f(u)$ é a distribuição de *Weibull* e t é o tempo de operação (Ko *et al.*, 2015).

$$E = \sum(P(u)xf(u))xt \quad (3)$$

Outro parâmetro importante calculado foi o Fator de Capacidade (F_c – Equação 4), que representa a eficiência de geração para cada gerador, de acordo com as regiões de operação.

O Fator de Capacidade considera a relação entre a Produção de Energia Anual (E) e a Produção de Energia Nominal (En), o que representa a energia gerada pela turbina se ela operasse em 100% do tempo na potência nominal.

$$F_c = \frac{E}{En} \times 100 \quad (4)$$

- Viabilidade econômica e financeira (TIR e VPL) - foi considerada uma taxa de remuneração do capital de 6% ao ano, vida útil de 20 anos e valores de moeda estrangeira de R\$ 3,50 = US\$ 1,00.

Para o valor de venda da energia elétrica, foi utilizada a média dos resultados dos 19 projetos de eólicas contratados no leilão A-3 de energia elétrica para entrega em 2018, realizado no dia 21 de agosto de 2015, que ficou em 181,09 R\$/MWh ou 51,74 US\$/MWh (EPE, 2015).

Para avaliar a atratividade econômica e financeira da proposta deste trabalho foram considerados o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), com VPL calculado a partir da Equação 5.

Na equação, CAP é o investimento de capital, FEB é o fluxo esperado de benefícios futuros, t o período em anos e i a taxa mínima de atratividade.

Para o cálculo da TIR foi utilizada a mesma equação, igualando o VPL a zero, na qual o i resultante será a TIR, taxa de retorno do investimento em questão.

$$VPL = -CAP \sum \frac{FEB_t}{(1+i)^t} \quad (5)$$

Foi considerada a vida útil da turbina de 20 anos, pois, de acordo com Parizotto *et al.* (2012), trata-se da vida útil média dos sistemas de geração eólica.

As entradas no fluxo de caixa foram estimadas com base no valor de venda de energia eólica no leilão A-3 de 2015.

3.2.2 Manutenção de Serviços Ecológicos Combinada com Geração Eólica como Alternativa ao Descomissionamento de Plataforma Fixa

Para a valoração econômica dos serviços ecossistêmicos das instalações da plataforma, foram utilizados como referência os valores do hectare por ano de conservação em 1994 com base em Costanza (1997), esse valor foi corrigido para dezembro de 2021 através do simulador de inflação disponível no site Governo dos EUA em: https://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm

A formulação de tais valores se encontram melhor descritas no tópico relativo a próxima etapa metodológica do trabalho no tópico 3.2.3.

Dessa forma, o adicional da receita recorrente anual dos serviços ecossistêmicos, considerando valor referente à recifes artificiais naturais pelo recife artificial propiciado pela plataforma referente à área da estrutura deve ser aplicado:

$$Ad_{receita} = \text{área} \times \text{valor do serviço} \quad (6)$$

3.2.2.1 Área de Estudo

Para desenvolver um caso específico, foi selecionada a Bacia de Sergipe-Alagoas que, de acordo com Barboza et al. (2020), ao ser comparada com outras bacias petrolíferas de exploração *offshore*, se apresenta com melhores características para viabilizar a instalação de um parque eólico, se aproveitando da infraestrutura proveniente de plataformas petrolíferas, já que possui um conjunto de campos petrolíferos e blocos exploratórios próximos da costa, e um número de plataformas de petróleo fixas percentualmente superior ao das demais bacias com exploração no mar. Tais estruturas apresentam baixas lâminas d'água, e se encontram próximas à costa, contando com uma conexão permanente com o continente, ou seja, uma dutovia (tubulação de escoamento da produção).

Dentro da Bacia de Sergipe-Alagoas, para esta etapa do estudo foi selecionada somente a Plataforma Robalo 1 (PRB-1) para posteriormente o estudo ser replicado para as outras plataformas na mesma Bacia petrolífera. Esta unidade teve sua desativação e pedido de processo de descomissionamento em 2021, e está localizada nas latitudes -10,65353 e longitude -36,63528.

PRB-1 se encontra mais distante das demais plataformas nesta Bacia, conforme a Carta Náutica 22300 da Marinha do Brasil (2021), e que poderia inviabilizar sua

alocação em uma usina eólica conjunta com as demais plataformas a serem descomissionadas nesta Bacia.

Esta plataforma está localizada a 4,7 km da costa da Reserva Biológica Santa Isabel, entre os municípios sergipanos de Pacatuba e Pirambu, como pode ser visto na Figura 10.

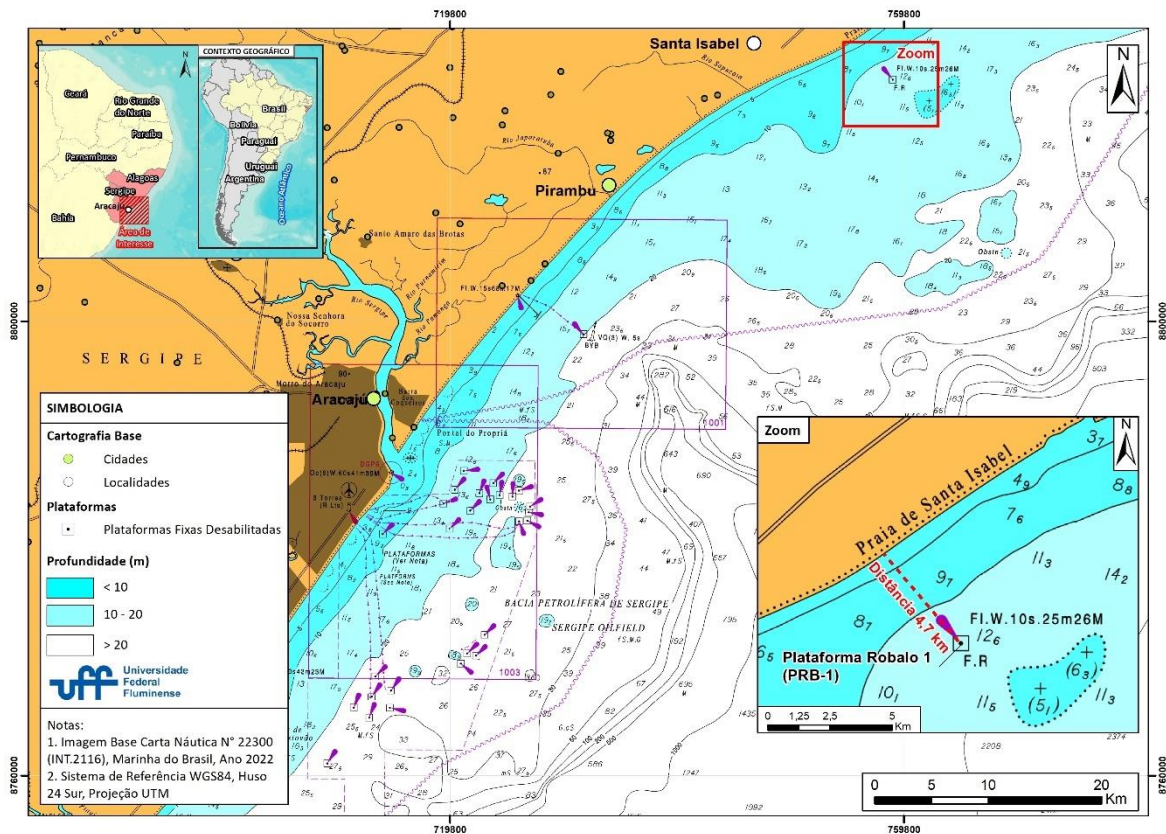


Figura 10: Localização da plataforma Robalo 1, em relação ao litoral do Estado de Sergipe e em relação às demais plataformas a serem desativadas.

3.2.2.2 Seleção da Turbina Eólica

Para este cenário, que considera a aplicação de um aerogerador com grande capacidade de geração, foi escolhida a máquina V164-8.0 MW, produzida pela Vestas *Offshore*, por ser uma das maiores turbinas em termos de geração instalada comercialmente no mundo e com posição consolidada, tendo obtido expressão representativa nas instalações europeias desde 2016.

Esta também se trata da turbina testada por Barboza et al. (2020) que apresenta o pior cenário para viabilizar a inserção de aerogeradores como alternativa ao

descomissionamento de plataformas fixas de petróleo no Brasil, portanto se infere que se a abordagem funcionar em tal cenário também poderá funcionar nos demais.

A curva de potência desta turbina que opera com cubo à 118 metros de altura, representada na Gráfico 2, foi utilizado para a obtenção dos valores relacionados a potência e geração de energia com a implantação deste equipamento na área de estudo selecionada para exploração eólica *offshore*.

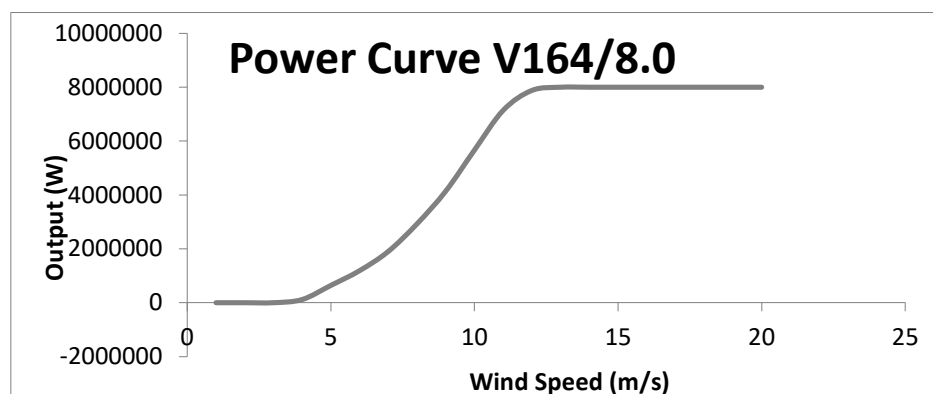


Gráfico 2: Curva de Potência Vestas V164/8.0 MW

Fonte: Adaptado de Pandit e Kolios (2020)

3.2.2.3 Determinação do Potencial Eólico

Para caracterização e avaliação da intensidade dos ventos na área de estudo selecionada, foram utilizados os dados provenientes do Projeto Reanalysis¹, um banco de dados abrangente com um vasto período com informações coletados de radiossondas, boias, navios, aeronaves, satélites e estações meteorológicas, tais dados são compilados e passam por um processo de controle de qualidade e geram um produto preliminar com os dados de entrada para o modelo de assimilação de dados (JENNE et al., 1993). Assim foi consideradas as médias da velocidade de vento para o período de 1981 à 2010.

Com os dados obtidos com o auxílio do software GrADS, considerando a Lei de Parede, foi realizada a interpolação, alterando a altura (z) de acordo com a altura do cubo do aerogerador selecionado. Se utilizou o valor médio da velocidade de atrito na superfície (u_τ) obtido pelo programa, a constante de von Kármán por aproximação à 0,4 e o valor do comprimento de rugosidade (z_0) estimada foi de 0,0002 metros, por se

¹ NCEP/NCAR Reanalysis Project (CDAS):
<https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/wesley/reanalysis.html>

considerar um valor típico de rugosidade para mar calmo (Picolo et al., 2014). Para tanto se utilizou a seguinte equação:

$$u(z) = \frac{u_\tau}{k} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)$$

Para determinar o perfil de produção ao longo do ano, a distribuição de Weibull foi adotada para a aplicação da função de densidade de probabilidade ($f(u)$), que demonstram a fração do tempo que o vento se encontra em certas velocidades a partir da seguinte equação (Mathew, 2006):

$$f(u) = \frac{k}{c} \ln\left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k}$$

Com base em ONUDI (2015), o fator de forma (k) foi definido com valor igual a 4, o fator de escala (c) foi determinada pela divisão de média anual de vento por 0,89, e considerando-se ainda a quantidade de vento e sua probabilidade (u).

Associando a curva de potência do aerogerador ($P(u)$) com a função de densidade de probabilidade ($f(u)$) obtido pelo tempo de operação (t) foi possível determinar a Produção Energética Média Anual (E) (Ko et al., 2015):

$$E = \sum (P(u) \times f(u)) * t$$

Ao final desta etapa foi calculado o fator de capacidade (F_c) da turbina eólica selecionada, que se trata da razão entre a energia efetivamente gerada (E) para o local selecionado e a energia nominal (E_n) da turbina que seria produzida se ela operasse em sua potência 100% do tempo:

$$F_c = \frac{E}{E_n} * 100$$

3.2.2.4 Viabilidade Financeira

A metodologia utilizada para calcular a viabilidade financeira da inserção de aerogeradores e manutenção da estrutura da plataforma, considerou o preço médio do leilão de energia nova A-5 de 2021, tão como se utilizou o valor médio de conversão do dólar para o ano de 2021 obtidos na base do banco central (BACEN, 2021) e taxa Selic com referência em março de 2021 para definir a taxa mínima de atratividade.

Para calcular o ganho monetário líquido, descontando todas as entradas e desembolsos futuros esperados para a data presente, e conseqüentemente avaliar a viabilidade do projeto pensando-se um fluxo de caixa de 25 anos, foi realizado o cálculo do Valor Presente Líquido que matematicamente é expresso por (Hornngren et al., 2000):

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+i)^t}$$

O cálculo do VPL possibilitou, através do conhecimento do fluxo esperado de benefícios futuros (Ft), do período (t) em anos e da taxa mínima de atratividade definida (i), determinar a Taxa Interna de Retorno ao igualar o VPL a zero.

3.2.3 Valoração de serviços ecossistêmicos em regiões de descomissionamento considerando a geração eólica.

Nesta etapa do estudo foram consideradas as 23 plataformas em horizonte de descomissionamento conforme a Marinha do Brasil (2022) que se encontram à cerca de 49 quilômetros da plataforma de Robalo 1. Entretanto, ao se avaliar a proposição de aerogeradores em conjunto com a manutenção dos serviços ecossistêmicos, foram avaliados três cenários de acordo com a distribuição dos serviços ecossistêmicos:

- Cenário 1: Considerando a apenas a geração eólica em estruturas de plataformas.
- Cenário 2: Considerando a valoração dos serviços ecossistêmicos de recifes somente nas áreas onde as plataformas estão construídas.
- Cenário 3: Considerando dos serviços ecossistêmicos na área geográfica de extensão do parque de acordo com o posicionamento das plataformas.

3.2.3.1 Locação de Pontos de Referência da indústria petrolífera

Conforme averiguado anteriormente por Barboza et al. (2020), as bacias petrolíferas marítimas com exploração petrolífera que apresentam perfis de vento mais propícios para exploração eólica *offshore* são as Bacias de Sergipe-Alagoas, Ceará e Potiguar.

De acordo com a Marinha do Brasil (2022), das três bacias nordestinas listadas, aquela que apresenta o maior número de plataformas fixas em horizonte de

descomissionamento é a de Sergipe-Alagoas, portanto sendo eleita para este levantamento.

Das 24 plataformas fixas, a de Robalo 1 se encontra a 50 quilômetros da plataforma mais próxima (Barboza, Meiriño e Barros, 2022), portanto esta foi excluída da proposta de um parque eólico que integre a localização das plataformas em horizonte de descomissionamento nesta bacia sedimentar.

Em concordância com a Carta Náutica 22300 da Marinha do Brasil (2021) as 23 plataformas fixas propostas para a locação de aerogeradores e constituição de um parque eólico se encontram a baixas lâminas d'água, entre 12,8 e 33 metros de profundidade e se apresentam próximas a costa, tendo o escoamento da produção petrolífera realizado através de dutovias. Logo as subestruturas que ao serem descomissionadas requerem um investimento relevante podem continuar a suportar os esforços das correntes marinhas e de uma nova sobreestrutura ao serem inseridos aerogeradores.

Ao considerar as plataformas em horizonte de descomissionamento na Baía de Sergipe-Alagoas de acordo com a Marinha do Brasil (2022), é possível visualizar a localização proposta para a inserção de aerogeradores e constituição de parque eólico na Figura 11.

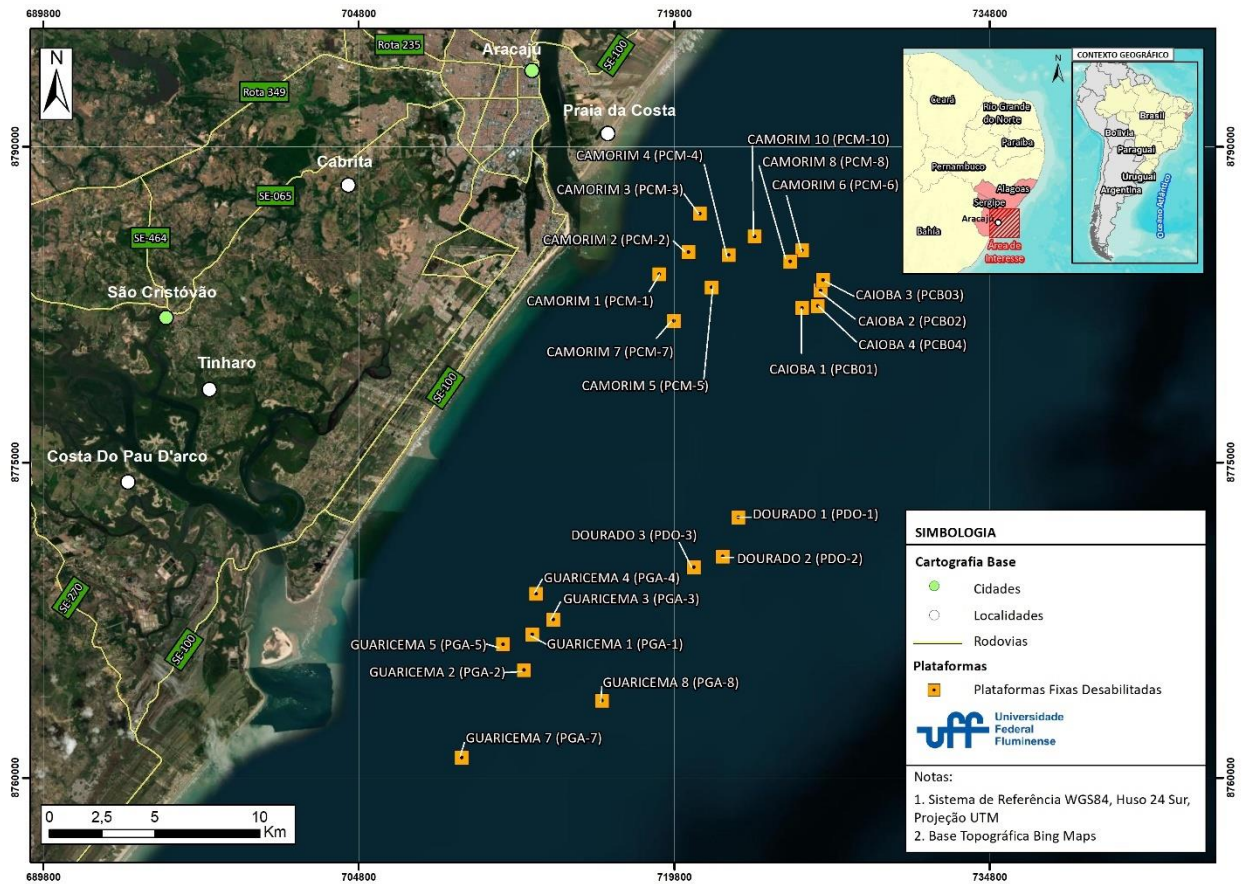


Figura 11: Localização de plataformas em horizonte na Bacia de Sergipe-Alagoas

3.2.3.2 Base para Geração Eólica

Para avaliar a capacidade de geração eólica se baseou na versão 3 da reanálise atmosférica do Global Wind Atlas (GWA), que se utiliza da base de dados ERA5 do Centro Europeu de Previsões de Tempo de Médio Prazo (ECMWF) considerando um período de simulação de 2008 à 2017, e disponibilizando climas locais a cada 250 metros em alturas de 10, 50, 100, 150 e 200 metros (BADGER et al., 2019).

Foram consideradas as velocidades de ventos à 100 metros de altura, visando modelar a geração de energia com a turbina de referência DTU 10MW, escolhida por ser utilizada com frequência em várias atividades de pesquisa relacionadas ao desenvolvimento de energia eólica, desde otimização de parques eólicos até simulação de turbinas eólicas *offshore* ou também para benchmark e testes de ferramentas numéricas, além de ser desenvolvida pelo DTU Wind Energy que fornece o sistema de modelagem em microescala para o GWA (BAYATI et al., 2016).

A DTU 10MW foi desenvolvida como um modelo de referência na Universidade Técnica da Dinamarca como um conceito confiável, econômico, eficiente e adequado ao ambiente *offshore* (BAK et al, 2013).

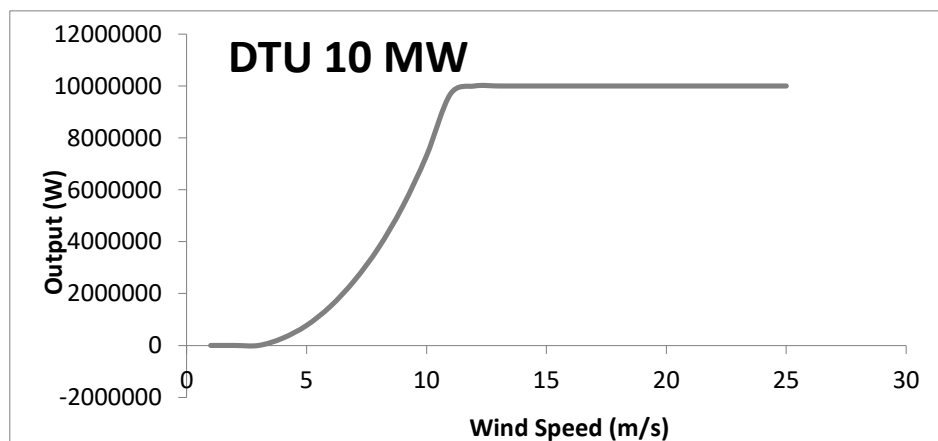


Gráfico 4: Curva de Potência DTU 10MW

Fonte: Adaptado de Bak et al. (2013)

3.2.3.3 Geração no Parque Eólico

Para chegar ao possível valor de geração no parque eólico proposto, se utilizou a média de vento do GWA à 100 metros de altura para cada ponto de plataforma de acordo com as suas latitudes e longitudes para calcular a Energia Média Anual (E) utilizando a equação:

$$E = \sum (P(u) \times f(u)) \times t$$

Onde $P(u)$ se refere a potência diagnosticada para cada período, $f(u)$ se refere a função distribuição de probabilidades de Weibull, que trata da probabilidade de ocorrência de vento em distintas velocidades, e t é o tempo de operação (KO; JEONG, KIM, 2015). O parâmetro t foi definido como 8760 horas anuais neste estudo.

A distribuição de Weibull considerando os fatores de forma k foi considerado como 4 já que a plataforma seria similar a uma ilha, e o fator de escala c se dá pela divisão da média de vento anual por 0,89 (ONUDI, 2015). Ou seja, o fator de escala foi calculado a partir do vento em altura de 100 metros para cada plataforma, é obtida através da equação:

$$f(u) = \frac{k}{c} \ln \left(\frac{u}{c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{c} \right)^k}$$

O fator de capacidade, que representa a eficiência dos aerogeradores considerando o percentual da produção de energia anual (E) pela produção de energia nominal (En) caso os equipamentos operassem na totalidade de seu potencial de geração também é calculado através de:

$$Fc = \frac{E}{En} \times 100.$$

3.2.3.4 Avaliação Financeira

Nesta etapa se buscou comparar diferentes cenários em consideração a agregação de valor monetário relativa aos serviços ecossistêmicos atrelados à manutenção das estruturas de jaquetas utilizadas por plataformas petrolíferas fixas para inserção de aerogeradores.

Em um primeiro caso considerou-se apenas a viabilidade da geração eólica sem a consideração do valor dos serviços ecossistêmicos, posteriormente considerando apenas as áreas da plataforma como recife artificial, considerando que os recifes artificiais suportam níveis comparáveis de densidade de peixes, biomassa, riqueza de espécies e diversidade aos recifes naturais (PAXTON et al., 2020), e por último agregando o valor de serviço ecossistêmico de plataforma continental marinha (COSTANZA, 1997).

Para calcular o valor adicional de receita, com a manutenção dos serviços ecossistêmicos, de maneira simplificada se considerou a atualização dos valores por hectare por ano presentes em Costanza (1997) de acordo com a inflação através do U.S. Bureau of Labor Statistics (2022), assim os valores de 1994 foram corrigidos para julho de 2022.

4. RESULTADOS

4.1 ANÁLISE CLIMATOLÓGICA E ECONÔMICO-FINANCEIRA DA UTILIZAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA COMO ALTERNATIVA AO DESCOMISSIONAMENTO

4.1.1 Perfil de Exploração *Offshore*

Ao utilizar o BDEP *Webmaps* para identificar as bacias petrolíferas com exploração *offshore*, foi possível averiguar que a bacia de Sergipe-Alagoas, apresenta um conjunto de campos petrolíferos e blocos exploratórios próximos da costa. Neste sentido, foi feito um aprofundamento do levantamento, provando que o número de plataformas petrolíferas fixas instaladas nessa Bacia é percentualmente superior ao das demais bacias nacionais.

A bacia de Sergipe-Alagoas apresenta um total de 14 plataformas fixas e uma plataforma monocoluna. Tais características tendem a viabilizar um parque eólico *offshore* com a reutilização de subestrutura de plataformas de petróleo fixa. A localização e dimensões da bacia de Sergipe-Alagoas se encontram graficamente representadas na Figura 12.

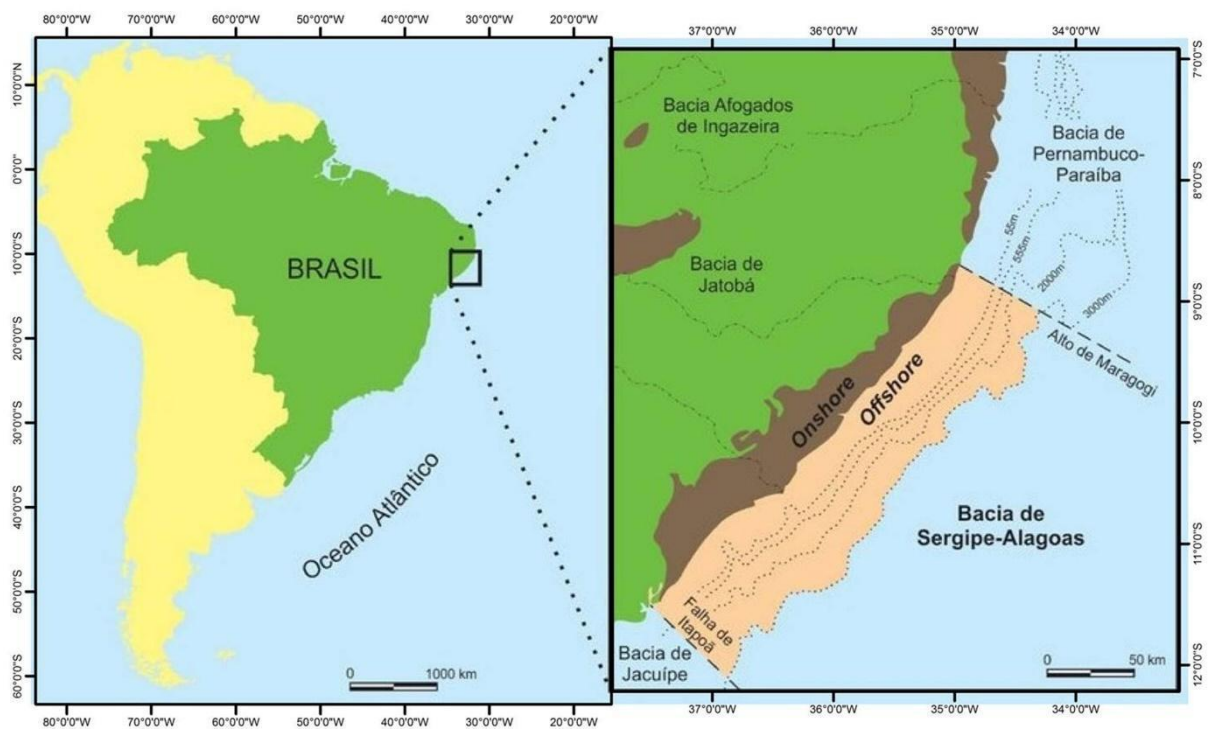


Figura 12: Bacia de Sergipe-Alagoas. Fonte: Antonietto (2015).

Essas plataformas fixas apresentam lâminas d'água consideradas baixas para o setor de exploração de petróleo, que vão até 400 m de profundidade, e se encontram próximas à costa, contando com uma conexão permanente com o continente, ou seja, uma dutovia (tubulação de escoamento da produção).

No caso do pré-sal (lâminas de até 2 km), tem-se plataformas tipo FPSO (unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência de petróleo e gás), que realizam a transferência do petróleo com navios aliviadores, ou seja, o petróleo extraído dos campos petrolíferos não utiliza tubulações para chegar ao continente.

Por tratar-se de uma estrutura rígida fixada no fundo do mar por um sistema de estacas cravadas, embora tenha uma instalação simples, com o controle de poços feito na superfície, a desinstalação das chamadas jaquetas acarreta uma série de dificuldades logísticas, financeiras e ambientais. Portanto, manter tais estruturas no local pode ser a solução para o transtorno do descomissionamento.

Embora haja, basicamente, sete tipos de plataformas em uso no Brasil, as fixas se apresentaram como o modelo mais interessante para a instalação de aerogeradores por terem as jaquetas. Apesar de requererem um investimento relevante ao serem descomissionadas, poderão continuar a suportar os esforços das correntes marítimas e de uma nova sobreestrutura (convés). Ou seja, além de se evitar os custos com parte do descomissionamento, ainda serão evitados os custos com a logística e instalação de estruturas para suportar aerogeradores, como ocorre tradicionalmente no caso da implantação de novos parques eólicos *offshore*.

Outro fator relevante para a indicação das plataformas fixas para este projeto, além da estabilidade propiciada por suas jaquetas estacadas no fundo do mar, é a existência de rede dutoviária ligando-as à costa para o escoamento da produção de óleo e gás. Deste modo, com as devidas adaptações, essa malha pode ser utilizada para a passagem das linhas de transmissão da energia gerada pelos aerogeradores alojados nas unidades *offshore*, levando à significativas reduções de custo e simplificação do processo de licenciamento (rotas já determinadas pela dutovia).

4.2.2 Avaliação do Potencial Eólico

Com base nos resultados da reanálise ERA5, é apresentada a Figura 13, na qual se pode notar que as maiores médias de vento se encontram distribuídas pela região Nordeste, principalmente entre as bacias do Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas e Camamu-Almada.

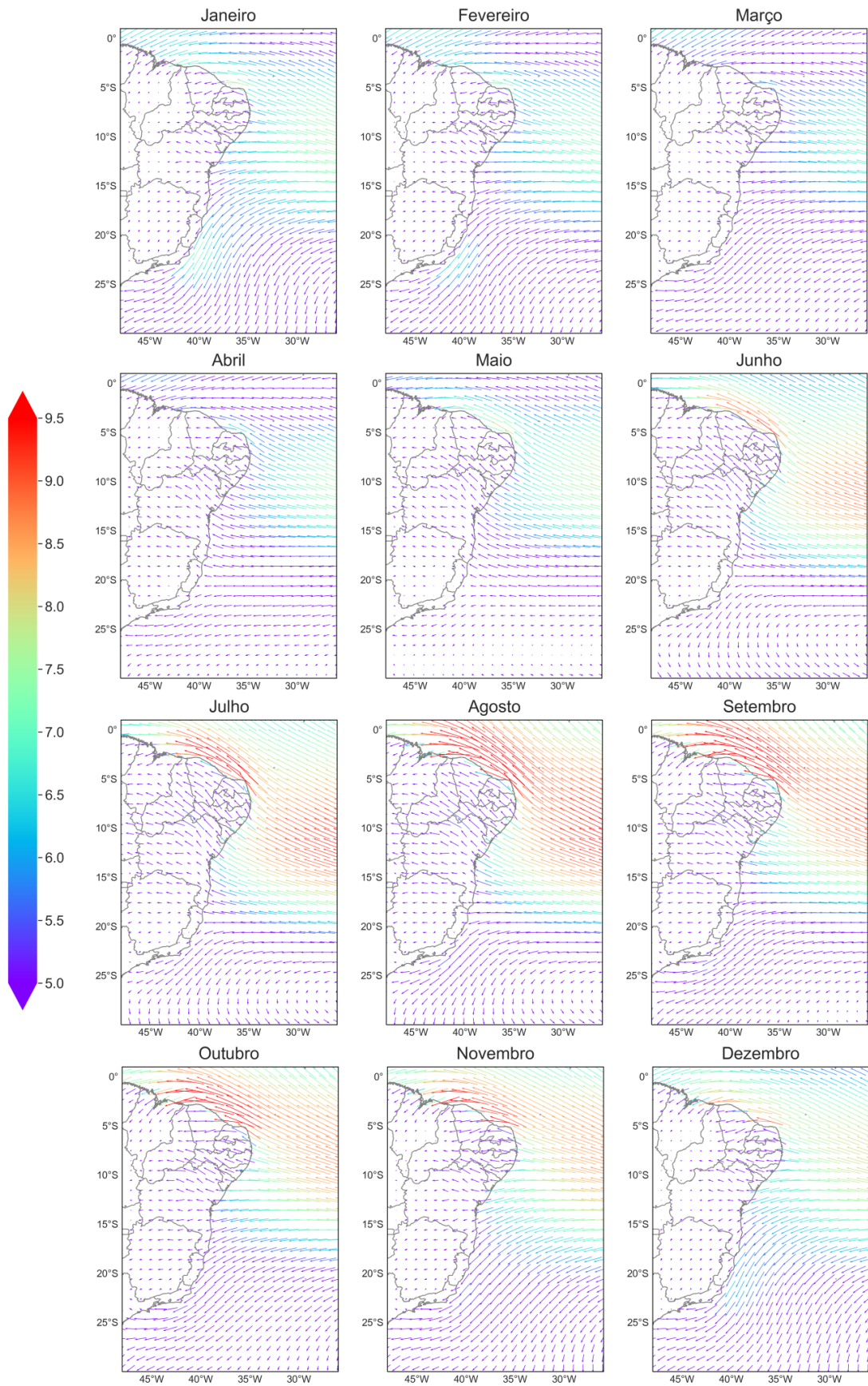


Figura 13: Médias de vento em m/s no nível de 1000 hPa por mês de 1981 a 2010 com base nas saídas do ERA5.

É importante ressaltar que a Equação 1 utilizada considera uma camada de superfície sob condições neutras, não levando em consideração a influência da condição de estabilidade da atmosfera na camada limite atmosférica das bacias sedimentares. Tal fator pode representar erros na estimativa da velocidade de fricção e, conseqüentemente, na estimativa da intensidade do vento em outras alturas, como as utilizadas neste estudo de acordo com as alturas de cubo dos aerogeradores selecionados (80, 89,5 e 118 metros). Outra limitação se encontra na rugosidade, tomada de um valor padrão, o qual pode afetar a estimativa da velocidade de fricção e da intensidade do vento, influenciando os resultados do potencial eólico nas Bacias. Devido a isso, este estudo pode apresentar limitações em relação à realidade da utilização das plataformas de petróleo em processo de descomissionamento, como suporte para a geração de energia eólica *offshore*.

Com base na metodologia proposta, os gráficos da Figura 14 apresentam os ciclos anuais das velocidades do vento nas diferentes alturas (para cada cenário) mencionadas.

Ao demonstrar que a frequência de ventos é mantida de acordo com a interpolação para as diferentes alturas visualizadas, as bacias identificadas como de maior potencial eólico são as do Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas e Camamu-Almada. Dentre as Bacias observadas, a que apresenta os maiores potenciais é a do Ceará. A que apresenta os menores potenciais é a de Santos e dentre as que apresentam os maiores potenciais, a que apresenta a maior constância de ventos é a de Sergipe-Alagoas.

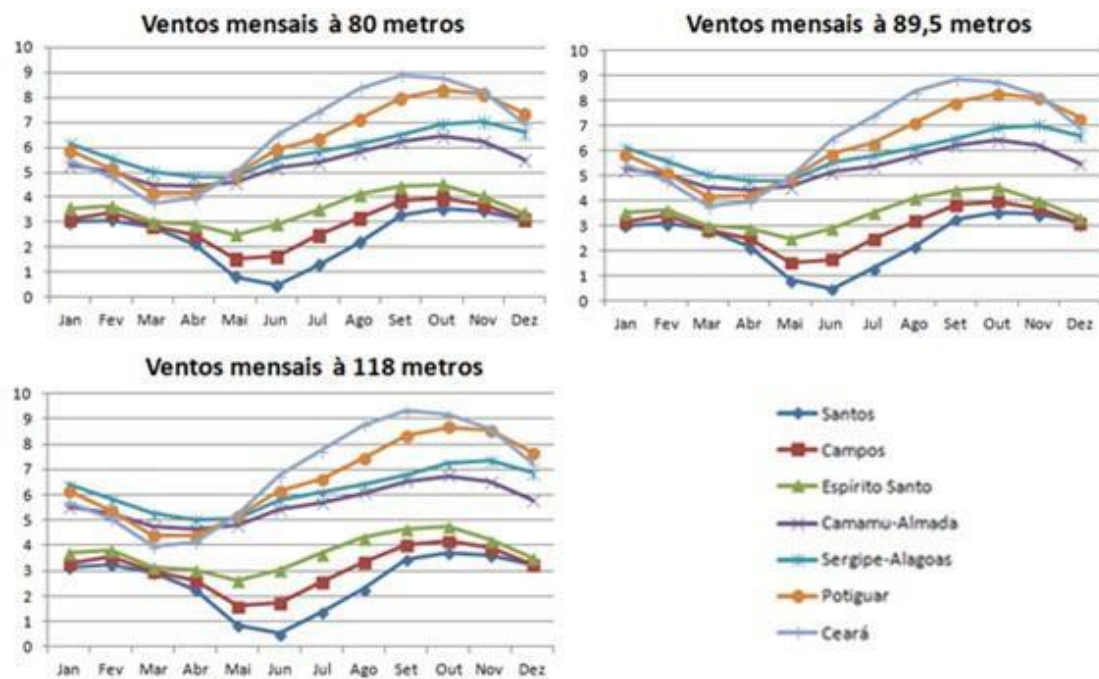


Figura 14: Média de velocidades dos ventos (m/s) ao longo do ano a 80, 89,5 e 118 metros de altura, para todas as bacias utilizadas neste trabalho com base nos resultados do ERA5 de 1981 à 2010.

4.2.3 Avaliação Técnica

Como proposto na metodologia, tem-se a comparação entre modelos de aerogeradores - predominantes no Brasil em terra, predominantes no mar na Europa, e um modelo de alta geração - como base para uma avaliação do potencial de geração eólica *offshore* nas áreas de bacias sedimentares de interesse.

Ao se avaliar a aplicabilidade de aerogeradores à estrutura da plataforma, entre outras questões de relevância ao estudo, foi possível avaliar os possíveis benefícios da incorporação de unidade de geração eólica como elemento do descomissionamento de plataformas de petróleo no Brasil. Pôde-se apreciar aspectos de cunho ambiental com possíveis impactos nos custos para o desenvolvimento do projeto. As curvas de potência dos aerogeradores considerados neste estudo podem ser vistas na Figura 15.

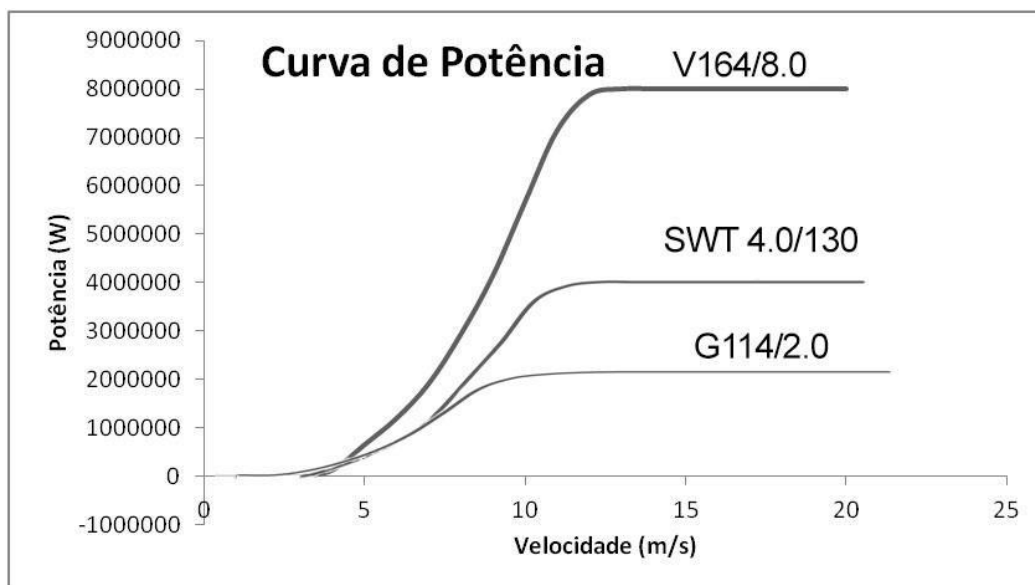


Figura 15: Curva de potência dos aerogeradores utilizados no estudo (W x m/s).

Fonte: adaptado de Gamesa (2012), Figueiredo (2014) e MHI Vestas *Offshore* (2018).

Como pode ser observado, são máquinas eólicas com diferentes características – em especial no tocante à potência máxima, crescente do primeiro cenário (2 MW) para o terceiro (8 MW). Os aerogeradores são próximos em termos de velocidade limite para geração, que não ultrapassam de 12 m/s; no caso do Cenário extensão para o Mar (2 MW), esta é ainda mais baixa não passando de 11 m/s.

4.2.3.1 Cenário Extensão para o Mar

Considerou-se o uso de aerogerador Gamesa modelo G114/2000 (instalado à altura de 80 m), CAPEX (investimento em bens de capital) de US\$ 9.610.350, com gastos fixos de 5.925 US\$/kW e desconto de 19%, por não ser necessário investir em fundações, subestruturas e eletrodutos para passagem das linhas de transmissão. Não foi considerado o valor de OPEX.

Foi avaliada a possibilidade de mais de uma turbina em cada plataforma, considerando-se uma distância segura da ordem de 10 vezes o diâmetro do rotor, e 5 vezes se instalada ao lado (em relação ao vento predominante) (Amarante *et al.*, 2001). Com um diâmetro de 114 m nos rotores, a distância entre turbinas seria superior a 570 metros, o que torna inviável a instalação de mais de 1 turbina por plataforma.

Utilizou-se a curva de potência disponibilizada pela Gamesa, apresentada na Figura 15, tendo sido estimadas: a energia gerada no ano, as potências médias e

máximas nas regiões das três bacias sedimentares identificadas com maior potencial eólico, e que possuem quantidade relevante de plataformas de petróleo que serão futuramente descomissionadas. Nesse cenário, os valores de Fator de Capacidade ficaram próximos dos valores considerados satisfatórios para o mercado (mínimo de 40%), o que indica, provavelmente, um bom ajuste da turbina ao regime de vento brasileiro.

Com a análise econômico financeira, foi identificado que os VPLs mostraram valores negativos, de forma que nenhum desses projetos viria a ser aprovado para instalação dos aerogeradores como oportunidade viável para o uso das estruturas. Com relação às TIRs, nas Bacias do Ceará e Potiguar foi calculado um retorno de 0,141%, e na Bacia de Sergipe-Alagoas uma taxa de retorno negativa, de -1,657%, ou seja, da mesma forma que para o VPL, os projetos não apresentam atratividade econômica.

4.2.3.2 Cenário Regime Europeu

Indicação da turbina SWT 4.0-130 da Siemens (instalada à altura de 89,5 m). Em consulta ao relatório da *WindEurope* (2016) e documento do próprio fabricante, observa-se que essa foi instalada em 2016 a um CAPEX de US\$19.220.700, e custo fixo de despesas de capital de US\$/kW 5.925, desconsiderando 18,9% relacionados aos custos com fundações, subestruturas e parte da infraestrutura elétrica. Sua curva de potência está representada na Figura 15, com potência nominal da turbina de 4 MW. Nesse cenário, os valores de Fator de Capacidade ficaram abaixo dos valores considerados satisfatórios, o que nos leva a crer na necessidade de desenvolvimento de unidades geradoras que se adaptem ao regime eólico nacional.

Considerando as entradas no fluxo de caixa de 454.916 US\$/ano para a Bacia de Sergipe-Alagoas, 548.859 US\$/ano para a Bacia Potiguar e 605.173 US\$/ano para a Bacia do Ceará, conforme Tabela 1. Os VPLs em todas as bacias apresentaram valores negativos, indicando baixa atratividade econômica, assim como no caso das TIRs, que também apresentaram retorno negativo.

4.2.3.3 Cenário Turbina 8 MW

Para o cenário com o aerogerador V164-8.0 MW (instalado a 118 m), produzido pela MHI Vestas *Offshore* (uma das maiores turbinas comercialmente instaladas no mundo, com representativa expressão nas instalações europeias em 2016, sendo de 100% naquele ano), foi considerado CAPEX de US\$ 38.441.400, de acordo com o valor

do custo fixo de despesas de capital de 5.925 US\$/kW, desconsiderando 18,9% relacionados aos custos com fundações, subestruturas, parte da infraestrutura elétrica e valores de OPEX. A potência instalada é de 8 MW e curva de potência do aerogerador disponibilizada pela empresa, conforme Figura 15. Embora este cenário seja o que apresenta os maiores valores de geração, não é economicamente atrativo devido ao elevado investimento, pois, tanto os VPLs quanto as TIR de todos os projetos neste cenário foram negativos (TIRs inferiores a -6%).

Um resumo dos valores utilizados para as bacias do Ceará, Potiguar e Sergipe-Alagoas para os cenários considerados podem ser vistos na Tabela 1.

	Para o Cenário extensão para o Mar			Cenário Regime Europeu			Cenário Turbina 8 MW		
	Ceará	Potiguar	Sergipe-Alagoas	Ceará	Potiguar	Sergipe-Alagoas	Ceará	Potiguar	Sergipe-Alagoas
Bacia									
Velocidade Média Anual (m/s)	6,49	6,27	5,9	6,54	6,32	5,94	6,68	6,46	6,07
Fator de Capacidade médio anual (%)	53,80%	50,40%	44,30%	33,40%	30,30%	25,10%	26,90%	24,30%	20,00%
Energia Gerada (MWh/ano)	9425	8835	7757	11696	10608	8792	18851	17009	14004
Potência máxima (MW)	0,28	0,26	0,25	0,35	0,32	0,26	0,52	0,49	0,42
Potência Média obtida (MW)	1,08	1,01	0,89	1,34	1,21	1	2,15	1,94	1,6
Renda por MWh por ano (US\$)	487 670	457.112	401.345	605 173	548 859	454 916	975 384	880 046	724.592
VPL (US\$)	-4.004.961	-4.355.460	-4.995.103	-12.255.704	12.901.625	-13.979.141	-27.205.418	-28.298.939	-30.081.983
TIR (%)	0,14%	-0,47%	-1,66%	-4,05%	-4,83%	-6,26%	-5,74%	-6,51%	-7,91%

Tabela 1: Resumo dos valores para cenários com diferentes tipos de turbina

4.2.4 Discussão

De acordo com os cenários propostos nas três regiões identificadas como de maior interesse devido ao potencial eólico, não foi possível provar que algum deles apresente atratividade econômico-financeira para justificar o investimento. Os custos para a produção de energia permanecem elevados, mesmo desconsiderando o investimento em fundações, subestruturas e tubulações provenientes da indústria de petróleo. Para viabilizar tais projetos o valor de venda do MWh teria que ser superior ao praticado atualmente para a geração eólica *onshore*, o que deverá se refletir em eventual leilão que considere projetos *offshore*. Vale lembrar que ainda existe vasto território para exploração em terra e, por isso, é improvável o investimento em geração eólica *offshore* no Brasil em médio ou longo prazo.

De acordo com Esteban *et al.* (2011), os custos para geração de energia em ambiente *offshore* podem ser reduzidos, mas dependem de desenvolvimento tecnológico, ganho de escala e amadurecimento da fonte, necessitando de incentivos governamentais (visto os altos custos das operações marítimas), uma vez que o custo de instalação pode ser até 52% menor do que *onshore*.

Mesmo não havendo sido comprovada a eficiência financeira com a partir dos dados observados e modelados preliminarmente, a estratégia de reutilização eco sustentável das jaquetas de plataformas trás implicações positivas em relação a permanência e manutenção da vida marinha, o que pode reduzir os passivos ambientais da operadora e pode promover uma sobriedade para a estrutura, dando tempo para o desenvolvimento de soluções menos custosas em um possível horizonte de mais 30 anos.

4.3 AVALIAÇÃO CONSIDERANDO SERVIÇOS ECOSSISTÊMICOS

4.3.1 Recursos para geração

Posteriormente a se averiguar a Bacia de Sergipe-Alagoas como de interesse, esta foi observada especificamente. De acordo com a Marinha do Brasil (2022), 24 plataformas fixas estão em horizonte de descomissionamento, entretanto a Plataforma de Robalo 1, se encontra à aproximadamente 49 quilômetros das demais, o que poderia inviabilizar a sua integração em uma usina eólica, portanto esta foi testada individualmente, considerando a

valorização dos serviços ecossistêmicos de recife artificial que já pode ser considerado em sua subestrutura.

As características técnicas básicas desta turbina eólica Vestas V164/8.0 MW são mostradas na Tabela 2.

Item	Valor	Unidade
Potência Nominal	8000	kW
Velocidade de Vento Nominal	13	m/s
Velocidade de Vento Cut-in	4	m/s
Velocidade de Vento Cut-out	25	m/s
Diâmetro do Rotor	164	m
Altura do Cubo	118	M
Área Varrida pelo Rotor	21164	m ²

Tabela 2: Características Técnicas da Turbina V164/8.0 MW (Vestas, s.d.)

A velocidade média anual de vento à 118 metros, considerando a altura cubo da turbina, é de 6,07 m/s.

4.3.2 Serviços Ecossistêmicos dos Recifes Artificiais

De acordo com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) em sua instrução normativa nº 28 de novembro de 2020, um recife artificial se entende por uma:

estrutura submersa, deliberadamente construída ou colocada no leito marinho para emular funções ecossistêmicas de recifes e outros substratos naturais, tais como proteção da biodiversidade, regeneração de habitats degradados, incremento de recursos biológicos marinhos e outras. (IBAMA, 2020)

Ao considerarmos que emular pode ser entendido como o ato de fazer o possível por igualar ou exceder a algo (PRIBERAM, s.d.), podemos assumir que os serviços ecossistêmicos exercidos por um recife artificial têm igual valor àqueles oferecidos por um recife natural.

Bloung et al. (2021) expõe que ao criar recifes artificiais como novos habitats, a expectativa é que as assembleias de peixes se instalem ali e que essas se tornem pelo menos semelhantes, se não mais diversas e abundantes que os recifes naturais.

Segundo Costanza et al. (1997), os serviços ecossistêmicos se referem aos benefícios que os seres humanos obtêm direta ou indiretamente, das funções ecossistêmicas, ou seja, habitat, propriedades biológicas ou do sistema ou processos dentro destes ambientes.

Conforme exposto por Hylkema et al. (2021) ao estudar os recifes artificiais no Caribe, é necessário que não se afete negativamente o habitat circundante, independentemente de suas finalidades específicas, que podem incluir principalmente três propósitos: criar locais de mergulho novos, desenvolver pesquisas, e dar suporte a restauração de ecossistemas que estimulem a diversidade.

De acordo com Banigo (2010) as dimensões típicas da superfície marinha ocupada pelas jaquetas das plataformas de petróleo são de 400 por 500 pés, ou seja, aproximadamente 18581 metros quadrados ou 1,8581 hectares. Logo se considera que os recifes artificiais já são encontrados nessas estruturas, e diferente do explicitado por Costanza (2020), que tais ecossistemas podem se estender por além de tais limitações, os serviços ecossistêmicos são considerados apenas dentro de tais delimitações, visto que este estudo busca ser mais restritivo para a avaliação do caso testado, assim o adicional de receita recorrente anual para este espaço seria de US\$ 21.526.

O valor da área foi multiplicado pelo valor do serviço ecossistêmico por hectare de US\$ 6.075, totalizando de US\$ 11.287,95 em janeiro de 1994, porém este valor foi trazido para valores de dezembro de 2021 pela calculadora de inflação CPI, que gerou o valor de US\$ 21,526, que representará o valor adicional de acordo com os serviços ecossistêmicos por cada ano da plataforma mantida.

4.3.3 Viabilidade Econômica

Para estimar o Capital Expenditure (CAPEX) e o Operational Expenditure (OPEX), se utilizou o relatório técnico produzido por Valpy et al. (2017), considerando uma instalação que está a menos de 40 km da costa, profundidade inferior a 25 m e com um

aerogerador de 8 MW, assim esses valores são apresentados na tabela 3 em euros e convertidos para dólar.

	Parâmetro	€/MW	US\$/MW	Total (US\$)
CAPEX	Desenvolvimento	92000	99016	9858544
	Turbina	1003000	1079489	
	Arranjo Elétrico	50000	53813	
OPEX	Operações e manutenção planejadas	33000	35517	81796
	Serviço não planejado e outros OPEX	43000	46279	

Tabela 3: Despesas pela abordagem comparativa

Os custos de subestrutura de suporte e de comissionamento foram desconsiderados, devido a proposta de reaproveitar as instalações já utilizadas para a produção de petróleo.

O preço médio do leilão de energia nova A-5 de 2021 foi de R\$ 238,40, ou através de conversão, US\$ 44,81.

4.3.4 Avaliação e Discussão

Na tabela 4 é possível observar os resultados mais relevantes, que demonstram a viabilidade deste modelo de “não descomissionamento” de plataformas de petróleo.

Geração de energia	14004	MWh/year
Potência Máxima	0,42	MW
Potência Média obtida	1,60	MW
Fator de capacidade média anual	20,0	%
Adicional de Receita Annual pelos Serviços Ecossistêmicos	21.526,03	US\$/year
Renda	627.541,39	US\$/MWh/year
VPL	548.527,02	US\$
TIR	1,636	%

Tabela 4: Resumo dos Resultados com SE

Ao analisar a tabela, é possível perceber que o VPL é positivo, representando que o investimento neste projeto gera receitas superiores às despesas e, portanto, seria viável, porém, a TIR é menor que a TMA, indicando que, nas hipóteses deste caso, a taxa de retorno obtida seria inferior à taxa mínima considerada atrativa pelo investidor, porém, é necessário testar outras alternativas e apontar que o ganho com ativos intangíveis, como a

imagem de as organizações envolvidas perante os stakeholders, não foi considerado. A energia gerada também é atrativa para colaborar com o mix de energias renováveis na matriz energética nacional, embora tenha sido calculada apenas para um único aerogerador. Outro ponto relevante é a baixa variabilidade das médias de vento ao longo do ano, como pode ser observado no Gráfico 3.

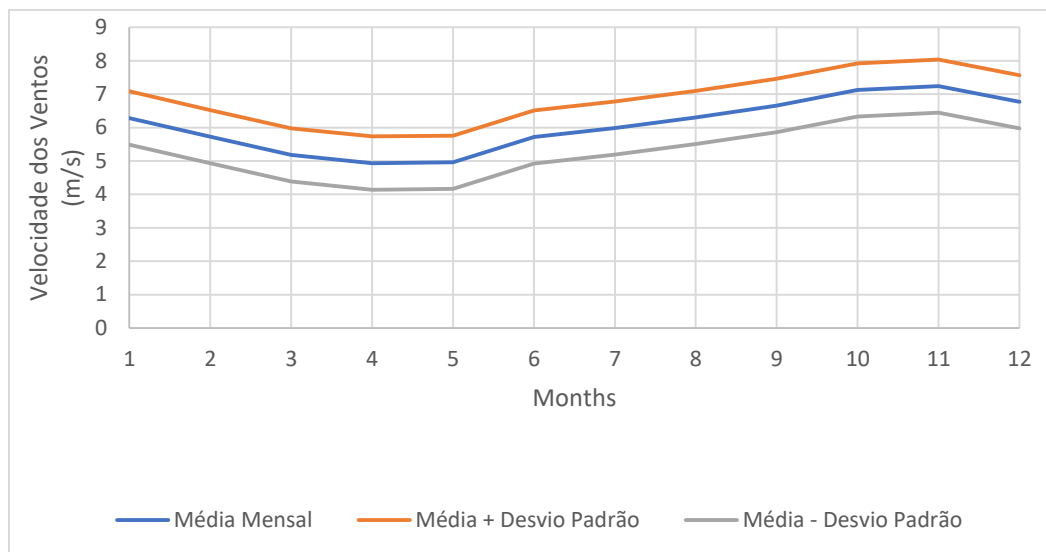


Gráfico 3: Comportamento mensal da velocidade do vento a 118 m de altura

A menor variabilidade na velocidade dos ventos, se comparado com os ventos em outras bacias petrolíferas, conforme pode ser comparado em Barboza et al. (2020), pode garantir melhor previsões na alocação de recursos e garantia de geração ao longo do ano, evitando a subutilização de recursos.

Os dados meteorológicos utilizados indicam que a geração eólica *offshore*, a 118 m da superfície, possui velocidade adequada para a operação dos aerogeradores, portanto mesmo para um aerogerador c, em termos de geração de energia, o uso de aerogeradores como alternativa ao descomissionamento de plataformas se mostra viável, pois permite reduzir a dependência de outras fontes de energia, principalmente se pensarmos em uma estrutura de distribuição para os municípios de Pacatuba e Pirambu, que estão muito próximos da locação e poderiam se beneficiar diretamente da rede pública de energia.

Cabe lembrar que as premissas aqui testadas avaliam a geração de uma única plataforma isolada, sendo que o adicional financeiro por serviços ecossistêmicos ficou restrito apenas ao recife artificial nas dimensões da Plataforma, sem considerar as áreas

adjacentes que integram os serviços ecossistêmicos costeiros e que, caso ocorra a extração da Plataforma, suas relações biológicas podem ter um impacto negativo. Mesmo assim, sem considerar os ganhos de imagem, a permanência da estrutura mostrou-se economicamente viável, pois do ponto de vista econômico é preciso considerar mais do que o VPL positivo, mas também os impactos sociais e ambientais.

4.4 AVALIAÇÃO DE DIFERENTES CENÁRIOS RELATIVOS À CONSERVAÇÃO DA VIDA NAS ESTRUTURAS DE PLATAFORMAS

Nesta etapa se considera a inserção dos aerogeradores com estrutura monopilar devido à ausência de referências que indiquem a resistência material das jaquetas para inserção de aerogeradores sobre elas, e também pelo não enfoque da tese em cálculos estruturais.

Tal estudo se justifica pela manutenção das estruturas submarinas de exploração de petróleo aposentadas in situ promoverem economia de custos, redução de dificuldades logísticas, menor probabilidade de acidentes e uma alternativa ambiental melhor que a remoção completa da estrutura, que tem levado a prática de criação de recifes artificiais em alguns países conhecida como rigs-to-reef (FOWLER et al. 2014).

De acordo com Mello, Possatto e Fredo (2011), considerando a experiência do Programa de Recuperação da Biodiversidade Marinha (REBIMAR), os recifes artificiais trazem resultados para o ordenamento do ambiente marinho, apresentando as funções de criação de áreas de exclusão ou proteção contra determinadas práticas de pesca.

A PORTARIA MD Nº 30/2005 do Ministério da Defesa (2005) estabelece que a pesca e a navegação estão proibidas em um círculo de 500 metros de raio ao redor das plataformas petrolíferas, entretanto não foram encontradas evidências de que a estrutura de plataforma seja descaracterizada como tal ao ser utilizada como recife artificial.

O posicionamento das 23 plataformas consideradas para terem suas jaquetas conservadas com a manutenção da biodiversidade se concentra em dois *clusters*, um ao sul e outro ao norte, entretanto é possível que o conjunto em sua totalidade componha as locações de aerogeradores em um único parque, que geram energia para uma mesma subestação em terra.

O termo de referência do IBAMA (2020b) não diz que o abandono da plataforma não possa ocorrer, entretanto indica que o projeto de descomissionamento preveja avaliação das opções de reaproveitamento das estruturas existentes ou, por outro lado, as perspectivas de como se dará sua destinação final.

De acordo com Tan et al. (2021), após revisar os custos e impactos ambientais de diferentes opções de descomissionamento de plataformas *offshore*, manter a estrutura petrolífera em sua localização, custará muito menos em comparação com a remoção total da plataforma e envio para a terra. Tal opção também apresenta um menor impacto ambiental, visto que ao desmontar os componentes da plataforma para levá-los a costa, além de impactar a vida marinha estabelecida neste ambiente ainda produzirá quantidades de emissões de gases no ar e poluentes no mar.

4.4.1 Caracterização do Parque Eólico

O parque eólico proposto se caracteriza com capacidade instalada de 230 MW considerando aerogeradores DTU 10 MW em 23 localidades com fundações do tipo jaqueta. Vries et al. (2011) demonstra que a estrutura de jaqueta é adequada para aerogeradores de até 20 MW à profundidade de 50 metros, entretanto neste trabalho é proposta tal estrutura, pensando sua reutilização, embora se o empreendimento não tivesse nenhuma estrutura prévia, seria adequado pensar em um projeto utilizando subestrutura monopilar devido ao investimento mais baixo e sua adequação para profundidades próximas aos 30 metros.

Se propõe uma subestação *Onshore* no Terminal Aracaju com capacidade de 230 MW, estrutura que já atende a rede dutoviária utilizada para a produção de óleo e gás. A subestação receberá os cabos submarinos do tipo XLPE, que de acordo com NG e RAN (2016) é o principal cabo utilizado para transmitir energia proveniente de instalações eólicas *offshore*, tendo capacidade para transportar grandes volumes de energia em corrente alternada, devido a sua estrutura com composto termofixo à base de polietileno reticulado (Cross-linked Polyethylene).

O sistema de alta tensão em corrente alternada (HVAC) é o predominante em parques eólicos *offshore*, já que tem um custo reduzido por não necessitarem de conversores de potência para as subestações, apresentam menores perdas de potência na transmissão *offshore-onshore* até 50 quilômetros de distância podendo admitir até 245 kV de tensão,

não necessitam de fonte auxiliar de tensão como é o caso dos sistemas em corrente contínua, e são uma tecnologia dominada há anos (PINTO, 2014).

Se adotaria apenas a retirada do convés, para que não se impacte a vida marinha com processos de explosão parcial da estrutura. Todos os equipamentos que foram instalados no convés, deverão ser removidos em uma embarcação antes da retirada da superestrutura para não afetar significativamente a gravidade na parte superior da plataforma e causar acidentes (ICF INTERNATIONAL, 2016).

De acordo com a IN 28/2020 do IBAMA:

§1º. Deverá ser apresentado pelo empreendedor, junto à FCA (Ficha de Caracterização da Atividade), manifestação da Autoridade Marítima, indicando a inexistência de óbices relativos ao uso pretendido da área para o projeto. A critério da Autoridade Marítima, a manifestação poderá incluir outras informações que sejam julgadas pertinentes.

§5º. Após o prazo de acompanhamento, com base nos resultados, o Ibama se manifestará pela necessidade de continuidade do monitoramento, considerando possíveis adequações, ou pela possibilidade de encerramento do acompanhamento, sendo levados em conta o alcance da finalidade proposta, os impactos ambientais e a minimização dos riscos.

O arranjo espacial segue o posicionamento das plataformas em horizonte de descomissionamento na Bacia de Sergipe-Alagoas e o cabeamento segue o traçado das dutovias utilizadas para o escoamento petrolífero, totalizando 72,93 km até a subestação proposta. A subestação se localiza no terminal Aracaju em espaço não utilizado pela Petrobrás. Tal estrutura de cabeamento e subestação é exposta na Figura 16.

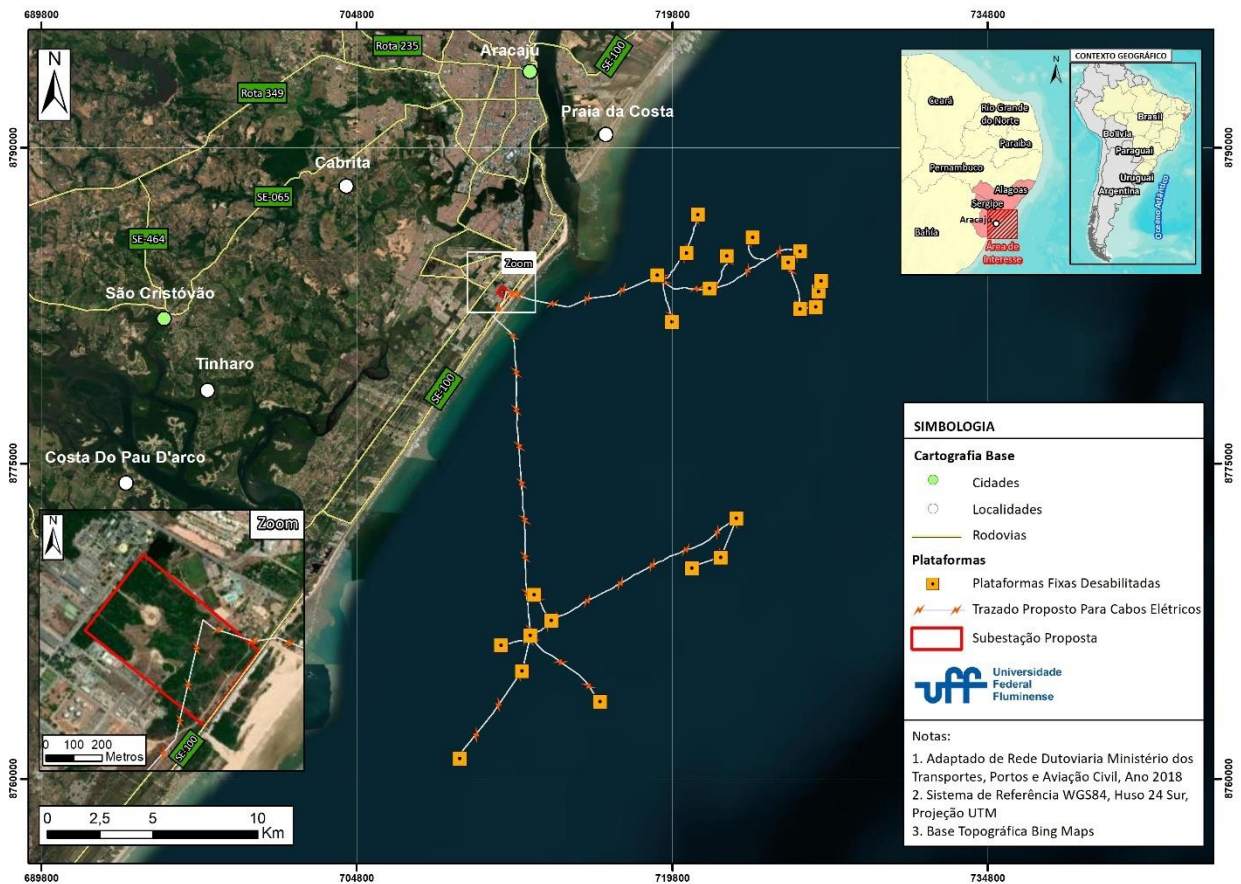


Figura 16: Traçado proposto para rede elétrica coletora e subestação

A Energia Gerada no parque será de 412,76 Gigawatts por ano.

O fator de capacidade média da aplicação do aerogerador nas plataformas do parque eólico é de 20,5%.

4.4.2 Viabilidade da Conservação com Parque Eólico

De acordo com a Instrução normativa 28/2020 do IBAMA (2020), que estabelece os procedimentos para licenciamento ambiental para instalação de recifes artificiais no Brasil, poderá ser autorizada a conversão para recife artificial as estruturas oriundas de projetos originalmente licenciados para outros objetivos, desde que extinta sua finalidade original, devendo o empreendedor, preenchimento de Ficha de Caracterização da Atividade (FCA), avaliação de enquadramento da atividade, avaliação de competência, emissão de Termo de Referência (TR), manifestação de envolvidos e avaliação de viabilidade. A proposta de implantação de recifes artificiais, submetida pelo proponente ao Ibama deverá. Observar

políticas públicas ambientais e de desenvolvimento local e atender ao termo de referência definido pelo Ibama, caso a caso.

A instrução normativa traz o entendimento de que o responsável pelo recife artificial será o empreendedor proponente do mesmo, entretanto como o caso da instalação de geração eólica conjunta é algo inédito, pode estar abordada dentro de termo elaborado junto ao IBAMA para o caso específico conforme definido no Art. 7.

Portanto a área a ser considerada para conservação e cálculo da viabilidade financeira considerando o valor dos serviços ecossistêmicos se encontra representada na Figura 17.

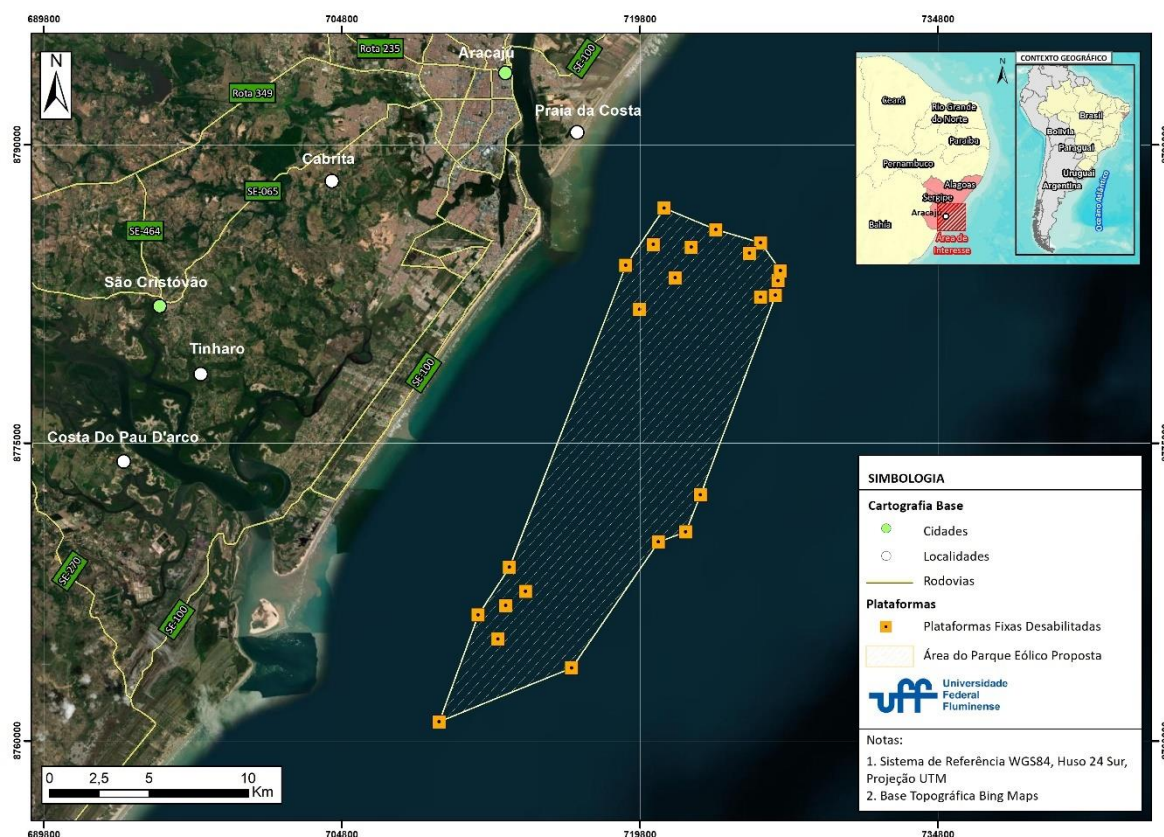


Figura 17: Área de Consideração para o Parque Eólico na Plataforma Continental

De acordo com Vasconcellos (2019), a exemplo do que ocorre em outros países que já possuem turbinas instaladas no mar, todas as embarcações que não se dediquem à manutenção ou fiscalização do parque eólico *offshore* devem manter uma distância de pelo menos 500 metros da usina marítima. Assim se pode considerar que as áreas de restrição de atividades estão relacionadas a estrutura e se mantêm em 500 metros em todos os casos.

De acordo com a Resolução 462 do IBAMA (2014) para a delimitação da área de influência direta do parque eólico deverão ser considerados os limites do empreendimento, incluindo as subestações, as áreas destinadas aos canteiros de obras, as áreas onde serão abertos novos acessos, e outras áreas que sofrerão alterações decorrentes da ação direta de empreendimento, a serem identificadas e delimitadas no decorrer dos estudos.

Dahmen (2019) afirma que um padrão de distância de segurança de 500 metros em torno de um Parque Eólicos *Offshore* é mantido em quase todos os países. Logo podemos inferir que a área de restrição será de 500 metros a mais ao redor do que for caracterizado como parque eólico pela instalação de equipamentos.

Aparentemente a instalação de aerogeradores entre os clusters não ampliaria a área de restrição já que esta é dada pela definição do projeto do parque, podendo este ser caracterizado simplesmente pela instalação de aerogeradores nas alocações das plataformas a serem descomissionadas, ao considerarmos a interpretação da Resolução 462/2014.

Considerando tais espaços e a atualização de valores pela inflação sobre o dólar, se chegou ao valor atualizado para os serviços ecossistêmicos de recife de coral a serem considerados de US\$ 12 311,06 e para plataforma continental US\$ 3262,68 por hectare por ano, baseando-se em Costanza (1997), conforme tabela 5 a seguir:

	Recife	Plataforma Continental
Regulação de distúrbios	5572,91	
Ciclagem de nutrientes		2899,94
Tratamento de resíduos	117,54	
Controle Biológico	10,13	73,03
Habitat/ Refúgio	14,19	
Produção de Comida	445,83	137,8
Matéria-prima	54,72	4,05
Recreação	6093,72	
Cultural	2,03	141,86
Total US\$/ ha/ano	12 311,06	3256,68

Tabela 5: Valoração de cada serviço ecossistêmico por ambiente considerado em dólares por hectare/ano

Considerando as especificidades de área apontada para a valoração de serviços ecossistêmicos, a geração de energia de acordo com a DTU 10MW nos pontos de plataformas, as despesas de capital e as despesas operacionais (Valpy et al, 2017), a tabela 6 a seguir apresenta um resumo da avaliação técnico econômica dos três cenários propostos.

	<i>Cenário 1</i>	<i>Cenário 2</i>	<i>Cenário 3</i>
<i>Área Considerada de Serviços Ecossistêmicos (ha)</i>	0	42,74	17442,24
<i>Arrecadação com SE (US\$)</i>	0	526129,1535	57295129,81
<i>Energia Gerada (GWh/ano)</i>	412,76	412,76	412,76
<i>Velocidade Média (m/s)</i>	6,09	6,09	6,09
<i>Renda por GWh por ano (US\$)</i>	49913	49913	49913
<i>Taxa de Atratividade (%)</i>	2,976	2,976	2,976
<i>CAPEX (US\$)</i>	283 433 140	283 433 140	283 433 140
<i>OPEX mensal (US\$)</i>	18 813 080	18 813 080	18 813 080
<i>VPL (US\$)</i>	-252201197,69	-242488955,76	805455765,26
<i>TIR (%)</i>	-14,76%	-9,72%	25,87%
<i>Payback</i>	Inviável	Inviável	4,80

Tabela 6: Resumo dos Resultados para diferentes cenários considerando Serviços Ecossistêmicos

Considerando o valor do último leilão de energia nova A4 brasileiro para energias renováveis (EPE, 2022), e os valores de investimento e manutenção e operação de turbinas eólicas *offshore* conforme o custo de energias renováveis futuras (Valpy et al., 2017), o investimento em um parque eólico em plataformas em descomissionamento no caso

estudado não se apresenta viável ou atrativo, entretanto se é considerado o valor de serviços ecossistêmicos, este apresenta viabilidade.

O primeiro cenário considerando apenas a geração eólica apresenta valor presente líquido negativo em US\$ 252.201.197,69, que demonstra a inviabilidade do projeto. De modo similar, se é considerado apenas o serviço ecossistêmico de recifes artificiais nas áreas específicas de alocação das plataformas fixas, cenário 2, ainda não se configura a viabilidade financeira, pois o VPL é de US\$ 242.488.955,76 negativos. Respectivamente a taxa interna de retorno nestes cenários é de -14,76% e -9,72%, que também demonstra a falta de atratividade. Como esses cenários não se apresentam viáveis, o tempo de retorno do investimento não acontece, portanto não é possível calcular um período de payback.

O Cenário 3, portanto, é o único que apresenta viabilidade, ao considerar a valoração dos serviços ecossistêmicos em toda a área proposta para o Parque Eólico, ao considerar não somente os valores de recifes na área específica do parque, mas também de plataforma continental nas dimensões do parque.

Este último cenário apresenta VPL positivo de US\$ 805.455.765,26, tão como apresenta atratividade financeira já que a TIR de 25,87% é muito superior a taxa mínima de atratividade de 2,98%. Neste cenário o tempo de retorno do investimento é de 4 anos, 9 meses e 18 dias, como se arbitrou uma vida útil do empreendimento em 25 anos, haverá 20 anos, 2 meses e 12 dias de lucratividade.

Considerando questões ambientais, logísticas e financeiras, se pode ponderar que a complexidade do processo de descomissionamento seja reduzida, tão como haverão custos evitados relativos a logística e a instalação de aerogeradores sem estrutura prévia de suporte, e a biodiversidade existente nestes ambientes não será impactada com a remoção de seu habitat.

Cabe ainda ressaltar que as rotas utilizadas para a rede dutoviária integrada às plataformas fixas pode ser um facilitador ao processo de licenciamento ao serem utilizadas para a passagem de linhas de transmissão. E que o valor de arrecadação é um valor difuso e indireto relativo à preservação dos serviços ecossistêmicos.

4.5 QUESTÕES RESPONDIDAS PERTINENTES AO TEMA

Por que não se afirma que é possível utilizar a estrutura existente das jaquetas diretamente para inserção de aerogeradores?

Não foram realizados cálculos estruturais para defender tal afirmação por este não ser foco da tese, tampouco foram encontradas referências que garantam tal afirmação, inclusive pela originalidade do tema.

A empresa responsável pela plataforma pode simplesmente retirar por completo a plataforma do local ou hoje a legislação impõe restrições em especial no campo ambiental, uma vez que se criou toda uma vida marinha em função da plataforma existir?

A empresa pode retirar, mas é necessário que se faça o licenciamento ambiental do projeto de descomissionamento, sendo previsto que se aborde como será realizada a destinação de resíduos e podendo avaliar as opções de reaproveitamento.

Legalmente, para o caso de reaproveitamento da estrutura de jaquetas das plataformas, quem passa a ser responsável pelo recife artificial e quem passa a ser responsável pelo aerogerador?

A IN 28/2020 possibilita que estruturas oriundas de projetos originalmente licenciados para outros objetivos, possam ser cadastrados como recifes artificiais, sendo o responsável por este o empreendedor proponente. Neste caso, seria de interesse que o proponente do recife, fosse o interessado na geração eólica *offshore*, observando as políticas públicas ambientais e de desenvolvimento local e atendendo o termo de referência definido pelo IBAMA para este caso específico.

O que justifica tecnicamente a manutenção daquelas estruturas na forma de recife artificial?

De acordo com o Bureau of Safety and Environmental Enforcement (s.d.), a proposta conhecida como Rigs-to-reef, além de trazer benefícios ambientais com a manutenção da biodiversidade e redução de emissões atmosféricas provenientes do transporte e descarte da estrutura descomissionada, também representam uma economia de custos com remoção, transporte e disposição final de resíduos. Pode ainda gerar receitas através do ecoturismo e da pesca no entorno.

As plataformas na forma de recifes artificiais mantêm as áreas de restrição que possuíam como plataforma?

Assumindo que mesmo não tendo mais atividade de exploração, como aqueles que estão aguardando para o descomissionamento sem operação, permanecem caracterizadas como tal estrutura, pode se inferir que a pesca e a navegação estão proibidas em um círculo de 500 metros de raio ao seu redor, conforme a Portaria MD Nº 30/2005 do Ministério da Defesa (2005),

Qual formato de descomissionamento se adotaria para a caracterização dos recifes?

Pensando o menor impacto à vida marinha, seriam descomissionadas apenas o convés das plataformas, que poderiam ser reaproveitados pela empresa ou descartados conforme o caso.

O que acontece em termos de registro quando a plataforma passa a ser recife artificial?

De acordo com a IN 28/2020, após a apresentação da ficha de caracterização da atividade e manifestação da autoridade marítima que indique a inexistência de óbices, o IBAMA definirá a necessidade ou não de monitoramento e adequações considerando redução de riscos e impactos ambientais.

A instalação de aerogerador em área diferente das plataformas gera nova área de restrição?

A instalação de turbinas eólicas para geração *offshore* garantem uma área de restrição de ao menos 500 metros das instalações (VASCONCELLOS, 2019). Assim, se aerogeradores não estão instalados no centro das estruturas de jaqueta, garantiriam maior área que embarcações que atendem à usina devam se distanciar.

Considerando um aerogerador por plataforma em um conjunto de instalações próximas é caracterizado um parque eólico? Qual seria a área de restrição?

A delimitação do parque eólico se dará de acordo com a caracterização de uma planta do projeto, considerando não somente os aerogeradores, mas todas as áreas destinadas ao suporte da geração eólica, e portanto estabelecendo um padrão de distância de segurança de 500 metros em torno do Parque eólico *offshore* definido.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Quanto a concretização dos objetivos em propor uma alternativa para o descomissionamento de plataformas petrolíferas considerando a conservação e valorização dos serviços ecossistêmicos presentes em zona de exploração petrolífera agregando valor ao investimento com a geração de energia eólica, é possível afirmar que o estudo foi exitoso.

Logo a hipótese aqui testada se comprova positiva, visto que pode ser financeira e ambientalmente rentável manter as estruturas de jaquetas de plataformas petrolíferas fixas e utilizá-las como estrutura de suporte para instalação de aerogeradores e constituição de parque eólico.

Em um primeiro momento se realizou a visualização das velocidades médias dos ventos para as diferentes bacias sedimentares com exploração petrolífera no Brasil e foi percebido que as Bacias do Ceará, Potiguar e Sergipe-Alagoas demonstraram apresentar maior viabilidade climatológica para a geração eólica, tendo sido avaliado o regime de vento frente a diferentes opções de aerogeradores para avaliar a performance. O equipamento que demonstram melhor viabilidade econômica, considerando o vento médio da bacia sedimentar para as três bacias previamente selecionadas e considerando o valor de leilão para energia eólica em terra, foi o similar ao utilizado em instalações em terra, que possui menos custos de aquisição.

Neste sentido o uso de máquinas já utilizadas no cenário brasileiro para geração eólica *On Shore* se demonstrou menos inviável quanto a atratividade econômica, visto que deste prisma todas as opções de inserção de aerogeradores como alternativa ao descomissionamento de plataformas fixas foram consideradas insuficientes, mesmo com a utilização da infraestrutura prévia de plataforma descomissionada, sendo percebido que os valores de leilões de energia para eólica em terra são inviáveis para precificação de

investimentos no mar, portanto é adequado que haja um valor diferenciado a exemplo do que ocorre em outros países onde já ocorre a geração eólica *offshore*.

A sequência do trabalho seguiu buscando testar a aplicabilidade da valoração de serviços ecossistêmicos para evitar o descomissionamento de subestrutura de plataformas fixas, demonstradas anteriormente como as de maior interesse para tal ação, já que são habitat de biocenose que seria impactada, para haver maior atratividade se seguiu com a proposta de inserção de aerogeradores que aproveitariam a estrutura de suporte das plataformas para seguir gerando energia.

Neste ponto o estudo teve enfoque sobre a Bacia de Sergipe-Alagoas, que anteriormente se apresentava como mais notável não somente quanto ao potencial eólico, mas também pela maior disponibilidade de plataformas em horizonte de descomissionamento que as Bacias do Ceará e Potiguar, entre aquelas com melhores regimes de vento. Também se optou por modelar a geração e atratividade econômica com o aerogerador que havia se demonstrado mais inviável na etapa anterior, o V164-8.0MW.

Os dados meteorológicos utilizados indicaram que a geração eólica *offshore*, a 118 metro da superfície, possui velocidade adequada para a operação dos aerogeradores, portanto mesmo para um aerogerador escolhido, em termos de geração de energia, a conservação dos serviços ecossistêmicos alinhados ao uso de aerogeradores como alternativa ao descomissionamento de plataformas se mostrou viável. Devendo se refletir ainda que esta aplicação pode permitir a redução da dependência de outras fontes de energia, principalmente se pensarmos em uma estrutura de distribuição para os municípios próximos como é o caso de Pacatuba e Pirambu, que estão muito próximos da locação selecionada para o caso estudado aqui e poderiam se beneficiar diretamente da rede pública de energia.

Como limitações nesta segunda etapa, as premissas testadas avaliam a geração de uma única plataforma isolada, e o adicional financeiro por serviços ecossistêmicos ficou restrito apenas ao recife artificial nas dimensões da Plataforma, sem considerar as áreas adjacentes que integram os serviços ecossistêmicos costeiros e que, caso ocorra a extração da Plataforma teriam suas relações biológicas negativamente impactadas. A permanência da estrutura mostrou-se economicamente viável, pois do ponto de vista econômico é preciso

considerar mais do que o VPL positivo, mas também os impactos sociais e ambientais, entretanto a taxa interna de retorno foi inferior a taxa mínima de atratividade.

Em última análise se buscou avaliar a manutenção dos serviços ecossistêmicos ponderando a constituição de parque eólico em área de plataformas fixas em horizonte de descomissionamento. Para o caso se avaliou a estrutura da Bacia de Sergipe-Alagoas, considerando as demais 23 plataformas que não foram consideradas anteriormente considerando o regime de vento à 100 metros de altura para os pontos de cada plataforma e a utilização de aerogerador de referência de 10 MW, que envolve maiores custos.

Se demonstrou que de acordo com o aumento da capacidade de geração, buscado nas propostas de instalações de parque eólico *offshore*, ao se considerar os valores de leilão de energia nova renovável ocorrido no ano de 2022 no Brasil, somente é apresentada viabilidade se considerando a valoração dos serviços ecossistêmicos tanto para os recifes artificiais já existentes na área das plataformas como para a conservação da plataforma continental na área do parque eólico, mesmo tendo em vista que estes são valores indiretos.

Nos cenários sem considerar a valoração dos serviços ecossistêmicos e considerando apenas os serviços na área de cada plataforma para o caso estudado, não é apresentada viabilidade financeira, resultando em valores presentes líquidos negativos.

Conclui-se que se justifica a valoração dos serviços ecossistêmicos como estratégia alternativa ao descomissionamento de plataformas petrolíferas agregando a geração de energia renovável, pois tais serviços além de ter um valor próprio de existência também trazem benefícios para a população humana ao valorizar a vida e garantir recursos, consequentemente apoiando o desenvolvimento socioeconômico e ambiental.

Outro desenlace ponderado, é que a estratégia de não descomissionamento convencional das plataformas fixas se torna uma estratégia de redução de custos, visto que poderá evitar os custos de impactos ambientais diretos ou de mitigação de impactos ambientais causados pela remoção total das estruturas de exploração de petróleo.

Logo a viabilidade deste modelo se apresenta principalmente para o caso de investidores públicos ou pode se tornar atrativo quanto a premissa de amparo ambiental para investidores privados caso se desenvolvam estratégias para o pagamento por serviços ambientais. Tais temas, portanto, são sugestões para estudos futuros.

REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA. **Boletim Anual 2021**. 2022. Disponível em: <<https://abeeolica.org.br/energia-eolica/dados-abeeolica/>>. Acesso em: 10 set. 2022.

ALBORT-MORANT, Gema et al. Mapping the field: A bibliometric analysis of green innovation. **Sustainability**, v. 9, n. 6, p. 1011, 2017.

ALBRECHT, C. H. **Algoritmos Evolutivos Aplicados à Síntese e Otimização de Sistemas de Ancoragem**. 166f. Tese (Doutorado em Engenharia Oceânica), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2005

AMENEDO, J. L. R.; FEITO, J. S. Tecnología de los aerogeneradores. In: AMENEDO, J. L. R.; DÍAZ, J. C. B.; GÓMES, S. A (Coord(s)). **Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica**. Madrid: Editorial Rueda, 2003. p98-179.

AMPONSAH, Nana Yaw et al. Greenhouse gas emissions from renewable energy sources: A review of lifecycle considerations. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 39, p. 461-475, 2014.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL**. Disponível em: <<https://bit.ly/2IGf4Q0>>. Acesso em: 09 jun. 2022.

ANP - Agência Nacional do Petróleo. Procedimentos a Serem Adotados no Abandono de Poços de Petróleo e/ou Gás. Portaria nº. 25, de 6 de março de 2002. Aprovação do Regulamento que trata do Abandono de Poços perfurados com vistas a exploração ou produção de petróleo e/ou gás. Brasília, 2002.

ANP - Agência Nacional do Petróleo. Resolução nº. 27, de 18 de outubro de 2006. Aprova o Regulamento Técnico que define os procedimentos a serem adotados na Desativação de Instalações e especificam as condições de Devolução de Áreas de Concessão na Fase de Produção. Brasília, 2006.

ANP - Agência Nacional do Petróleo. Procedimentos a Serem Adotados no Abandono de Poços de Petróleo e/ou Gás. Resolução nº. 41, de 9 de outubro de 2015. Aprova o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos - SGSS. Brasília, 2015

ANP - Agência Nacional do Petróleo. Resolução nº. 46, de 1º de novembro de 2016. Aprova o Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural. Brasília, 2016.

ANP - Agência Nacional do Petróleo. Procedimentos a Serem Adotados no Abandono de Poços de Petróleo e/ou Gás. 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 trabalhos remanescentes, a devolução de área e outras providências. Brasília, 2020.

ANP - Agência Nacional do Petróleo. Resolução nº. 46, de 1º de novembro de 2016. Resolução nº. 854, de 27 de novembro de 2021. Regulamenta os procedimentos para apresentação de garantias financeiras e termo que assegurem os recursos financeiros para o descomissionamento de instalações de produção em campos de petróleo e natural. Brasília, 2021.

ANP - Agência Nacional do Petróleo. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. 2020. Disponível em: <www.anp.gov.br/arquivos/publicacoes/boletins-anp/producao/2020-06-boletim.pdf>. Acesso em: 24 mar. 2021.

APONTE, G. M. et al. Análisis bibliométrico y de mercado de las empresas petroleras latinoamericanas. **Visión Tecnológica**, v. 5, n. 01, p. 49-58, 1997.

BACEN. Banco Central do Brasil, 2021. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/?bc=>. Acesso em 21 abr. 2021.

BADGER, J. et al. **Global Wind Atlas 3.0**. 2019. Disponível em: https://globalwindatlas.info/en_US Acesso em: 10 jul. 2022.

BAK, Christian et al. **The DTU 10-MW reference wind turbine**. In: Danish wind power research 2013. 2013.

BANIGO, P. A. **Modern offshore technology and impacts on the oil industry**. [Trabalho de Conclusão em Engenharia de Petróleo e Gás]. University of Port Harcourt. Choba, 2010.

BARBOZA, Douglas Vieira et al. Avaliação da Geração Eólica como Alternativa ao Descomissionamento de Plataformas Petrolíferas Fixas nos Mares Brasileiros. **Anuário do Instituto de Geociências**, v. 43, n. 3, p. 455-466, 2020.

BARBOZA, Douglas Vieira; MEIRIÑO, Marcelo Jasmim; DA SILVEIRA BARROS, Sérgio Ricardo. Maintenance of Ecosystem Services Combined with Wind Generation as an Alternative to the Decommissioning of Fixed Platforms. In: South American International Industrial Engineering and Operations Management Conference, 3, 2022, Asunción. **Proceedings of the 3rd South American International Industrial Engineering and Operations Management Conference**. Southfield: IEOM, 2022. p. 1034-1045

BASHIR, Muhammad Farhan. Oil price shocks, stock market returns, and volatility spillovers: a bibliometric analysis and its implications. **Environmental Science and Pollution Research**, p. 1-20, 2022.

BAYATI, I. et al. On the aero-elastic design of the DTU 10MW wind turbine blade for the LIFES50+ wind tunnel scale model. In: **Journal of Physics: Conference Series**. IOP Publishing, 2016. p. 022028.

BLOUNT, Craig et al. Using ecological evidence to refine approaches to deploying offshore artificial reefs for recreational fisheries. **Bulletin of Marine Science**, v. 97, n. 4, p. 665-698, 2021.

BRANDL, Simon J. et al. Coral reef ecosystem functioning: eight core processes and the role of biodiversity. **Frontiers in Ecology and the Environment**, v. 17, n. 8, p. 445-454, 2019.

BRASIL, Lei Nº 12.305 de 02 de agosto de 2010 - Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS).

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. [S. l.], 25 jan. 2022.

BRETSCHNEIDER, M. R.; SCHNEIDER, E. L.; DIAS, M.M. Análise do uso de materiais em aerogeradores. In: XV Congresso Nacional de Engenharia Mecânica e Industrial, 2015, Novo Hamburgo. **Anais do XV Congresso Nacional de Engenharia Mecânica e Industrial**, 2015.

BRENTON, S. P.; MOE, G. Status, plans and technologies for offshore wind turbines in Europe and North America. **Renewable Energy**, v. 34, p646-654, 2009.

BULL, A. S.; LOVE, M. S. Worldwide oil and gas platform decommissioning: A review of practices and reefing options. **Ocean & Coastal Management** V. 168, p. 274-306, 2019.

Bureau of Safety and Environmental Enforcement. **Rigs-to-Reefs**. Disponível em: <<https://www.bsee.gov/what-we-do/environmental-compliance/environmental-programs/rigs-to-reefs>>. Acesso em: 30 nov. 2022.

CAMPOS, Felipe Cruz Rodrigues de. **Análise dos Critérios de Estabilidade para Projetos de Plataformas do Tipo Monocoluna**. 88 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia). Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2008

CASSIDY, Mark Jason. **Non-Linear Analysis of Jack-Up Structures Subjected to Random Waves**. 230 f. Tese (Doutorado em Filosofia), Universidade de Oxford, Oxford, Inglaterra, 1999.

CHEN, C. et al. Safety and security of oil and gas pipeline transportation: A systematic analysis of research trends and future needs using WoS. **Journal of Cleaner Production**, v. 279, p. 123583, 2021.

CHEN, S. et al. Trends in research on forest ecosystem services in the most recent 20 years: A bibliometric analysis. **Forests**, v. 13, n. 7, p. 1087, 2022.

CLAISSE, Jeremy T. et al. Oil platforms off California are among the most productive marine fish habitats globally. **Proceedings of the National Academy of Sciences**, v. 111, n. 43, p. 15462-15467, 2014.

CLAISSE, J. T.; PONDELLA II, D. J.; LOVE, M.; ZAHN, L. A.; WILLIAMS, C. M.; TOURO; A. S. Impacts from Partial Removal of Decommissioned Oil and Gas Platforms on Fish Biomass and Production on the Remaining Platform Structure and Surrounding Shell Mounds. **Plos One**. v. 10, p 1-19, 2015.

COSTANZA, Robert et al. The value of the world's ecosystem services and natural capital. **Nature**, v. 387, n. 6630, p. 253-260, 1997.

COSTANZA, Robert. Ecosystem services: multiple classification systems are needed. **Biological Conservation**, v. 141, p. 350-352, 2008.

COSTANZA, Robert et al. Twenty years of ecosystem services: how far have we come and how far do we still need to go? **Ecosystem services**, v. 28, p. 1-16, 2017.

CHRISTÓFARO, B. R.; NADAL, C. A.; SOARES, C. R. Study and Propositions for the Installation of Wind Turbines Foundations on the Coast of Paraná. **Espaço Energia**. v. 18, 1-11, 2013.

DAILY, Gretchen C. et al. Introduction: what are ecosystem services. In: **Nature's services: Societal dependence on natural ecosystems**, v. 1, n. 1, 1997.

DALENOGARE, T. et al. Parâmetros de Projeto para Fundações de Turbinas Eólicas Onshore. **Salão do Conhecimento**, 2019.

CORDERO, Doris; MORENO-DIAZ, Alonso; KOSMUS, Marina. **Manual para el desarrollo de mecanismos de pago/compensación por servicios ambientales**. GTZ/Inwent, Lima, 2008.

EFFENDI, H. S. **Offshore Drilling**. (2015). Disponível em: <<http://petroleumsupport.com/offshore-drilling/#>>. Acesso em: 26 de mai. 2016

ELLABBANA, O.; ABU-RUBB, H.; BLAABJERG, F. Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. V. 39, p 748-764, 2014.

ELLIFF, Carla I.; KIKUCHI, Ruy KP. The ecosystem service approach and its application as a tool for integrated coastal management. **Natureza & Conservação**, v. 13, n. 2, p. 105-111, 2015.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. 22º LEILÃO DE ENERGIA NOVA A3 - (EDITAL Nº 04/2015): Resumo Vendedor. 2015. Disponível: <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A3%202015/Leil%C3%A3o%20A-3%202015%20Resumo%20Vendedor%20CCEE.pdf>>. Acesso em: 22 dez. 2018.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Leilão de Energia Nova A-4 de 2022: Informe de Habilitados e Vencedores. Brasília: Ministério de Minas e Energia; Empresa de Pesquisa Energética, 2022. Disponível em: <epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/leilao-de-energia-nova-a4-2022>. Acesso em: 30 ago. 2022.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Roadmap Eólica Offshore Brasil. Brasília: Ministério de Minas e Energia; Empresa de Pesquisa Energética, 2020

EHRlich, P.; EHRlich. A. The causes and consequences of the disappearance of species. New York: Random House, 1981, 305 p.

ESTEBAN, M. D.; DIEZ, J. J.; LÓPEZ, J. S.; NEGRO, V. Why offshore wind energy? *Renewable Energy*, v. 36, p. 444-450, 2011.

FAM, M. L. et al. A review of offshore decommissioning regulations in five countries—Strengths and weaknesses. *Ocean engineering*, v. 160, p. 244-263, 2018.

FISHER, B.; TURNER, R. K.; MORLING, P. Defining and classifying ecosystem services for decision making. *Ecological economics*, v. 68, n. 3, p. 643-653, 2009.

FOWLER, A. M. et al. A multi-criteria decision approach to decommissioning of offshore oil and gas infrastructure. *Ocean & coastal management*, v. 87, p. 20-29, 2014.

GAVALDÀ, J.; MASSONS, J.; DÍAZ, F. Experimental study on a self-adapting Darrieus—Savonius wind machine. *Solar & Wind Technology*, v. 7. n. 4, p. 457-461, 1990.

GARBER, Marcos Fernando. Estruturas flutuantes para a exploração de campos de petróleo no mar (FPSO): apoio à decisão na escolha do sistema. 91 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia). Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2002.

GIL, Antonio Carlos. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2008.

GRAY, D. E. **Pesquisa no mundo real**. Tradução: Roberto Cataldo Costa. Revisão técnica: Dirceu da Silva. 2. ed. Porto Alegre: Penso, 2012.

GE REPORTS BRASIL. Energia que vem do vento: GE entrega a primeira Nacelle fabricada no Brasil. 2015. Disponível em: <<http://www.gereportsbrasil.com.br/post/110624173646/energia-que-vem-do-vento-ge-entrega-a-primeira>>. Acesso em: 08 jun. 2022

GWEC (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL). Global Wind Report 2022. Brussels, Belgium, 2022.

HARRIS, Lee E. Artificial reefs for ecosystem restoration and coastal erosion protection with aquaculture and recreational amenities. **Reef Journal**, v. 1, n. 1, p. 235-246, 2009.

HERNÁNDEZ-DELGADO, Edwin A. The emerging threats of climate change on tropical coastal ecosystem services, public health, local economies and livelihood sustainability of small islands: Cumulative impacts and synergies. **Marine Pollution Bulletin**, v. 101, n. 1, p. 5-28, 2015.

HYLKEMA, Alwin et al. Artificial reefs in the Caribbean: A need for comprehensive monitoring and integration into marine management plans. **Ocean & Coastal Management**, v. 209, p. 105672, 2021.

HOFFMANN, L.; GÜNTHER, G; LI, D.; STEIN, O.; WU, X.; GRIESSBACH, S.; HENG, Y.; KONOPKA, P.; MÜLLER, R.; VOGEL, B. & WRIGHT, J.S. From ERA-Interim to ERA5: The considerable impact of ECMWF's next-generation reanalysis on Lagrangian transport simulations. **Atmospheric Chemistry and Physics**, 19, 3097-3124, 2019. doi: 10.5194/acp-19-3097-2019.

HORNGREN, C. T. et al. **Contabilidade de custos**. 9. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2000

ICF INTERNATIONAL. **Decommissioning Methodology and Cost Evaluation**. US Department of the Interior Bureau of Safety and Environmental Enforcement, Virginia, 2016.

INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS - IBAMA. Instrução Normativa nº 28, de 24 de dezembro de 2020. Estabelecer procedimentos a serem observados no licenciamento ambiental para recifes artificiais, no âmbito das atribuições atribuídas à União. Brasília, 2020.

INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS – IBAMA . Mapas de projetos em licenciamento - Complexos Eólicos Offshore. 2021. Disponível em: www.ibama.gov.br/laf/consultas/mapas-de-projetos-em-licenciamento-complexos-eolicos-offshore Acesso em: 21 dez 2022.

INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS - IBAMA. Termo de Referência. Processo nº 02001.016155/2020-35. Brasília, 2020.

IPCC. **Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability**. Part A: Global and Sectoral Aspects. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, 2014.

JENNE, R. L. et al. **The NMC/NCAR CDAS/Reanalysis Project**. College Park, NOAA, 1993.

KAISER, M.J.; LIU M. Decommissioning cost estimation in the deepwater U.S. Gulf of Mexico – Fixed platforms and compliant towers. *Marine Structures*. v. 37, p. 1–32, 2014. doi: <https://doi.org/10.1016/j.marstruc.2014.02.004>.

KO, Dong Hui; JEONG, Shin Taek; KIM, Yoon Chil. Assessment of wind energy for smallscale wind power in Chuuk State, Micronesia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.52, p.613–622, 2015.

LALOYAUX, P.; DE BOISSESON, E.; BALMASEDA, M.; BIDLOT, J.; BROENNIMANN, S.; BUIZZA, R.; DALHGREN, P.; DEE, D.; HAIMBERGER, L.; HERBACH, H.; KOSAKA, Y.; MARTIN, M.; POLI, P.; RAYNER, N.; RUSTEMEIER, E. & SCHEPERS, D. CERA-20C: A Coupled Reanalysis of the Twentieth Century. *Journal of Advances in Modeling Earth Systems*, 10, 1172–1195, 2018. doi:10.1029/2018MS001273

LARTAUD, F. et al. Growth patterns in long-lived coral species. **Marine Animal Forests**, p. 1-32, 2016.

LOPES, S.; COSTA, M. T.; FERNÁNDEZ-LLIMÓS, F.; AMANTE, M. J.; LOPES, P. F. A Bibliometria e a Avaliação da Produção Científica: indicadores e ferramentas. *Actas*. n. 11, 2012.

LUCZYNSKI, Estanislau. Os condicionantes para o abandono das plataformas offshore após o encerramento da produção. 2002. Tese (Doutorado em Energia). Universidade de São Paulo, São Paulo.

MACHADO, C. J. S; TEIXEIRA, B. M.; VILANI, R. M. O processo de licenciamento ambiental e a fase do descomissionamento da indústria do petróleo no Brasil. In: IX

Congresso Nacional de Excelência em Gestão, Rio de Janeiro. Anais do IX Congresso Nacional de Excelência em Gestão, 2013.

MAIENZA, C. et al. A comparative analysis of construction costs of onshore and shallow- and deep-water offshore wind farms. In: **Conference of the Italian Association for Wind Engineering**. Springer, Cham, 2018. p. 440-453.

MARGHERITINI, L.; COLALEO, G.; CONTESTABILE, P.; BJØRGÅRD, T.L.; SIMONSEN, M.E.; LANFREDI, C.; DELL'ANNO, A.; VICINANZA, D. Development of an Eco-Sustainable Solution for the Second Life of Decommissioned Oil and Gas Platforms: The Mineral Accretion Technology. *Sustainability*, 12, 3742, 2020. <https://doi.org/10.3390/su12093742>

MARINHA DO BRASIL. Diretoria de Portos e Costas. Relatório das Plataformas, Navios Sonda, FPSO e FSO. 2022. Disponível em: https://www.marinha.mil.br/dpc/sites/www.marinha.mil.br.dpc/files/decl_conform/PLATAFORMAS%20PETR%C3%93LEO27JAN2022.pdf. Acesso em: 20 jan. 2022.

MARINHA DO BRASIL. Carta 22300: De Maceió a Aracaju. Available in: <https://www.marinha.mil.br/chm/dados-do-segnav-cartas-raster/de-maceio-aracaju>, 2021. Accessed on Jun 10, 2022.

MARTINS, I. D. et al. A review of the multicriteria decision analysis applied to oil and gas decommissioning problems. *Ocean & Coastal Management*. V. 184, p. 105000, 2020. doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2019.105000

MAASS, M. et al. Changes in biodiversity and trade-offs among ecosystem services, stakeholders, and components of well-being: the contribution of the International Long-Term Ecological Research network (ILTER) to Programme on Ecosystem Change and Society (PECS). **Ecology and Society**, v. 21, n. 3, 2016.

MATHEW, S. Wind energy: fundamentals, resource analysis and economics. Berlin: Springer, 2006.

MELLO, C. A.; POSSATTO, F. E.; FREDO, G. C. **REBIMAR: Levando a região costeira paraense para sala de aula.** Pontal do Paraná, Associação MarBrasil, 2011.

MELO, Elbia. Fonte eólica de energia: aspectos de inserção, tecnologia e competitividade. **Estudos Avançados**, v. 27, p. 125-142, 2013.

MENDES, V. R. V. et al. Verificação estrutural de uma torre de suspensão treliçada conforme os critérios da norma IEC 60826. 2020.

MENEZES, Paula Vale. Metodologias de Análise e Projeto de Estruturas Reticuladas na Exploração de Petróleo Offshore. 99 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2007.

MILANI, E. J.; ARAÚJO, L. M. Recursos Minerais Energéticos: Petróleo. In: BIZZI, L. A.; SCHOBENHAUS, C.; VIDOTTI, R. M.; GONÇALVES, J. H., Org (s). Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil. Brasília: Editora da Universidade de Brasília, 2003, p. 541-577.

MIMMI, F.; NUNES, R.D.; SILVA, M.M.; SOUZA, G.L. Offshore Fixed Platforms Decommissioning: Mapping of the Future Demand in the Brazilian Context. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2, Rio de Janeiro, 2015. Papers, Rio de Janeiro, SPE, p. 1-18 (OTC-26159-MS), 2015.

MONI, R.C.; QUELHAS, O.L.G; FRANÇA, S.L.B; MEIRIÑO, M.J. O gerenciamento de resíduos na indústria de petróleo e gás: uma proposta de gestão integrada. Interciência, 36(11), 808-815, 2011.

MOTTA, R. S. Manual para Valoração Econômica de Recursos Ambientais. 1. ed. Brasília: Ministério do Meio Ambiente, 1998. v. 1. 218p.

NG, C.; RAN, L. Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation. Woodhead Publishing, 2016. 634 p.

ONUDI - ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS PARA O DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL. Energia Mini Eólica. Programa de Capacitação em Energias Renováveis. Disponível em: <<http://www.renenergyobservatory.org/br/programa-de-capacitacao/energia-minieolica.html>>. Acesso em: 15 dez 2018.

PACHECO, Luciana Marçal. Metodologia de Planejamento, Monitoramento e Controle de Projetos de Engenharia – Estudo de Caso: Revitalização de Plataformas. 290 f. Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2009.

PADILHA, R. A.; HENKES, J. A. A utilização de recifes artificiais marinhos como ferramenta de recuperação da fauna marinha. **Revista Gestão & Sustentabilidade Ambiental**, v. 1, n. 1, p. 41-73, 2012.

PALMIAGIANI, F. Oil and gas decommissioning bill set to hit \$85 billion by 2030. **Upstream**, London, 2020. Disponível em <www.upstreamonline.com/field-development/oil-and-gas-decommissioning-bill-set-to-hit-85-billion-by-2030/2-1-924479> Acesso em: 04 abr. 2021.

PANDIT, R; KOLIOS, A. SCADA data-based support vector machine wind turbine power curve uncertainty estimation and its comparative studies. **Applied Sciences**, v. 10, n. 23, p. 8685, 2020.

PARIZOTTO, R. R.; NOGUEIRA, C. E. C.; SIQUEIRA, J. A. C.; PETRÓ, E. Análise e viabilidade técnica de implantação de aerogeradores eólicos de pequeno porte em residências. *Acta Iguazu*, v.1, n.4, p. 55-64, 2012

PARRON, L. M. et al. Research on ecosystem services in Brazil: a systematic review. **Revista Ambiente & Água**, v. 14, 2019.

PETROBRÁS. Tipos de Plataformas. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>>. Acesso em: 04 jun. 2016.

PICOLO, A. P.; RÜHLER, A. J.; RAMPINELLI, G. A. Uma abordagem sobre a energia eólica como alternativa de ensino de tópicos de física clássica. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, v.36, n.4, p. 1-13, 2014.

PINTO, Milton de Oliveira et al. Fundamentos de energia eólica. Rio de Janeiro: LTC, 2014.

RAMOS, F.; SEIDLER, N. Estudo da energia eólica para aproveitamento em pequenos empreendimentos. **Vivências** (URI. Erechim), v. 7, n. 13, p. 108-127, 2011.

REARDON, M. J. Review of the geotechnical aspects of jack-up unit operations. *Ground Engineering*, v. 19, n. 7, p. 21-26, 1986.

REN, Zhengru et al. Offshore wind turbine operations and maintenance: A state-of-the-art review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 144, p. 110886, 2021.

RIDLEY, D. **The Literature Review: A Step-by-step Guide for Students**. 2 ed. Londres: Sage, 2012.

SANTOS-MARTÍN, F. et al. 4.2. Socio-cultural valuation approaches. Mapping ecosystem services, p. 102, 2017.

SARUKHÁN, José et al. Capital natural de México, Síntesis: Conocimiento actual, evaluación y perspectivas de sustentabilidad. Cidade do México: CONABIO, 2008.

SCHULZE, Anja et al. Artificial reefs in the Northern Gulf of Mexico: Community ecology amid the “Ocean Sprawl”. **Frontiers in Marine Science**, v. 7, p. 447, 2020.

SEAMAN, W. Artificial habitats and the restoration of degraded marine ecosystems and fisheries. In: Biodiversity in Enclosed Seas and Artificial Marine Habitats. Springer, Dordrecht, 2007. p. 143-155.

SENADO FEDERAL. CI aprova marco legal para exploração da energia gerada em alto-mar. 2022. Disponível: <<https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2022/08/17/ci-aprova-marco-legal-para-exploracao-da-energia-gerada-em-alto-mar>>. Acesso em 11 set. 2022.

SEVAN MARINE. Presentation Q3: 2006, Oslo, 2006

SIMAS, M.; PACCA, S. Energia eólica, geração de empregos e desenvolvimento sustentável. **Estudos Avançados**. v. 27, p. 99–115, 2013.

SIEMENS. Powered by partnership: Sustainable solutions for your offshore wind power project. Hamburgo: Wind Power and Renewables Division, 2016. Disponível em: <<http://www.siemens.com/content/dam/internet/siemens-com/global/market-specificsolutions/wind/brochures/siemens-wind-power-offshore-solutions-brochure-webdoublepages.pdf>> Acesso em: 10 fev. 2019.

SNYDER, B.; KAISER, M. J. Ecological and economic cost-benefit analysis of offshore wind energy. **Renewable Energy**. v.34, p.1567-1579, 2009.

SPINAK, E. Indicadores cienciométricos. *Ciência da informação*, v. 27, n. 2, p. 141-148, 1998.

SOKAL, Robert R. Classification: Purposes, Principles, Progress, Prospects: Clustering and other new techniques have changed classificatory principles and practice in many sciences. *Science*, v. 185, n. 4157, p. 1115-1123, 1974.

SOMMER, B.; FOWLER, A.M.; MACREADIE, P.I.; PALANDRO, D.A.; AZIZ, A.C.; BOOTH, D.J. Decommissioning of offshore oil and gas structures – Environmental opportunities and challenges. *Science of the Total Environment*, 658, 973-981, 2019.

SREENIVASAN, D. Wind Turbine Tower Technology. **Indian Wind Power**. v. 2, n.1, p. 6-9, 2016.

STEHLY, T.J.; HEIMILLER, D.M.; SCOTT, G.N. 2016 Cost of Wind Energy Review (No. NREL/NREL/TP-6A20-70363). Golden, CO (United States), National Renewable Energy Lab (NREL), 38p. 2017. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70363.pdf>>. Acesso em: 21 mai. 2018.

STERLING, G. H.; KREBS, J. E.; DUNN, F. P. The Bullwinkle Project: An Overview. In: Offshore Technology Conference, 1989, Houston, OTC 6049; 1–4 May 1989

TAN, Yi et al. Cost and environmental impact estimation methodology and potential impact factors in offshore oil and gas platform decommissioning: A review. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 87, p. 106536, 2021.

TECHERA, E. J.; CHANDLER, J. Offshore installations, decommissioning and artificial reefs: Do current legal frameworks best serve the marine environment?. **Marine Policy**, v. 59, p. 53-60, 2015.

TEIXEIRA, B. M.; MACHADO, C. J. S. Marco regulatório brasileiro do processo de descomissionamento ambiental da indústria do petróleo. **Revista de Informação Legislativa**, v. 196, p. 183-203, 2012.

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro, Interciência, 2001.

TODD, Victoria Louise Georgia; WARLEY, Jane Clare; TODD, Ian Boyer. Meals on wheels? A decade of megafaunal visual and acoustic observations from offshore oil & gas rigs and platforms in the North and Irish seas. **PloS one**, v. 11, n. 4, p. e0153320, 2016.

U.S. BUREAU OF LABOR STATISTICS. **CPI Inflation Calculator**. 2022. Disponível em: <https://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm>. Acesso em: 31 ago. 2022.

THORÉN, H.; STÅLHAMMAR, S. Ecosystem services between integration and economics imperialism. **Ecology and Society**, v. 23, n. 4, 2018.

UN.The Sustainable Development Goals Report. 2022. Disponível em: <https://unstats.un.org/sdgs/report/2022/The-Sustainable-Development-Goals-Report-2022.pdf> Acesso em: 20 dez. 2022.

UNCCD. **The New Delhi Declaration: Investing in Land and Unlocking Opportunities**. Disponível em: <https://www.unccd.int/news-stories/press-releases/new-delhi-declaration-investing-land-and-unlocking-opportunities>. Acesso em: 21/12/2021.

VALPY, B. et al. **Future renewable energy costs: 57 technology innovations that will have great impact on reducing the cost of electricity from European offshore wind farms**. UK: InnoEnergy & BVG Associates, 2017. 100 p

VAN ELDEN, Sean et al. Offshore oil and gas platforms as novel ecosystems: A global perspective. **Frontiers in Marine Science**, v. 6, p. 548, 2019.

Vestas. **V164-8.0MW**. Disponível em: <https://www.vestas.com/en/products/offshore/V164-8-0-MW>, 2021. Acesso em 13 dez. 2021.

VIHERVAARA, P. et al. Biophysical quantification. In: BURKHARD, B.; MAES, J. (Eds.). *Mapping Ecosystem Services*. Sofia: Pensoft Publishers, 2017. p. 93-101.

VIKANE, R; SELVIK, J. T.; ABRAHAMSEN, E. B. Initiatives in UK offshore decommissioning following the Wood Review: applicability for decommissioning in Norway. In: **SPE Offshore Europe Conference & Exhibition**. OnePetro, 2021.

VRIES, W. E. et al. Final report WP 4.2: support structure concepts for deep water sites: deliverable D4. 2.8 (WP4: offshore foundations and support structures). 2011.

WAIANDT, C. **Pesquisa e Desenvolvimento**. 1. ed. Salvador: SEAD/UFBA, 2019. v. 1. 144p.

WANG, Q.; LI, R. Research status of shale gas: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, p. 715-720, 2017.

WALLACE, Ken J. Classification of ecosystem services: problems and solutions. *Biological conservation*, v. 139, n. 3-4, p. 235-246, 2007.

WINDEUROPE. The European offshore wind industry: Key trends and statistics 2016. Bruxelas, 2016. Disponível em: <<https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/aboutwind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2016.pdf>>. Acesso em: 10 fev. 2019.



Anuário do Instituto de Geociências - UFRJ
www.anuario.igeo.ufrj.br

**Avaliação da Geração Eólica como Alternativa ao Descomissionamento
de Plataformas Petrolíferas Fixas nos Mares Brasileiros**
Evaluation of Wind Generation as Alternative to the Decommissioning
of Fixed Petroleum Platforms in the Brazilian Seas

Douglas Vieira Barboza¹; Marcos Alexandre Teixeira²; Marcio Cataldi² & Marcelo Jasmim Meiriño¹

¹Universidade Federal Fluminense, Laboratório de Tecnologia, Gestão de Negócios & Meio Ambiente, Rua Passo da Pátria 156, 24210-240, São Domingos, Niterói, RJ, Brasil

²Universidade Federal Fluminense, Departamento de Engenharia Agrícola e Meio Ambiente, Rua Passo da Pátria 156, 24210-240, São Domingos, Niterói, RJ, Brasil

E-mails: douglasbarboza@id.ufrj.br; marcos_teixeira@id.ufrj.br; marcio.cataldi@gmail.com; marcelojm@id.ufrj.br

Recebido em: 18/06/2020 Aprovado em: 07/08/2020

DOI: http://doi.org/10.11137/2020_3_455_466

Resumo

Este estudo tem como objetivo avaliar a atratividade da instalação de aerogeradores em plataformas fixas de produção de petróleo como uma opção para estender o uso da estrutura de suporte da plataforma e sua contribuição potencial para a matriz energética nacional. Foram realizadas uma análise da climatologia dos ventos das regiões das plataformas e uma análise econômico-financeira para indicar a viabilidade para a geração eólica *offshore* ao longo da costa brasileira. A partir da climatologia foram identificadas as bacias de Sergipe-Alagoas, Ceará e Potiguar, como as detentoras das melhores capacidades de geração de energia eólica, entre as regiões avaliadas, mas que, ainda assim, apresentaram baixa atratividade econômico-financeira em comparação com a geração eólica em terra, não sendo viável a utilização de jaquetas na plataforma continental brasileira como suporte à geração eólica.

Palavras-Chave: *Plataformas de Petróleo; Geração Eólica Offshore; Planejamento Energético*

Abstract

This study aims to evaluate the attractiveness of the installation of aerogenerators over fixed decommissioned oil production platforms as an option to extend the life use of the platform support structure and its potential contribution to the national energy matrix. An analysis of the wind regime at the regions where the platforms operate was carried out and an economic-financial analysis was delivered to indicate the viability to the offshore wind generation along the Brazilian coast. Based on climatology, the Sergipe-Alagoas, Ceará and Potiguar basins were identified as having the best wind power generation capacities among the regions evaluated, but which nevertheless had low economic-financial attractiveness compared to the wind generation onshore, and it is not feasible to use jackets on the Brazilian continental shelf as support for wind generation.

Keywords: *Oil Platforms; Offshore Wind Generation; Energy Planning*



Proceedings of the 3rd South American International Industrial Engineering and Operations Management Conference, Asuncion, Paraguay, Jul 19-21, 2022

Maintenance of Ecosystem Services Combined with Wind Generation as an Alternative to the Decommissioning of Fixed Platforms

Douglas Vieira Barboza
Petropolis School of Engineering
Fluminense Federal University
Petrópolis, Rio de Janeiro, Brazil
douglasbarboza@id.uff.br

Marcelo Jasmim Meiriño
Department of Civil Engineering
Fluminense Federal University
Niterói, Rio de Janeiro, Brazil
marcelojm@id.uff.br

Sérgio Ricardo da Silveira Barros
Department of Geoenvironmental Analysis
Fluminense Federal University
Niterói, Rio de Janeiro, Brazil
sergiobarros@id.uff.br

Abstract

Ecosystem services sustain life and biodiversity, in addition to making resources available to humans, and it is common for ecosystems to develop into structures created by man over time. This is the case of oil platforms, especially fixed ones, which according to Brazilian legislation, must be decommissioned at the end of the viability of oil production, but which may not be thinking about the loss of biodiversity. This work proposes a solution that maintains ecosystem services and still has financial potential to generate clean and renewable energy from the winds. For this, a proposal is built based on climatological, geographic, and wind power generation market data that seeks to demonstrate the financial viability of the specific case of the Robalo 1 Platform, which is located about 50 kilometers from other platforms to be decommissioned, in the Sergipe-Alagoas Basin, Brazil. It was found that when minimally valuing ecosystem services such as artificial reefs and integrating wind generation for the non-decommissioning of the fixed platform substructure, from the point of view of net present value, the project proves to be viable.

Keywords

Environmental Services, Offshore Wind Energy, Offshore Decommissioning, Oil Platform and Reuse

1. Introduction

According to the Brazilian Ministry of the Environment - MMA (2020), ecosystem services are about the benefits that nature brings to people, being vital for human well-being and economic activities. Thus, they can be classified into ecosystem services of provision, regulation, cultural and support.

APÊNDICE C – PLATAFORMAS COM POSICIONAMENTO, PROFUNDIDADE E VENTOS À 100 METROS DE ALTURA

NOME	TIPO	LAT	LONG	NORTE	ESTE	PROFUNDID	VENTO_100M
CAIOBA 1 (PCB01)	FIXA (DESABILITADA)	-11,0082	-36,93273	8782335,54	725876,02	16	6,1070
CAIOBA 2 (PCB02)	FIXA (DESABILITADA)	-11,00052	-36,92472	8783179,20	726757,45	16	6,1160
CAIOBA 3 (PCB03)	FIXA (DESABILITADA)	-10,99598	-36,92368	8783680,71	726874,61	16	6,1257
CAIOBA 4 (PCB04)	FIXA (DESABILITADA)	-11,00718	-36,92582	8782443,18	726632,11	16	6,1138
CAMORIM 1 (PCM-1)	FIXA (DESABILITADA)	-10,99395	-36,99482	8783958,15	719099,79	13,6	6,0554
CAMORIM 2 (PCM-2)	FIXA (DESABILITADA)	-10,98452	-36,9822	8784992,19	720486,27	13,6	6,0814
CAMORIM 3 (PCM-3)	FIXA (DESABILITADA)	-10,96783	-36,97737	8786835,13	721026,67	12,8	6,0929
CAMORIM 4 (PCM-4)	FIXA (DESABILITADA)	-10,9855	-36,96477	8784870,92	722390,87	13,4	6,1026
CAMORIM 5 (PCM-5)	FIXA (DESABILITADA)	-10,99952	-36,97212	8783325,25	721576,95	13,4	6,0842
CAMORIM 6 (PCM-6)	FIXA (DESABILITADA)	-10,98333	-36,93287	8785087,21	725879,66	19,5	6,1316
CAMORIM 7 (PCM-7)	FIXA (DESABILITADA)	-11,01398	-36,98843	8781737,47	719783,42	13,4	6,0585
CAMORIM 8 (PCM-8)	FIXA (DESABILITADA)	-10,98808	-36,938	8784565,53	725315,26	19,5	6,1207
CAMORIM 10 (PCM-10)	FIXA (DESABILITADA)	-10,97747	-36,95355	8785751,00	723623,42	13,4	6,1194
DOURADO 1 (PDO-1)	FIXA (DESABILITADA)	-11,09837	-36,95975	8772379,69	722854,42	27	6,0255
DOURADO 2 (PDO-2)	FIXA (DESABILITADA)	-11,11517	-36,96655	8770526,09	722098,66	18,2	6,0165
DOURADO 3 (PDO-3)	FIXA (DESABILITADA)	-11,1199	-36,97897	8770012,05	720738,03	18,2	6,0078

	DA)						
GUARICEMA 1 (PGA-1)	FIXA (DESABILITADA)	-11,14925	-37,04915	8766816,30	713048,76	25	5,9821
GUARICEMA 2 (PGA-2)	FIXA (DESABILITADA)	-11,1645	-37,05257	8765131,64	712664,04	24	5,9767
GUARICEMA 3 (PGA-3)	FIXA (DESABILITADA)	-11,14275	-37,03998	8767528,79	714055,32	25	5,9843
GUARICEMA 4 (PGA-4)	FIXA (DESABILITADA)	-11,13175	-37,04753	8768751,18	713238,50	25	5,9853
GUARICEMA 5 (PGA-5)	FIXA (DESABILITADA)	-11,15367	-37,06187	8766336,44	711655,94	25	5,9785
GUARICEMA 7 (PGA-7)	FIXA (DESABILITADA)	-11,20232	-37,07955	8760966,89	709689,51	27	5,9645
GUARICEMA 8 (PGA-8)	FIXA (DESABILITADA)	-11,17753	-37,0185	8763665,36	716376,27	33	5,9796
ROBALO 1 (PRB-1)	FIXA (DESABILITADA)	-10,65353	-36,63528	8821342,14	758696,98	12,6	6,4273

ANEXO D – MEMÓRIA DE CÁLCULO DA GERAÇÃO DE ENERGIA PARA PARQUE EÓLICO – EXEMPLO CAIOBA 1

Parâmetro de forma; valor suposto para
k 4 *ilhas*
c 6,86 *Parâmetro de escala; é a velocidade do período sobre 0,89*
Vento Anual 6,11

CAIOBA 1 (PCB01)			
V(m/s)	Watt	P(v)	
1	0	0,18%	0,0000
2	0	1,43%	0,0000
3	0	4,70%	0,0000
4	280000	10,29%	28806,3744
5	773000	17,01%	131508,7707
6	1514000	21,72%	328850,9181
7	2510000	20,95%	525923,9077
8	3765000	14,56%	548210,5609
9	5348000	6,82%	364711,4085
10	7312000	1,98%	145004,8407
11	9695000	0,33%	31544,3711
12	10000000	0,03%	2702,4495
13	10000000	0,00%	100,7309
14	10000000	0,00%	1,4763
15	10000000	0,00%	0,0074
16	10000000	0,00%	0,0000

17	10000000	0,00%	0,0000
18	10000000	0,00%	0,0000
19	10000000	0,00%	0,0000
20	10000000	0,00%	0,0000
21	10000000	0,00%	0,0000
22	10000000	0,00%	0,0000
23	10000000	0,00%	0,0000
24	10000000	0,00%	0,0000
25	10000000	0,00%	0,0000
26	0	0,00%	0,0000

Fc 21,07366

Total 100,00% **2107365,8162** Potência média mensal produzida pelo aerogerador neste local (W)
18460,52 MWh por ano 50,57678 MWh por dia
1538,38 MWh por mês 2,107366 MWh por hora
548210,5609 Potência máxima em W