

2 DADOS DO EMPREENDIMENTO

2.1 HISTÓRICO DO EMPREENDIMENTO

O objeto deste Estudo de Impacto Ambiental é o Parque Eólico Offshore Caucaia, que tem sua localização planejada no município de Caucaia. Este Parque eólico é composto de 59 aerogeradores organizados da seguinte forma:

- 48 aerogeradores, construídos em mar aberto, com potência de 12 MW, para uma potência total de 576 MW.
- 11 molhes em formato senoidal, construídos para solucionar o problema de erosão na costa do Icaraí e evitar que este problema seja deslocado para as costas do Cumbuco e porto do Pecém.
- 11 aerogeradores de 2 MW totalizando 22 MW, construídos na extremidade dos molhes para aproveitamento dos ventos semi-offshore para geração de energia limpa.
- 1 subestação elevadora montada em plataforma nas tensões de 34,5 / 230 kV, composta de dois transformadores na potência de 260 MVA cada um, com barramentos e disjuntores isolados a gás.
- Linha de transmissão submarina em 230 kV com aproximadamente 5 km até a subestação de transição em terra.
- 1 subestação de transição em terra em 230 kV composta pela conexão da linha de transmissão submarina com a linha de transmissão aérea/subterrânea.
- Linha de transmissão aérea/ subterrânea em 230 kV com aproximadamente 14 km do traçado subterrâneo e mais 18 km do traçado aéreo até a subestação do Sistema Interligado Nacional - SIN no Pecém.

A concepção deste projeto se iniciou em meados de 2012 com a apresentação do Estudo de Impacto Ambiental no ano de 2019.

O início do projeto offshore foi precedido pela assinatura de um memorando de entendimento com a prefeitura de Caucaia e o INPH (Instituto Nacional de pesquisas hidroviárias), onde discutiam-se e buscava-se uma solução para lidar com o problema

da erosão costeira, no norte do Rio Ceará. Um estudo preliminar foi feito pelo INPH sobre um sistema de quebra-mar durante o mesmo período em que começamos a propor o parque eólico offshore e o memorando de entendimento foi rubricado com os seguintes objetivos:

- (a) reavaliar a eficácia do sistema de quebra-mar;
- (b) estudar a possibilidade de implementar o sistema de quebra-mar como sistema de compensação/aprimoramento ambiental/econômico.

O estudo para revisar a eficácia do sistema do quebra-mar foi confiado ao Departamento Ciências para o Meio Ambiente da Universidade de Nápoles Parténope e foi realizado pelos professores Giovanni Sgubin e Stefano Pierini, sendo coordenado pelo professor Mario Vultaggio.

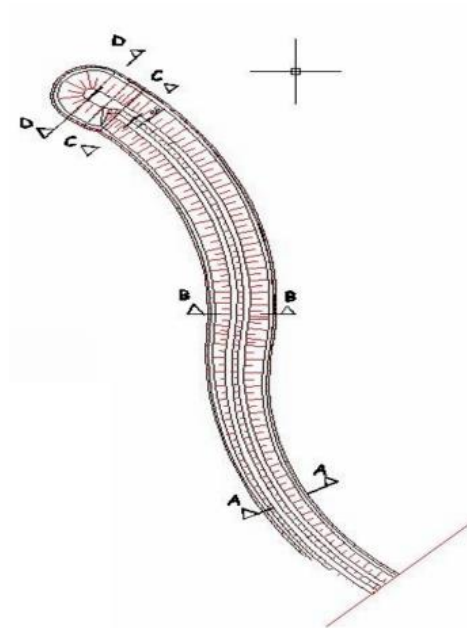
O objetivo do estudo foi descobrir, através de modelagem numérica, os efeitos da introdução de uma série de quebra-mares na região de Caucaia. Nos últimos anos, esta região foi atingida por uma forte erosão, provavelmente devido à recente construção do molhe do Titã e do espigão da praia do futuro a Mucuripe, no sul de Caucaia.

Para o estudo foi utilizado o Modelo de Princeton Ocean (POM), um dos modelos mais difundidos de correntes marítimas gerais na comunidade marinha, que foi implementado em dois campos diferentes de cálculo e em diferentes cenários, com e sem quebra-mar.

Os resultados mostraram como a inclusão de 11 quebra-mar poderia afetar a corrente de água geral pela costa.

Em particular, foi salientado, como a configuração senoidal ("S") tem o potencial para gerar uma célula de recirculação marítima (fraca) entre dois quebra-mares adjacentes, que hipoteticamente deve impedir uma perda de sedimentos da costa, como visto na Figura 2.1.1.

Figura 2.1.1 - Configuração do quebra – mar.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Também foi realizado um ensaio preliminar sobre a influência do quebra-mar nas ondas mais longas espalhadas, no entanto, esta seção poderia ser melhorada através da adoção de métodos mais sofisticados na implementação do gerador de ondas e aumentando a resolução temporal geral do modelo. O modelo sugerido será melhor ressaltado no capítulo 4 do estudo de impacto ambiental.

A Figura 2.1.2 abaixo ilustra uma linha do tempo com os principais marcos do projeto.

Figura 2.1.2 – Linha do tempo do Projeto Eólico Offshore Caucaia



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

10/04/2012: A presente proposta de instalação eólica começa a ser moldada a partir da necessidade de encontrar uma solução para os problemas da erosão, na costa do município de Caucaia. Houveram reuniões com algumas partes interessadas do governo municipal e da iniciativa privada, com o objetivo de aliar o setor privado e público na geração de energia limpa.

15/10/2015: É criada a empresa multinacional BI Energia Ltda em associação com a iniciativa privada Italiana, do grupo Impresse Sviluppo e empresários brasileiros. Esta empresa foi criada com o propósito de obtenção das licenças ambientais necessárias para a confecção do projeto executivo do Parque Eólico Offshore Caucaia e sua respectiva construção.

16/03/2016: Elaboração de um projeto preliminar da usina eólica offshore, e juntamente com sua confecção, é dada entrada do projeto junto ao IBAMA visando a obtenção da Licença Prévia.

17/08/2017: Reunião junto com o IBAMA para a esclarecimento de duvidas referentes a elaboração do estudo ambiental descrito no Termo de Referência. Esta reunião se fez necessária devido ao caráter pioneiro do projeto, sendo o primeiro projeto eólico offshore do Brasil.

29/11/2018: I Workshop de Licenciamento Ambiental de Projetos Eólicos Offshore, realizado pela empresa BI Energia e SAIPEM S.P.A. Neste workshop

Raoni Ceci

contamos com a presença de membros ilustres do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, Empresa de Pesquisa Energética - EPE, Universidade Federal do Ceará - UFC, Universidade Estadual do Ceará - UECE, Marinha do Brasil, Prefeitura de Caucaia, Petrobras, Superintendência Estadual do Meio Ambiente - SEMACE, ADECA, Secretaria de Infraestrutura do Estado do Ceará - SEINFRA, etc. Este evento também foi agraciado com palestras de grandes nomes no cenário internacional, tais como:

✓ **Gaetano Gaudiosi (Mediador)** - Engenheiro naval pela Universidade de Nápoles em 1959. Atualmente é Presidente Honorário, desde 2012, após Presidência da Associação OWEMES, fundada em 2006 para energias renováveis marinhas e eólicas no Mar Mediterrâneo. Diretor nos programas de energia eólica da ENEA; consultor sênior e líder de projeto italiano CE (1990-2001), Membro Italiano no Acordo de Implementação de I & D da IEA (1984) -1990) e Especialista da Comissão Europeia para a avaliação de propostas de projetos de energia eólica e oceânica. Editor em 2003 de Engenharia Eólica para energia eólica Offshore e Co-Editor, com o Prof. John Twidell, do livro "Offshore Power" da MultiScience –UK em 2009. Desenvolveu atividades de ensino em energia eólica por muitos anos na Itália e outros países (Malta, Marrocos, Vietnã). Trabalhou (1961-1980) com reatores nucleares (BWR e PWR) na Itália, EUA e Suécia.

✓ **Wojciech Wlodarczyk (Legislação Europeia no Procedimento de Avaliação do Impacto Ambiental)** - Diretor de Políticas da Diretoria Geral de Meio Ambiente da Comissão Europeia, Mainstreaming & Environmental Assessments Unit. Foi responsável pela avaliação do impacto ambiental de projetos de infraestrutura no domínio dos transportes e energia.

✓ **Claudio Fossati (Impacto Acústico Subaquático e Impacto Ambiental na Fauna Marinha e Aves)** – Ph.D. em Comportamento Animal na Universidade de Pavia (2011), membro do worktable do Ministério do Meio Ambiente italiano Airgun. Consultor da OTAN SACLANT, da Columbia University e da WWF. Membro de equipes internacionais de pesquisa com: Instituto Oceanográfico Woods Hole, Agência Europeia de Defesa, TI da Marinha, Universidade St Andrews, CONISMA.

- ✓ **Mario González (Energia Eólica Offshore no Brasil: Oportunidades e Desafios)** - Doutor em Engenharia de Produção pela UFSCar. Graduado em Engenharia Industrial e especialista em Open Innovation. Coordenador do grupo de pesquisa CRIAÇÃO - Inovação de produtos e processos nas cadeias de valor de energia eólica e solar.
- ✓ **Gianni Pavan (Atividades de Monitoramento Marinho)** - Professor de Bioacústica e de Ecologia no Departamento de Ciências da Terra e do Ambiente da Universidade de Pavia desde 2006. Pesquisador associado do INFN-LNS Catania desde 2003.
- ✓ **Cheryl Stahl (Resumo dos Impactos Socioeconômicos da Energia Eólica Offshore no Mar do Norte)** - Bacharel em Ciência da Universidade do Sul da Flórida e está cursando Mestrado em Ciências no Instituto de Tecnologia da Geórgia, com foco em Análise de Dados. Ela tem mais de 30 anos de experiência em consultoria ambiental e de segurança, com foco no desenvolvimento de energia eólica offshore nas Américas. Atualmente é consultora principal da DNV GL
- ✓ **Antonio Bottone (Projeto Offshore Caucaia)** - Engenheiro ambiental formado pela Universidade Técnica Federico II de Nápoles em 2005 e especializado em projetos e desenvolvimento de fontes renováveis. Possui 10 anos de experiência em consultorias ambientais em paisagem . Trabalha na empresa Ten Project Srl Sociedade Italiana, empresa consultora do projeto Parque Eólico Offshore Caucaia, e possui experiência em estudos de impacto ambiental.
- ✓ **Lauro Puppim (Soluções de Construção e Aspectos Ambientais de Projetos Eólicos Offshore)** - Engenheiro Mecânico pela UFES e possui MBA em Gerenciamento de Projetos pela FIA-USP. Iniciou sua carreira na Petrobras, onde trabalhou por mais de 30 anos na área submarina e foi o responsável pela engenharia, especificação, instalação e manutenção de equipamentos submarinos. Atualmente é Diretor de Desenvolvimento de Negócios Subsea na Saipem do Brasil.
- ✓ **Michele Raffa (Impacto Social e Econômico do Projeto Offshore em Caucaia)** – Doutor, contador, especializou-se na criação e start-up de empresas e em projetos de desenvolvimento local, que vem fazendo desde 1989 na Soluzioni Coop Srl. Ele foi o criador e fundador da Fortore Energia SpA e diretor da Fortore Wind Srl (parceria com a BKW) e da Fortore Agroenergia Srl. Atualmente, presidente do Grupo Friendly Power e sócio marjoritário das empresas BI Energia LTDA e TenProject.

30/01/2019: Entrada no termo de concessão na Secretaria de Patrimônio da União - SPU, para que a marinha permita a construção na área marítima, que será ocupada pelo Parque Eólico Offshore Caucaia.

19/03/2019: Obtenção da carta de anuência do município de Caucaia, concedida pela prefeitura do município permitindo que o Parque Eólico Offshore Caucaia seja implementado em concordância com o planejamento do Plano Diretor do Município de Caucaia.

O layout do projeto foi definido levando em consideração as características geométricas das turbinas, compreendidas na faixa de potência estabelecida entre 5,6 e 12 MW. Foram testados alguns modelos de turbinas, e a configuração escolhida será descrita a seguir.

Especificamente, para a avaliação dos impactos ambientais descritos abaixo e para a definição do layout do projeto (Inter distâncias entre as turbinas e para fileiras paralelas), são considerados os tipos de turbinas cujas características dimensionais são as máximas possíveis, que podem gerar os maiores impactos ambientais, cujo esquema de projeto seja organizado de forma a não causar interferência anemológica entre as turbinas adjacentes e entre as linhas paralelas.

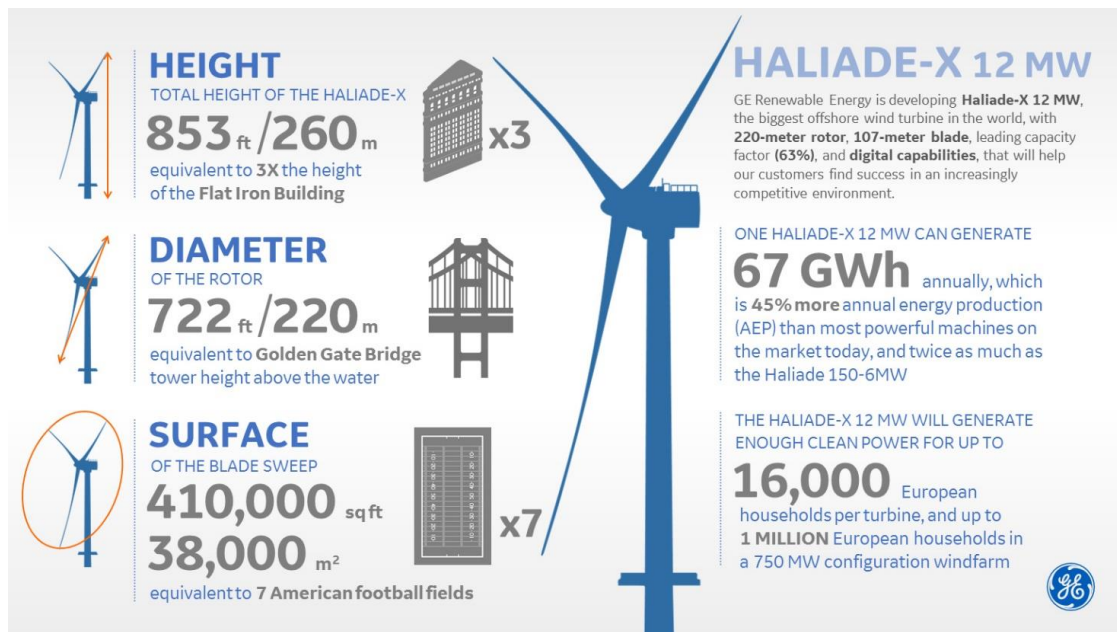
Para o melhor entendimento do projeto, este foi dividido em 3 subdivisões: Offshore, Semi-Offshore e Onshore. A parte Offshore do projeto constitui das 48 turbinas offshore, subestação marítima e cabos submarinos. A parte semi-offshore é constituída dos molhes e das 11 torres semi-offshore enquanto que a parte Onshore constitui da subestação terrestre e das linhas de transmissão.

- Com relação a parte Offshore do projeto

O modelo de turbina escolhido para a planta proposta foi a Haliade-X da GE. Esta turbina está em desenvolvimento e tem previsão para comercialização em 2021. Este modelo possui as seguintes características:

- Potência unitária: 12 MW
- Diâmetro: 220 m
- Altura do Hub: 150 m

Figura 2.1.3 –Brochura Comercial da Haliade-X



Fonte: GE Renewable Energy, 2019.

Para o sitio em questão, a partir da estimativa das características anemológicas, estimou-se uma velocidade constante do vento de aproximadamente 8,5 m/s (medida a 100 m de altura) para a qual existe um valor de produção de mais de 4500 horas / ano, com fator de capacidade que pode ser superior a 60%.

- Com relação a parte Semi-Offshore do projeto

Devido as problemáticas de erosão que assolam o litoral de Caucaia, professores da Universidade de Napoli desenvolveram um projeto composto de molhes de pedra curvos em formato senoidal, para permitir que a deposição de sedimentos continue enquanto protege a praia da erosão. O projeto dos molhes será posteriormente explicado de forma mais incisiva.

Nestes molhes, serão instaladas 11 turbinas de 2 MW da GE, que já estão em comercialização e em operação em alguns países da Europa. Estas são escolhas mais cabíveis pois são turbinas menores que as de 12 MW, tornando os impactos visuais próximos da costa bem menores. Estas turbinas tem as seguintes descrições.

- Potência unitária: 2MW
- Diâmetro: 116 m
- Altura do Hub: 90 m

Figura 2.1.4 –Características da GE 2MW

About our 2 MW Platform		
	2 MW-116	2 MW-127
Hub Heights	80m/90m/94m	89m
Tip Heights	138.3m/148.3m/152m	152.1m
Frequency	50Hz & 60Hz	60Hz
Blades	56.9m	62.2m
IEC Wind Class	IIs/IIIs	IIs/IIIs

Fonte: GE Renewable Energy, 2019.

Para a conexão, uma estação elétrica de 34,5/230 kV está prevista para ser construída em uma plataforma marítima, destinada a coletar a energia produzida pela usina eólica.

Também neste caso, como podemos observar nos capítulos seguintes, foi utilizado para simulações relacionadas à avaliação de impacto, um modelo que tenha impactos compatíveis com o setor ambiental e antrópico (especialmente em termos de saúde pública).

- Com relação à parte Onshore do projeto

A usina deverá ser conectada à rede elétrica nacional (regulada pela Aneel). A construção de uma rede elétrica é, portanto, necessária para conectar os aerogeradores entre si, pertencentes a cada subcampo, e à estação elétrica.

A partir da estação localizada em mar é prevista uma conexão, em parte marinha e em parte terrestre, até a estação de coleta a partir de uma conexão de 230 kV, necessária para transportar a energia produzida pela estação elétrica para uma estação 230 kV existente no Pecém, que permite a injeção da energia produzida na rede de transmissão. O ponto de conexão identificado é a estação de Pecém e a linha de transmissão em 230 kV que fará esta conexão será construída de acordo com

a rota indicada.

O parque eólico offshore situado em posição intermediária entre o Porto de Pecém e a cidade de Fortaleza, oferece a possibilidade para a realização de uma recuperação urbanística e ambiental de aproximadamente 14 quilômetros de costa, atualmente muito degradada pelo crescente fenômeno da erosão.

A Sociedade promotora visa desenvolver no estado do Ceará um projeto baseado na produção de energia eólica como ponto de partida para um desenvolvimento local auto-sustentável (recursos naturais, humanos e financeiros endógenos) envolvendo, para a realização de equipamentos e serviços, o sistema produtivo local e tradicional.

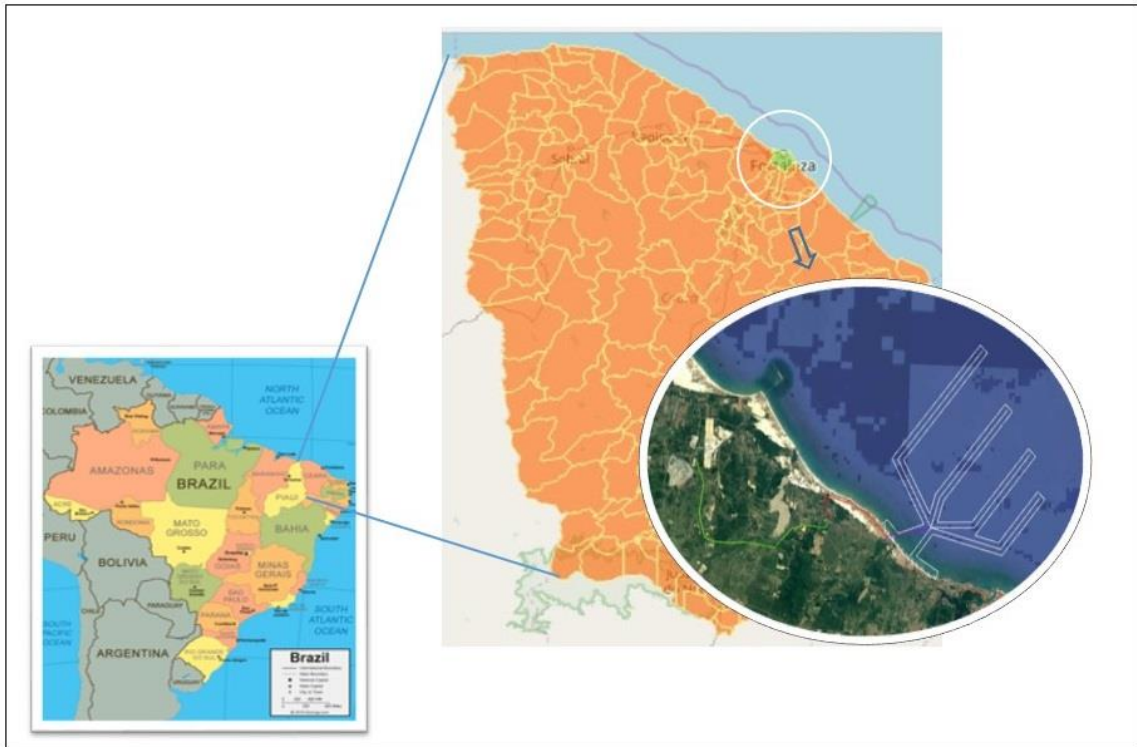
O conceito de desenvolvimento auto-suficiente de longo prazo (baseado na avaliação dos recursos naturais endógenos, financeiros e humanos), incentivou a difusão das FERS (Fontes de Energia Renováveis) incluindo todos os atores interessados nos efeitos gerados pelas atividades no território. Reconhecendo a necessidade de parceiros, a sociedade se propõe a distribuir no melhor modo possível as vantagens derivantes da produção de energia das FERS e achar soluções adequadas para repartir a riqueza produzida e promover uma melhor difusão das inovações. A parceria deve ser reforçada com a assunção de responsabilidades por parte dos empreendedores (públicos ou privados), as comunidades locais e as empresas do território. A inclusão de atores locais é o fator mais importante para o sucesso de um desenvolvimento auto-sustentável de longo prazo.

A escolha da área do projeto na costa de Caucaia, teve origem pela emergência de uma forte e progressiva erosão que, há alguns anos, atinge todo o litoral. Em escala regional a erosão no litoral de Caucaia tem a sua origem no bloqueio do transporte sólido litorâneo, e nas intervenções humanas em Mucuripe entre a foz do rio Ceará. A Figura 2.1.5 mostra a localização da área do projeto e a Figura 2.1.6 detalha o caminho de conexão do parque com o SIN.

Nos parágrafos seguintes, as questões críticas relacionadas à erosão marinha serão tratadas com maiores detalhes, definindo as estratégias apropriadas de contenção do fenômeno ao mesmo tempo que se implementa o parque: essas questões críticas serão abordadas, resolvidas e transformadas em reais oportunidades de desenvolvimento turístico e econômico através da realização dos

píeres dos quebra-mares.

Figura 2.1.5 - Identificação da área do projeto



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 2.1.6 - Identificação das obras de conexão.



Fonte: Google Earth adaptado.

Especifica-se que inicialmente a hipótese de conexão à rede estava prevista para a estação de Cauipe, no município de Caucaia. Porém, após uma cuidadosa análise, em função das áreas afetadas pela primeira rota hipotetizada, dada a interferência com as áreas de Reservas Indígenas, a fim de seguir os objetivos de proteção estabelecidos, em particular pelo Decreto Federal n. 6.040 de 7 de fevereiro de 2007 e, considerando ainda:

- A alta potência do parque;
- A presença de redes adequadas de transporte infra-estrutural que possam ser utilizadas para permitir a passagem dos dutos de cabos;
- A avaliação do conjunto de restrições e a presença de áreas protegidas;
- Os diferentes e possíveis pontos de conexão com a rede nacional (ANEEL).

Foi selecionada então a estação do Pecém, denominada PECÉM II, diferente daquela inicialmente considerada, que é capaz de acomodar a potência esperada para o parque e que pode ser alcançada através de uma rede de infraestruturas constituídas por estradas existentes o que minimiza interferências em áreas restritas ou protegidas.

Figura 2.1.7 - Estação de Pecém II - Chesf (em vermelho linha aérea, em azul a parte enterrada de entrada para a estação e em preto a área de ampliação para conexão à rede).

Figura2.1.7 – Área da subestação Pecém II



Fonte: Autor.

Procedimentos de Obtenção das Licenças Ambientais para Realização do Parque

De acordo com a Resolução Normativa Nº 391 de 15 de dezembro de 2009, que estabelece os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração da capacidade instalada de usinas eólicas, e a sua atualização Resolução Normativa Nº 675 de 28 de agosto de 2015, o Despacho de Recebimento do Requerimento de Outorga (DRO) permite que o agente interessado solicite licenças e/ou autorizações aos órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental e pela outorga de recursos hídricos e demais órgãos públicos federais, estaduais, municipais ou do Distrito Federal.

Os requerimentos devem ser protocolados na ANEEL juntamente com os documentos que comprovem a qualificação jurídica e técnica. Os documentos exigidos para a qualificação jurídica são:

- Organograma completo da instituição;
- Ato constitutivo, estatuto ou contrato social em vigor;
- Contrato de Constituição de Consórcio, quando for o caso;
- No caso de autorização sob o regime de autoprodução para pessoa física deverá ser apresentado o Cadastro de Pessoas Físicas – CPF.

Quanto a qualificação técnica, são exigidos os documentos listados abaixo.

- Ficha Técnica para Requerimento de Outorga;
- Arranjo geral da usina;
- Diagrama elétrico unifilar geral simplificado;
- Estudo simplificado contendo os dados, de pelo menos 3 (três) anos, referentes às leituras de velocidade e direção do vento, histogramas, frequências de ocorrência e curva de duração, incluindo localização das torres de medição, de forma a subsidiar a determinação do fator de capacidade da usina eólica;
- Declaração emitida pelo(s) titular(es) de parque(s) eólico(s) já autorizado(s), ou que possua(m) Despacho de Registro de Requerimento de Outorga

vigente, ou que já tenha(m) comercializado energia nos leilões previstos na Lei nº 10.848, de 2004, de Ciência de Proposta de Implantação de Novo Parque Eólico, cuja região de interferência (região que dista de 20 vezes a altura máxima da pá, considerando-se todas as direções do vento com permanência superior a 10% (dez por cento) abranja área do parque eólico outorgado, ao(s) declarante(s);

- Certificação de medições anemométricas e de estimativa da produção anual de energia elétrica associada ao empreendimento, emitida por certificador independente, com base em série de dados de pelo menos 3 (três) anos.

Tendo isso em vista, foi dada a entrada online para o DRO no dia 17 de julho de 2019. Os documentos foram entregues fisicamente na Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração no dia 26 de julho de 2019, gerando um número de protocolo geral 48513.018736/2019-00.

Além da ANEEL, a Marinha do Brasil foi outro órgão consultado no processo de registro do projeto. Foi encaminhado para esta entidade o memorial descritivo, para avaliar se existe interferência do projeto em alguma atividade marítima na região, como rota de navegação, por exemplo. Em resposta, a Marinha apresentou um ofício nº 402/CPCE-MB 20/651 63035.003424/2019-67, solicitando alguns documentos para cumprir procedimentos contidos no item 0207 da NORMAM-11/DPC.

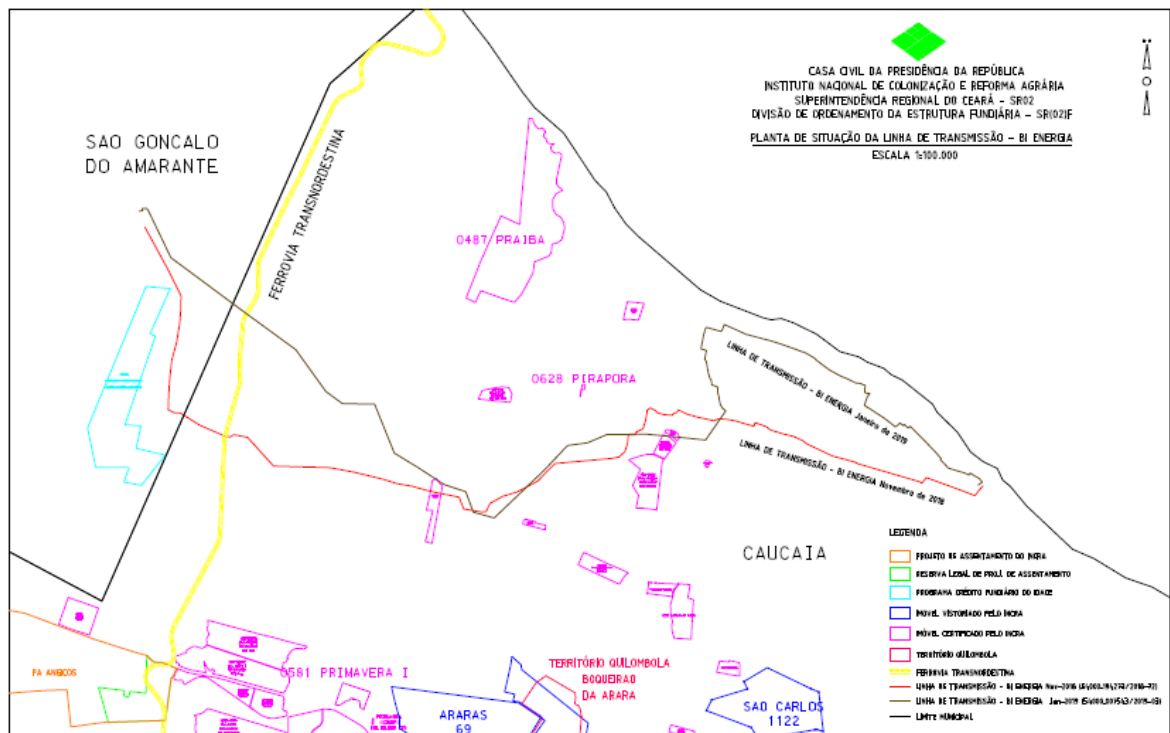
Como o projeto eólico offshore está locado a uma certa distância da costa, também foi necessário consultar a Secretaria do Patrimônio da União (SPU) para concessão da região em volta das turbinas e demais instalações. O processo de número 04988.000181/2019-87 e número de atendimento CE00076/2019 foi dado entrada no dia 30 de janeiro de 2019.

Órgãos que tratam de ocupação de comunidades tradicionais, como quilombos e população indígena, também se posicionaram. O traçado preliminar da linha de transmissão foi enviado para o Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (INCRA). No dia 31 de janeiro de 2019, foi recebido um ofício referente ao processo de nº 54000.007543/2019-03 atestando que o caminho da linha de transmissão enviado não se sobrepõe aos Assentamentos e Territórios Quilombolas deste Instituto, como ilustrado na figura abaixo. O IBAMA consultou a Fundação Nacional do Índio (FUNAI) e esta organização também não se opôs ao projeto apresentado.

No que se refere também ao traçado da linha de transmissão, foi requerido no

dia 31 de julho de 2019 à Superintendência de Obras Públicas (SOP) do Ceará o uso da faixa de domínio de trechos das rodovias CE-090 e CE-085 onde encontra-se a linha projetada (Protocolo nº 06663316/2019).

Figura 2.1.8: Planta de situação da linha de transmissão fornecida pelo INCRA



Fonte: INCRA, 2019.

A Prefeitura de Caucaia também foi consultada e informada acerca do projeto, assim como a população. Uma carta de anuência nº 031/2019 (Processo nº 080/2019) foi emitida pela Prefeitura para a BI Energia autorizando a execução do projeto. Audiências públicas foram realizadas com as Associações de Pescadores, de Moradores e de Hoteleiros para esclarecimento do projeto para a população local. Por meio de ofícios, que seguem em anexo, as associações declaram que nenhuma delas se opõem as atividades propostas pelo projeto na região de Caucaia.

Por fim, uma consulta prévia foi realizada também ao Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN) sobre a arqueologia do local que sofrerá interferência do Parque eólico offshore e demais instalações relacionadas. O IPHAN solicitou o preenchimento da Ficha de Caracterização de Atividade (FCA) segundo a

Instrução Normativa IPHAN n.º 001/2015, de 25 de março de 2015. O FCA foi protocolado no IPHAN do Ceará no dia 30 de julho de 2019 com protocolo nº 01496.000001/2019-00.

No anexo do presente estudo poderão ser encontrados todos os pareceres dos órgãos envolvidos e suas respectivas autorizações.

Diagrama de Redação do Estudo de Impacto Ambiental

O presente relatório de Avaliação de Impacto Ambiental (AIA) foi elaborado de acordo com os requisitos da legislação nacional brasileira (Termo de Referência), levando em consideração a elaboração de Estudos Europeus de Impacto Ambiental.

No estudo são ilustradas as principais características do parque eólico proposto, analisando os possíveis efeitos ambientais decorrentes de sua construção, o quadro de relações espaciais e territoriais que se estabelecem entre o projeto e o contexto da paisagem; buscando também identificar as soluções técnicas destinadas a mitigar os efeitos negativos no ambiente.

Finalidade do Estudo de Impacto Ambiental

O presente estudo de impacto ambiental (EIA) foi produzido com o objetivo de obter nesta fase, pelo IBAMA, a LICENÇA PRÉVIA (LP), de acordo com todas as indicações fornecidas no documento "Termo de Referência".

As instalações offshore do parque eólico, objeto deste licenciamento, serão implementadas na costa do município de Caucaia, estado do Ceará. Caucaia tem uma população de 362.223 habitantes (2017), fica localizada um pouco mais ao norte de Fortaleza e tem um território de grandes dimensões (1297,95 km²) que se estende até o mar, na costa oriental de Icaraí e Cumbuco, localidade famosa pela prática de kite-surf.

O conceito básico do empreendimento é a geração de energia elétrica a partir de uma moderna tecnologia de turbinas eólicas, que serão instaladas no mar, onde

pode-se obter um expressivo fator de capacidade e conseqüentemente um alto rendimento na produção de energia. Tal tecnologia utiliza a força do vento que é captada através de hélices que são ligadas a uma turbina, acionando um gerador elétrico.

Como já mencionado anteriormente, a costa litorânea em relação à qual o parque eólico proposto será construído apresenta problemas (atualmente presentes de maneira mais ou menos acentuada em quase toda a costa brasileira) relacionados à erosão costeira.

A erosão presente nos litorais é um fenômeno natural que faz parte dos processos climáticos globais, porém, muitas vezes, acentuados e tornados particularmente críticos pelas intervenções antrópicas no território, tanto em terra como no mar, e por uma urbanização cada vez maior na faixa costeira.

Para o enfrentamento do problema acima exposto foi desenvolvido, na Universidade de Napoli, um estudo para investigar, através de uma modelagem numérica, os efeitos da introdução de um conjunto de quebra-mares na região, como apresentado na Figura 2.1.9 a seguir. Um maior detalhamento do estudo vem apresentando no capítulo 3.

Dessa forma, como decorrência dos resultados encontrados pelo estudo desenvolvido serão construídos 11 espigões (molhes) na extensão de abrangência do projeto, que coincide com a área mais afetada pelo processo erosivo, que foram desenvolvidos a partir de estudos especializados de um modelo cinético onde foram simulados os efeitos do movimento das ondas e os efeitos das obras de defesa costeira.

Tal configuração é potencialmente capaz de gerar uma (fraca) célula de recirculação entre dois diques adjacentes, que hipoteticamente deve evitar a perda de sedimentos a partir da costa.

Portanto o projeto de construção do Parque Eólico Offshore apresenta também uma proposta de contenção da erosão que afeta a região.

O estudo que orientou a proposta de contenção da erosão na costa do município pode ser encontrado nos anexos do presente trabalho.

Figura 2.1.9 - Esquema com barreiras de quebra-mar



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

O empreendimento consiste também na possibilidade de uma recuperação urbanística e ambiental da costa (Cap.3-4). Como observado nos capítulos seguintes, o fenômeno da erosão, que a princípio representa um fator limitante, será transformado em um ponto forte e uma oportunidade de renascimento do litoral, uma vez que a solução implementada para mitigar o fenômeno irá favorecer a nutrição da costa, oferecendo as condições para a criação de áreas de desenvolvimento econômico, científico e tecnológico.

2.2 Objetivos e Justificativas do Empreendimento

A geração de energia elétrica é algo que varia muito entre os países, devido a particularidade de cada um quanto a sua geografia e recursos naturais disponíveis. Porém é unânime e tem sido debatido ao um longo dos últimos anos a necessidade de se usar fontes de energia que limitam as emissões de gases de efeito estufa na

atmosfera.

O Brasil está entre os países com maior potencial hidroelétrico do mundo, sendo a sua matriz energética composta principalmente por esta fonte. Atualmente, cerca de 60% da matriz elétrica brasileira é composta pela fonte hidráulica. A capacidade instalada das gerações a partir de fontes hidráulicas chega em torno de 60,29% da matriz brasileira de geração, enquanto a capacidade instalada das centrais geradoras eólicas só representa 9,06% da matriz.

Isso fica evidente no Quadro 2.1.1, e na sua representação gráfica, que aponta as principais fontes de geração de energia elétrica no Brasil.

**Quadro 2.2.1 - Empreendimentos para geração de energia elétrica em operação
– 23/09/2019**

Fontes de Geração de Energia	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	Potência Fiscalizada (kW) (%)
Central Geradora Hidrelétrica	713	744.410	744.224	0,45
Central Undi-elétrica	1	50	50	0
Central Geradora Eólica	618	15.163.989	15.145.093	9,06
Pequena Central Hidrelétrica	425	5.271.549	5.232.466	3,13
Central Geradora Solar Fotovoltaica	2.918	2.267.545	2.264.420	1,36
Usina Hidrelétrica	218	102.933.458	100.734.688	60,29
Usina Termelétrica	3.019	42.517.118	40.973.837	24,52

2.19

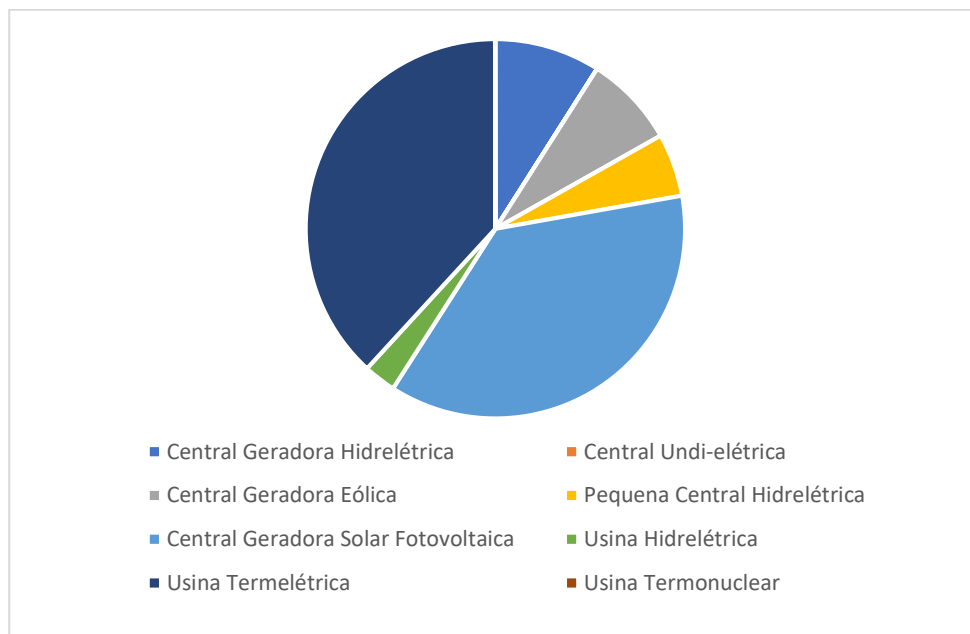
Raoni Ceci

Continuação do Quadro 2.2.1

Usina Termonuclear	2	1.990.000	1.990.000	1,19
Total	7.914	170.888.119	167.084.778	100

Fonte: Banco de Informação de Geração, 2019.

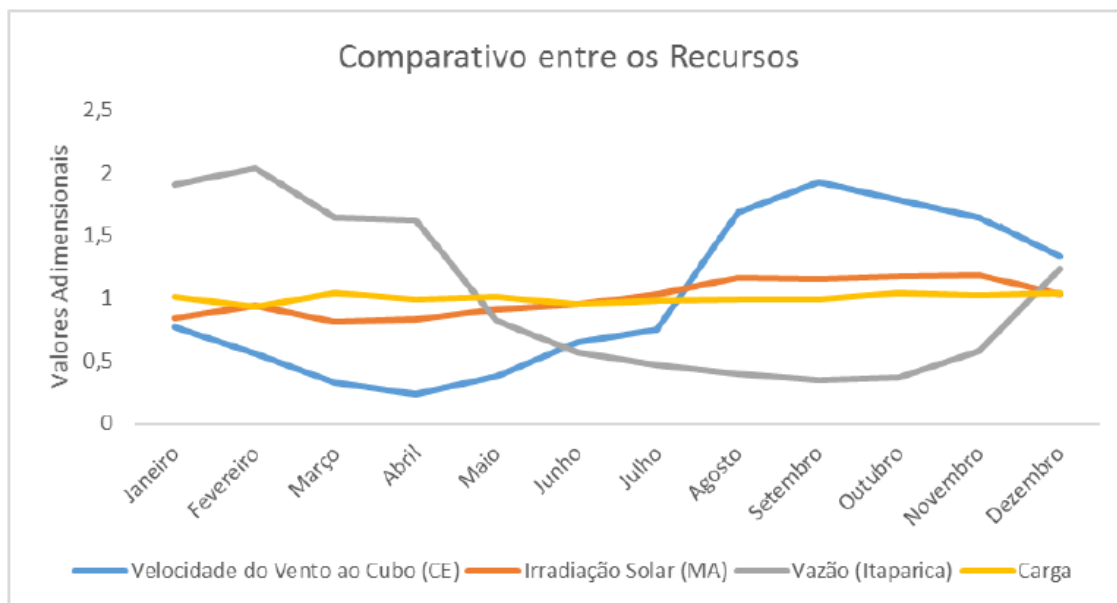
Gráfico 2.2.1 - Distribuição da matriz energética brasileira.



Fonte: Banco de Informação de Geração, 2019.

Porém, diversos problemas decorrem das variações hidrológicas e climáticas (temperatura e precipitação). Crises hídricas vêm afetando o país a algumas décadas. Com os reservatórios baixos, os agentes de geração têm que recorrer a energias mais dispendiosas, como a provenientes das usinas termelétricas, para suprir a carga demandada. Como averiguado pela modelagem de Peron (2017), a fonte solar mostrou-se favorável como aproveitamento prioritário. No entanto, devido ao efeito da variabilidade diária e às restrições ao dimensionamento de armazenamento, torna-se menos atraente. Logo, o recurso eólico é apontado como alternativa, destacando-se principalmente os estados do Ceará, Piauí, Rio Grande do Norte e Sergipe. Como pode-se notar na Gráfico 2.2.2, os recursos com maior complementaridade são os apresentados nesse gráfico. O perfil de velocidade do vento no Ceará é complementar à vazão do reservatório de Itaparica.

Gráfico 2.2.2 - Complementaridade entre recursos



Fonte: Peron, 2017.

Nesse contexto, apesar da base de geração de energia elétrica brasileira ser majoritariamente renovável, graças as centrais hidrelétricas, fica evidente a necessidade de diversificar ainda mais a matriz energética, alterando também a principal forma como vem sendo complementada, que hoje é fundamentalmente através das usinas termelétricas.

Para empreendimentos já em construção, as fontes que vem crescendo com mais força são: usinas termelétricas (51,53%), usinas termonucleares (18,09%) e centrais geradoras eólicas (14,49%). Já para empreendimentos cuja construção ainda não foi iniciada, as fontes com maiores destaques são: centrais geradoras eólicas (33,64%), usinas termelétricas (29,45%) e centrais geradoras solar fotovoltaicas (23,24%).

Quadro 2.2.2: Empreendimentos para geração de energia elétrica em construção – 23/09/2019

Fontes de Geração de Energia Elétrica	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
Central Geradora Hidrelétrica	4	8.512	0,11
Central Geradora Eólica	53	1.081.260	14,49
Pequena Central Hidrelétrica	28	346.979	4,65
Central Geradora Solar Fotovoltaica	24	652.496	8,74
Usina Hidrelétrica	2	177.900	2,38
Usina Termelétrica	83	3.844.736	51,53
Usina Termonuclear	1	1.350.000	18,09
Total	195	7.461.883	100

Fonte: Banco de Informação de Geração, 2019.

Quadro 2.2.3 - Empreendimentos com Construção Não Iniciada – 23/09/2019

Fontes de Geração de Energia Elétrica	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
Central Geradora Hidrelétrica	2	5.100	0,03
Central Geradora Eólica	151	5.198.335	36,64
Pequena Central Hidrelétrica	102	1.448.771	9,37
Central Geradora Solar	93	3.592.402	23,24
Usina Hidrelétrica	6	659.000	4,26
Usina Termelétrica	62	4.551.143	29,45
Total	416	15.454.751	100

Fonte: Banco de Informação de Geração, 2019.

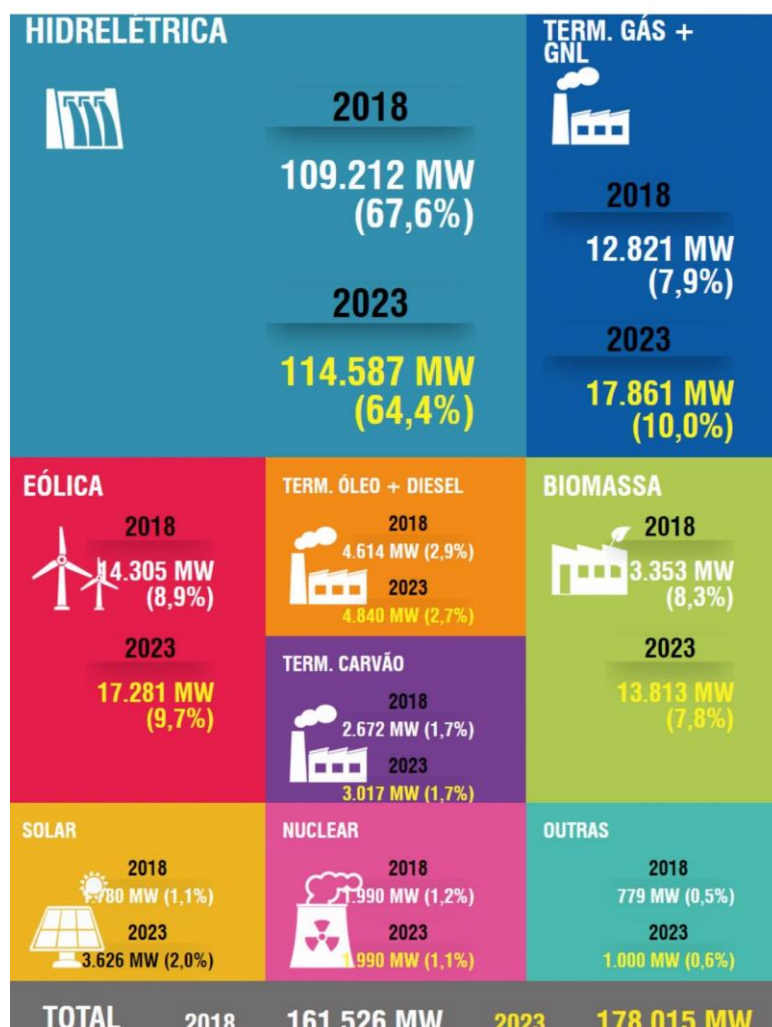
A exploração eólica onshore, como podemos observar, vem ganhando cada vez mais espaço no cenário brasileiro sendo observado nos últimos anos um expressivo crescimento.

O vento é um recurso seguro, limpo e abundante. Diferentemente dos combustíveis fósseis é um recurso que está potencialmente disponível em todas as partes do mundo e sem nenhum custo.

A indústria eólica tem registrado um rápido crescimento nos últimos anos e as

tecnologias para o aproveitamento da força eólica atingiram um alto nível permitindo que a difusão dessa tecnologia se espalhe globalmente. Hoje, a instalação de um parque eólico exige muito menos tempo de instalação do que a de uma usina elétrica tradicional. Como observado na Figura 2.2.1, a previsão disponibilizada pelo ONS da carga instalada de geração eólica em 2023 é de 17.281MW, representando quase 10% da matriz energética. A energia solar também vai ganhando notoriedade crescendo de 1,1% para 2%, enquanto as hidrelétricas vão perdendo espaço passando de 67,6% para 64,4%.

Figura 2.2.1 - Capacidade instalada no SIN - 2018 / 2023



Fonte: ONS (2019)

Os principais benefícios do uso da energia eólica podem ser resumidos nos seguintes pontos:

Raoni Ceci

- Nenhuma emissão de gases com efeito de estufa, em especial o CO_2 , ao contrário das centrais termo-elétricas convencionais;
- Recurso disponível e utilizável na maior parte do planeta;
- Independência das flutuações nos preços dos combustíveis;
- Novas perspectivas industriais e de emprego para as fases de construção e montagem dos componentes, instalação, operação e manutenção das usinas.

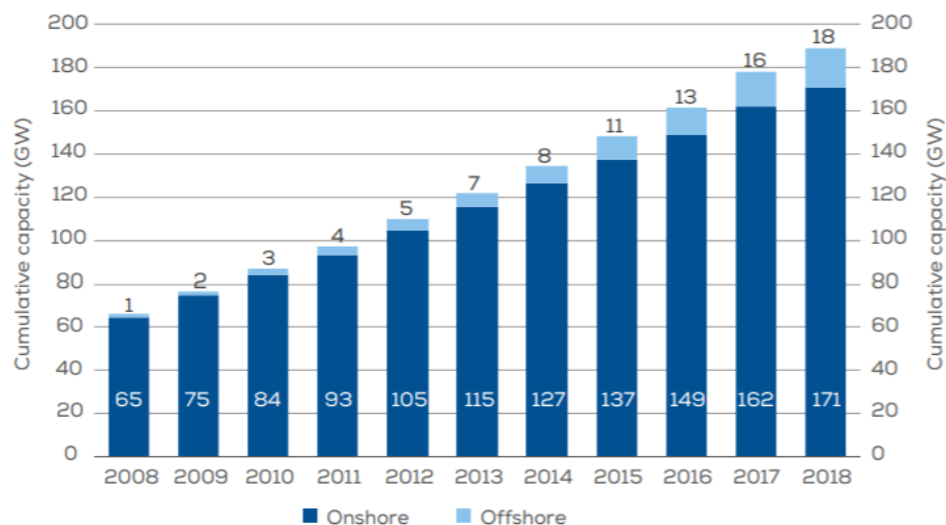
Porém, deve-se levar em consideração algumas dificuldades encontradas para uma maior expansão dessa tecnologia. A longo prazo, as restrições espaciais e ambientais somadas as falhas encontradas no relevo terrestre podem vir a limitar a sua utilização.

Além dos parques eólicos tradicionais, nos últimos anos a introdução de parques eólicos offshore tem se espalhado pelo mundo. Esta nova tecnologia é o resultado da agregação de know-how adquirido no campo da indústria eólica e do conhecimento adquirido em tecnologias offshore, já testadas para estruturas como plataformas de petróleo.

As experiências dos primeiros parques eólicos instalados na Dinamarca, Grã-Bretanha, Suécia e Irlanda, dão motivos para acreditar que os parques eólicos offshore têm boas perspectivas para o futuro. No estudo intitulado " Offshore Wind - Implementing a New Power House for Europe", conduzido pelo Greenpeace, e no relatório WIND FORCE 12, a contribuição do offshore é essencial para atingir a meta de 12% das necessidades globais de energia eólica, até 2020.

Essa tecnologia vem sendo amplamente desenvolvida e implementada em outros países, principalmente na Europa, que já se encontra com mais de 18 GW instalados ao final de 2018, como podemos observar no Gráfico 2.2.3.

Gráfico 2.2.3 - Evolução da energia eólica offshore na Europa.



Fonte: EWEA, 2019.

Existem atualmente 105 parques eólicos offshore em 11 países europeus e 4.543 turbinas conectadas à rede, como mostra a Tabela 2.2.1.

Tabela 2.2.3 - Número de parques eólicos com turbinas conectadas à rede, número de turbinas conectadas e número de MW conectados à rede no final de 2018 por país.

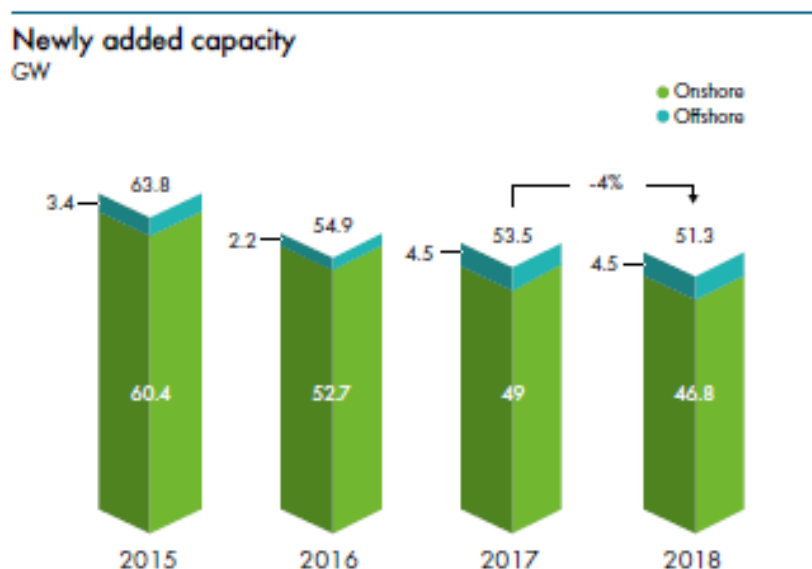
País	N. Parques Eólicos Offshore	N. Turbinas Conectadas	Capacidade Instalada (MW)
Reino Unido	39	1.975	8.183
Alemanha	25	1.305	6.380
Dinamarca	14	514	1.329
Bélgica	7	274	1.186
Holanda	6	365	1.118
Suécia	4	79	192
Finlândia	3	19	71
Irlanda	1	7	25
Espanha	2	2	10
Noruega	1	1	2
França	2	2	2
Total	105	4.543	18.499

Fonte: Adaptado de WindEurope, 2019.

Além da Europa, esta tecnologia já está sendo incorporada ao planejamento energético dos governos em todo mundo, como China, Japão Coréia do Sul, Taiwan e os EUA. A China, por exemplo, fixou uma meta de 30 GW em instalações offshore até 2020.

De acordo com o Global Wind Report (2018) do Global Wind Energy Council (GWEC), no mercado internacional, 2018 foi um ano sólido para a energia eólica com 51,3 GW instalados e com uma capacidade total instalada de 591 GW (um crescimento de nove por cento em comparação com 2017). Como pode-se ver na Figura 2.2.2, novas instalações no mercado de energia eólica onshore alcançaram 46,8 GW, e o mercado global offshore instalou 4,5 GW, elevando a participação no mercado global para 8%.

Figura 2.2.2 - Capacidade recém-adicionada de energia eólico onshore e offshore



Fonte: GWEC, 2018.

No mercado offshore, em 2018 a China foi o país que teve mais instalações offshore com a instalação de 1,8 GW em 2018, seguida pelo Reino Unido (1,3 GW). Globalmente, a quota de instalações offshore continua a aumentar e atingiu oito por

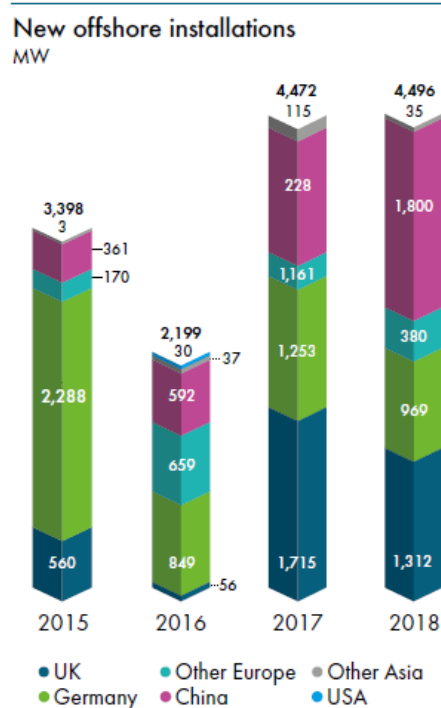
cento para novas instalações e quatro por cento do total de instalações em 2018. Como evidenciado no Tabela 2.2.2 e Figura 2.2.3, este mercado está em alta não só na Europa, mas também em países em desenvolvimento.

Tabela 2.2.2 – Instalações offshore 2017/2018

MW, offshore	Novas instalações 2017	Instalações totais 2017	Novas instalações 2018	Instalações totais 2018
Total offshore	4472	18658	4486	23140
Europa	3196	15630	2651	18278
Reino Unido	1715	6651	1312	7963
Alemanha	1253	5411	969	6380
Bélgica	165	877	309	1186
Dinamarca	0	1268	61	1329
Holanda	0	1118	0	1118
Outros países europeus	63	305	0	302
Ásia - Pacífico	1276	2998	1835	4832
China	1161	2788	1800	4588
Coréia do Sul	3	38	35	73
Outros países asiáticos	112	172	0	171
Américas	0	30	0	30
EUA	0	30	0	30

Fonte: GWEC, 2018.

Figura 2.2.3 – Novas instalações offshore



Fonte: GWEC (2018)

A energia eólica offshore é a energia limpa e renovável obtida aproveitando a força do vento que é produzida em alto mar, onde atinge uma velocidade maior e mais constante do que em terra devido à ausência de barreiras. Para aproveitar ao máximo este recurso, são instaladas torres metálicas de suporte dos modernos aerogeradores e subestações marítimas montadas em plataformas.

As características do vento, o menor distúrbio derivado dos ruídos, a proximidade aos grandes centros urbanos, às características batimétricas da nossa costa e uma maior disponibilidade de espaço para sua exploração são vantagens que fazem essa opção tecnológica despontar como uma solução para nossa demanda energética. Podendo proporcionar benefícios na geração elétrica nacional, predominantemente hídrica.

Algumas pesquisas foram desenvolvidas com a finalidade de conhecer o potencial de desenvolvimento dessa tecnologia, como apresentado na Tabela 2.2.3.

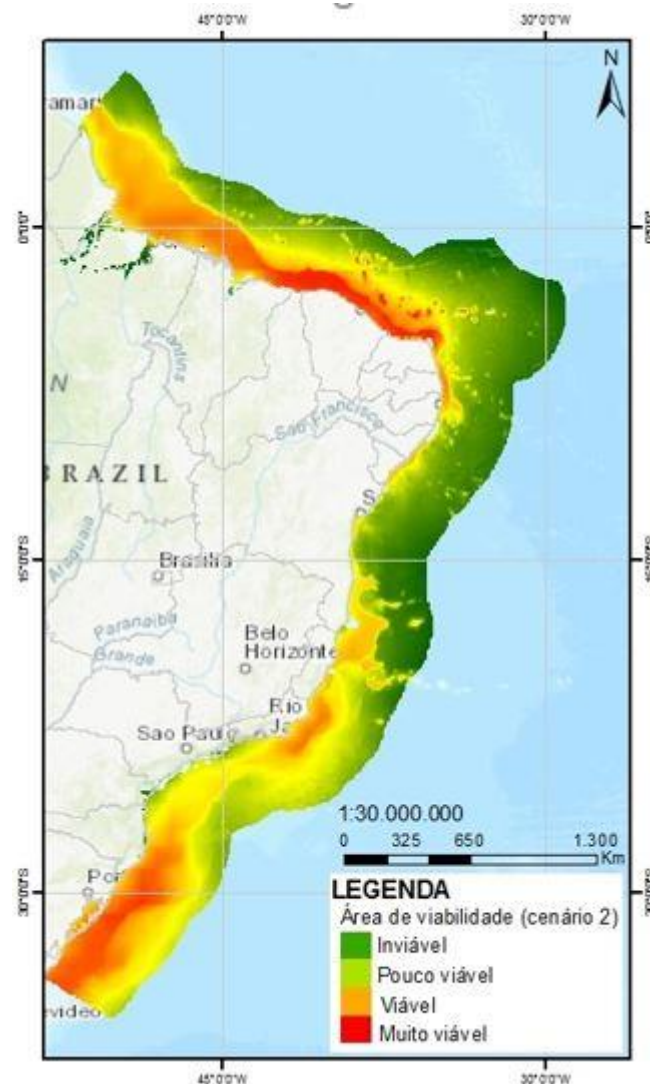
Tabela 2.2.3 - Estudos sobre o potencial de geração eólica offshore no Brasil.

Referência	Cobertura temporal	Cobertura Espacial	Recurso entre 0 – 50 metros
Pimenta et al. 2009	1999 –	Sul do	102 GW
Ortiz et al. 2012	1999 –	Costa	399 GW
Silva et al. 2012	1988 –	Costa	1340

Fonte: Adaptado de Silva et al. 2012.

No Brasil, alguns estudos técnicos já estão sendo realizados para medir a viabilidade e o potencial energético offshore, segundo o Centro de Estratégias em Recursos Naturais e Energia (CERNE, 2019). Um dos estudos, realizado no Instituto Federal de Educação Tecnológica do Rio Grande do Norte (IFRN) pelo professor e pesquisador Sylvester Stallone, é possível prever uma capacidade instalada de aproximadamente 3,4 TW com base em um cenário onde atribui-se um peso maior ao vento, enquanto a profundidade e a distância da costa tenham pesos menores, o que faz aumentar a área de viabilidade.

Figura 2.2.4 – Viabilidade para instalações offshore



Fonte: CERNE, 2019.

Como pode-se observar, a costa do Ceará apresenta um nível de viabilidade muito elevado. Isso decorre não só devido a velocidade do vento, mas como também devido à baixa profundidade do mar a uma distância considerável da costa. Esta característica possibilita a utilização de tipos de fundações mais simples e baratas, a uma distância que causa menos impacto visual para o continente.

Quanto a potencialidade eólica offshore no Ceará, LIMA 2015, fez um estudo para identificar os melhores locais da costa do Ceará para a implantação de parques eólicos offshore. Neste estudo foram apresentados resultados sobre o potencial *offshore* da costa cearense, destacando as velocidades médias e máximas, a direção

média, a densidade de potência média e máxima e a turbulência dos ventos, para períodos de El Niño, La Niña e para um ano considerado Neutro.

As figuras a seguir apresentam mapas de velocidade do vento e turbulência para o período neutro (sem a presença de eventos extremos) a uma altura de 120 m.

Figura 2.2.5 - Velocidade média do vento (m/s) em setembro (a) e outubro (b) de 2001 medida a 120 m em um ano Neutro.

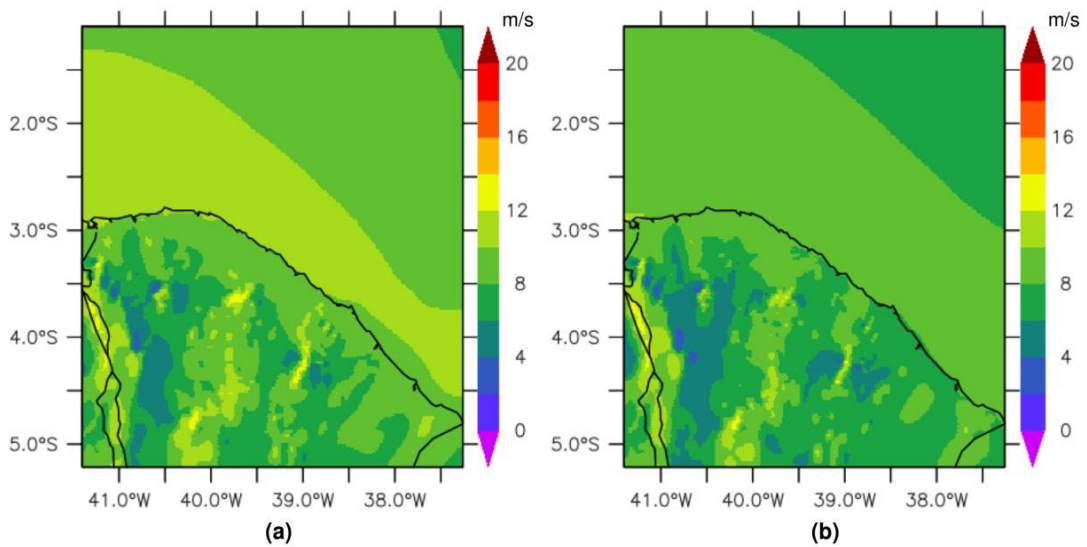


Figura 2.2.6 - Velocidade máxima do vento (m/s) novembro (a) e dezembro (b) de 2001 medida a 120 m em um ano Neutro.

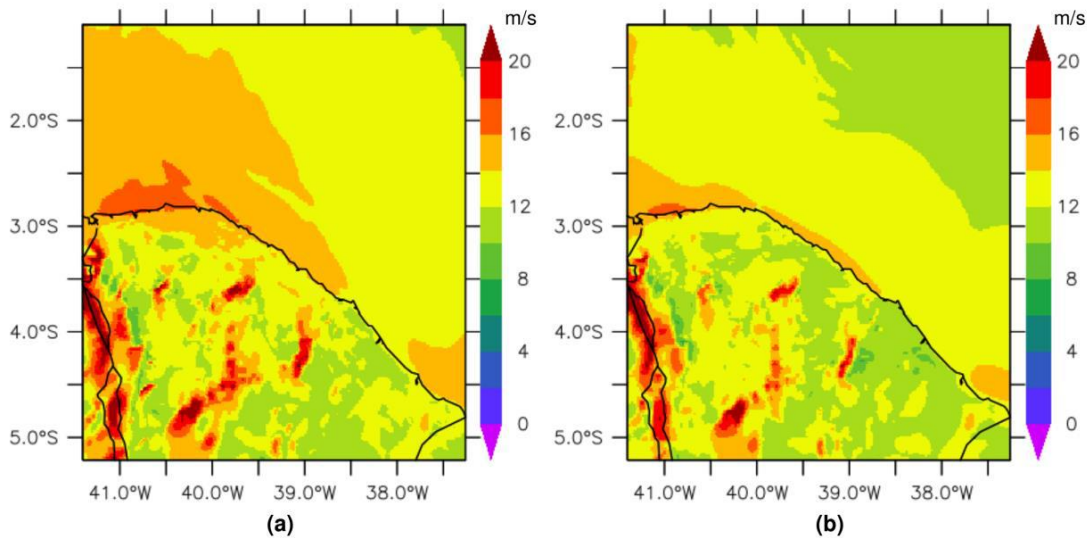
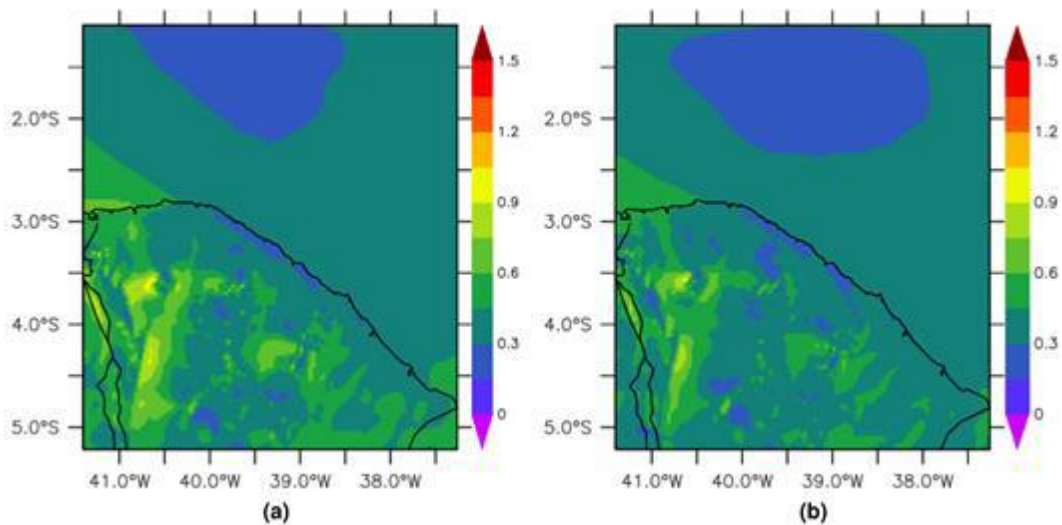


Figura 2.2.7 - Intensidade da Turbulência do vento em novembro (a) e dezembro (b) de 2001 medida a 80 m em um ano Neutro.



Como pode ser visto, a costa do Ceará possui uma excelente potencialidade de ventos para a instalação eólica offshore. A partir dos itens acima expostos e como melhor argumentado nos capítulos subsequentes deste estudo, se entende como o recurso eólico e, em particular, a energia eólica offshore, é um recurso atrativo para investimentos no Brasil, em particular, no estado do Ceará. (Ver cap 3 Alternativas Tecnológicas e Locacionais).

No estudo de pré-viabilidade para a localização, além de terem sido verificadas as características anemológicas, também foi analisada a presença de determinadas restrições ao longo da costa.

Dadas as características de vento do local, a adequação dos locais para o offshore foi determinada com base em restrições não estritamente técnicas, tais como:

- Presença de áreas naturais protegidas: em particular, as áreas marinhas de preservação instituídas pelos órgãos competentes;
- Restrições ambientais, paisagística e arqueológica;
- Presença de importantes rotas de navegação;
- Outras restrições (militar, aeronáutica, etc).

E com base em determinadas características técnicas, incluindo:

- A distância da costa;
- A natureza do fundo do mar;
- A profundidade do fundo do mar;
- A superfície da área identificada;
- A possibilidade de conexão à rede elétrica nacional através de linhas de energia localizadas em áreas costeiras.

Importante salientar que o referido estudo de pré-viabilidade foi realizado direcionado a uma determinada região da costa do município de Caucaia - CE, que é fortemente assolada por uma forte e progressiva erosão, que há alguns anos atinge todo o litoral.

Em escala regional a erosão no litoral de Caucaia é provocada por um bloqueio de transporte sólido litorâneo e por intervenções humanas em Mucuripe entre a foz do Rio Ceará.

A empresa então dispõe de conhecimento e tecnologias necessárias para o desenvolvimento do projeto a fim de garantir a proteção dos recursos ambientais na área interessada, promovendo o desenvolvimento sustentável da faixa litorânea do município de Caucaia e favorecendo o turismo dentro do respeito das normas ambientais das comunidades locais.

A execução técnica do projeto será através da implementação de programas, projetos e ações, tais como:

- Um projeto para a proteção da costa do Município de Caucaia, tendo como ponto focal a contenção e o aumento de densidade da praia, considerando, também, o decreto n. 128 de 07 de janeiro de 2010, em que se reconhece uma situação anômala, caracterizada por uma situação de emergência, relativa à área do Município atingida pela erosão marítima, contendo um efeito negativo sobre o ambiente e as comunidades locais;
- Um projeto para o desenvolvimento de um parque eólico offshore na área marinha em frente a mesma costa do Município, promovendo ações e desenvolvendo estudos para a boa utilização das energias renováveis;

- Um projeto para o desenvolvimento do turismo local com respeito das normas ambientais, conforme as medidas de controle aplicáveis aos programas ambientais.

Neste contexto, o objetivo do desenvolvimento do Parque Eólico Offshore em estudo é aquele de oferecer ao Estado do Ceará, devido a seu grande potencial, uma alternativa sustentável para produção de energia elétrica inovando no espaço utilizado para implantação e geração de energia.

2.3 LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA

O projeto de um parque eólico offshore requer uma análise precisa das características do local que irá acomodar toda a estrutura. Esta análise foi estruturada e está exposta nos parágrafos a seguir.

(a) Região em que o Parque Eólico está Inserido

O Parque Eólico está localizado no município de Caucaia-CE, limitado ao Norte com o Oceano Atlântico, ao Sul com Maranguape, ao Leste com Fortaleza, Maracanaú e Maranguape e a Oeste com São Gonçalo do Amarante e Pentecoste. O município de Caucaia possui extensão territorial de 1227,9 km² e é dividida em oito distritos: Caucaia (sede), Bom Princípio, Catuana, Guararu, Jurema, Mirambé, Sítios Novos e Tucunduba como é mostrado na figura a seguir. O Parque vegetacional é típico da Zona Litorânea e a temperatura ambiente varia entre 24°C e 32°C.

Os distritos litorâneos do município são: Caucaia (sede), por onde se estende toda a parte litorânea do Parque Eólico (aerogeradores, moles, subestações e saída das linhas de transmissão subterrâneas); Guararu e Catuana, que são protegidos pelas leis ambientais, uma vez que pertencem à Área de Proteção Ambiental (APA) e à Estação Ecológica (ARAÚJO E DANTAS, 2008). A distância do município para a capital do Ceará é de 16 km e as vias de acesso são BR-020 e CE-085. Caucaia e Fortaleza também estão interligadas através da ponte José Martins Rodrigues sobre o Rio Ceará, que liga a Avenida Leste-Oeste à rodovia estadual CE-225, possibilitando

2.33

acesso pela BR-222, rota mais utilizada por transeuntes que fazem o trajeto Fortaleza-Caucaia.

É importante salientar que o litoral de Caucaia sofre um grave processo de erosão, ocasionado por interferências antrópicas. Essa questão ambiental será tratada com frequência ao longo deste documento, que propõe uma solução definitiva não só para o problema do município de Caucaia, como também para a erosão sistêmica no litoral cearense.

Caracterização Ambiental da Localidade do Parque

A planície litorânea, em geral caracteriza-se por uma estreita faixa de terras com largura média de 1 a 4 km, composta por sedimentos holocênicos (neoformação), com granulometria e origem variadas. Em Caucaia, percebe-se interação entre os agentes (variáveis controladoras) que compõem a planície litorânea, recebendo influência de natureza fluvial, marinha, eólica ou combinadas, gerando formas de acumulação e erosão. Dentre os agentes que compõem este sistema ambiental e que serviram de critério para definir os subsistemas ambientais foram consideradas as seguintes: Faixa de praia e terraços marinhos, dunas móveis, dunas fixas e planícies flúvio-marinhas.

A planície flúvio-marinha corresponde a um ambiente fortemente instável e com alta vulnerabilidade à ocupação e uso da terra, devido à prevalência da morfogênese, sendo um sistema ambiental marcado por sedimentos de fino calibre, com solos lodosos, parcial ou permanentemente submersos, onde se desenvolvem os mangues, servindo também de habitat para inúmeras espécies de peixes e crustáceos. Enquadram-se como áreas de preservação compulsória e acesso restrito por imposições legais, sendo possíveis, por exemplo, atividades relacionadas à pesca e extrativismo controlado, recreação e patrimônio paisagístico.

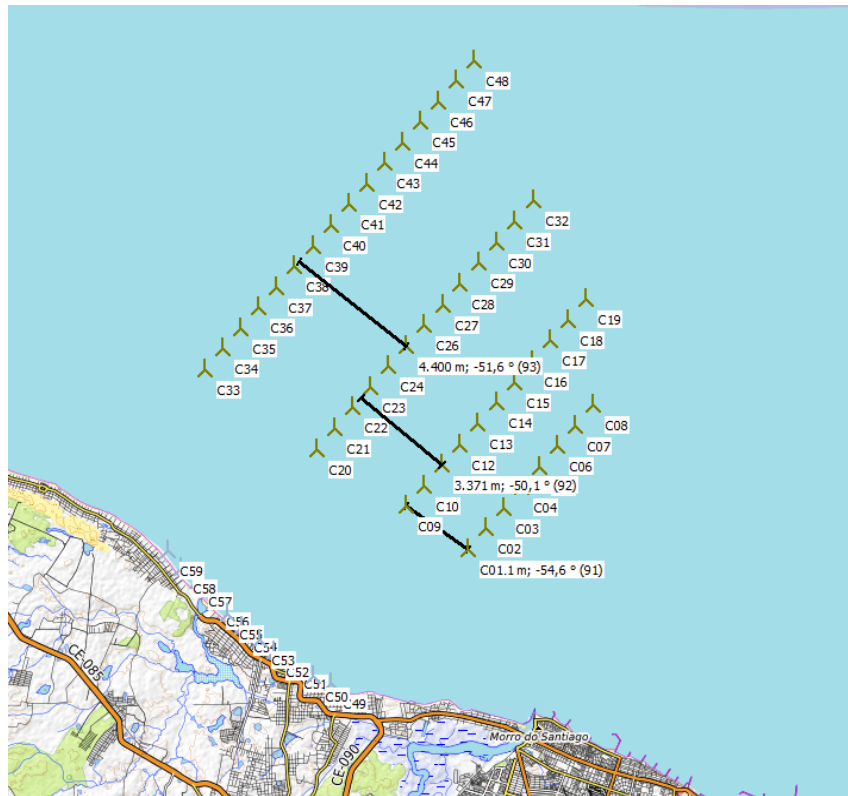
A planície litorânea detém alta potencialidade de recursos hídricos superficiais e subterrâneos. No entanto, esse potencial é dependente, essencialmente, das condições climáticas, das características geomorfológicas e geológicas. Em razão dos condicionantes geológicos, fundamentalmente sedimentares, este sistema ambiental

é favorecido pelo acúmulo hídrico no subsolo, configurando importantes aquíferos nos campos de dunas (móveis e fixas) e nos terraços marinhos, propiciando também a ocorrência de lagoas costeiras. A planície litorânea é um ambiente dinâmico e com alta vulnerabilidade ambiental, devido à ação de processos erosivos causados pela atuação eólica, fluvial e marinha, engendrando uma primazia da morfogênese sobre a pedogênese.

A faixa de praia e os terraços marinhos são ambientes com forte atuação morfogenética, tendo pedogênese praticamente nula, o que faculta alta vulnerabilidade ambiental para este subsistema com ecodinâmica desfavorável às atividades humanas, que devem ser cuidadosamente planejadas, onde o uso apropriado, por exemplo, é destinado ao lazer e à recreação de forma sustentável. As dunas móveis são locais fortemente instáveis com predominância da morfogênese, implicando em áreas com alta vulnerabilidade ambiental ao processo de uso e ocupação da terra. As dunas são locais com potencialidade para as atividades do turismo e lazer, desde que sejam levados em consideração preceitos conservacionistas e de sustentabilidade ambiental (SOUZA et al, 2009). No tocante às dunas fixas, estas constituem ambientes instáveis com alta vulnerabilidade à ocupação. Nos campos de dunas fixas encontram-se consideráveis reservas de águas subterrâneas, além de deterem potencial paisagístico. Dessa forma, faz-se necessário medidas de recuperação dessa região, pois ela vem sofrendo uma intensa transformação devido a erosão.

Como já mencionado nos capítulos anteriores e como será indicado especificamente no capítulo 3 das alternativas tecnológicas relativas à escolha da usina, a iniciativa proposta está localizada no litoral de Caucaia, no estado do Ceará, como apresentado no esquema abaixo. Segue abaixo também ortofotos da localização dos espigões, das subestações e do caminho da linha de transmissão.

Figura 2.3.1 – Localização do Empreendimento



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

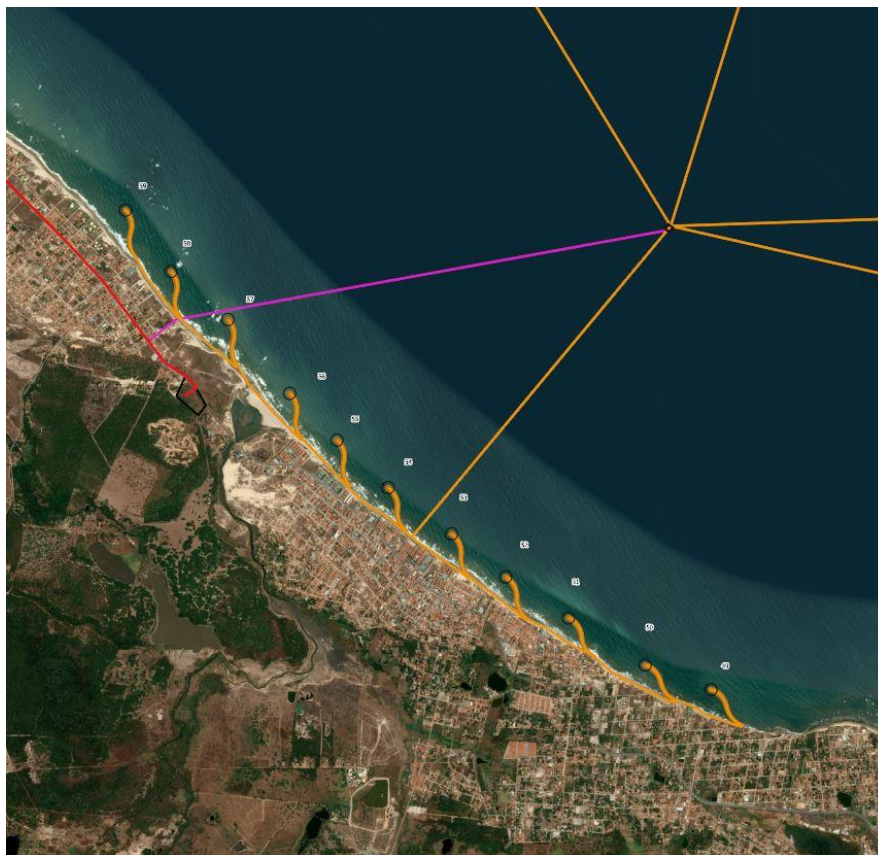
Figura 2.3.2 – Linhas de Transmissão



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Raoni Ceci

Figura 2.3.3 – Localização molhes



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

A tabela 2.3.2 mostra as coordenadas C1 a C48, que representam as turbinas eólicas offshore, enquanto que a tabela 2.3.3, mostra as coordenadas C49 a C59, que representam as turbinas eólicas semi-offshore que ficam localizadas na ponta dos espigões.

Quadro 2.3.1 - Coordenadas geográficas das turbinas offshore.

WTG OFF-SHORE UTM WGS84 FUSO24S						
ID WTG	WGS84 Est [m]	WGS 84 Nord [m]		ID WTG	WGS84 Est [m]	WGS 84 Nord [m]
C01	543747	9597143		C25	541791	9603706
C02	544323	9597808		C26	542367	9604371
C03	544900	9598473		C27	542943	9605036
C04	545476	9599139		C28	543512	9605702
C05	546052	9599801		C29	544096	9606367
C06	546628	9600469		C30	544672	9607032
C07	547203	9601133		C31	545248	9607697
C08	547780	9601799		C32	545851	9608394
C09	541778	9598534		C33	535331	9602939
C10	542354	9599199		C34	535907	9603605
C11	542930	9599865		C35	536484	9604270
C12	543506	9500530		C36	537060	9604935
C13	544083	9601192		C37	537636	9605600
C14	544659	9601860		C38	538212	9606265
C15	545234	9602528		C39	538788	9606931
C16	545810	9603196		C40	539364	9607596
C17	546385	9603865		C41	539940	9608260
C18	546961	9604533		C42	540516	9608925
C19	547534	9605190		C43	541092	9609591
C20	538910	9600380		C44	541668	9610256
C21	539487	9601045		C45	542244	9610921
C22	540062	9601710		C46	542821	9611586
C23	540639	9602376		C47	543396	9612251
C24	541215	9603041		C48	543972	9612916

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Raoni Ceci

Quadro 2.3.2 - Coordenadas geográficas das turbinas semi-offshore.

WTG SEMI OFF-SHORE UTM WGS84 FUSO24S		
ID WTG	WGS84 Est [m]	WGS 84 Nord [m]
C49	539387	9592831
C50	538799	9503049
C51	538116	9593470
C52	537557	9593834
C53	537075	9594218
C54	536508	9594629
C55	536054	9595055
C56	535631	9595470
C57	535082	9596128
C58	534574	9596557
C59	534169	9597104

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

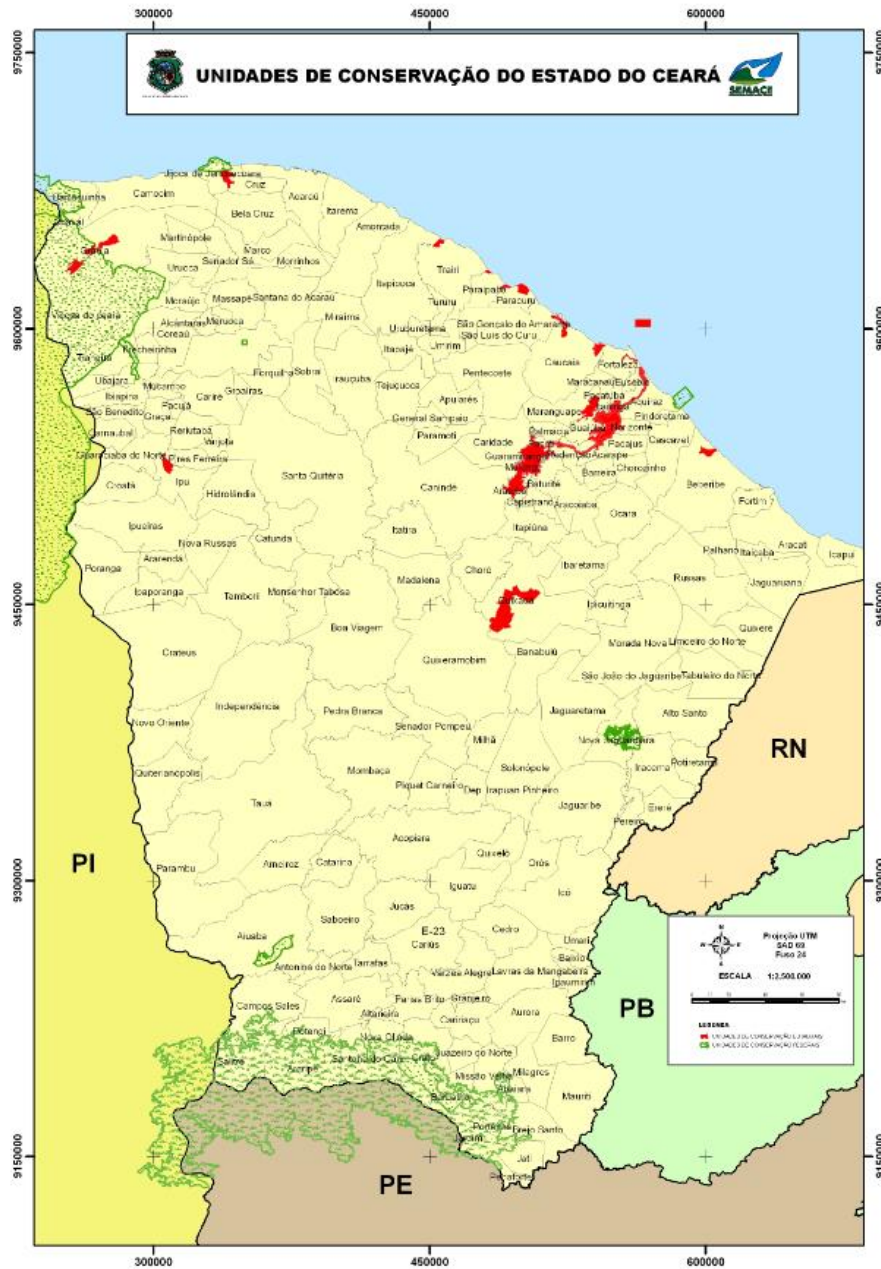
2.4 Interferências em Áreas de Interesse Ambiental e Comunidades Tradicionais

2.4.1 Interferências Ambientais

Áreas Protegidas (IBAMA e SEMACE)

A proteção ambiental do estado do Ceará é gerenciado pela Superintendência Estadual do Meio Ambiente - SEMACE, órgão vinculado a Secretaria Estadual de Meio Ambiente – SEMA, que definiu as seguintes áreas de proteção consistentes com aquelas definidas pelo MMA.

Figura 2.4.1.1 – Mapa unidades de conservação - Estado do Ceará



Fonte: SEMACE, 2008.

Figura 2.4.1.2 – Unidades de conservação - Estado do Ceará

Raoni Ceci

UNIDADES DE CONSERVAÇÃO ESTADUAIS			UNIDADES DE CONSERVAÇÃO FEDERAIS		UNIDADES DE CONSERVAÇÃO MUNICIPAIS		UNIDADES DE CONSERVAÇÃO PARTICULARES	
IDENTIFICAÇÃO	DIPLOMA LEGAL	AMBIENTE PREDOMINANTE	IDENTIFICAÇÃO	AMBIENTE PREDOMINANTE	IDENTIFICAÇÃO	AMBIENTE PREDOMINANTE	IDENTIFICAÇÃO	MUNICÍPIO
E-01	APA da Lagoa do Vinho - Del. Nº 19.506 de 1981/1981	Planície Lacustre com Complexo Vegetacional Aluvial	F-01	APA de Proteção do Arvoredo - Decreto - Proclamação de 1982	M-01	Fazenda São João	F-01	Associação Biológica Particular - BARRIOCAL
E-02	Reserva Natural das Figueiras do Sítio - Del. Nº 17.471 de 1981/1981	Floresta e Savana	F-02	Parque Nacional do Itatiaia - Decreto - Proclamação de 1937	M-02	Fazenda Fátima	F-02	Associação Biológica Particular - FORTALEZA
E-03	Parque Estadual do Rio Paulo - Del. Nº 18.776 de 1982/1982	Floresta Pluvial com Associação de Cactáceas e Bromélias	F-03	Parque Nacional do Capão da Imbuí - Decreto - Proclamação de 1937	M-03	Fazenda Fátima	F-03	Associação Biológica Particular - FORTALEZA
E-04	APA da Serra da Gramma - Del. Nº 18.806 de 1981/1981	Serra Úmida com Mata Pluvial Secundária	F-04	Parque Nacional do Pico da Neblina - Decreto - Proclamação de 1937	M-04	Fazenda Fátima	F-04	Associação Biológica Particular - FORTALEZA
E-05	APA da Serra da Gramma - Del. Nº 18.806 de 1981/1981	Serra Úmida com Mata Pluvial Secundária	F-05	Parque Nacional do Pico da Neblina - Decreto - Proclamação de 1937	M-05	Fazenda Fátima	F-05	Associação Biológica Particular - FORTALEZA
E-06	APA da Serra da Gramma - Del. Nº 18.806 de 1981/1981	Serra Úmida com Mata Pluvial Secundária	F-06	Parque Nacional do Pico da Neblina - Decreto - Proclamação de 1937	M-06	Fazenda Fátima	F-06	Associação Biológica Particular - FORTALEZA
E-07	APA da Serra da Gramma - Del. Nº 18.806 de 1981/1981	Serra Úmida com Mata Pluvial Secundária	F-07	Parque Nacional do Pico da Neblina - Decreto - Proclamação de 1937	M-07	Fazenda Fátima	F-07	Associação Biológica Particular - FORTALEZA
E-08	Parque Estadual do Rio Coco - Del. Nº 19.506 de 1981/1981	Planície Pluvial Montana	F-08	Parque Nacional do Pico da Neblina - Decreto - Proclamação de 1937	M-08	Fazenda Fátima	F-08	Associação Biológica Particular - FORTALEZA
E-09	APA da Serra da Gramma - Del. Nº 18.806 de 1981/1981	Serra Úmida com Mata Pluvial Secundária	F-09	Parque Nacional do Pico da Neblina - Decreto - Proclamação de 1937	M-09	Fazenda Fátima	F-09	Associação Biológica Particular - FORTALEZA
E-10	Parque Estadual do Rio Coco - Del. Nº 19.506 de 1981/1981	Planície Pluvial Montana	F-10	Parque Nacional do Pico da Neblina - Decreto - Proclamação de 1937	M-10	Fazenda Fátima	F-10	Associação Biológica Particular - FORTALEZA
E-11	Parque Estadual do Rio Coco - Del. Nº 19.506 de 1981/1981	Planície Pluvial Montana	F-11	Parque Nacional do Pico da Neblina - Decreto - Proclamação de 1937	M-11	Fazenda Fátima	F-11	Associação Biológica Particular - FORTALEZA
E-12	APA da Lagoa do Vinho - Del. Nº 19.506 de 1981/1981	Planície Lacustre com Complexo Vegetacional Aluvial	F-12	Parque Nacional do Pico da Neblina - Decreto - Proclamação de 1937	M-12	Fazenda Fátima	F-12	Associação Biológica Particular - FORTALEZA
E-13	APA da Lagoa do Vinho - Del. Nº 19.506 de 1981/1981	Planície Lacustre com Complexo Vegetacional Aluvial	F-13	Parque Nacional do Pico da Neblina - Decreto - Proclamação de 1937	M-13	Fazenda Fátima	F-13	Associação Biológica Particular - FORTALEZA
E-14	Parque Estadual do Rio Coco - Del. Nº 19.506 de 1981/1981	Planície Pluvial Montana	F-14	Parque Nacional do Pico da Neblina - Decreto - Proclamação de 1937	M-14	Fazenda Fátima	F-14	Associação Biológica Particular - FORTALEZA
E-15	APA da Serra da Gramma - Del. Nº 18.806 de 1981/1981	Serra Úmida com Mata Pluvial Secundária	F-15	Parque Nacional do Pico da Neblina - Decreto - Proclamação de 1937	M-15	Fazenda Fátima	F-15	Associação Biológica Particular - FORTALEZA
E-16	APA da Serra da Gramma - Del. Nº 18.806 de 1981/1981	Serra Úmida com Mata Pluvial Secundária	F-16	Parque Nacional do Pico da Neblina - Decreto - Proclamação de 1937	M-16	Fazenda Fátima	F-16	Associação Biológica Particular - FORTALEZA
E-17	APA da Serra da Gramma - Del. Nº 18.806 de 1981/1981	Serra Úmida com Mata Pluvial Secundária	F-17	Parque Nacional do Pico da Neblina - Decreto - Proclamação de 1937	M-17	Fazenda Fátima	F-17	Associação Biológica Particular - FORTALEZA
E-18	APA da Serra da Gramma - Del. Nº 18.806 de 1981/1981	Serra Úmida com Mata Pluvial Secundária	F-18	Parque Nacional do Pico da Neblina - Decreto - Proclamação de 1937	M-18	Fazenda Fátima	F-18	Associação Biológica Particular - FORTALEZA
E-19	APA da Serra da Gramma - Del. Nº 18.806 de 1981/1981	Serra Úmida com Mata Pluvial Secundária	F-19	Parque Nacional do Pico da Neblina - Decreto - Proclamação de 1937	M-19	Fazenda Fátima	F-19	Associação Biológica Particular - FORTALEZA
E-20	Parque Estadual do Rio Coco - Del. Nº 19.506 de 1981/1981	Planície Pluvial Montana	F-20	Parque Nacional do Pico da Neblina - Decreto - Proclamação de 1937	M-20	Fazenda Fátima	F-20	Associação Biológica Particular - FORTALEZA
E-21	APA da Serra da Gramma - Del. Nº 18.806 de 1981/1981	Serra Úmida com Mata Pluvial Secundária	F-21	Parque Nacional do Pico da Neblina - Decreto - Proclamação de 1937	M-21	Fazenda Fátima	F-21	Associação Biológica Particular - FORTALEZA
E-22	Reserva Natural Municipal de São João - Del. Nº 18.806 de 1981/1981	Deposito Sedimentar Escarpado com Temples de Pedra	F-22	Parque Nacional do Pico da Neblina - Decreto - Proclamação de 1937	M-22	Fazenda Fátima	F-22	Associação Biológica Particular - FORTALEZA

Fonte: SEMACE, 2008.

Figura 2.4.1.3 - Unidades de conservação - Costa Caucaia



Fonte: SEMACE, 2008.

Figura 2.4.1.4 – Unidades de conservação estaduais

Raoni Ceci

UNIDADES DE CONSERVAÇÃO ESTADUAIS			
	IDENTIFICAÇÃO	DIPLOMA LEGAL	AMBIENTE PREDOMINANTE
E - 01	APA da Lagoa do Uruaú	Dec. Nº 25.355, de 26/01/1999	Planície Lacustre com Complexo Vegetacional Litorâneo
E - 02	Monumento Natural das Falésias de Beberibe	Dec. Nº 27.461, de 04/06/2004	Falésias e Dunas
E - 03	Corredor Ecológico do Rio Pacoti	Dec. Nº 25.778, de 15/02/2000	Planícies Fluviais com Associações de Caatinga e Vegetação Litorânea
E - 04	APA da Serra da Aratanha	Dec. Nº 24.959, de 05/06/1998	Serra Úmida com Mata Plúvio-Nebular
E - 05	APA da Serra de Baturité	Dec. Nº 20.956, de 18/09/1990, alterado pelo Dec. Nº 27.290, de 15/12/2003	Serra Úmida com Mata Plúvio-Nebular
E - 06	APA do Rio Pacoti	Dec. Nº 25.778, de 15/02/2000	Planície Flúvio-Marinha (Manguezal)
E - 07	ARIE do Sítio Curió	Dec. Nº 28.333, de 28/07/2006	Tabuleiro Pré-Litorâneo
E - 08	Parque Estadual do Rio Cocó	Dec. Nº 20.253, de 05/09/1989	Planície Flúvio-Marinha (Manguezal)
E - 09	APA do Estuário do Rio Ceará	Dec. Nº 25.413, de 29/03/1999	Planície Flúvio-Marinha (Manguezal)
E - 10	Parque Botânico do Ceará	Dec. Nº 24.216, de 09/09/1996	Complexo Vegetacional Litorâneo
E - 11	Parque Estadual Marinho Pedra da Risca do Meio	Lei Nº 12.717, de 05/09/1997	Ambiente Marinho
E - 12	APA do Lagamar do Cauipe	Dec. Nº 24.957, de 08/06/1998, alterado pelo Dec. Nº 25.355, de 26/01/1999	Planície Flúvio-Lacustre com Associações de Vegetação Litorânea
E - 13	APA do Pecém	Dec. Nº 24.957, de 08/06/1998, alterado pelo Dec. Nº 25.355, de 26/01/1999	Complexo Vegetacional Litorâneo
E - 14	Estação Ecológica do Pecém	Dec. de desapropriação Nº 25.708, de 05/06/1998	Campos de Dunas e Complexo Vegetacional Litorâneo
E - 15	APA das Dunas de Paracuru	Dec. Nº 25.418, de 29/03/1999	Campos de Dunas
E - 16	APA do Estuário do Rio Curú	Dec. Nº 25.416, de 29/03/1999	Planície Flúvio-Marinha (Manguezal)
E - 17	APA das Dunas da Lagoinha	Dec. Nº 25.417, de 29/03/1999	Campos de Dunas
E - 18	APA do Estuário do Rio Mundaú	Dec. Nº 25.414, de 29/03/1999	Planície Flúvio-Marinha (Manguezal)
E - 19	APA da Lagoa da Jijoca	Dec. Nº 25.975, de 10/08/2000	Planície Lacustre
E - 20	Parque Estadual das Carbaúbas	Dec. Nº 28.154, de 15/02/2006	Áreas de Acumulação Inundável Recobertas por Carnaubais
E - 21	APA da Bica do Ipú	Dec. Nº 25.354, de 26/01/1999	Serra Úmida com Mata Plúvio-Nebular
E - 22	Monumento Natural Monólitos de Quixadá	Dec. Nº 26.805, de 31/10/2002	Depressão Sertaneja (Caatinga) com Campos de Inselbergs

Fonte: SEMACE, 2008.

Com relação às questões identificadas, foi dada atenção à escolha do local em áreas onde as intervenções com o supracitado estão ausentes ou pelo menos minimizadas:

- Área de importância biológica;
- Áreas prioritárias para a conservação da biodiversidade (MMA);
- Áreas protegidas por lei (Áreas de Proteção e Unidades de Conservação).

As Figuras 2.4.1.5 mostram as áreas de proteção ambiental, localizadas próximas ao Parque Eólico offshore Caucaia.

Figura 2.4.1.5 - Áreas das unidades de conservação da área de influência do projeto



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Interferências em Áreas Especiais: Unidades de Conservação, Apps e Outras

Conforme descrito no item referente a identificação e caracterização das unidades de conservação no âmbito federal, estadual e municipal, localizadas na área de estudo do empreendimento e suas respectivas localizações em relação ao traçado do empreendimento, verificou-se a inexistência de interferências nas referidas áreas.

2.4.2 Interferências em Comunidades e Territórios Tradicionais

A preservação das comunidades e territórios tradicionais é de suma importância para a proteção do patrimônio cultural e histórico do Brasil. É necessária a identificação destas áreas que são localizadas próximas a área determinada para a

Raoni Ceci

execução do projeto para que possam ser feitos estudos de interferências nestas comunidades com o intuito de garantir esta preservação. Também é necessário determinar todas as comunidades e territórios tradicionais presentes.

1) Terras Indígenas:

Segundo dados da Prefeitura de Caucaia, o município comporta cerca de 30% dos índios do estado do Ceará, com quase 400 mil habitantes e 1.300 quilômetros quadrados de área total demarcada. As áreas ocupadas por tribos indígenas também podem ser denominadas de áreas tradicionalmente ocupadas.

A segunda maior cidade cearense abraça a maior quantidade de índios do Estado. Duas das 14 etnias existentes no Ceará moram em Caucaia. Uma delas, a Tapeba, existe somente no município. E é a maior em termos populacionais. São aproximadamente 10.000 indivíduos, segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Os Anacés, apesar de em bem menor quantidade, apenas cerca de 25% do povo Tapeba, têm famílias em apenas mais um município cearense além de Caucaia. Vivem também em terras de São Gonçalo do Amarante, no limite rural das duas cidades. A imagem abaixo mostra os territórios das tribos Tapeba (em rosa) e Anacé (em verde).

Figura 2.4.2.1 - Território das tribos existentes em Caucaia.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

2) Assentamentos Tradicionais

O assentamento tradicional rural é um conjunto de unidades agrícolas independentes entre si, instaladas pelo Incra onde originalmente existia um imóvel rural que pertencia a um único proprietário. Cada uma dessas unidades, chamadas de parcelas, lotes ou glebas, é entregue pelo Incra a uma família sem condições econômicas para adquirir e manter um imóvel rural por outras vias. A quantidade de glebas num assentamento depende da capacidade da terra de comportar e sustentar as famílias assentadas. O tamanho e a localização de cada lote são determinados pela geografia do terreno e pelas condições produtivas que o local oferece.

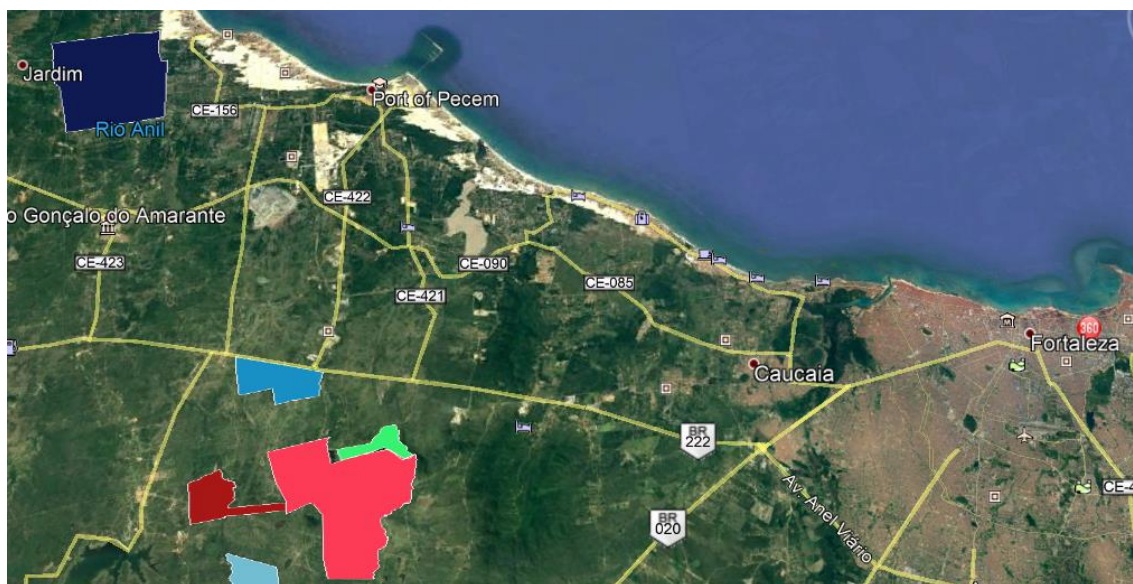
Os trabalhadores rurais que recebem o lote comprometem-se a morar na parcela e a explorá-la para seu sustento, utilizando exclusivamente a mão de obra familiar. Eles contam com créditos, assistência técnica, infraestrutura e outros benefícios de apoio ao desenvolvimento das famílias assentadas.

Até que possuam a escritura do lote, os assentados e a terra recebida estarão vinculados ao Incra. Portanto, sem portar a escritura do lote em seu nome, os beneficiários não poderão vender, alugar, doar, arrendar ou emprestar sua terra a terceiros.

Os assentados pagam pela terra que receberam do Incra e pelos créditos contratados. Além da distribuição de terras, os assentamentos da reforma agrária dão condições de moradia e de produção familiar e garantem a segurança alimentar de brasileiros das zonas rurais que, até então, se encontravam sob risco alimentar e social.

A Figura 2.4.2.2 mostra a localização dos assentamentos tradicionais do município de Caucaia.

Figura 2.4.2.2 - Assentamentos tradicionais em Caucaia.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

3) Comunidades Quilombolas

Com 11 comunidades quilombolas reconhecidos oficialmente pela Coordenação das Comunidades Quilombolas do Ceará (Cerquice) e nove certificadas pela Fundação Cultural Palmares (FCP), Caucaia é o município com o maior número de representação de quilombos no estado.

O título é um documento de autodefinição que concede direito a políticas públicas específicas. A medida tem validade a partir do interesse dos grupos de hoje de se reconhecerem e se declararem através da história, da cultura, da luta e da existência do povo negro como remanescentes de quilombos. Após análise de relatórios e visita in loco, o certificado é emitido.

As comunidade quilombolas reconhecidas pela Coordenação das Comunidades Quilombolas do Ceará – CERQUICE estão descritas na Tabela 2.4.2.1. Bem como na Tabela 2.4.2.2 contém as comunidades quilombolas certificadas pela Fundação Cultural Palmares.

Tabela 2.4.2.1 - Comunidades quilombolas reconhecidas pela CERQUICE

Boqueirão da Arara
Camará
Capuan
Cercadão dos Dicetas
Coca
Deserto
Porteiras
Serra da Conceição
Serra da Rajada
Serra do Juá
Boqueirãozinho

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Tabela 2.4.2.2 - Comunidades quilombolas reconhecidas pela Fundação Cultural Palmares

Serra do Juá
Porteiras
Boqueirão da Arara
Caetanos/Capuan
Cercadão do Dicetas
Deserto
Serra da Conceição
Serra da Rajada
Boqueirãozinho

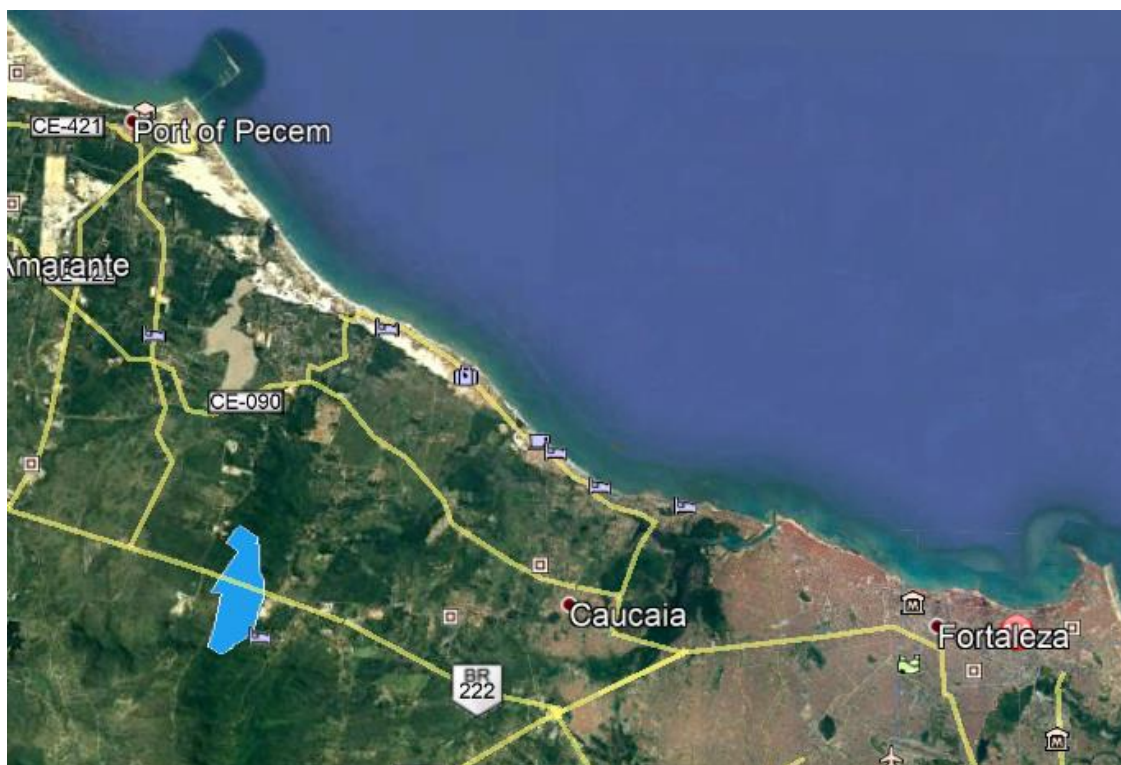
Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Um dos principais quilombos da região é o Quilombo da Serra da Rajada. Há cerca de duzentos anos, negros e negras fugiram da escravidão nos canaviais de Maranguape e se refugiaram nesta serra de Caucaia. Ali encontraram nascentes de água e puderam fazer seus próprios roçados de milho, feijão, mandioca, arroz e colher frutas na mata.

Hoje, os descendentes deste povo, que haviam sido transformados em servos por coronéis exploradores, se fortalecem com o trabalho em uma casa de sementes comunitária, com a qual poderão ser mais independentes para trabalhar na agricultura e para preservar as espécies de plantas que existem no lugar onde vivem.

A imagem abaixo mostra os territórios legitimamente designados as comunidades quilombolas (em azul) próximos ao objeto de estudo (litoral do Icaraí).

Figura 2.4.2.3 - Comunidades Quilombolas em Caucaia.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Seguem ortofotos mostrando as comunidades e territórios tradicionais anteriormente mencionados próximos ao litoral de Caucaia. É visível que o projeto não interfere em nenhuma comunidade e território tradicional, seja pelos caminhos da

Raoni Ceci

linha de transmissão ou pela localização das subestações e torres.

Figura 2.4.2.4 - Localização do projeto x comunidades e territórios tradicionais.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Além das comunidades tradicionais listadas acima, temos também as comunidades de pescadores locais. Estes foram consultados por meio das associações de pescadores e da prefeitura de Caucaia sobre os possíveis impactos do projeto. Após esta consulta, foi diagnosticado que estas comunidades estão localizadas em pontos a leste das linhas de transmissão e dos semi-offshore, em áreas que não serão afetadas pelo empreendimento e que a pesca não sofrerá impactos significativos devido ao posicionamento das torres offshore.

Os órgãos e locações acima são todas as comunidades tradicionalmente ocupadas do município de Caucaia. Uma vez feita a consulta com todos os órgãos responsáveis pelas comunidades tradicionais indígenas, quilombolas, assentamentos tradicionalmente ocupados e comunidades locais, foi constatado que a obra de construção e o funcionamento do Parque Eólico Offshore Caucaia não irá interferir negativamente nas atividades destas comunidades e trará diversos benefícios para as mesmas.

Raoni Ceci

2.5 Caracterização do Empreendimento

2.5.1 Estudos Básicos que Nortearam o Empreendimento

A BI ENERGIA LTDA contratou a Ten Project Brasil para realizar uma avaliação da estimativa de produção de energia para uma proposta de parque eólico offshore no Nordeste do Brasil. O local do projeto está situado a cerca de 5 km da direção norte da cidade de Caucaia, na região nordeste do estado do Ceará. O objetivo deste trabalho foi avaliar os dados de vento com especial atenção na velocidade do vento, turbulência e condições extremas de vento em cada turbina eólica da instalação e determinar o rendimento energético esperado.

O cálculo foi focado em:

- Avaliação de dados de vento, correções e correlação de longo prazo;
- Avaliação da estatística de velocidade do vento para o local;
- Avaliação dos rendimentos anuais de energia esperados;
- Estimativa da produção líquida esperada de energia para cada turbina, incluindo todas as perdas relevantes;
 - Avaliação da incerteza com os níveis de excedência do rendimento energético calculado;
 - Avaliação preliminar da classificação do local de acordo com a norma IEC 61400-1 ed. 3 alteração 1, com referência a:
 - Intensidade de turbulência característica calculada no ponto de referência na altura do hub;
 - Estimativa da extrema velocidade do vento na altura do hub;
 - Complexidade topográfica do local.

Para este estudo, as seguintes atividades foram realizadas:

- Foi realizada uma revisão geral e avaliação de dados meteorológicos

disponíveis. Foram analisados dados anemológicos brutos de uma torre anemométrica de 60 metros de altura localizada na costa do município de Caucaia e diferentes conjuntos de dados de satélite para realizar a estimativa de produção de energia. Os dados foram avaliados quanto à sua qualidade e usabilidade para os fins pretendidos.

- Um modelo de simulação foi estabelecido com base em um modelo linear usando o programa Wind Atlas Analysis and Application Program - WasP para avaliação de rendimento energético.
- A fonte potencial de perdas de energia foi avaliada e deduzida da produção anual bruta de energia.
- Incertezas de várias fontes foram quantificadas e, considerando a variabilidade da velocidade futura do vento, foi previsto uma produção anual de energia líquida para vários níveis de confiança.

2.5.1.1 Caracterização Eólica da Área

Metodologia

A Ten Project Brasil utilizou os seguintes softwares para a investigação entre diversas ferramentas e programas para avaliação e correlação dos dados do vento:

- Wind Atlas Analysis and Application Program (WASP), Version 12.3.16, Release A, , Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark. [24];
- WAsP Engineering 4.00.0180 [24];
- WindPRO, version 3.3.261 2019, EMD International A/S, Denmark licence number: 7384 [23].

Para este estudo foi utilizada a abordagem numérica baseada nos softwares WindPro / Wasp, uma das principais e mais completas ferramentas de instrumentos de análise eólica atualmente disponíveis no mercado.

O Programa de Análise e Aplicação de Atlas Eólico (WAsP), descrito em detalhes por Mortensen et al (2003), é um programa de computador amplamente

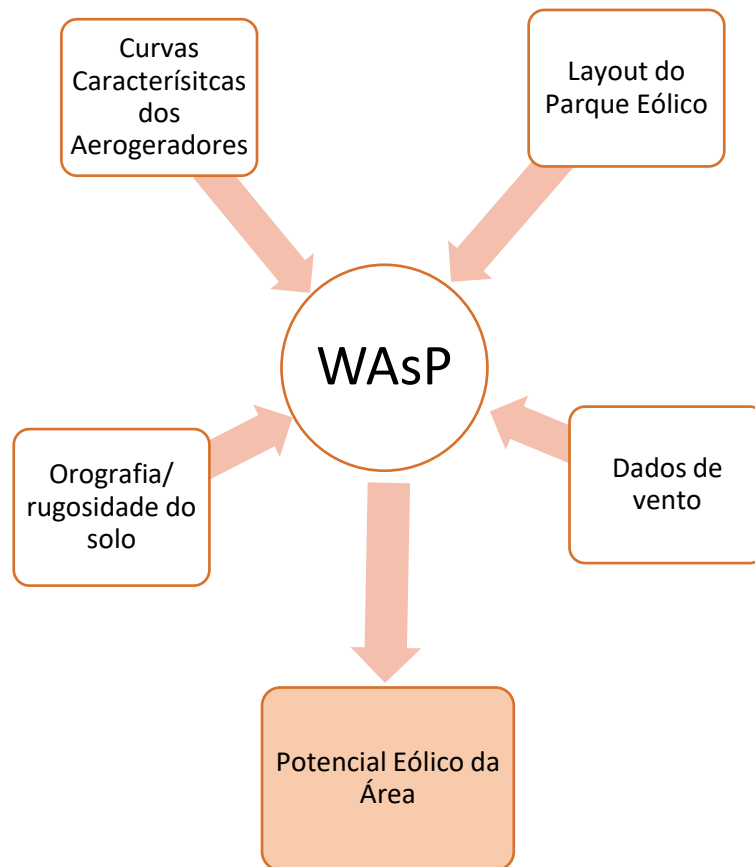
usado que é capaz de generalizar um conjunto de observações de vento de superfície em um conjunto representativo regional de estatísticas de vento modelando o fluxo de vento através do ambiente. No modo de análise, as estatísticas derivadas de um conjunto de dados de velocidade e direção do vento de longo prazo de um local de referência de longo prazo são usadas para criar um Clima de Vento Observado (OWC). O OWC é então extrapolado para o topo da camada limite, ajustando-se a uma distribuição Weibull e modelando os efeitos devido a obstáculos, rugosidade do terreno e topografia no local de referência. O conjunto resultante de estatísticas de velocidade e direção do vento representativas do vento geostrófico sobre a região é conhecido como Atlas Eólico. Aplicando o caminho inverso do processo de análise, uma previsão do recurso eólico em um local candidato é extrapolada para baixo a partir do topo da camada limite usando os dados do Atlas Eólico.

Conforme mostra a Figura 2.5.1.1, os dados de entrada necessários para a determinação dos mapas eólicos são:

- Orografia da área;
- Dados de vento (velocidade e direção) de pelo menos um ponto na área considerada;
- Características "rugosidade" do solo / obstáculos;
- Layout do Parquet Eólico;
- Curva característica dos aerogeradores.

A saída consiste em potencial eólico ou uma climatologia do vento na área considerada com a qual é possível elaborar um mapa eólico e, uma vez escolhido o local para instalar a usina eólica, também é capaz de estimar a produção anual de uma única máquina e de todo um parque eólico, tendo em vista qualquer interferência entre as pás devido ao efeito esteira e a possível presença de obstáculos que possam alterar a distribuição do vento.

Figura 2.5.1.1 - Fluxograma WasP



Fonte:Elaborado pelo autor, 2019.

Em detalhe, o modelo WASP é composto por um conjunto de modelos numéricos que tem a tarefa de corrigir as medidas anemométricas para obter uma climatologia do vento da área considerada. Esses modelos são:

- **O modelo para estabilidade:** baseia-se em algumas correções a serem feitas no perfil logarítmico do vento na mudança das condições de estabilidade atmosférica e requer como entrada as médias climatológicas e os desvios quadráticos médios do

fluxo de calor superficial. O modelo é derivado da lei da resistência geostrófica e o perfil do vento é derivado de uma expansão da primeira ordem da expressão do fluxo de calor sensível para condições de neutralidade atmosférica.

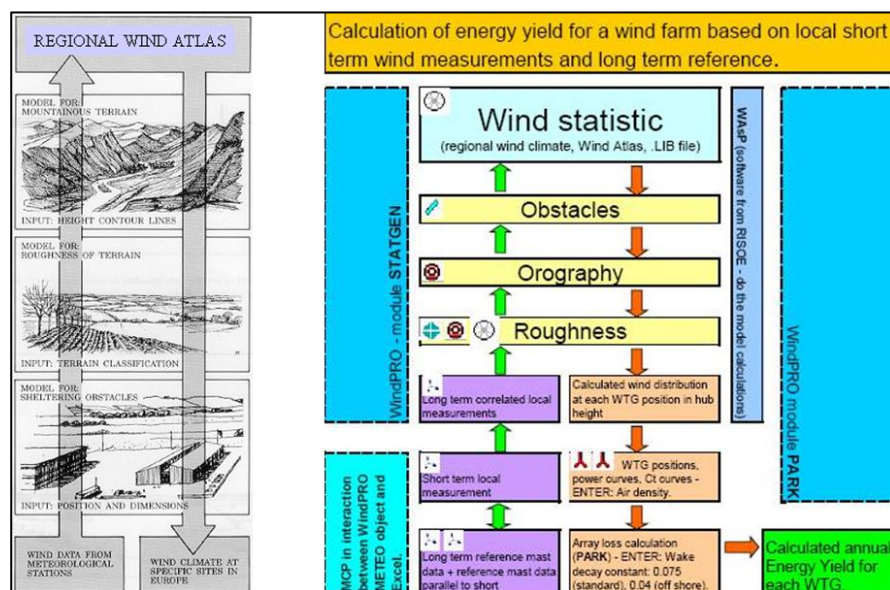
- **O modelo para a mudança de rugosidade:** baseia-se em algumas correções a serem feitas no campo de vento no caso em que o solo não é homogêneo. Neste caso, os comprimentos de rugosidade são atribuídos ao solo de tal maneira que

o fluxo do vento, passando entre duas superfícies não homogêneas, é calculado por considerações sobre o estado limite da superfície. Este modelo desempenha um papel importante na estimativa da produtividade de um parque eólico, uma vez que estabelece que o fator de crescimento da velocidade do vento deve ser com a altura. Portanto, é essencial reproduzir rigorosamente as características de rugosidade da área em questão, introduzindo um mapa de rugosidade da área.

- **O modelo para o efeito de barreira:** considera os efeitos do atrito causado pela resistência aerodinâmica devido a possíveis obstáculos com dimensões variáveis próximas ao anemômetro ou ao local de medida do vento. De fato, sabe-se que perto de um obstáculo, a distâncias ou dimensões comparáveis à sua altura, o perfil do vento é perturbado. Este modelo permite assim "limpar" os dados anemométricos, eliminando estes efeitos.

- **O modelo para orografia:** como os dois anteriores, ele é usado para corrigir os dados do vento dos efeitos devido às inhomogeneidades do terreno circundante; Neste caso, os efeitos induzidos pelas variações altimétricas do solo ao redor da estação de medição são calculados. O algoritmo pode ser representado através do fluxograma da figura seguinte:

Figura 2.5.1.2 - Fluxogramas de metodologia de atlas eólico em software Wasp e Wpro



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Raoni Ceci

O "European Wind Atlas", [1]e[9], é um procedimento de cálculo que corrige dados de medição específicos do local de acordo com as influências da topografia e extrapola esses dados para um clima de vento geral não específico do local (dados do atlas de vento, dados "WASP lib"). Para calcular o clima do vento em outro local a partir deste clima geral do vento, os mesmos procedimentos são usados de maneira oposta, levando em conta a topografia específica do local. O modelo é baseado nos princípios físicos dos fluxos nas camadas limite atmosféricas. Ele leva em conta os seguintes efeitos: a redução da velocidade do vento causada pela vegetação e outras rugas superficiais, efeitos de sombra de edifícios e outros obstáculos e mudanças na velocidade do vento, bem como direção do vento causada por efeitos orográficos (montanhas, vales).

Para aplicação deste modelo, o entorno do sítio considerado e da base meteorológica é descrito na atribuição de comprimentos de rugosidade às características da superfície. As posições e alturas dos obstáculos são determinadas e um mapa orográfico do entorno é feito. Com base na descrição deste site, a velocidade média do vento e as estatísticas de vento no local podem ser calculadas a partir do clima do vento regional. Em detalhe, para uma altura específica, a distribuição de frequência da velocidade do vento (distribuição de Weibull) é calculada para cada um dos 12 setores de direção do vento. Com estas distribuições específicas do local e a curva de potência de cada turbina, calcula-se o rendimento médio anual de energia. Para fazer uma seleção e avaliação corretas dos dados de entrada, é necessária uma experiência considerável com os princípios e a sensibilidade do método do atlas eólico. A base meteorológica tem grande influência no resultado e deve ser selecionada de forma adequada quanto à sua localização e período de medição.

Para calcular o rendimento energético de um parque eólico, o rendimento energético anual das turbinas eólicas individuais tem de ser calculado, bem como as perdas de rendimento energético causadas pelos efeitos de sombreamento mútuo. Estes cálculos são realizados com base no "Park Model" desenvolvido pelo Risø National Laboratory, Dinamarca [2].

Os dados básicos de entrada para este cálculo são as distribuições de frequência da velocidade do vento em cada posição de turbina do parque eólico

planejado, consistindo nos parâmetros A e k das distribuições Weibull. Estas quantidades são calculadas de acordo com os métodos do Atlas Eólico Europeu citado anteriormente. O modelo de efeito esteira de uma turbina eólica usa a conservação de massa e impulso para determinar a velocidade do vento atrás do rotor. Uma expansão linear do arrasto é assumida. O déficit de velocidade do vento dentro do arrasto é calculado usando a curva de coeficiente de empuxo c_t . O ângulo de abertura depende da intensidade da turbulência e pode ser calculado usando relações empíricas.

Modelos Topográficos

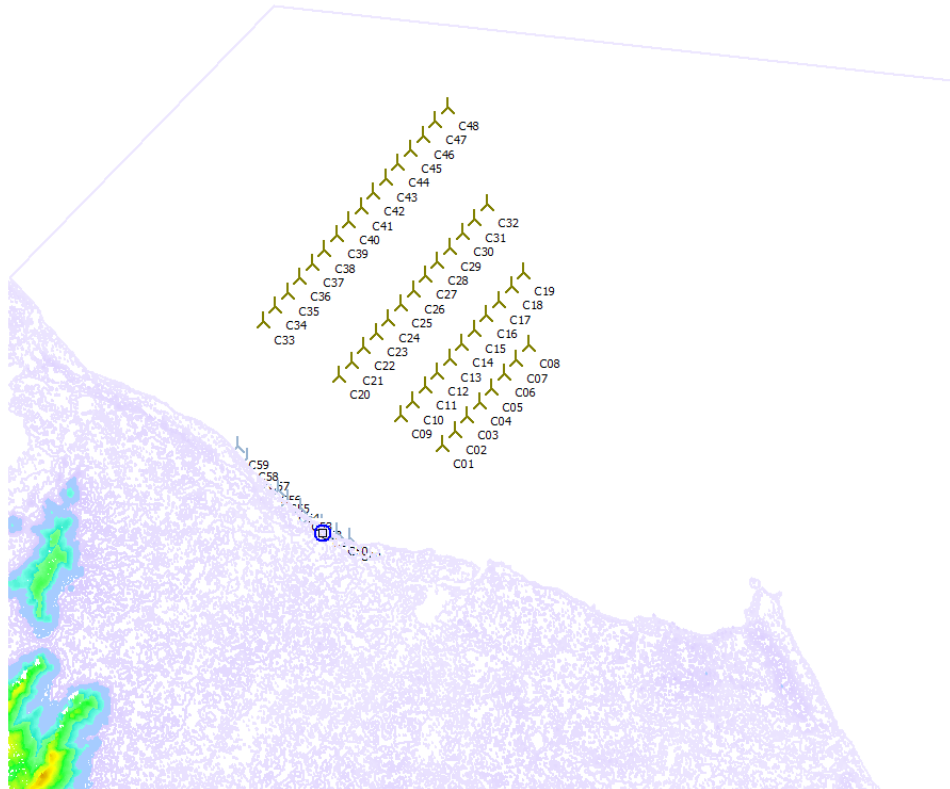
Mapa Orográfico

Um mapa digital de 45 km x 45 km foi obtido a partir do banco de dados da Missão de Topografia de Radar de Transporte (SRTM) do Serviço Geológico dos EUA e foi checado a área ao redor do local e um bom acordo foi encontrado.

Os dados do SRTM obtidos foram divulgados na resolução de 1 segundo de arco no final de 2014 e a América do Sul é coberta [23]. De acordo com a descrição do Levantamento Geológico dos Estados Unidos- USGS, esses dados SRTM atendem às precisões absolutas horizontais e verticais de 20 metros (erro circular com 90% de confiança) e 16 metros (erro linear com 90% de confiança), respectivamente.

A Figura 2.5.1.3 contempla a característica do arquivo DTM (Mapa Digital do Terreno) usado para ambos os modelos de simulação, com evidência de área detalhada.

Figura 2.5.1.3 – Mapa digital do terreno

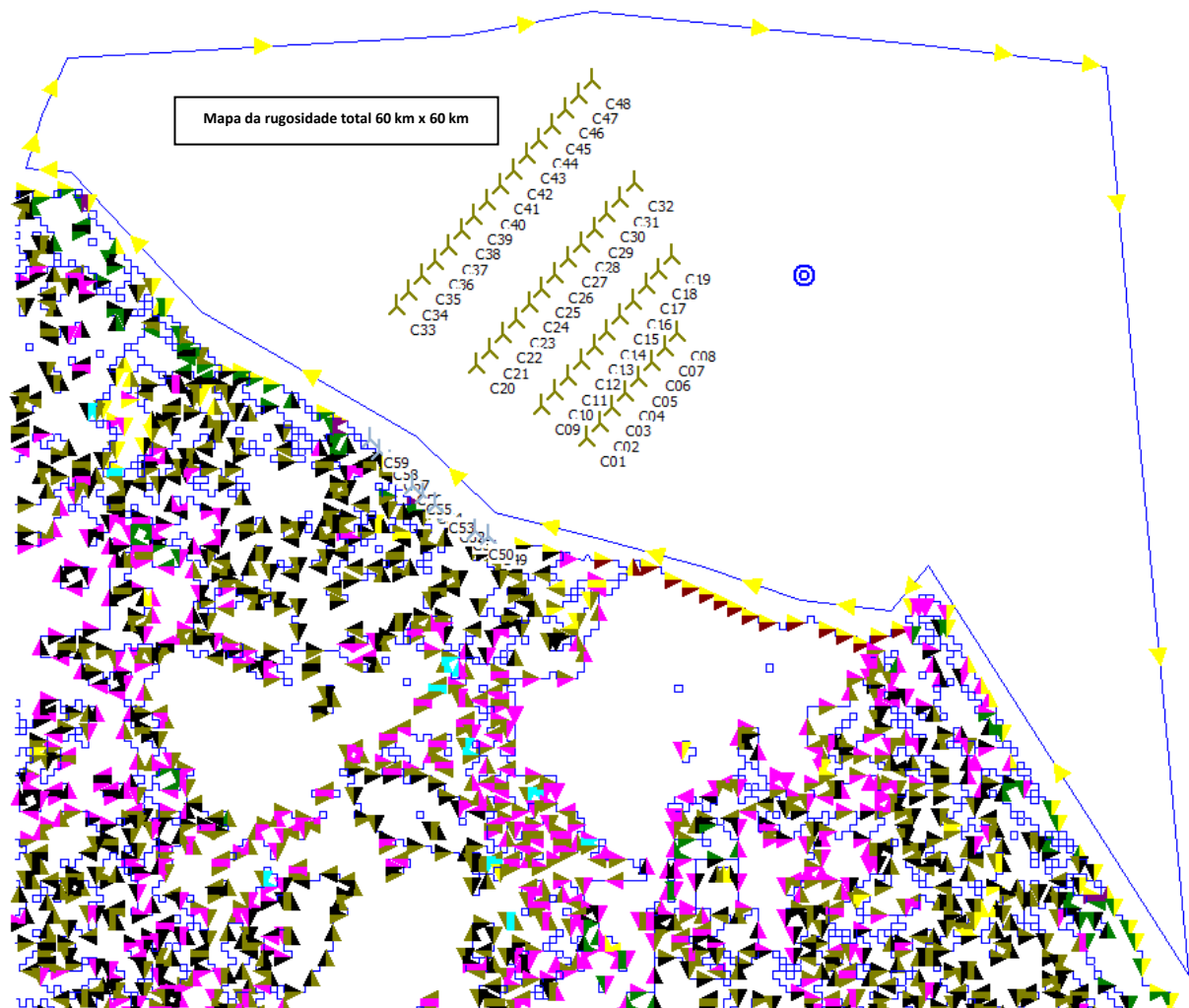


Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Mapa de Rugosidade

A rugosidade da superfície da terra, que é determinada principalmente pela altura e tipo de vegetação e edifícios, tem um impacto importante na velocidade média do vento em alturas de interesse para as turbinas eólicas. A informação de rugosidade é baseada no “GlobCover 2009” que é um conjunto de dados de cobertura global do solo com uma resolução espacial de 300 m. O conjunto de dados é desenvolvido e processado pela Agência Espacial Européia (ESA) e pela Université Catholique de Louvain (UCL), o mapa digital foi ajustado solucionando os conflitos das linhas sobrepostas e enriquecido com as informações derivadas da entrada manual de mapas orto-fotográficos e levantamento de sites. O mapa de estabelecido abrange uma área de 60x60 km dentro da área do parque eólico e em torno do local, conforme mostrado na Figura abaixo.

Figura 2.5.1.4 - Mapa de rugosidade usado para modelos de simulação



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Dados de Vento

A tabela a seguir lista algumas informações dos dados disponíveis para o local analisado. A Torre anemométrica TP_2839_60 m, contém dados medidos na área de estudo, enquanto os outros são estações de referência encontradas para verificar e estabilizar a velocidade do vento em um período de longo prazo.

Quadro 2.5.1.1 - Coordenadas de dados utilizados para avaliação do clima do local

Fonte de Dados	Especificações	Altura [m]	WGS84 zone 24 Est [m]	WGS 84 zone 24 Nord [m]
TP_2839_60m	Tubular mast logger NGR Synphonie	60	543279	9592142
CFSR2_W38.659_S03.578	Satellite data	10	537872	9604511
ERA5_S03.512879_W038.53125	Satellite data	100, 10	552091	9611690

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

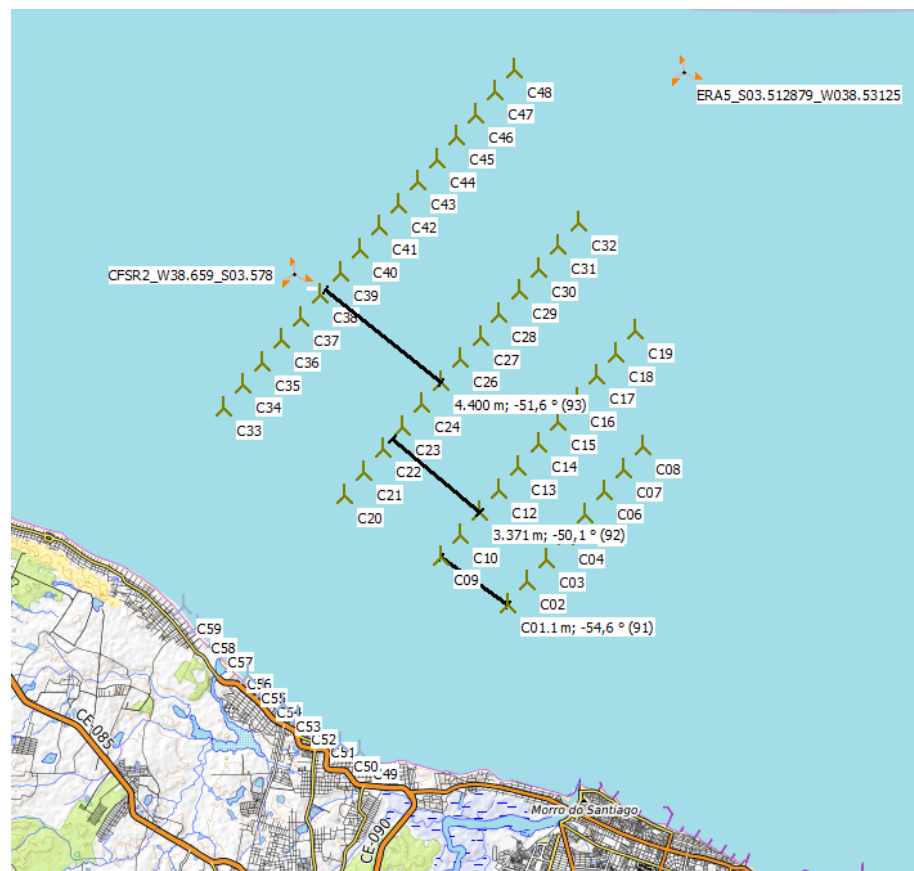
O Quadro 2.5.1.1 descreve o intervalo de dados disponibilizados para cada fonte de informação. Uma análise detalhada de cada fonte de dados meteorológicos usados é relatada nos apêndices. Aqui é mostrada apenas uma visão resumida de suas principais características, como: configuração dos dados e pontos de localização, disponibilidade dos dados do vento, velocidade média total do vento - Vm, velocidade máxima do vento -Vmax, velocidade mensal do vento, parâmetros weibull, análise detalhada do vento.

Quadro 2.5.1.2 - Detalhe do período de medição das fontes de dados usados para avaliação climática do local.

	Altura [m]	Primeiro dado	Último dado	Meses
TP_2839	60,00m - 1	12/06/2009	17/12/2012	42,2
	40,00m - 2	03/06/2009	28/11/2012	41,9
	60,00m - 3	17/05/2010	17/12/2012	31,1
ERA5_S03.512879_W38.53125	10,00m -	01/01/2000	31/12/2018	228,1
	100,00m -	01/01/2000	31/12/2018	228,1
CFSR2_W38,659_S03.578	10,00m -	31/12/2011	30/09/2018	81

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Figura 2.5.1.5 - Locais de fontes meteorológicas de dados de vento relacionados ao layout de parques eólicos no mapa topográfico



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

A torre anemométrica TP_2839, instalada em junho de 2009 e descartada em dezembro de 2012, era uma torre de 60 metros localizada perto da costa, tinha 3 anemômetros a 60-60-40 m e 2 sensores de direção (60-40 m). Era uma torre de treliça instalada em um ponto onde a posição da Turbina Eólica - WTG (C01) ficava a cerca de 5 km, enquanto a posição WTG (C49) mais próxima do parque eólico costeiro é de cerca de 4 km. Os dados desta torre anemométrica serviram de referência para estimar os parâmetros solicitados na altura do hub nas posições WTG (após uma correção de longo prazo e uma extrapolação de cisalhamento vertical até 90 m de altura). Abaixo uma tabela de resumo de todas as principais características de medição.

Quadro 2.5.1.3 - Síntese das características da torre local TP_2839

	Sinal	Unidade	Contagem	Do Período	Média	Std dev	Min	Max	Weibull Médio	Weibull A par	Weibull k par
60,00m - 1	Velocidade média do vento, tudo	m/s	161599	87,4%	7,60		0,4	18,5	7,65	8,46	3,8304
60,00m - 1	Direção do vento, todos	Graus	161599	87,4%	123		0	356			
60,00m - 1	Intensidade de turbulência, ativada		151098	81,7%	0,0789	0,0687	0	0,7302			
40,00m - 2	Velocidade média do vento, tudo	m/s	133260	72,7%	6,86		0,4	18	6,91	7,7	3,3203
40,00m - 2	Direção do vento, todos	Graus	133260	72,7%	126,9		4	356			
40,00m - 2	Intensidade de turbulência, ativada		117543	64,1%	0,1148	0,0571	0,0217	0,82			
60,00m - 3	Velocidade média do vento, tudo	m/s	124684	91,6%	7,66		0,2	16,4	7,76	8,58	3,8296
60,00m - 3	Direção do vento, todos	Graus	124686	91,6%	117,5		0	356			
60,00m - 3	Intensidade de turbulência, ativada		114890	84,4%	0,1033	0,0532	0,0222	1,2857			
60,00m - 1 Subst	Velocidade média do vento, tudo	m/s	175204	94,1%	7,53		0,2	18,5	7,58	8,4	3,7192
60,00m - 1 Subst	Direção do vento, todos	Graus	175204	94,1%	123,1		0	356			
60,00m - 1 Subst	Intensidade de turbulência, ativada		162547	87,3%	0,0809	0,0682	0	0,7302			

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

No quadro acima, além dos canais 1,2,3 de 60 e 40 m, também é relatado um canal com a denominação de 60,0 m Subst. Estas linhas mostram as informações relativas ao canal 1 de 60 m após uma série de processamentos realizados, quando possível, para recuperar analiticamente os dados perdidos devido a falhas no funcionamento parcial do sensor. Em detalhe, os seguintes cálculos foram realizados:

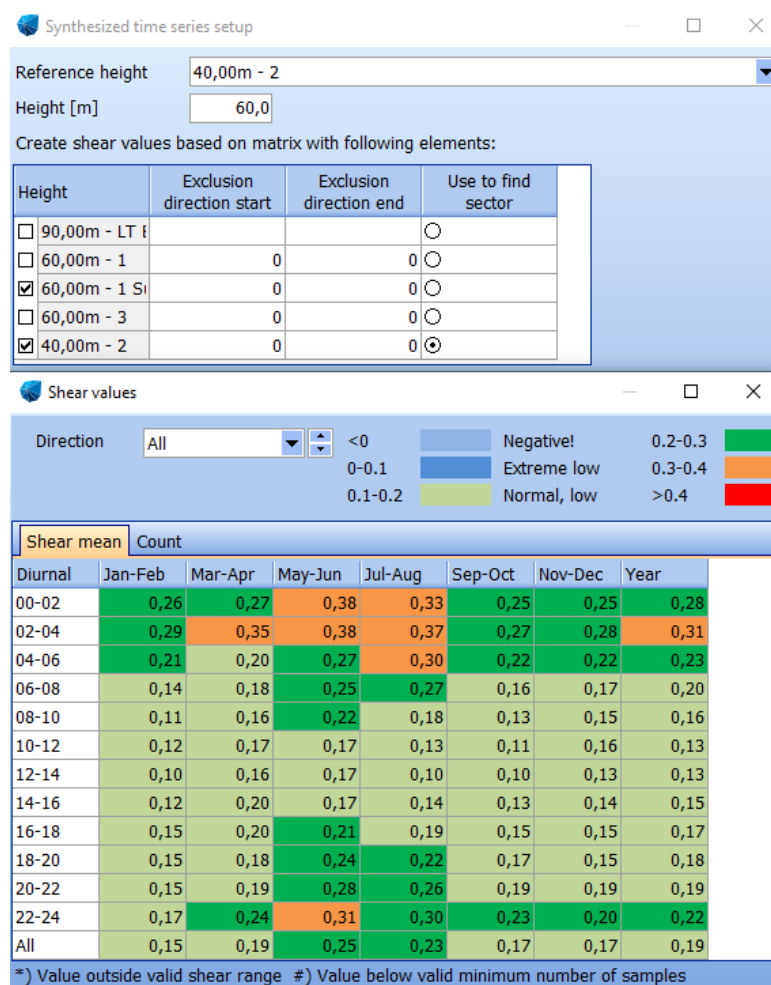
- Passo 1: substituição de CH3 para CH1 do par de dados de vento ausente e inválido (velocidade e direção do vento).
- Passo 2: sintetização das séries de dados de vento de 40 a 60 m usando a lei de potência aplicada a uma tabela de corte detalhada para 12 setores e períodos sazonais [29].
- Passo 3: substituição do canal sintetizado para CH1 do par de dados de vento ausente e inválido (velocidade e direção do vento).

A série obtida de dados de vento resulta em linha com os dados originais medidos a 60 m e permite recuperar 13605 lacunas de 10 minutos correspondendo a cerca de 3 meses de dados, passando a disponibilidade de dados válidos de 87,4% para 94,1%.

A velocidade média da série de dados mais completa obtida com 94,1% de dados válidos é igual a 7,58 m/s em comparação com 7,65 m/s da série original. A série obtida é considerada congruente e foi usada para processamento subsequente.

Os gráficos seguintes sintetizam as características anemológicas dos valores medidos de 60 m, referidos a 60 m 1 de canal Subst.

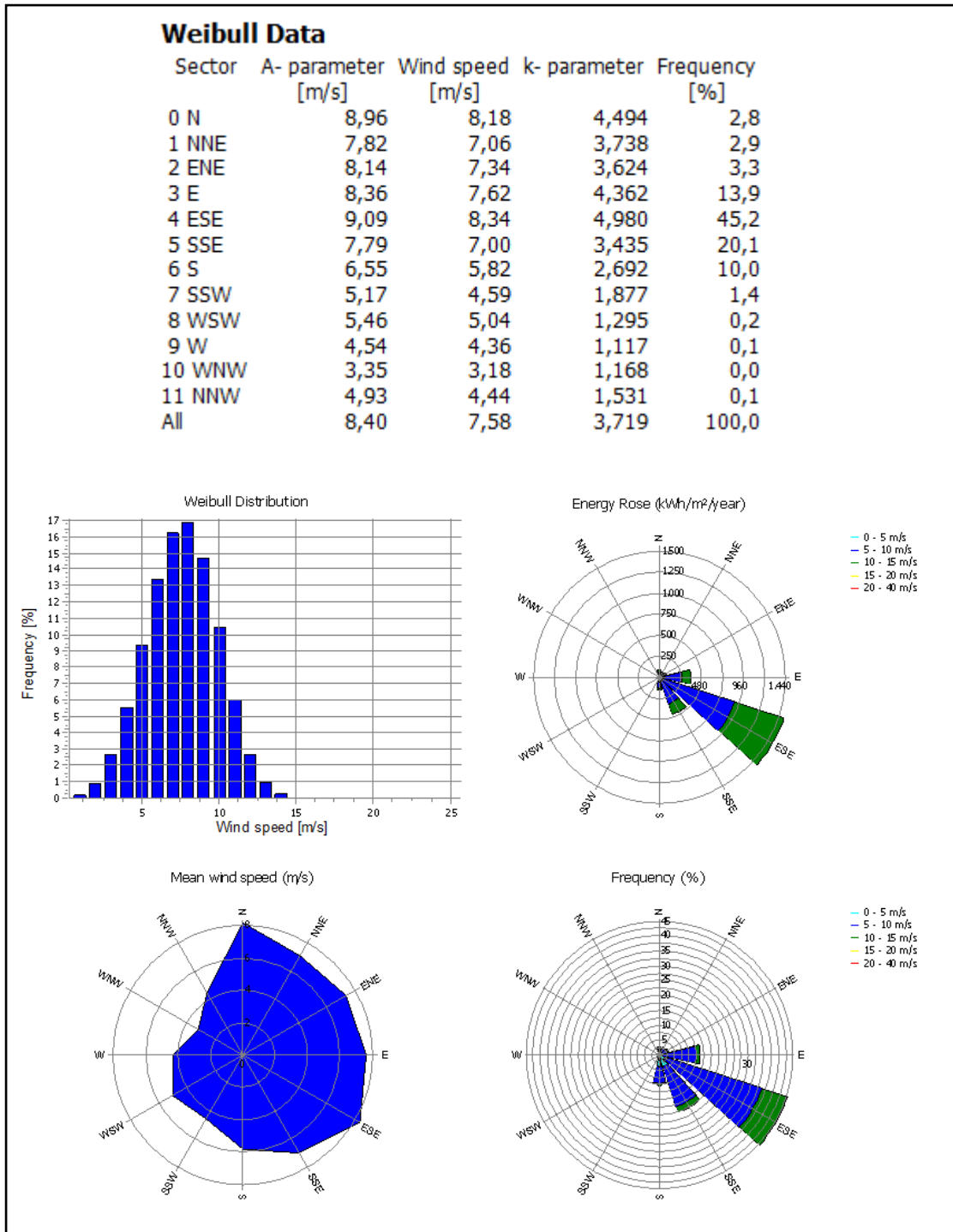
Tabela 2.5.1.4 - Matriz de cisalhamento usada para sintetizar dados de vento de 40 a 60 m



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

A Figura 2.5.1.6 contempla os relatórios de gráfico direcional da torre anemométrica para distribuição de frequência medida de 60 m de altura. Dados de distribuições Weibull setoriais.

Figura 2.5.1.6 – Relatórios de gráfico direcional da torre anemométrica



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Raoni Ceci

Dados Meteorológicos De Longo Prazo

A correlação de longo prazo foi realizada com o intuito de reduzir a incerteza na velocidade média do vento na altura do hub do aerogerador para melhorar a confiabilidade da estimativa de produção de energia. Vários conjuntos de dados de vento foram testados entre bancos de dados de satélite, como dados do Merra, dados do CFSR e dados do ERA5.

O conjunto de dados disponíveis da Merra estão relacionado a apenas 1 ano, dados adicionais de outros anos estão sujeitos a pagamento, portanto, esse banco de dados foi excluído desta análise.

Dois conjuntos de dados foram considerados válidos para o propósito e seus detalhes são relatados abaixo

DADOS CFSR – CFSR2_W38.659_S03.578

O CFSR- Climate Forecast System Reanalysis é um produto de reanálise de terceira geração. É um sistema global, de alta resolução, acoplado de superfície-mar de gelo e atmosfera-oceano-terra projetado para fornecer a melhor estimativa do estado destes domínios acopladas ao longo deste período. O CFSR inclui (1) acoplamento de atmosfera e oceano durante a geração do campo de adivinhação de 6 horas, (2) um modelo interativo de gelo marinho e (3) assimilação de radiancias de satélites.

Todos têm uma cobertura global sobre as massas terrestres, que se estende por cerca de 50 km até o mar, perto das costas. A resolução temporal é de 1 hora.

A resolução da atmosfera global da CFSR é de aproximadamente 38 km com 64 níveis. O oceano global é de 0,25 ° no equador, estendendo-se a um 0,5 ° global além dos trópicos, com 40 níveis. O modelo de superfície terrestre global tem 4 níveis de solo e o modelo global de gelo marinho tem 3 níveis. O modelo atmosférico da CFSR contém variações observadas no dióxido de carbono (CO_2), juntamente com mudanças nos aerossóis e outros gases residuais e variações solares. Com estes parâmetros variáveis, o estado analisado incluirá estimativas de mudanças no clima do sistema terrestre devido a esses fatores.

Quadro 2.5.1.4 - Síntese das características do mastro do local

Sinal	Altura	Unidade	Cont.	Período	Médio	Min	Max	Weibull médio	Weibull A par	Weibull k par
Velocidade média do vento	10,0m	m/s	9160	100%	6,97	0,1	11,74	6,98	7,63	4,6388
Direção do vento	10,0m	Degrees	9160	100%	102,4	0,2	59,1			

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Quadro 2.5.1.5 - Velocidades médias do vento do CFSR2

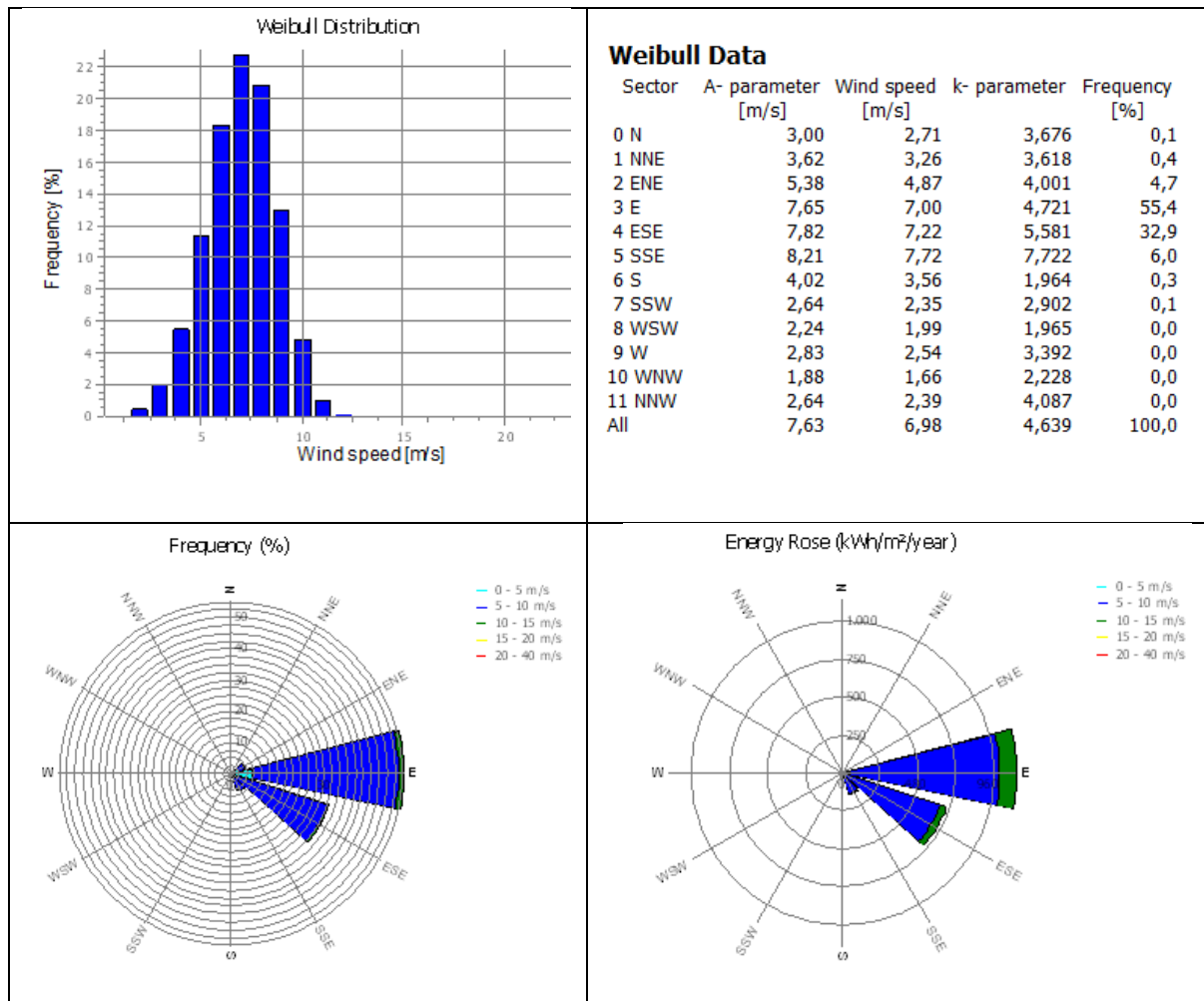
CFSR2_W38.659_S03.578									
10,00m - Veloc. média do vento [m/s]	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Média
Janeiro		7,13	6,64	6,85	7,1	5,02	6,51	6,56	6,54
Fevereiro		6,36	7,14	6,29	6,2	6,54	5,56	4,28	6,06
Março		6,11	6,25	5,53	5,2	5,73	5	5,14	5,57
Abril		6,14	5,06	5,02	5,27	6,34	5,34	4,82	5,43
Mai		6,77	6,09	4,97	6,63	6,08	5,43	5,73	5,96
Junho		6,75	6,12	6,92	6,84	6,97	6,91	7,0	6,79
Julho		7,85	6,65	7,54	7,81	7,78	7,15	7,18	7,42
Agosto		8,69	8,16	8,4	8,66	8,16	8,08	7,83	8,28
Setembro		8,5	8,65	7,96	8,38	8,44	8,98	8,42	8,48
Outubro		8,56	8,29	8,58	8,4	8,43	8,59		8,47
Novembro		7,1	7,96	7,42	7,34	8,19	7,64		7,61
Dezembro	5,74	7,26	7,02	7,46	7,38	7,4	7,2		7,28
média, todos	5,74	7,27	7,05	6,92	7,11	7,09	6,87	6,35	6,97

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Raoni Ceci

A Figura 2.5.1.7 contém a velocidade média do vento medida pelo ERA5, os relatórios de gráfico direcional para distribuição de frequência medida com 100 m de altura, a velocidade média do vento e a energia aumentaram. Distribuições weibull setoriais.

Figura 2.5.1.7 – Velocidade média dos ventos



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

ERA5_S03.512879_w038.53125

ERA5 é um conjunto de dados de reanálise climática desenvolvido através do Serviço Copernicus Climate Change Service (C3S) e processado / entregue pelo Centro Europeu de Previsão do Tempo a Médio Prazo - ECMWF. O conjunto de

Raoni Ceci

dados destina-se a substituir o conjunto de dados do ERA-Interim do ECMWF logo após o conjunto de dados do ERA5 ser concluído. O conjunto de dados ERA5 tem várias melhorias em comparação com o ERA-Interim:

- Sistema de modelagem mais recente;
- Mais observações utilizadas na assimilação;
- Maior resolução horizontal espacial (cerca de 31 km em comparação com 79 km);
- Maior resolução vertical espacial;

Resolução:

A grade do modelo é uma grade gaussiana reduzida que tem uma resolução lateral de $0,28125^\circ$ (cerca de 31 km). Ele contém valores por hora. A cobertura é global para áreas de terra e regiões costeiras. No WindPRO, espera-se que a cobertura *offshore* cubra uma área de aproximadamente 300 km do litoral.

Avaliação de dados:

As velocidades de vento horárias dos dados do ERA5 foram comparadas às velocidades de vento medidas de 108 fontes de dados meteorológicos em todo o mundo. Estes dados são de estações/torres que têm alturas de sensor variando de cerca de 60m a 140m. Correlações foram calculadas para todos os locais - e os dados do ERA5 mostram uma melhoria significativa em relação ao MERRA2 - a correlação média é aumentada em 0,07 e a variação também é menor.

Quadro 2.5.1.6 - Detalhes do conjunto de dados ERA5

Sinal	Altura	Unidade	Contagem	Do Período	Média	Min	Max	Weibull Média	Weibull A par	Weibull k par
Velocidade média do vento, todos	100,0m	m/s	166559	100,00%	8,37	0,02	15,73	8,43	9,28	4,2167
Direção do vento, todos	100,0m	Graus	166559	100,00%	104	0	359,9			
Velocidade média do vento, todos	10,0m	m/s	166559	100,00%	7,39	0,08	13,01	7,45	8,15	4,6649
Direção do vento, todos	10,0m	Graus	166559	100,00%	103,8	0	359,9			

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

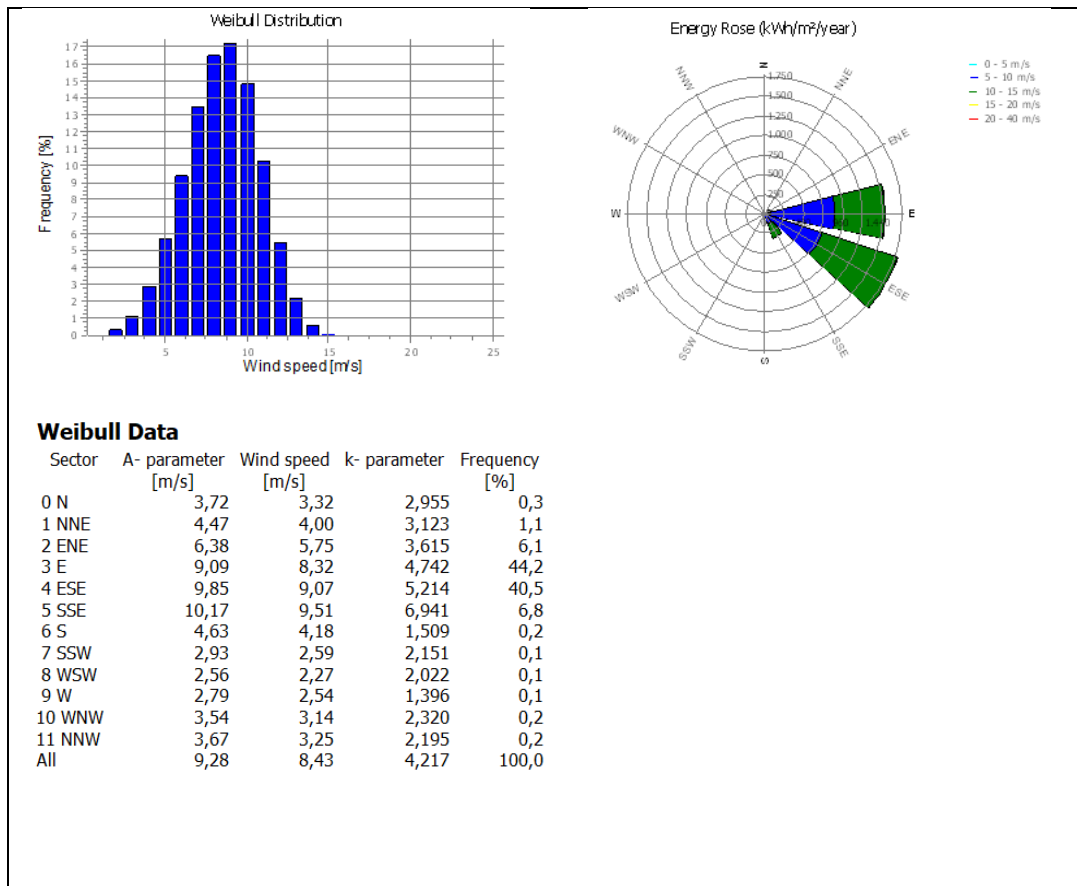
Quadro 2.5.1.6 - Detalhes do conjunto de dados ERA5

ERA5_S03.512879_W038.53 125.100,00m - Velocidade Média do Vento [m/s]	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Mean
Janeiro	6,09	8,11	5,90	6,18	5,73	7,62	9,35	8,04	7,21	6,84	7,49	5,83	8,58	8,22	8,20	8,64	5,94	7,42	7,17	7,29
Fevereiro	5,05	6,44	7,44	6,25	5,78	7,52	5,94	5,44	6,69	5,97	8,22	5,78	7,68	8,81	7,75	7,22	7,41	6,64	4,46	6,66
Março	6,44	5,70	6,19	5,26	6,85	6,24	5,61	6,96	3,80	4,61	6,45	5,01	7,40	7,80	6,61	6,09	6,87	5,18	5,62	6,04
Abril	5,78	6,23	5,76	6,08	7,23	7,64	4,74	6,17	4,87	3,17	6,68	4,84	7,58	6,01	5,74	5,79	7,86	6,40	5,20	5,99
Mai	7,97	7,35	7,09	7,39	7,82	7,76	6,42	7,73	6,07	3,92	7,18	6,67	8,85	7,63	6,06	8,21	7,92	7,08	6,77	7,15
Junho	8,19	8,28	8,26	8,48	8,48	8,91	8,63	9,00	7,79	7,25	8,47	8,00	8,95	7,99	8,95	8,81	8,90	8,74	8,69	8,46
Julho	8,49	9,59	9,13	9,94	8,95	9,72	9,19	9,99	9,32	8,57	9,76	8,54	10,58	8,91	9,94	10,06	10,20	9,22	9,39	9,45
Agosto	9,79	11,00	10,59	10,16	9,99	10,83	10,26	11,06	9,70	9,57	10,90	9,89	11,16	10,74	10,94	11,21	10,58	10,21	9,81	10,44
Setembro	10,11	10,28	10,35	10,56	10,73	10,46	10,37	11,07	10,45	10,25	11,21	10,82	10,77	11,00	10,60	10,83	10,68	11,28	10,69	10,66
Outubro	10,35	9,44	10,55	10,65	10,49	10,58	9,83	10,61	10,82	9,04	8,68	9,41	11,13	10,52	10,90	10,52	10,49	10,80	9,27	10,21
Novembro	8,99	9,06	9,41	9,37	9,85	9,90	9,15	9,66	9,43	9,82	9,52	9,68	8,98	10,13	9,39	9,05	9,98	9,51	9,38	9,49
Dezembro	7,65	9,16	7,95	8,27	8,71	8,97	8,13	8,85	8,31	8,25	7,82	9,19	9,19	8,75	9,36	8,86	8,46	8,25	7,03	8,48
Média de Todos	7,92	8,40	8,22	8,23	8,39	8,85	8,15	8,74	7,88	7,28	8,53	7,82	9,25	8,88	8,71	8,79	8,78	8,40	7,81	8,37

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

A Figura 2.5.1.8 expõe a velocidade média do vento medida pelo ERA5, os relatórios de gráfico direcional para distribuição de frequência medida com 100 m de altura, a velocidade média do vento e a energia aumentaram. Distribuições weibull setoriais.

Figura 2.5.1.8 – Velocidade média medida pelo ERA5



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Em relação à torre anemométrica, toda a instrumentação utilizada para medição foi analisada e verificada; foram reimportados todos os dados brutos e para cada canal foram verificados os fatores de calibração correspondentes com os certificados recebidos.

Algumas lacunas nos dados para os canais de 60 m foram resolvidas substituindo mutuamente os dois canais na mesma altura (CH1 60m, CH3 60m), com base no fato de que os dois canais mostraram perfeita analogia de medição. Além disso, outros dados foram recuperados do canal de 40 m usando a lei de potência de cisalhamento. Os novos conjuntos de dados foram denominados CH1 60 Subst e CH3 60 Subst.

O conjunto de dados CH1 de 60 m foi extrapolado para 90 m de altura usando matriz de cisalhamento dos valores medidos.

O novo conjunto de dados de 90m foi então correlacionado ao conjunto de dados de longo prazo do ERA5 para obter uma velocidade de vento de longo prazo estabilizada.

Cisalhamento Do Vento

O perfil do vento da camada limite atmosférica é geralmente de natureza logarítmica e é melhor aproximado usando a equação do perfil de vento que é responsável pela rugosidade superficial e estabilidade atmosférica. A equação para estimar a velocidade média do vento (u) em altura z (metros) acima do solo é:

$$u_z = \frac{u_*}{\kappa} \left[\ln \left(\frac{z-d}{z_0} \right) + \psi(z, z_0, L) \right]$$

onde u_* é a velocidade de atrito (ou cisalhamento) ($m \cdot s^{-1}$), κ é a constante de Von Kármán ($\sim 0,41$), d é o deslocamento do plano nulo, z_0 é a rugosidade da superfície (em metros) e ψ é um termo de estabilidade onde L é o parâmetro de estabilidade Monin-Obukhov. Sob condições de estabilidade neutras, $z/L = 0$ e ψ não é considerado. A relação da lei de potência do perfil do vento é frequentemente usada como um substituto para o perfil do vento de registro quando as informações de rugosidade ou estabilidade da superfície não estão disponíveis.

A relação da lei do poder do perfil do vento é:

$$V_z/V_{zr} = (Z/Z_r)^\alpha$$

onde V_z é a velocidade do vento (em metros por segundo) na altura Z (em metros), e V_r é a velocidade conhecida do vento em uma altura de referência Z_r . O expoente (α) é um coeficiente empiricamente derivado que varia dependendo da estabilidade da atmosfera. Para condições de estabilidade neutra, α é aproximadamente 1/7 ou 0,143.

O cisalhamento do vento depende fortemente das alturas de referência, da faixa de velocidade do vento, das direções do vento e da sazonalidade. Resultados mais detalhados são relatados nos apêndices. A tabela a seguir mostra a base de cisalhamento do vento medida em diferentes sensores instalados no mastro de montagem TP_2839.

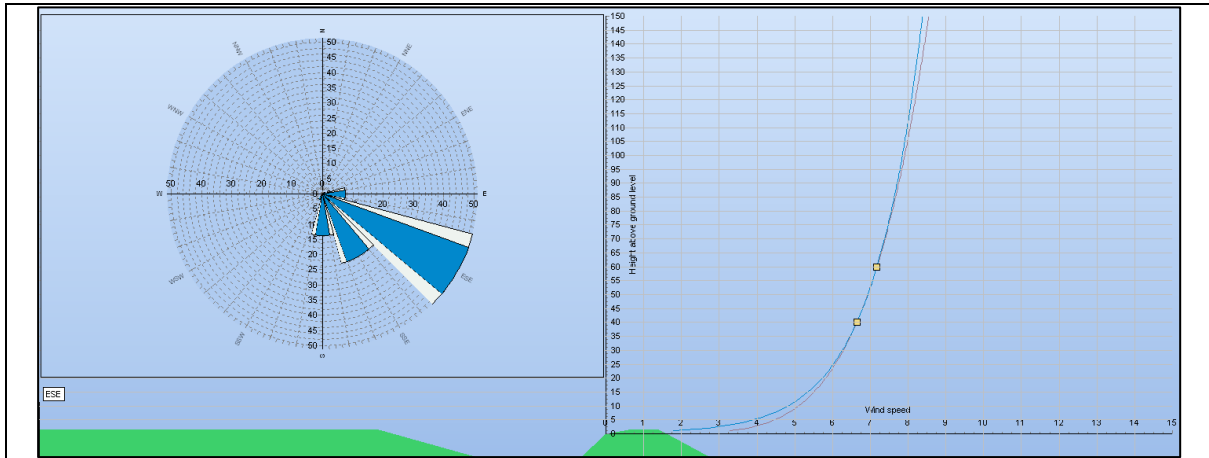
O cisalhamento do vento medido em TP_019 foi expresso como lei de potência e lei de registro para todas as direções (Quadro 2.5.1.6).

Quadro 2.5.1.6 – Cisalhamento do vento

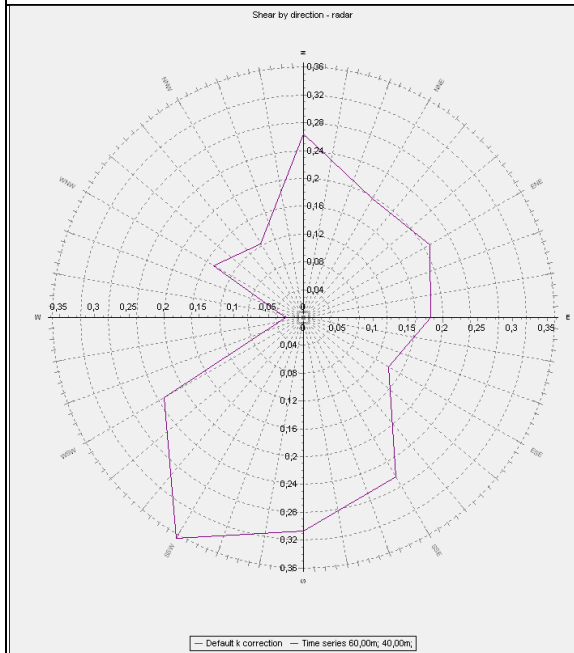
Setor	Expoente da Lei da Potência	Comprimento do Registro de Rugosidade Superficial
Média	0,19	0,25
N	0,26	1,10
NNE	0,20	0,30
ENE	0,21	0,41
E	0,18	0,21
ESE	0,14	0,04
SSE	0,27	1,12
S	0,31	1,88
SSW	0,37	3,17
WSW	0,23	0,64
W	0,03	0,00
WNW	0,15	0,06
NNW	0,12	0,01

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Figura 2.5.1.9 - Representação gráfica e detalhe do cisalhamento de vento.



Gráficos de valores medidos em rosa dos ventos e cisalhamento



Valores de rosa dos ventos de cisalhamento

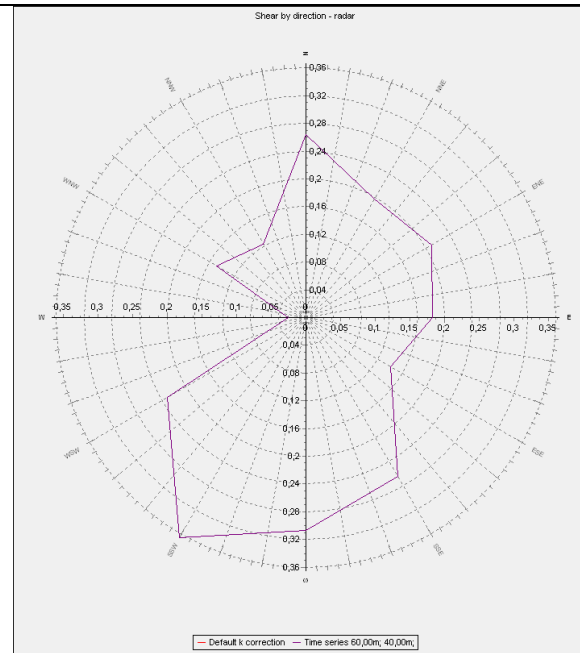
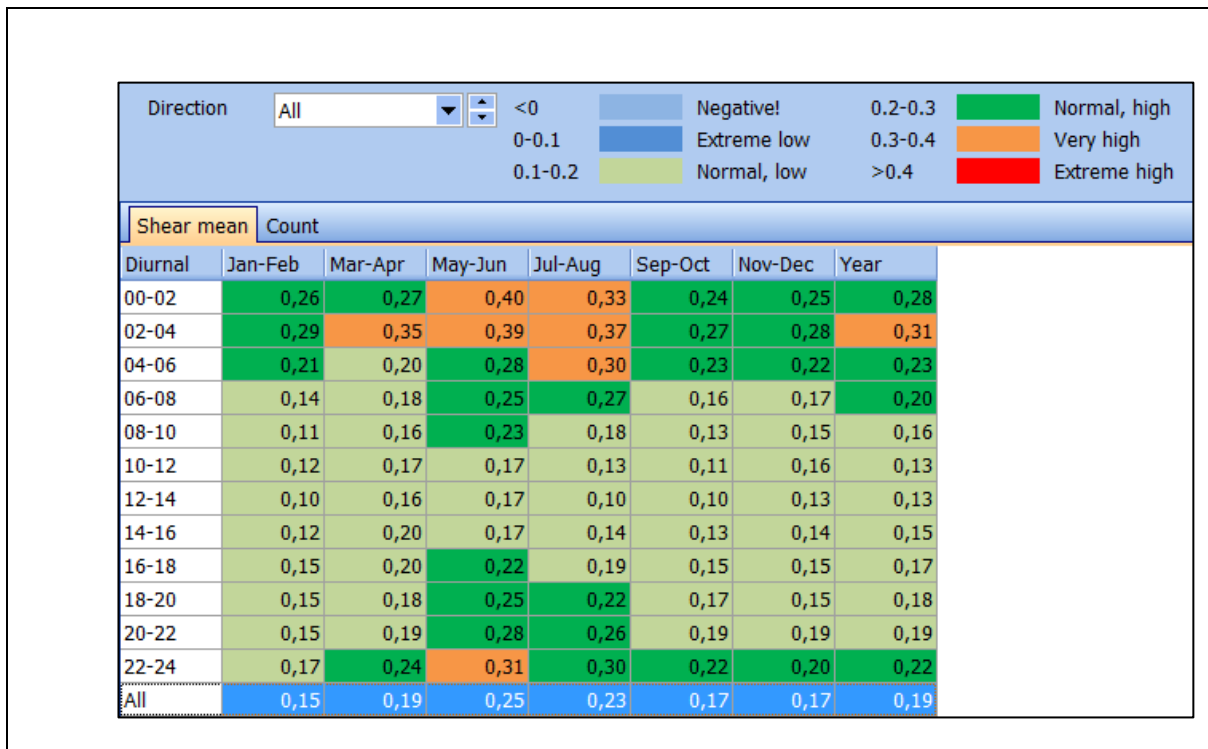


Gráfico linear de valores de corte setoriais

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Figura 2.5.1.10- Matriz de corte com detalhe de valores sazonais e diurnos



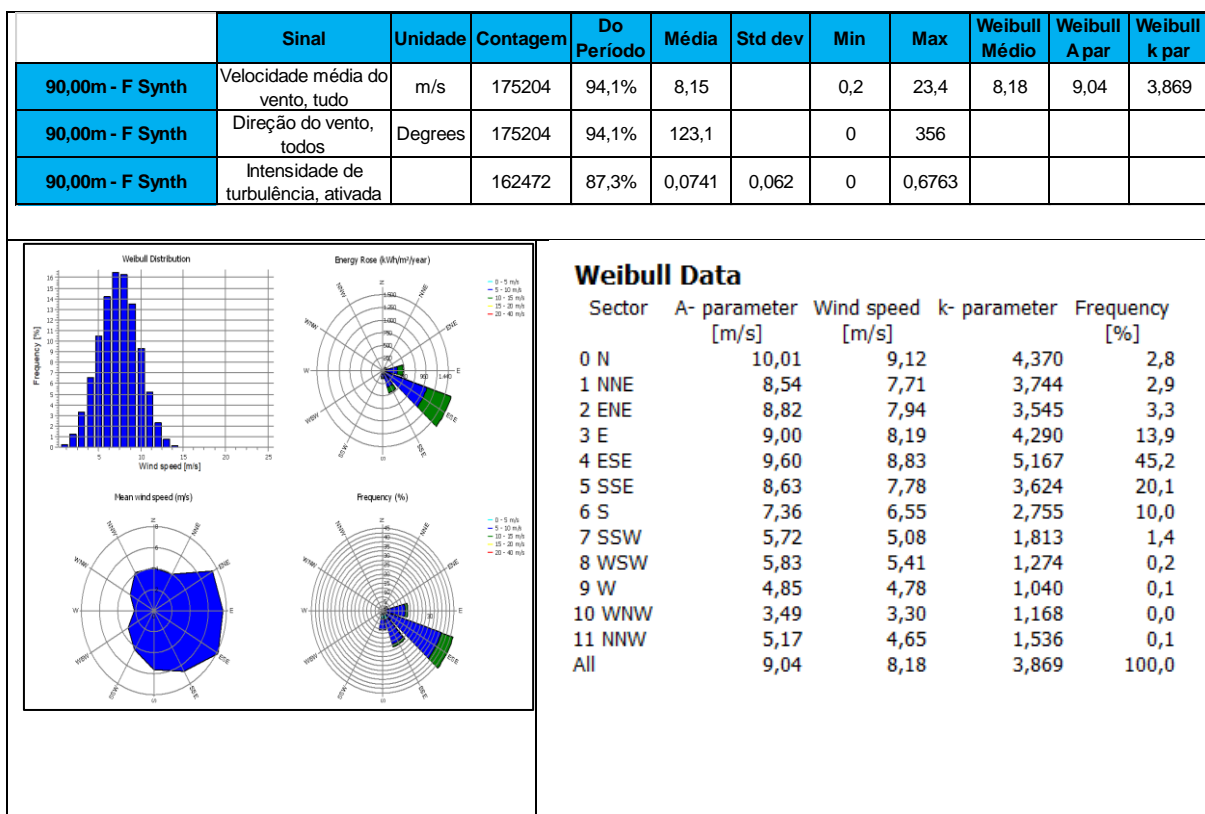
Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Como antecipado, os valores de cisalhamento medidos para alturas de 60 e 40 m foram usados para extrapolar uma série de dados a uma altura de 90 m do solo [29], este procedimento é geralmente realizado para evitar que o software de simulação apresente superestimações de extrapolação vertical. Deve-se enfatizar que a posição da estação de medição está na linha da costa, em um ponto muito próximo da mudança de rugosidade, enquanto 48 estão no mar a mais de 5 km da costa. Embora não exista o problema da complexidade orográfica, o caso não é um modelo simples, uma vez que a diferença das grandezas físicas do fluxo de calor influencia fortemente o fenômeno do vento. A metodologia baseia-se no pressuposto de que o cisalhamento do vento entre 60 e 40 m é semelhante ou maior do que aquele que existe entre as alturas de 40 e 60 m, então a suposição é de precaução. Foi preferível não ultrapassar 90 m porque, além de certa altura, o cisalhamento real diminui significativamente e pode gerar efeitos de superestimação.

Com base na matriz de cisalhamento mostrada nas figuras anteriores, o conjunto de dados em 90 m foi extrapolado, cujas características anemológicas são mostradas na próxima página.

Figura 2.5.1.11 apresenta a velocidade média estimada do vento, relatórios de gráfico direcional para altura sintetizada de 90 m, distribuição de frequência, velocidade média do vento e energia aumentada. Distribuições weibull setoriais.

Figura 2.5.1.11 – Velocidade média estimada do vento



Correlação

Os conjuntos de dados registrados na área do parque eólico proposto são válidos apenas por um período relativamente curto. Para uma determinação a longo prazo da velocidade do vento e do rendimento energético, a medição a longo prazo deve abranger um período de pelo menos 10 anos, caso contrário os resultados são influenciados por variações sazonais e anuais de vento. Mesmo um período médio de alguns anos geralmente não é independente das variações ano a ano. Geralmente, os dados de medição para um período de vários meses ou anos estão disponíveis para o site do parque eólico. Com dados de vento de longo prazo de uma estação de

Raoni Ceci

medição meteorológica adequada na mesma região, os dados medidos do site podem ser extrapolados para dados de longo prazo.

Para a extrapolação, os dados de séries temporais simultaneamente medidos do local e da estação meteorológica são comparados e avaliados para testar se as medições da velocidade do vento e da direção do vento das duas estações se correlacionam, ou seja, se existe uma relação entre elas. Se as séries temporais de curto e longo prazos não mostrarem um comportamento de correlação adequado, a extrapolação a longo prazo é realizada com base nos valores médios da velocidade do vento. Para assegurar que esta conversão de longo prazo seja permitida, a maioria das direções do vento, classes de velocidade do vento e situações de estabilidade térmica devem ser incluídas nas medições de tempo curtas.

Para realizar uma correlação de séries temporais entre os dados de medição de uma estação de referência e uma estação alvo (localizada no local do parque eólico), as séries temporais dos dados de vento medidos são comparadas. As relações entre as velocidades do vento e as direções do vento entre elas são determinadas pelo período de medição comum e sobreposto. Posteriormente, os parâmetros de correlação obtidos por este método são aplicados nas séries temporais de longa data da estação de referência, a fim de calcular uma série temporal de tempo longo artificial para a estação alvo.

Para determinar a relação da velocidade do vento, é aplicada uma regressão polinomial nos dados da velocidade do vento para determinados setores de direção do vento. Este procedimento, que é descrito a seguir, é chamado de algoritmo avançado de Medida-Correlação-Prognóstico (MCP) [7]; Para este procedimento, os setores de direção do vento são variáveis e otimizados quanto a uma boa correlação. Partindo de uma primeira suposição, as relações determinadas de velocidade do vento para todos os setores são otimizadas quanto a um bom resultado, que é um desvio mínimo da distribuição da velocidade do vento medida no local e a distribuição da velocidade do vento obtida pelo método MCP. Os parâmetros desta função também são otimizados quanto a desvios mínimos das distribuições de direção do vento. Portanto, a comparação das distribuições de velocidade do vento e direção do vento medidas no local de destino e aquelas obtidas pelo método MCP durante o

período de sobreposição pode ser interpretada como teste de auto consistência do procedimento de correlação e seus parâmetros.

A aplicação dos parâmetros de correlação resulta na distribuição esperada do vento no local de destino durante o período de referência. Isto é frequentemente referido como distribuição de vento extrapolada no local alvo, que será a base para a avaliação adicional dos recursos eólicos.

Em nosso estudo de caso, o conjunto de dados extrapolados para 90 m é, no entanto, apenas representativo do período de medição da estação de cerca de 3,5 anos; De acordo com os procedimentos do setor, o próximo passo foi correlacionar a estação do site com uma estação de longo prazo, a fim de eliminar o componente sazonal que poderia afetar o período de medição limitado.

As correlações entre a torre local TP_2839 e as séries de longo prazo descritas foram testadas com resultados satisfatórios quanto aos fatores de correlação. O conjunto de dados ERA5 e CFSR mostraram tendências semelhantes, mas o conjunto de dados ERA5 foi escolhido como referência de longo prazo devido ao período mais longo de dados de vento disponíveis.

Para realizar uma correlação de séries temporais entre os dados de medição de uma estação de referência e a estação localizada no parque eólico, as séries temporais dos dados de vento medidos foram comparadas. As relações entre as velocidades do vento e as direções do vento entre elas foram determinadas para o período de medição comum e sobreposto.

Turbulência

A expressão “Turbulência Eólica” denota as variações estocásticas na velocidade a partir da média de 10 min. A turbulência do vento depende da topografia circundante, da rugosidade da superfície, da estabilidade das diferentes camadas atmosféricas e das condições meteorológicas gerais.

A turbulência é gerada principalmente por duas causas:

- Atrito com a superfície da Terra, onde as perturbações de fluxo são causadas por características topográficas como colinas, obstáculos e montanhas;
- Efeitos térmicos que podem causar movimento vertical de massas de ar devido a variações de temperatura e, portanto, da densidade do ar.

Frequentemente, esses dois efeitos estão interconectados, como quando uma massa de ar flui sobre uma cadeia de montanhas e é forçada para regiões mais frias, onde não está mais em equilíbrio térmico com o ambiente. A turbulência é claramente um processo Parque e não pode ser representada simplesmente em termos de equações determinísticas. O desvio padrão das flutuações da velocidade do vento é um parâmetro chave conhecido para cargas extremas e de fadiga, e sua ação deve ser levada em conta para assegurar sustentabilidade estrutural suficiente das turbinas eólicas expostas ao “fluxo eólico”.

A turbulência ambiente (I) é determinada como uma razão entre o desvio padrão da velocidade do vento (σ) e a velocidade média do vento, avaliada no mesmo intervalo de 10 min.

$$I = \frac{\sigma}{V_{mean}}$$

A tabela seguinte mostra a intensidade da turbulência e o desvio padrão para todo o setor de direção do vento e todo o caixote de velocidade do vento a 60 m de altura. A última linha ("Média do setor") fornece os valores médios por setor de direção do vento para todos os compartimentos de velocidade do vento. O valor vermelho no canto inferior direito é o valor médio total. Os valores de turbulência e o desvio padrão são calculados para todos os dados medidos sem filtros.

De acordo com a classificação das turbinas referente à norma IEC 61400-1, edição 3, uma turbina eólica tem que ser projetada para suportar a intensidade de turbulência (I_{ref}) de 16% (classe A), 14% (classe B) ou 12% (classe C). A intensidade

de turbulência I_{ref} é definida como o valor esperado da intensidade de turbulência da altura do cubo a uma velocidade média do vento de dez minutos de 15 m/s.

Uma detalhada análise de turbulência medida para cada faixa de velocidade do vento e para cada setor é descrita no relatório da torre anemométrica.

Quadro 2.5.1.6 - Intensidade de turbulência no escaninho numérico medida.

Bin	Média	N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW
Média	0,08	0,11	0,12	0,1	0,09	0,06	0,1	0,09	0,06	0,07	0,08	0,08	0,08
0	0,21					0,21							
1	0,11							0,11					
2	0,12					0,09		0,15					
3	0,09				0,07	0,11	0,1	0,13	0,08	0,05			
4	0,09	0,14	0,11	0,1	0,1	0,11	0,1	0,06	0,05	0,09	0,13	0,07	0,12
5	0,1	0,15	0,13	0,1	0,1	0,1	0,11	0,07	0,04	0,04	0,08	0,1	0,1
6	0,09	0,15	0,14	0,1	0,09	0,08	0,11	0,09	0,05	0,06	0,18	0,1	0,11
7	0,09	0,14	0,13	0,09	0,09	0,07	0,1	0,1	0,07	0,11			0,07
8	0,08	0,12	0,12	0,09	0,09	0,06	0,11	0,11	0,09	0,1			0,07
9	0,07	0,1	0,12	0,09	0,09	0,05	0,11	0,11	0,11	0,1	0,08	0,05	0,05
10	0,07	0,09	0,11	0,1	0,09	0,05	0,1	0,12	0,1	0,06	0,06		0,06
11	0,07	0,07	0,09	0,1	0,09	0,05	0,1	0,12	0,08	0,06	0,06	0,13	0,11
12	0,07	0,06	0,08	0,11	0,09	0,06	0,1	0,13	0,08	0,06	0,05		0,08
13	0,08	0,06	0,09	0,14	0,09	0,06	0,11	0,12	0,14	0,07			
14	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,11	0,07	0,09	0,05			
15	0,08	0,04			0,13	0,06	0,09	0,06				0,04	
16	0,13		0,04	0,22	0,1	0,19	0,16						
17	0					0							
18													
19	0					0							
20													

2.5.1.1 Caracterização dos Processos Costeiros

2.5.1.1.1 Introdução

Em todo mundo, o litoral tende a apresentar índices de densidade demográfica mais elevados do que os espaços interiores. Sendo assim, esse fenômeno é observado em países de formação colonial, como o Brasil, onde a ocupação do território ocorreu no sentido da costa para o interior. Entretanto, observando a ocupação cearense, nota-se que ela se deu de forma diferente, uma vez que seu crescimento se deu do sertão para o litoral.

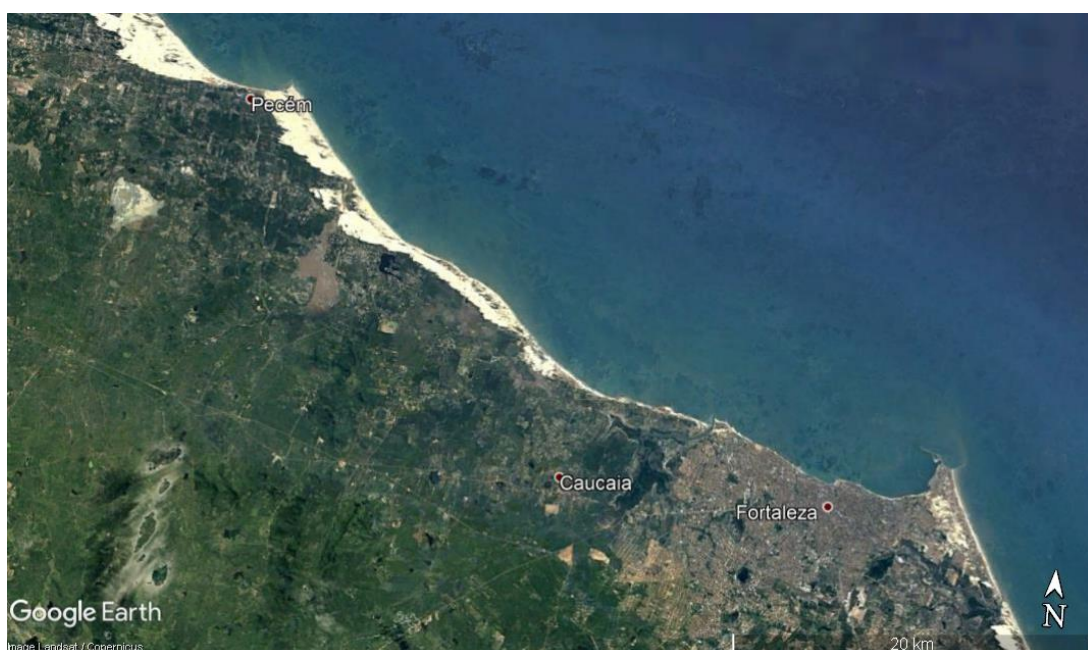
Inicialmente, no litoral do interior do Ceará e de sua capital Fortaleza, existiam poucas cidades litorâneas que possuíam poder de ocupação e produção. As cidades portuárias, como Aracati e Acaraú, eram cidades que tinham transações com o sertão, ou seja, lugares onde as produções da carne-seca eram exportadas.

Os processos de urbanização mais intensos na cidade de Fortaleza, se deram nos anos de 1920-1930 na praia de Iracema, até meados de 1970 na praia do Meireles. O veraneio, logo após este período, deu início à urbanização em praias dos municípios vizinhos da capital cearense.

Após a década de 1970, com a explosão demográfica da capital, que levou a uma perda de tranquilidade nas praias, outro fenômeno começa a surgir na região, que é o aparecimento de áreas atingidas por processos erosivos causados, justamente, por uma ocupação mal planejada. A partir daí, as populações deram início à uma procura de locais mais distantes para construção de outras residências nas zonas costeiras. Os municípios de Caucaia e Aquiraz, neste momento, foram os que mais receberam esse fluxo demográfico.

As imagens a seguir mostram a evolução da urbanização nas áreas do Icaraí e da beira mar de Fortaleza.

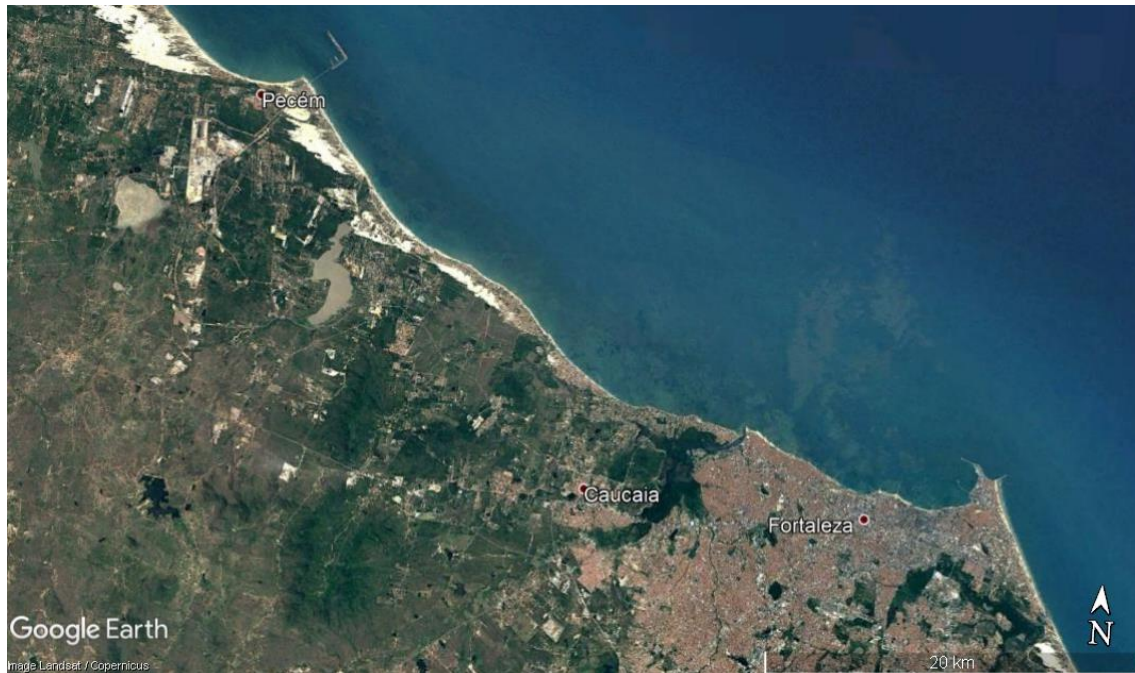
Figura 2.5.1.1.1.1 – Fortaleza 1984



Fonte: Google Earth, 2019.

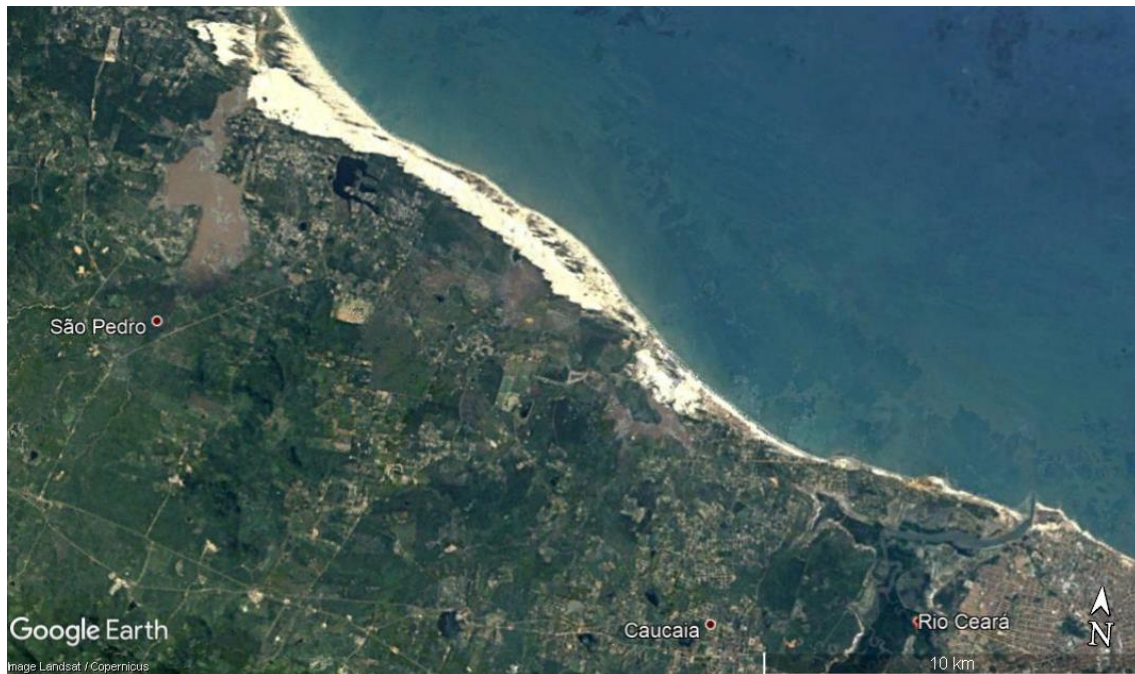
Raoni Ceci

Figura 2.5.1.1.1.2 – Fortaleza 2016



Fonte: Google Earth, 2019.

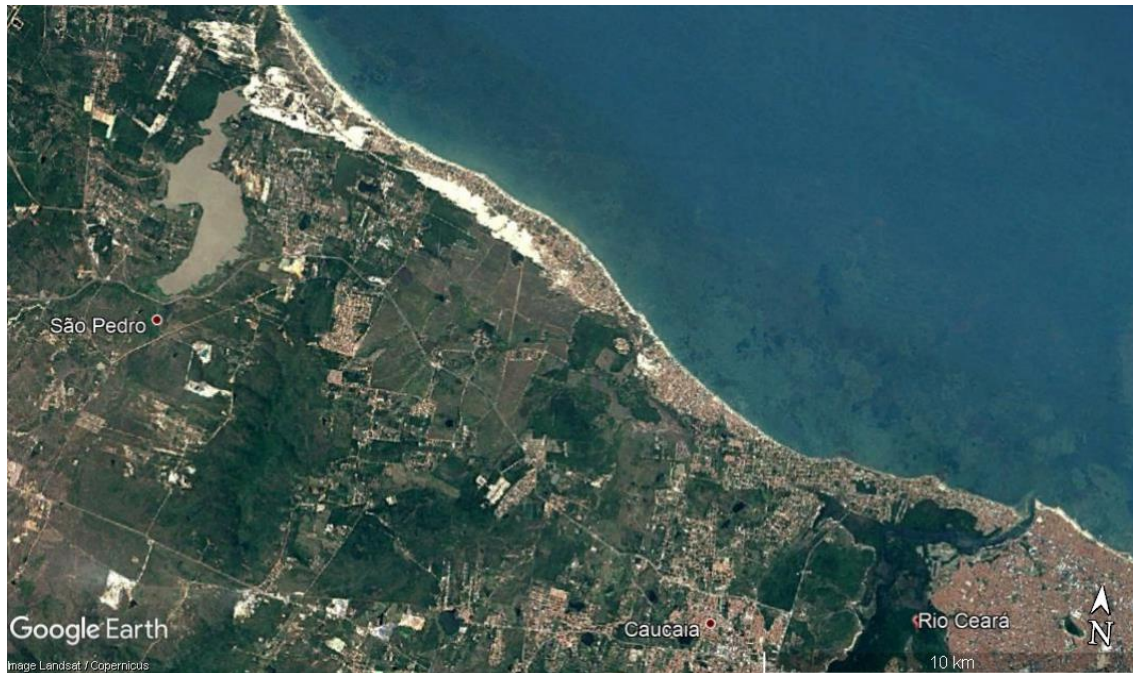
Figura 2.5.1.1.1.3 – Icaraí 1984



Fonte: Google Earth, 2019.

Raoni Ceci

Figura 2.5.1.1.1.4 – Icaraí 2016



Fonte: Google Earth, 2019.

Observando as imagens, dos anos de 1984 e 2016, das praias de Icaraí e de Fortaleza, é possível constatar o avanço da urbanização que, juntamente com obras de contenção e do porto do Mucuripe, contribuíram para o aumento da erosão e diminuição da faixa de praia do Icaraí.

Foi justamente neste período que o município de Caucaia, bem como regiões praianas próximas, passaram a registrar um intenso processo de urbanização em consequência das transformações que ocorreram em outros espaços litorâneos e, também, influenciado pela sua inserção na região metropolitana de Fortaleza.

A paisagem litorânea possui uma dinâmica natural intensa e, além disso, sofre com modificações de caráter significativo, que estão relacionados à degradação ambiental. Este fenômeno é provocado, principalmente, pela ação antrópica já existente na área, uma vez que, como já mencionado, a região vem sofrendo nas últimas décadas, com uma ocupação da faixa litorânea que ocorre de forma irregular.

A grande maioria dos impactos ambientais na região estão relacionados com o aumento do nível das marés, bem como com interferência na dinâmica costeira, devido às construções dos espigões da beira mar de Fortaleza, além da destruição de dunas causadas pela existência, também, de um crescimento urbano desordenado.

Todos esses fatores contribuem para uma descaracterização dos aspectos naturais da referida área em análise.

As atividades econômicas impõem pressões sobre as áreas naturais e, na área do empreendimento, isso não ocorre de forma diferente. Este fenômeno é irrefutável, uma vez que, nas zonas costeiras, essas atividades levantam algumas questões ambientais específicas, como a proliferação de frentes edificadas, uso intensivo das áreas para atividades de turismo e recreação e, até mesmo, retirada do sedimento para obras de construção civil.

As ações antrópicas que ocorrem em áreas litorâneas, como a que abrange o referido empreendimento, são crescentes e desenfreadas. As construções de portos, espigões, ações de aterramento de praia, surgem como principais causadores de alterações na paisagem costeira. Desta forma, faz-se necessário o conhecimento dos vários eventos que possam ocorrer nestas áreas, para chegar-se ao entendimento das causas e possíveis efeitos sobre as costas das praias, em virtude do desastre conhecido como erosão marinha.

Sendo assim, pode-se dizer, que a erosão é um processo natural que sempre existiu ao longo dos anos, todavia, é evidente que nos dias atuais este processo não corresponde aos parâmetros de uma escala natural. Em muitos locais, são elaboradas algumas construções com a finalidade de remediar a situação, como a construção dos espigões, como já mencionada, que agrava ainda mais a situação, gerando mais erosões a sotamar.

É importante salientar que as zonas costeiras cumprem importantes funções ecológicas, sociais e econômicas no meio ambiente. Pode-se destacar com as mais importantes delas, a proteção de pessoas e bens contra as tempestades e intrusão salina, a absorção de nutrientes e poluentes provenientes da drenagem terrestre, que são introduzidos no mar, através dos rios, servindo de alimentos para os peixes, crustáceos e aves.

2.5.1.1.2 Aspectos Geomorfológicos da Orla Marinha

2.5.1.1.2.1 A Zona Costeira

Para um gerenciamento eficiente da zona costeira e marinha, é necessário o conhecimento da sua vulnerabilidade em relação à modificação da posição da linha de costa. Trata-se de uma variável de grande importância a ser considerada no que diz respeito ao levantamento de áreas de não-edificação, para evitar riscos de perdas de propriedades por efeito da erosão costeira.

A faixa litorânea corresponde à zona de transição entre o domínio continental e o domínio marinho. É uma zona que possui complexidade na sua dinâmica, e é mutável e sujeita a processos geológicos variados. Pode-se afirmar que a faixa litorânea é um sistema que possui equilíbrio dinâmico, que é resultado da interferência de inúmeros fatores naturais e antrópicos.

Observando os efeitos antrópicos mais significativos, destacam-se aqueles que estão associados aos vetores de desenvolvimento e pressão, como a atividade portuária, pecuária, pesca, agricultura e o turismo. Outros fatores influenciam diretamente em alterações da zona costeira como o desenvolvimento urbano e o crescimento populacional.

2.5.1.1.2.2 Planície Litorânea

Planícies costeiras são um conjunto de ecossistemas formados pelas dunas, planícies flúviomarinhas, faixas de praias, falésias, cordões litorâneos, zonas deltaicas e plataforma continental até 10-20 metros. Outros fatores podem ser considerados como responsáveis pela formação de Planícies Costeiras, como o suprimento de areias oriundas do continente, correntes de deriva litorânea, armadilhas que retêm sedimentos e a variação do nível do mar.

O Planície Cearense se formou pelo suprimento de areias provenientes da erosão de falésias da Formação Barreiras, bem como pelas variações do nível relativo

do mar durante o Quaternário. Os sedimentos que formam estes locais possuem composição holocênica e possuem granulometria e origens variadas, os quais protegem os depósitos antigos da Formação Barreiras. A Planície litorânea do Ceará é bastante variável, atingindo larguras de até cerca de km, formada pelas seguintes feições morfológicas: praia, pós praia, dunas e planície flúvio-marinha.

Geomorfologicamente, a linha de costa se caracteriza pela instabilidade decorrente das alterações causadas por efeitos naturais e antrópicos, que resultam em modificações na disponibilidade de sedimentos, no clima de ondas e na altura do nível do mar. Em especial, no litoral, as praias respondem com mudanças de forma e de deposição que trazem consequências indesejáveis no turismo e na economia. A área do empreendimento encontra-se fundamentada por sedimentos areno-argilosos com níveis conglomerativos do Tercio-Quaternário e sedimentos arenosos inconsolidados do Quaternário.

2.5.1.1.2.3 Faixa de Praia

Analisando o Geossistema da Planície Litorânea, constata-se que ele é formado por três divisões na categoria de geofácies, dos quais, o primeiro abrange a faixa de praia e a pós-praia. Esses ambientes, em especial, são os que possuem maiores mudanças em sua morfologia devido à hidrodinâmica da área.

As praias consistem em depósitos de areia, clastos e conchas, geralmente bem selecionados e laminados, formados na zona litoral pela ação das ondas e correntes e são definidas por perfis intermediários, com variações de morfologias evidenciadas a cada subida de maré, e mudanças do ângulo de ataque das ondas.

A área do empreendimento é uma faixa de terra que pertence ao litoral de Caucaia e, por conseguinte, à Zona Costeira da Marinha do Brasil. Nessa região ocorre, nitidamente, um fenômeno de erosão marítima.

A faixa de praia pode ser reconhecida como um dos sistemas ambientais mais dinâmicos do planeta, uma vez que se encontra entre os limites da terra e do mar, com amplitudes variadas, recebendo, transformando e gerando processos

energéticos na linha de confluência das conexões entre o continente, o mar e a atmosfera.

A morfologia das praias possui grande variedade, devido ao contínuo movimento das areias, oriundo da dinâmica das ondas que quebram a linha da costa. Durante as variações diárias das marés, e principalmente nos eventos de ressacas, as ondas carregam grandes quantidades de sedimentos. Uma parte deste material é deslocada para praias mais adiante, em pontos diferentes, e o restante é depositado mar afora.

Todavia, a estrutura da praia não está limitada apenas nos limites da areia e a linha do mar. Outros elementos que integram esse ambiente ficam encobertos para os usuários desse espaço de lazer e turismo. A visão científica referente ao ambiente em questão, permite descoberta das interações entre seus elementos, o que possibilita a compreensão sobre a dinâmica própria da praia.

2.5.1.1.2.3.1 O balanço de areia de uma praia

É importante entender o movimento incessante que ocorre na praia. Cada onda que é produzida move areia para frente e para trás, através do espraiamento e da onda de recuo. As derivas litorâneas, junto com as correntes longitudinais, movem a areia para a praia. Sendo assim, nas extremidades de uma praia, e também ao longo dela, a areia é retirada e depositada em águas profundas. Quanto a parte continental da praia, ou ao longo das falésias marinhas, a areia e os seixos são liberados pela erosão e repõem o material da praia.

O vento também possui um papel importante nesse processo, uma vez que transporta a areia para a praia, algumas vezes, para dentro da água e, outras vezes, para a costa adentro, sobre o continente.

Todos esses movimentos são responsáveis pelos processos de retirada e reposição de areia, resultando em uma praia que pode parecer estável, embora, na verdade, esteja em estado de troca de material em ambos os lados.

É importante ressaltar que ao longo de uma praia existem processos que adicionam e retiram areia. O material de erosão ao longo do pós-praia, da deriva

litorânea e da corrente longitudinal, junto com o material que chega através dos rios no mar ao longo da costa, são fontes onde há ganho de areia.

Por outro lado, a praia perde areia a partir: do vento, que é responsável por carregar a areia para as dunas de pós-praia; da deriva litorânea e das correntes longitudinais; e das correntes de águas profundas, que são responsáveis por transportar os sedimentos durante as tempestades.

2.5.1.1.2.4 A Ação do Mar Sobre o Litoral

2.5.1.1.2.4.1 Regime de Ondas

As ondas que chegam às praias são formadas no meio dos oceanos por ação de ventos, que sopram durante um determinado intervalo de duração e ao longo de uma determinada extensão, o que é denominado pista de vento. Alguns fatores contribuem para a formação e altura das ondas, como as diferenças de temperatura e a estrutura de turbulência na camada limite ar-mar. É notável que variações na climatologia dos ventos, acarretam variações na climatologia das ondas.

A transformação da ondulação para ondas de arrebentação inicia-se onde a profundidade do leito é menor que a metade do comprimento da ondulação. Nesse ponto, o movimento orbital das partículas de águas próximas ao fundo, torna-se restrito porque, a partir disto, a água não pode se mover verticalmente. Bem próximo ao fundo, a água pode mover-se apenas horizontalmente, no movimento para frente e para trás.

Acima disto, ela pode se comportar com um movimento vertical, que, combinado com o horizontal, fornece uma órbita com forma mais próxima a uma elipse achatada do que uma órbita circular. As órbitas tornam-se mais circulares a medida que se afasta do fundo.

As ondas são caracterizadas, principalmente, pela sua forma, que é derivada das ações dos ventos, promovendo uma mistura complexa de várias ondas de formas diferentes. A energia responsável pelo movimento aparente das águas que forma as

ondas, é caracterizada por dois tipos, a potencial e a cinética, responsáveis, respectivamente, pela forma da onda e pelo movimento orbital desta. A crista é o ponto que possui mais altura da onda, enquanto a calha ou depressão, por sua vez, o ponto mais baixo.

À medida que uma onda rola em direção à costa, ela se torna tão inclinada que a água e não suporta mais a si mesma, diante disto, a onda colapsa na zona de surfe. Os leitos com inclinação mais leve, promovem a quebra da onda mais longe da costa, e os leitos com grande inclinação, por sua vez, quebram em áreas proximais da costa.

Onde as costas são bordejadas por águas profundas, as ondas quebram diretamente me cima das rochas, com força de toneladas por metro quadrado. Por este motivo, as paredes de concreto criadas com a função de proteger as construções ao longo da costa, começam a rachar rapidamente e acabam necessitando de reparos frequentes.

Após quebrar na zona de surfe, as ondas continuam se movendo, embora com altura reduzida, e quebram exatamente na linha da costa. Elas movem-se subindo a face na frente da praia, formando o espraimento. Após isto, a água retorna novamente, dessa vez, como onda de recuo. O espraimento, bem como a onda de recuo, pode carregar areias e até grandes seixos e calhaus, se as ondas forem altas o suficiente. Dessa forma, a onda de recuo carrega as partículas de volta para o mar.

Anos de observação demonstram que as ondas são mutáveis. Quando o tempo está calmo, elas se desenvolvem de forma regular na costa, com cavas calmas entre si. Quando o tempo muda, e a velocidade dos ventos aumentam, as ondas ocupam todos os lugares, movendo-se numa confusão de formas e tamanhos. Então, a medida que se aproximam da costa, se tornam mais altas e profundas, quebrando construções ou casas que foram construídas na praia.

2.5.1.1.2.4.2 As Marés

As marés são elementos importantes a serem considerados no que diz respeito ao transporte de sedimentos. Suas oscilações interferem diretamente na morfologia da costa, uma vez que transferem as zonas de arrebenção, surfe e

espraçamento sobre o perfil da praia e interferem também, nos ecossistemas costeiros, como os estuários, por exemplo.

As marés possuem algumas classificações, estas são dadas de acordo com sua influência, sendo do tipo maré diurna com regularidade de preamar e baixa-mar em um dia (24hs), maré semi-diurna que apresenta duas preamares e duas baixamares em um dia, com discrepância como baixo significado na altura e duração dos ciclos e, por fim, a maré mista, que também apresenta duas preamares e baixamares, porém, possui uma diferença significativa na altura e na duração dos ciclos.

As forças gravitacionais do sistema sol-lua, dão origem a dois tipos de marés: as marés de sizígia e de quadratura. As marés de sizígia ocorrem quando as forças dos astros se posicionam de forma alinhada, formando uma linha reta, marcada pelas luas Nova e Cheia. Já as marés de quadratura, ocorrem quando o sol, terra e lua, formam um ângulo de 90° , fazendo, dessa forma, com que a força do Sol seja parcialmente anulada pela força da lua.

No Ceará, as marés da costa podem ser classificadas como ondas semi-diurnas, e são caracterizadas pela ocorrência de dois preamares e dois baixamares, com amplitudes desiguais no período de um dia lunar. Apresentando, portanto, um médio período das ondas de maré de 12h e 25min. As correntes que são criadas pelas marés, chegam a atingir uma velocidade de até 4 nós na plataforma externa, além de serem responsáveis pelo transporte do material recolocado em suspensão por ação das ondas, e da deriva litorânea para o mar profundo.

A população que vive ao longo da costa, necessita saber quando as marés vão ocorrer, de modo que os governos publicam tabelas mostrando a previsão e as alturas, além das horas, que elas ocorrerão. Essas tabelas são elaboradas levando em consideração a experiência local, aliada ao conhecimento de movimentos astronômicos da Terra e da Lua com relação ao Sol.

As marés, combinadas com dinâmica as ondas, podem causar uma forte erosão da costa, podendo ocasionar a destruição de propriedades. As tempestades intensas que passam próximo à costa durante a maré de sizígia, podem produzir ondas de maré com altura elevada, que cobrem toda a praia, além de chocar-se contra as falésias marinhas.

Existe uma diferença entre as marés de ressaca e tsunamis, que, de forma errônea, são chamados comumente de “ondas de marés”. Os tsunamis, na verdade, são grandes ondas de origem oceânica, causadas por eventos no fundo do mar, como terremotos, deslizamento de terra e até explosões vulcânicas.

2.5.1.1.2.4.3 O Aquecimento Global e as Varrições do Nível do Mar

O aquecimento global influi diretamente na variação do nível do mar, uma vez que o aumento da temperatura do planeta gera derretimento das calotas polares. Por consequência, este fenômeno contribui para o aceleração do processo de erosão marinha, e dessa maneira, um possível alagamento das linhas de praias.

É inegável que as linhas de costa são sensíveis a variações do nível do mar, que podem alterar, além da altura das marés, a aproximação das ondas, afetando, dessa forma, o caminho das correntes longitudinais ao longo da costa. O movimento de subida e descida do nível do mar pode ser local ou global.

Em períodos correspondidos pelo nível baixo do mar, as áreas que eram submersas ficam expostas aos agentes de erosão. Os rios estendem os seus cursos sobre regiões que, inicialmente, eram submersas e cortam vales na planície costeira recém-exposta. Quando o nível do mar sobe, gerando alagamento nas terras pós-praia, os vales dos rios são afogados, gerando uma deposição de sedimentos em áreas, anteriormente continentais, ou seja, gerando uma substituição da erosão pela sedimentação.

O aquecimento global contribui num aumento do nível do mar por dois modos diferentes. O primeiro consiste no derretimento das geleiras continentais e dos mantos de gelo polar, que aumentam a quantidade de águas nas bacias oceânicas. O segundo é caracterizado pelo aumento das temperaturas, que faz com que as águas se expandam em pequenas frações, incrementando o seu volume (da mesma forma que a expansão térmica gera um aumento do líquido no termômetro). Esses efeitos demonstram semelhanças em suas magnitudes, ou seja, cada um pode explicar cerca da metade da elevação que vem sendo observado no nível do mar.

Conforme a aquecimento global causa a subida do nível do mar, os efeitos nas praias se tornam mais frequentes. Realmente, pode-se afirmar, que as linhas de costa do mundo servem como uma espécie de barômetro para as iminentes transformações ocasionadas por muitos tipos de atividades antrópicas. É importante ressaltar que, além de destes fatores, a medida que as ocupações imobiliárias, bem como outros tipos de construções, se expandem ao longo da linha da costa, podemos notar a diminuição continuada e, até mesmo, o desaparecimento de algumas praias.

2.5.1.1.2.4.4 Erosão Marinha e Progradação da Linha de Costa

Entende-se como erosão a destruição das saliências e reentrâncias do relevo, tendendo a um nivelamento ou colmatagem, no caso de litorais, enseadas, baías e depressões.

Por outro lado, a erosão costeira, principalmente a praias, pode ser estimulada através de ações antrópicas. Já o processo de progradação da linha da costa, é definido como um mecanismo de avanço da linha costeira, mar adentro, normalmente relacionado à sedimentação por processos marinhos litorâneos ou fluviais.

Os ambientes costeiros do Brasil vêm sofrendo nos últimos anos um considerável processo de degradação ambiental, gerada não só pela pressão das ações humanas, mas também pela capacidade reduzida desses ecossistemas absorverem os impactos resultantes. A brusca intensificação da utilização das zonas costeiras ocorreu em simultâneo com o desenvolvimento de várias intervenções no litoral (turismo e urbanização), cujos os impactos geram, de forma geral, a diminuição do abastecimento sedimentar e consequente erosão costeira.

A erosão costeira tem início quando o material erodido é carregado da linha da costa, com proporção superior ao que é depositado. Pode-se destacar dois tipos de erosão: erosão natural e erosão antrópica. A primeira é resultado da sazonalidade dos regimes de ondas e da morfodinâmica das feições fisiográficas costeiras, dando origem a um processo normal no que diz respeito ao equilíbrio sedimentológico e dinâmico do sistema costeiro. A erosão antrópica, por sua vez, é um resultado da interferência do homem nesse sistema dinâmico nas diversas formas de intervenção.

As modificações na posição da linha de costa, decorrem, em grande parte, devido à falta de sedimentos, o que gera um efeito de esgotamento da fonte, principalmente da plataforma continental. Esse processo se dá pela transparência de sedimentos para campo de dunas ou por efeitos oriundos de intervenções antrópicas, principalmente, com a construção de barragens ou outros tipos de obras que podem provocar a retenção do fluxo de sedimentos ao longo da costa.

Existem vários tipos de erosão, porém, além-se à erosão marinha, por ser o desastre natural que está causando sérios prejuízos à praia de Icaraí, em Caucaia, no estado do Ceará. No caso da área em questão, o impacto à zona costeira vem ocorrendo devido às construções do Porto do Mucuripe e dos espigões da praia da beira mar de Fortaleza. Essas obras interferem diretamente na dinâmica costeira, ocasionando a retirada de sedimento em proporção superior ao que é depositado.

A erosão marinha, nada mais é, do que o movimento das águas oceânicas que atuam sobre as bordas litorâneas, moldando o relevo de forma destrutiva. Tal movimento das águas pode, também, moldar o relevo de forma construtiva, resultando em acumulação marinha e, conseqüentemente, dando origem as praias, restingas, recifes e tómbulos.

O conhecimento sobre a erosão marinha e dos movimentos de variação do nível do mar, é de grande importância para as morfologias litorânea e continental. No caso do Brasil, que possui uma extensa faixa costeira, tem-se desenvolvido pesquisas, tanto das partes litorâneas, como da topografia da plataforma continental.

De forma gradativa, a erosão marinha, vem causando a destruição das praias do litoral cearense ao longo dos anos, principalmente, quando se observa a praia do Icaraí no município de Caucaia, na região metropolitana de Fortaleza. Este fenômeno é um evento adverso que há muitos anos preocupa os governantes municipais e estaduais, tendo em vista que essa destruição pode acarretar prejuízos sócias, ambientais e econômicos locais.

A erosão costeira é um fenômeno que possui proporções globais que vem se agravando com o aumento do nível dos mares, que é provocado pelo aquecimento do planeta, o que causa, conseqüentemente, o derretimento das geleiras causando, dessa forma, o aumento do nível do mar. Todavia, localmente, diversos fatores podem

interferir no fluxo de sedimentos e no equilíbrio dinâmico da linha de costa e nos seus processos.

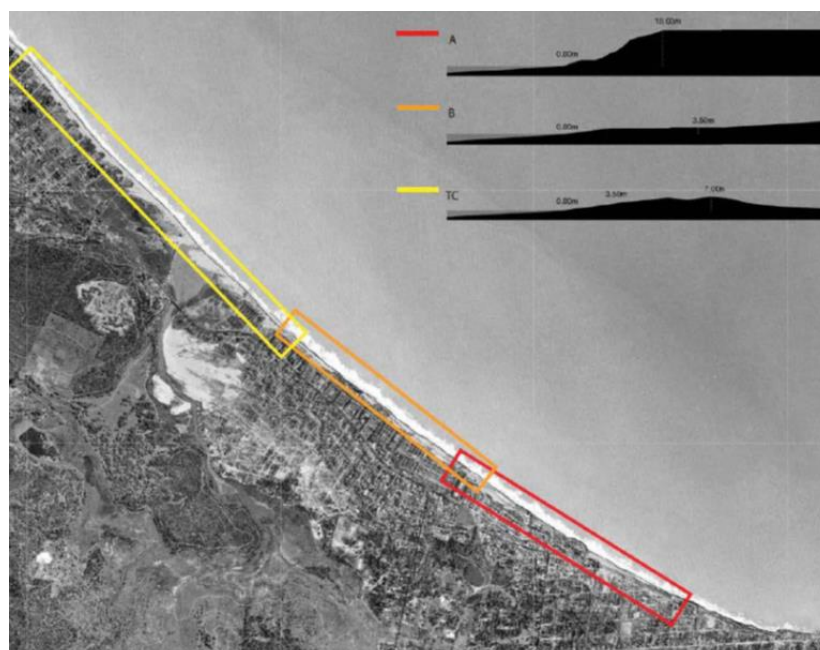
Dentre estes fatores de interferência antrópica, destacam-se as construções irregulares em praias, campos de dunas, margens de rios, encostas e bordas de tabuleiros (falésias), a fixação e demonstração de dunas, construção de portos, quebra-mares e grandes obras de engenharia sem o devido cuidado de não interromper o fluxo sedimentar costeiro.

2.5.1.1.2.4.5 Análise do Caso da Erosão Marinha em Caucaia

Como observado para o trecho de costa afetado pelo projeto, o fenômeno da erosão é identificado e diversificado nas três macrozonas seguintes:

- Área A- Erosão muito grave, seção muito íngreme com desnível de até 15m;
- Área B- Erosão média, desnível de 3,50 até 7.00m;
- Área C -Erosão baixa, dunas de proteção;

Figura 2.5.1.1.2.4.5 .1 - Fenômeno da erosão.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Na área A, a costa é mais elevada, e o fenômeno da erosão intervém criando fraturas ao longo da costa, envolvendo também as áreas habitadas.

Figura 2.5.1.1.2.4.5.2 - Fenômeno da erosão tipo A.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Na área B, a costa tem uma altura intermédia. O fenômeno erosivo tem corroído não só as praias, mas também as estradas e outras estruturas. Nessa faixa, as atividades de turismo e de lazer presentes na praia ou desapareceram ou mudaram-se para áreas mais internas.

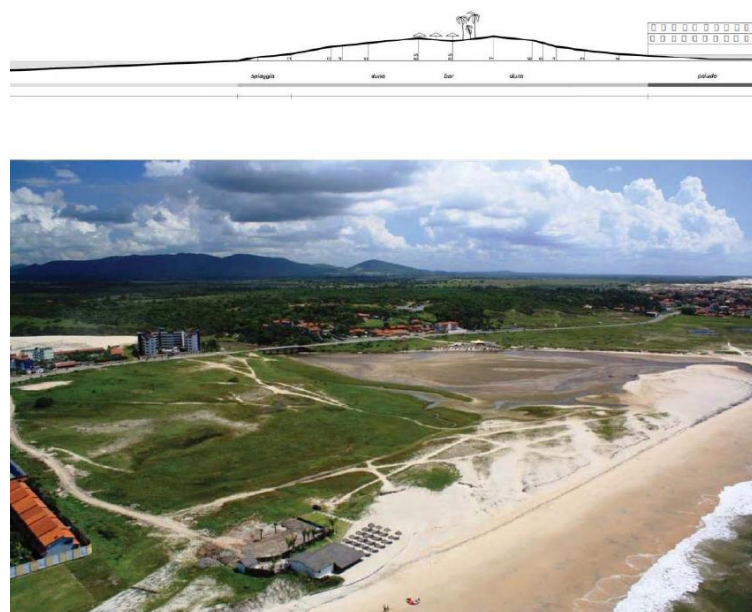
Figura 2.5.1.1.2.4.5.3 - Fenômeno da erosão tipo B.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Na área C, com uma costa tipicamente arenosa, o fenômeno da erosão é mais contido, mas neste caso a falta de material de transporte levou a um considerável estreitamento da praia.

Figura 2.5.1.1.2.4.5.4 - Fenômeno da erosão tipo C.



Fonte: Elaboração do autor, 2019.

O fenômeno erosivo, já historicamente presente em toda a costa nordeste, na área específica sofreu um aumento acentuado em que, no espaço de poucos anos, teve sérias consequências para a segurança e a economia local.

A seguir uma série de ortofotos, referente ao horizonte temporal dos últimos 10 anos, e observa-se que a partir de 2011, até hoje, alguns trechos da costa praticamente desapareceram, desvanecendo também suas relativas infraestruturas.

Ainda mais evidente é a comparação fotográfica referente à mesma área, fotografada hoje em comparação a uma imagem do mesmo ponto em 2011.

Figura 2.5.1.1.2.4.5.5 - Foto tirada em 2013.



Fonte: Autor, 2019.

Figura 2.5.1.1.2.4.5.6 - Foto tirada em 2018.



Fonte: Autor, 2019.

Figura 2.5.1.1.2.4.5.6 - Foto tirada Fev/2019.



Fonte: Autor, 2019.

Figura 2.5.1.1.2.4.5.7 - Foto tirada Fev/2019.



Fonte: Autor, 2019.

Figura 2.5.1.1.2.4.5.8 - Foto tirada Fev/2019.



Fonte: Autor, 2019.

Raoni Ceci

Como fica evidente, o fenômeno assumiu uma conotação destrutiva ao longo de pouquíssimos anos.

Portanto, a introdução de molhes / quebra-mares torna-se uma intervenção necessária e urgente para conter o fenômeno que, como melhor detalhado nos capítulos seguintes, além de danificar às infraestruturas tiveram sérias e graves consequências para a economia local, que é baseada no turismo e na pescaria.

Soluções da Literatura para a Erosão Marinha

O avanço do mar vem sendo motivo de preocupação para a população e autoridades locais ocupando espaço em discussões, artigos da imprensa escrita, dentre outros. A falta de sedimentos na praia é devida à exaustão da fonte e à retenção de sedimentos através de barragens fluviais e obras marítimas. Os processos conhecidos de controle de erosão costeira ocorrem por meio de obras de contenção e apresentam certa deficiência, pois não permitem o uso da praia para fins turísticos e de lazer. Atualmente, as obras utilizadas para controle de erosão costeira podem ser caracterizadas por meio de dois aspectos:

- Obras de engenharia, geralmente, de alto custo e que, na maioria dos casos, compromete o acesso da população à praia;
- O alto custo de manutenção dessas obras , inviável economicamente para muitos municípios.

Os tipos mais utilizados de obras para contenção do avanço do mar no Brasil e no mundo são os seguintes:

- Enrocamento com pedras graníticas;
- Muro de arrimo com pedras graníticas;
- Gabião;
- Dissipador de Energia Barra Mar BagWall.

Para o enrocamento com pedras, conforme apresentado na figura a seguir, são colocadas pedras dentro do mar a fim de conter seu avanço criando um talude de estabilização. Essa tecnologia apresenta como únicas vantagens a durabilidade do material e a facilidade (em relação as outras) na remoção e colocação dos materiais. Todavia, as desvantagens são inúmeras e graves, como por exemplo, os danos ao meio ambiente, a poluição visual, que compromete, ainda mais o ambiente urbano, a extinção do acesso à praia e o alto custo de manutenção (SOUZA, NETO, SANTOS, & GONDIM, 2009).

Figura 2.5.1.1.2.4.5.9 - Pedras de enrocamento.



Fonte: SOUZA M. L., 2008.

O gabião, ilustrado na figura a seguir, é a utilização de pedra arrumada revestida com tela, para conter o efeito da maré nas áreas afetadas. Tem como principal vantagem a durabilidade de 5 anos, porém também são inúmeras as desvantagens dessa tecnologia, tais como: dificuldade de acesso da população à praia; destruição das telas do gabião devido ao choque do trem de ondas, da salinidade do mar, e da ação de vândalos; risco de acidentes nos fios oxidados das telas para os banhistas; deslocamento das posições das pedras após a destruição das telas; erosão do aterro da contenção; perigo de saúde, proliferação de ratos e insetos.

Figura 2.5.1.1.2.4.5.10 - Gabião.



Fonte: SOUZA M. L., 2008.

Já o muro de arrimo com pedras graníticas, disposto na figura a seguir, é feito de alvenaria de pedra granítica com argamassa de cimento e areia, utilizado como solução provisória para contenção de avanço de mar, protegendo a área erodida. Apresenta como principal vantagem apenas o baixo custo construtivo, no entanto, como os anteriores, também possui várias desvantagens: dificuldade do acesso da população à praia, aumento da erosão da praia devido ao choque do trem de ondas no paramento do muro; ocorrência da erosão do aterro do muro devido à subpressão da maré e provoca a destruição do muro de arrimo.

Figura 2.5.1.1.2.4.5.11 - Muro de arrimo com pedras graníticas



Fonte: SOUZA M. L., 2008.

O Dissipador de Energia Barra Mar BagWall, segundo apresentado na figura a seguir, é uma obra de engenharia rígida que contém o avanço do mar na linha de costa, dissipa a energia das ondas no local da intervenção sem transferir o processo erosivo para áreas adjacentes, promove a engorda natural da praia e garante o acesso da população a praia recreativa.

Figura 2.5.1.1.2.4.5.8 - Dissipador de energia do tipo barra mar “bag wall”



Fonte: VASCONCELOS, 2010.

A solução do Bagwall foi aplicada no litoral de Caucaia, não obtendo sucesso, pois o processo de erosão costeira se mostrou muito mais agressivo que o esperado. Já que é uma combinação de vários agentes causadores como: os moles construídos na costa da cidade de Fortaleza, que contiveram a erosão pontualmente, no entanto, intensificaram esse fenômeno nas praias do litoral norte (Icaraí, Cumbuco, entre outras); e a foz do Rio Ceará, que situa-se relativamente próximo da costa de Caucaia e o encontro das correntes fluviais e marítimas provoca uma sedimentação ainda maior nos litorais próximos.

2.5.1.3 Pesquisa do Leito Marinho

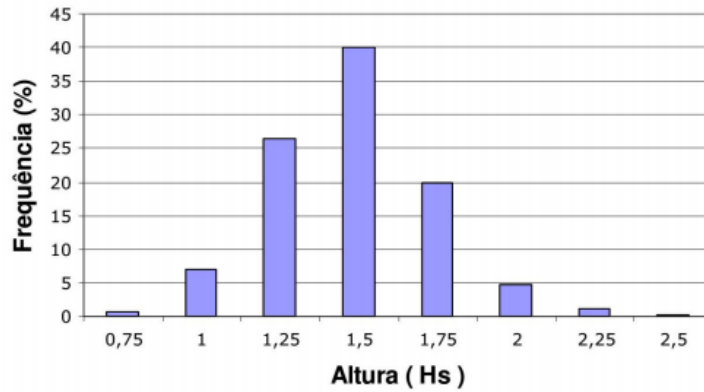
Existe na literatura uma coleta de dados oceanográficos, feita para auxiliar o projeto do Terminal Portuário do Pecém e posterior monitoramento do quebra-mar após a construção, campanha essa realizada pelo Instituto Nacional de Pesquisas Hidroviárias (INPH). A partir dessas informações foi determinada a distribuição direcional de energia, por faixas de frequência e demais parâmetros que fazem parte das características de ondas da região. O tempo total de medição consecutiva de ondas considerado nesta análise foi de 22 meses (1997-1998).

A coleta de dados de ondas na costa brasileira é prática relativamente recente, na literatura há disponível um histórico dos principais ícones de campanhas de medição de onda ocorridas no Brasil, a primeira realizada em 1967, no Porto de Tubarão localizado no estado do Espírito Santo. A primeira campanha de longa duração ocorreu entre os anos de 1985-1986 durante 12 meses. A primeira medição direcional de ondas em uma plataforma brasileira foi realizada no ano de 1992. O conhecimento do clima de ondas de um local, ou de uma região, possibilita a realização de atividades e operações offshore e semi-offshore de forma mais segura e econômica. A criação de áreas abrigadas para operação de portos, a navegação e a construção de embarcações que atuam em determinada região, a exploração energética das ondas do mar e dos ventos offshore, a realização de obras costeiras como o desenvolvimento de plataformas marítimas, são exemplos de aplicações que dependem diretamente dos dados de ondas para execução de seus projetos, mostrando a relevância destes dados.

O estado de mar gerado pelo vento local forma ondas do tipo sea ou vagas, nas quais apresentam período de pico (T_p) entre 3 a 9,9 segundos. As ondas formadas foram desse local não acompanhadas dos ventos que a geraram são, definidas por marulhos ou swell, e possuem T_p maiores que 10 segundos. Estas ondas exercem papel preponderante na determinação das feições costeiras e constituindo-se na mais efetiva ameaça às obras costeiras, à segurança da navegação e às operações navais. De forma geral o litoral cearense é caracterizado pela predominância das ondas tipo sea, geradas pelos ventos alísios em termo locais e tem direção predominante Leste. Observa-se também que tempestades ocorridas na porção Norte do Oceano Atlântico são os eventos geradores das ondas tipo swell sua ocorrência coincide com as estações frias do hemisfério Norte.

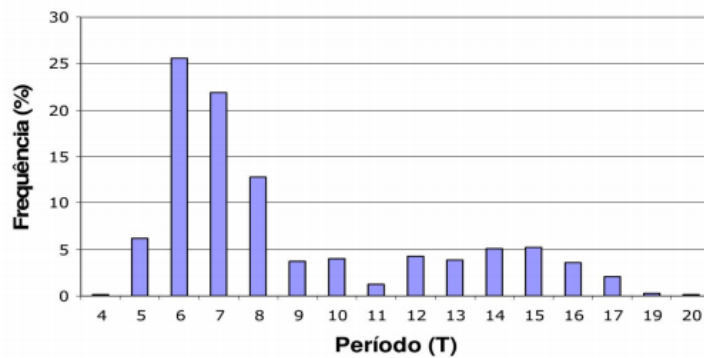
A literatura aponta que impressões indicam a predominância de ondas baixas entre 1 e 2m na região, apesar de existir alguns registros com ondas de até 2,5m de altura significativa. Todas, porém, apresentam uma distribuição bastante homogênea, apontando uma regularidade na altura significativa de onda. Eventos de ondas com altura significativa abaixo de 1m são raros e a média anual é da ordem de 1,4m. Os períodos das ondas apresentam-se predominantemente curtos de 5 a 9 segundos, com período médio de 7,53s e direção relativamente pouco variada (NNE - ESE). Os registros também mostram a ocorrência de ondas com períodos longos (12-20s), todas oriunda do Atlântico Norte. São apresentados abaixo, nas figuras 2.5.1.3.1, 2.5.1.3.2 e 2.5.1.3.3, os histogramas dos seguintes parâmetros de ondas: período de pico, altura significativa e a direção média de incidência das ondas. São apresentados nas três figuras seguintes, os histogramas dos seguintes parâmetros de ondas: período de pico, altura significativa e a direção média de incidência das ondas.

Figura 2.5.1.3.1 - Ocorrência da altura significativa das ondas.



Fonte: GUIMARÃES, 2017.

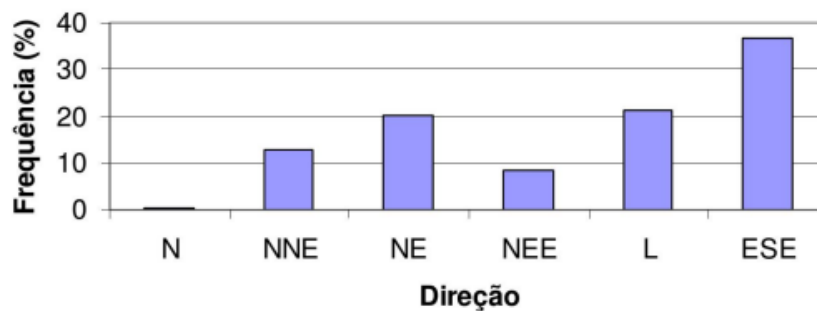
Figura 2.5.1.3.2 - Ocorrência da altura significativa das ondas.



Fonte: GUIMARÃES, 2017.

Figura 2.5.1.3.3 - Ocorrência da altura significativa das ondas

Direção de Onda

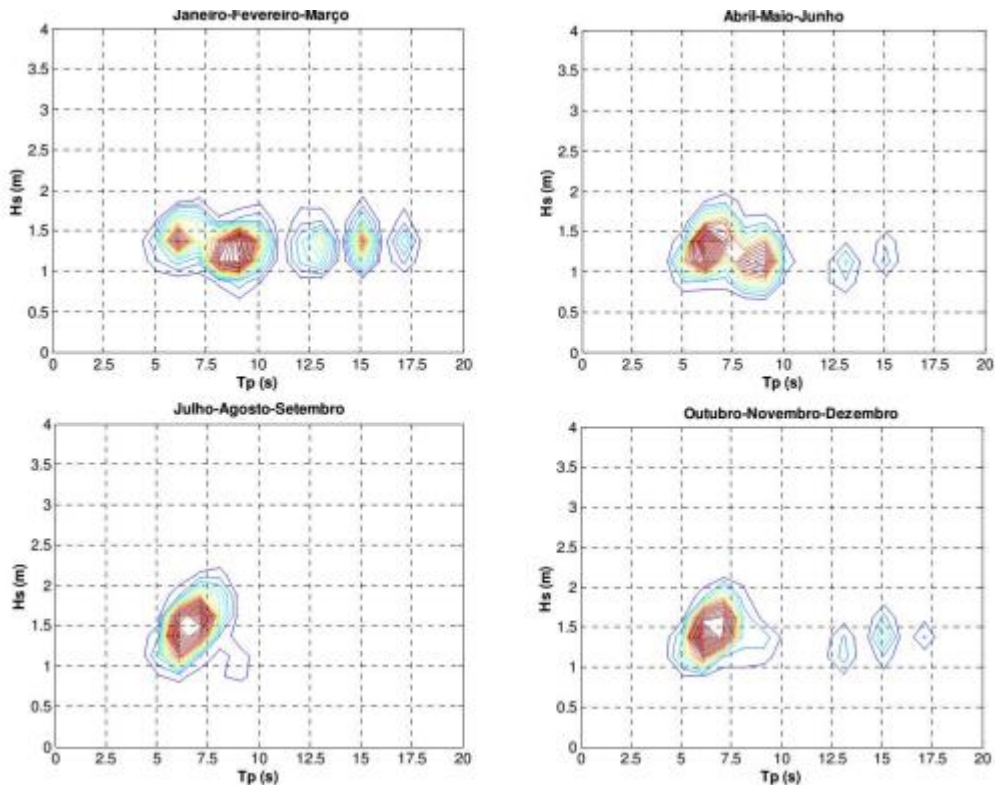


Fonte: GUIMARÃES, 2017.

Raoni Ceci

A figura 2.5.1.3.4 a seguir, relaciona as variáveis da altura significativa da onda e do período de pico para os determinados meses do ano correspondentes as estações climáticas. Nota-se que durante os meses de julho-agosto-setembro as ondas tipo sea são dominantes.

Figura 2.5.1.3.4 - Histogramas de contorno sazonais Hs x Tp

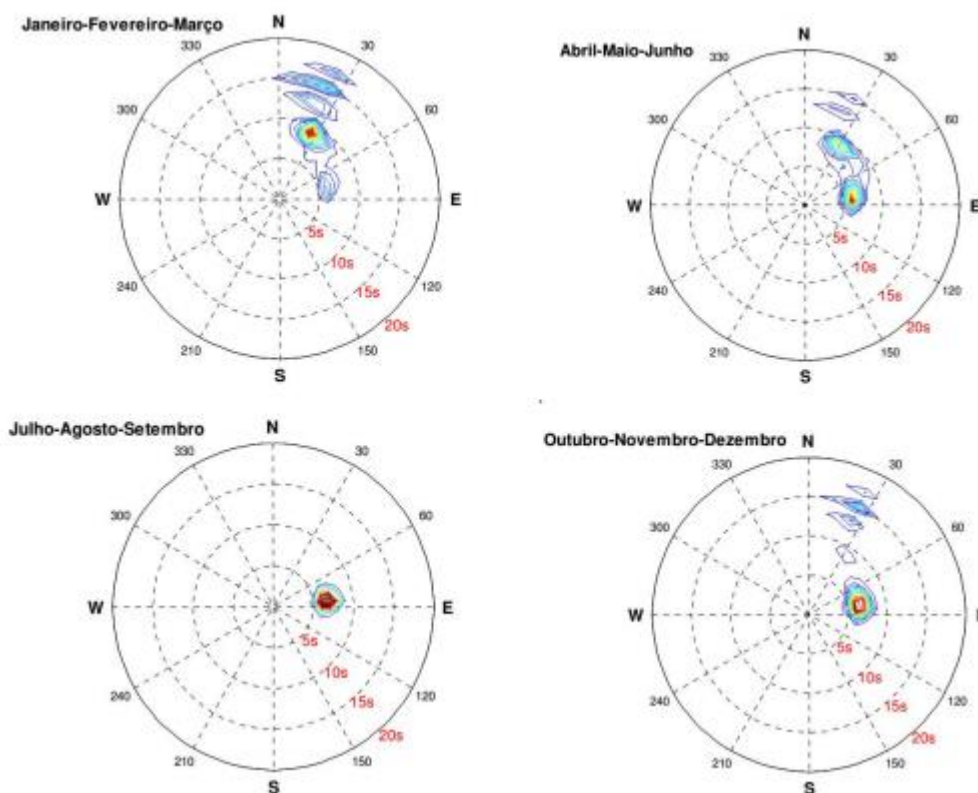


Fonte: GUIMARÃES, 2017.

A bimodalidade sugerida na figura anterior para os meses de janeiro a junho é confirmada pelos diagramas correspondentes da figura a seguir, significando que ondulações originadas de sistemas meteorológicos diferentes coexistem no estado de mar.

A figura 2.5.1.3.5, a seguir faz a representação do espectro direcional de ondas nas diversas estações climáticas. As variáveis de altura significativa, período de pico e direção de propagação são correlacionadas neste tipo de gráfico.

Figura 2.5.1.3.5 - Histogramas de contorno sazonais Hs x Dp



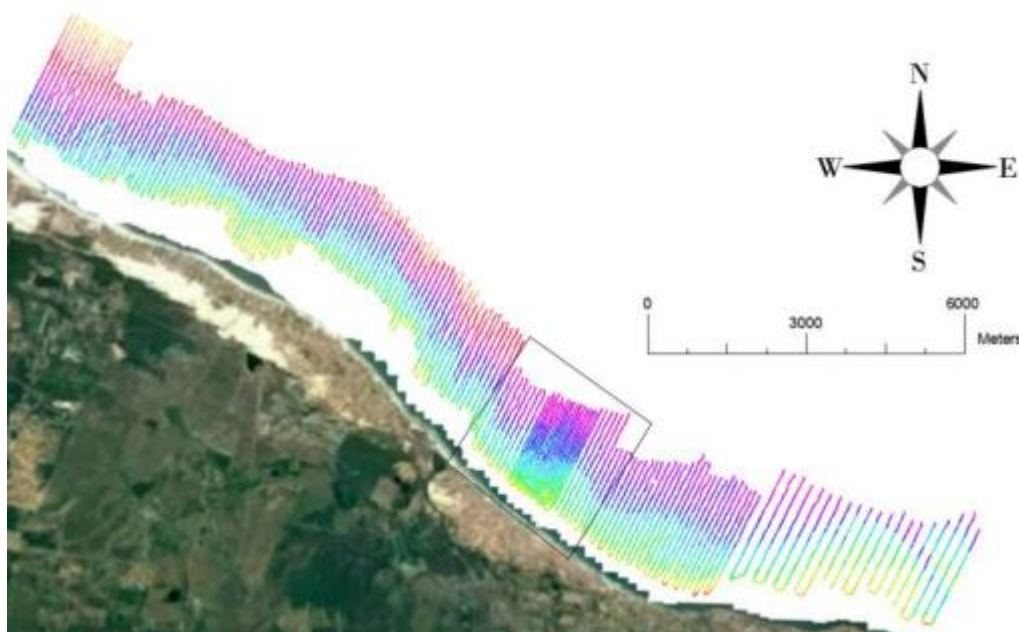
Fonte: GUIMARÃES, 2017.

(a) Características Da Praia Submersa

A amostragem do fundo marinho foi realizada através de um levantamento hidrográfico monofeixe executado no ano de 2009 pelo Instituto Nacional de Pesquisas Hidroviárias (INPH). Na batimetria foram feitas várias linhas de sondagem perpendicular à linha de costa, iniciando com profundidade de aproximadamente 12m e finalizando na profundidade em que a navegação possa ser realizada com segurança, entre 2,5 m a 4m, dependendo da maré no horário da sondagem. O levantamento cobre uma área que se inicia ao Leste do Terminal Portuário do Pecém e se estende até as proximidades da foz do Rio Ceará. A praia do Icaraí é situada na seção central desta área e durante o levantamento hidrográfico foi amostrada com maior precisão, ou seja, as linhas de sondagem foram menos espaçadas que as do restante do levantamento, conforme mostra a figura a seguir. A área total coberta pelo

levantamento hidrográfico foi de aproximadamente 4.600 hectares. A área de foco deste trabalho será a praia do Icaraí, indicada pelo retângulo na figura 19 e exposto com maiores detalhes na figura a seguir.

Figura 2.5.1.3.6 - Área coberta pelo levantamento hidrográfico.



Fonte: GUIMARÃES, 2017.

(b) Características Do Biota Marinho

A faixa entremarés apresenta uma área de descobrimento da praia na maré baixa em torno de 70m de extensão. Dentro da faixa entremarés, a zona de dentro da faixa entremarés, a zona de “mediolitoral superior” possui uma área de descobrimento de 10m de extensão; o “mediolitoral médio” corresponde a 40m e o “mediolitoral inferior” apresenta em torno de 20m de extensão de descobrimento na maré baixa. O sedimento de toda a área da zona entremarés caracterizou-se por areia média. O sedimento é formado por conchas vazias de micromoluscos gastrópodes do gênero *Caecum*, em sua maioria, e por fragmentos diminutos e bastante desgastados de moluscos bivalves. O perfil inclinado da praia, aliado a composição de sedimento, indicam que a zona entremarés corresponde a uma faixa aérea de erosão, promovida

pela ação eólica e, em menor proporção, pela ação das ondas incidindo sobre a face da praia, expondo sedimentos antigos ricos em conchas de moluscos. Sedimentares da área compreendida pela Lagoa do Banana e da região litorânea do município de Caucaia apresentaram camadas constituídas inteiramente por conchas, que datam aproximadamente 2300 ±200 anos, indicando que neste período, estas áreas correspondiam à zona infralitoral.

A praia, embora tenha apresentado em sedimento caracteristicamente constituído por conchas e fragmentos de conchas de moluscos, mostra-se extremamente pobre em termos da macrofauna bentônica residente. No total de amostras analisadas, foram observados apenas 7 indivíduos, distribuídos em 4 táxons (quadro a seguir), sendo os poliquetas e oligoquetas os mais comuns. Um único exemplar do isópode *Excirolana brasiliensis* foi encontrado na zona do mediolitoral superior. Constatou-se uma escassez na quantidade de organismos coletados pelo autor.

Quadro 2.5.1.3.1 - Táxons da macrofauna bentônica coletados na praia da Barra do Cauípe, município de Caucaia - Ceará, no período de estiagem (2002).

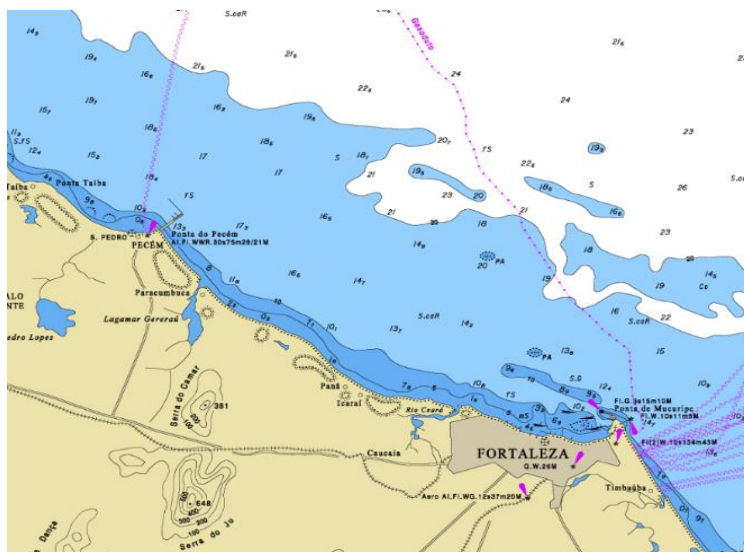
Táxons observados	Período de estiagem
Pisione cf. Africana	X
Oligochaeta sp. 1	X
Capitellidae sp. 1	X
Excirolana brasiliensis	X

Fonte: MMA, 2019.

(c) Componente Hídrica Marinha Morfologia E Batimetria

A batimetria do fundo do mar, na área de estudo, apresenta a tendência indicada no modelo acima e na carta náutica indicada abaixo.

Figura 2.5.1.3.7 - Mapa náutico com indicação da batimetria.

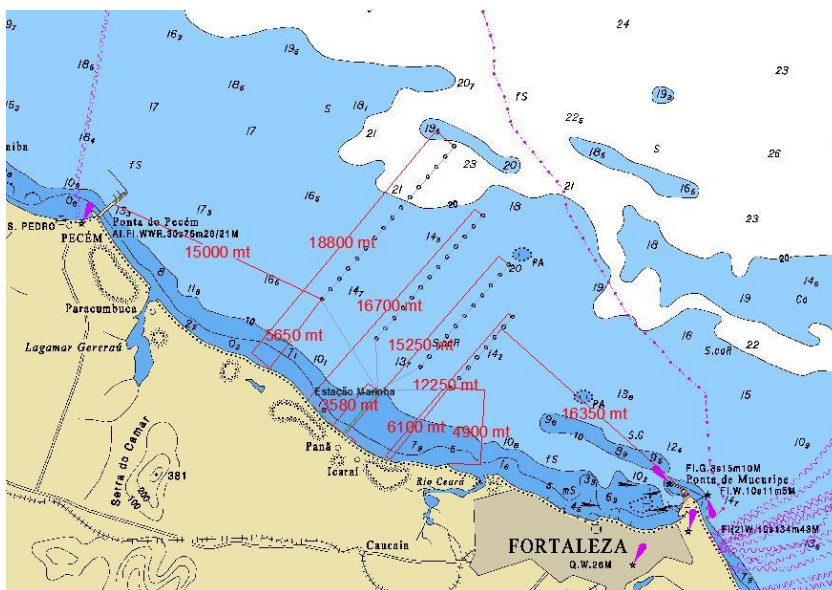


Fonte: Marinha do Brasil, 2019.

Para um detalhamento preciso da evolução dos fundos marinhos serão adotadas as mesmas técnicas que foram utilizadas para a construção de parques offshore realizados no norte da Europa, levando em consideração que são mais fáceis de serem utilizadas em virtude das menores profundidades presentes na área de interesse.

Como pode ser visto a partir da batimetria geral, a planta em questão será feita em uma área com profundidade variando entre 10 m e 23 m.

Figura 2.5.1.3.8 - Esquema do parque com a distância da costa.



Fonte: Adaptado de Marinha do Brasil, 2019.

Raoni Ceci

Os dados serão então aprofundados e detalhados para caracterizar o leito marinho e obter a batimetria exata. Esses aspectos são fundamentais:

- Durante a realização do parque, para determinar também a técnica mais apropriada para a realização dos trabalhos e avaliar o impacto na flora e fauna morfológica e marinha;
- Durante a operação para estabelecer métodos de navegação, para intervenções de manutenção e estabelecer a melhor metodologia de monitoramento para a flora marinha e a fauna de peixes.

Metodologia para definir a batimetria e o fundo marinho

A batimetria é uma disciplina da oceanografia e geodésia que lida com a medição da profundidade e representação cartográfica do fundo do mar. Os levantamentos batimétricos são, portanto, realizados devido ao conhecimento do padrão morfológico do leito marinho e dos lagos.

São necessários para o planejamento e monitoramento de obras marítimas e estudos para a erosão costeira.

Os levantamentos são geralmente realizados por uma embarcação equipada com uma sonda de precisão, single-beam ou multiple-beam.

A posição é fornecida por um receptor GPS. Um software batimétrico permite seguir as rotas de levantamento projetadas e adquirir dados de diferentes instrumentos (sonares, drones e satélites).

Método Single-beam

O levantamento batimétrico costeiro por meio de uma sonda single-beam é realizado seguindo as linhas de perfil desenhadas de acordo com o projeto, geralmente colocadas ortogonalmente à costa, complementadas por outras rotas perpendiculares às anteriores que servem para controle.

Pesquisas são geralmente realizadas no mar completamente calmo e na ausência de vento. As seções de sondagem são geralmente percorridas com um

barco que se move em velocidade baixa e constante ao longo das rotas predeterminadas.

Geralmente, navios pequenos com calado baixo são usados para esses tipos de relevos, já que eles devem se aproximar o máximo possível da costa.

Nos últimos anos, os barcos são substituídos dos drones marítimos, que permitem a abordagem prática da linha costeira, com custos consideravelmente reduzidos.

Para o levantamento batimétrico, utiliza-se um sistema de aquisição de dados automático-digital, com posicionamento da embarcação em tempo real utilizando tecnologia GPS com correção das coordenadas via rádio modem ou através de satélites.

Este sistema permite identificar o relevo das linhas sem qualquer alinhamento e ter uma correção instantânea das dimensões.

O GPS a bordo transmite em tempo real, em frequências muito altas, as coordenadas (leste, norte e altitude) para o software de navegação.

O operador no barco dirige o barco seguindo as instruções no vídeo do computador, onde é indicado o traço que representa a linha teórica a ser detectada e a posição instantânea do barco.

Uma vez que o barco é alinhado com a seção a ser detectada, o operador segue, com a maior precisão possível, a linha de projeto exibida, iniciando a aquisição de dados. O off-route, a velocidade em nós, o ângulo de direção, a distância desde o início e o fim do percurso, o número do evento e outros valores úteis para o levantamento também são visíveis.

Essa tecnologia oferece vantagens significativas; calculando de fato o GPS, bem como as coordenadas, também a altitude absoluta do transdutor em tempo real e com precisão centimétrica, torna-se possível, em conjugação com os dados do ecobatímetro, corrigir automaticamente todas as oscilações da superfície marinha (marés, ondas, levantada devido à massa de água empurrada pelo vento) durante o levantamento.

Com esta metodologia, como visto, não é necessário fazer as correções de pressão das marés e atmosféricas para a redução ao nível do mar posteriormente,

2.110

Raoni Ceci

além disso todas as oscilações verticais são automaticamente levadas em consideração.

As sondas / drones utilizados são do tipo hidrográfico com uma precisão de 1-2 cm.

Parâmetros instrumentais

A frequência a ser adotada em caso de prospecção com sondagens de eco deve ser de aproximadamente 200 KHz; um importante ponto a ser considerado, para garantir um levantamento preciso do fundo do mar com pouca interferência da coluna de água. O cone de emissão do instrumento é geralmente muito estreito para garantir uma alta resolução geométrica.

Uma frequência de pelo menos um pulso (beam) por segundo é necessária. Para assegurar a congruência entre a profundidade e as medidas planimétricas, a sonda é posicionada no eixo do receptor para a posição planimétrica ou, alternativamente, é calculado o relativo off-set.

No início e no final do levantamento, a sonda é calibrada. O ajuste da velocidade do instrumento de acordo com a velocidade dos ultrassons na água é realizado usando o método "Bar Check" (medição da profundidade com a imersão de uma barra ou disco de metal abaixado abaixo do transdutor e suspenso em um cabo graduado).

Em seguida, procede-se à correção digital no software de navegação de um eventual erro.

Muitas vezes, devido a aspectos econômicos, neste tipo de investigação, não são utilizados sensores de movimento para corrigir a rotação e inclinação e o cálculo das variações de altitude do tradutor é realizado.

Realizando os levantamentos no mar em condições perfeitamente calmas, e geralmente em baixas profundidades, o que atenua o problema do ponto de vista geométrico, o erro cometido é considerado tolerável. Ao executar o levantamento diretamente em formato digital, todos os dados são gravados no PC de bordo. As

investigações por meio de single-beam, especialmente nos fundos arenosos, nem sempre precisam de uma precisão centimétrica na posição.

Muitas vezes, como visto, os instrumentos DGPS de precisão sub-métrica são suficientes para obter excelentes resultados. Neste caso, a maré durante o levantamento é geralmente medida pela leitura de uma haste graduada, nivelada por um ponto de referência fixado e posicionado em uma área marítima tranquila. Alternativamente, são usados os valores dos marégrafos.

Método Multi beam

A tecnologia multibeam M.B.E.S. (Multi Beam Eco Sounding) é muito sofisticado e capaz de fornecer padrões quantitativos e qualitativos muito elevados da informação produzida.

Com esta instrumentação, passamos de uma aquisição para pontos únicos (single beam) ao longo da rota de navegação (sonda tradicional) para uma aquisição contínua que usa um grande número de feixes simultaneamente, cobrindo uma faixa lateral do fundo marinho de duas a quatro vezes a profundidade investigada.

A resolução é muito alta e permite identificar estruturas do fundo mesmo de pequenas dimensões e seguir a continuidade.

Parâmetros instrumentais

Também neste caso, a navegação é acompanhada por um GPS de precisão no modo RTK. Além disso, para garantir a precisão potencial do instrumento, são necessários sensores de movimento para compensação de rotação e inclinação, bem como um giroscópio de alta precisão para correção da direção. Calibrações adequadas também permitem a correção dos dados adquiridos.

Esse tipo de aquisição, além de permitir considerável economia de tempo em grandes áreas, permite conhecer com maior precisão a morfologia real do fundo do mar com as respectivas dimensões batimétricas, sendo essas obtidas por medição

direta e não por interpolação (como acontece para dados produzidos pelo Single beam).

Normalmente, os relevos fornecem uma cobertura total da área de pesquisa que é realizada sondando ao longo de transectos paralelos que fornecem uma sobreposição dos dados das diferentes varreduras.

Para específicas aplicações, o transdutor MultiBeam pode ser montado em um modo inclinado lateralmente, de modo a permitir, além do levantamento do fundo marinho que, por exemplo, do porto e das obras de defesa da parte inferior até a superfície da água.

O levantamento por Multibeam, obviamente envolvendo custos mais elevados, é usado para obter um detalhe considerável do fundo do mar ou onde a cobertura total do fundo do mar seja necessária para calcular com maior precisão as variações volumétricas do depósito sedimentar.

As análises realizadas para a área de estudo, retornarão à tendência do fundo marinho (a batimetria).

As técnicas acima serão executadas ou, alternativamente, métodos mais modernos com o uso de drones marítimos.

Componete Fundo Marinho

Após o estudo da batimetria, o estudo do leito do mar torna-se de fundamental importância para melhor definir as operações necessárias para a montagem das turbinas e a instalação do duto de cabos nas áreas de interesse.

A presença das fundações gera a formação de vórtices ao redor da própria fundação: essa turbulência retira o material deslocando os mesmos.

Antes da instalação das torres eólicas, é fundamental entender a natureza do fundo e estabelecer a preparação do material estabilizador ao redor das fundações. Atestada à natureza arenosa do fundo de interesse, deve ser derramada uma camada de cascalho (brita) para evitar a remoção do material arenoso.

Esse material grosso é descarregado diretamente no mar usando embarcações apropriadas (a descarga ocorre lateralmente). A necessidade de um leito de cascalho protetora para a unidade sob investigação será avaliada nas fases subsequentes do projeto, após uma detalhada análise do fundo.

Investigação In Situ

Uma análise com levantamentos geofísicos in situ é, portanto, planejada na fase seguinte, a uma profundidade de cerca de 50 m sob o fundo do mar.

As estacas de fundação são instaladas no mar usando um pontão que é uma embarcação específica capaz de carregar muitos postes no porto e transportá-los até a localização das torres eólicas.

Batimetria

Uma vez chegado ao local, o pontão é posicionado e fixado com âncoras no ponto estabelecido. Então as pernas do pontão são baixadas e o pontão é puxado completamente ou parcialmente para fora da água, formando uma plataforma de trabalho estável.

Uma vez que o pontão é posicionado, as estacas de fundação são erguidas em mar. Para trazer os polos na vertical e usando um quadro de inclinação de precisão. Esta técnica foi utilizada para parques construídos no norte da Europa. A experiência adquirida no campo trouxe uma contribuição considerável no desenvolvimento do parque.

A fim de salvaguardar as espécies ictíicas e florísticas, técnicas batimétricas serão adotadas na fase de implementação para mitigação dos impactos. O capítulo 4.1.12 referente a oceanografia e hidrodinâmica costeira, apresenta um detalhamento da área.

2.5.1.4 Estudo de Análise de Risco.

A análise de risco é definida como o processo pelo qual os resultados são utilizados para a tomada de decisão, por meio de critérios comparativos de riscos, para definição da estratégia de gerenciamento dos riscos e aprovação do licenciamento ambiental de um empreendimento (CETESB, 2003).

O estudo da análise de risco está relacionada à avaliação preliminar de uma possibilidade de ocorrência de um acidente e sua consequência no âmbito social, econômico e ambiental para o país.

Pode-se dizer que trata da identificação de situações de risco em um determinado empreendimento em funcionamento e as suas consequências ao meio ambiente, à comunidade, ao próprio empreendimento e aos seus funcionários.

O objetivo da análise do risco ambiental é criar um conjunto de medidas que permitem a redução das possibilidades de desastres ou acidentes, bem como a criação de alguns pontos básicos, para que o plano corretamente executado.

A análise de risco é considerada de suma importância para a prevenção de acidentes ambientais, visto que propiciam os subsídios necessários para o conhecimento detalhado das possíveis falhas que podem acarretar acidentes, bem como as possíveis consequências destes eventos, possibilitando, assim, a implementação de medidas para a redução de riscos e também para a elaboração de planos de emergência em resposta aos acidentes.

O estudo da análise de risco ambiental será estudada e descrita a fundo no tópico 7 referente a análise e gerenciamento de riscos ambientais, do termo de referência utilizado para o presente estudo.

2.5.1.5 Levantamento topográfico da faixa de servidão da linha de transmissão

A linha de conexão do campo terrestre tem um comprimento total de cerca de 32 km, dos quais os primeiros 14 quilômetros de linha de energia serão enterrados. Os traçados seguirão a estrada local, parte ao longo do perímetro da área residencial

(Colônia de pescadores, Cumbuco, Baixa grande), parte dentro da mesma, sem qualquer envolvimento de áreas livres. A parte subterrânea terminará perto da área residencial Lagoa do Banana, onde o trecho aéreo percorrerá pelos 18 quilômetros restantes da rota. Além disso, a parte aérea suspensa seguirá as estradas locais, em particular, para o seu trecho mais longo, o CE-090 e CE-085, chegando na subestação de Pecém II.

Em cumprimento ao contrato entre a BI ENERGIA LTDA e a Mensurar Agrimensura e Geodésia, foram realizados levantamentos fotogramétricos com o objetivo de obter-se produtos cartográficos finais com validação técnica e utilização de algoritmos posteriores para análise baseado nos modelos digitais gerados pelo processo inicial de aerotriangulação, com o objetivo de geração de anteprojetos e projetos de engenharia referentes à otimização do sistema para captação e reconhecimento da área de estudo no qual será implantado uma linha de transmissão de energia entre os municípios de Caucaia e São Gonçalo do Amarante, Ceará.

A utilização de Veículos Aéreos Não-Tripulados (VANTs) tem se mostrado uma excelente solução na geração de produtos topográficos, já que dispõe de uma maior flexibilidade, menor custo operacional e por serem menos suscetíveis ao erro de intervenção humana, comparado aos modelos tradicionais, uma vez que são empregados nestes processos algoritmos de última tecnologia para a geração de produtos finais. A fotogrametria digital é caracterizada pela realização dos processos fotogramétricos em um ambiente computacional, com reconhecidas vantagens quando comparada aos processos realizados em meio analógico. Destacam-se, por exemplo, a coleta automática de pontos de passagem ou de ligação; a obtenção dos parâmetros de orientação exterior de forma direta; a geração automática de MDT/MDS; a geração de ortofotografias; e a junção automáticas de fotografias para a geração do mosaico georreferenciado.

Ferramentas e Bases de Dados

- **Softwares empregados no processo**

Dentre as ferramentas utilizadas neste levantamento, se destacam:

- Plataforma aérea de sensoriamento remoto (Parrot Anafi Work);
- Software de planejamento de missões autônomas (Pix4D Capture);
- Agisoft Metashape (processamento em base).

As bases de dados foram constituídas por fotografias aéreas tomadas com uma câmera métrica acoplada ao VANT e pelos receptores de sinais GNSS.

Equipamentos de base topográfica para coleta de dados em superfície Receptores geodésicos. Receptor GNSS L1 L2 CHCNav x91+ integrado indicado para levantamentos estáticos, cinemáticos e RTK.

Características:

- Tempo de inicialização RTK: abaixo de 10 segundos
- Sinais rastreados: GPS: L1C/A, L1C, L2C, L2E, L5 GLONASS: L1C/A, L1P, L2C/A, L2P, L3; SBAS: WAAS, EGNOS, MSAS; Galileo: E1, E5A, E5B e BeiDou: B1, B2
- Rádio interno de 1w
- Memória interna de 4GB
- Precisão horizontal 8mm + 1ppm e Precisão Vertical 15mm + 1ppm

Procedimentos de Análise

O processo de aerolevanteamento, objeto deste contrato, se iniciaram com o planejamento dos voos aerofotogramétricos que foram executados em campo. Fator importante considerado no planejamento dos voos foi a verificação das condições atmosféricas para as datas previstas da execução destes. O trabalho de campo foi executado em três etapas:

- Na primeira etapa foi realizada a implantação dos alvos pré-sinalizados usados como pontos de apoio e de verificação. Esses alvos foram pintados sobre o solo, com o objetivo de serem inequivocamente e facilmente identificáveis nas fotografias e no ortomosaico. A forma e dimensões dos alvos pré-sinalizados seguiram as recomendações do Manual de Aerotriangulação do Ministério da Defesa (1984) e de Wolf (2004), e foram distribuídos de forma homogênea nos blocos.
- A segunda etapa realizada foi a determinação das coordenadas tridimensionais dos pontos de apoio ou verificação, utilizando receptores de sinais GNSS. Os receptores utilizados são classificados como geodésicos de dupla frequência; os métodos de posicionamento adotados foram o RTK (Real Time Kinematic) e o estático rápido. No posicionamento utilizando o método RTK, o receptor denominado de base foi posicionado em um local de coordenadas previamente conhecidas e de maior altitude da área de estudo de modo a facilitar a comunicação entre o receptor móvel e o receptor base em todos os pontos ocupados.
- A terceira e última etapa do trabalho de campo realizada foi a execução dos voos fotogramétricos. Os voos foram realizados em modo autônomo, sendo o VANT conduzido na linha de visada (VLOS), nas faixas previamente estipuladas, pelo programa computacional Pix4D Capture. Os parâmetros de orientação exterior (posição e altitude) obtidos de forma direta, pelo sistema inercial e GPS instalados no VANT, foram repassados para as fotografias pelo programa Agisoft Metashape.

A aerotriangulação, a geração do MDS/MDT, das ortofotografias e do ortomosaico foram realizadas no programa Agisoft Metashape. A avaliação dos mosaicos foi realizada pela verificação da acurácia e das precisões planimétrica e altimétrica em função do PEC, classificando-os quanto à exatidão e precisão.

Avaliação de Ortomosaicos e Produtos Cartográficos

O PEC (Padrão de Exatidão Cartográfica) foi regulamentado no Decreto Nº 89.817 de 20 de junho de 1984, que estabelece as Instruções Reguladoras das Normas Técnicas da Cartografia Brasileira através de procedimentos e padrões a serem obedecidos na elaboração e apresentação de documentos cartográficos no território brasileiro. A norma a ser seguida em relação à exatidão específica. As cartas

2.118

Raoni Ceci

devem obedecer ao Padrão de Exatidão Cartográfica – PEC, segundo os critérios indicados: 1. Noventa por cento dos pontos bem definidos numa carta, quando testados no terreno, não deverão apresentar erro superior ao Padrão de Exatidão Cartográfica, planimétrico, estabelecido; 2. Noventa por cento dos pontos isolados de altitude, obtidos por interpolação de curvas de nível, quando testados no terreno, não deverão apresentar erro superior ao Padrão de Exatidão Cartográfica Altimétrico estabelecido. Padrão de Exatidão Cartográfica é um indicador estatístico de dispersão, relativo a 90% de probabilidade, que define a exatidão de trabalhos cartográficos. A probabilidade de 90% corresponde a 1,6449 vezes o Erro Padrão – PEC. O Erro-Padrão isolado num trabalho cartográfico, não ultrapassará 60,8% do Padrão de Exatidão Cartográfica. As cartas, segundo sua exatidão, são classificadas nas Classes A B e C, segundo os critérios apresentados no quadro abaixo:

Tabela 2.5.1.5.1 - Valores dos erros admitidos em uma carta com PEC Classe A, B e C.

Classe	Planimetria		Altimetria	
	PEC	Erro Padrão	PEC	Erro Padrão
	Carta (mm)	Carta (mm)	Carta (mm)	Carta (mm)
A	0,50	0,30	1/2 * Equidistância	1/3 * Equidistância
B	0,80	0,50	3/5 * Equidistância	2/5 * Equidistância
C	1,00	0,60	3/4 * Equidistância	1/2 * Equidistância

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Metodologia

Para a verificação da acurácia e precisão do ortomosaico produzido, foram implantados na área de estudo 75 alvos pré-sinalizados, distribuídos entre pontos de controle e pontos de checagem, denominados pontos de apoio. Esses alvos foram distribuídos por toda a área. O modelo de alvo pré-sinalizado utilizado foi adaptado dos modelos sugeridos por Wolf (2004) e Ministério da Defesa (1984). Os modelos

2.119

Raoni Ceci

usados foram círculos, com as faixas laterais, obedecendo as normativas sinalizadas acima. As implantações dos alvos foram realizadas nas áreas pavimentadas, sempre considerando o uso das margens das vias exploradas ou seus respectivos acessos para que não haja problemas de recobrimento por objetos moveis durante o processo de identificação dos mesmos na ortofoto, o alvo foi representado por linhas cruzadas de 1,20m de comprimentos por 0,20m de largura. As coordenadas tridimensionais de todos os alvos pré-sinalizados foram obtidas por posicionamento geodésico pelo método de posicionamento RTK (Real Time Kinematic), usando um par de receptores de sinais GNSS indicado no item 3.2. Ambos os receptores, base e móvel foram configurados com taxa de gravação de cinco segundos. As coordenadas da base (GNSS) foram determinadas por PPP (Posicionamento por Ponto Preciso), no site do IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística).

Visualização dos Pontos de Apoio de Coleta de Dados em Solo

Como descrito na metodologia, as visualizações dos pontos de apoio sinalizados em solo foram implantadas com o objetivo de serem inequivocamente e facilmente identificáveis nas fotografias e no ortomosaico. Como demonstrado nas figuras a seguir:

Figura 2.5.1.5.1 - Aero - H54



Fonte: Autor, 2019.

Figura 2.5.1.5.2 - Aero – H70



Fonte: Autor, 2019.

Figura 2.5.1.5.3 - B-02



Fonte: Autor, 2019.

Raoni Ceci

Figura 2.5.1.5.4 - Aero – H3



Fonte: Autor, 2019.

Figura 2.5.1.5.5 - Coordenadas dos pontos de apoio utilizados

Nome	Este (X)	Norte (Y)	Altitude (Z)
H1	528437.946	9597313.772	13.875
H2	528487.676	9597230.105	15.022
H3	528153.438	9596734.839	14.060
H4	528082.423	9596747.724	15.744
H5	527261.986	9596529.600	23.572
H6	527368.267	9596674.678	19.242
H7	526479.615	9596770.820	19.231
H8	526514.076	9596676.396	19.472
H9	525824.060	9596750.072	21.214
H10	525866.748	9596674.971	18.989
H11	525085.532	9596563.930	11.944
H12	525074.926	9596492.578	12.150
H13	523313.823	9595401.127	9.213
H14	522803.365	9595342.293	9.085
H15	522240.491	9594775.933	7.774
H16	522786.067	9594500.859	7.356
H17	523486.760	9595419.977	6.534
H18	525916.716	9596707.709	20.073
H21	520493.210	9595651.802	8.946
H22	520509.633	9595619.405	6.101
H23	520081.428	9595334.688	8.501
H24	520096.022	9595314.119	8.389
H25	519693.299	9595125.115	7.039
H26	519670.621	9595061.698	7.150
H27	519370.599	9595091.111	9.190
H28	519342.431	9595036.912	9.456
H29	520804.198	9595667.562	10.745
H30	520708.089	9595593.064	11.293
H31	518868.742	9595030.487	10.511
H32	518878.440	9594994.679	8.340
H33	518357.013	9594983.597	13.887
H34	518323.346	9594895.810	11.886
H35	517812.971	9594984.384	21.302
H36	517815.814	9594913.673	19.429
H37	517207.814	9595010.249	32.271
H38	517201.507	9594964.156	31.447
H39	516690.417	9595030.302	24.246
H40	516687.740	9594983.620	22.957
H41	516269.566	9595039.799	23.088
H42	516269.56	9595039.7	23.088
H43	516279.75	9595099.4	23.518
H44	515921.53	9595164.4	25.639
H45	515872.22	9595237.2	36.556
H46	515448.58	9595554.1	28.770
H47	515405.22	9595498.0	26.525
H48	515293.16	9595854.7	26.211
H49	515360.66	9595878.3	26.739
H50	515138.67	9596391.4	24.317
H51	515170.35	9596398.4	26.285
H52	514986.31	9597034.0	28.514
H53	514935.36	9597016.2	32.398
H54	514834.06	9597570.1	39.005
H55	514882.20	9597590.9	38.161
H56	514903.47	9598181.1	36.920
H57	514954.16	9598172.4	36.883
H58	514983.97	9598704.7	24.909
H59	515051.10	9598722.2	24.356
H60	515067.76	9599259.1	20.125
H61	515129.23	9599254.8	21.994
H62	515143.68	9599830.2	25.688
H63	515227.51	9599841.7	25.098
H64	515172.58	9600152.1	21.137
H65	515212.87	9600180.2	20.077
H66	515084.74	9600329.4	17.766
H67	515122.39	9600373.0	18.951
H68	514839.35	9600741.3	24.531
H69	514920.25	9600816.9	26.424
H70	514659.23	9601102.7	18.001
H71	514753.41	9601170.1	20.156
H72	514469.18	9601784.1	25.982
H73	514291.46	9601751.4	27.806
H74	514179.95	9602187.5	35.041
H75	514258.17	9602192.8	31.848

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

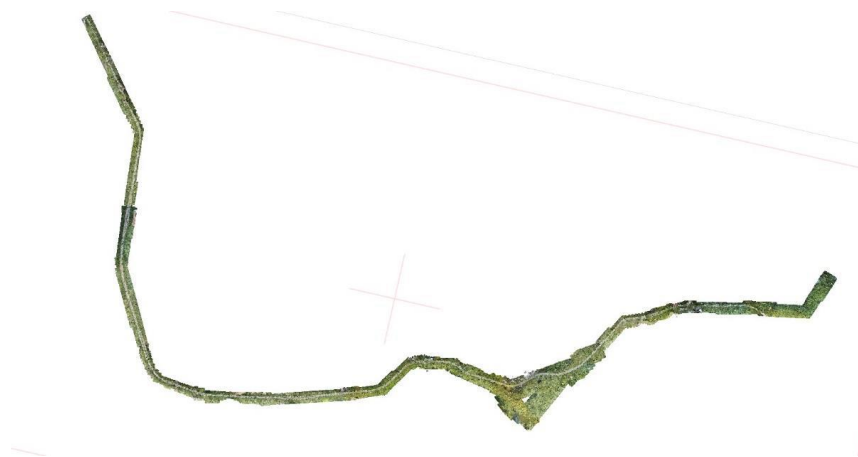
Raoni Ceci

Ground Sample Distance (GSD): o GSD é uma das variáveis mais importantes e é a primeira que deverá ser definida, ela garante a resolução espacial do mapeamento, ou seja, o nível de detalhamento. A escolha do GSD influencia diretamente na nitidez do mapeamento e resolução das convenções contidas na área de análise.

- GSD apurado: GSD: 2.95 cm
- Quantitativos
- Fotos: 4.746 câmeras
- Marcadores: 75 pontos de apoio
- Base GNSS: 2 (B-1 e B4)

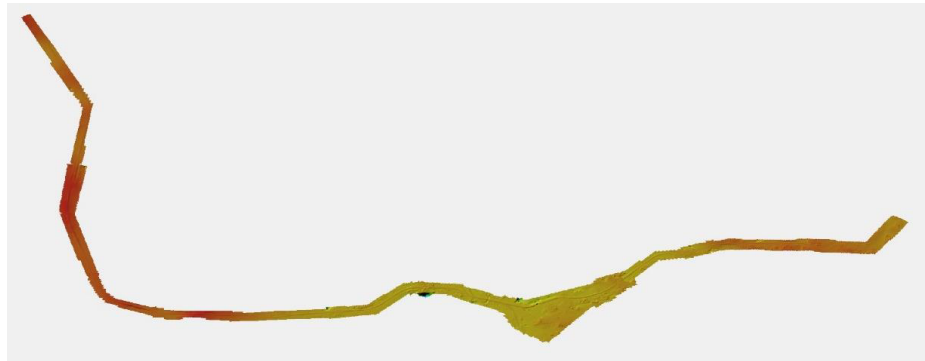
As figuras abaixo mostram o resultado do processamento. A primeira mostra a ortofoto do local simplificada e a segunda mostra o relevo do terreno. A parte mais escura é a parte mais alta do terreno e a mais clara é a mais baixa.

Figura 2.5.1.5.6 - Visualização prévia dos modelos digitais



Fonte: Autor, 2019.

Figura 2.5.1.5.7 - Visualização prévia dos modelos digitais 2



Fonte: Autor, 2019.

Os dados da coordenada base adotada para o levantamento estão descritos na Figura 2.5.1.5.8. Os gráficos das figuras abaixo mostram o desvio padrão e a diferença da latitude, longitude e altitude desta coordenada base em referência aos satélites registrados no IBGE.

Figura 2.5.1.5.8 - Relatório do Posicionamento por Ponto Preciso (PPP)

Sumário do Processamento do marco: 952943						
Início:AAAA/MM/DD HH:MM:SS,SS	2019/06/28 10:49:10,00					
Fim:AAAA/MM/DD HH:MM:SS,SS	2019/06/28 15:44:36,00					
Modo de Operação do Usuário:	ESTÁTICO					
Observação processada:	CÓDIGO & FASE					
Modelo da Antena:	CHCX91+S NONE					
Órbitas dos satélites: ¹	RÁPIDA					
Frequência processada:	L3					
Intervalo do processamento(s):	1,00					
Sigma ² da pseudodistância(m):	5,000					
Sigma da portadora(m):	0,010					
Altura da Antena ³ (m):	1,800					
Ângulo de Elevação(graus):	10,000					
Resíduos da pseudodistância(m):	1,06 GPS 1,38 GLONASS					
Resíduos da fase da portadora(cm):	0,80 GPS 0,98 GLONASS					
Coordenadas SIRGAS						
	Latitude(gms)	Longitude(gms)	Alt. Geo.(m)	UTM N(m)	UTM E(m)	MC
Em 2000.4 (E a que deve ser usada) ⁴	-3° 38' 54,0701"	-38° 45' 40,9505"	10,06	9596738.416	526499.596	-39
Na data do levantamento ⁵	-3° 38' 54,0628"	-38° 45' 40,9527"	10,06	9596738.640	526499.528	-39
Sigma(95%) ⁶ (m)	0,001	0,002	0,002			
Modelo Geoidal	MAPGEO2015					
Ondulação Geoidal (m)	-9,35					
Altitude Ortométrica (m)	19,41					
Precisão esperada para um levantamento estático (metros)						
Tipo de Receptor	Uma frequência		Duas frequências			
	Planimétrico	Altimétrico	Planimétrico	Altimétrico		
Após 1 hora	0,700	0,600	0,040	0,040		
Após 2 horas	0,330	0,330	0,017	0,018		
Após 4 horas	0,170	0,220	0,009	0,010		
Após 6 horas	0,120	0,180	0,005	0,008		

Fonte: IBGE, 2019.

1 Órbitas obtidas do International GNSS Service (IGS) ou do Natural Resources of Canada (NRCan).

2 O termo “Sigma” é referente ao desvio-padrão.

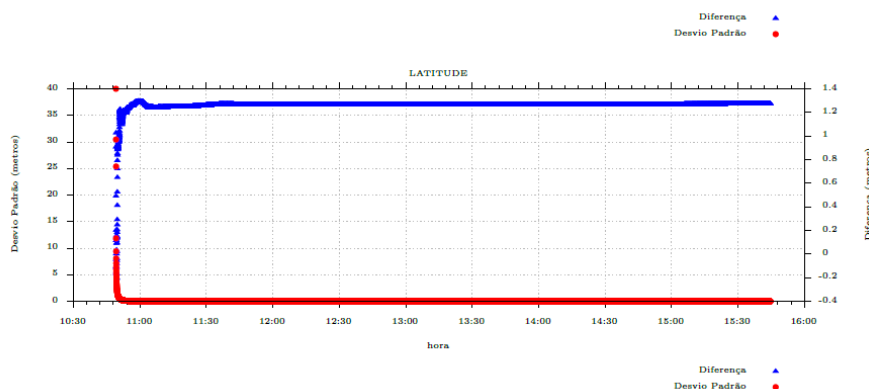
3 Distância Vertical do Marco ao Plano de Referência da Antena (PRA).

4 A coordenada oficial na data de referência do Sistema SIRGAS, ou seja, 2000.4. A redução de velocidade foi feita na data do levantamento, utilizando o modelo VEMOS em 2000.4.

5 A data de levantamento considerada é a data de início da sessão.

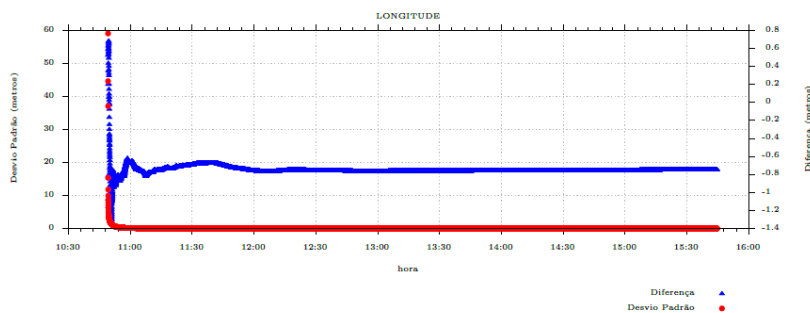
6 Este desvio-padrão representa a confiabilidade interna do processamento e não a exatidão da coordenada.

Figura 2.5.1.5.9 - Desvio padrão e diferença da coordenada



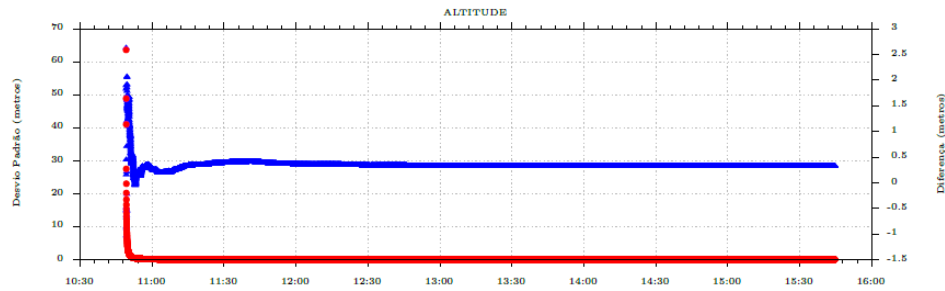
Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Figura 2.5.1.5.10 - Desvio padrão e diferença da coordenada.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Figura 2.5.1.5.11 - Desvio padrão e diferença da coordenada.



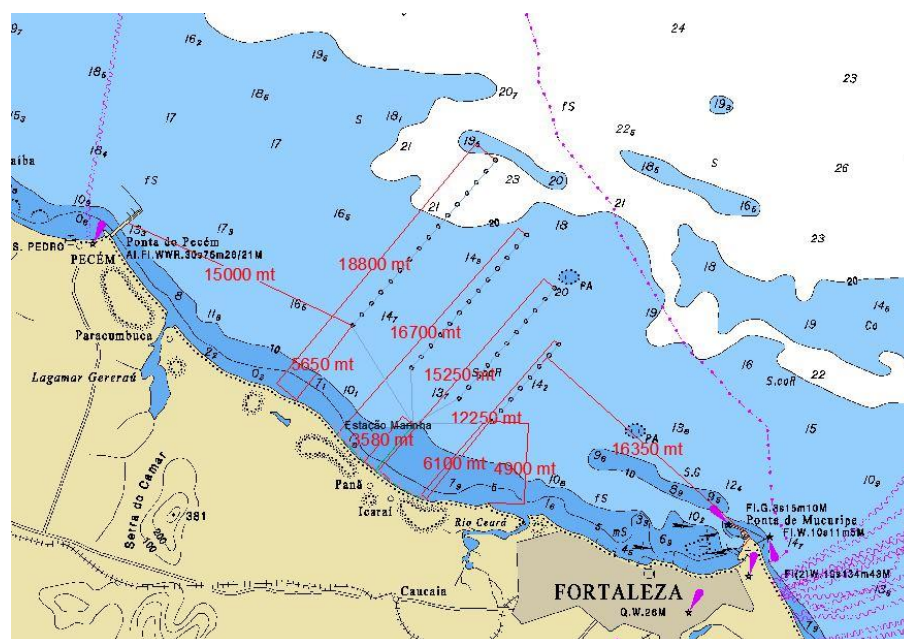
Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

2.5.2 Características Gerais Relacionadas a Usina Eólica Marítima

Layout do Projeto

A Figura 2.5.2.1 mostra a localização do projeto com disposição das turbinas e também evidencia a batimetria do local em que os pontos de maior profundidade estão a 23m.

Figura 2.5.2.1 - Planta layout com detalhe de distância da costa e batimetria.



Fonte: Adaptado de Marinha do Brasil, 2019.

O parque eólico planejado está bem posicionado em relação às direções predominantes, e é confirmado pelo baixo valor da perda de arrasto calculada; a camada foi otimizada para reduzir as perdas de arrasto e o decaimento de arrasto, de modo que a distância entre as linhas ortogonais ao vento está aumentando com o número de linhas e começa com um valor mínimo de cerca de 3,2 km, até cerca de 5,5 km as últimas linhas.

No quadro abaixo estão as coordenadas WGS 84 de posições dos aerogeradores, enquanto na figura 2.5.2.2 abaixo estão representadas as distâncias horizontais entre as turbinas eólicas.

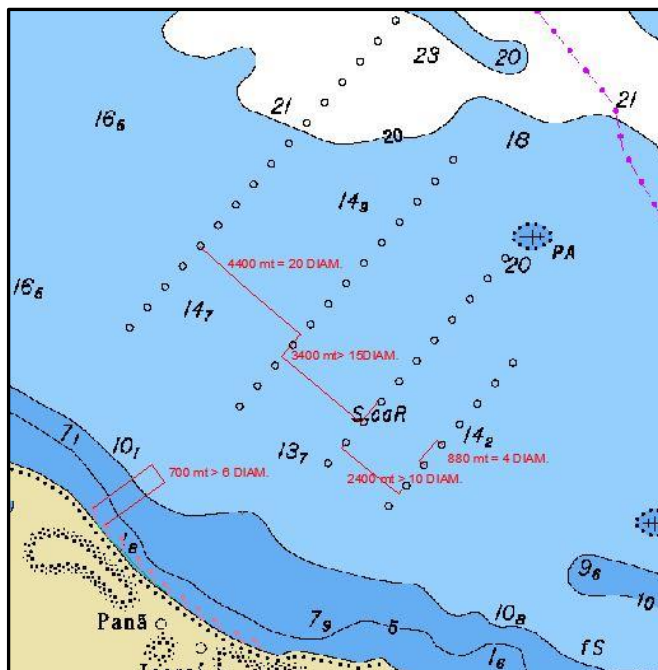
Quadro 2.5.2.1 - Matriz de distância da turbina eólica

Label	WGS 84 Zone 24 East [m]	WGS 84 Zone 24 North [m]	Z [m]	Mais Próxima WTG	Distância horizontal [m]
C01	543747	9597143	0	C02	880
C02	544323	9597808	0	C01	880
C03	544900	9598473	0	C02	880
C04	545476	9599139	0	C05	878
C05	546052	9599801	0	C04	878
C06	546628	9600469	0	C07	878
C07	547203	9601133	0	C06	878
C08	547780	9601799	0	C07	881
C09	541778	9598534	0	C10	880
C10	542354	9599199	0	C09	880
C11	542930	9599865	0	C12	880
C12	543506	9500530	0	C13	878
C13	544083	9601192	0	C12	878
C14	544659	9601860	0	C15	881
C15	545234	9602528	0	C14	881
C16	545810	9603196	0	C15	882

Label	WGS 84 Zone 24 East [m]	WGS 84 Zone 24 North [m]	Z [m]	Mais Próxima WTG	Distância horizontal [m]
C17	546385	9603865	0	C18	882
C18	546961	9604533	0	C19c28	872
C19	547534	9605190	0	C18	872
C20	538910	9600380	0	C21	880
C21	539487	9601045	0	C22	879
C22	540062	9601710	0	C21	879
C23	540639	9602376	0	C24	880
C24	541215	9603041	0	C25	880
C25	541791	9603706	0	C26	880
C26	542367	9604371	0	C27	880
C27	542943	9605036	0	C28	876
C28	543512	9605702	0	C27	886
C29	544096	9606367	0	C30	880
C30	544672	9607032	0	C31	880
C31	545248	9607697	0	C30	860
C32	545851	9608394	0	C31	922
C33	535331	9602939	0	C34	881
C34	535907	9603605	0	C35	880
C35	536484	9604270	0	C36	880
C36	537060	9604935	0	C37	880
C37	537636	9605600	0	C38	880
C38	538212	9606265	0	C37	880
C39	538788	9606931	0	C40	880
C40	539364	9607596	0	C41	879
C41	539940	9608260	0	C40	879
C42	540516	9608925	0	C41	880

Label	WGS 84 Zone 24 East [m]	WGS 84 Zone 24 North [m]	Z [m]	Mais Próxima WTG	Distância horizontal [m]
C43	541092	9609591	0	C44	880
C44	541668	9610256	0	C45	880
C45	542244	9610921	0	C44	880
C46	542821	9611586	0	C47	879
C47	543396	9612251	0	C46	879
C48	543972	9612916	0	C47	880
C49	539387	9592831	0	C50	627
C50	538799	9503049	0	C49	627
C51	538116	9593470	0	C52	667
C52	537557	9593834	0	C53	616
C53	537075	9594218	0	C52	616
C54	536508	9594629	0	C55	623
C55	536054	9595055	0	C56	593
C56	535631	9595470	0	C55	593
C57	535082	9596128	0	C58	665
C58	534574	9596557	0	C57	665
C59	534169	9597104	0	C58	631

Figura 2.5.2.2 - Evidência gráfica de design de layout e distâncias.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

A linha maior representa uma distância de 7 D (7 vezes o diâmetro do rotor) orientado na direção predominante do vento. O eixo menor é igual a 3D.

Características dos Aerogeradores

A maioria das plantas *offshore* estão localizadas em áreas caracterizadas por uma alta velocidade do vento (por exemplo, mares do Norte, mar Báltico) com altos valores de rajadas e distribuições eólicas que exigem características estruturais robustas e curvas de potência elegíveis para tais esquemas.

O regime anemológico da área brasileira de Caucaia possui características muito peculiares, pois é caracterizado por uma alta velocidade média (8,5 m/s a 100 m), mas por uma distribuição estatística correspondente a um Weibull com super fator de forma a 3,5, praticamente um gaussiano. Os valores extremos esperados são muito baixos (<25 m/s), o fluxo é muito regular caracterizado por baixa turbulência.

As curvas de potência adequadas para explorar esta velocidade do vento são aquelas com um grande tamanho de rotor e um grupo gerador para funcionar nos

regimes centrados em Gauss. As turbinas eólicas projetadas para baixas velocidades de vento podem ser instaladas e podem garantir um fator de capacidade de mais de 50%.

Para o projeto de Caucaia, imaginou-se instalar máquinas de rotor de até 250 m e alimentar até 12 MW por levar em conta o rápido desenvolvimento da tecnologia.

Nem todas as mais recentes curvas de potência de turbinas eólicas *offshore* foram disponibilizadas pelos fornecedores.

A MHI -Vestas forneceu as curvas de potência, mas com a condição de não divulgar os detalhes técnicos, por este motivo, no caso da Vestas, apenas os resultados das produções finais são mostrados.

Em todos os outros casos *offshore*, foram utilizadas curvas teóricas não-oficiais de potência, extrapoladas usando o software WindPRO baseado em padrões de tecnologia de pitch para um rotor e potência designados. O método é muito cauteloso e é baseado em “HP simplificado - curvas”, que assumem que todos os aerogeradores têm um desempenho bastante similar. Somente carga de energia específica (kW / M²) e velocidade single / dual ou stall / pitch decide os valores calculados.

Decidiu-se realizar algumas estimativas com curvas de potência de modelos de aerogeradores terrestres que possuem as características adequadas para evidenciar a capacidade produtiva do recurso *offshore* brasileiro com turbinas eólicas com as características técnicas certas.

No quadro abaixo, são sintetizadas as principais características das turbinas eólicas simuladas para o parque eólico.

Quadro 2.5.2.3 - Tipos de aerogeradores hipotetizados para o projeto para os diferentes cenários.

Tipo de Turbina	Nº WTG	Tipo	Potência [MW]	Altura do Hub a.g.l [m]
48*Siemens SG 6.0-170 + 11*Siemens SWT-2.3-101	59	Onshore	313,300	[107-80]

Continuação do Quadro 2.5.2.3

48*VESTAS V162-5.6 + 11*VESTAS V110-2.0	59	Onshore	290,800	[107-95]
48*Siemens SG 8.0-154 + 11*Siemens SWT-2.3-101	59	Offshore	409,300	[107-80]
48*VESTAS V164-10.0 + 11*VESTAS V110-2.0	59	Offshore	502,000	[107-95]
48*VESTAS V174-9.5 + 11*VESTAS V110-2.0	59	Offshore	478,000	[107-95]
48*GE WIND 220 12MW + 11*GE 116-2.0	59	Offshore	598,000	[135-90]

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Dados de Produção de Energia

Os seguintes parâmetros do modelo foram aplicados:

- WAKE MODEL: N.O. Jensen (RISO/EMD Park 2018);
- WAKE DECAY COSTANT : DTU offshore padrão WDC = 0.06.

A velocidade média prevista do vento à altura do cubo para o parque eólico de Caucaia é calculada em cerca de 8,5 m/s para 100 m de altura com distribuições estatísticas de vento que garantem uma produção de energia confiável e boa, levando em conta cerca de 8,5% das perdas técnicas.

Com base na curva de potência especificada e na metodologia descrita, a produção de energia foi calculada e os resultados são relatados abaixo.

Tabela 2.5.2.3 - Parâmetros Principais do Projeto.

WINDFARM	Caucaia
N° WTG	48 WT OFFSHORE + 11 WT ONSHORE (COSTEIRO)

Quadro 2.5.2.4 - Síntese de todos os valores estimados de AEP.

Tipo de Turbina	N° WTG	Tipo	Potência Total [MW]	Altura do Hub a.g.l. [m]	Perda de Arrasto Total AEP [GWh]	Perda Técnicas Totais da Net AEP [GWh]	Perda de Arrasto Média [%]	MWh/MW	Fator de Capacidade [%]
48°Siemens SG 6.0-170 + 11°Siemens SWT-2.3-101	59	Onshore	313,300	[107-80]	1658,868	1517,864	4,30	4845	55,3%
48°VESTAS V162-5.6 + 11°VESTAS V110-2.0	59	Onshore	290,800	[107-95]	1565,635	1432,556	3,85	4926	56,2%
48°Siemens SG 8.0-154 + 11°Siemens SWT-2.3-101	59	Offshore	409,300	[107-80]	1302,119	1191,439	5,30	2911	33,2%
48°VESTAS V164-10.0 + 11°VESTAS V110-2.0	59	Offshore	502,000	[107-95]	1888,337	1727,829	5,27	3442	39,3%
48°VESTAS V174-9.5 + 11°VESTAS V110-2.0	59	Offshore	478,000	[107-95]	2055,001	1880,326	4,99	3934	44,9%
48°GE WIND 220 12 MW + 11°GE 116-2.0	59	Offshore	598,000	[135-90]	3063,841	2803,415	5,40	4688	53,5%

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Os quadros seguintes apresentam uma descrição mais detalhada da produção de energia das turbinas escolhidas e também as diferentes estimativas de produção de energia (P50, P75 e P90) que indicam a probabilidade de excedência da estimativa de produção de energia líquida.

A estimativa de produção P50 significa que existe 50% de probabilidade da produção real de energia no longo prazo ser acima desta estimativa. A estimativa P75, indica que existe 75% de probabilidade da produção real de energia no longo prazo ser acima desta estimativa. E a estimativa P90, por sua vez indica que existe 90% de probabilidade da produção real de energia no longo prazo ser acima desta estimativa.

Quadro 2.5.2.4 - Estimativa de Produção de Energia GE 220 – 12 MW e GE 116 – 2 MW

ID WTG	UTM WGS84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	MED Misure Elaborazione Dati				48°GE 220 - 12 MW + 11° GE 116 -2.0					
			WEC Model	Power [KW]	Hub Height a.g.l. [m]	Gross AEP [GWh]	AEP net of wake loss[GWh]	Wake Loss [%]	Net AEP [GWh]	Vm [m/s]	Fleoh [MWh/MW]	
C01	543747	9597143	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,634	64,012	0,96	58,571	9,15	4881	
C02	544323	9597808	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,566	63,899	1,03	58,468	9,15	4872	
C03	544900	9598473	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,548	63,884	1,03	58,454	9,15	4871	
C04	545476	9599139	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,474	63,823	1,01	58,398	9,14	4867	
C05	546052	9599801	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,395	63,780	0,96	58,358	9,13	4863	
C06	546628	9600469	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,331	63,765	0,88	58,345	9,13	4862	
C07	547203	9601133	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,278	63,819	0,71	58,395	9,13	4866	
C08	547780	9601799	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,250	64,107	0,22	58,658	9,12	4888	
C09	541778	9598534	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,493	60,270	6,55	55,147	9,14	4596	
C10	542354	9599199	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,476	59,747	7,33	54,669	9,14	4556	
C11	542930	9599865	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,462	59,461	7,76	54,407	9,14	4534	
C12	543506	9600530	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,411	59,340	7,87	54,296	9,14	4525	
C13	544083	9601192	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,374	59,369	7,77	54,323	9,13	4527	
C14	544659	9601860	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,273	59,574	7,31	54,510	9,12	4543	
C15	545234	9602528	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,262	60,037	6,57	54,934	9,12	4578	
C16	545810	9603196	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,248	61,138	4,84	55,941	9,12	4662	
C17	546385	9603865	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,211	62,784	2,22	57,448	9,12	4787	
C18	546961	9604533	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,175	63,282	1,39	57,903	9,12	4825	
C19	547534	9605190	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,146	63,825	0,50	58,400	9,12	4867	
C20	538910	9600380	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,326	59,598	7,35	54,532	9,13	4544	
C21	539487	9601045	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,381	58,918	8,49	53,910	9,13	4492	
C22	540062	9601710	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,355	58,619	8,91	53,637	9,13	4470	
C23	540639	9602376	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,325	58,431	9,16	53,464	9,13	4455	
C24	541215	9603041	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,278	58,363	9,20	53,402	9,13	4450	
C25	541791	9603706	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,263	58,413	9,10	53,448	9,12	4454	
C26	542367	9604371	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,191	58,693	8,57	53,704	9,12	4475	
C27	542943	9605036	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,171	59,203	7,74	54,171	9,12	4514	
C28	543512	9605702	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,160	59,816	6,77	54,732	9,12	4561	
C29	544096	9606367	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,149	60,437	5,79	55,300	9,12	4608	
C30	544672	9607032	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,115	61,327	4,35	56,114	9,11	4676	
C31	545248	9607697	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,108	62,471	2,55	57,161	9,11	4763	
C32	545851	9608394	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,088	63,264	1,29	57,866	9,11	4824	
C33	535331	9602939	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,180	59,436	7,39	54,384	9,12	4532	
C34	535907	9603605	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,200	58,825	8,37	53,825	9,12	4485	
C35	536484	9604270	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,196	58,540	8,81	53,564	9,12	4464	
C36	537060	9604935	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,213	58,425	9,01	53,459	9,12	4455	
C37	537636	9605600	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,184	58,390	9,03	53,427	9,12	4452	
C38	538212	9606265	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,159	58,445	8,91	53,477	9,12	4456	
C39	538788	9606931	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,155	58,590	8,67	53,610	9,12	4467	
C40	539364	9607596	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,124	58,796	8,31	53,798	9,11	4483	
C41	539940	9608260	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,102	59,163	7,70	54,134	9,11	4511	
C42	540516	9608925	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,086	59,645	6,93	54,575	9,11	4548	
C43	541092	9609591	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,073	60,141	6,14	55,029	9,11	4586	
C44	541668	9610256	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,064	60,724	5,21	55,563	9,11	4630	
C45	542244	9610921	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,040	61,537	3,91	56,306	9,11	4692	
C46	542821	9611586	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,033	62,278	2,74	56,984	9,11	4749	
C47	543396	9612251	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,020	62,750	1,98	57,416	9,10	4785	
C48	543972	9612916	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,009	63,272	1,15	57,894	9,10	4824	
MEAN VALUES								5,427	55,594		4633	
TOTAL				576.000		3083,754	2916,427		2668,531			
ONSHORE	C49	539387	9592831	GE WIND ENERGY 2.0-116	2000	90	9,297	9,265	0,34	8,478	7,13	4239
	C50	538799	9593049	GE WIND ENERGY 2.0-116	2000	90	9,568	8,634	9,77	7,900	7,24	3950
	C51	538116	9593470	GE WIND ENERGY 2.0-116	2000	90	10,000	8,945	10,54	8,185	7,41	4093
	C52	537557	9593834	GE WIND ENERGY 2.0-116	2000	90	10,491	9,133	12,95	8,356	7,62	4178
	C53	537075	9594218	GE WIND ENERGY 2.0-116	2000	90	10,773	9,297	13,70	8,506	7,75	4253
	C54	536508	9594629	GE WIND ENERGY 2.0-116	2000	90	10,903	9,481	13,05	8,675	7,81	4337
	C55	536054	9595055	GE WIND ENERGY 2.0-116	2000	90	11,104	9,713	12,52	8,888	7,91	4444
	C56	535631	9595470	GE WIND ENERGY 2.0-116	2000	90	11,216	9,848	12,20	9,011	7,96	4506
	C57	535082	9596128	GE WIND ENERGY 2.0-116	2000	90	11,491	10,721	6,70	9,810	8,10	4905
	C58	534574	9596557	GE WIND ENERGY 2.0-116	2000	90	11,509	10,300	10,50	9,425	8,12	4712
	C59	534169	9597104	GE WIND ENERGY 2.0-116	2000	90	11,661	10,819	7,22	9,899	8,20	4950
MEAN VALUES								9,953	8,830		4415	
TOTAL				22.000		118,013	106,157		97,133			
ALL WTG MEAN VALUES								6,271			4625	
TOTAL				598.000		3.201,767	3.022,584		2.765,664			

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

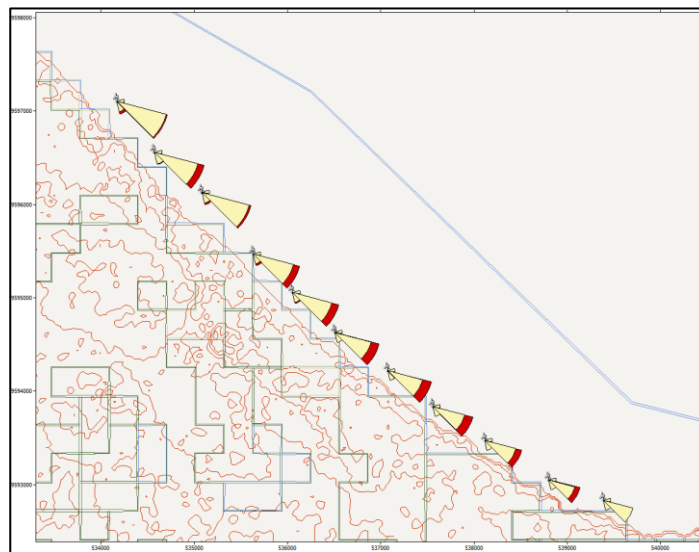
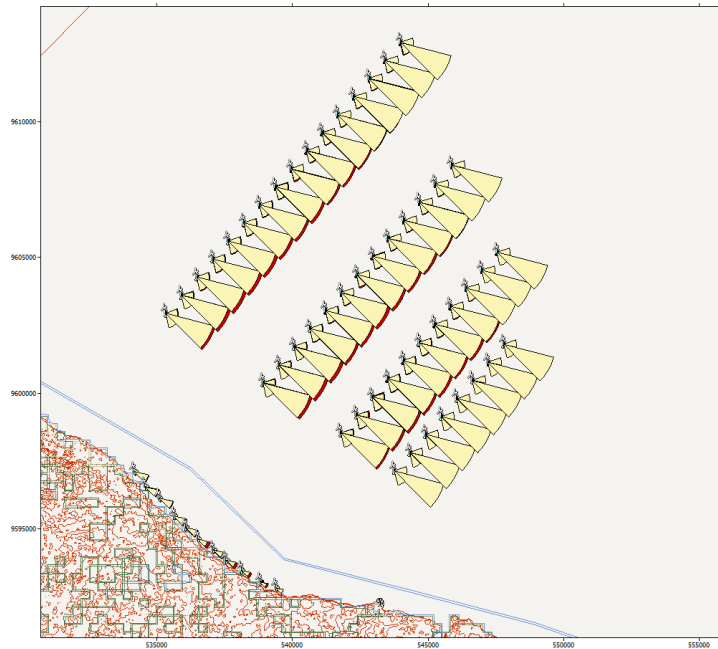
Quadro 2.5.2.5 - Probabilidade de Excedência GE 220 – 12 MW e GE 116 – 2MW

Exceedance probability		P50	P75	P90
1 Year	[MWh]	2.803.415	2.442.797	2.118.230
	FLEOH [MWh/MW]	4688	4085	3542
10 Years	[MWh]	2.803.415	2.511.457	2.248.685
	FLEOH [MWh/MW]	4688	4200	3760

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Raoni Ceci

Figura 2.5.2.3 - Evidência gráfica da perda de arrasto do layout (WasP 11)

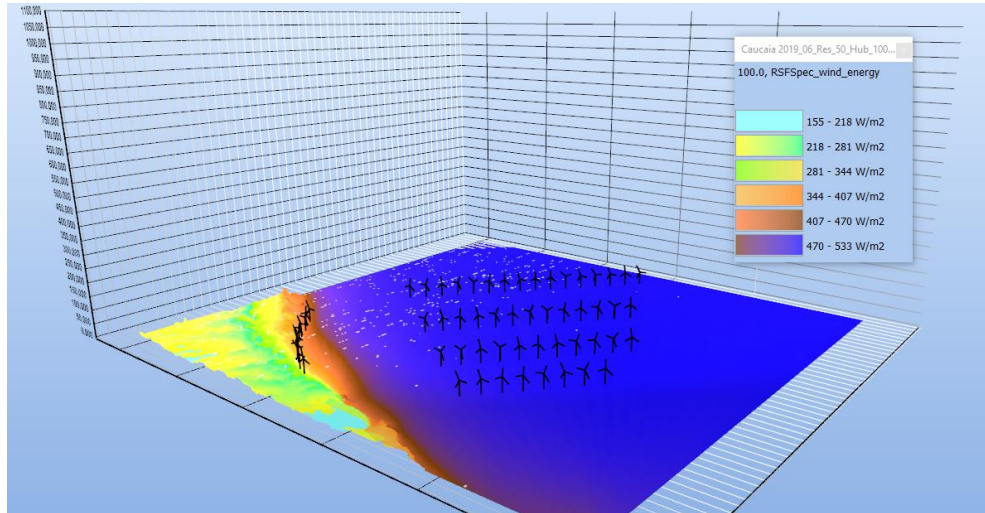


Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Raoni Ceci

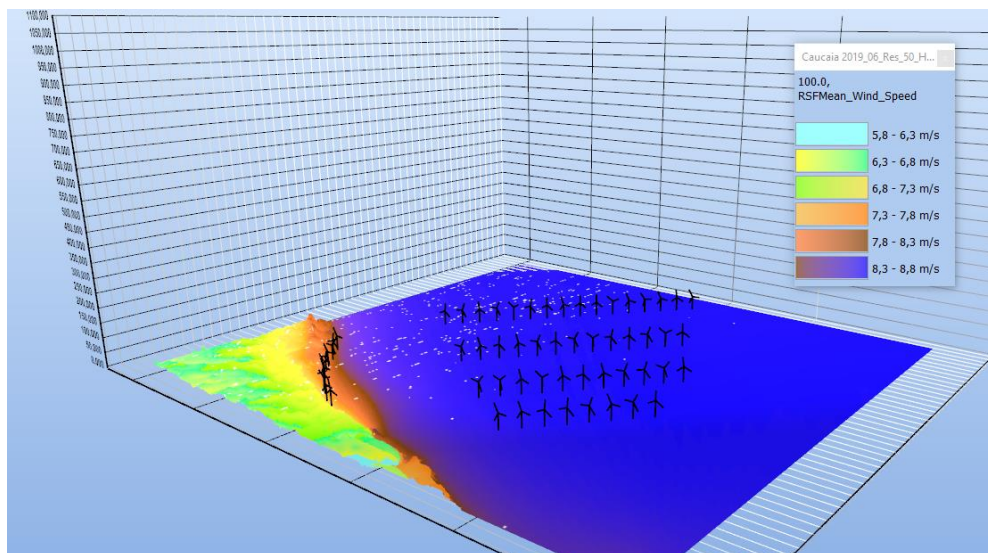
Mapa de Recursos Eólicos

Figura 2.5.2.4 - Mapa dos recursos eólicos - energia eólica específica W/m^2 .



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Figura 2.5.2.5 - Mapa dos recursos eólicos - velocidade do vento [m/s] a 100 m.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Perdas Estimadas

Os rendimentos de energia calculados são baseados nas curvas de potência, nos efeitos de sombreamento de arrasto e nas condições de vento calculadas e não levam em conta reduções devido à disponibilidade limitada de turbinas eólicas, perdas elétricas etc. Os valores de desconto determinados para esses efeitos foram estimados por cálculos específicos do projeto ou assumidos de acordo com a experiência.

Os seguintes efeitos podem ser considerados como uma redução relevante da produção de energia:

- As perdas elétricas da fiação e da estação de interconexão dependem do projeto específico da conexão à rede e dos componentes envolvidos. Para este estudo os valores apresentados são baseados em estimação, mas eles podem ser calculados recebendo informações detalhadas.
- A disponibilidade é uma disponibilidade média estimada durante a operação normal, e presume-se que seja ligeiramente superior às condições contratuais acordadas para um parque eólico, devido à tecnologia inovadora específica adotada para o local. Deve-se considerar que as perdas dependem fortemente da estratégia do sistema de controle da turbina eólica e a disponibilidade é muitas vezes menor nos primeiros meses de operação.
- A manutenção planejada geralmente não é incluída no nível de indisponibilidade. Detalhes para a manutenção devem ser determinados nos contratos. A influência é estimada como bastante limitada (80 horas com velocidade média do vento), sob o pressuposto de que existe um bom conceito de manutenção.
- A disponibilidade da rede no local é considerada alta (tempo de parada da rede de 50 horas com velocidade média do vento). Essa é uma suposição geral sem considerar as propriedades específicas do local.
- Se as turbinas eólicas precisarem ser retiradas temporariamente da rede ou se as turbinas estiverem funcionando em um modo de operação com limitação de energia devido a ordens administrativas, isso deve ser considerado separadamente. Descontos para tais efeitos não foram levados em conta.
- Ao longo da vida útil das turbinas eólicas, pode-se esperar que as pás

do rotor não mantenham seu perfil aerodinâmico ideal. Isto é devido a sujeira, insetos, entre outros. Também devemos levar em consideração o envelhecimento do material da pá do rotor, devido a isso, uma pequena perda de degradação da lâmina do rotor é assumida.

A fonte potencial de perdas de energia foi avaliada e deduzida da produção anual de energia bruta, eles são estimados em valores conhecidos empíricos e são relatados abaixo.

Quadro 2.5.2.6 - Detalhamento das perdas técnicas estimadas.

Perdas Técnicas		
Especificações	Entrada	Valor de Perda [%]
Disponibilidade		0
Disponibilidade do Aerogerador	Garantida	3
Balance of plant (BOP)	Suposição	0,8
Disponibilidade da Rede Elétrica	Suposição	0,5
Outras Disponibilidades	Suposição	0,1
Perdas de Desempenho		0
Histerese para ventos de alta intensidade	Suposição	0,1
Variabilidade do campo de fluxo ventoso	Suposição	0
Perdas de desempenho / outras (congelamento / degradação de hélices)	Suposição	0
Perdas Elétricas		
Perdas de vazamento elétrico		3,5
Degradação da planta		0,1
Perdas por Causas Ambientais		
Perdas de desempenho devido a causas diferentes de "congelamento"	Suposição	0
Parada da máquina para relâmpagos / granizo / outros	Suposição	0,1
Temperaturas extremas	Suposição	0,1
Inacessibilidade e força maior	Suposição	0,1
Vegetação circundante (crescimento / abate)	Suposição	0
Perdas por Limitações/Reduções		
Gestão do setor eólico	Suposição	0
Rede de eletricidade (limitações / ordens de despacho)	Suposição	0
Limitações na produção de energia acordada	Suposição	0
Limitações de energia para redução de ruído	Calculada	0
Limitações de potência para reduções de cintilação	Calculada	0
Limitações de poder para pássaros / quirópteros	Suposição	0
Limitações / other	Suposição	0,1
Perdas Técnicas Totais	Calculada	8,5

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Parte essencial da avaliação dos recursos eólicos e da produção de energia de um parque eólico é uma análise detalhada da incerteza. Nessa análise, a incerteza das diferentes etapas da avaliação é determinada e combinada, tendo em conta as suas dependências, a fim de derivar a incerteza geral sobre a produção anual de energia a longo prazo. Esta incerteza na saída de energia é dada como incerteza padrão. As incertezas associadas aos dados do vento meteorológico foram avaliadas e são apresentadas a seguir. A incerteza das condições de vento projetadas deriva de diferentes fontes: A incerteza da medição deve-se à qualidade da configuração da medição e aos dados de medição. A incerteza da medição da velocidade do vento é uma combinação de vários componentes de incerteza. Geralmente os mais importantes são os efeitos de montagem nos anemômetros e a incerteza da calibração do anemômetro [12]. Análises de incerteza para a medição de recursos eólicos no local TP_2839 são feitas de acordo com a IEC 61400-12-1 [12] de acordo com a seguinte equação:

$$u_{v,i} = \sqrt{(u_{V1,i}^2 + u_{V2,i}^2 + u_{V3,i}^2 + u_{dV,i}^2)}$$

onde:

- $u_{V1,i}$ = incerteza da calibração do anemômetro na velocidade do vento bin i ;
- $u_{V2,i}$ = incerteza devido às características operacionais do anemômetro na velocidade do vento bin i ;
- $u_{V3,i}$ = incerteza da distorção do fluxo devido a efeitos de montagem na velocidade do vento;
- $u_{dV,i}$ = incerteza no sistema de aquisição de dados para velocidade do vento bin i .

Os anemômetros usados são apenas parcialmente calibrados por um instituto independente. A calibração não foi realizada de acordo com o padrão MEASNET [12]. A incerteza geral da calibração do anemômetro de acordo com o padrão MEASNET é estimada em 0,1 m/s [12], 0,2 m/s são aplicados aqui.

De acordo com a IEC 61400-12-1, a incerteza devido à característica operacional dos anemômetros é estimada em 0,5% da velocidade do vento [12]. Para o anemômetro usado no mastro de medição TP_2839, que não são anemômetro de primeira classe, a incerteza devido às características operacionais é estimada em 1,0% da velocidade do vento.

O sistema de medição completo, incluindo mastro; as dimensões e direções das barras e a montagem dos sensores não são projetadas seguindo os requisitos da IEC 61400-12-1 [12]. A incerteza devido à montagem do anemômetro é estimada em 1,5% da velocidade do vento para todos os anemômetros montados na lança e 0,5 para os anemômetros montados na parte superior. A incerteza do sistema de aquisição de dados é indicada como 0,1% da velocidade do vento de acordo com o fabricante.

A incerteza do dimensionamento a longo prazo compreende a incerteza das condições de vento calculadas para o período de longo prazo expresso com os seguintes pontos. 1. A incerteza estatística da correlação / A incerteza do procedimento de correção ou correlação.

A incerteza calculada na extrapolação vertical da altura de medição para a altura do hub, bem como a incerteza da extrapolação horizontal das condições de vento entre o mastro de medição e as turbinas eólicas estão associadas ao modelo de correção orográfica utilizado e ao modelo de rugosidade. Esta incerteza é relativamente alta devido ao terreno Parque.

As incertezas de 1 e 10 anos mostram quanto o recurso eólico varia de ano para ano na região específica. Baseando-se na série de longa duração escolhida, ERA5, o valor calculado é de cerca de 5,9% na velocidade do vento. A variabilidade inserida é usada para a incerteza calculada em 1 ano, a incerteza de variabilidade de 10a é a $\sigma_{1a} / \sqrt{10}$ na velocidade do vento. É importante estar ciente de que a variabilidade diz sobre as flutuações dentro de poucos anos, não as variações de longo prazo.

Com as incertezas energéticas, que são consideradas estocásticas e independentes, calcula-se uma incerteza geral da velocidade do vento para cada local de turbina eólica. A incerteza da velocidade do vento é convertida em incerteza da energia do vento por uma sensibilidade calculada do rendimento energético em

2.140

 Raoni Ceci

relação à velocidade do vento. O valor dessa sensibilidade é limitado dependendo da curva de potência da turbina e é 1,6 para a solução GE WIND e 2.0 para o Vestas V174 + Vestas V110. Isso significa que uma variação de 10% na velocidade do vento leva a uma variação de 20% no rendimento energético. É diferente para outras configurações ou tipos de turbinas eólicas.

As características técnicas dos conversores de energia eólica escolhidos no local (por exemplo, a curva de potência) são consideradas como objeto do contrato com o fabricante. No entanto, uma incerteza padrão associada aos dados da turina é assumida como 5%, com base em uma garantia padrão de fornecedor, neste caso específico, um valor de 8% é assumido devido ao fato de que as curvas oficiais de potência não estão disponíveis.

A avaliação da incerteza foi feita apenas para as duas soluções de GE WIND e Vestas V174 + V110, porque são consideradas as mais adequadas para a anemologia do local.

Quadro 2.5.2.7 - Detalhamento da Avaliação da Incerteza

Avaliação de Incertezas		
(Stvty: [%AEP] / %[m/s])	2,0	
Parâmetros	Unc.Wind Speed [%]	Unc.Energy [%]
Medição de vento / dados de vento	2,5	5
Correção de longo prazo	2,98	5,96
Variabilidade ano a ano	5,9	11,8
Variabilidade de 10 anos	1,87	3,73
Clima futuro	1	2
Outros	1	2
Modelo de vento	0	0
Extrapolação vertical	2,5	5,0
Extrapolação horizontal	2,5	5
Outro modelo eólico relacionado	1,8	3,6
Conversão de Potência	0	0
Incerteza da curva de potência	4,0	8,0
Incerteza de medição	2,5	5
Outras incertezas relacionadas ao AEP	1	2
Incerteza Total 1 ano	9,54	19,1
Incerteza Total 10 anos	7,72	15,4

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Raoni Ceci

**Quadro 2.5.2.8 - Detalhe da avaliação da incerteza para GE WIND 220 12 MW e
GE 116 2 MW.**

Avaliação de Incertezas		
(Stvty: [%AEP] / %[m/s])		1,6
Parâmetros	Unc.Wind Speed [%]	Unc.Energy [%]
Medição de vento / dados de vento	2,5	4
Correção de longo prazo	2,98	4,77
Variabilidade ano a ano	5,8	9,3
Variabilidade de 10 anos	1,83	2,93
Clima futuro	1	1,6
Outros	1	1,6
Modelo de vento	0	0
Extrapolção vertical	2,5	4,0
Extrapolção horizontal	2,5	4
Outro modelo eólico relacionado	1,8	2,88
Conversão de potência	0	0
Incerteza da curva de potência	5,0	8,0
Incerteza de medição	2,5	4
Outras incertezas relacionadas ao AEP	1	1,6
Incerteza total 1 ano	9,94	15,9
Incerteza total 10 anos	8,28	13,2

Raoni Ceci

As tabelas a seguir apresentam os níveis de rendimento energético que são excedidos com uma dada probabilidade baseada em um processo gaussiano. Os valores dessa tabela podem ser a base para uma avaliação econômica do projeto e, nesse sentido, as perdas sistemáticas devem ser levadas em consideração, subtraindo-as do rendimento energético calculado.

Quadro 2.5.2.9 - Níveis de excedência do rendimento líquido de energia com base em um ano e 10 anos das condições futuras de vento para o cenário Vestas V174 de 9,5 MW

Probabilidade de excedência Período base		P50	P75	P90
1 Ano	[MWh]	1.880.326	1.638.449	1.420.753
	FLEOH [MWh/MW]	3934	3428	2972
10 Anos	[MWh]	1.880.326	1.684.501	1.508.253
	FLEOH [MWh/MW]	3934	3524	3155

Fonte: Elaborado pelo autor., 2019

Quadro 2.5.2.10 - Níveis de excedência do rendimento líquido de energia com base em um ano e 10 anos das condições futuras de vento para o cenário GE 220 12 MW e GE 116 2,0 MW.

Probabilidade de excedência		P50	P75	P90
1 Ano	[MWh]	2.803.415	2.502.756	2.232.154
	FLEOH [MWh/MW]	4688	4185	3733
10 Anos	[MWh]	2.803.415	2.553.047	2.327.708
	FLEOH [MWh/MW]	4688	4269	3892

Fonte: Elaborado pelo autor., 2019

Com base nas análises feitas a configuração a ser adotada no parque será a utilização de 48 turbinas offshoe GE WIND de 12 MW e 11 turbinas GE 2.0 MW instaladas semi-offshore.

A velocidade média prevista para o vento na altura do hub é de cerca de 8,8 m/s a cerca de 120 m de altura com distribuições estatísticas de vento que asseguram uma produção de energia viável com todos os modelos de turbinas eólicas testados, mesmo levando em conta cerca de 8,5% perdas.

A média do fator de capacidade encontrado nos parques eólicos offshore instalados na Europa é de 37%, dos 6 cenários apresentados somente um ficou abaixo desse valor e 3 apresentaram um fator de capacidade acima de 50%.

Em relação à conformidade IEC, uma advertência deve ser considerada com referência à distribuição de vento que pode levar a cargas de fadiga.

Baseando-se nestas considerações, e com o intuito de minimizar as perdas um próximo passo será:

- Considerar a instalação de sistemas de medição adicionais no local com maior altura, a fim de diminuir a incerteza.
- Aquisição de um Lidar para esclarecer todas as incertezas da extrapolação vertical feita.

2.5.2.1 Características Gerais da Usina Eólica de Caucaia

No coração de qualquer sistema de geração de energia eólica renovável está a turbina eólica. Os projetos de turbinas eólicas geralmente compreendem um rotor, um gerador de corrente contínua (CC) ou um alternador de corrente alternada (CA) que é montado em uma torre bem acima do solo.

Em termos mais simples, uma turbina eólica é o oposto de um ventilador. O ventilador usa eletricidade da rede elétrica para girar e circular o ar, produzindo vento. Os projetos de turbinas eólicas, por outro lado, aproveitam a força dos ventos que incidem sobre as suas pás, criando um movimento de rotação que acionam os

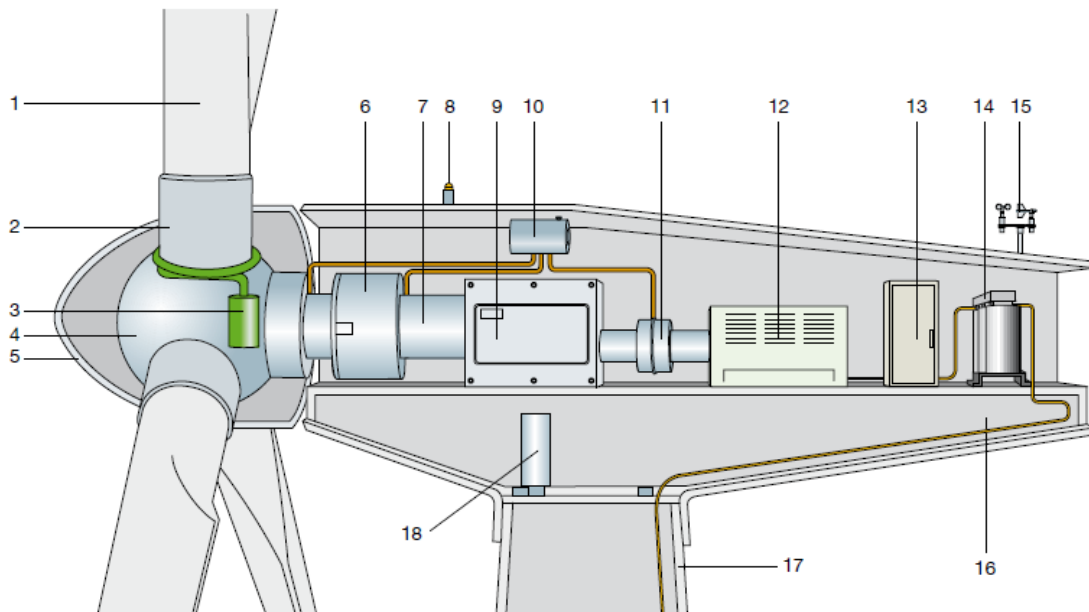
geradores de energia elétricas instalados na nacele, da mesma forma como é feito o aproveitamento do escoamento da água que passa nas turbinas hidráulicas.

A Figura a seguir mostra os componentes básicos que compõem um projeto típico de turbina eólica. Uma turbina eólica extrai a energia cinética do vento, diminuindo a velocidade do vento e transferindo essa energia para o eixo de rotação, por isso é importante ter um bom design. A energia disponível no vento disponível para a colheita depende da velocidade do vento e da área varrida pelas pás da turbina em rotação. Portanto, quanto maior a velocidade do vento ou maior as pás do rotor, mais energia pode ser extraída do vento. Por isso, pode-se dizer que a produção de energia das turbinas eólicas depende da interação entre as pás do rotor e o vento, e é essa interação que é importante para o projeto de uma turbina eólica.

Em resumo, os principais componentes que constituem turbinas eólicas de eixo horizontal são (veja a Figura 2.1):

1. Pá
2. Suporte da pá
3. Atuador de ângulo de inclinação
4. Hub (ou cubo)
5. Spinner
6. Suporte principal
7. Cabo principal
8. Luzes de aviso de aeronaves
9. Caixa de engrenagem
10. Freios mecânicos
11. Dispositivos de refrigeração hidráulica
12. Gerador
13. Conversor de potência e dispositivos elétricos de controle, proteção e desconexão
14. Anemômetros
15. Transformador
16. Quadro da nacele
17. Torre de apoio
18. Dispositivo de condução de guinada

Figura 2.5.2.1.1 – Componentes de um aerogerador



Fonte: Tesla Institute, 2019.

Para ajudar a melhorar essa interação e, portanto, aumentar a eficiência, dois tipos de projetos de turbinas eólicas estão disponíveis. O eixo horizontal comum e o design do eixo vertical. O projeto de turbina eólica de eixo horizontal capta mais vento, de modo que a potência é maior do que a de um projeto de turbina eólica de eixo vertical. A desvantagem do projeto do eixo horizontal é que a torre necessária para suportar a turbina eólica é muito maior e o design das pás do rotor deve ser muito melhor.

Usina Eólica Offshore De Caucaia

A usina eólica offshore de Caucaia será composta de 48 aerogeradores com potência de 12 MW cada mais 11 aerogeradores onshore com potência de 2 MW, totalizando 598 MW de potência instalada.

A distribuição interna do parque será realizada através de rede submarina de tensão 34,5 kV. Para a captação da energia gerada e transmissão da mesma, está prevista uma subestação elevadora 34,5 kV / 230 kV montada em uma plataforma

marítima e mais uma subestação de transição em terra para passagem da linha submarina para linha aérea. O parque será conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN) através de uma linha de transmissão parte aérea e parte subterrânea com aproximadamente 32 km até a Subestação do SIN já existente no Pecém.

O projeto pode ser resumido em três macro áreas:

1) **Área marinha**, relativa a área do parque que é realizada no mar e, portanto, consiste em:

- 48 Turbinas Offshore;
- Estação marítima (34,5 kV / 230 kV) ;
- Cabo submarino conectando as turbinas à estação marítima;
- Cabo de ligação entre a estação marítima e a costa;

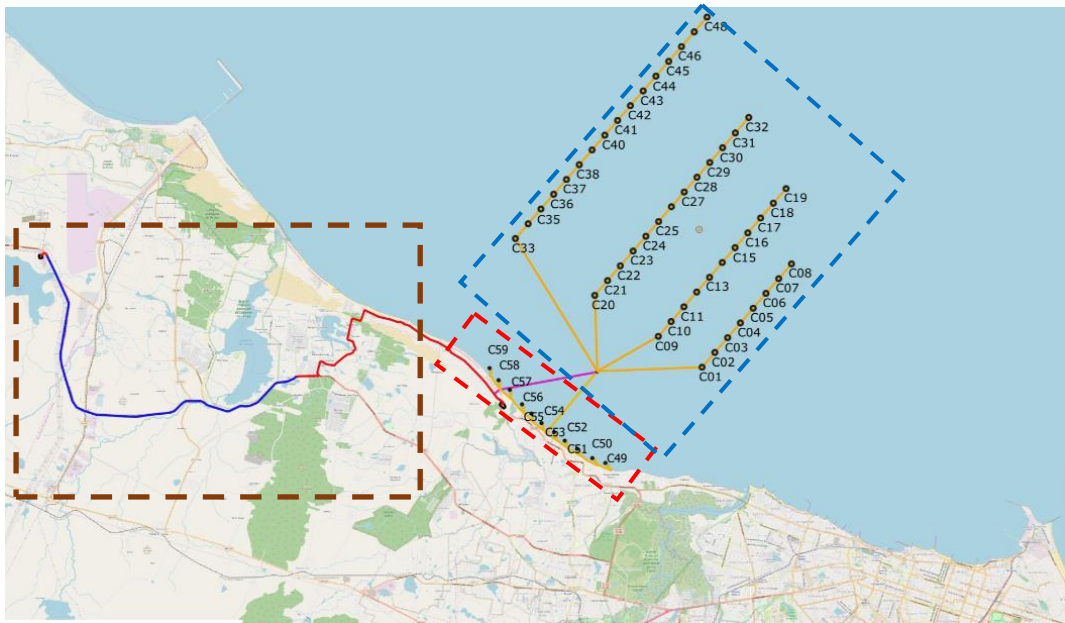
2) **Área costeira** , relacionadas com as obras que são realizadas ao longo da costa e que consistirá em:

- 11 Turbinas Semi Offshore;
- 11 molhes quebra-mar onde as turbinas serão localizadas;
- Cabo de conexão entre as turbinas;
- Cabo subterrâneo entre a costa e a estação de transição;

3) **Área terrestre** , relativas às obras realizadas em terra e que consistem em:

- Estação de transição terrestre;
- Cabo subterrâneo conectando a estação terrestre à linha aérea;
- Linha aérea de conexão com o Sistema Nacional Interligado (SIN) já existente no Pecém;
- Cabo subterrâneo entre a linha aérea e estação de ampliação do Pecém;
- Área de conexão com a estação do Pecém;

Figura 2.5.2.1.2 - Layout Projeto Caucaia




Área terrestre


Área costeira


Área marinha

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

As turbinas previstas no projeto possuem as seguintes características:

- n.48 TURBINAS OFFSHORE
Tipo GEWIND (General Electric) com:
Diâmetro: 220m
H. hub : 150m
Potência unitária: 12 MW
Potência total: 576 MW
- n.11 TURBINAS SEMI OFFSHORE SOBRE OS MOLHES
Tipo GEWIND (General Electric)
Diâmetro: 116m
H. hub : 90m
Potência unitária: 2MW
Potência total: 22 MW

A potência total do parque eólico será de 598 MW.

Produção de Energia

A avaliação anemológica do local será relatada com precisão. Em particular, para o parque em questão, a produção de energia anual estimada, considerando os modelos de turbina mencionados (598 MW instalados) é de 2.803.415 MWh.

Descrição da Proposta de Transmissão e do Sistema dos Cabos

Obras de conexão - Rede elétrica com tensão nominal de 35 kV, necessária para conectar as turbinas eólicas pertencentes a cada sub-campo com a estação marítima, conforme listado abaixo:

- Estação Elétrica Marinha: 35/230 kV a ser construída sobre uma plataforma marítima e destinada a recolher a energia produzida pelo parque eólico;
- Estação de Transição Terrestre: uma conexão de 230 kV, parcialmente submarina e parcialmente terrestre, necessária para transportar a energia produzida pela estação elétrica de 35/230 kV para a estação Pecém II de 230 kV, permitindo inserir na rede de transmissão a potência produzida;
- Obras de rede eletromecânica no ponto de conexão, que é representado pela Estação de Pecém (Ampliação da estação - Parte do Usuário);
- Área de junção entre terra e mar (área de junção da interface entre o conduto marinho e terrestre);
- Duto de cabos internos constituído de:
- Conduto submarino para parque o eólico offshore composto por 4 sub-campos, um para cada fileira de turbinas, para um comprimento total de aproximadamente 60 km, que se desenvolve a partir das turbinas no mar para a estação elétrica também no mar;
- Conduto enterrado/submarino para parte do parque eólico nos molhes, que consistem em dois sub-campos que se desenvolvem das turbinas para a

estação no mar por um comprimento total de 15,9 km de conduto subterrâneo e 7,2 km de conduto submarino;

- Conduto submarino entre a estação elétrica no mar e na linha de costa (até a junção com o cabo subterrâneo), com cerca de 5,5 km de comprimento, dos quais:

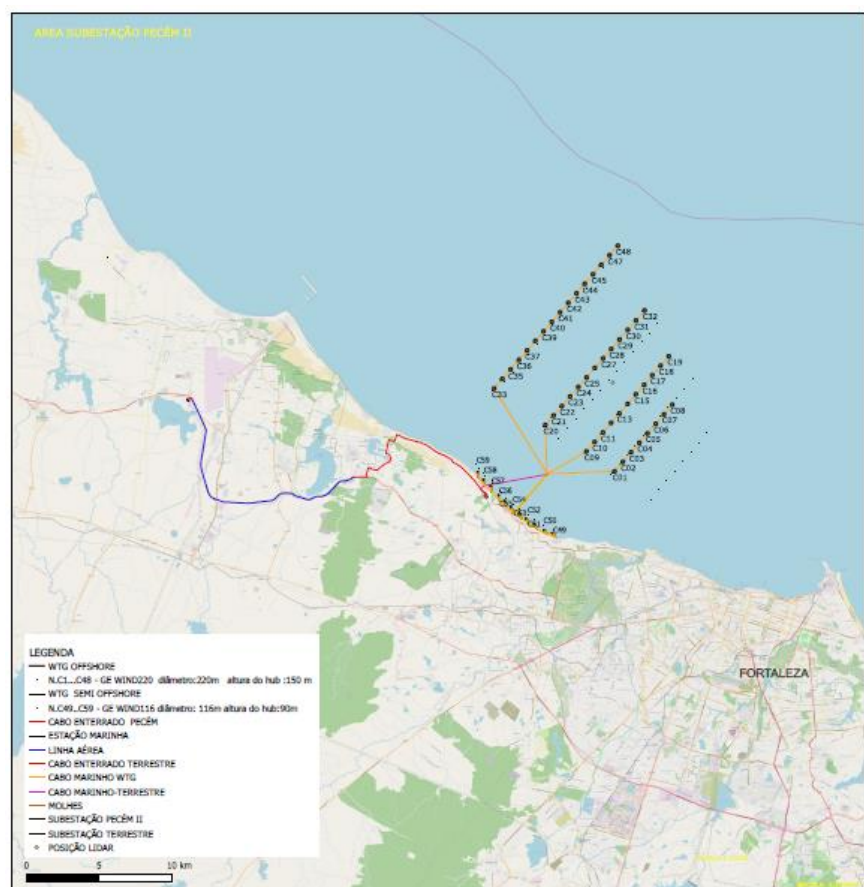
- Conduto subterrâneo com um comprimento de 1 km do trecho na praia até a SSE de transição em terra;

- Conduto externo constituído por:

Conduto subterrâneo da estação terrestre até a linha aérea - Seção 1
 Conduto subterrâneo: 14 km de comprimento, ao qual são adicionados cerca de 320 m de conexão subterrânea à Estação Pecém;

Conduto de cabos em linha aérea para a estação de Pecém II - Seção 2
 Conduto externo aéreo: 18 km;

Figura 2.5.2.1.3 Layout da planta e estrutura de conexão.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Raoni Ceci

Métodos Construtivos para as Linhas de Conexão Elétrica do Parque Eólico

Nos parágrafos a seguir, as obras de conexão serão descritas detalhadamente.

Área Total e Percentual de Área com Intervenção Durante Todas as Fases do Empreendimento

Para avaliar em termos percentuais as parcelas dos territórios envolvidas no projeto, em suas diversas fases, foram identificadas áreas definidas por polígonos que, além de avaliar as dimensões gerais das obras nas diferentes fases, levam em conta também os potenciais efeitos que as mesmas têm no compartimento territorial, fora do qual são respeitados todos os requisitos mínimos de segurança para a navegação.

O polígono, assim avaliado, leva em conta as áreas intimamente relacionadas à planta.

Planejamento

Na fase de planejamento, consideramos os polígonos em que as obras estão incluídas, conforme identificado abaixo, nas três macro áreas de estudo do projeto (marinho, costeiro e terrestre).

Quadro 2.5.2.1.1 - Áreas estimadas de intervenção

Área Polígono	Superfície em km ²
<p>1) Área Marinha (offshore): polígono que inclui turbinas eólicas, cabos submarinos e a estação marítima.</p> <p>O polígono é estimado considerando o desenvolvimento traçado da conexão do cabo marítimo entre as turbinas e as posições da turbina. Em comparação com o mesmo, foi identificado um buffer de cerca de 1 km abrangendo as turbinas e o cabo (500 metros + 500 metros). Este polígono é identificado por conter em si todos as obras e considerando os impactos em escala local.</p>	65 km ²
<p>2) Área Costeira (semi-offshore): polígono que inclui os molhes, dutos de cabos e turbinas a serem construídas ao longo da costa.</p> <p>O polígono é escolhido em torno das áreas dos molhes na costa, a fim de considerar os espaços de trabalho para as operações de montagem dos molhes e das turbinas, e os espaços de navegação.</p>	8 km ²
<p>3) Área Terrestre (semi offshore) : polígono que inclui as estações terrestres, o conduto subterrâneo e a linha área.</p> <p>O polígono foi considerado com um buffer de cerca de 20 metros em torno das obras, levando em consideração, de forma preventiva, as áreas necessárias para os trabalhos de montagem.</p>	<p>0.58 km² (duto de cabo enterrado)</p> <p>0.78 km² (linha aérea)</p> <p>0.1 km² (área da estação)</p>
Área do Polígono total	75 km²

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

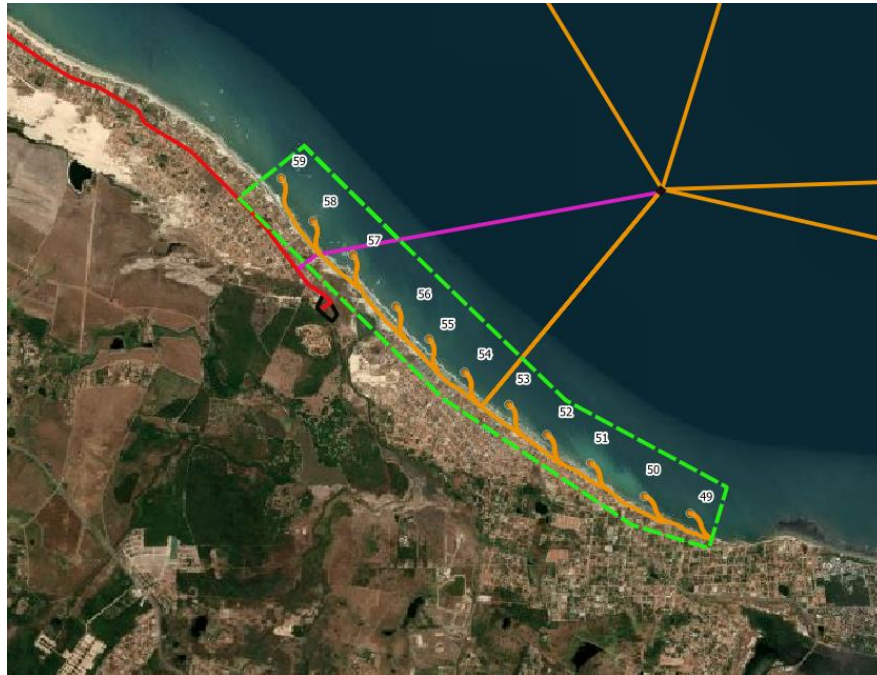
Figura 2.5.2.1.4 - Polígono da área marinha, com um buffer de cerca de 500m das obras



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Raoni Ceci

Figura 2.5.2.1.5 - Polígono da área costeira (molhes, turbinas e costa)



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Figura 2.5.2.1.6 - Polígono do conduíte subterrâneo, considerado com um buffer de cerca de 10 m do cabo



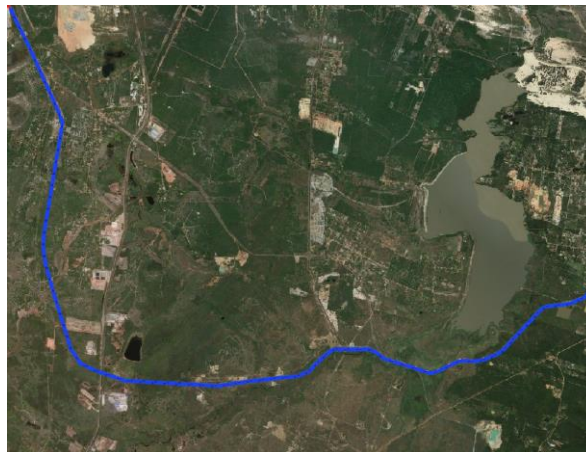
Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Figura 2.5.2.1.7 - Detalhe do duto de cabo ao redor com tracejado do polígono considerado



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Figura 2.5.2.1.8 - Polígono da linha de área com buffer tracejado.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Figura 2.5.2.1.9 - Detalhe da linha aérea.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Figura 2.5.2.1.10 - Polígono do conduto enterrado, para a seção que entra na estação PECEM II.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Instalação - Canteiro de Obras

Áreas utilizadas na fase de construção

Durante a fase de construção, apenas uma parte das áreas indicadas na tabela anterior será utilizada. A seguir são indicadas as áreas utilizadas durante a fase de construção, a fim de estabelecer, com relação aos polígonos, a porcentagem de área ocupada nessa fase do projeto.

As operações construtivas são diferentes e as etapas, simplificada, são identificadas e especificadas com base na etapa do projeto em questão (área marinha, terrestre ou costeira).

Em seguida, procedemos com uma estimativa das superfícies usadas para os diferentes processos, em cada uma das macro áreas em que o projeto é desenvolvido. Para cada macro área (marinha, terrestre ou costeira), as dimensões dos meios necessários para o desenvolvimento dos trabalhos e todas as áreas necessárias para o processamento (armazenamento, etc.) são avaliadas.

Haverá, portanto, uma estimativa geral do espaço utilizado durante a fase de construção do projeto. É especificado que a subtração de áreas será quase totalmente reversível, ou seja, no final do trabalho as áreas retornarão ao seu uso anterior, com exceção das áreas que permanecerão ocupadas na fase de operação pelas torres e obras do projeto.

Para realizar uma estimativa das fases construtivas, as seguintes suposições são feitas:

- Simultaneidade das obras: considera-se que as obras são realizadas em conjunto e que as áreas do canteiro de obras são todas utilizadas em conjunto. Na realidade as obras serão realizadas em sequência e não haverá ocupação simultânea dos espaços;
- Dimensões totais máximas possíveis para cada fase: são consideradas as máximas dimensões para os tipos de veículos usados;
- Número máximo de veículos e pessoas necessárias para cada trabalho: considera-se que a força de trabalho e os equipamentos são utilizados simultaneamente, para que toda a área utilizada durante a construção seja usada simultaneamente;

Essas suposições são de fato muito cautelares e, como o canteiro de obras em geral se desenvolverá paralelamente em vários processos, mas não simultaneamente, portanto as áreas que serão estimadas serão superestimadas, assim como as porcentagens de subtração de área durante a fase construtiva.

Muitos processos serão realizados em etapas sucessivas e algumas partes do território não serão usadas simultaneamente. Por exemplo, o espaço retirado da

superfície do mar por veículos navais não requer o uso simultâneo de todos os barcos durante as operações de fundação, mas eles serão usados sequencialmente nas áreas de instalação.

Portanto, com base nas suposições feitas, os percentuais que serão estimados serão muito cautelosos.

Instalação Obras Marinha

Fase de Construção no Mar

Para operações no mar, relativas à montagem das turbinas, à disposição dos cabos e à estação marítima, as fases de processamento serão realizadas principalmente por meios navais e podem ser resumidas da seguinte forma:

- Navegação das embarcações do porto até a posição de cada uma das turbinas;
- Operações de limpeza do fundo do mar, em correspondência com as turbinas;
- Operações de escavação, com torres de perfuração, no mar;
- Operações de arranjo do fundo marinho (pós montagem);
- Realização das fundações;
- Montagem;
- Realização do conduto submarino;
- Realização da estação Offshore;
- Operações de cablagem e realização da etapa eletromecânica da estação marítima;

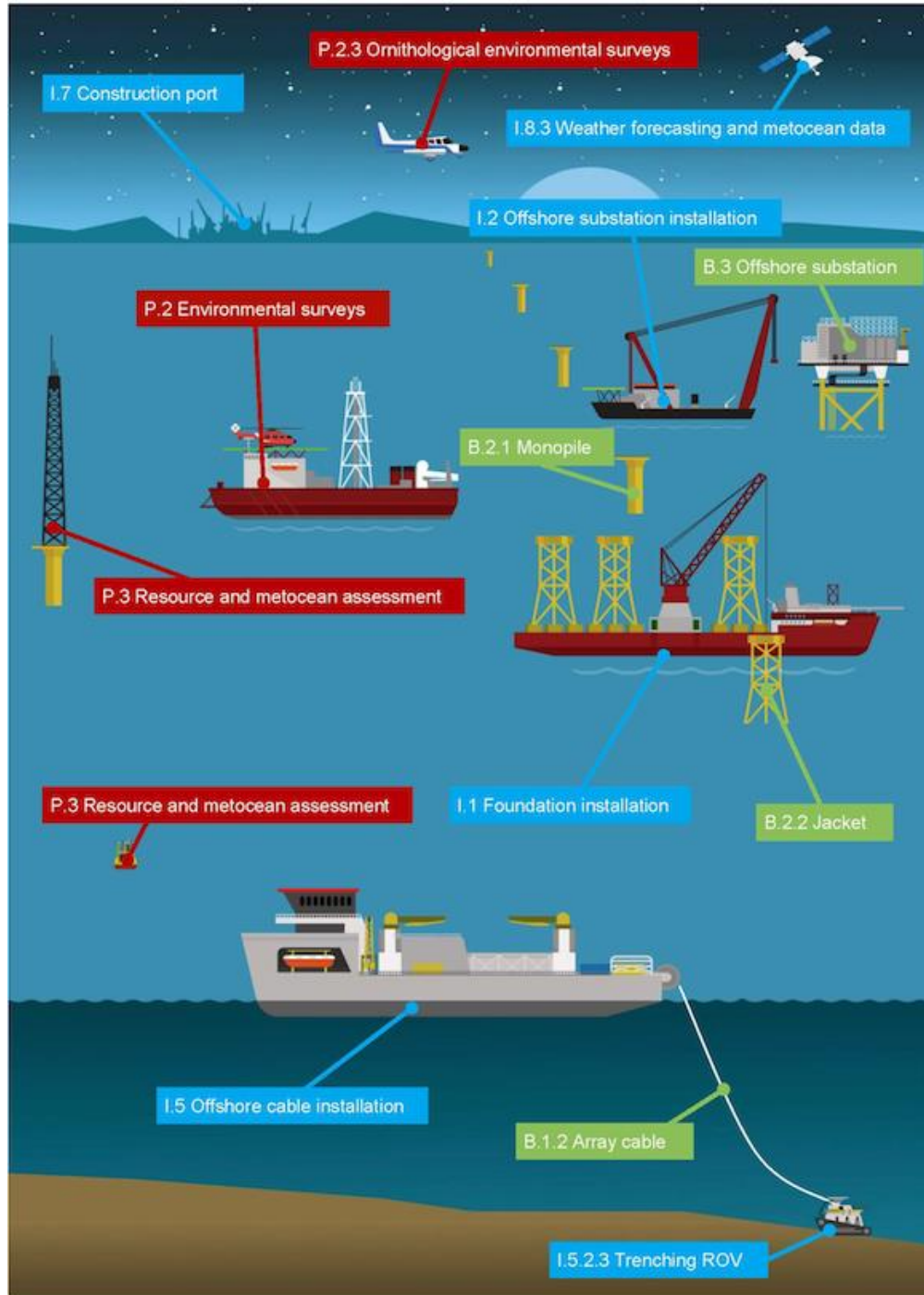
A posteriori são dados maiores informações das operações de montagem, seguidas pelas operações que serão realizadas com a ajuda de diferentes frotas e equipes de montagem.

Figura 2.5.2.1.11 - Esquema das obras para o parque eólico offshore



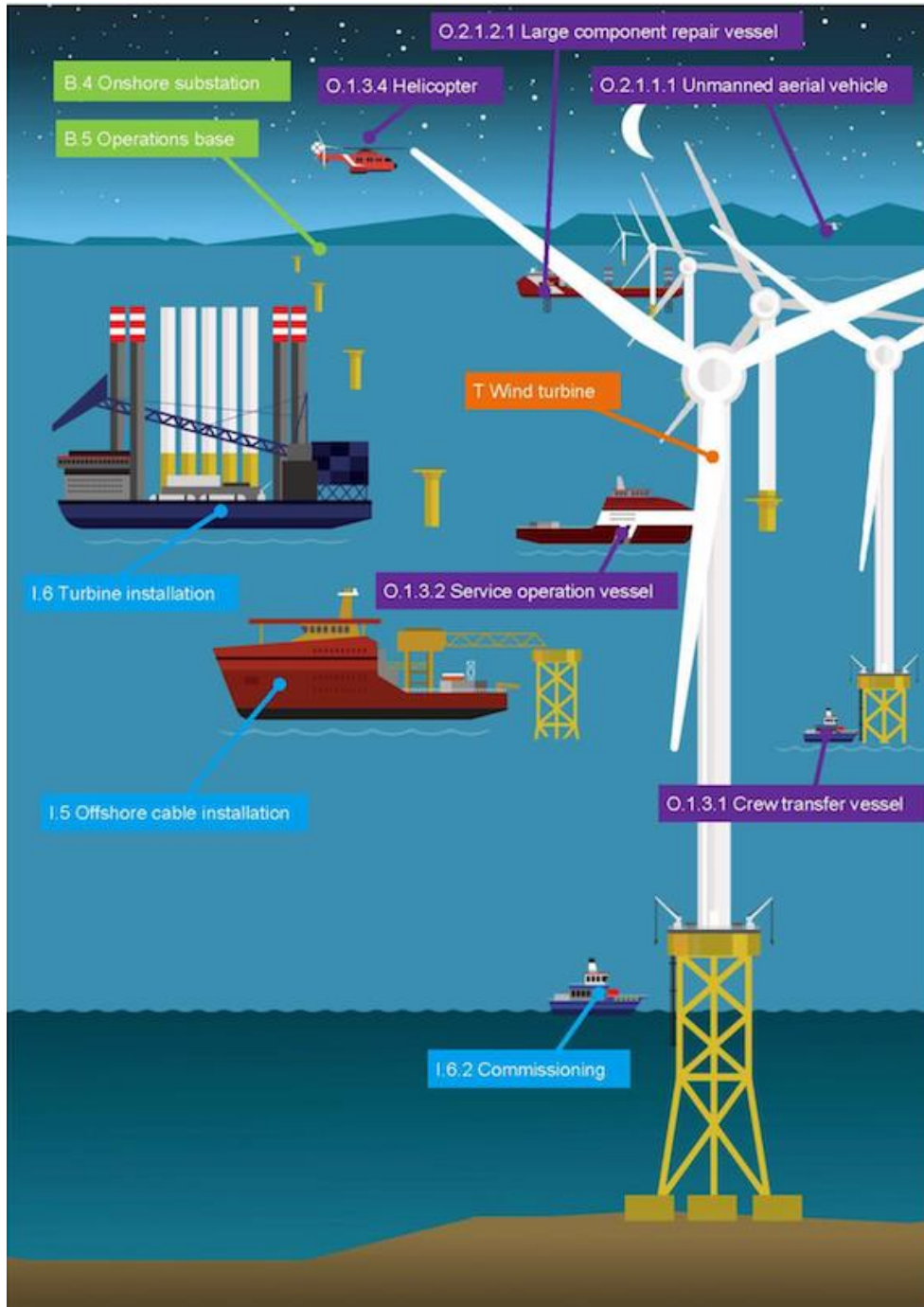
Fonte: Saipem Fortaleza, 2018.

Figura 2.5.2.1.12 - Processos de desenvolvimento, instalação e operação de um parque eólico offshore



Fonte: Guide to an offshore wind farm, 2019.

Figura 2.5.2.1.13 - Processos de desenvolvimento, instalação e operação de um parque eólico offshore



Fonte: Guide to an offshore wind farm, 2019.

Estima-se que as seguintes áreas de construção serão necessárias para as operações marítimas:

- Área ocupada pelas frotas de navegação para o transporte e montagem;
- Área de para os trabalhos de fundações e montagem das turbinas;
- Área ocupada pelo conduto submarino;

A seguir, os tipos e o número de embarcações necessárias para as várias etapas construtivas:

Quadro 2.5.2.1.2 - Embarcações necessárias durante as fases construtivas

Frota utilizada durante as operações construtivas – Realização das Fundações	
Tipos de embarcações	Número de embarcações
Rebocadores	3
Navio guindaste	1
Barcaça de instalação (do tipo jack up)	1
Navio com suporte para ROV	1
Navio para transporte dos colaboradores	1
Frota utilizada durante as operações construtivas – Montagem das turbinas	
Tipos de embarcações	Número de embarcações
Rebocadores	2
Navio guindaste	1
Barcaça de instalação (do tipo jack up)	1
Navio para transporte dos colaboradores	1

Continuação do quadro 2.5.2.1.2

Frota utilizada durante as operações construtivas – Disposição dos cabos	
Tipos de embarcações	Número de embarcações
Navio para colocação de cabos	1
Navio com suporte para ROV	2
Navio piloto para controle da rota	1
Navio para transporte dos colaboradores	1
Frota utilizada durante as operações construtivas – Realização da subestação	
Tipos de embarcações	Número de embarcações
Rebocadores	2
Navio guindaste	1
Barcaça de instalação (do tipo jack up)	1
Navio para transporte dos colaboradores	1

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

O momento de maior utilização das estruturas de transporte e, conseqüentemente, do espaço máximo ocupado, na fase de construção, ocorre durante a realização das fundações. Durante as outras fases as embarcações envolvidas estarão em menor número.

Deve-se notar que a estimativa relativa ao número de embarcações é presumida de forma preventiva considerando o número máximo de embarcações necessárias para as obras realizadas em uma usina eólica offshore, hipotetizando as dimensões das embarcações indicadas abaixo que são as mais utilizadas para a realização de projetos similares, considerando as dimensões das embarcações atualmente existentes.

Não é de excluir que, na fase executiva, o número e o tipo de embarcações possam variar dependendo dos desenvolvimentos tecnológicos relativos às frotas e aos métodos de construção específicos, que se adaptam, a cada dia, aos modelos de turbinas de última geração.

A seguir, para os vários tipos de embarcações, alguns modelos existentes são tomados como referência, para definir as ocupações da superfície marinha durante a construção, para a etapa offshore.

Embarcações Utilizadas na Instalação

- **Rebocador**

É o tipo de embarcação usada para rebocar ou empurrar barcas, dragas, guindastes flutuantes, pontões e outras embarcações não motorizadas. Na verdade, essas embarcações transportam, para as áreas relativas de cada turbina, o equipamento de montagem e os elementos que compõem as turbinas.

Os rebocadores de alto mar são embarcações que podem atingir até 80 m de comprimento e uma largura de aproximadamente 12-15 m, com uma altura de construção de até 7 m.

Existem três tipos de rebocadores:

- 1) para rebocar navios, pontões, docas flutuantes, plataformas de petróleo;
- 2) para resgate;
- 3) para assistência a navios danificados e extinção de incêndios em alto mar;

Todos podem operar em qualquer condição do mar. Os primeiros são equipados com um cabo de reboque montado em guinchos cujo freio é ajustável com liberação automática; os outros são dotados com o equipamento necessário para a tarefa pela qual são responsáveis, em particular nos resgates há também uma ala de emergência; em todos a cabine de comando está disposta na proa para permitir o máximo espaço de manobra, e a acessibilidade aos vários interiores é garantida sem ter de subir no convés, podendo operar mesmo com mar agitado.

As dimensões gerais ocupadas por essas embarcações, para grandes rebocadores, podem atingir cerca de 1000 metros quadrados.

Figura 2.1.2.1.14 - Exemplo de um Rebocador



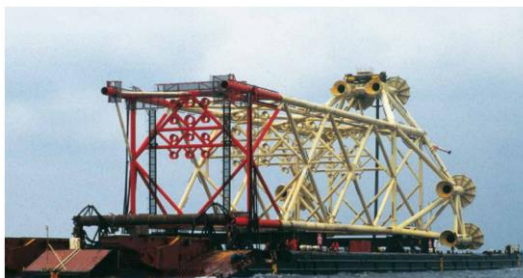
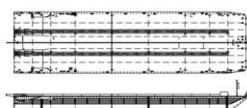
Fonte: Nauticareport.it, 2019.

- **Navios de carga / Barcaças de transporte**

São embarcações sem motor nas quais as partes que compõem as turbinas eólicas são alocadas, as fundações pré-montadas no solo ou, se necessário, equipamentos de montagem (peças de cabos ou estacas para fazer as fundações).

As plataformas de carga podem ter diferentes dimensões em termos de áreas, há espaço entre 3500 - 9000 metros quadrados de superfície. A seguir, alguns exemplos.

Figura 2.5.2.1.1.15 - Exemplo de navio de carga (Tipo S44 frota Saipem)

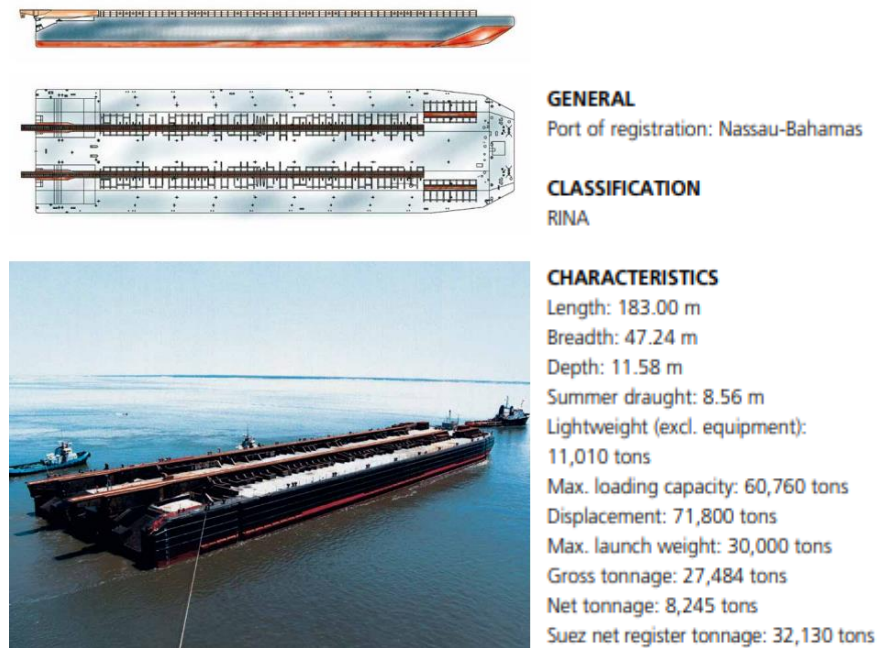


TYPE	Flat bottom/Flat deck
CLASSIFICATION	R.I.Na.
DIMENSIONS	190 m x 50 m x 11.4 m
GROSS TONNAGE	30,760 t
FREE DECK AREA	8,500 sq.m
BALLAST TANK CAPACITY	84,850 cu.m
FUEL OIL CAPACITY	60 t

Fonte: Saipem, 2019.

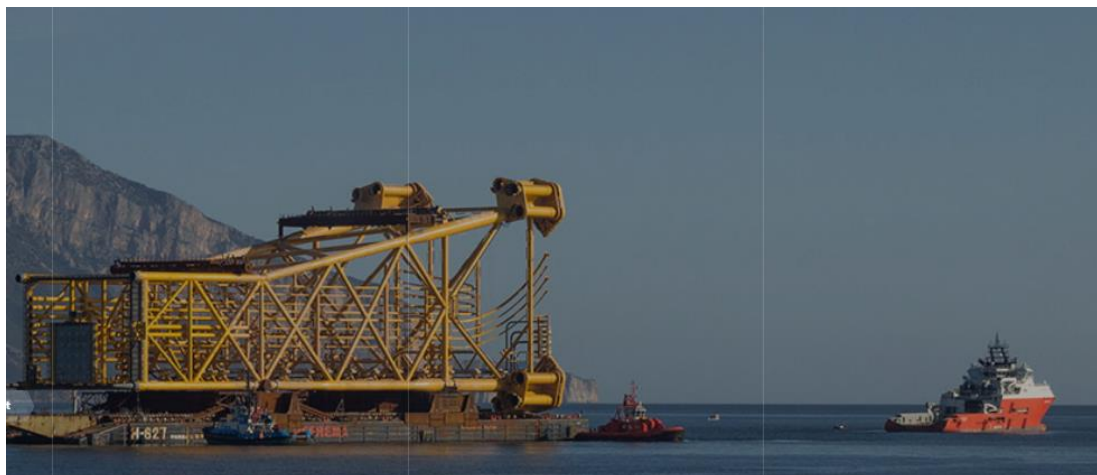
Raoni Ceci

Figura 2.5.2.1.16 - Exemplo de uma barcaça de transporte.



Fonte: Saipem, 2019.

Figura 2.5.2.1.17 - Exemplo de transporte com rebocadores e barcaças de transporte.



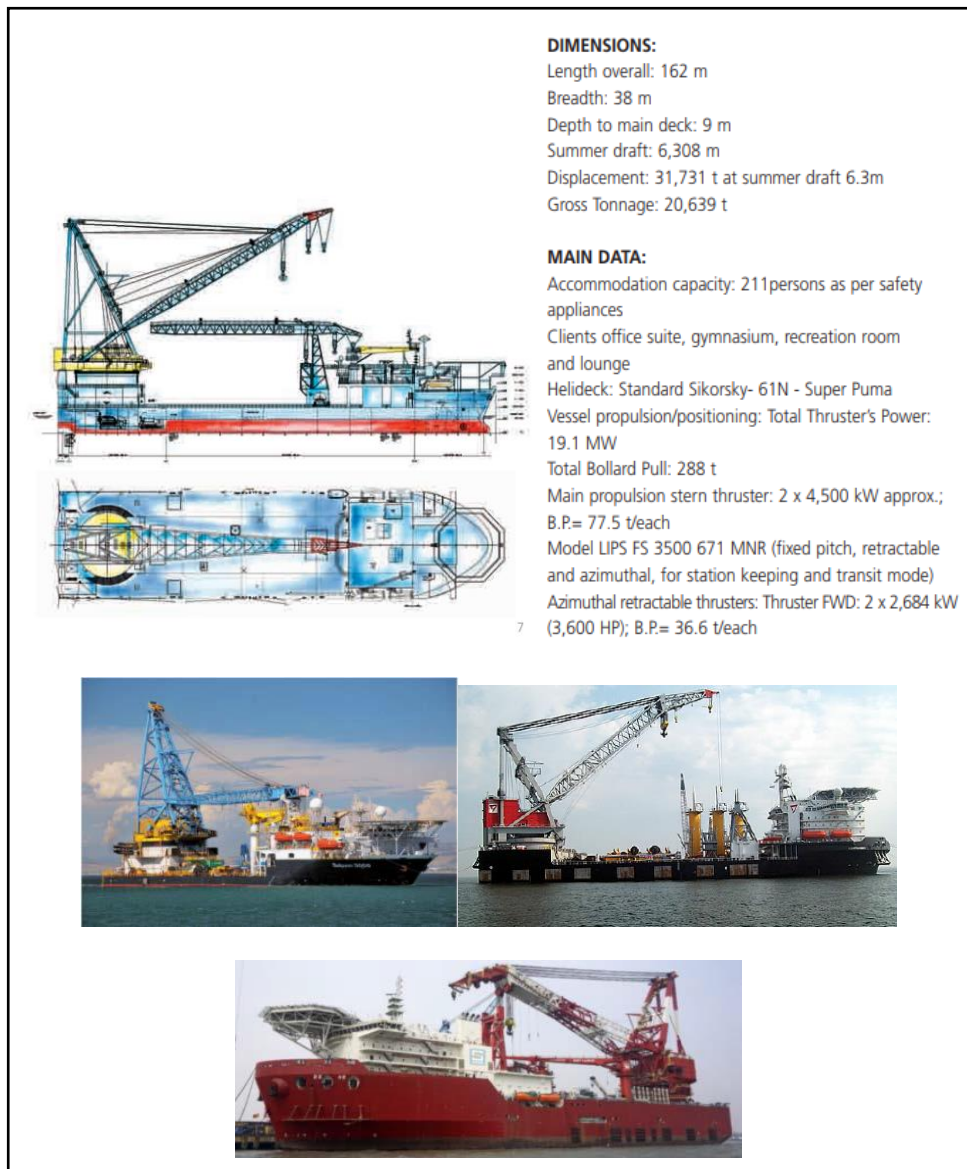
Fonte: Saipem, 2019.

- **Navio de montagem com guindaste / barcaça com guindaste**

Estas são as embarcações necessárias para o levantamento e montagem das obras marítimas do projeto (fundações, turbinas, estações marítimas, etc).

O guindaste de montagem ou já está presente em um barco ou faz parte da barcaça de embarcação. Estes navios têm dimensões de área que podem atingir 7000 metros quadrados. A seguir um modelo típico de embarcação com um guindaste.

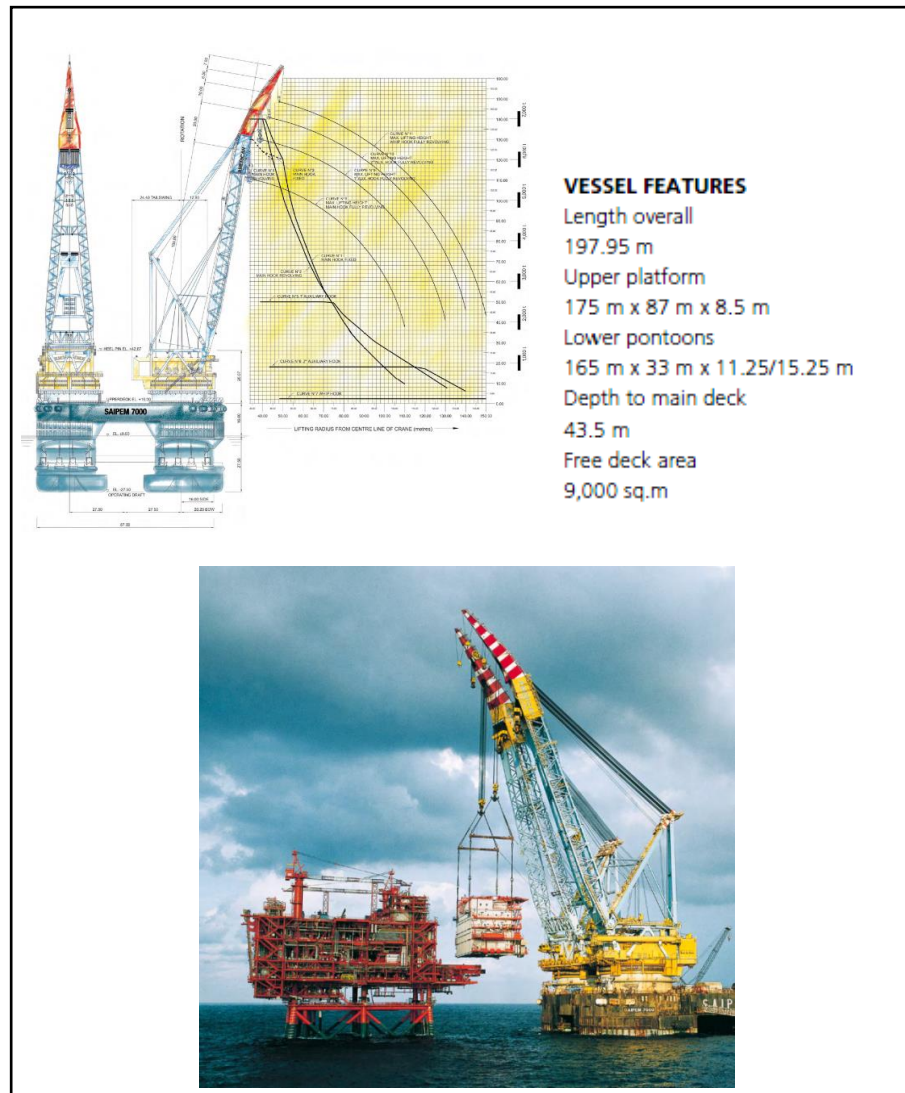
Figura 2.5.2.1.18 - Embarcações com guindaste



Fonte: Saipem, 2019.

A seguir uma barçaça típica com esquema de guindaste para montagem de turbinas no mar, cujas dimensões de área podem chegar a 9000 metros quadrados.

Figura 2.5.2.1.19 - Exemplos de barçaça de montagem.



Fonte: Saipem, 2019.

- **Barçaça do tipo Jack-up**

A barçaça de montagem também pode ser do tipo jack up cujas dimensões da área atingem 6000 metros quadrados.

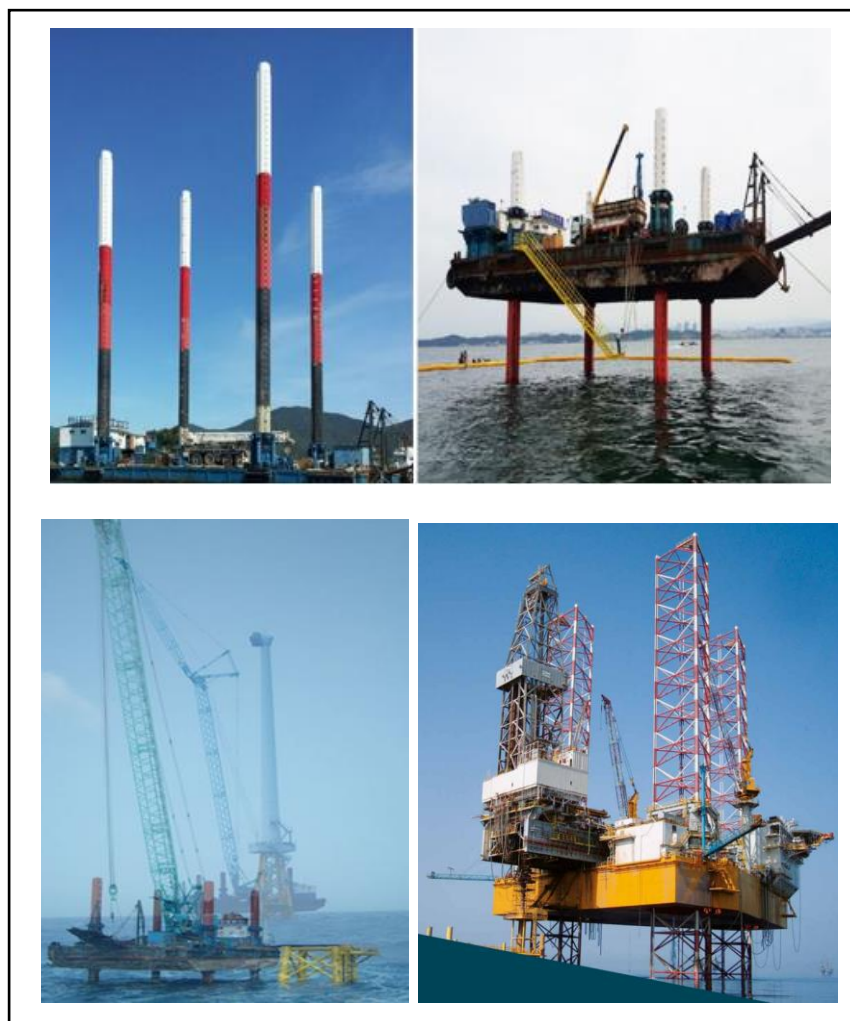
O jack-up consiste em uma plataforma auto-elevatória com "casco" flutuante e pernas móveis, feitas de seções de aço tubular, capazes de levantar a estrutura na

superfície do mar. O "casco" flutuante permite o transporte da unidade e todas as máquinas conectadas ao local.

Uma vez no lugar, as pernas do jack-up serão mais baixas no fundo do mar, permitindo que a estrutura da barça seja levantada até a altura exigida acima da superfície do mar. Uma vez instalado, o jack-up permanecerá fixo no local durante toda a fase de operação do parque eólico offshore.

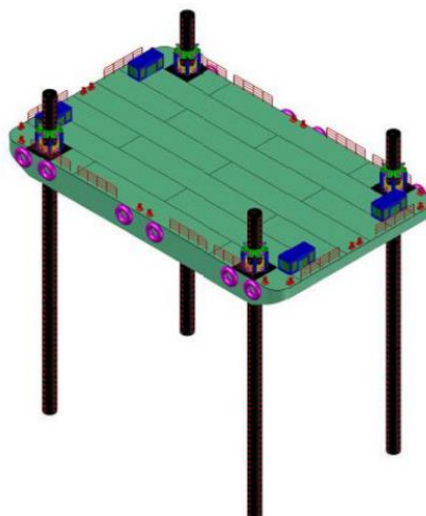
O jack-up é rebocado para o local, a menos que seja autopropelido, e depois as pernas são baixadas para o fundo do mar e pré-carregadas (a água de lastro é adicionada às pernas) antes de ser elevada a uma altura adequada do mar.

Figura 2.5.2.1.20 - Barça de montagem do tipo Jack-up.



Fonte: Saipem, 2019.

Figura 2.5.2.1.21 - Esquema estrutural do tipo Jack-up



Fonte: Seaboard, 2019.

Na estimativa das áreas em obras, prudentemente considera-se a área referente a uma barcaça de montagem, que possui maior extensão, cuja área, conforme indicado anteriormente, pode atingir uma extensão de 9000 metros quadrados.

Embarcações Utilizadas na Disposição dos Cabos

Além dos meios descritos acima, embarcações específicas serão utilizadas para disposição dos cabos. Os cabos submarinos serão preferencialmente enterrados a uma profundidade de aproximadamente 1,5 m abaixo do nível do leito marinho (valor padrão para parques eólicos offshore), a fim de garantir a sua proteção e garantir condições de segurança.

O enterramento dos cabos também permitirá minimizar a dispersão dos campos eletromagnéticos gerados. Se não for possível escavar devido a problemas executivos e a presença de bancos de granito, o cabo será colocado no fundo através do uso de adequadas técnicas de ancoragem.

Nos parágrafos a seguir são apresentados maiores detalhes sobre as operações de disposição dos cabos marítimos. Os principais tipos de embarcações que podem ser utilizadas no mar são apresentadas a seguir.

Tipologias de Embarcações Utilizadas para Disposição do Conduto Marinho.

Figura 2.5.2.1.22 - Exemplos de navios para colocação dos cabos submarinos.




KEY STATISTICS

Length: 177.9 m
 Breadth: 33 m
 Main Deck: 2,500 m² @ 15 t/m²
 Max Draft: 8.5 m
 Accommodation: 180 pax /132 single cabins
 Main Deck capacity: 12,000Te @ 5 m above deck
 Speed: 16 kts Max (14 kts eco)
 Helideck: Suitable for Sikorsky S-92
 Helicopter refueling capability

Endurance: more than 100 days
 Station Keeping:
 - DP2: 5 m HS with 3 kts current
 - DP3: 3.5 m HS with 2.2 kts current
 ERN:
 - DP2: 99, 99, 99, 99
 - DP3: 99, 99, 99, 93
 Class: DNV
 Ice class C & Winterized Basic




Fonte: Saipem, 2019.

A partir do que foi explicado, considerando os veículos de máxima dimensão e as obras que envolvem o número máximo de veículos, e considerando o número total de turbinas eólicas e o comprimento total do duto de cabos, são estimadas na fase de instalação a utilização das seguintes áreas apresentadas na tabela 2.5.24.

Raoni Ceci

Considerando a concentração máxima de embarcações em uma única área de instalação das turbinas, que ocorre durante a realização das fundações, temos a seguinte ocupação da superfície do mar.

Quadro 2.5.2.1.3 – Área subtraída durante as fases de construção da planta.

Frota durante as operações do canteiro de obras – Realização das fundações				
Tipo de embarcação	Número de embarcações	Dimensões da área (m ²)	Área Ocupada(m ²)	Área Ocupada(Km ²)
Rebocadores	3	1000	3000	0.003
Cargueiros	3	9000	27000	0.027
Navio guindaste	1	7000	7000	0.007
Barçaça de instalação / do tipo jack up	1	9000	9000	0.009
Navio com suporte para ROV	1	1000	1000	0.001
Navio para transporte de pessoas	1	1000	1000	0.001
Área total			48000	0.048

Fonte Elaborado pelo autor, 2019.

Para a realização do duto de cabos marinhos, é considerada uma largura de 35 m (igual à do maior navio a ser utilizado para o assentamento do cabo), que no fundo é reduzido a alguns metros, sob a mesma rota das embarcações.

A área ocupada será dada por esta largura ao longo de todo o comprimento do duto de cabo submarino que conecta as turbinas.

A área total utilizada é considerada na estimativa, considerando, porém, que a subtração das áreas não será simultânea.

No quadro 2.5.2.1.4 temos, portanto, a área total ocupada durante a fase de construção para disposição dos cabos.

Quadro 2.5.2.1.4 – Área subtraída durante as fases de construção da planta

Superfície ocupada - Disposição dos cabos submarinos				
Operação	Comprimento(m)	Largura total do navio (m)	Área ocupada(m ²)	Área ocupada(km ²)
Conduto submarino entre as turbinas	50800	35	1775130	1.77
Conduto submarino entre a estação marinha e a costa	4400	35	154000	0.2

Fonte Elaborado pelo autor, 2019.

As áreas ocupadas para a montagem da subestação são as mesmas utilizadas para as turbinas eólicas offshore, portanto, neste caso 48.000 metros quadrados (0,48 quilômetros quadrados) serão ocupados. É considerado portanto:

- o número total de turbinas no mar, e a maior parte dos meios de navegação (que não estarão presentes simultaneamente, por isso é reiterado que a estimativa de ocupação das áreas é muito cautelosa);

- a área subtraída para a estação elétrica marinha;

- a área total subtraída para a realização do duto de cabos submarinos e a limpeza do leito marinho, em correspondência a cada uma das turbinas;

Durante a fase de construção, há uma área ocupada aproximadamente de:

Quadro 2.5.2.1.5 – Dimensões gerais da área do canteiro de obras marítimo

Área marinha em fase de instalação	Superfície em km ²
1) Área Marinha em construção	
<ul style="list-style-type: none"> • Instalação turbinas offshore (espaço embarcações) para todas as turbinas (48 turbinas); 	2.3 km ²
<ul style="list-style-type: none"> • Instalação estação marinha; 	0.048 km ²
<ul style="list-style-type: none"> • Dimensões gerais para a instalação dos cabos marinhos; 	1.92 km ²
	4.3 km²

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Em percentual com relação a área marinha cujo polígono estimado é de cerca de 65 quilômetros quadrados, aproximadamente 7% da superfície é engajada em geral para operações de construção.

Instalação Obras Marinhas

Fase Construtiva Sobre a Costa

Para a fase de construção na costa, além da área estimada ocupada pelos navios, também foi avaliada a área subtraída para a construção dos molhes.

As seguintes dimensões máximas são consideradas para a construção das turbinas (neste caso também para a construção das fundações das turbinas semi-offshore):

Quadro 2.5.2.1.6 – Área construtiva ocupada para as fundações semi-offshore

Frota durante as operações do canteiro de obras – Realização das fundações das turbinas semi-offshore				
Tipo de embarcação	Número de embarcações	Área ocupada (m ²)	Área total ocupada (m ²)	Área total ocupada (Km ²)
Rebocador	3	1000	3000	0.003
Cargueiro	3	9000	27000	0.027
Navio guindaste	1	7000	7000	0.007
Barcaça de instalação	1	9000	9000	0.009
Área total			46000	0.046

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Para a construção dos molhes, prevê-se que para cada um a área subtraída seja superior à do espaço ocupado pelo molhe (cerca de 17.000 m²). Também uma parcela da área terrestre e um buffer em torno dos molhes de pelo menos 50 m ao longo de todo o perímetro, para permitir as operações de montagem.

A essas dimensões também devem ser adicionadas à do navio de transporte e descarga dos materiais rochosos utilizados para os molhes, sendo consideradas as seguintes dimensões para a construção dos pilares:

Quadro 2.5.2.1.7 - Dimensões da área de construção dos molhes

Superfície utilizada para realização dos molhes							
Operações	Superfície ocupada (m ²)	Área construtiva ao redor do molhe (m ²)	Área de armazenamento ocupada (onshore) para cada molhe (m ²)	Área onshore comprometida por veículos e aspectos logísticos (m ²)	Área total para cada molhe (m ²)	Área total para o conjunto de molhes (m ²)	Área total para o conjunto de molhes (km ²)
Área molhe	17000	5000	5000	5000	32000	352000	0.35

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Figura 2.5.2.1.22 - Exemplo de polígono areal ao redor do píer.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Raoni Ceci

A essas áreas devem ser adicionadas as seguintes áreas:

- Áreas envolvidas na construção do conduto ao longo da costa, considerando-se que o conduto terrestre que conecta os pilares (aquele no mar foi estimado na área marinha) representa uma área de aproximadamente:

Quadro 2.5.2.1.8 – Dimensões gerais do canteiro de obras ao longo da costa

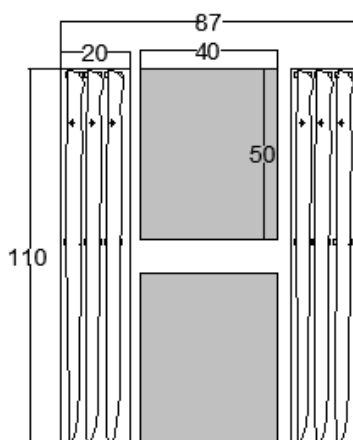
Superfície utilizada para realização do conduto				
Operação	Comprimento (m)	Largura ocupada pelo trabalho (m)	Área ocupada (m ²)	Área ocupada (km ²)
Conduto entre as turbinas	16000	10	160000	0.16

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

- Área portuária do pátio e armazenamento de material.

As operações precisam de um adequado acompanhamento para as atividades logísticas e para o armazenamento das turbinas eólicas. Considerando o número total de turbinas estima-se uma ocupação na área portuária de pelo menos 5000 metros quadrados para cada turbina e, portanto, de aproximadamente 50000 metros quadrados para 10 turbinas. Dessa forma, será utilizada uma área de pelo menos 100.000 metros quadrados, considerando o armazenamento de metade das turbinas.

Figura 2.5.2.1.23 - Área ocupada por turbina



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Os vários elementos das turbinas e fundações, bem como os cabos elétricos marinhos, serão construídos em diferentes locais e transportados por navio e barcaça para o local de apoio na costa, para outros procedimentos de montagem, antes de serem posicionados e instalados no mar ou na costa. Com base no estado atual dos portos da região, chegou-se preliminarmente à consideração de que os portos mais adequados para esse fim são o Porto de Pecem e o do Mucuripe (Fortaleza), ambos equidistantes das áreas de implantação.

Um espaço adequado na costa é necessário para o armazenamento dos componentes do sistema e a pré-montagem. Estima-se que deve haver áreas suficientes disponíveis para armazenamento temporário e montagem. Considerando as turbinas do projeto, cada uma delas necessita de um espaço de armazenamento de pelo menos 5000 metros quadrados. Dessa forma, é considerada uma área de pelo menos 100.000 metros quadrados para ser usada na sede do porto.

Exemplos de organização portuária.

Abaixo estão alguns exemplos de projetos de portos na Europa.

Figura 2.5.2.1.24 - Representação relacionada ao uso do porto de Esbjerg na Dinamarca, para parque offshore.



Fonte Hull University Business School, 2013.

Figura 2.5.2.1.25 - Representação relacionada ao uso do porto de Belfast, no Reino Unido, para parque offshore.



Fonte Hull University Business School, 2013.

Figura 2.5.2.1.26 - Representação relacionada ao uso do porto de Hull no Reino Unido (aprovado em 2018), para parque offshore.



Fonte: Hull University Business School, 2013.

A partir do que acaba de ser exposto, há uma fase geral de construção para a parte do canteiro de obras na costa:

Raoni Ceci

Quadro 2.5.2.1.9– Área total ocupada pelo canteiro de obras na região costeira.

Área costeira em fase construção	Superfície em km ²
2) Área de construção na costa	
• Local de construção das turbinas semi-offshore (área ocupada embarcações) para todas as turbinas (n.11 turbinas);	0,046 km ²
• Canteiro de obras para realização dos molhes;	0.35 km ²
• Dimensões gerais ocupadas para implantação na costa dos cabos de conexão entre as turbinas semi-offshore;	0.16 km ²
• Área portuária;	0.01 km ²
	0.5 km²

Fonte:Elaborado pelo autor, 2019

Como porcentagem em relação à área marinha, cujo polígono estimado é de aproximadamente 8 km², 7% da superfície é geralmente usada para operações de construção no mar, este valor é obtido para a construção simultânea de todos os pilares.

Deve-se notar que, por exemplo, assumindo a construção simultânea de 3 molhes, do conduto e da área total da área do porto que permanece fixa, a área ocupada é menor que a metade ou 0,4 km², reduzindo em percentual para 2%.

Instalação Obras Terrestre

Fase Construtiva em Terra

As áreas do canteiro de obras em terra envolvem a remoção do solo durante o trabalho devido à realização das seguintes intervenções:

- Realização da estação de transição terrestre (considerando a área necessária que também será a sede do canteiro de obras para a realização da estação, e das áreas de armazenamento);

- Realização dos condutos subterrâneos (o canteiro de obras é móvel e uma faixa é necessária para os trabalhos, de aproximadamente 8-10 m, sobre o percurso do cabo);

- Realização da linha aérea (considerando a área necessária para a inserção de cada um dos suportes (torres) e considerando também os espaços necessários para a disposição dos cabos, assumindo que uma torre de transmissão é inserida a cada 250 - 300 metros, para uma estimativa de aproximadamente 70 torres;

As torres (treliçadas) são de várias alturas, de acordo com as características altimétricas do solo, com ângulos de aço e aparafusados. As torres de transmissão, feitas de aço, são agrupadas em elementos estruturais. Elas têm uma altura que garante, mesmo no caso de máxima velocidade dos condutores, a quantidade mínima livre prescrita pela regulamentação vigente. Nos casos em que há uma necessidade técnica de exceder esse limite, é previsto, em conformidade com a normativa vigente sobre a sinalização dos obstáculos para voos de baixo nível, a pintura do terço superior das torres e a instalação de esferas de sinalização nas cordas. Os pés da torre, que são o elemento de conexão com o solo, podem ter comprimentos diferentes, permitindo uma melhor adaptação, no caso de terrenos íngremes. Para cada suporte, será construído um micro local de construção com tamanho total de 25x25m. Nota-se que a linha será construída adjacente às estradas existentes. As torres podem ser armazenadas nas micro áreas, armazenando-as em uma área apropriada utilizada como canteiro de obras, que pode ser localizada próxima à estação de energia.

- Construção da área adjacente à subestação de Pecém, para a conexão na rede nacional (considerando a área necessária para o canteiro de obras e para a construção da estação).

Quadro 2.5.2.1.10 - Área ocupada pelo canteiro de obras para realização dos trabalhos em terra.

Operação			Área da estação (m ²)	Área do canteiro de obras (m ²)	Área do canteiro de obras (Km ²)
Estação terrestre de transição			45000	45000	0.045
Ampliação da estação de Pecém			21000	21000	0.021
	Comprimento da seção (m)	Faixa de trabalho (m)		Área do canteiro de obras (m ²)	Área do canteiro de obras (Km ²)
Áreas ocupadas para o conduto subterrâneo	14715	8		117720	0.12
	Área para casa torre de transmissão (m ²)	Área total (m ²)	Área de construção ocupada ao entorno da torre	Área total ocupada (m ²)	Área total ocupada (km ²)
Área ocupada para realização da linha aérea	5x5 25m ²	5x70 1750 m ²	25x25 625 m ²	62x70 43750 m ²	0.043 km ²
					0.23 km²

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

De forma sistêmica, durante a fase de construção, a área ocupada terá um total de aproximadamente 0,23 km², o que em termos percentuais em relação à área poligonal estimada no território terrestre, que é próxima a 1,46 km², representa cerca de 16%. Essa estimativa é extremamente preventiva ao considerar o início simultânea

de todos os canteiros de obras, ou a construção simultânea de todas as torres de transmissão, do conduto subterrâneo e das estações.

Superfícies na Fase de Exercício - Obras Instaladas

Operação

Para a estimativa do território ocupado, são consideradas as dimensões gerais das obras em fase operacional, mostradas na tabela abaixo:

Os condutos subterrâneos, aéreos e submarinos são obras lineares e, devem ser considerados:

- para a linha aérea, a área ocupada pelos braços da torre treliçada (10m);
- para o conduto marítimo (2,5 m);
- para o conduto subterrâneo terrestre (2m);

Quadro 2.5.2.1.11 – Área total ocupada pelas instalações na fase de exercício

Operações	Área por elemento único (m ²)	Área total (m ²)	Área total (km ²)
Turbinas eólicas offshore (Área total de sobrevoos para diâm. 220 m)	38000 m ²	(38000 x 48) 1824000	1.82
Estação marítima	(100x100) 10000m ²	10000m ²	0.01
Molhes (n.11)	17000 m ²	187000m ²	0.19
Turbinas eólicas semi offshore (n.11)	10600m ²	116600 m ²	0.12
Torres linha aérea	25 m ²	1750m ²	0.0018
Obras lineares			

Continuação do Quadro 2.5.2.1.11

	Comprimento (m)	Área (m ²)	
Cabos aéreos	18000 m	180000 m ²	0.018
Cabos subterrâneos (na costa e em terra)	14715+16000 30715 m	61430	0.062
Cabo submarino	55200 m	138125	0.14
			2.36

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

No geral, durante a fase operacional, para todas as obras, a área total ocupada será de aproximadamente 2,36 km², o que em termos percentuais, em relação à área poligonal estimada para a instalação, que é de 75 km², representa cerca de 3%.

Descomissionamento

Área em Fase de Descomissionamento

Durante a fase de descomissionamento, as mesmas operações relativas a montagem serão realizadas e, portanto, serão ocupadas as mesmas áreas.

Arranjo e Fluxograma do Projeto

A obra, que compreende o Parque Eólico Offshore e Semi Offshore, será desenvolvida de acordo com as seguintes etapas:

- a. Implantação do Canteiro de Obras;
- b. Execução das Fundações das Torres dos Aerogeradores;

Compreendendo:

✓ *Transporte para o porto das partes necessárias para a construção das fundações;*

✓ *A pré-montagem das fundações;*

✓ *Transporte das fundações para a área de construção no mar;*

✓ *Preparação do fundo marinho e instalação das fundações.*

c. Carga de rocha granítica, em pedreiras situadas próximas ao local de desenvolvimento dos serviços, conforme mapa de localização indicado.

d. Transporte do material, das pedreiras aos locais indicados para proporcionar o embarque em barcaças apropriadas que destinarão o material ao respectivo mole que abrigará os aerogeradores – do nº 01 ao de nº 48.

e. Construção dos Molhes na Costa

Compreendendo:

✓ *Implementação de estruturas de base relacionadas aos molhes (operações terrestres e marítimas);*

✓ *Preparação do fundo marinho (operações no mar);*

✓ *Transporte do material inerte para as falésias;*

✓ *Realização das falésias e dos molhes sobre a falésia / obras para alojamento dos cabos nas falésias.*

f. Instalação das Torres e Turbinas dos Aerogeradores

Compreendendo:

✓ *Chegada e armazenamento dos materiais (operações terrestres / portuárias);*

✓ *Pré-montagem de máquinas em terra (operações em terra / porto);*

- ✓ *Aproximação das máquinas e do transformador à área da obra (operações no mar);*
- ✓ *Montagem e instalação das máquinas e transformadores (operações no mar);*

- g. Execução das pavimentações na superfície das estruturas dos enrocamentos.

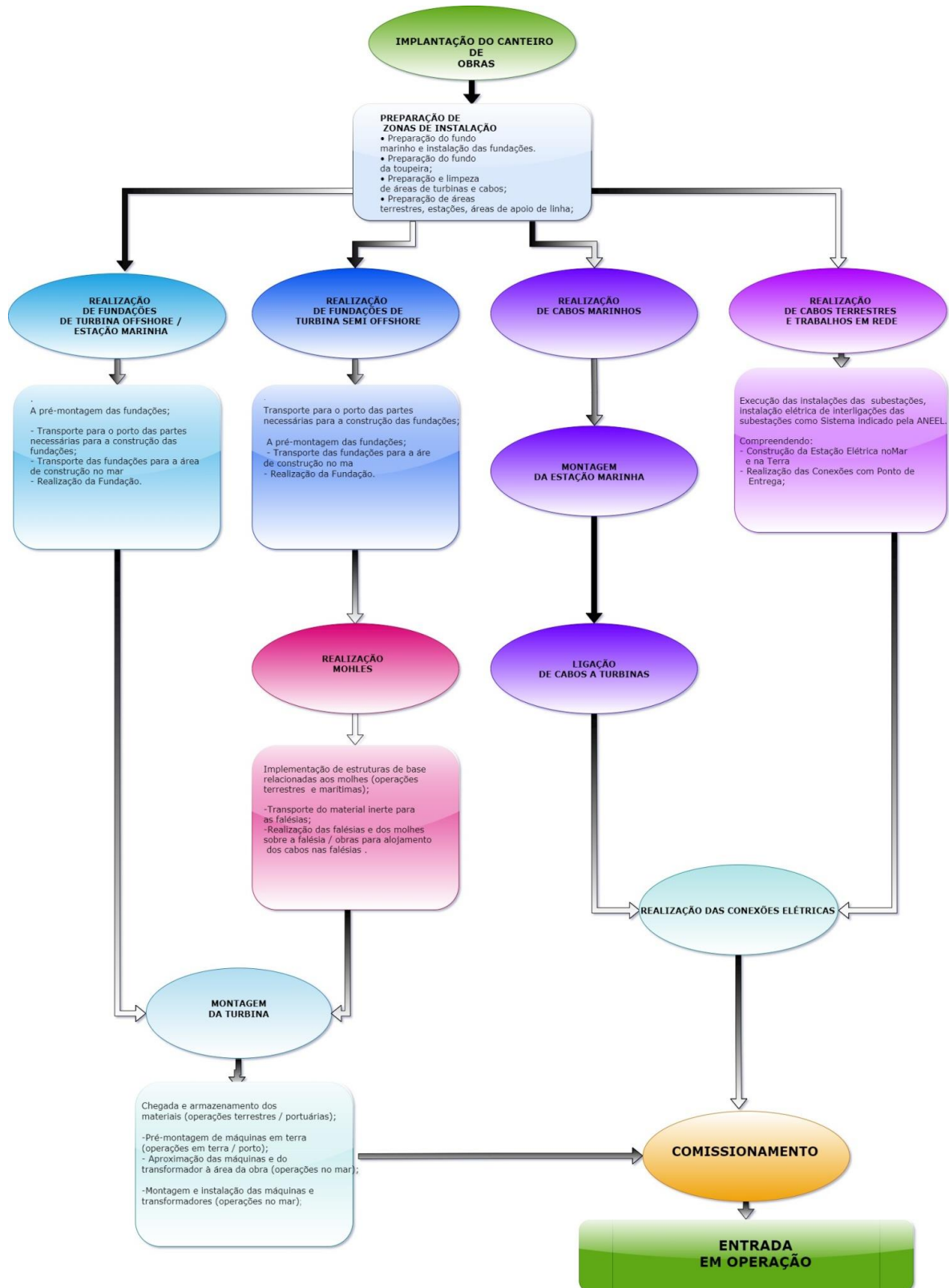
- h. Execução das instalações das subestações, instalação elétrica de interligações das subestações com o Sistema indicado pela ANEEL.

Compreendendo:

- ✓ *Construção da Estação Elétrica no Mar e na Terra;*
- ✓ *Realização das Conexões com Ponto de Entrega;*
- ✓ *Realização das conexões elétricas e entrada em exercício (comissionamento);*

- ✓ *Realização dos condutos e cabos elétricos no mar (operações no mar);*
- ✓ *Aterramento dos cabos terrestres (operações no solo);*
- ✓ *Obras elétricas em terra para conexão:*
 - *realização dos condutos subterrâneos (operações terrestres);*
 - *realização da linha aérea, ou seja, construção dos suportes e tracionamento dos cabos (operações no solo);*

Fluxograma do Projeto



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

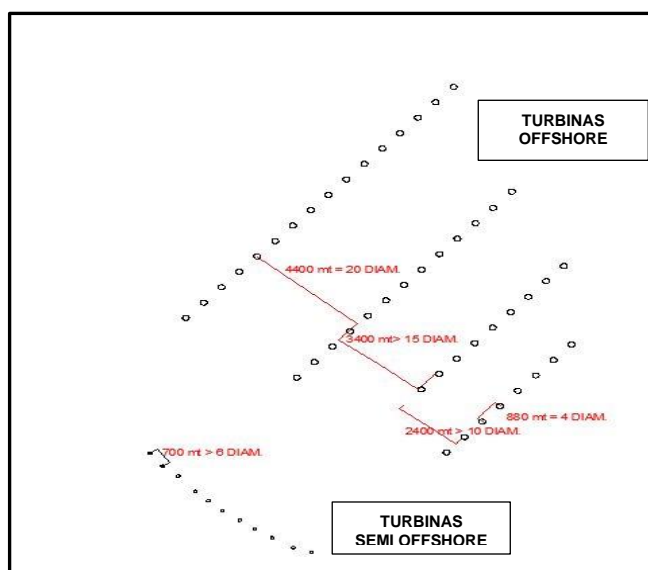
Parque Eólico

O parque eólico do projeto é composto por um total de 59 turbinas, das quais 48 turbinas offshore que serão construídas no mar e 11 turbinas semi-offshore que serão construídas ao longo da costa em barreiras de quebra-mar.

Distância Média Entre as Torres

As turbinas eólicas serão organizadas em 4 linhas, com número de turbinas em crescimento progressivo, com linhas formadas por 8,10,12 e 15 turbinas nas respectivas linhas. As turbinas são então posicionadas de acordo com uma matriz de distância estimada, levando em consideração a direção predominante do vento (a direção do vento sub-paralela à costa, na localização da turbina) e de acordo com o diâmetro máximo da turbina de 220 m. As turbinas foram então dispostas de acordo com uma matriz com uma distância recíproca entre as turbinas na mesma linha (cada linha é ortogonal à direção estimada do vento) de 880 m (igual a 4 vezes o diâmetro do rotor) e a uma distância de 15, 20 e 25 vezes o diâmetro do rotor em filas paralelas.

Figura 2.5.2.1.27 - Distância média entre as turbinas.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Essa configuração, além de determinar baixas perdas (efeito esteira), garante a passagem segura de navios e barcos, e contém o efeito "selva" em termos de paisagem (como devido à distância e esfericidade da superfície da Terra, as filas visíveis serão as mais externas com respeito a pontos de vista específicos).

Altura das torres

As turbinas do projeto têm as seguintes alturas:

- Turbina no mare OFFSHORE

- h.hub : 150m
- h.total: 260m (H.hubo +Diâmetro/2)
- h.mínima (pá-mar) : 40m

-Turbina sobre a costa SEMI-OFFSHORE

- h.hub : 90m
- h.total: 148m (H.hub +Diâmetro/2)
- h.mínima (pá-molhe) : 32m

Distância mínima e máxima da costa e posição da Estação Marítima

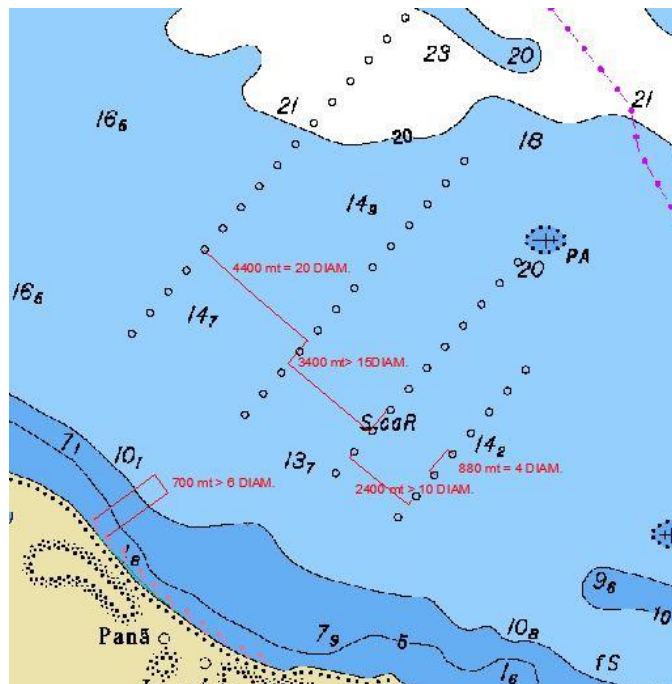
Os critérios que determinaram a escolha da área e o posicionamento das turbinas na configuração proposta estão relacionados principalmente:

- Anemologia;
- Batimetria;
- Morfologia marinha;
- Restrições e aspectos ambientais;

- Otimização em relação ao ponto de conexão;
- Tráfego marítimo e rotas marítimas;
- Proximidade com as áreas portuárias.

As condições anemológicas particulares que determinam ventos de intensidade constante já a poucos quilômetros da costa, juntamente com a batimetria que até 20 km da costa é de cerca de 25-30 m de profundidade, contribuíram para determinar o layout do projeto que foi preparado próximo à costa para uma distância tal que tenha as condições ótimas de vento, gere o menor impacto possível nos vários componentes ambientais (meios físicos, meio biótico e meios socioeconômicos) e ao mesmo tempo otimize as operações do canteiro de obras e da operação do parque.

Figura 2.5.2.1.28 - Diagrama das distâncias da planta até a costa.



Fonte: Adaptado de Marinha do Brasil, 2019.

As turbinas no mar serão colocadas nas seguintes distâncias da linha costeira:

- Distância mínima ortogonal à costa, das fileiras, esta compreendida entre 4 km e 5.6 km;

- Distância máxima ortogonal à costa, das fileiras, esta compreendida entre 10.3 km e 18.8 km;
- Distância mínima da SSE marinha até a costa: aproximadamente 3.5 km;
- Distância mínima do porto do Pecém: aproximadamente 15,5 km;
- Distância mínima do porto de Fortaleza: aproximadamente 13.5 km;

Do ponto de vista da área pública ocupada pelo proponente, será definida de acordo com as áreas (listras retangulares) em torno das instalações e não com relação a todo o polígono que circunda a área do parque. Será solicitada a concessão de acordo com o esquema mostrado abaixo, com um deslocamento em torno das áreas da turbina de pelo menos 500 m, para um total de 1000 m abrangendo as linhas das turbinas. A seguir um esboço da área de propriedade do estado sujeita à aquisição da concessão pelo proponente.

Figura 2.5.2.1.29 - Definição da área em que o requerente solicita concessão.



Fonte: Adaptado de Marinha do Brasil, 2019.

Localização e descrição dos quebra-mares (molhes)

Como já mencionado anteriormente, a costa litorânea em relação à qual o parque eólico proposto será construído apresenta problemas (atualmente presentes de maneira mais ou menos acentuada em quase toda a costa brasileira) relacionados à erosão costeira.

A erosão presente nos litorais é um fenômeno natural que faz parte dos processos climáticos globais, muitas vezes, porém acentuados e tornados particularmente críticos pelas intervenções antrópicas no território, tanto em terra como no mar, e por uma urbanização cada vez maior na faixa costeira.

Durante vários anos, uma parte discreta das costas arenosas de Caucaia foi afetada por fenômenos erosivos. O recuo da linha costeira comprometeu a segurança de muitas vias e afetou seriamente a atividade turística e pesqueira local, que representa um dos fatores mais importantes para a economia local.

A erosão costeira, ao longo da costa onde o projeto está planejado, é um fenômeno particularmente presente e marcado.

Dessa forma, como decorrência dos resultados encontrados pelo estudo desenvolvido serão construídos 11 espigões (molhes) na extensão de abrangência do projeto, que coincide com a área mais afetada pelo processo erosivo, que foram desenvolvidos a partir de estudos especializados de um modelo cinético onde foram simulados os efeitos do movimento das ondas e os efeitos das obras de defesa costeira

Neste parágrafo são descritos os molhes previstos em correspondência da costa, definindo a posição preliminar dos mesmos, a partir de um levantamento topográfico detalhado (nos apêndices).

Figura 2.5.2.1.30 - Representação topográfica dos molhes em ortofoto



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Descrição dos molhes

Devido à falta de suprimento de areia do Leste, e à tendência de transporte de sedimentos para Oeste, a solução para a proteção da costa de Caucaia requer a implantação de estruturas costeiras e engorda artificial de praia. Prevê-se a construção de 11 barreiras quebra-mar curvas. Em cada barreira será instalada uma turbina eólica, com capacidade de 2 MW, para uma potência total instalada de 22 MW semi-offshore.

Os molhes são estruturas transversais que, em geral, se estendem da praia (a partir de um ponto suficientemente enraizado ao solo) até a primeira linha de quebra das ondas, além do qual o transporte costeiro pode ser considerado de pouca significância. Essas estruturas podem ser construídas em várias formas e materiais, adotando rochas naturais ou artificiais, concreto, ferro ou madeira, e também podem ser rígidas ou deformáveis.

Os fatores que determinam a escolha do tipo de obra mais adequada em um contexto podem ser:

- A urgência;
- O tipo de regime de transporte longitudinal / transversal;
- A importância da maré;
- A estabilidade morfológica;
- O objetivo da intervenção.

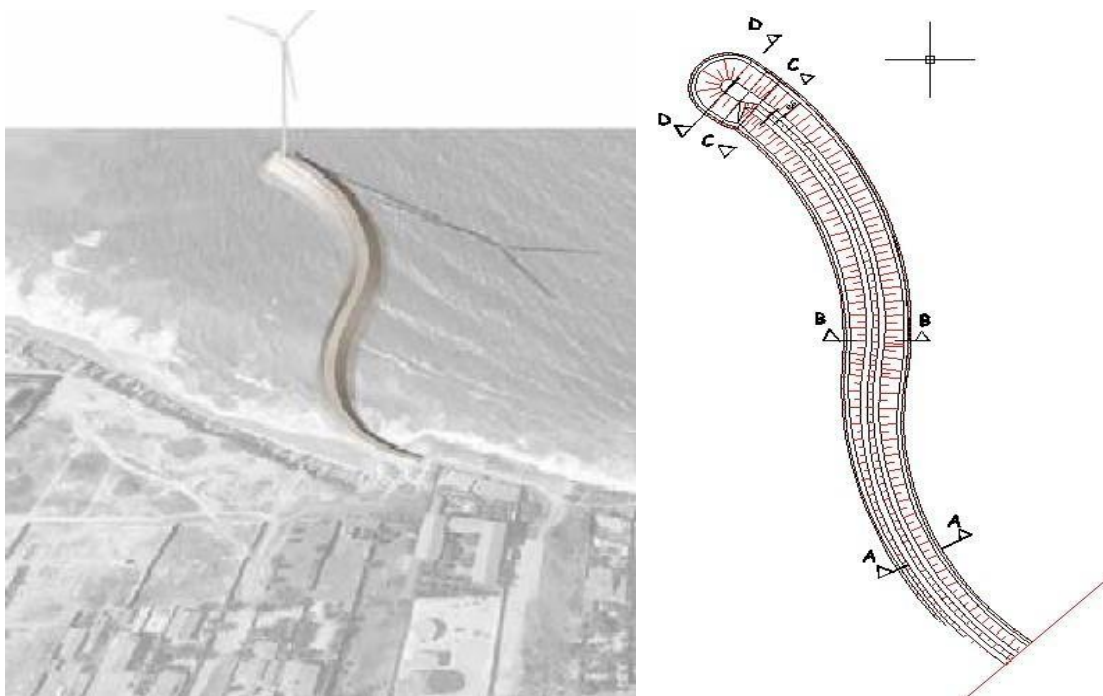
Os molhes ou quebra-mares são aconselháveis onde a deriva costeira é bem definida e onde os fenômenos de erosão costeira são claramente evidentes. Os mesmos são alocados ao longo da costa, a fim de redistribuir suprimentos sedimentares, de acordo com o regime de ondas e a configuração da costa.

Frequentemente, os quebra-mares são associados a operações de nutrição artificial recomendadas em pequena escala onde o transporte é modesto, por exemplo, são ideais tanto onde a faixa de marés é forte quanto a morfologia é instável. Quando o transporte costeiro é substancial, a alimentação da praia deve ser combinada com trabalhos de captura e detenção, a fim de reduzir os custos de manutenção.

Os molhes projetados são estudados para cumprir a dupla função de proteger a costa e criar/manter áreas de nutrição. Por esse motivo, eles têm uma específica configuração em "S", a partir da costa, cuja frente atua como uma proteção para a costa, enquanto na área interna favorece vórtices de corrente que favorecem o depósito e, portanto, o alimento natural nas áreas, criando as "zonas calmas".

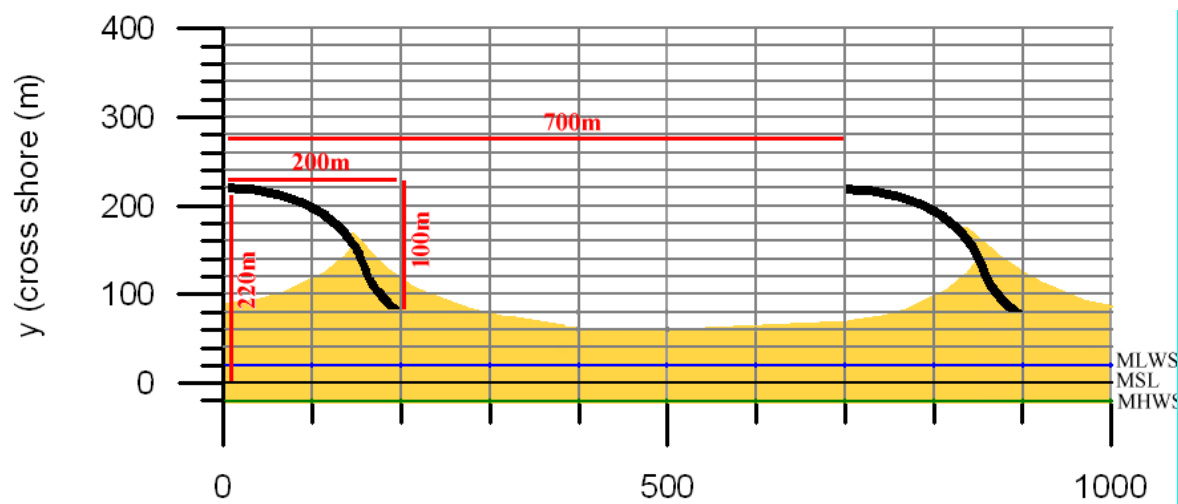
Conforme descrito melhor no capítulo 4.1.12 (onde são descritos o modelo de cálculo dos molhes e os parâmetros de cálculo estabelecidos), as obras são projetadas de forma a desempenhar a função de proteger a costa e reduzir o fenômeno da erosão e, ao mesmo tempo, prever uma nutrição da praia ao longo da costa. Os molhes têm as seguintes características de forma e tamanho:

Figura 2.5.2.1.31 - Esquema representativo dos molhes.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Figura 2.5.2.1.32 - Posicionamento dos molhes ao longo da costa.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Raoni Ceci

Quadro 2.5.2.1.12 - Dimensões dos molhes e Inter distâncias.

Número de barreira	Comprimento (m)	Largura base inferior (m)	Largura base superior (m)	Distância da costa (m)	Distância entre o eixos das barreiras (m)
11	430	25	10	210	700

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Muitas obras realizadas ao longo da costa constituem um obstáculo à livre propagação do movimento das ondas e ao transporte de sedimentos, podendo, portanto, provocar alterações no equilíbrio em áreas adjacentes à intervenção. A consequência é que todas as intervenções não devem ser consideradas em um contexto isolado, mas devem ser inseridas em toda a unidade fisiográfica.

Por esse motivo, a forma do molhe representada acima foi assumida. A forma específica em "S" permite, em comparação com os molhes perpendiculares à costa, não ter efeitos significativos nas áreas vizinhas.

De fato, essa forma particular envolve a remoção de sedimentos próximos à área onde o trabalho é inserido e, conforme melhor descrito no modelo de cálculo de quebra-mar, temos que:

- O modelo desenvolvido apresenta a geração de uma circulação de vórtice na área delimitada por quebra-mares com periodicidade ligada apenas à corrente de maré; também existem áreas de convergência de circulação perto da costa e do quebra-mar ;
- Fora da área em questão (zona costeira delimitada por quebra-mares), a circulação da água tem as mesmas características da corrente geral, cuja velocidade é afetada pelo componente das marés semi-diurnas; no período simulado, no entanto, não houve reversões de direção, mas apenas redução de velocidade;

Ou seja, dentro da área calma, o material é depositado devido a movimentos lentos de circulação que favorecem o depósito, enquanto imediatamente fora dos molhes a corrente tem as mesmas características que a corrente geral (corrente da Guiana).

Isto permite afirmar que, dada a particularidade da forma e tamanho dos molhes, estes não geram efeitos significativos nas áreas vizinhas em termos de erosão ou depósito, uma vez que as mesmas condições atuais pré-existentes são restabelecidas fora das barreiras.

Métodos Construtivos para as Linhas de Conexão Elétrica do Parque Eólico.

1. Cabos Submarinos de 34,5 Kv e 230 Kv.

Os cabos submarinos de 34,5 kV irão fazer o transporte da energia gerada nas turbinas até a subestação elevadora. Estes cabos irão conectar as turbinas entre si num grupo máximo de quatro turbinas e a partir daí irá diretamente para a subestação elevadora, criando assim uma rede de cabos com aproximadamente 12 circuitos que irão chegar na subestação elevadora.

Estes cabos são trifásicos, ou seja, contém 3 condutores de cobre isolados e protegidos com uma blindagem de chumbo coberto por camada asfáltica para ficarem diretamente enterrados no leito marítimo ou ancorados no leito caso este seja de material rochoso.

As dimensões dos cabos variam de acordo com as correntes que irão suportar, sendo de 95 a 200 mm² para os cabos de 34,5 kV e de 800 a 1.000 mm² para os cabos de 230 kV.

Estes cabos são construídos de acordo com o projeto e não devem conter emendas, sendo transportados para o local no comprimento adequado ao seu lançamento.

Para o lançamento dos cabos, equipamentos submarinos de controle remoto irão escavar uma vala de 1 a 1,5 metros de profundidade com uma largura de no

máximo 20 cm no leito marítimo, utilizando jatos de água ou brocas rotativas, o cabo é então desenrolado da embarcação e sustentados por boias na superfície em todo o percurso das valas, após o desenrolamento, as boias são retiradas e o cabo assenta nas valas por gravidade, acompanhados por veículos especiais submarinos que irão recobrir as valas após o assentamento do cabo.

Todo este serviço é executado com o auxílio de pelo menos duas embarcações, sendo uma de grande porte, onde estarão as bobinas do cabo e outra embarcação do tipo rebocador (tug boat) para acompanhar o desenrolar do cabo. Além das embarcações são utilizados diversos veículos submarinos de controle remoto para o lançamento.

Em todas as suas etapas, o serviço é acompanhado por equipe de mergulhadores treinados e especializados neste tipo de serviço.

A quantidade de pessoal necessária para este serviço é de aproximadamente 20 pessoas, sendo 12 pessoas embarcadas compondo a tripulação e técnicos e 8 mergulhadores.

O mesmo procedimento é adotado para os cabos submarinos em 230 kV que irá conectar a subestação offshore com a subestação de transição onshore.

Figura 2.5.2.1.33 - Imagem ilustrativa cabo padrão submarino



Fonte: Nexans Submarine-cables, 2019.

Figura 2.5.2.1.34 - Imagem ilustrativa da disposição do cabo submarino



Fonte: LEITE, 2019.

Figura 2.5.2.1.35 - Chegada cabo submarino na praia



Fonte: SILVA 2018.

Figura 2.5.2.1.36 - Acompanhamento do cabo por mergulhadores



Fonte: SIMI, 2019.

Figura 2.5.2.1.37 - Disposição do cabo submarino



Fonte: SILVA, 2018.

Figura 2.5.2.1.38 - Sistema ROV



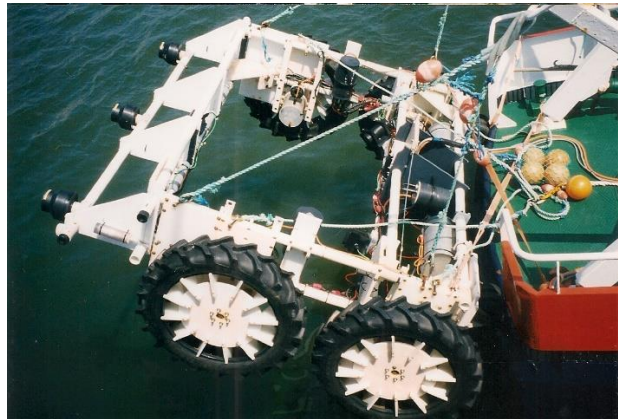
Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Figura 2.5.2.1.39 - Embarcação que acompanha o ROV



Fonte: FUTURE, 2019.

Figura 2.5.2.1.40 - ROV para acompanhamento submarino



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019

Figura 2.5.2.1.41 - Robor para escavação em solo rígido



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019

Figura 2.5.2.1.42 - Embarcação para disposição do cabo



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019

Figura 2.5.2.1.43 - Equipamento para escavação de vala em solo submarino arenoso



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019

Figura 2.5.2.1.44 - Equipamento para escavação de vala em solo submarino arenoso



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019

- Os cabos submarinos de 34,5 kV suportam uma corrente máxima de 1.000 A, cada turbina irá gerar no seu máximo 200 A, desta forma só poderemos conectar séries de no máximo 5 turbinas conforme esquema abaixo:

G8 – G7 – G6 – G5 ----- SE

G4 – G3 – G2 – G1 ----- SE

G19 – G18 – G17 – G16 ----- -SE

G15 – G14 – G13- G12 ----- SE

G11 – G10 – G9 ----- SE

G32 – G31 – G30 – G29 ----- SE

G28 – G27 – G26 – G25 -----SE

G24 – G23 – G22 – G21 – G20 –SE

G48 – G47 – G46 – G45 -----SE

G44 – G43 – G42 – G41 -----SE

G40 – G39 – G38 – G37 -----SE

G36 – G35 – G34 – G33 -----SE

Juntando-se a estes os dois circuitos das turbinas on-shore de 2 MW teremos 14 circuitos chegando na subestação.

É expectável que o solo do leito marinho seja composto de areia na sua plena totalidade, logo não haverá necessidade de haver qualquer parte do cabo na superfície do leito, somente na presença de rocha granítica na superfície do leito marítimo é que o cabo ficaria sobre o leito.

Deverão partir da subestação marítima dois cabos submarinos em 230 kV para a subestação de transição em terra, esta escolha baseia-se nas correntes que serão transportadas bem como na questão de confiabilidade para o caso de perda de um dos cabos.

Estes cabos serão enterrados em todos o seu percurso terrestre até a subestação de transição, em uma caixa de concreto, neste ponto serão separados de

sua armadura marinha (cobertura asfáltica e invólucro de chumbo) separados individualmente e serão conectados através de uma estrutura especial nos cabos aéreos do barramento da subestação de transição. Portanto a junção do cabo submarino se dará no interior da Subestação de transição.

Para as obras de construção das subestações, podemos contar com uma equipe de 10 elementos diários cada para montagem eletromecânica e uma equipe de 12 elementos para as obras civis.

Na subestação marítima, será utilizada somente a turma de montagem eletromecânica. Para a linha subterrânea de 230 kV, serão utilizados 3 condutores independentes, todos lançados em dutos de pvc corrugado individualmente.

Figura 2.5.2.1.45 - Transição de rede subterrânea para linha aérea



Fonte:CIGRE, 2019.

Figura 2.5.2.1.46 - Transição de rede subterrânea para linha aérea



Fonte: CIGRE, 2019.

2. Linha Subterrânea em 230 Kv

A linha de transmissão em 230 kV que irá conectar a subestação de transição onshore até a subestação do Sistema Interligado Nacional (SIN) no Pecém, será composta de dois tramos, sendo o primeiro tramo subterrâneo e o segundo aéreo.

Para o tramo subterrâneo, serão utilizados cabos monofásicos isolados para 230 kV, lançados em dutos de PVC corrugados, enterrados em até 2,0 metros de profundidade. Para tal será escavada uma vala continua com até 2 metros de profundidade e pelo menos 4 metros de largura, com o uso de retroescavadeiras. Após a escavação será lançado então os três dutos de PVC corrugados e recobertos com o material da escavação e com a recuperação da cobertura existente.

A cada 1,5 a 2,0 km de tramo, será construída uma caixa de concreto nas dimensões de 2 metros de profundidade por 4 metros de largura e 5 metros de comprimento para possibilitar a emenda dos cabos.

O lançamento dos cabos através dos dutos será feito com máquinas de tracionamento e freio nas duas extremidades, de forma a manter a tensão de lançamento constante no cabo.

Para este serviço, serão utilizadas duas equipes compostas de 7 elementos cada uma, com dois caminhões equipados com guindautos de até 15 toneladas.

Figura 2.5.2.1.47 - Exemplo de cabo isolado a ser utilizado na linha subterrânea.



Fonte: NKT Cables, 2019.

3. Linha de Transmissão Aérea em 230 Kv

Para o tramo aéreo da linha de transmissão que irá fazer a conexão na subestação do SIN no Pecém, serão utilizadas estruturas metálicas e cabos de alumínio nus com alma de aço.

As fundações para estas estruturas serão de quatro sapatas, com escavação de até 4 metros de profundidade para cada sapata. Cada sapata será concretada e deixará exposta os stubs (hastes metálicas) para o início de montagem das estruturas metálicas que deverão pesar de 5 a 8 toneladas com até 30 metros de altura.

Após a cura das fundações se dará o início de montagem das estruturas com o auxílio de caminhões gruas para içamento e fixação das peças metálicas pré-montadas.

Encerrada a etapa de montagem das estruturas será então feito o lançamento dos cabos de alumínio nu com o auxílio de máquinas especiais de tração e freio nas duas extremidades do cabo.

Após o lançamento do cabo se procede a amarração e fixação dos cabos nos isoladores. Deverá se proceder a limpeza da faixa de servidão da linha aérea que mede 35 metros de largura, com a supressão de toda a vegetação com altura superior a 3 metros.

Para estes serviços deverão ser utilizadas duas equipes compostas de 10 elementos cada, supervisionadas por engenheiro e técnicos de segurança, perfazendo um total de 22 elementos.

4. Subestação de Transição On-Shore

Esta subestação irá receber os cabos submarinos de 230 kV oriundos da Subestação elevadora offshore e irá conectar a linha subterrânea que fará o transporte da energia produzida no parque para a Subestação do Pecém.

Esta subestação será composta de um barramento aéreo simples de 230 kV com pórticos em estrutura metálica e tubos de alumínio, e três conexões de linha, compostas de chaves seccionadoras, disjuntores, para-raios, transformadores de corrente e de potencial para a proteção e medição do sistema. Duas destas conexões serão utilizadas para a conexão dos cabos submarinos em 230 kV ao barramento e a terceira será a conexão de saída da linha subterrânea.

5. Subestação Do Pecém

Esta subestação irá receber a linha de transmissão aérea em 230 kV que fará o transporte de toda a energia gerada no parque eólico. Para tal será necessária a

ampliação desta subestação com a implantação de uma entrada de linha em 230 kV composta de barramento, chaves seccionadoras, disjuntor, para-raios, transformadores de corrente e de potencial e do modulo de medição de energia para comercialização.

Técnicas de construção

As diversas etapas relacionadas as obras do projeto são agora descritas em detalhes, considerando as três áreas macro em que o Parque do projeto foi subdividido:

- Área costeira;
- Área marinha;
- Área terrestre.

A realização do Projeto (desde o início da construção até o início do start-up) durará entre 18 e 24 meses, durante os quais a instalação da turbina e as conexões elétricas serão realizadas, aos quais deve ser acrescentado um período adicional que varia de 6 -12 meses para o completo start up do parque.

Este tempo é estabelecido com antecedência e será definido com precisão durante a fase de projeto, antes do início dos trabalhos. As principais fases de trabalho podem ser resumidas da seguinte forma:

Área costeira

Construção dos molhes na costa

- Implementação de estruturas de base relacionadas aos molhes (operações terrestres e marítimas);

- Preparação do fundo marinho (operações no mar);
- Transporte do material inerte para as falésias(scogliere);
- Realização das falésias e dos molhes sobre a falésia / obras para alojamento dos cabos nas falésias (in cls.);

Na faixa costeira, também serão instaladas turbinas cujas técnicas de operação são quase idênticas às das turbinas offshore. Portanto, são indicadas as fases específicas de construção das torres offshore, que também serão válidas para turbinas semi-offshore.

Área marinha

Realização Turbinas

Instalação das fundações:

- Transporte para o porto das partes necessárias para a construção das fundações (operações terrestres / portuárias);
- Possível pré-montagem das fundações (operações terrestres / portuárias);
- Transporte das fundações para a área de construção no mar (operações no mar);
- Preparação do fundo marinho e instalação das fundações (operações no mar);

Instalação das turbinas:

- Chegada e armazenamento dos materiais (operações terrestres / portuárias);
- Pré-montagem de máquinas em terra (operações em terra / porto);

- Aproximação das máquinas e do transformador à área da obra (operações no mar);
- Montagem e instalação das máquinas e transformadores (operações no mar);

Na área marinha, são previstas operações relativas a:

- Realização dos condutos e cabos elétricos no mar (operações no mar);
- Construção da Estação Elétrica marinha

Área terrestre

Realização das conexões elétricas e entrada em exercício (comissionamento):

- Realização dos condutos e cabos elétricos no mar (operações no mar);
- Aterramento dos cabos terrestres (operações no solo);
- Obras elétricas em terra para conexão:
 - realização dos condutos subterrâneos (operações terrestres);
 - realização da linha aérea, ou seja, construção dos suportes e tracionamento dos cabos (operações no solo);
 - Construção na Terra; Realização das conexões com ponto de entrega (esta operação se contextualmente concedida a outros (são trabalhos independentemente)

Em princípio, avaliando também a experiência adquirida com a construção de outros parques eólicos offshore e onshore, podemos estimar que:

- Pode-se prosseguir, ao mesmo tempo, no mar em vários pontos do parque, nas diferentes fileiras, prosseguindo com as instalações da fundação e depois com as instalações da turbina;

- Paralelamente à atividade acima, é possível instalar as turbinas na costa e construir os molhes;
- O fornecimento e manuseio dos componentes será realizado com rebocadores e pontões dedicados, de modo a não remover o navio guindaste da função, fundamental para a instalação;
- Para a instalação, a mesma embarcação-guindaste dedicada à montagem também pode ser usada para o transporte, a partir do porto, dos componentes para um máximo de 3 (a depender das frotas disponíveis na fase de execução e do tipo das torres finais);
- A instalação completa compromete um total de 3/4 dias por unidade de pura operação (a ser realizada em dois momentos distintos: um para a fundação e sucessivamente para a turbina, intercalada com um tempo de estabilização da fundação, completamente absorvido nos períodos logísticos das obras);
- Em geral, os trabalhos devem ser preferencialmente concentrados nos meses em que as condições climáticas são mais favoráveis, no entanto, observa-se que as condições climáticas do local são muito constantes durante todo o ano e, portanto, as obras podem ser concentradas em um período menor de tempo, em comparação com outras instalações do mesmo tipo.

No que diz respeito à segurança, durante todas as fases de construção, todo o local, incluindo uma faixa de segurança de 500 m, será proibida a navegação não autorizada. De acordo com a Autoridade Marítima (para a qual o cronograma das obras será entregue), um plano de gerenciamento do tráfego marítimo será comunicado aos navegadores. Medidas de segurança serão aplicadas e garantidas: bóias luminosas e embarcações de salvamento presentes ininterruptamente no local.

Construção dos Espigões - Quebra-Mar

Área Costeira

Realização Molhe – Quebra - Mar

Os molhes - quebra-mar, a serem construídos na costa, são constituídos por estruturas posicionadas obliquamente em relação à linha da costa, com o objetivo de proteger a costa interceptando as correntes costeiras, de modo a neutralizar os fenômenos erosivos existentes.

Os molhes induzem uma redução da energia das correntes marítimas costeiras e uma atenuação parcial do movimento das ondas.

A redução do transporte costeiro, obtida por meio desses tipos de obras, tem como principal objetivo uma melhor distribuição de sedimentos no litoral, visando a sua estabilização.

Métodos de Construção para os Molhes

Os molhes previstos nos projetos são do tipo quebra-mar e são feitos principalmente em profundidades rasas. Estas obras são particularmente indicadas para resistir às intensas tensões das ondas que causam erosão na costa.

A dissipação da energia da onda incidente e a redução dos fenômenos de reflexão são obtidos principalmente por meio das asperezas e lacunas existentes entre as rochas; devem, portanto, ser garantidas as condições corretas de permeabilidade e estabilidade da estrutura, bem como o ajuste correto dos elementos que a compõem. Na estrutura do molhe são identificados:

- Uma base ou sub-estrutura em pedra, que distribui as cargas no fundo, fornecendo um suporte estável para toda a estrutura;

- Um núcleo interno, feito com material de pedreira, protegido por rochas dispostas em camadas sucessivas;
- Uma ou mais camadas em blocos naturais ou artificiais, cujas dimensões aumentam sentido ao exterior do molhe, dispostas de acordo com uma inclinação apropriada;
- A camada mais externa, do lado do mar, é chamada de revestimento (cobertura), e geralmente é composta de elementos que realizam a junta máxima com uma alta porcentagem de "frestas";
- Uma ou mais camadas de filtro, posicionadas entre o núcleo e a cobertura, cuja função é impedir que o material seja removido do próprio núcleo. A porosidade deve diminuir de fora para dentro, para proporcionar maior eficácia na ação de amortecer a energia das ondas;
- Se for necessária é realizada uma proteção para a base, para aumentar a estabilidade das operações e reduzir as tensões;
- Uma passarela de coroamento ou concreto, incluindo qualquer parede ou caixa abaixo (se necessário na parte superior, pode ser feita uma parede que é usada para evitar o transbordamento dos penhascos para ondas muito altas). Observa-se que, na fase de projeto executivo, as dimensões dos molhes e das estruturas que os compõem serão definidas de maneira precisa.

Para a construção dos molhes, recorre-se a meios marítimos (barcaças, pontões, dragas, rebocadores) e a veículos terrestres (escavadoras, retroescavadoras, guas, camiões).

O material usado para fazer a barreira pode ser constituído por rochas naturais ou rochas artificiais: (Tetrapod, Quadripod, Stabit, Antifer Block, Tribar, Dolos, Cubos modificados, Massispecial, etc.).

Se forem utilizados materiais naturais, eles devem ser quimicamente inalteráveis e resistentes mecanicamente, com alta compactação e alto peso específico.

É oportuno, portanto, o uso de calcários, basaltos, granitos e conglomerados cimentados. Coberturas em pedregulhos artificiais são caracterizadas por blocos de concreto intertravados mutuamente para formar uma estrutura homogênea permeável

ao movimento das ondas. Ao variar o tamanho e a forma dos elementos, a obra aumenta sua capacidade de suportar o movimento das ondas e se adapta a diferentes condições de operação.

Na área do projeto, materiais naturais adequados para a realização dos molhes podem ser encontrados em diferentes pedreiras. A título de exemplo, são indicadas as seguintes pedreiras, das quais é possível encontrar o material para a construção dos molhes.

1 - Pedreira Itatiba, fica localizada no endereço Fazenda Santa Rosa, S/N na Zona Rural de Caucaia. CEP 61.000-000. Conatato: (085) 3268.9340. Esta pedreira esta localizada a 21 km do Porto do Pecém;

2 - Pyla Pedreira, fica localizada no endereço Rodovia BR-222 no km 23,5 na localidade de Boqueirão dos Araras, em Caucaia. Contato (085) 3342.6777 e fica distante do Porto do Pecém a 29km;

3 - Tec Brita Britagem, fica localizana na BR-222 km 27 na localidade de Gararu, em Caucaia. Contato (085) 3455. 4000. Fica distante a 27km do Porto do Pecém;

Não é descartada a hipótese que outras pedreiras ou materiais artificiais possam ser utilizados durante a fase de realização do projeto executivo.

Fase de Realização dos Molhes

A primeira operação consiste em nivelar e limpar o fundo onde os molhes estão localizados, considerando uma área de intervenção maior que a área do molhe (pelo menos 2 - 3 m ao redor) e uma profundidade de aproximadamente 0,50 m.

A limpeza poderá não ser realizada/necessária se o fundo do mar for particularmente regular e livre de rugosidade rochosa.

Em virtude das características do território, o material no fundo consistirá de areias finas com possíveis intercalações de material rochoso (arenitos).

Após as investigações sobre o plano de fundo que serão realizadas nas fases subsequentes do projeto, será avaliada a necessidade real de realizar as operações de limpeza e dragagem do fundo.

No presente estudo uma estimativa do volume é realizada no caso em que é necessário realizar a limpeza do fundo, hipotetizando a completa reutilização do material dragado para favorecer a nutrição nas áreas calmas geradas pelos molhes, caso o material apresente todas as características adequadas para reutilização. (Conama 454/2012).

Se o material não for apropriado, será descartado adequadamente em um aterro ou pré-tratado para reutilização. Todos os procedimentos deverão atender a Resolução Conama 454/2012, que revogou expressamente a Resolução CONAMA n. 344/2004, que estabelecia diretrizes gerais e procedimentos mínimos para a avaliação do material a ser dragado em águas jurisdicionais brasileiras, bem como a Resolução CONAMA n. 421/2010, que revisou e atualizou esta última.

A nova Resolução estabelece as diretrizes gerais e os procedimentos referenciais para o gerenciamento do material a ser dragado em águas sob jurisdição nacional. A limpeza do fundo é realizada com um navio de dragagem. Presume-se que o material subjacente é apropriadamente removido com o uso de uma draga, e reutilizado para nutrir a área dentro dos molhes.

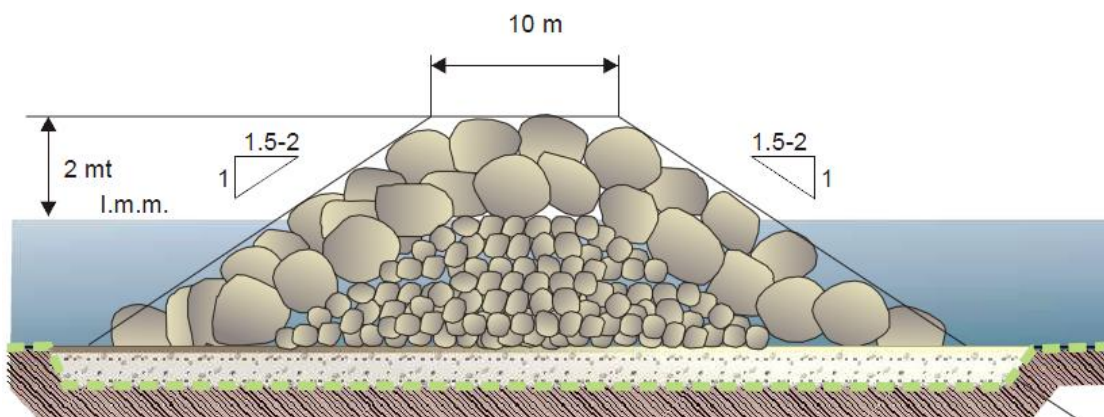
O molhe é então construído, com as seguintes operações:

- Realização de uma superfície de suporte com material seco (leito de suporte);
- Preparação do geotêxtil;

- Construção da barreira de maneira sequencial, procedendo de baixo para cima e de dentro para fora, do núcleo interno para a área externa. Os materiais de pedreira para a formação do núcleo e as rochas de até 1.000 kg podem ser despejados diretamente de veículos terrestres ou de barcaças marítimas. Os pedregulhos de maior peso devem ser posicionados individualmente com o equipamento apropriado (navios guindastes, entre outros);
- Realização da passarela.

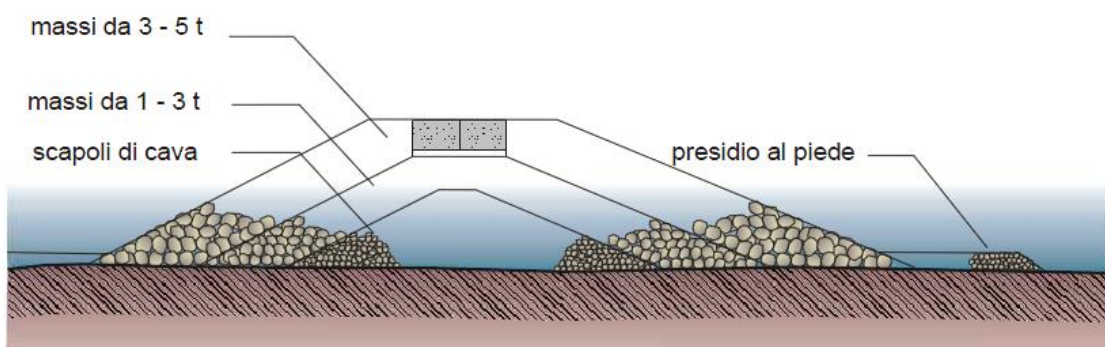
A passarela pode ser criada usando blocos de concreto ou até sistemas integrados.

Figura 2.5.2.1.48 - Tipologia de seção da barreira quebra-mar



Fonte: APAT, 2019.

Figura 2.5.2.1.49 - Tipologia de seção com passarela



Fonte: APAT, 2019.

Meios Necessários para a Construção dos Molhes

A seguir, são apresentados os veículos marítimos e terrestres utilizados para a construção das obras ao longo da costa.

A construção dos pilares deve ser realizada em escala real, procedendo-se em seções sucessivas que, na seção terminal antes do fechamento, permitirão a inserção da turbina eólica (turbina semi-offshore), com os mesmos métodos e técnicas que serão ilustrados abaixo para as turbinas offshore.

As várias seções terão comprimentos únicos que não excederão 40 m (quarenta) e deverão ser concluídas rapidamente de acordo com a forma do projeto, dando o máximo de cuidado e atenção para obter perfeita continuidade entre as várias seções.

1) Realização da limpeza do fundo do mar e construção do leito de apoio aos molhes

Para esta fase, é necessário: 1 draga + 1 navio para descarga das rochas + 1 barcaça + 1 reboque.

Figura 2.5.2.1.50 - Embarcações para construção dos molhes (drega e barcaça de transporte).



Fonte: APAT, 2019.

2) Realização do núcleo

Para esta fase, são necessários os seguintes itens: 1 barcaça para enchimento de rocha + 1 rebocador + 2 veículos terrestres de descarga.

Se necessário, pode ser utilizado um molhe removível para a passagem dos veículos terrestres (como mostrado na figura a seguir).

Figura 2.5.2.1.51 - Realização do núcleo com descarga de rochas do solo

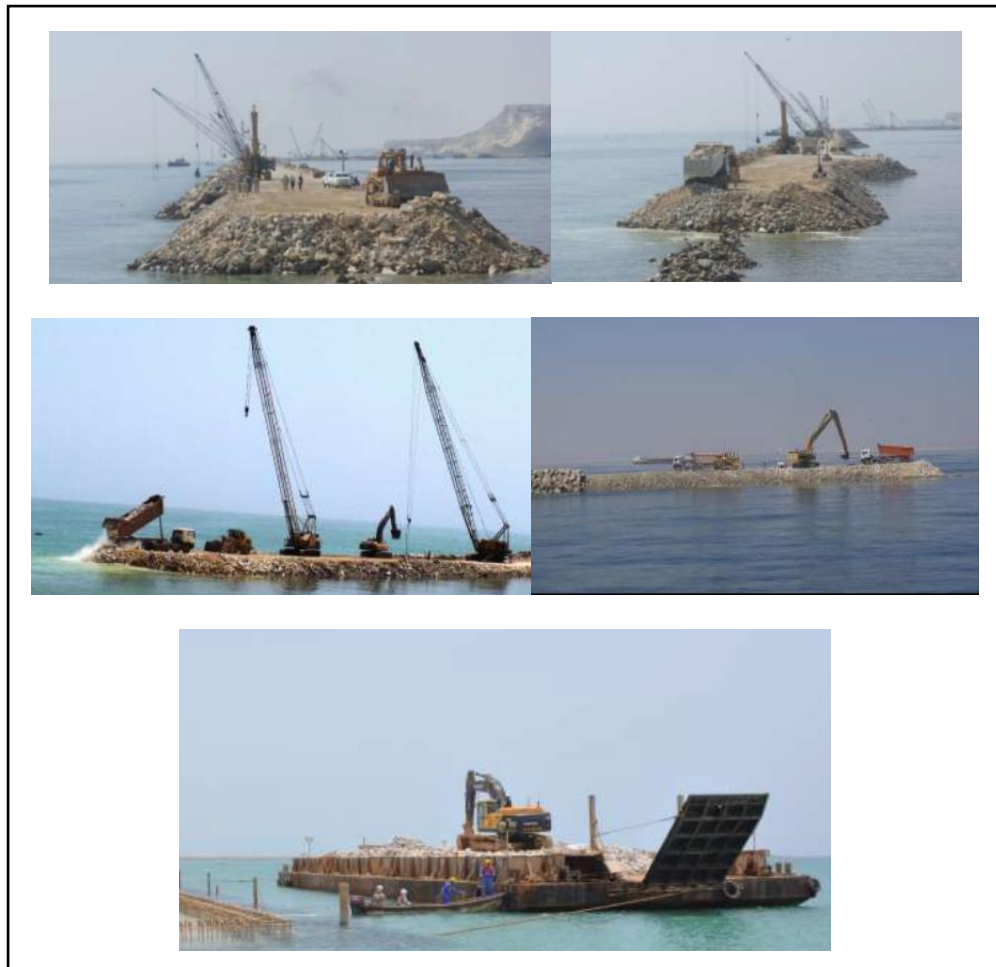


Fonte: APAT, 2019.

3) Disposição das pedras e rochas, preenchendo em camadas sucessivas

Para esta fase são necessários: 2 veículos terrestres de descarga + 1 escavadeira + 2 guindastes para colocar pedras no chão + 1 barça com guindaste + 1 navio de descarga das rochas (Figura 2.5.2.1.52).

**Figura 2.5.2.1.52 - Preparação das rochas por meio de veículos terrestres em
progressão**



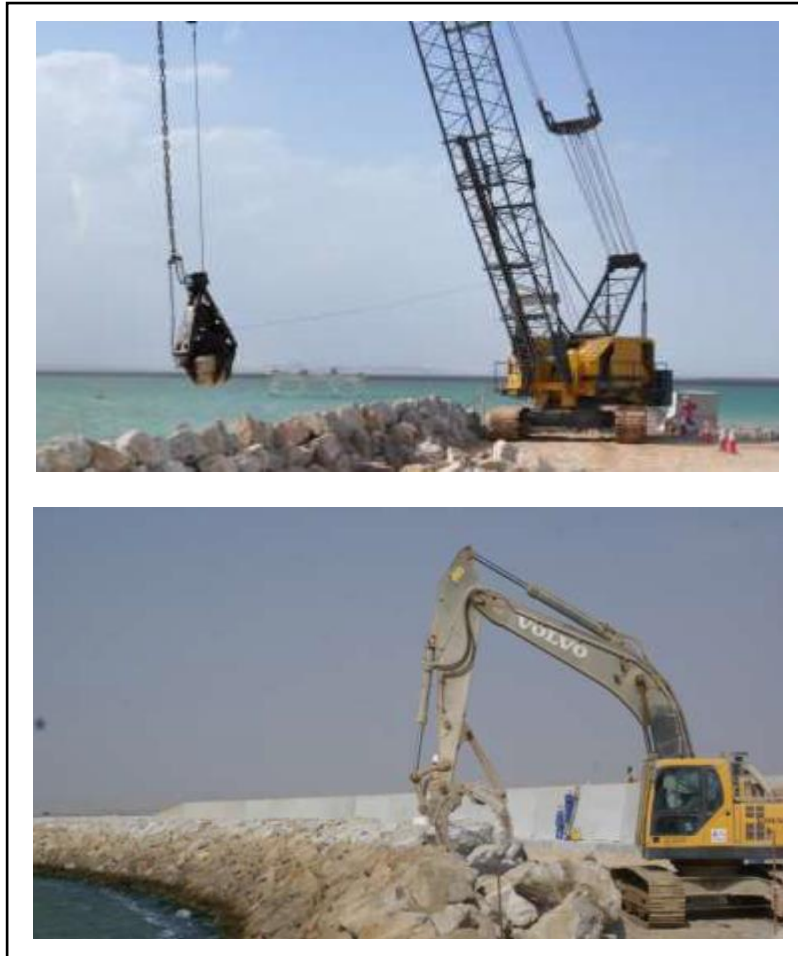
Fonte: APAT, 2019.

4) Realização da passarela / inserção de blocos e organização da estrutura

O arranjo da passarela ocorre progressivamente, enquanto prossegue com a construção do píer, a passarela será alocada antes do arranjo final da passarela.

Para esta fase, é necessário: 1 escavadeira + 2 veículos terrestres de descarga + 1 guindaste para arranjo da passarela com blocos.

Figura 2.5.2.1.53 - Realização das obras e passarela.



Fonte: APAT, 2019.

Meios de Dragagem

As operações de dragagem previstas para o canteiro de obras referem-se às obras de arranjo do fundo marinho para a construção dos molhes e para as áreas de alocação das turbinas offshore.

Com as operações de dragagem, pretende-se investigar a profundidade do fundo do mar adequadamente.

No caso específico do projeto, será realizada uma retirada de areia submarina, em correspondência aos trabalhos que serão realizados, possibilitando a reutilização do material dragado para nutrição nas áreas dos molhes.

As dragas usam forças mecânicas para quebrar, cavar e levantar sedimentos, minimizando a quantidade de água removida junto com o sedimento. Elas geralmente são usadas em combinação com as barcaças, para coletar e transportar o material.

Os sedimentos coesos dragados com este sistema permanecem intactos, com uma densidade próxima à densidade do material in situ. As dragas podem ser mecânicas ou hidráulicas.

Dragas Mecânicas

Os equipamentos mecânicos de dragagem atuam na remoção de areia, cascalho e sedimentos muito coesivos, como turfa, argila e silte altamente consistente, através da aplicação direta de uma força mecânica para escavar o material do fundo marinho. O material escavado (dragado), geralmente, é transportado para barcas ou barcaças acostadas 12 a contra bordo das dragas, para serem posteriormente lançados até a área de deposição prevista no projeto. As dragas mecânicas podem ser propelidas ou não. As não propelidas são denominadas dragas estacionárias. Os equipamentos de dragagem que utilizam este processo são classificados nas seguintes categorias:

- 1 Dragas de alcatruzes (Bucket Dredges);
- 2 Dragas de escavadeiras (Dipper Dredges or Hoes);
- 3 Dragas de caçamba (Grap or Clamshell Dredges);

Dragas de Alcatruzes

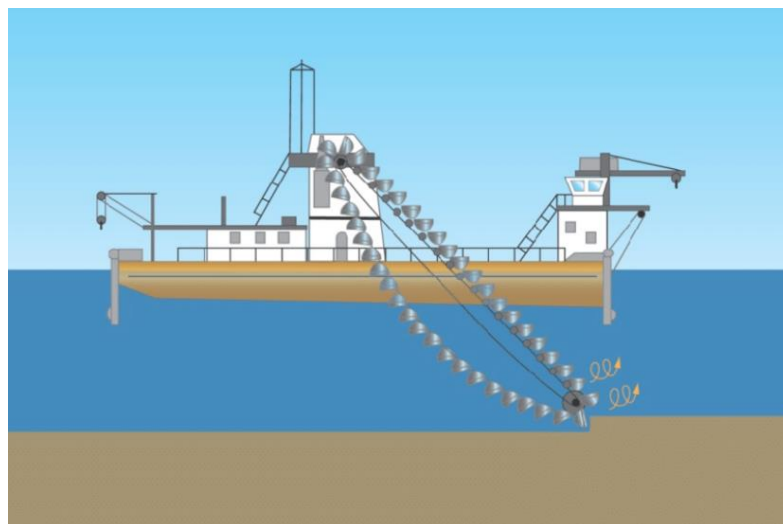
A draga de alcatruzes (Figura 2.5.2.1.54) é capaz de operar continuamente na remoção do material do fundo aquático. E isto, se dá, devido à presença do rosário ou caçamba de alcatruzes, responsável pela escavação do fundo e lançamento destes sedimentos em batelões lameiros acostados a contra bordo da draga. A dragagem

ocorre de forma contínua e se pode controlar com precisão a profundidade a que se escava, tornando esta muito mais eficiente em relação às outras dragas mecânicas.

Eles consistem em um grande pontão equipado com um poço central, onde há uma catenária, ao longo da qual são montados baldes dentados para a remoção do material do fundo; Chegando ao fundo, o balde penetra no fundo do mar, coletando o material que é transportado para cima à medida que a catenária flui.

Chegando ao topo, o balde é virado de cabeça para baixo, derramando o material em uma lâmina lateral, que transporta o sedimento dragado para um betta, adequadamente ladeado pela draga.

Figura 2.5.2.1.54 - Draga mecânica alcatruzes.

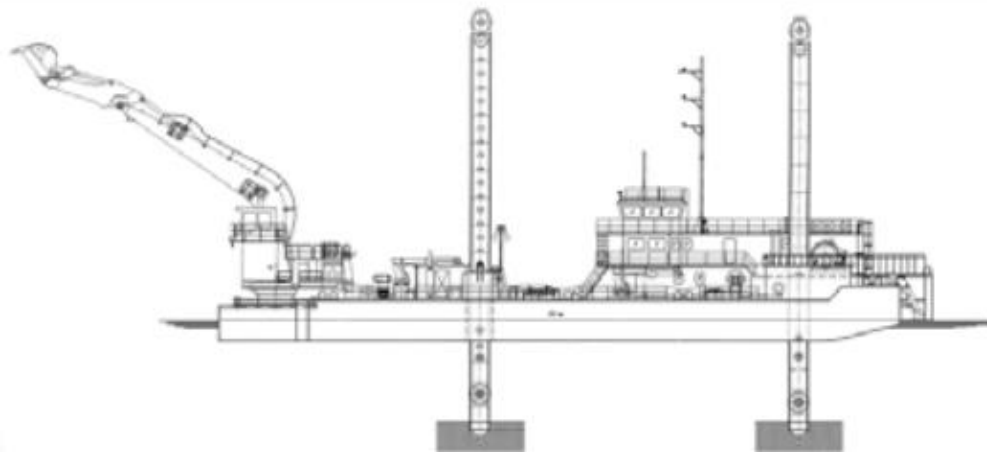


Fonte: ISPRA, 2017.

Dragas de Escavadeira

Constituída de uma escavadeira hidráulica convencional montada em um pontão equipado com um sistema de empilhamento para se mover e ancorar. O material é removido da pá da escavadeira, levantado pelo braço e, em seguida, derramado em um betta de suporte autopropulsado, apropriadamente colocado ao lado da draga.

Figura 2.5.2.1.55 - Dragas de escavadeira.



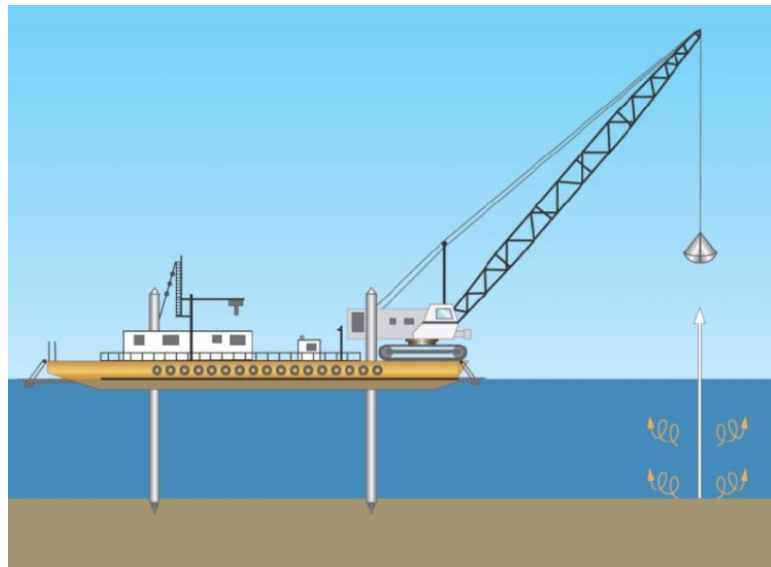
Fonte: ISPRA, 2017.

Dragas de Caçamba

A caçamba de mandíbulas é a draga mais comumente utilizada no mundo, especialmente na América do Norte e no Extremo Oriente. Possui um guindaste rotativo, dotado de uma caçamba, que é engastado sobre um pontão flutuante. A operação da caçamba é controlada através de pistão hidráulico situado na cabine de comando do equipamento. As estruturas verticais fixadas sobre o pontão flutuante (charutos ou estacas) têm como função dar apoio durante o ato da escavação. A draga de caçamba é bastante versátil, uma vez que existem diversos tipos de caçambas, ou seja, para cada atividade programada há uma caçamba específica. Podem realizar trabalhos em portos, onde haja dificuldade de acesso para as embarcações, além da retirada de depósitos de areias e cascalho de poços profundos e remoção de lama das baías.

Composto por um guindaste de cabo convencional (Cable Crane) montado em um pontão e equipado com uma grappa. Ou material é escavado pela grappa e depois derramado, através de um movimento rotacional do braço da grua, dentro de um suporte betta, colocado adequadamente ao lado do ponto.

Figura 2.5.2.1.56 - Dragagem de garra mecânica



Fonte: ISPRA, 2017.

As dragas mecânicas podem ser usadas para:

- Profundidade de dragagem 10 ÷ 35 m;
- Qualquer tipo de terreno;
- Rocha macia ($R_c = 4 \text{ MPa}$);
- Produtividade: 10.000 - 100.000 mc/semana;

Dragas Hidráulicas

As dragas hidráulicas levantam e removem hidraulicamente, bombeando, o material removido misturado com água.

O transporte para o local de descarga é feito por meio de tubulação ou transporte direto por dragas equipadas com um poço de carregamento ou por meio de bettes de suporte.

O material dragado, que perdeu sua densidade in situ original, é derramado no local de descarga juntamente com uma grande quantidade de água.

Um sistema possível para o uso do material dragado é o sistema "by pass no mar". Esse tipo de intervenção envolve o uso de bombas, instaladas em bases fixas ou flutuantes, capazes de aspirar uma mistura de água e sedimentos (geralmente consistindo em 80% e 20%, respectivamente) de uma área de armazenamento para distribuí-los ao longo do trecho da costa a ser reconstruída, indo além das obras antrópicas que interrompem o transporte sedimentar natural.

Frequentemente, a operação é concentrada em um espaço pequeno e limita-se a depositar o material na área adjacente ao molhe ou quebra-mar. Outras vezes, o sedimento recuperado pode ser realocado mesmo a distâncias maiores.

Nestes casos, é utilizado um sistema de tubulação, geralmente em polietileno, com um diâmetro de alguns decímetros, adequadamente colocado no fundo por meio de um lastro.

O mecanismo de aspiração de sedimentos pode ser otimizado usando um desintegrador de água para ressuspender o sedimento, que é então aspirado e transportado para os tubos.

Essa metodologia poderia ser aplicada para a dragagem de áreas portuárias e a reutilização do material dragado para nutrição das praias nas áreas imediatamente próximas a cada molhe.

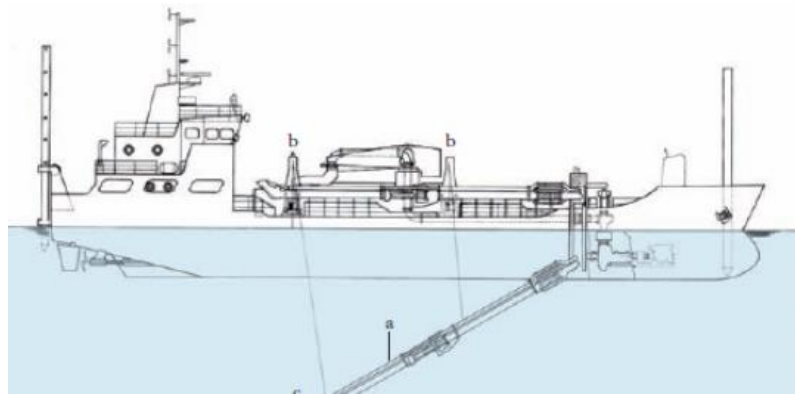
Os principais tipos de dragas hidráulicas às quais é possível associar um sistema "by pass no mar" são:

- dragas de sucção estacionárias / efluentes (stationary suction dredgers - SD)

É a tipologia mais simples de draga hidráulica utilizada.

As dragas de sucção estacionárias (stationary suction dredgers) consistem em um grande pontão a partir do qual o tubo de sucção é abaixado, no qual uma bomba especial é montada; o material é simplesmente aspirado, juntamente com a água, e transportado hidraulicamente por meio de um tubo especial ou derramado em embarcações de suporte especiais.

Figura 2.5.2.1.57 - Draga de sucção hidráulica



Fonte: ISPRA, 2017.

- dragas estacionárias de sucção / efluentes com desintegrador (cutter suction dredgers-CSD)

Elas são usadas na presença de um substrato rochoso. Em particular, elas quebram o material por meio de uma cabeça de fresagem rotativa, equipada com dentes especiais feitos de material altamente duro.

O material é então sugado para dentro do tubo por uma bomba centrífuga e transportado hidráulicamente por meio de um tubo especial ou derramado em embarcação de suporte especial.

Figura 2.5.2.1.58 - Draga de sucção hidráulica com disruptor



Fonte: ISPRA, 2017.

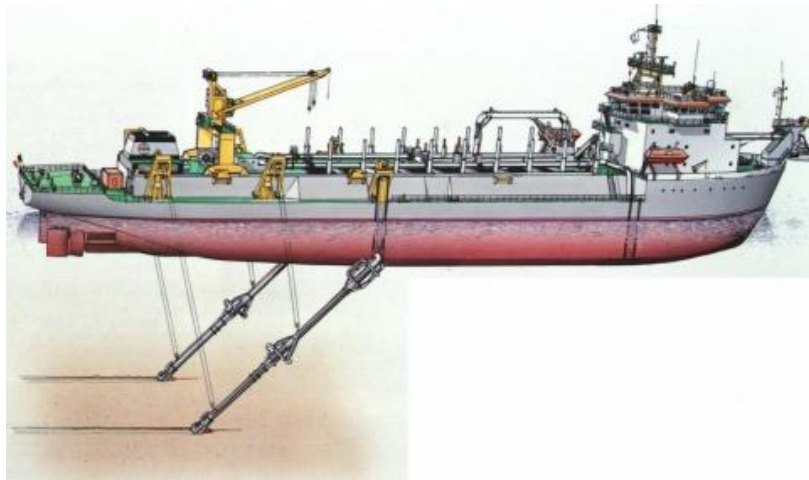
Fonte: Modelagem matemática na avaliação de aspectos físicos relacionados ao manuseio de sedimentos em áreas marítimas costeiras do ISPRA (Instituto Superior de Proteção e Pesquisa Ambiental ITÁLIA) ed. Dezembro 2017

Esta tipologia presta-se bem a:

- Profundidade de dragagem $15 \div 30$ m;
 - Presença de material pedregoso ($R_c = 25$ MPa);
 - Produtividade: 200.000-500.000 mc/semana.
- dragas de arrasto a sucção, com poço de carga (trailing suction hopper dredgers-TSHD)

Os TSHD são embarcações navais convencionais equipadas com um tubo de sucção com uma cabeça de dragagem especial, que pode ser abaixada até entrar em contato com o fundo e arrastada quando a draga se move; a última parte aparece como uma cabeça raspadora e é equipada com alguns dentes voltados para o fundo para permitir de inserir-se no banco de areia, se este forem, em alguns pontos, particularmente compactos . A última seção da cabeça de dragagem é equipada com um sistema de circulação de água de alta pressão conectado com bicos voltados para o fundo para melhorar o “esmagamento” das camadas da superfície dura e pré-misturar os sedimentos com água do mar no processo de aspiração. O sistema também é conhecido como draga de arrasto.

Figura 2.5.2.1.59 - Dragagem de arrasto hidráulica.



Fonte: ISPRA, 2017.

- Profundidade de dragagem 30 ÷ 70 m;
- Materiais soltos;
- Solos compactos (com hidrojet);
- Produtividade: até 1.000.000 mc/semana.

Efeitos no Meio Ambiente por Efeito da Drenagem

A escolha do meio de escavação adequado em relação às características do terreno é um elemento essencial para a contenção de problemas ambientais na dragagem do leito marinho existente. As investigações preventivas específicas permitem a caracterização preliminar do terreno e a avaliação dos correspondentes custos de escavação.

A atividade de dragagem de sedimentos envolve uma série de efeitos no ambiente circundante, principalmente devido ao aumento da turbidez ligada à ressuspensão dos sedimentos, durante o processamento.

Esses efeitos ocorrem tanto no compartimento abiótico quanto no compartimento biótico.

- O termo **abiótico** indica o componente não-vivo de um ambiente natural (bioma). No sentido literal, a palavra significa "sem vida".

Os efeitos neste componente podem ser associados a:

- O aumento da turbidez associada à ressuspensão de sedimentos;
 - A diminuição temporária na concentração de oxigênio dissolvido na coluna de água;
 - A mudança na concentração de nutrientes na coluna de água.
- O termo **biótico** indica o componente vivo de um ambiente natural.

Os efeitos neste componente podem ser:

- Impactos físicos diretos nos organismos e nas biocoenoses sensíveis, causados pelo aumento da turbidez e da concentração de partículas de sólidos em suspensão (diminuição da penetração da luz e conseqüentemente da atividade fotossintética; aprisionamento e arrastamento no fundo; aumento da atividade de filtração; cobertura; danos ao sistema respiratório; abrasão dos tecidos; perturbação nas áreas de nursery, etc.
- possíveis alterações qualitativas das biocenoses sensíveis presentes na área potencialmente afetada pelo aumento da turbidez;

As mesmas dragas e barcos utilizadas podem potencialmente afetar a qualidade da água e do ar circundante.

A qualidade do ar pode ser comprometida devido a:

- Qualquer levantamento e transporte aéreo de partículas (material dragado);
- Das emissões de escape das máquinas utilizadas;

- O barulho causado pelos motores. Esses efeitos geralmente são de baixo impacto, uma vez que as atividades ocorrem em ambientes amplos e arejados, longe dos centros residenciais.

Os efeitos na qualidade da água podem ser causados por:

- Vazamentos durante o processo de reabastecimento dos veículos utilizados;
- Eliminação inadequada dos resíduos e óleos usados.

As atividades de dragagem também podem ter efeitos socioeconômicos, em particular perturbando a navegação, as atividades de pesca e as atividades recreativas.

Dragagem Ambiental

É especificado que, para a realização da planta do projeto, as operações de dragagem serão realizadas de acordo com as seguintes indicações:

- Alta seletividade e precisão no posicionamento da draga;
- Prevenção e minimização da perda de material ("spill");
- Prevenção e minimização do aumento da turbidez;
- Otimização da concentração do material dragado, em relação ao seu destino final (tratamento e recuperação);
- Segurança;
- Monitoramento;

Uma "dragagem ambiental", a partir das tipologias já descritas (mecânica e hidráulica) é, portanto, definida pela adoção de precauções construtivas específicas destinadas a impedir a perda de material ao longo da coluna de água e a adição de água ao material dragado.

Para os sistemas de dragagem mecânica, o nível de enchimento (da concha) é um fator determinante para o sucesso do processo de minimizar os impactos ambientais: não deve ser excessivo, para evitar fenômenos de perda de material, nem baixo, para evitar um alto teor de água no material e dificuldade em gerenciar o material nas fases subsequentes do processo (nutrição).

Dragagem Ambiental - Dragas Mecânicas

Melhoria Ambiental – Dragas de Alcatruzes:

O aumento da turbidez está relacionado principalmente a:

- Lavagem do material que permaneceu preso na concha;
- Liberação do ar preso durante a imersão, quando a concha se inclina próxima ao fundo;
- Ressuspensão que ocorre quando as conchas entram em contato com o fundo;
- Perda do material das conchas durante a subida;
- Vazamentos da calha da tremonha não utilizados.

Para mitigar a dispersão, é previsto:

- posicionamento de um contêiner de coleta abaixo das conchas no percurso de retorno ou no encapsulamento da catenária;
- redução da velocidade da concha e no controle de seu nível de enchimento;

Portanto, para este tipo de DRAGA, para fins ambientais, será limitada a dispersão diretamente na catenária.

Melhoria Ambiental - “Draga por Escavadeira”:

Neste caso, o aumento da turbidez está relacionado a:

- ressuspensão do sedimento quando a concha toca no fundo marinho;
- perda do material da concha no momento da subida;
- lavagem do material preso na concha;

Uma solução técnica simples, para uma redução dos efeitos no meio ambiente, consiste em providenciar um maior fechamento da concha, de forma a minimiza o contato direto entre o material dragado e a coluna de água durante a subida.

Um tipo especial de concha foi especialmente construído para dragar finas camadas de sedimentos com alta densidade e mínima turbidez: o Visor Bucket ou ECOBUCKET, equipado com uma viseira rotativa que, operada por dois pistões (cilindros hidráulicos), fecha a concha antes de subir para a superfície.

Da mesma forma, prevê-se a adoção de uma concha de fechamento hermético ou a utilização de uma concha hidráulica, cujas ações de abertura e fechamento possam ser monitoradas .

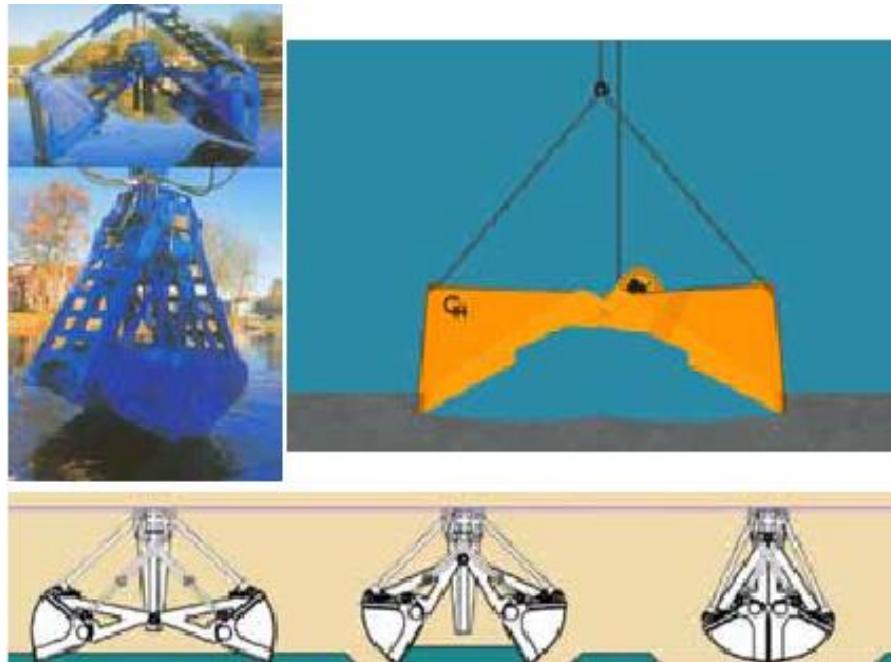
Estas medidas fazem com que o aumento da turbidez em relação à condição anterior seja irrelevante. Uma solução muito eficaz é a adoção de dragagem de caçamba com o uso do chamado grupo bivalve (pinça) que cria um perfil de escavação em planos horizontais.

Graças ao movimento de fechamento horizontal, este tipo de concha pode drenar com relativa alta precisão até mesmo camadas relativamente finas de material, limitando a quantidade de água dragada e, assim, alcançando um bom grau de enchimento da concha.

O grupo bivalve é hermeticamente fechado tanto na parte superior como lateralmente e na parte inferior, de modo a evitar o vazamento de material durante a fase de subida.

Esta concha particular pode ser montada em uma draga permitindo, graças ao braço mecânico da escavadeira, um melhor posicionamento.

Figura 2.5.2.1.60 - Específica concha com garra contornada.



Fonte: ISPRA, 2017.

Dragagem Ambiental - Dragas Hidráulicas

Dragas de Sucção / Efluentes Estacionários (Sd)

Embora não produzam alta turbidez (causada pelo arrastamento da tubulação no fundo do mar), elas tendem a executar perfis de dragagem irregulares, sendo o processo de aspiração pouco controlável e deixando in situ uma quantidade relevante de sedimento solto (deposição).

Dragas de Sucção / Efluentes Estacionários com Disruptor (CSD)

Embora capazes de executar perfis de dragagem mais precisos, elas geram uma ressuspensão significativa dos sedimentos e, portanto, uma alta turbidez devido à rotação da cabeça de dragagem, e deixam in situ uma camada discreta de sedimentos, soltos que não são sugados pela bomba centrífuga.

Dragas de Sucção Autopropulsionadas com Poço de Carregamento (TSHD)

Menos precisos do que aqueles com disruptores, mas melhor no que diz respeito à produção de deposições, eles não produzem uma alta turbidez em torno da cabeça de dragagem. No entanto, a fim de maximizar o conteúdo sólido da carga do poço e aumentar sua densidade, o processo de dragagem é geralmente prolongado mesmo após o poço ter sido preenchido, fazendo com que o excesso de lama transborde (overflow), sendo constituído principalmente em muita água, rica em sólidos suspensos.

Melhoria Ambiental em Relação às Dragas Hidráulicas

Em comparação com as dragas hidráulicas, é possível adotar as seguintes precauções.

Draga Hidráulica Ambiental com Disruptor

Para a draga hidráulica com disruptor, é possível, usar uma cabeça de fresagem cilíndrica com fundo plano e fechado, ajustável longitudinalmente e transversalmente, equipada com lâminas e uma cobertura vertical móvel que permite que a cabeça do cortador seja adaptada à espessura dos sedimentos para dragar,

permitindo assim uma dragagem muito precisa e seletiva, mas com perdas mínimas de material e produção de turbidez.

Dentro da cabeça do cortador existe uma boca de sucção através da qual o sedimento movido é coletado e removido.

Figura 2.5.2.1.61 - Desintegrador circular.



Fonte: ISPRA, 2017

Draga Hidráulica Ambiental do Tipo “Scoop Dredger”

Outra solução eficiente em termos de dispersão é o uso de uma draga estacionária de sucção com um disruptor do tipo "scoop dredger", equipada com uma cabeça de dragagem especialmente projetada para permitir a remoção de sedimentos com densidade semelhante à do local e sem excesso produção de turbidez, graças ao design específico da bomba de dragagem e ao cabeçote coletor.

Figura 2.5.2.1.62 - Draga scoop dredger



Fonte: ISPRA, 2017

Draga Hidráulica "Ambiental": Sweep Dredger

Draga equipada com uma cabeça de dragagem especial, equipada com um visor ajustável na horizontal e na vertical. Ao controlar continuamente a abertura da porta de sucção, esse sistema pode ser adaptado à altura da espessura a ser removida e minimizar a entrada de excesso de água, criando assim um perfil de dragagem de alta densidade preciso com aumento mínimo de turbidez e deposição.

Draga Hidráulica "Ambiental": Draga Blani

Sistema composto por uma draga hidráulica tradicional com disruptor, mas modificada para se adaptar à altura da espessura a ser removida e reduzir os fenômenos de turbidez e a quantidade de água que entra. A modificação consiste na montagem de duas tampas ao redor do disruptor que giram em torno do mesmo eixo teórico.

Draga Hidráulica "Ambiental": Auger Dredger

Semelhante a uma draga de sucção estacionária clássica, ela é equipada com uma roda conectada a uma cóclea: a roda tem a função de direcionar a cóclea, que constitui a verdadeira cabeça de dragagem. A broca (colclea) está equipada com hélices direcionadas simetricamente para o centro e é cercada por um teto de aço protetor e um avental de fechamento flexível; esses elementos permitem, juntamente com a lenta rotação da roda, minimizar as perdas de material e a produção de turbidez.

Draga Hidráulica "Ambiental": Pneuma System

Sistema de dragagem que consiste em arrastar o corpo (trascinamento) de uma bomba, por um cabo no fundo do mar, por meio de um pontão auto propulsor ou de

um barco. O corpo da bomba submersa, inicialmente vazio, é mantido fechado até atingir o fundo a ser dragado; atingido o fundo, a boca é aberta, permitindo que a entrada do sedimento seja dragada pela pressão hidrostática exercida pela coluna de água acima; assim que o corpo da bomba é preenchido, a válvula de entrada se fecha automaticamente e o ar comprimido, fornecido por um compressor através de um distribuidor e um tubo de ar, atua como um pistão e a mistura de água e sedimentos é forçada a sair; quando o corpo da bomba está completamente vazio, o distribuidor permite a descarga de ar comprimido na atmosfera e o cilindro pode ser enchido novamente com o material a ser dragado. Esse sistema possibilita a dragagem com pouquíssima produção de turbidez e a maximização do conteúdo sólido da lama de dragagem a ser reutilizada.

Volume Dragado para o Projeto do Parque Eólico Offshore

As operações de dragagem que poderiam ser previstas para o canteiro de obras offshore referem-se às obras de preparação do fundo dos molhes.

Para fundações do tipo mono-estaca ou jacket, não há requisitos específicos para a disposição do fundo marinho (exceto para materiais rochosos que possam precisar ser removidos do fundo), enquanto que para fundações do tipo gravidade uma limpeza deve ser realizada na área da mesma.

Para fundações diretas, o material dragado é geralmente reutilizado para a mesma base. A escolha entre dragagem convencional e "ambiental" deve ser feita com base nos valores de referência para sedimentos desenvolvidos em uma base específica do local.

A seleção da tecnologia de dragagem deve ser baseada nos seguintes fatores e parâmetros do fundo:

- Características físicas;
- Químicas;
- Microbiológicos e ecotoxicológicos dos sedimentos a serem dragados;
- características morfológicas e hidrodinâmicas do fundo marinho;

Qualquer que seja o tipo de draga escolhida, é essencial ter a bordo instrumentos adequados para o controle em tempo real da eficácia dos métodos de execução aplicados e da evolução da intervenção, e que os meios utilizados não constituem em si uma fonte de contaminação para o meio ambiente.

Em particular, no caso de seleção de sistemas de remoção mecânica do tipo ambiental, devem ser fornecidos os seguintes itens: ajuste do nível de enchimento da concha (ou caçambas); a adoção de uma velocidade de trabalho adequada; o fechamento hermético da concha; dependendo da qualidade dos sedimentos, a presença a bordo de dispositivos para lavar veículos de trabalho.

No caso de seleção de sistemas de remoção hidráulica do tipo ambiental, deve-se considerar o seguinte: ajuste da vazão de sucção e da velocidade de avanço da cabeça de dragagem; de acordo com a qualidade dos sedimentos, os sistemas de recirculação da água de transporte.

Por tudo o que acabou de ser explicado, para o projeto do parque em questão, se necessário, será preferível o uso de dragas “ambientais”.

Melhorias significativas ao longo dos anos foram alcançadas em relação às atividades de monitoramento do processo de dragagem. As dragas ambientais mais modernas podem contar, de maneira mais ou menos completa, com uma alta precisão do sistema de posicionamento e com processos automatizados que permitem a visualização em tempo hábil real, em um modelo preciso do fundo do mar de:

- profundidade de dragagem e posição da cabeça de dragagem;
- volume dragado;
- vazão de sucção;
- densidade do sedimento dragado;
- velocidade de avanço ou rotação;

O conhecimento e a visualização de tais dados permitem ajustar imediatamente os métodos operacionais do sistema de dragagem de acordo com os objetivos estabelecidos.

Deve-se notar que na fase de construção, com base também em desenvolvimentos tecnológicos e em possíveis melhorias nas técnicas de dragagem, dragas de diferentes tipos podem ser usadas em relação às ilustradas acima, desde que seja garantida a dispersão mínima de sedimentos na água e minimização do aumento da turbidez e formação de sulcos e depósitos localizados no fundo do mar.

Embora o valor da turbidez com dragas “ambientais” seja limitado e de pouca importância, é possível usar outros sistemas de mitigação, como “painéis antibacterianos” ou “cortinas de bolhas”, que são barreiras físicas para limitar a propagação de sedimentos, quando necessário movido por atividades de dragagem, identificando uma área de controle bem definida.

Esta solução é aplicada em águas rasas e, com a possibilidade de contaminação, são usadas barreiras antiturbidez para limitar a extensão e a visibilidade da nuvem de turbidez potencialmente causada por atividades de dragagem e as possíveis interações químicas entre sedimentos e água, graças à redução de volume de interação.

Outros usos de barreiras físicas estão no caso:

- De sistemas de dragagem de tipo estacionário em que está previsto o fechamento parcial da área de escavação, a jusante das operações, no caso de fluxos unidirecionais da corrente;
- Fechamento total da área de escavação, geralmente no caso de uso de dragas mecânicas, com a possível construção de uma cavidade para a passagem de embarcações;
- Proteção de uma área sensível perto de atividades de dragagem, caso você deseje impedir que os sólidos eventualmente ressuspensos da dragagem atinjam um alvo sensível, como instalações de aquicultura, populações pré-indígenas, prados de Posidonia oceânica, etc.

Para o local em questão, os valores de turbidez serão apresentados no capítulo 4.

As operações de dragagem “ambiental” não envolvem aumentos significativos em comparação com o valor preexistente, conforme indicado na avaliação da pluma de turbidez nos parágrafos seguintes.

Previsão de Eventuais Dragagens para os Molhes e Volume Dragado Estimado para a Construção dos Molhes

O Fundo Marinho

Estima-se, para cada molhe, um volume dragado de aproximadamente 121000 m³, próximo à área geográfica do molhe ampliado de cerca de 2m e por uma profundidade de aproximadamente 0,50 m. Portanto, os seguintes volumes de material dragado são estimados

Área : 21862 m²

Profundidade : 0.50 m²

Volume para cada molhe :11000 m³

Volume total dragado para os 11 molhes: 121000m³

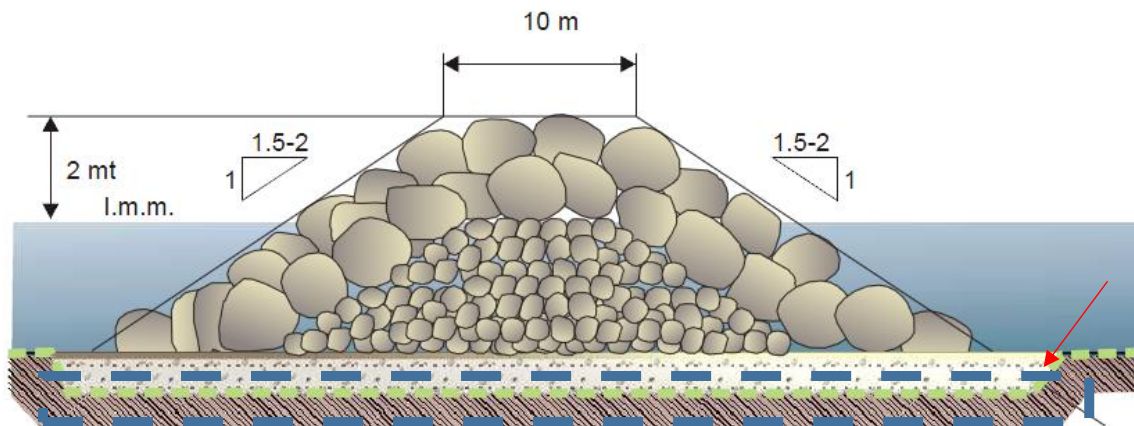
Engordamento da faixa de praia

Os molhes representam uma intervenção de defesa costeira, que pode ser considerado um processo de "engordamento e proteção", pois tem o objetivo de conter o material sedimentar e proteger a praia de processos erosivos.

A engordamento da faixa de praia gerada pelos quebra-mares do projeto ocorre naturalmente, mas espera-se que o material de processamento movido durante a fase de construção dos molhes, para limpeza do fundo marinho, possa ser usado para a nutrição da praia.

O material dragado será reinserido na área de calma atrás dos molhes, para acelerar e estabilizar o fenômeno de engordamento.

Figura 2.5.2.1.63 - Área inferior dragada



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Figura 2.5.2.1.64 - Indicação da área de nutrição natural, que pode ser aumentada com o material dragado.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Engordamento da Faixa de Praia

Os molhes representam uma intervenção de defesa costeira, que pode ser considerada uma zona de "engorda protegida", pois tem o objetivo de conter o material na costa e proteger a praia dos processos erosivos.

O processo de engordamento da faixa de praia produzida pelos quebra-mares do projeto ocorre naturalmente, mas espera-se que o material extraído durante a fase de construção dos molhes, possa ser usado nesse processo.

O material dragado será reinserido na área de calma atrás dos molhes, para acelerar e estabilizar o fenômeno de engordamento da costa.

O material dragado deve, portanto, ser recolhido e transportado até o ponto em que se destina.

Técnicas de Transporte e Abastecimento

Em analogia com as técnicas de escavação, também o transporte e o deposição de sedimentos podem ser realizados com várias técnicas, hidráulicas ou mecânicas, cujo uso depende em grande parte do destino final.

No primeiro caso (técnicas hidráulicas), o sedimento é normalmente transportado através do uso de tubulações, garantindo assim a continuidade das operações de transferência.

No segundo caso (técnicas mecânicas), as operações podem ser contínuas ou não, de acordo com o tipo de instrumento utilizado para o transporte: o uso de correias transportadoras permite a continuidade das operações, enquanto o transporte por barcos (que pode coincidir com a própria draga) é descontínuo (ciclo de carga - transporte - descarga).

As principais técnicas de transporte e deposição dos sedimentos mais comumente usados em áreas costeiras (para nutrição de praias) e offshore (acima de 5 km ou em profundidades superiores a 200 m) são brevemente ilustradas a seguir.

Transporte dos Sedimentos Dragados

O transporte do material dragado é geralmente realizado usando embarcações. Em particular, quando as operações de escavação são realizadas com dragas de sucção autopropulsadas com poço de carregamento (TSHD), os sedimentos são transportados pela mesma draga, uma vez concluídas as operações de carregamento de material.

Nos casos em que as operações de escavação são realizadas com dragas hidráulicas diferentes das TSHD (por exemplo, aspiradores estacionários com disruptor ou sem disruptor) ou, alternativamente, com dragas mecânicas (por exemplo, draga escavadeira, draga de caçamba) sedimentos dragados são geralmente transportados por embarcações especiais (por exemplo, barcaças), frequentemente chamadas de "barge", que atuam como um vetor entre o local da escavação e o local de deposição.

As embarcações podem ser divididas em duas categorias (Vlasblom, 2003), com base na possibilidade de descarga automática (self-unloading barges) ou na necessidade de usar um veículo externo (non-self-unloading barges).

No primeiro caso, em analogia ao TSHD, a barcaça (ou split barge) é geralmente equipada com uma abertura total na direção longitudinal ou um sistema de múltiplas aberturas no fundo do casco.

No segundo caso, o sedimento carregado pela barcaça deve, por sua vez, ser conduzido com meios mecânicos ou hidráulicos adequados (normalmente os meios utilizados são do mesmo tipo que os utilizados para escavar o material).

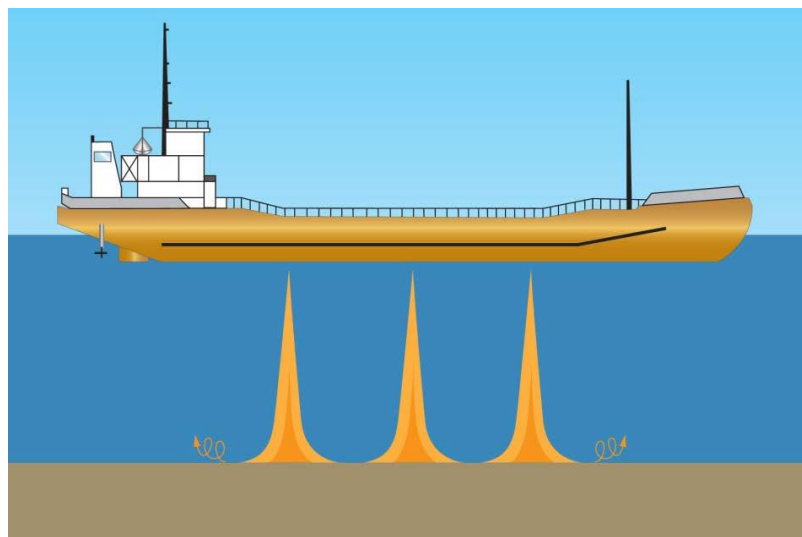
Descarga Mediante a Abertura do Casco (Dumping)

A descarga do material com a abertura do casco é denominado dumping. O principal requisito que deve ser garantido em uma operação de descarga é a velocidade da operação: o casco deve ser esvaziado o mais rápido possível,

garantindo que, para qualquer tipo de material, o resíduo no tanque (tremonha) seja limitado em uma quantidade insignificante.

Os métodos para liberar o material podem variar dependendo da configuração das aberturas no casco. Em particular, o casco pode ser constituído por portas deslizantes ou do tipo "válvula", posicionadas lateralmente ou por baixo, ou por sistemas de abertura total ou parcial na direção longitudinal (split barge, Figura 2.5.2.1.65), com mecanismos de abertura e fechamento geralmente gerenciado por um sistema hidráulico com o qual o veículo está equipado.

Figura 2.5.2.1.65 - Split Barge



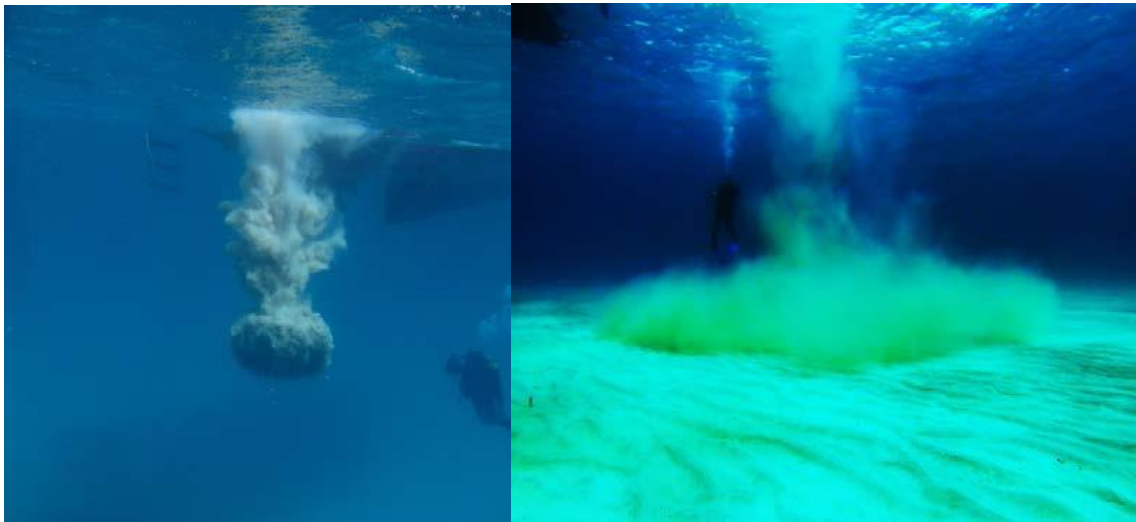
Fonte: ISPRA, 2017

Mecanismos de liberação de sedimentos

Uma operação de deposição por sedimento mediante dumping determina uma liberação de sedimentos ao longo da coluna de água e, em uma extensão significativamente maior, na camada próxima ao fundo, onde a massa de sedimentos liberada afeta o fundo, pela colocação simultânea em suspensão do sedimento que constitui o fundo marinho original (Figura 2.5.2.1.66).

O aumento da concentração de sedimentos em uma coluna de água depende significativamente do tamanho dos grãos do sedimento derramado, da composição do fundo, da geometria da abertura do casco e da rapidez da deposição

Figura 2.5.2.1.66 - Deposição do tipo dumping.



Fonte: ISPRA, 2017

Deposição Mediante Bombeamento Hidráulico

O depósito do material por bombeamento hidráulico é uma opção utilizada principalmente no caso de nutrição de praias (emergidas e / ou submersas), intervenções de restauração morfológica em áreas entre-marés e deposição do material em ambiente contaminado.

O uso do material para fins de nutrição e restauração morfológica pode estar associado a várias técnicas de deposição / liberação, escolhidas de acordo com a granulometria e o volume total de sedimentos necessários para a intervenção em questão.

A seguir, são apresentadas algumas observações práticas sobre técnicas de deposição para nutrição e restauração morfológica usando bombeamento hidráulico.

- A velocidade com que a mistura água-sedimento é relançada pelas bombas e, conseqüentemente, a dinâmica que ocorre na interface ar-água, depende muito não apenas da potência das bombas utilizadas, mas também e, sobretudo, da composição da mistura (que em alguns casos pode ter uma relação sedimento / água igual a 1/10) e pelo tamanho de partícula do material em questão.

- As intervenções de nutrição de praias em praias emergidas e submersas com areia (não grossa) podem ter grandes volumes gerais e são frequentemente (mas não exclusivamente) realizadas por sistemas de bombeamento hidráulico. Nesses casos, o sedimento, previamente carregado em dragas hidráulicas de auto-carregamento de refluxo e tratado com admissão de água, pode ser devolvido à praia a partir de duas técnicas possíveis: o relançamento da mistura de água e sedimento por meio do sistema hidráulico de bombas centrífugas e dutos submersos ou flutuantes.

O sedimento, uma vez depositado na área de nutrição (geralmente próximo à costa ou diretamente no ambiente submerso), deverá ser distribuído e regularizado com a ajuda de meios adicionais; ou relançamento da mistura água-sedimento sem o uso de tubulações.

Para a forma arqueada que apresenta o jato da mistura bombeada diretamente do navio para a praia, essa técnica é frequentemente chamada de arco-íris (rainbowing).

- Para as intervenções de restauração morfológica em ambientes de transição com volumes consistentes, a técnica mais frequentemente usada para colocar o material dentro das terminações é o bombeamento hidráulico (Figura 2.5.2.1.67).

Figura 2.5.2.1.67 - Bombeamento hidráulico



Fonte: ISPRA, 2017

Mecanismos de Liberação de Sedimentos

As técnicas de colocação de sedimentos são geralmente associadas a um mecanismo de liberação de sedimentos ao longo de toda a coluna de água: o material liberado na superfície tende a assentar progressivamente a uma velocidade que é função do tamanho e das condições das partículas hidrodinâmica local. No processo de migração do sedimento para o fundo, parte do material é progressiva e uniformemente perdida ao longo da coluna de água.

A técnica de nutrição por rainbowing induz uma alta dispersão do sedimento injetado na coluna d'água, de modo que muitas vezes é encontrado um déficit significativo entre o volume de material derramado e o volume realmente estabelecido na "área-alvo", normalmente esperado na fase planejamento da intervenção. Essas diferenças de volume são menores usando técnicas que reduzem drasticamente o tempo de entrada (por exemplo, dumping).

As intervenções de restauração morfológica, em virtude da granulometria dos sedimentos derramados, geralmente médio-fino, e das baixas cotas batimétricas das áreas de intervenção, podem se tornar fontes de dispersão do material ainda não consolidado através (as passagens das conexões) das passagens das contra-contaminações em casos de eventos de intensidade específicos (por exemplo, excepcional maré alta).

O fenômeno da liberação de sedimentos após a colocação do material é algo ainda pouco estudado. Em geral, pode-se afirmar que os mecanismos de liberação ilustrados para dumping são válidos.

Deposição com Meios Mecânicos

Os meios mecânicos retiram o material da barça (barge) e derramam em uma coluna de água, a partir de um processo mecânico inverso ao descrito acima.

O deposição com meios mecânicos é geralmente usado para nutrição de praias (emergidas e submersas) com sedimentos que apresentam uma granulometria grossa (areia grossa, cascalho) ou para intervenções de restauração morfológica em áreas de transição, que geralmente têm volumes gerais limitados. Nesses casos, a técnica mais utilizada para a colocação do material é o uso de pontões equipados com uma caçamba ou escavadeira: por meio da escavadeira, o material, previamente dragado e colocado no pontão, é retirado do pontão e liberado na superfície de água na vertical do ponto desejado.

Mecanismos de Liberação de Sedimentos

Os mecanismos de liberação são considerados semelhantes aos ilustrados para o deposição através das aberturas do casco (dumping).

Mecanismos de Mistura e Transporte

Abaixo está uma descrição dos processos de mistura e transporte que caracterizam o desenvolvimento de uma pluma de turbidez a diferentes distâncias do local da intervenção (por exemplo, John et al., 2000; HR Wallingford Ltd & Dredging Research Ltd, 2003; Bridges et al., 2008; Er et al., 2016): da área de geração (ponto

de liberação ou dredging zone) até o campo próximo (ou near-field zone) até o campo distante (ou far-field zone).

Em particular, é fornecida uma descrição qualitativa dos principais processos de mistura e transporte em relação aos objetivos das operações de manuseio examinadas: escavação (ou dragagem), deposição no mar e deposição em áreas costeiras.

Também serão indicados os modelos matemáticos que podem ser utilizados para estimar o fenômeno da dispersão de sedimentos, especificando que somente após a análise detalhada da batimetria, as características climáticas e oceânicas e das características físicas, químicas e geo-morfológicas do fundo do mar, serão desenvolvidos e aplicados, antes da fase de instalação.

Geração e Desenvolvimento de Plumaz de Turbidez Durante a Dragagem (Operações de Escavação)

No caso da formação de uma pluma durante a escavação (ou dragagem), a área de geração da turbidez pode ser considerada aproximadamente coincidente com a posição da draga (ou zona de dragagem).

Nesta área, a dinâmica de transporte da pluma turva é de natureza turbulenta, caracterizada por uma escala de segundos e espacial de alguns metros, dominada pela força da gravidade que causa a sedimentação imediata no fundo da fração de sedimentos com maior granulometria.

Os mecanismos de ressuspensão e / ou liberação na coluna de água do veículo de dragagem são estritamente dependentes das modalidades técnico-operatórias utilizadas (tipo de draga, velocidade, produtividade e espessura do corte durante um ciclo de dragagem, profundidade de escavação, dispositivos operacionais, etc.), intimamente ligado, por sua vez, às características dos sedimentos a serem movidos.

O limite externo da área de geração da pluma de turbidez geralmente identifica a distância mais próxima dos veículos em operação nos quais é possível obter

medições de turbidez e concentração de sedimentos em suspensão e distinguir entre os diferentes mecanismos de liberação de sedimentos.

No campo próximo (ou near-field zone), a dinâmica da pluma ainda é de natureza turbulenta, mas caracterizada por uma escala de tempo de minutos e uma escala espacial de algumas dezenas de metros.

Aqui, os fenômenos de transporte de sedimentos em suspensão dependem dos métodos técnicos e operacionais utilizados para o movimento e da hidrodinâmica do local da intervenção.

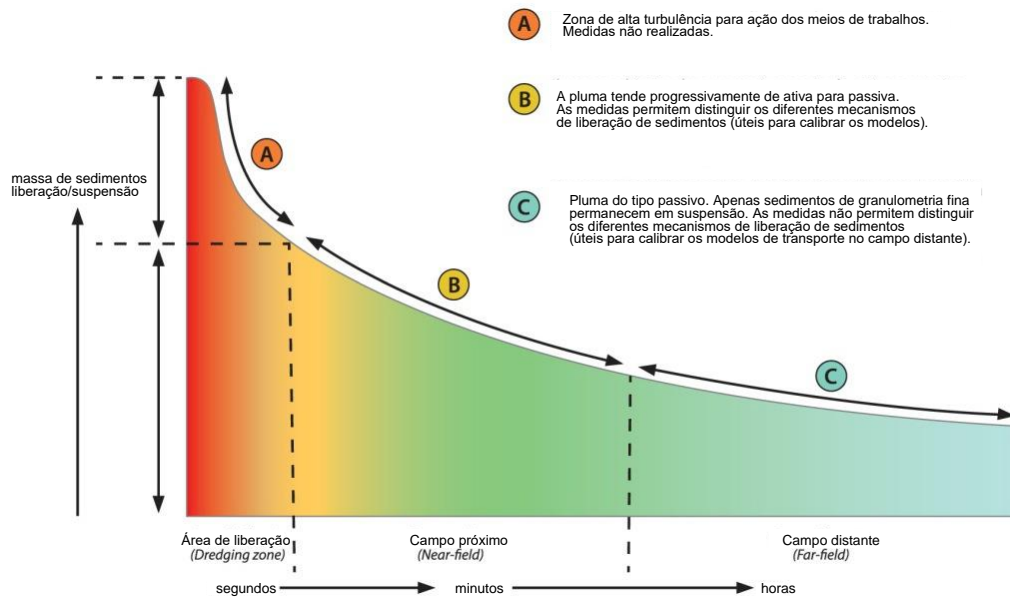
Dentro do campo próximo, os sedimentos em suspensão começam a passar por processos de sedimentação diferencial (Hadfield, 2014), em que as frações mais grossas se depositam progressivamente longe do ponto de liberação e apenas as frações granulométricas mais finas contribuem para formar a pluma turva no campo distante.

Mais precisamente, o comportamento da pluma tende de ativo para passivo e, portanto, previsível e quantificável.

Finalmente, no campo distante (ou far-field zone), os processos de transporte e deposição são condicionados principalmente pela ação das forças hidrodinâmicas (ondas, marés, vento, gradientes de densidade, etc.) e a dinâmica da pluma é essencialmente do tipo passivo.

Em particular, nesta área, as frações granulometria mais finas podem permanecer em suspensão por vários dias e ser transportadas mesmo em áreas muito distantes (em uma escala espacial de quilômetros) a partir da área de geração e, portanto, é possível reproduzir e quantificar os fenômenos de transporte com modelos matemáticos com um bom nível de confiabilidade (HR Wallingford Ltd e Dredging Research Ltd, 2003; John et al., 2000). Embora os processos de transporte e deposição nessa área sejam afetados principalmente pela ação das forças hidrodinâmicas, seu tamanho varia consideravelmente, dependendo da maneira pela qual os sedimentos ressuspensos e / ou liberados na coluna de água alimentam a formação do campo distante (profundidade de distribuição, volume inicial e distribuição do tamanho da partícula, etc.).

Figura 2.5.2.1.68 – Dinâmica da pluma



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Geração e Desenvolvimento de Plumões de Turbidez Durante as Deposições

O desenvolvimento da pluma de turbidez durante operações de deposição tem semelhanças óbvias com o desenvolvimento da pluma durante as operações de escavação.

Também neste caso, de fato, as mesmas áreas podem ser identificadas, procedendo as distâncias crescentes do local do deposição (área de origem ou dredging zone), caracterizadas por diferentes processos de mistura e transporte.

Apesar dessas semelhanças, no entanto, o desenvolvimento da pluma turva no campo próximo pode diferir consideravelmente no caso de deposições no mar e em áreas costeiras.

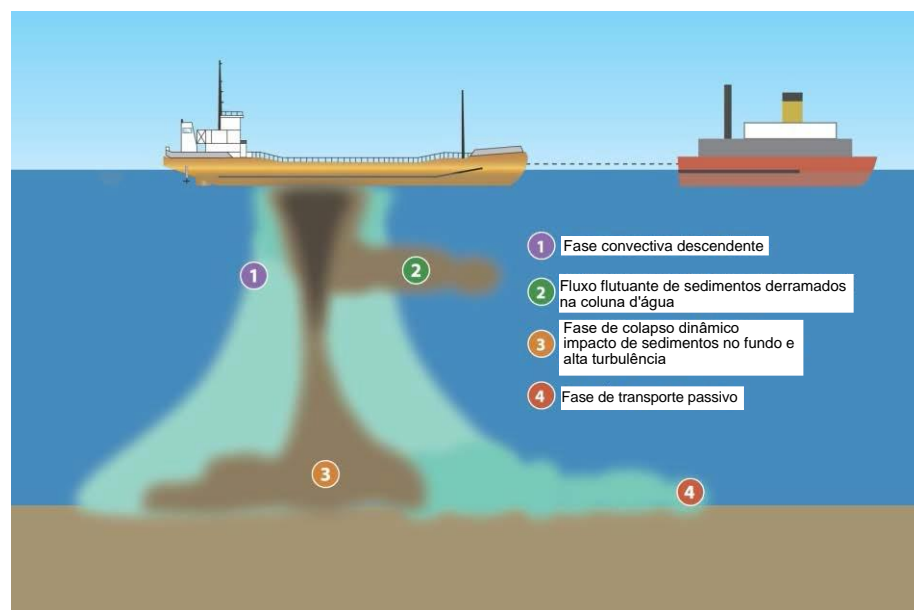
O caso do desenvolvimento de plumões de turbidez no campo próximo durante deposições no mar (ou em qualquer caso em áreas onde é possível usar técnicas de dumping) foi objeto de investigações específicas (Bokuniewicz et al., 1978; Rahimipour & Wilkinson, 1992; Johnson & Fong, 1995; Bailey et al., 2004; Howlett, 2003; Saremi, 2014; Er et al., 2016).

Geralmente, se a hipótese de liberação pontual e instantânea puder ser razoavelmente aceita (por exemplo, quando o volume de sedimentos for grande), a dinâmica do fluxo de sedimentos derramados será considerada diferenciável em três fases distintas (Bokuniewicz et al., 1978; Rahimipour & Wilkinson, 1992; Ruggaber, 2000) resumidos na Figura 2.5.2.1.69.

A fase inicial descendente convectiva é influenciada principalmente pelos parâmetros operacionais e pela força da gravidade (por exemplo, efeitos de flotação do fluxo). À medida que a distância do ponto de liberação aumenta, os sedimentos, que inicialmente se movem para o fundo como um corpo fluido, guiados pela diferença de densidade, tendem a ser cada vez mais afetados pelos processos internos de circulação e sedimentação, baseados na velocidade de sedimentação (fase dispersiva).

Após o impacto dos sedimentos derramados no fundo, ocorre a fase de colapso dinâmico, caracterizado por alta turbulência e o início dos processos de dispersão e disseminação de sedimentos ao longo da horizontal. Finalmente, há a fase de transporte passivo, que define a passagem do campo próximo ao campo distante, onde o transporte de sedimentos é mais afetado pelas correntes locais.

Figura 2.5.2.1.69 – Dinâmica do fluxo de sedimentos



Fonte: ISPRA, 2017.

No caso do desenvolvimento da pluma de turbidez, no campo próximo, durante o deposição em áreas costeiras (por exemplo, visando a redistribuição de areia na

praia, perto da foz do rio, ou mais geralmente quando o movimento de sedimentos com meios de trabalho com alta capacidade de carga / potência das bombas de drenagem) a extensão dos aumentos no campo próximo depende principalmente da quantidade de sedimentos e dos dispositivos técnicos usados no modo de deposição (por exemplo, para reduzir o excesso (overflow) na fase de carregamento e maximizar a densidade da mistura água-sedimento derramada). Em particular, a fração de sedimentos colocados em suspensão em relação ao total de sedimentos depositados devido à ação perturbadora exercida pelas condições hidrodinâmicas locais depende estritamente da densidade do novo material depositado (Roman-Sierra et al., 2011). De acordo com Winterwerp (2002), de fato, o desenvolvimento da pluma turva (bem como na efetividade das intervenções ao longo do tempo) incide principalmente na densidade e, portanto, na dinâmica da massa da mistura água-sedimento derramada em relação à velocidade de sedimentação do indivíduo partículas de sedimentos.

No caso de deposição em áreas costeiras usando métodos de dumping, a profundidade além da qual a pluma se torna dispersiva pode ser considerada maior que a profundidade da água. Isso implica que as fases iniciais do desenvolvimento da pluma durante a deposição de grandes quantidades de sedimentos em áreas costeiras (caracterizadas por profundidade limitada e, no caso de áreas costeiras, mesmo por alta agitação hidrodinâmica) podem ser caracterizadas em duas dimensões (2D), ambas para a fase descendente inicial e para a fase dispersiva da dinâmica no campo próximo.

Somente mais tarde a pluma pode sofrer processos (3D) no campo distante se atingir águas mais profundas ou estratificadas.

Termo de Origem da Atividade de Deposição em Áreas Costeiras

Pouquíssima informação pode ser deduzida a partir da literatura técnica relativa à distribuição temporal espacial da concentração de sólidos em suspensão em áreas próximas àquelas em que uma operação de deposição de sedimentos é realizada para fins de nutrição (Winterwerp, 2002; Roman-Sierra et al. , 2011).

Do ponto de vista físico, a seção terminal do tubo de retorno da mistura de água é posicionada em um nível muito superior ao nível médio. No entanto, enquanto a fração grossa da mistura tende a se depositar (e ser movida por meios mecânicos) nas imediações da restituição, a fração mais fina tende a migrar e formar uma pluma de turbidez, sujeita a fenômenos de difusão e dispersão.

Existem muitos fatores que influenciam a concentração de sólidos em suspensão e a extensão da pluma de turbidez, como a força meteo-marinha, as características granulométricas da mistura de refluentes (em particular a fração fina), bem como a configuração e a técnica do refluyente .

Na ausência de formulações confiáveis para a estimativa do termo fonte (termo de origem) no caso de refluxo em áreas costeiras, é aconselhável realizar uma análise de sensibilidade dos resultados numéricos, levando em consideração a massa total de sedimentos finos disponíveis para o transporte no campo distante, conforme previsto pelo método geral proposto por Becker et al. (2015), apresentado a seguir.

Os mesmos problemas também estão presentes no caso de operações de deposição para fins de restauração morfológica do fundo do mar em áreas de transição.

O Método Geral de Becker et al. (2015)

Becker et al. (2015) propuseram um método geral, válido para cada modo técnico-operacional, para estimar a fonte de sedimento (kg / s) disponível no campo distante e inserí-lo adequadamente no domínio de cálculo.

O objetivo do método é chegar a estimativas confiáveis e mais realista possível, sem usar (pelo menos inicialmente) modelos mais Parques.

O método surge da combinação das diferentes abordagens conhecidas na bibliografia do setor (John et al., 2000), que já estão parcialmente descritas nos parágrafos anteriores. Em particular, Becker et al. (2015) complementam:

- o método para estimar a taxa de liberação de sedimentos (em kg / s) próximo à área de manipulação de sedimentos;

- método do fator de ressuspensão, no qual a massa total de sedimentos (kg) suspensos é expressa em relação à quantidade total de sedimentos movidos (kg / m);
- o método para estimar o fluxo de sedimentos (kg / m / s) que sai do campo próximo.

Em particular, o método propõe um procedimento geral que inclui as seguintes etapas:

1. a análise dos métodos de trabalho para a definição do tipo de fonte;
2. a estimativa do volume total de sedimentos finos disponíveis para transporte no campo longínquo;
3. a distribuição do sedimento fino disponível (fracionamento do termo fonte) com base nos métodos e época das fases em que todo o ciclo de trabalho pode ser dividido (por exemplo, dragagem / escavação, carregamento / overflow, deposição final);
4. a inserção adequada do termo de origem no domínio de cálculo (no tempo e no espaço) no campo da modelagem numérica.

A estimativa da massa total de sedimentos finos (m_t , em kg de peso seco) potencialmente disponível em o transporte no campo distante pode ser expresso, em uma primeira aproximação, em relação ao volume total do sedimento a ser movido:

$$m_t = (1 - n)\rho_s V_{tot} f_{63\mu m}$$

Onde n é porosidade, ρ_s é a densidade do grão, V_{tot} é o volume total de sedimentos movidos (dragados ou realocados) e $f_{63\mu m}$ é a fração de sedimentos finos (menor que o diâmetro característico igual a $63 \mu m$).

Observa-se, no entanto, que apenas uma fração do V_{tot} é realmente liberada no campo distante. Portanto, com uma abordagem completamente empírica, é possível expressar a massa total de sedimentos finos realmente disponíveis para o transporte no campo distante, como:

$$m_{eq} = \sigma_{eq} m_t$$

No qual o coeficiente σ_{eq} constitui um parâmetro empírico associado à técnica de dragagem e para a fase do ciclo de trabalho considerado, a ser especificado de acordo com as opções de projeto.

Nesta abordagem, o conceito de fator de ressuspensão é reconhecido, embora se refira à massa disponível de sedimentos finos (m_{eq} , em vez da massa total de sedimentos movidos, m_t).

O termo fonte, caracterizado por um fluxo de sedimentos, pode ser definido identificando a duração (Δt) de cada fase do ciclo de trabalho e avaliando um valor médio:

$$q = \frac{m_{eq}}{\Delta t}$$

Em que q é a função de origem relacionada à fase genérica de duração do trabalho (Δt) para a qual existe uma massa final disponível igual a m_{eq} .

A divisão do termo fonte entre as diferentes fases do ciclo de trabalho, para as quais é concebível uma liberação significativa dos sedimentos (dragagem / escavação, transbordamento na fase de carregamento / transporte e deposição) é uma etapa crucial do método e deve ser realizada com base em análise do modo de operação usado.

No caso de operações de manuseio com dragas hidráulicas, o termo fonte é calculado dividindo a massa de sedimentos finos disponíveis para transporte no campo distante em diferentes pontos e instantes representativos das fases operacionais:

- 1) escavação / dragagem;
- 2) transbordamento (overflow) durante o carregamento / transporte;
- 3) deposição.

Em particular, através de relações conceitualmente semelhantes, são calculados:

1) a fração de liberação na fase de dragagem (m_d):

$$m_d = \sigma_d m_t$$

2) a fração de liberação para transbordamento na fase de carregamento (m_o):

$$m_o = \frac{t_2 - t_1}{t_2 - t_0} (1 - f_{sed}) (1 - f_{trap}) m_h$$

Onde $m_h = (m_t - m_d)$ é a massa de sedimentos finos transportada no poço de carregamento da draga (ou seja, a quantidade total reduzida pela massa perdida durante a fase de dragagem), enquanto a fração (m_o) do sedimento fino sujeito a transbordamento (overflow) é calculada fenômenos da sedimentação (f_{sed}) e aprisionamento (f_{trap}) dos sedimentos transportados no poço de carregamento, que ocorrem entre os instantes t_0 e t_1 (sedimentação) e t_0 e t_2 (aprisionamento). Além disso, da fração (m_o) do sedimento fino sujeito a transbordamento (overflow), uma parte (m_{od}) atinge o fundo no contexto de um processo dinâmico de pluma (m_{od}):

$$m_{od} = (1 - \sigma_o) m_o$$

e apenas o resto vai alimentar a pluma passiva (m_{op}) no campo distante:

$$m_{op} = \sigma_o m_o$$

3) a fração de liberação na fase de deposição, na qual a massa fina de sedimentos $m_s = (m_h - m_o)$ é liberada em uma coluna de água durante a fase de deposição da perda final na fase de carregamento por transbordamento (overflow). Quanto à etapa anterior, da fração liberada na fase de deposição (m_s), uma parte chega ao fundo em um processo dinâmico (m_{sd}):

$$m_{sd} = (1 - \sigma_s) m_s$$

enquanto uma parte vai alimentar a pluma passiva no campo distante:

$$m_{sp} = \sigma_s m_s$$

No caso de manuseio com dragas mecânicas, a liberação atribuível ao transbordamento é desprezível; portanto, o termo fonte pode ser dividido em duas partes:

- 1) a fração da massa final liberada durante a fase de dragagem / escavação (md);
- 2) a fração da massa final liberada durante a fase de deposição (ms).

A definição das durações das diferentes fases que geram um fluxo de sedimentos durante o ciclo de trabalho considerado para as dragas hidráulicas (dragagem, transbordamento e deposição) e do tipo mecânico (dragagem e deposição) permite estimar a intensidade média (kg / s) do termo fonte.

Finalmente, observa-se que a definição correta dos parâmetros empíricos (σ_d , σ_o , σ_s) do termo de fonte fracionada que coincide conceitualmente com σ_{eq} desempenha um papel crucial na correta aplicação do método.

Esses parâmetros podem ser estimados usando as técnicas descritas anteriormente. Contudo, deduzir esses parâmetros com um bom nível de confiabilidade requer a execução de medições ad hoc de campo e / ou o uso de modelos detalhados. A Tabela 2.5.34 mostra a ordem de magnitude dos parâmetros σ (dragagem: σ_d ; transbordamento: σ_o ; deposição: σ_s) para as diferentes fases operacionais, extraídas de Becker et al.. (2015)

Quadro 2.5.2.1.13 - Faixa de variação dos parâmetros empíricos associados às diferentes fases operacionais.

FASE OPERATIVA	VALORES CARACTERÍSTICOS
Dragagem	0,00 – 0,03
Coefficiente de sedimentação	0,00 – 1,00
Coefficiente de captura	0,01 – 0,05
Cabeça de dragagem com disruptor	0,01 – 0,05
Draga mecânica	0,00 – 0,04
Overflow	0,00 – 0,20
Deposição (dragagem hidráulica)	0,00 – 0,10
Deposição (dragagem mecânica)	0,00 – 0,05

Fonte: Becker et al., (2015).

Algumas aproximações nas estimativas podem derivar do fato de que:

- a definição do tamanho granulométrico para o componente fino não é definida exclusivamente: os autores se referem ao limite de 63 μm em relação à escala de Wentworth, mas muitas formulações relacionadas à fase de dragagem usam o limite de 74 μm definido na classificação USCS (Unified Soil Classification System);

- a equação pode ser usada para estimar a massa de sedimentos pertencentes a diferentes classes granulométricas, substituindo a fração $f_{63\mu\text{m}}$ pela fração relativa às classes desejadas, mas a definição do número de classes granulométricas é tipicamente arbitrária;

- a fonte de liberação é expressa em relação à porcentagem final presente no volume total do sedimento a ser tratado em condições não perturbadas (V_{situ}), mas não considera o possível aumento na porcentagem final decorrente da ação mecânica dos meios de trabalho (especialmente na fase do escavo) e a possível diminuição causada pela formação de aglomerados sedimentares que favorecem a sedimentação do sedimento em suspensão.

Modelos Matemáticos para Simulação de Transporte e Deposição de Sedimentos

Os modelos para simular os fenômenos de transporte (dispersão, difusão e deposição) requerem o conhecimento do campo hidrodinâmico e das características da fonte (sistema de escavação ou deposição), a fim de obter os parâmetros de entrada necessários para obter estimativas confiáveis da variabilidade espaço-temporal dos sedimentos em suspensão.

Desse ponto de vista, é útil ter uma ferramenta de baixa carga computacional que pode ser usada para uma seleção dos cenários mais críticos e as técnicas operacionais mais adequadas para a realização simultânea dos objetivos do projeto e dos objetivos ambientais.

É óbvio que isso leva a uma inevitável simplificação das equações constitutivas do modelo.

Portanto, na primeira fase de otimização, geralmente segue uma segunda fase detalhada, na qual modelos mais refinados são usados para reproduzir cenários selecionados no contexto da primeira fase.

A seguir, descrevemos os modelos simplificados e os mais sofisticados.

Modelos Simplificados com Solução Analítica

Normalmente, os modelos mais baratos consistem em soluções analíticas de equações adequadamente simplificadas. Essas soluções são expressas de forma fechada (ou seja, utilizáveis com operações aritméticas simples) ou integrais (ou seja, utilizáveis com técnicas de integração numérica padrão) e têm a característica de serem soluções exatas (diferentemente das soluções obtidas com métodos numéricos aproximados). Esse último recurso também é útil para o uso de modelos mais sofisticados, que podem ser validados por comparação com os resultados obtidos com modelos simplificados, no contexto de cenários nos quais hipóteses simplificadoras não são muito influentes.

Em geral, os modelos simplificados de transporte e deposição de sedimentos são reduzidos à definição da solução da equação de dispersão e à difusão dos sedimentos ressuspensos.

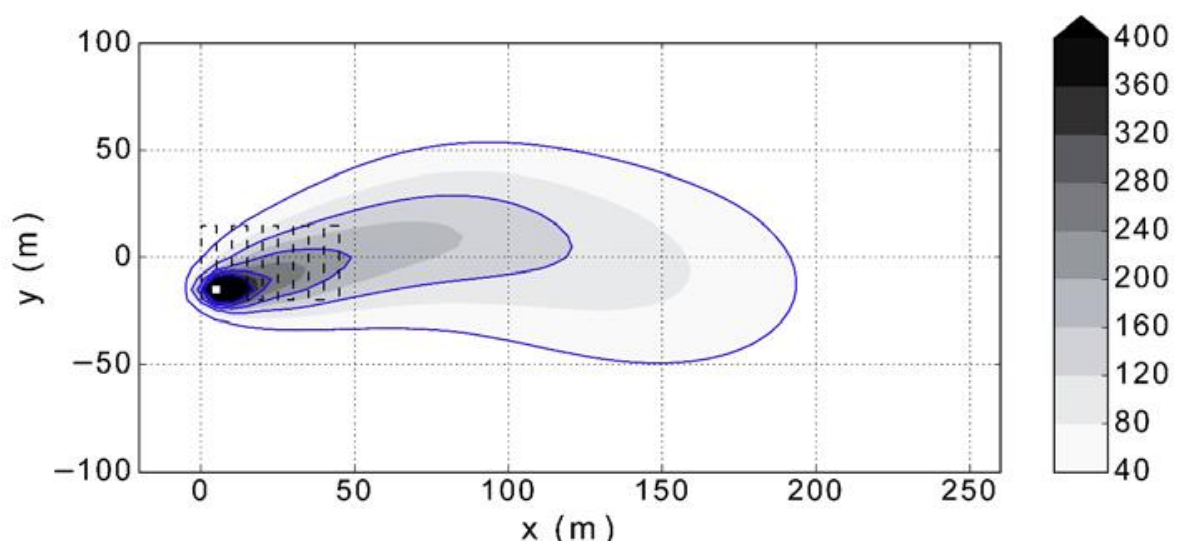
Com o objetivo de avaliar a evolução da área potencialmente afetada pelos efeitos induzidos pelas atividades de movimento, a variabilidade vertical do sólido em suspensão é geralmente insignificante (modelos 2DH). A essa aproximação (às vezes adotada também para os modelos mais refinados), é adicionada a simplificação de velocidades ambientais homogêneas (não variáveis no espaço), mas, no entanto, variáveis ao longo do tempo; coeficientes de difusão homogêneos e constantes (embora com a possibilidade de simular anisotropia do meio e do fluxo); profundidade constante; taxa de deposição constante.

Esses modelos podem ser usados na fase de análise preliminar, na qual modelos simplificados são capazes de descrever os aspectos mais importantes da evolução espaço-temporal da pluma de turbidez.

Existem modelos simplificados capazes de avaliar a evolução da pluma turva com uma produção constante de sedimentos localizada em uma área fixa, a chamada "fonte contínua" (Shao et al., 2015; Shao et al., 2016). Esses modelos permitem definir os piores cenários em termos de correntes ambientais (constantes ou variáveis ao longo do tempo, mas em qualquer caso homogêneas no espaço), valores a serem atribuídos a coeficientes de difusão e taxa de deposição, bem como ao termo de origem.

No caso de uma fonte contínua, é possível otimizar a intervenção variando (no máximo parametricamente) os valores da produção de sedimentos, mas não a sucessão temporal da liberação do sedimento, dependendo das técnicas operatórias relacionadas à intervenção. Para esse fim, foram propostos métodos que podem simular a variabilidade do espaço temporal da fonte de ressuspensão (Di Risio et al., 2017) (Figura 2.5.2.1.70).

Figura 2.5.2.1.70 - Evolução da pluma turva induzida por atividades de dragagem hidráulica realizadas em um canal.



Fonte: Adaptado de Risio et al., 2017.

Estimativa do Fenômeno para o Projeto

Para o projeto em exame, a técnica de engordamento da faixa de praia mais adequada e a modelagem matemática mais complexa para avaliar a pluma de turbidez serão definidas durante a fase de construção e após a análise precisa das características do fundo do mar.

A área do projeto já possui um alto grau de turbidez na costa onde os molhes serão construídos.

Estimativa da Pluma de Turbidez

Prosseguimos agora com uma estimativa simplificada do fenômeno, para avaliar pelo menos em primeira aproximação a propagação do sedimento.

No caso em questão, o sedimento é transportado para a área de deposição e devolvido à área costeira por meio de uma draga hidráulica, por exemplo, do tipo de sucção autopropulsada com um poço de carga. Nesse caso, a fonte pode ser considerada como um tipo estacionário (ou seja, a posição não muda ao longo do tempo) e com uma intensidade constante de duração finita (igual à duração da operação de deposição).

Na hipótese de deposição em áreas com profundidade limitada, é provável que considere a fonte distribuída por toda a coluna d'água.

Em relação aos métodos operacionais selecionados, o genérico ciclo de movimentação foi composto nas seguintes etapas de processamento:

- dragagem;
- carga de sedimentos na embarcação;
- transferência da embarcação para a área de deposição;
- deposição em uma área costeira com a técnica de arco-íris (rainbowing);
- transferência da embarcação para a área de escavação.

Do ponto de vista físico, o termo “fonte” foi dividido durante a execução das fases de dragagem, carregamento e deposição. Portanto, temos as seguintes etapas de cálculo:

- Fase 1: Estimativa da quantidade de sedimentos finos ressuspensos durante a fase de dragagem;
- Fase 2: Estimativa da quantidade de sedimentos liberados devido ao transbordamento (overflow) durante o carregamento;
- Fase 3: Estimativa da quantidade de sedimentos finos liberada durante o deposição;
- Fase 4: Estimativa da intensidade da fonte de ressuspensão durante a fase de deposição;
- Fase 5: Definição da localização e duração da fonte durante o deposição.

Etapa : Estimativa da Quantidade de Sedimento Fino Disponível no Campo Distante Durante a Dragagem

É considerada uma fração fina ($d < 63 \mu\text{m}$), igual a ($f_{63} =$) 0,25 da massa total de sedimentos dragados.

A mesma caracterização permite a definição da:

- densidade dos grãos (ρ_s , por hipótese igual a 2.650 kg/m^3), da porosidade (n , para hipótese igual a 0,35), da densidade seca ($\rho_d = \rho_s - n\rho_s = 1.720 \text{ kg/m}^3$) e da densidade no local ($\rho_{\text{situ}} = \rho_d + n\rho_w = 2.080 \text{ kg/m}^3$, ρ_w para densidade da água igual a 1.028 kg/m^3).

Considera-se uma draga hidráulica do tipo TSHD com capacidade de carga (V_{tot}) de 5.000 m^3 , da qual deriva uma massa final total disponível (m_{tot}) igual a cerca de 2.150 t / ciclo .

Para cada molhe existem cerca de 11000 m^3 de material dragado ou 18920 t , portanto estão previstos 8 ciclos de transporte por molhe.

O volume dragado totaliza 121000 m³ é de cerca de 361200 t (considerando o peso específico seco).

Apenas uma fração (md) da massa final total disponível (mtot) é ressuspensa durante a dragagem. A massa de sedimentos perdidos durante a fase de dragagem (md) pode ser estimada com a relação: $md = \sigma_d m_{tot}$

onde o parâmetro σ_d está entre 0 e 0,03 (consulte a tabela de Becker)

Segue-se que a massa de sedimentos ressuspensos / liberados durante a fase de dragagem é no máximo igual a cerca de 65 t/ciclo.

Fase 2: Estimativa de Perdas de Sedimentos Finos Devido o Transbordamento Durante o Carregamento

Como parte da massa de sedimentos finos (secos) é perdida durante a fase de dragagem, apenas uma fração dela ($m_{tot} - m_d$) é carregada na draga e fica disponível, devido ao transbordamento (overflow).

A liberação de sedimentos durante o transbordamento (overflow) depende da duração da fase de carregamento e dos fenômenos de sedimentação e aprisionamento no interior do poço de carregamento da draga da mistura sedimentar. Seguindo a sugestão de Becker et al. (2015), é possível estimar a fração liberada pelo overflow, usando a seguinte relação:

$m_o = R_0 (1 - f_{sed})(1 - f_{trap})m_h$, na qual:

- R_0 é a razão entre a duração do transbordamento (overflow) e a duração da operação de escavação (entre 0 e 1, uma vez que o transbordamento, se presente, começa sucessivamente em conjunto com o enchimento do poço de carregamento).
- m_h é a massa fina de sedimentos que é carregada no poço de carregamento da draga ($= m_{tot} - m_d$), f_{sed} descreve os fenômenos de sedimentação no poço de carregamento (entre 0 e 1).

O f_{trap} descreve os fenômenos de aprisionamento na mistura sedimentar (entre 0,01 e 0,05). Daqui resulta que a liberação de transbordamento pode ser no máximo igual à massa fina que é carregada na draga.

Atribuindo aos parâmetros que fornecem m_o (R_0 , f_{sed} , f_{trap}) valores razoáveis (com base em dados da literatura, por exemplo, Becker et al., 2015) nos permite estimar a massa m_o de aproximadamente 1.065 t / ciclo ($R_0 = 0,70$, $f_{sed} = 0,25$, $f_{trap} = 0,03$).

Etapa 3: Estimativa da Quantidade de Sedimentos Liberados Durante a Deposição

Após a transferência da embarcação da área de dragagem para a área de deposição, a massa de sedimentos finos disponível para o campo distante na área de deposição é igual à massa total de sedimentos finos ($m_{tot} = 2,150$ t / ciclo), exceto perdas durante a fase de dragagem ($m_d = 65$ t / ciclo) e para transbordamento ($m_o = 1,065$ t / ciclo). Daqui resulta que a massa de sedimentos finos disponível para transporte no campo longínquo durante a fase de deposição (m_{ts}) é igual a 1.020 t / ciclo.

A estimativa da fonte de deposição, utilizando a formulação geral proposta por Becker et al. (2015), é:

$$m_s = \sigma_s m_{ts}$$

É necessário definir a parte do sedimento disponível para o transporte no campo distante, com base nas técnicas utilizadas. No caso de deposição com a técnica de arco-íris (rainbowing), a pluma de turbidez passa por processos de ressuspensão e transporte que são principalmente assimiláveis à fase dispersiva:

$$m_{sp} = \sigma_{sp} m_{ts}$$

em que σ_{sp} assume valores semelhantes aos relacionados ao fenômeno overflow (daí o valor do parâmetro σ_o entre 0 e 0,20).

Daqui resulta que a massa de sedimentos finos disponíveis para alimentar a pluma de turbidez no campo longínquo é no máximo igual a cerca de 205 t / ciclo.

Aplicando a fórmula geral de Becker et al. (2015), obtemos que o sedimento fino disponível no campo distante na fase de deposição (msp) é uma fração igual a cerca de 0,09 da massa fina disponível (mts).

Etapa 4: Estimativa da Intensidade da Fonte de Deposição

A estimativa da intensidade da fonte na fase de deposição depende da duração da operação que, por sua vez, depende da técnica de deposição e da potência usada para bombear a mistura de água e sedimentos. Considerando uma duração de deposição de 8 h (à qual corresponde um fluxo de massa de sedimentos de cerca de 300 kg / s), atingimos a estimativa final igual a 7,1 kg / s.

No caso descrito, hipotetizando da área de deposição de 100 metros quadrados e uma profundidade média de 3m, é obtido um fluxo médio de concentração de sedimentos de cerca de 24 g / m³ / s.

Etapa 5: Localização e Duração da Fonte Durante a Fase de Deposição

A descrição numérica da fonte deve ter o objetivo de descrever a posição e a duração da fonte em relação à técnica considerada. No caso em questão, a fonte é do tipo estacionário (ou seja, a posição não muda ao longo do tempo) com intensidade constante de duração finita (igual à duração da operação de deposição). Como a deposição ocorre em áreas costeiras com profundidades baixas, é possível considerar a fonte distribuída por toda a coluna d'água.

A estimativa, portanto, da área geográfica do jato, permite estimar o fluxo da concentração de sedimentos (por exemplo, g / m³ / s) a ser usado como um termo forçante da equação de conservação do sedimento em suspensão.

Supondo que a área afetada seja de 100 metros quadrados e uma profundidade média de 3 m, é obtido um fluxo médio de concentração de sedimentos de cerca de 24 g / m³ / s.

A tabela a seguir mostra os resultados obtidos nesta estimativa referentes aos ciclos.

Quadro 2.5.2.1.14 – Resultados obtidos

DESCRIÇÃO	VALOR	UNIDADE DE MEDIDA
Fração sutil in situ	0,25	-
Densidade dos grãos	2.650	Kg/m ³
Porosidade in situ	0,35	-
Densidade seca	1.720	Kg/m ³
Densidade in situ	2.080	Kg/m ³
Volume de carga da draga	5.000	m ³
Massa de sedimento fino disponível no campo distante	2.150	t/ciclo
Massa de sedimento fino perdido durante a escavação	65	t/ciclo
Massa de sedimento fino perdido por causa do overflow	1.250	t/ciclo
Massa de sedimento fino disponível no campo distante na fase de deposição	205	t/ciclo

Continuação do Quadro 3.5.2.1.14

Percentual de sedimento fino disponível no campo distante na fase de deposição com relação ao disponível	9,52	%
Fluxo de sedimentos	7,1	Kg/s
Fluxo de concentração média	23,80	g/m ³ /s

Fonte: ISPRA, 2017

Como você pode-se observar o percentual é muito baixo, atestado pela profundidade baixa, com uma dispersão muito limitada. O fenômeno não apresenta efeitos significativos, considerando também a turbidez já presente.

Note-se que esta estimativa deve ser considerada preliminar, antes da fase de implementação a necessidade efetiva de dragagem deve ser adequadamente avaliada, depois os meios realmente utilizados e as características do local em intervenção.

Como já foi dito, embora os valores de dispersão estejam contidos, é possível, no entanto, usar, para evitar a dispersão de sólidos, instrumentos de contenção, como anteparas ou cortinas de bolhas que atuam como barreira e evitam a dispersão.

ÁREA MARINHA

Na área marinha, são esperados os seguintes processos:

- **REALIZAÇÃO TURBINAS**

Instalação das fundações:

- Transporte para o porto das partes necessárias para a construção das fundações (operações terrestres / portuárias);

2.270

Raoni Ceci

- Possível pré-montagem das fundações (operações terrestres / portuárias);
- Transporte das fundações para a área de construção no mar (operações no mar);
- Preparação do fundo marinho e instalação das fundações (operações no mar);

Instalação das turbinas:

- Chegada e armazenamento dos materiais (operações terrestres / portuárias);
- Pré-montagem de máquinas em terra (operações em terra / porto);
- Aproximação das máquinas e do transformador à área da obra (operações no mar);
- Montagem e instalação das máquinas e transformadores (operações no mar)

As operações também são previstas para a:

- Realização de uma subestação de estação marítima;
- Realização de condutos e disposição de cabos elétricos no mar;

Obras de Fundação

Tipos de Fundações

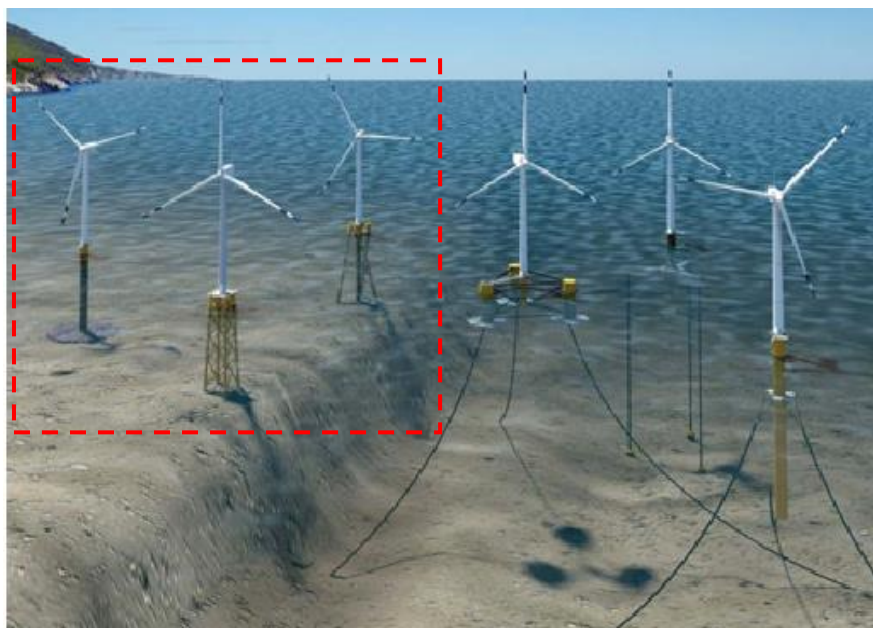
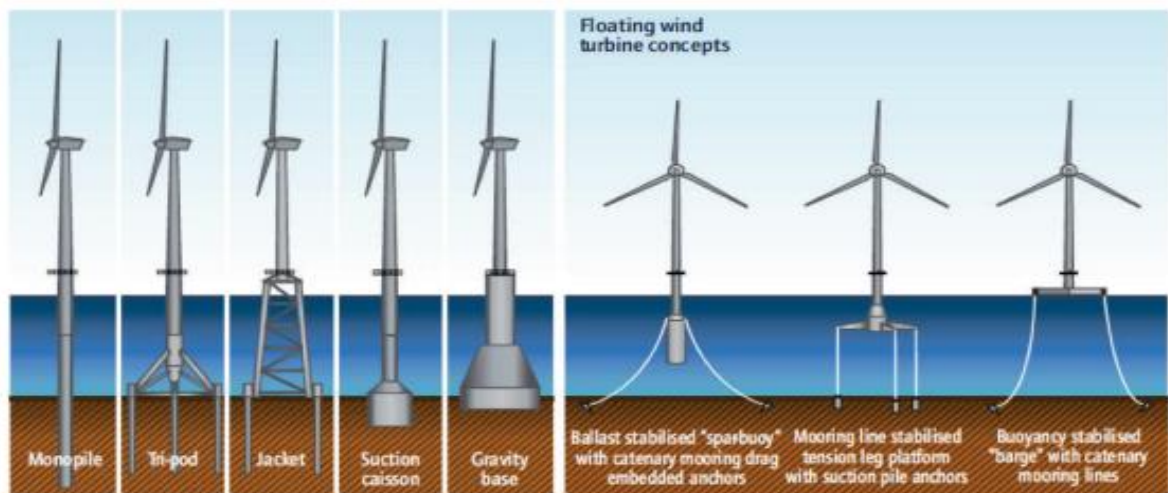
Atualmente, existem diferentes tipos de fundações para turbinas eólicas offshore. Em particular:

- Fundação Mono-estaca (monopile);
- Fundação por gravidade (gravity base);

- Fundação por caixa de sucção (suction caisson);
- Fundação tripé (tripod);
- Fundação treliça (Jacket)
- Fundação flutuante (floating turbine);

A seguir são representadas os diferentes tipos de fundações.

Figura 2.5.2.1.71 - Tipos de fundações, para turbinas eólicas offshore, com destaque para as fundações adequadas para águas rasas.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

A escolha do tipo de fundação mais adequado para turbinas eólicas offshore na área do projeto é determinada de acordo com os seguintes parâmetros:

- **Características geológicas da área da instalação e, em particular, do subsolo marinho.**

As áreas do projeto possuem fundos arenosos intercalados com emergências rochosas. O subsolo possui margens rochosas de arenito e granito em diferentes profundidades abaixo da camada superficial de cobertura arenosa.

- **Características dimensionais das turbinas do projeto.** As turbinas propostas no projeto têm dimensões de diâmetro de 220m e altura do hub igual a 150m e potência de 12MW.

- **Batimetria do fundo marinho nas áreas da planta.** A área de intervenção para a alocação das turbinas possui cota de profundidade que variam entre 10 e 23 m.

- **Técnicas de implementação adotadas para plataformas de extração de gás e hidrocarbonetos em áreas próximas à usina,** uma vez que os métodos construtivos e os tipos de fundação utilizados para as plataformas atendem, com ligeiras modificações nas estruturas, as técnicas necessárias para a instalação das turbinas descritas acima.

- **Impacto ambiental no componente solo e subsolo;**

- **Impacto no componente marinho natural;**

Fundações do Parque Eólico de Caucaia

Considerando as informações referentes à batimetria, as características geológicas do fundo do mar, coletadas para a área em questão e bibliografia existente, as técnicas usadas principalmente para instalações semelhantes e as formas de impacto geradas nos componentes ambientais do solo, subsolo e componente naturalista da usina eólica offshore de Caucaia, o tipo de fundação planejada com antecedência é a monopile que representa a solução mais conservadora também em termos de impacto ambiental.

Os dados iniciais permitiram, portanto, uma definição preliminar do tipo de fundação que, em qualquer caso, deverá ser confirmada, na fase pré-executiva, pelos

dados precisos a serem coletados através de uma extensa campanha de sondagens, para cada localização das fundações das turbinas e centrais elétricas.

Portanto, procederemos antes da fase de construção e instalação, com a realização de uma análise direta do fundo do mar, tanto em relação à morfologia do leito marinho, quanto à definição da geologia e geotecnia de pontos em correspondência com cada uma das obras a serem realizadas em terra, sobre a costa, e no mar através da prospecção e sondagens geológicas.

As ações e cargas aerodinâmicas serão, portanto, cuidadosamente avaliadas após a definição precisa do modelo da turbina e a caracterização precisa do solo e em subsolo marinho.

Deve-se notar que, como resultado da evolução tecnológica e do aprimoramento das técnicas de processamento para a execução das fundações, soluções inovadoras poderiam ser consideradas na fase de realização subsequente em relação à proposta. Se disponível no mercado no momento da construção, também é possível usar diferentes tipos de fundações cujos parâmetros de projeto de fato não excederão os definidos para os tipos de fundação indicados para o projeto atual.

A título exemplificativo, na hipótese de fundo marinho com presença de material granítico ou arenito rochoso no solo ou no subsolo, poderiam ser adotadas soluções de projeto que permitissem a criação de fundações com infusões menos profundas no subsolo, com duas ou três estacas de fundação de diâmetro reduzido em comparação com à fundação monopile, por exemplo, adotando fundações do tipo Jacket ou Tripé.

A fundação monopile (bate-estaca), escolhida como o tipo de fundação por enquanto, continua sendo a mais conservadora, pois tem o maior impacto no componente ambiental (solo, subsolo e componente naturalista) em comparação com outros tipos de fundação. Portanto, no presente estudo serão avaliados os impactos máximos que a inserção desta tipologia de fundação pode determinar.

Fases de Implantação - Fundações e Turbinas

A realização das fundações e turbinas do projeto pode ser resumida de acordo com as diferentes fases a seguir, especificando que a construção das turbinas semi-offshore e offshore é quase idêntica (difere apenas nas dimensões que serão menores).

Realização das fundações:

- Transporte para o porto dos componentes necessários para a realização das fundações (operações terrestres / portuárias);
- Possível pré-montagem das fundações (operações terrestres / portuárias);
- Transporte das fundações para a área de instalação no mar (operações marítimas);
- Preparação do fundo do mar e instalação das fundações (operações marítimas);

Instalação das turbinas:

- Chegada e armazenamento dos materiais (operações terrestres / portuárias);
- Pré-montagem das turbinas em terra (operações terrestres / portuárias);
- Transporte dos componentes das turbinas para o canteiro de obras (operações marítimas);
- Montagem e instalação das turbinas e transformadores (operações marítimas);

Em princípio, com base na experiência adquirida na construção de outros parques eólicos offshore, plataformas de petróleo e usinas em terra, na fase de instalação, as seguintes considerações são importantes:

- Para a construção das fundações das turbinas offshore, é possível prosseguir ao mesmo tempo com a realização da mesma em um ou mais pontos da mesma linha e simultaneamente nas diferentes linhas;
- Simultaneamente à atividade no mar, é possível prosseguir com a instalação das turbinas no litoral e sucessiva construção dos molhes (intervindo também simultaneamente em dois ou três molhes);
- O transporte e a montagem dos componentes ocorrerão com o auxílio de embarcações específicas (rebocadores, barcaças de transporte e montagem e navios guindastes);
- A instalação para cada turbina pode ter uma duração total de 4/5 dias por unidade, que é desenvolvida em duas fases: uma fase para a realização da fundação e uma fase subsequente para a instalação do elemento de transição e dos componentes do turbina, sempre respeitando um tempo razoável de estabilização entre as duas fases);
- Em geral, o trabalho deve preferencialmente concentrar-se nos meses em que as condições climáticas são mais favoráveis. Cabe ressaltar que as condições climatológicas da área de intervenção tendem a ser leves e praticamente constantes ao longo do ano. Esse aspecto representa uma vantagem indiscutível, pois os processos geralmente podem prosseguir sem interrupções.

No que diz respeito à segurança, durante todas as fases de construção, no mar e na costa, onde as instalações estão planejadas, uma faixa de segurança de 500 m por lado será considerada em torno das turbinas (1000 m no total), que será proibido para o navegação não autorizada. De acordo com a Autoridade Marítima (para a qual o cronograma das obras será entregue), um plano de gerenciamento de tráfego marítimo será comunicado aos navegadores.

Dispositivos de segurança serão aplicados e garantidos: Bóias luminosas e navios de resgate, estarão presentes ininterruptamente no local.

Indicações Sobre Logística e Portos de Referência

A área marinha que será afetada pela construção do parque eólico offshore está localizada em frente às costas de Iparana e Icarai (Município de Caucaia) e fica em uma posição central em relação aos dois portos comerciais mais importantes do Ceará, o Porto de Mucuripe Fortaleza e o porto do Pecém, a aproximadamente 13 e 15 km das áreas da usina, respectivamente.

As estruturas a seguir serão necessárias para o gerenciamento do parque eólico durante a fase de operação:

- um porto de suporte com espaço suficiente para o tipo e número de embarcações necessárias, equipado com um guindaste móvel de pelo menos 30 toneladas;

Nas áreas portuárias, serão identificados:

- locais adequadas para o armazenamento dos materiais de montagem da turbina;
- edifícios de serviços para escritório, sala de controle remoto e vestiários.

Até o momento, no entanto, não é possível definir com certeza qual será o porto de suporte e, portanto, as características das estruturas de serviço precisas. Em todo caso, a escolha ideal será adotada e a escolha final será dada por uma combinação de diferentes infraestruturas locais, posicionadas dentro dos portos ou a uma curta distância da mesma. Observa-se que existem áreas úteis para atividades relacionadas à construção da usina e o proponente está cuidando de qualquer uso possível junto às autoridades portuárias dos portos indicados acima. A escolha precisa dos locais também pode ser feita após uma comparação direta com os fornecedores das turbinas.

Figura 2.5.2.1.72 - Enquadramento da área do parque, indicando os portos de Pecém e Fortaleza.



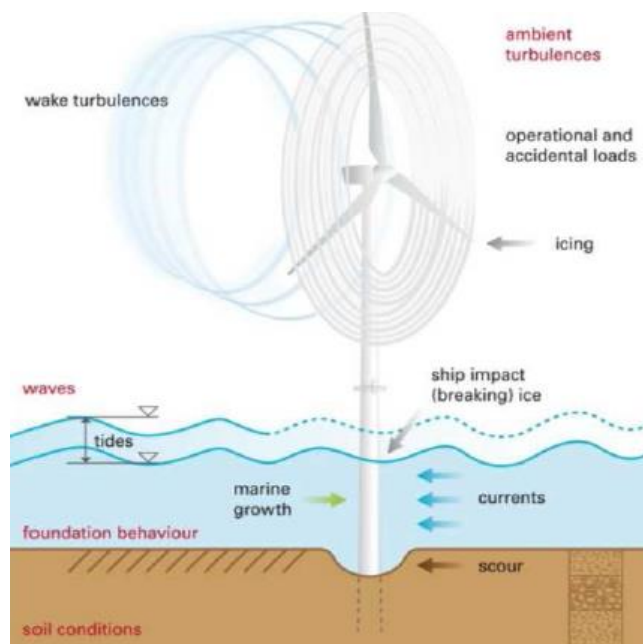
Fonte : Elaborado pelo autor, 2019.

Fenômeno de Scouring

Estruturas offshore com fundo marinho em areia estão sujeitas a erosão na base da fundação. Quando a estrutura de fundação é colocada no mar, sua presença causa um aumento local na velocidade do fluxo da água que pode levar ao deslizamento, elevação e transporte das partículas do fundo do mar, criando uma área de escavação em torno da torre. Tal fenômeno erosivo é chamado de scouring.

A presença ou ausência de escavação tem uma influência considerável na fase de projeto; em particular na verificação da estabilidade de toda a estrutura, no cálculo da frequência natural do sistema e na verificação do comportamento à fadiga do sistema de apoio. Portanto, pode-se dizer que a manifestação do fenômeno erosivo influencia muitos aspectos do projeto de uma turbina eólica e determina considerações importantes em relação à segurança da turbina.

Figura 2.5.2.1.72 - Fenômeno de scouring.



Fonte: PEYRARD, 2015

Para as turbinas eólicas do projeto, espera-se preliminarmente a fundação em monopile, que suporta a estrutura acima, transferindo a carga para o solo lateralmente. Grande parte da carga lateral é então transferida para o solo nas camadas mais superficiais, de modo que a extensão da escavação no pé da turbina (scour) assume uma importância considerável.

Com a presença do scour, a resistência do solo da fundação diminui devido a dois efeitos:

- A remoção das camadas superficiais leva à completa perda de resistência lateral em toda a profundidade ao longo da qual a escavação é realizada;
- Com o aprofundamento da escavação (local e global), a contribuição das camadas mais altas do solo desaparece e com essa diminuição da sobre-pressão, o valor limite da resistência das camadas subjacentes é reduzido.

Por essas duas razões, se houver erosão, pode ser necessário inserir a torre (poste) em uma profundidade maior para garantir um nível adequado de segurança.

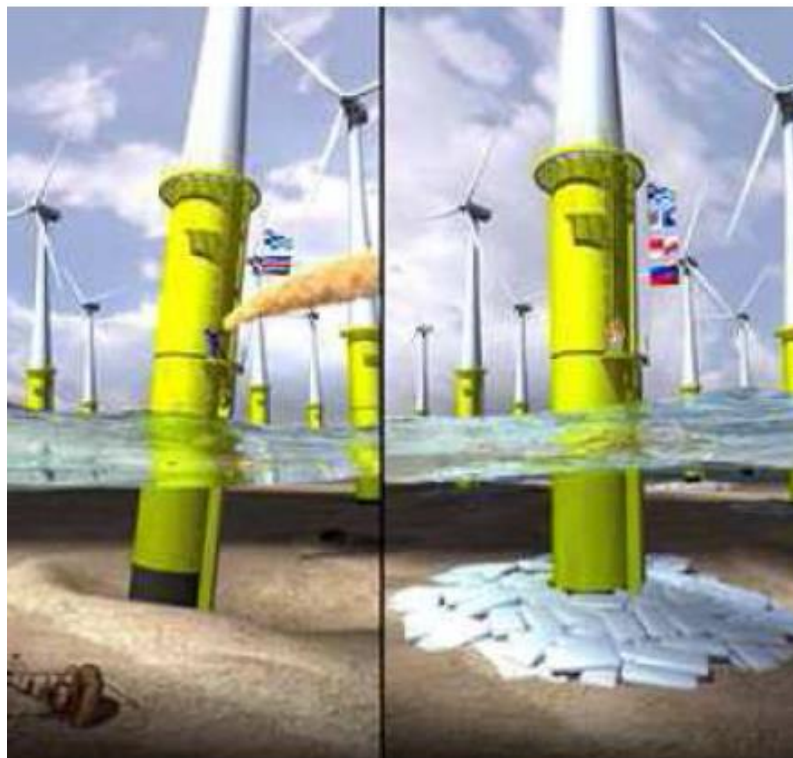
A escavação localizada é circunscrita a uma zona aceitável igual a 2,5 vezes o diâmetro da fundação, por esse motivo seu efeito tem uma influência limitada nas camadas mais profundas e maior efeito nas camadas mais superficiais.

Com base em modelos matemáticos e análises experimentais realizadas em estruturas existentes, no caso de estacas de grande diâmetro colocadas em um local onde há uma ação combinada de ondas e correntes devido às características do fluxo: a profundidade da escavação varia entre o mínimo de cerca de 0,6 D, que ocorre após uma tempestade e o máximo, cerca de 1,3 D devido à ação das correntes.

O fenômeno hidráulico da erosão localizada é de fato comparável àquele, bem descrito na literatura, que ocorre na base das obras da fundação em área fluviais; nesses casos, a remoção do material da base das estacas e ombros pode criar problemas de estabilidade para a estrutura, levando à deterioração da fundação.

Outro aspecto crítico está relacionado ao cabo que entra na turbina, que pode ser seriamente danificado devido aos vórtices criados.

Figura 2.5.2.1.73 - Fenômeno de scouring.



Fonte: PEYRARD, 2015

Desenvolvimento do Fenômeno de Scouring

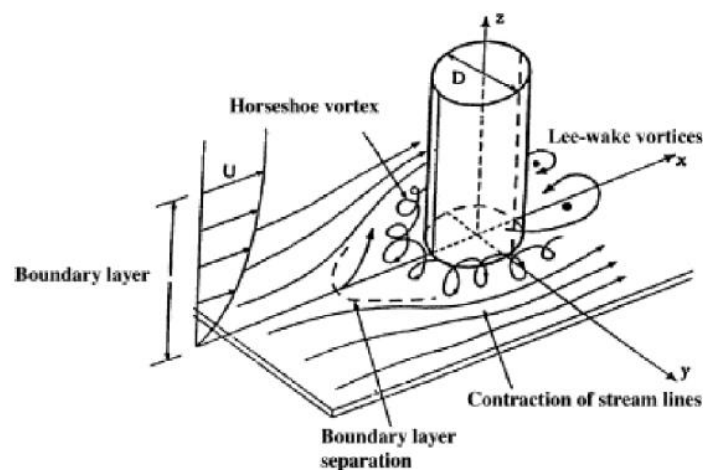
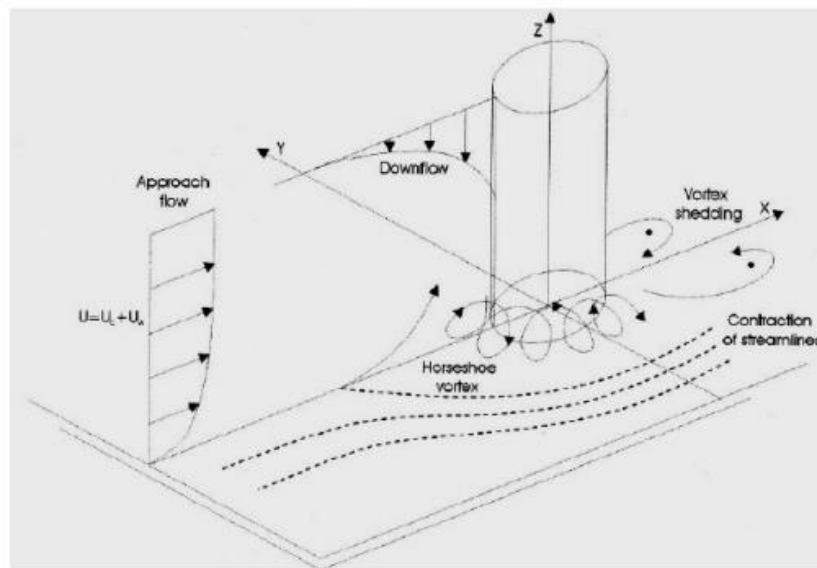
A presença da estaca (poste) em mar envolve uma desaceleração do fluxo na parte a montante da mesma, com o consequente aumento da superfície livre. A sobrepressão criada desencadeia correntes descendentes (downflow) que se movem para baixo ao longo da montante da estaca; quando atingem o fundo, agem como um jato vertical para criar vórtices no eixo horizontal.

A estrutura giratória também se estende para os lados do poste, assumindo um padrão helicoidal tipicamente chamado de vórtice em ferradura (horsehoe vortex). Estas são as principais causas de erosão na base das operações. Na parte posterior do poste, após o descolamento da veia líquida, são criados vórtices de eixo vertical, chamados wake vortices, que envolvem a remoção de material diretamente do fundo a jusante da lâmina. A combinação desses fenômenos leva a um aumento localizado no transporte sólido.

Em um regime de corrente uniforme, o elemento-chave do processo de erosão é representado pelos vórtices em forma de ferradura, que ao suspender o sedimento, combinam-se com o efeito da contração da veia fluida nas laterais do poste, corroendo o plano de fundo ao redor da estrutura.

Nesse caso, a inclinação do furo erodido tem uma forma de cone truncado, com duas inclinações diferentes transbordando ou sofrendo: a primeira é aproximadamente igual ao ângulo de atrito interno, enquanto a segunda é significativamente menos íngreme.

Figura 2.5.2.1.74 - Desenvolvimento dos vórtices que determinam o scouring.



Fonte: PEYRARD, 2015

Proteção para o Scouring

O método mais eficaz para evitar os problemas relacionados ao scouring é certamente a implementação da proteção dos pés com material artificial ou natural na base da estrutura.

O critério mais utilizado normalmente é o uso de blocos estáveis para uma corrente constante de intensidade igual à máxima existente. Os tipos de materiais

utilizados são geralmente pedras naturais ou blocos artificiais. A extensão da proteção deve ser aproximadamente igual à extensão do furo erodido para o equilíbrio que se desenvolveria na ausência deste.

Essa solução levaria a proteger áreas até $2,5 D$ da estrutura e ao uso de grandes volumes de materiais, de modo a garantir a remoção do poste do furo que se forma ao pé da própria proteção.

As modalidades de proteção podem ser:

- Estáticas;
- Dinâmicas.

Proteções Estáticas

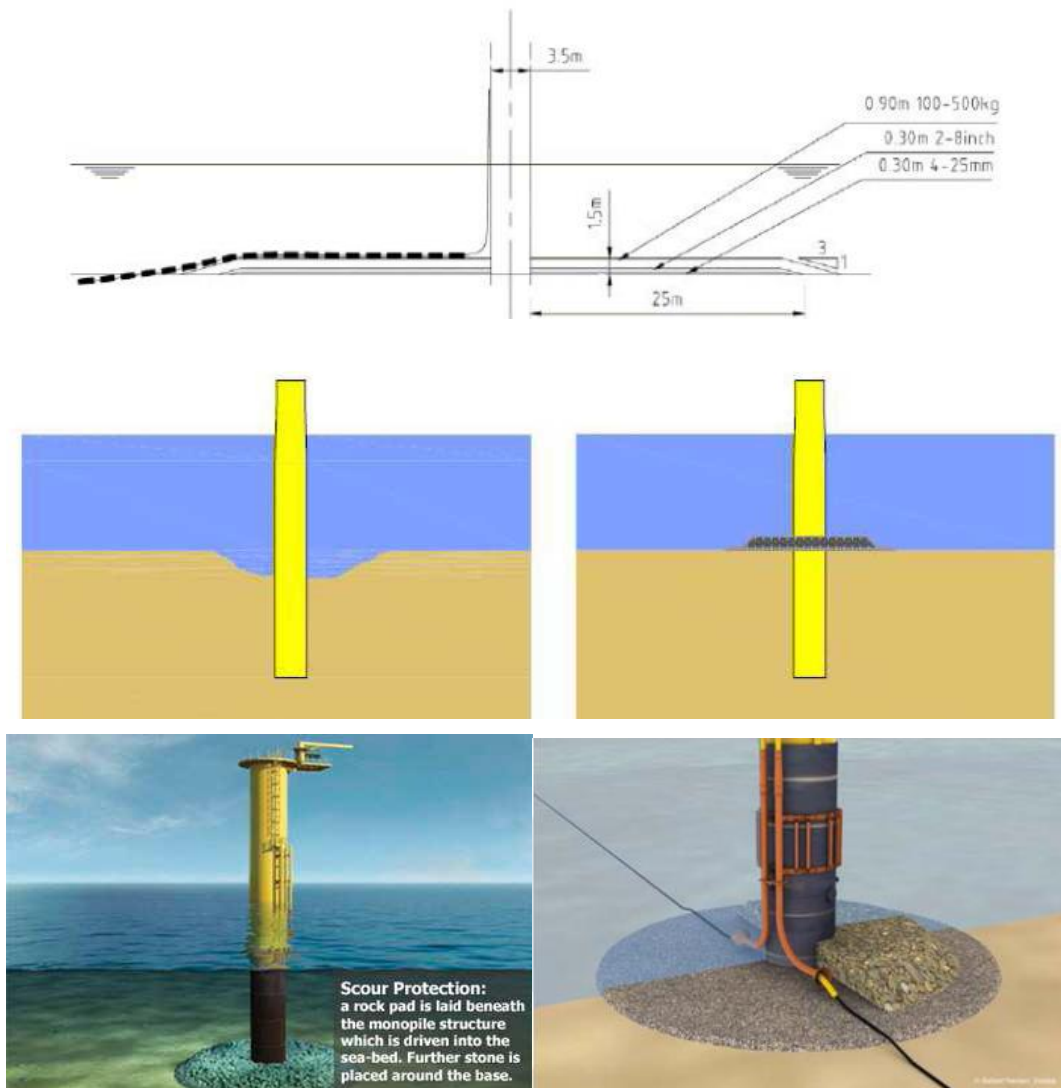
Para obter uma proteção estática, várias camadas de rochas são adotadas com diferentes diâmetros sobrepostos, de acordo com a regra do filtro, posicionadas de forma circular em torno da fundação com uma espessura mínima não inferior a 2-3 vezes o diâmetro médio e uma extensão aproximadamente igual ao máximo calculado do furo corroído (2,5 vezes o diâmetro).

Mesmo antes da instalação da própria turbina, um filtro (geotecido ou material fino) é colocado sobre a proteção para evitar a perda de areia embaixo dela.

A figura abaixo mostra um exemplo de um projeto de proteção ao pé para uma turbina eólica offshore de 3 MW com um diâmetro de 3,5 metros, consistindo em 3 camadas de rochas colocadas no fundo.

Para as obras em projeto, haverá uma extensão de área e uma profundidade ao pé maior, dependendo do diâmetro da fundação que, se for igual a 15 m, terá um ônus circular de pelo menos 45m de raio (2,5 diâmetros de fundação + raio de fundação), que tem cerca de 90m de diâmetro.

Figura 2.5.2.1.75 - Proteção estática com rocha para toda a área afetada pelo fenômeno de scouring.



Fonte: FOLETTTO, 2013.

Proteções Dinâmicas

Para a proteção dinâmica, é aceitável o desenvolvimento de um furo de erosão ao redor da fundação da turbina, obviamente evitando atingir a profundidade máxima de escavação e preenchendo-a com rochas geralmente menores se comparadas as utilizadas para proteção estática, pois elas devem suportar uma menor tensão de

fundo. Para o projeto deve ser especificado: a profundidade e a largura máxima aceitável do furo erodido, antes da intervenção, sob a ação das ondas e marés.

Técnicas de Proteção da Base (pé)

A proteção estática é a mais utilizada e garante proteção em toda a área. Especifica-se a seguir as diferentes técnicas que são adotadas para a proteção da base da fundação.

Existem diferentes tipos de proteção contra abrasão dentre as quais podem ser utilizadas as seguintes:

- Posicionamento da rocha graduada - camadas de pedras graduadas posicionadas ao redor para inibir a erosão;

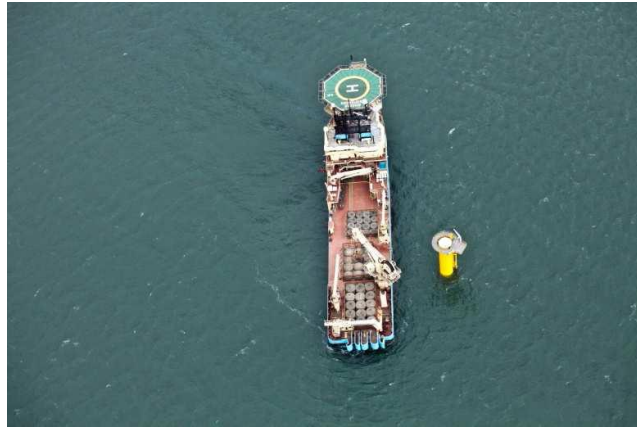
Figura 2.5.2.1.76 - Posicionamento das rochas com as conchas, na barcaça de transporte.



Fonte: CESARI, 2013.

- Sacos de rocha - redes de fibra cheias de rocha, que adotam a forma do fundo do mar;

Figura 2.5.2.1.77 - Sacos com material árido baixados diretamente no pé da fundação.



Fonte: APAT, 2019.

Além de usar rocha natural, materiais artificiais podem ser utilizados, como: colchões de concreto. Geralmente possuem vários metros de comprimento, compostos de blocos de concreto que são conectados por uma trança de cabo de polipropileno, que deve ser posicionada ao redor das estruturas para estabilizar o fundo marinho e inibir a erosão.

A quantidade e o tipo de proteção para as bases variam para os diferentes tipos de subestrutura considerados e para o projeto final das subestruturas, que por sua vez serão influenciados pelos resultados da pesquisa pré-construção do fundo do mar.

A escolha final será feita após o projeto detalhado da estrutura da fundação, levando em conta uma série de aspectos, incluindo dados geotécnicos, dados

meteorológicos e oceanográficos, profundidade da água, estratégia de manutenção e custos.

Operações de Transporte e Montagem das Turbinas

No porto selecionado, durante a fase de instalação, as seguintes operações serão realizadas em sequência para a montagem completa das turbinas:

- Entrega de todos os materiais e componentes por meio de navio de carga (elementos de fundação e elementos constituintes das turbinas);
- Pré-montagem, no porto, das fundações;
- Operações de armazenamento, na área portuária ou em área próxima;
- Limpeza e preparação do leito marinho, em coorespondência com as turbinas, usando dragas ambientais;
- Pré-montagem e carregamento, em embarcações, das obras de fundação que utilizam guindastes portuários, navios guindastes e / ou barcaças de montagem;
- Transporte marítimo com rebocadores e barcaças dos elementos da fundação;
- Possível implementação de um sistema de mitigação ambiental para atenuação dos impactos sonoros, vibrações e dispersão de sólidos em suspensão (uso de barreiras de bolhas, anteparas fixas ou instalação de armaduras absorventes de som em estacas);
- Implementação das fundações;
- Proteção contra o fenômeno de scouring;
- Transporte da área portuária dos elementos de transição;
- Implementação dos elementos de transição;
- Montagem das torres e nacelles no local (operações construtivas pesadas e fixação com parafusos ou soldas);
- Pintura dos componentes submarinos;
- Carregamento e bloqueio para o transporte por navio, das unidades de embarque para o local offshore;
- Transporte dos elementos das turbinas (torre, nacelle e pás);

- Descarga dos elementos constituintes das turbinas e montagem com o auxílio de navios guindaste;

Serão preferíveis as operações de montagem das bases, torres, nacelles e pás no porto, garantindo assim a otimização do transporte e dos trabalhos.

Operações Preliminares de Preparação do Local

Os locais das turbinas e também os de passagem dos cabos elétricos serão preparados através de uma verificação do fundo do mar por meio de um veículo robótico equipado com sensores e câmeras possibilitando, no início das operações, a caracterização precisa do fundo do mar.

Existem atualmente várias ferramentas para o escaneamento do fundo marinho, como sonares de profundidade em barcos, veículos robóticos e drones de água de última geração. A tecnologia mais moderna e adequada será escolhida no início das operações.

As preparações do leito marinho para a instalação das fundações monoestacas são mínimas e limitam-se à limpeza na presença de pedras rochosas na área.

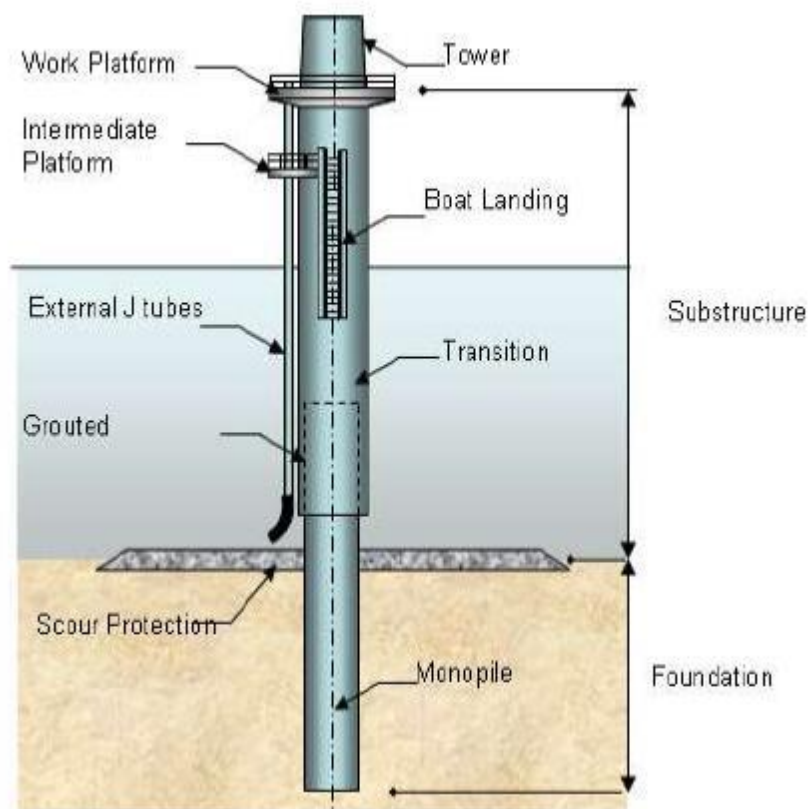
Se durante as sondagens e pesquisas, durante a fase de pré-reconstrução, forem evidenciadas a presença de pedras ou outros obstáculos no fundo do mar nas posições da fundação, estes podem ser removidos, caso a fundação não possa ser movida para o ponto de instalação da fundação.

Se houver detritos sob a superfície do fundo do mar, uma escavação pode ser necessária para acessar e remover ou usar uma draga "ambiental". Após limpar o fundo, prossegue-se com a instalação das fundações.

Fundações do Projeto

Considerando o tamanho das turbinas planejadas, as fundações unilaterais para suportar-las terão um diâmetro que pode ser de até 15 m e profundidades de até 50 / 60m.

Figura 2.5.2.1.78 - Fundação monoestaca.



Fonte: CESARI, 2013.

É apresentada uma tabela onde, dependendo do tipo de torre, são indicados alguns parâmetros dimensionais importantes.

Tabela 2.5.2.1.15 - WTG Parameters

Table 4.4.1: WTG Parameters				
Parameter	Maximum Design Envelope			
	Model 1 WTGs	Model 2 WTGs	Model 3 WTGs	Model 4 WTGs
Minimum height of lowest blade tip above HAT (m)	35	35	35	35
Maximum blade tip height above HAT (m)	199	230	265	285
Maximum rotor blade diameter (m)	164	195	230	250

Fonte: Offshore EIA Report Moray Offshore Windfarm (West), 2019.

Tabela 2.5.2.1.16 - Monopile Parameters

Table 4.4.2: Monopile Parameters		
Parameter	Maximum Design Envelope	
	Model 1 WTGs	Model 4 WTGs
Number of monopiles	85	62
Diameter of monopile (m)	12	15
Embedment depth (below seabed)	50	50

Fonte: Offshore EIA Report Moray Offshore Windfarm (West), 2019.

Considerando o início do fenômeno de scouring, que se estende por uma amplitude de até 2,5 vezes o diâmetro da fundação, a área marcada no fundo, afetada pela obra, terá uma área ocupada de pelo menos 45 m de raio (2,5 diâmetros de fundação + raio de fundação), ou cerca de 90m de diâmetro. No caso de uma fundação monopile (monoestaca), uma área de aproximadamente 100 x100 metros quadrados será ocupada (considerando as áreas afetadas pelo monitoramento e que devem ser protegidas).

A título de comparação, são apresentadas as dimensões gerais das fundações do tipo jacket ou tripé (trípode) para turbinas de dimensões semelhantes às do projeto: no caso do uso dessas fundações, o uso de estacas e profundidades menores, porém comparáveis às do monopile, pode ser encontrado.

Considerando as Dimensões das Turbinas Previstas, o Diâmetro que Pode Ocupar Cada Fundação Pode Chegar A 4/5 M (Para 3 ou 4 Estacas de Fundação) e Profundidades de Até 50 / 60m

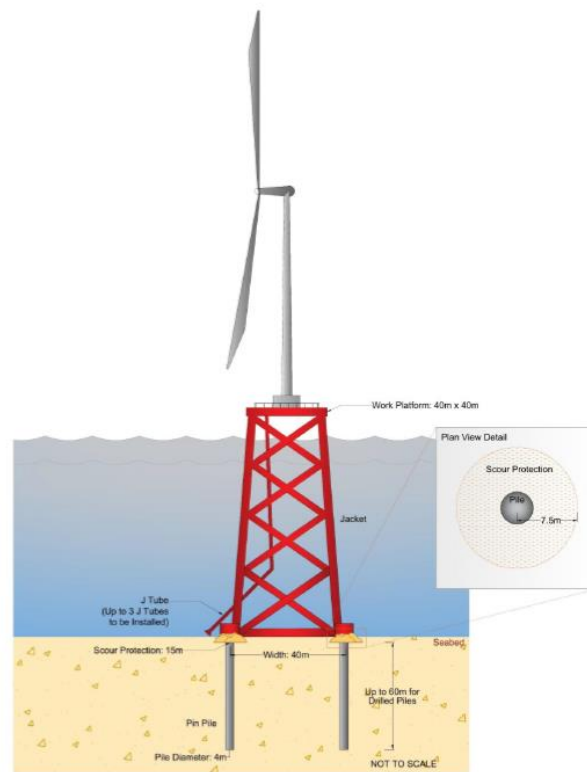
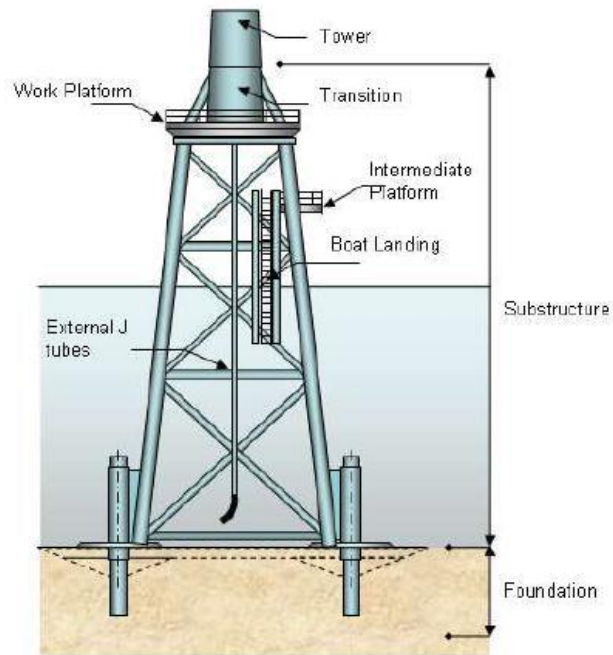
A marca das fundações tipo jacket é de aproximadamente 40m. A marca da área considerando a limpeza ao redor de cada uma das estacas é de cerca de 7,5 m de raio.

Considerando uma área ocupada de 55x55 metros quadrados, a área de impacto para a fundação do tipo jacket é significativamente menor do que a do monopile.

Se considerarmos uma fundação gravitacional, as áreas planimétricas podem ser semelhantes às das áreas utilizadas para fundação monopile (incluindo as áreas de scouring). No entanto, as fundações de gravidade não possuem estacas de fundação, portanto não produzem impacto no subsolo.

Na verdade, a fundação monopile anteriormente indicada como uma solução de projeto é a que determina o maior impacto em todos os componentes. Portanto, as avaliações também em termos de impacto que serão examinadas nos capítulos seguintes são certamente conservadoras e determinam a avaliação do maior impacto que pode ser obtido com as fundações.

Figura 2.5.2.1.79 - Fundação do tipo jacket

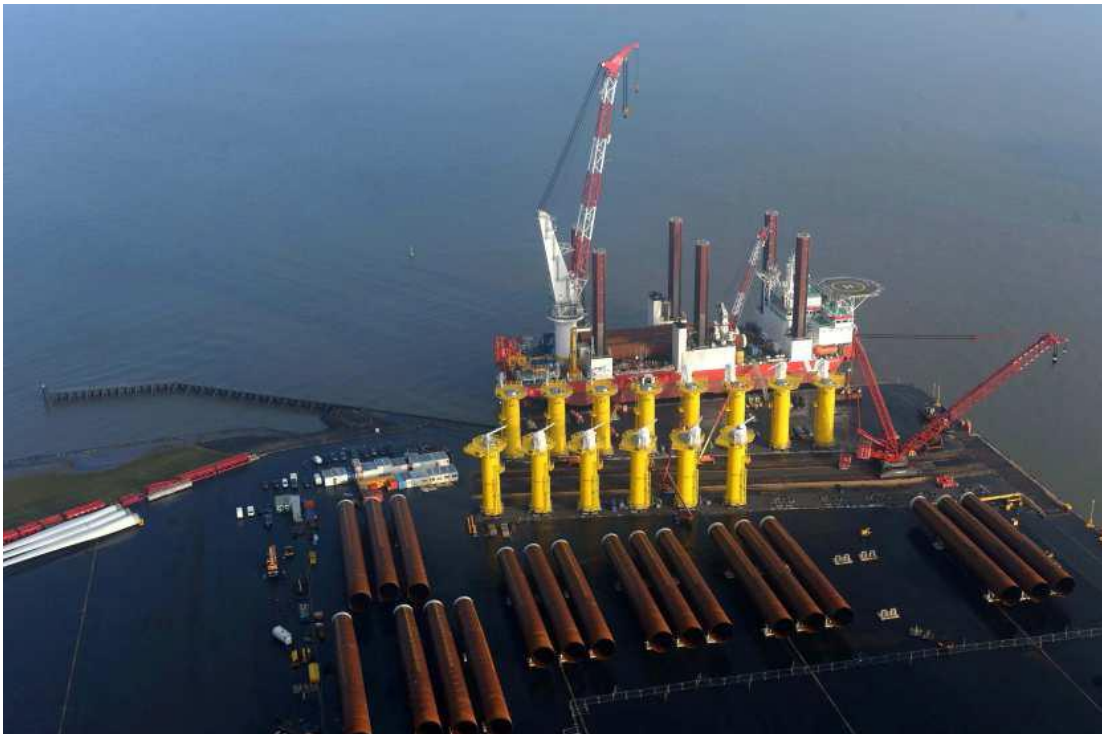


Fonte: Offshore EIA Report Moray Offshore Windfarm (West), 2019.

Pré-Montagem das Fundações e Operações Preliminares de Montagem

As fundações serão fabricadas fora do local de instalação, depois transportadas e armazenadas em uma instalação portuária adequada.

Figura 2.5.2.1.80 - Exemplo de um canteiro de obras na área do porto.



Fonte: CESARI, 2013.

Como já foi discutido, além das operações de pré-montagem das fundações, antes da instalação, trabalhos preliminares podem ser necessários para a pré-construção no local, como o nivelamento do leito marinho, a disposição dos sulcos de areia e a eliminação de pedras.

Também deve ser realizado através de um drone marinho ou sonar, uma verificação da presença de materiais bélicos que, se identificadas, devem ser removidas apropriadamente.

Figura 2.5.2.1.81 - Estrutura Monopile



Fonte: CESARI, 2013.

Figura 2.5.2.1.82 - Elementos estruturais da fundação Monopile.



Fonte: CESARI, 2013.

Transporte das Fundações Monopile

O transporte das fundações tipo monopile, devidamente preparado, se dá diretamente nos navios de instalação, navios de carga, com guindastes ou em barcaças de transporte, com a ajuda de veículos de reboque.

Alternativamente, os monopiles podem ser transportados separadamente com sistemas de flutuação horizontalmente de modo que possam ser rebocados no lugar usando rebocadores e meios de montagem apropriados.

Figura 2.5.2.1.83 - Exemplo de transporte monopile com embarcação



Fonte: CESARI, 2013.

Figura 2.5.2.1.84 - Exemplo de transporte de fundações jacket ou tripé.



Fonte: CESARI, 2013.

Instalação das fundações

Chegando na posição transportada, com uma embarcação específica, o "poste" será retirado do rebocador, levantado pelo navio guindaste e transferido para a barça de instalação.

A barça manterá o poste na posição vertical através de um sistema e a partir disso será colocado no fundo do mar.

Para a instalação que pode ser executada com um tipo de barça Jack up ou uma barça de montagem na qual há um martelo operado hidráulicamente (bate-estaca com um martelo vibrante ou martelo de percussão, ou uma combinação de técnicas).

O martelo é conectado a um sino para se adaptar ao diâmetro do monopile. O martelo bate no adaptador que por sua vez acerta o poste. No início, tudo acontece com baixa intensidade e frequência e segue aumentando gradualmente (soft starting) até um regime que termina quando a fundação é fixada no fundo do mar por uma profundidade fixa (que pode atingir até 50 / 60m).

Estima-se que tal procedimento, para o tipo de solo em questão, será necessário pelo menos 3.000 "golpes" e aproximadamente 5-6 horas, incluindo as contínuas e numerosas verificações de perpendicularidade durante a instalação.

Para grandes diâmetros de fundações (maiores que 7,5 m de diâmetro), o adaptador e o sistema de bate-estaca são de múltiplos tipos (martelo hidráulico + vibração).

Quando o monopile atingir a cota final, todo o equipamento é desmontado e está pronto para ser montagem do elemento de transição.

Figura 2.5.2.1.85 - Elevação e posicionamento do monopile.



Fonte: LNHE, 2015.

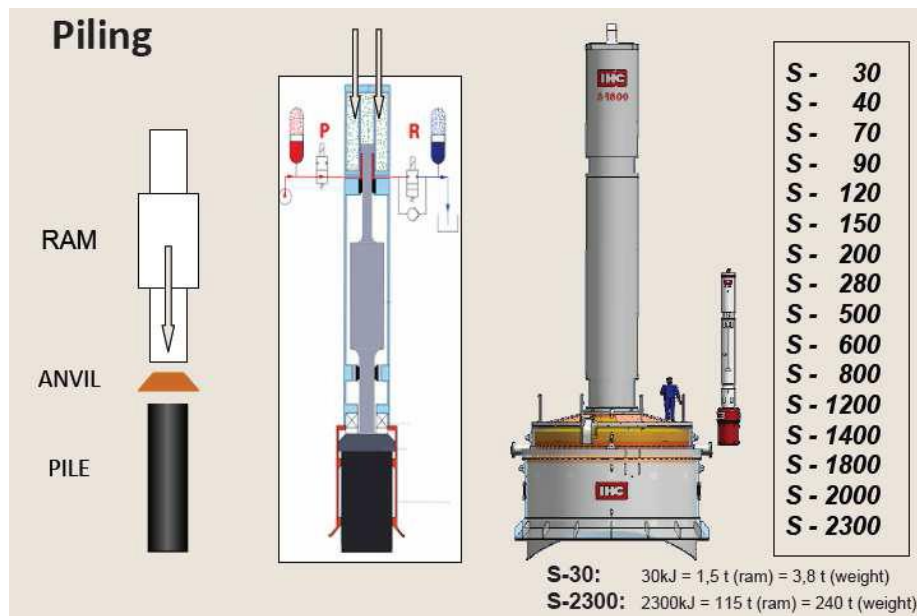
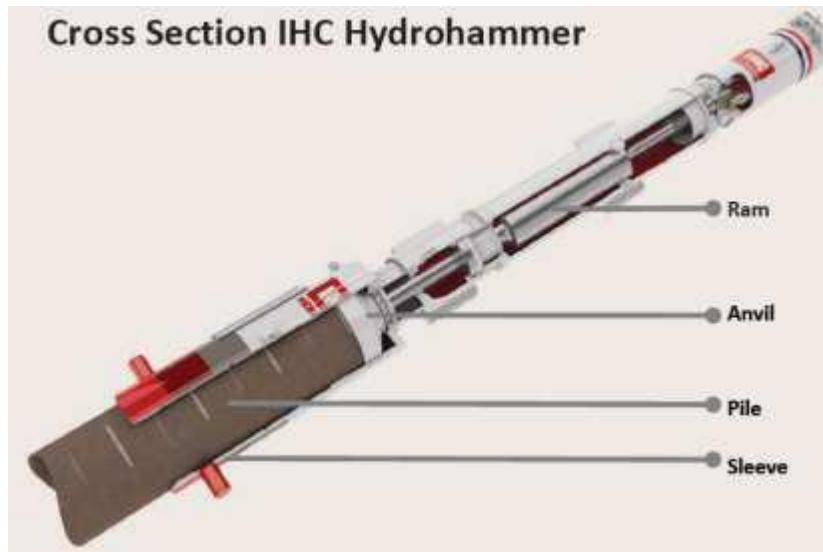
Figura 2.5.2.1.86 - Sino / Adaptador para elevação e instalação da fundação.



Fonte: LNHE, 2015.

Raoni Ceci

Figura 2.5.2.1.87 - Exemplo de sistema múltiplo para instalação de grandes fundações (diâmetro superior a 7,5m)



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

No caso em que se opte por prosseguir com o transporte e a montagem, com a ajuda de frotas específicas, existem embarcações sem reboques com guindastes para montagem direta.

Figura 2.5.2.1.88 - Tipos de embarcações para montagem das turbinas no mar



Fonte: LNHE, 2015.

Com base no que já foi visto durante o desenvolvimento de outros projetos, estima-se que o tempo total de digitação é de aproximadamente 12-14 h (depende muito da qualidade do fundo do mar). Durante esta fase também será necessário ter alguns rebocadores para auxiliar a barça de instalação.

Estão previstos vários turnos de trabalho. O pessoal que irá realizar as operações de montagem serão transportados por embarcação apropriada.

Estimativa do Material de Dragagem para a Fundação

A instalação das fundações geralmente ocorre com sistemas de percussão. Neste caso, o material de dragagem será insignificante e limitado apenas às operações de remoção do material de afloramento rochoso que possam estar presentes em correspondência com a construção da fundação.

Se a instalação dos postes de percussão não for possível devido à presença de rochas ou camadas de solo duro, o material no interior do monopile pode ser

perfurado antes mesmo que o monopile seja levado até a profundidade necessária. Se for necessária a perfuração, o material residual resultante da perfuração será usado para a nutrição.

Embora a perfuração seja aplicada apenas em casos excepcionais, pode-se estimar o volume possivelmente resultante de uma operação de perfuração para um único monopile.

O volume resultante será igual a:

Volume : (área 15m de diâmetro) 176.625 m² X 50m di profundidade = 8836 m³

Considerando uma perfuração para todo o campo, há, portanto, um volume total de:

volume = 8836 x48 = 424128 m³

Para turbinas semi-offshore, esse volume é reduzido; para turbinas de dimensões iguais às do projeto na costa, o diâmetro das turbinas é de cerca de 6m, de modo que.

Temos um volume, para cada torre, próximo a:

Volume : 28.26 área X 40 =1130m³

Volume total para as 11 turbinas : 12434m³

Volume total: 436562m³

Todo material resultante da perfuração para fixação das bases das plataformas, que não possuírem o padrão necessário para fins de uso no projeto, será devidamente depositado em locais adequados posteriormente definidos.

Montagem do Módulo de Transição

A jusante das instalações são realizadas as "juntas" de transição. As juntas de transição podem ser transportadas de diferentes maneiras, dependendo da logística que só poderá ser definida a partir da identificação da disponibilidade de navios de construção, e barcaças de transporte com reboques ou navios guindastes que possam ser utilizados.

A completa instalação do elemento de transição pode levar cerca de 10/12 horas e é fortemente influenciada pelas condições meteorológicas. Em sequência, as operações que são previstas:

- Transporte de juntas das transição;
- Posicionamento da barcaça de instalação do tipo jack up (a mesma já utilizada para a instalação das torres) com abaixamento das colunas de suporte ou ancoragem no caso de uma barcaça ou navio de montagem (com guindaste);
- Após a transferência da junta de transição da barcaça de transporte para a barcaça de instalação, a barcaça de transporte retorna ao porto para carregar outras juntas de transição;
- Instalação da peça de transição no monopile;

Figura 2.5.2.1.89 - Estocagem dos elementos de transição.



Fonte: CESARI, 2013.

2.302

Raoni Ceci

Figura 2.5.2.1.90 - Elevação da peça (junta) de transição.



Fonte: CESARI, 2013.

Figura 2.5.2.1.91 - Posicionamento da peça (junta) de transição.



Fonte: CESARI, 2013.

Figura 2.5.2.1.92 - Montagem da peça (junta) de transição com um navio guindaste.



Fonte: CESARI, 2013.

Figura 2.5.2.1.93 - Módulos de transição.



Fonte: CESARI, 2013.

Quando a peça estiver posicionada, prossiga com:

- Operação de inserção do cimento necessário para a união entre o monopile e a transition piece (GROUTING), aguardando a sua solidificação e realizando o controle contínuo de nivelamento. (Isso pode ser feito diretamente do navio / barçaça que realizou a etapa de elevação (jack up barge) ou de outra embarcação);
- A operação será realizada evitando deposições de material no mar;

Montagem das Turbinas

Dessa forma, é possível prosseguir com a montagem da turbina. A instalação das turbinas começará estabelecendo um número mínimo de fundações já construídas (por exemplo, 10 fundações).

Todos os componentes serão pré-montados e transportados para o local sobre a ponte da barcaça-guindaste. A quantidade transportada dependerá do tamanho da embarcação (a solução mais provável é transportar os módulos com 2-3 máquinas).

A barcaça tipo jackup usada para a instalação será rebocada do porto para o local e, uma vez que o local seja alcançado, ela será precisamente posicionada em cada uma das fundações.

Os componentes serão instalados no canteiro de obras e montados de acordo com a seguinte sequência: torre, nacelle, rotor com 2 pás e, finalmente, a última lâmina.

A instalação completa leva, em média, 1 - 2 dias por turbina. As operações que levam à conclusão da instalação da turbina são especificadas abaixo:

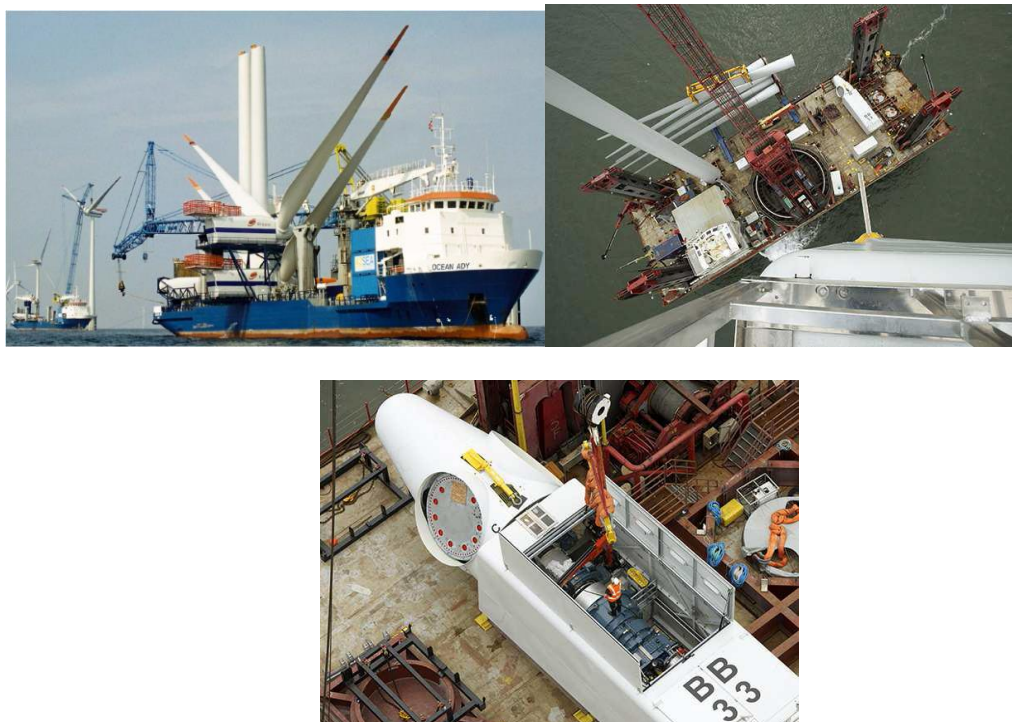
- O primeiro segmento da torre será conectado diretamente ao flange superior do suporte de transição;
- O segundo segmento da torre será aparafusado diretamente na extremidade superior do primeiro;
- Procede-se então com a montagem/fixação da nacelle;
- Transporte dos rotores;
- Carregamento e fixação dos rotores.

Figura 2.5.2.1.94 - Esquema tipológico de montagem da turbina



Fonte: LNHE, 2015.

Figura 2.5.2.1.95 - Transporte com navio guindaste



Fonte: LNHE, 2015.

Raoni Ceci

Figura 2.5.2.1.96 - Montagem com navio guindaste.



Fonte: LNHE, 2015.

Se uma barça de montagem for usada, será necessário usar pelo menos 2 rebocadores para transportar in situ a barça.

Instalação das Turbinas com o Sistema Jack-Up

O jack-up consiste em uma plataforma auto-elevável com casco flutuante e pernas móveis, feitas de seções tubulares de aço, capazes de levantar o casco na superfície do mar.

O casco flutuante permite o transporte da unidade e de todas as máquinas conectadas até o local desejado.

Uma vez posicionadas, as pernas de jack-up serão abaixadas no fundo do mar, permitindo que o casco seja elevado até a altura necessária acima da superfície do mar. Uma vez instalado, o jack-up permanecerá fixo no local durante a operação do parque eólico offshore.

O jack-up é rebocado para o local, a menos que seja autopropelido, e as pernas são abaixadas para o fundo do mar e pré-carregadas (água de lastro é adicionada às pernas) antes de serem levantadas a uma distância adequada do mar.

Figura 2.5.2.1.97 - Transporte jack-up.



Fonte: HydroTechniK Lubeck, 2019.

Figura 2.5.2.1.98 - Montagem das turbinas com jack-up.



Fonte: LNHE, 2015.

Raoni Ceci

Realização da Estação Marítima e Montagem

A subestação marítima fornece o ponto de conexão centralizado para os cabos provenientes das turbinas eólicas e contém os equipamentos elétricos primários e os componentes auxiliares necessários para transformar a tensão elétrica gerada nos aerogeradores em uma tensão mais alta, adequada para o transporte de energia para a rede de transmissão terrestre.

Em termos de aspecto visual, os projetos mais comuns usam uma plataforma que consiste de um "lado superior" único ou multinível dentro ou acima do qual se encontram os principais equipamentos elétricos primários e componentes auxiliares.

A parte superior é suportada acima do nível do mar em uma estrutura de fundação. Os equipamentos elétricos primários no lado superior, normalmente, incluem transformadores e quadros de distribuição. Os componentes auxiliares geralmente incluem equipamentos de comunicação e controle, bem como instalações para abrigos de emergência.

A subestação será construída no solo e colocada no mar no final da instalação das turbinas, preparando as fundações e a estrutura de transição das mesmas indicadas para as turbinas eólicas. As fundações serão semelhantes às das turbinas, anteriormente indicadas.

Figura 2.5.2.1.98 - Esquema tipológico de montagem da estação elétrica marítima.

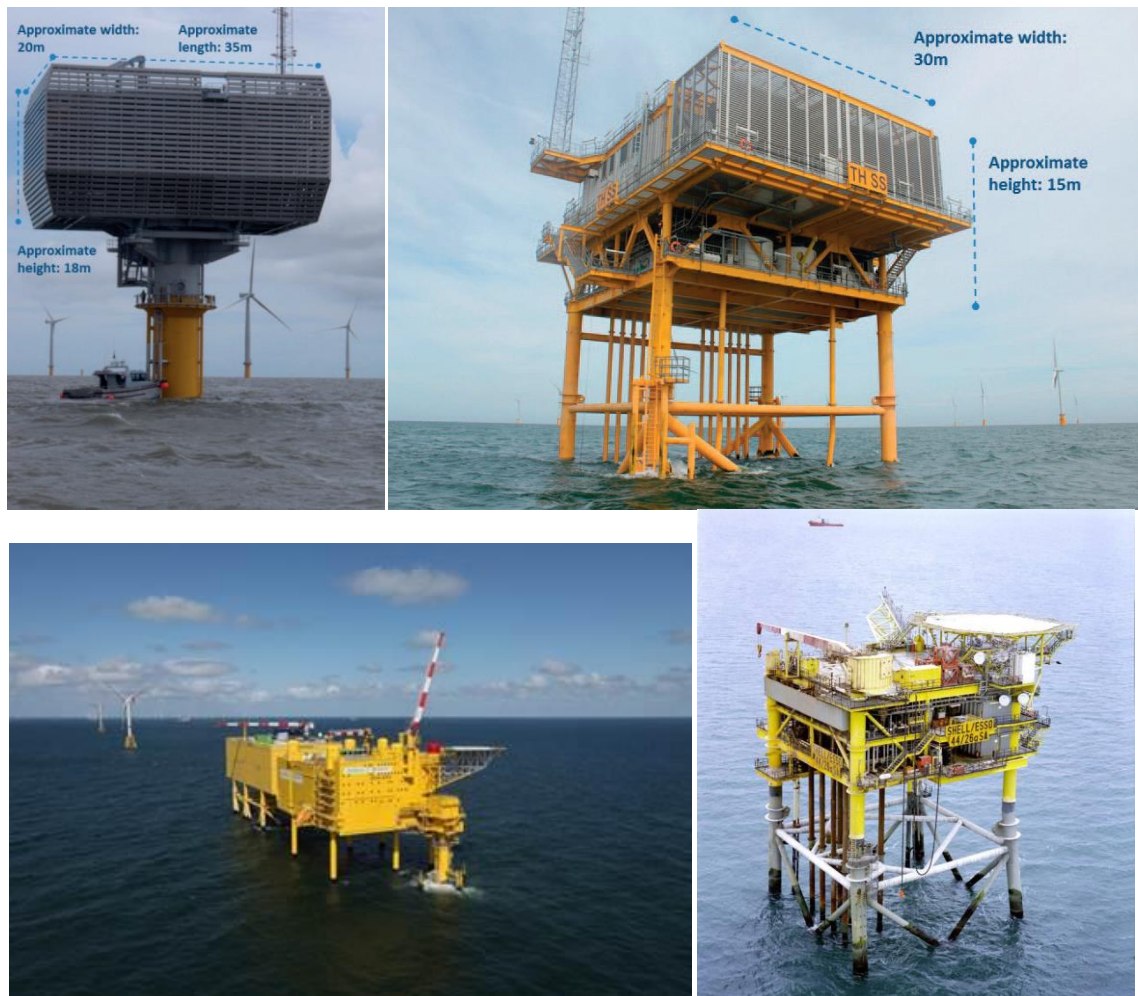


Fonte: LNHE, 2015.

2.309

Raoni Ceci

Figura 2.5.2.1.99 - Exemplos de diferentes estações elétricas marítimas



Fonte: GALDI, 2014.

Disposição dos Cabos Elétricos Marítimos

Na sequência das operações, serão colocados os cabos submarinos da rede interna. Cada cabo da rede elétrica é construído em uma peça única de um ponto de conexão para outro.

A disposição é realizada com barcos especializados em instalação de cabos.

Procede-se com as seguintes modalidades operativas:

- Próximo da turbina mais extrema da linha, o cabo é desenrolado para o fundo e inserido dentro do tubo J por um mergulhador. O cabo é fixado e conectado à terminação interna da turbina;

- O cabo é então colocado e direcionado diretamente pelo barco, através de uma navegação controlada com uma precisão entre 1-3 m, seguindo a rota definida na fase do projeto executivo;

- O cabo é desenrolado no mar juntamente com flutuadores para controlar com precisão a direção da sua disposição;

- Os flutuadores são retirados, permitindo que o cabo fique no fundo;

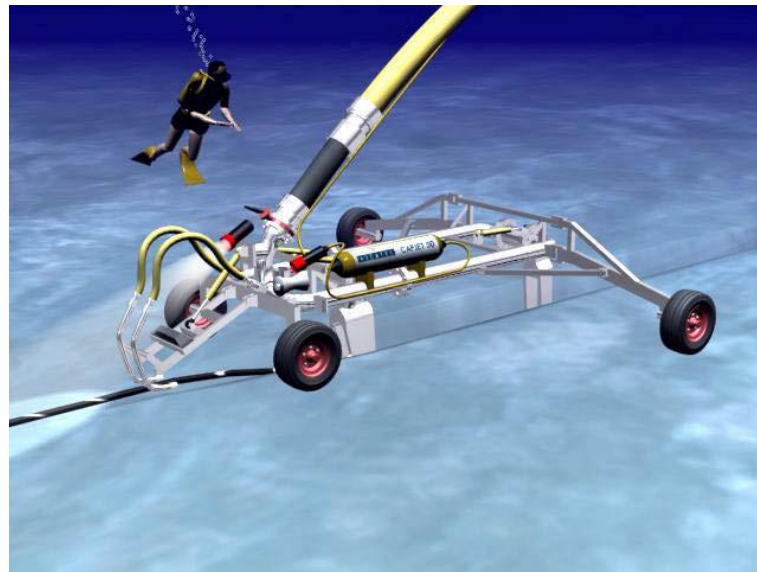
- Os cabos submarinos serão predispostos no subsolo a uma profundidade não superior a 1,5 / 2 m abaixo do nível do fundo do mar (valor padrão para parques eólicos offshore), de modo a garantir sua proteção e a segurança dos usuários no mar.

No entanto, após uma análise aprofundada do fundo do mar, o cabo pode ser ancorado ao fundo com o auxílio de ancoragens específicas. Isso também pode ser feito para seções específicas em que a escavação não é possível devido a aspectos técnicos ou ambientais.

O enterramento dos cabos também permitirá minimizar a dispersão dos campos eletromagnéticos gerados.

Para garantir essa profundidade de forma mais fácil, foi considerado preferível usar uma escavação usando um Veículo Robótico Controlado (ROV) ou, no pior dos casos, a escavação poderia ser realizada usando um dispositivo do tipo "arado" que avançava no fundo do mar arrastado por uma embarcação, realizando a escavação dentro da qual os cabos serão colocados. As mesmas considerações se aplicam à disposição dos cabos das estações marítimas. Os cabos aterrarão na praia, no chão, onde será fornecido um tanque de junção adequado. No final da instalação, serão organizadas as atividades de restauração dos locais.

Figura 2.5.2.1.100 - Esquema tipológico de disposição de cabos com ROV



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Note-se que, no caso em que não são realizadas escavações, o duto de cabo será adequadamente blindado e revigorado, a fim de limitar os impactos eletromagnéticos e proporcionar uma maior segurança.

Figura 2.5.2.1.101 - Esquema tipológico de cabo marinho reforçado



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Área Terrestre

As obras planejadas são:

- Estação elétrica de transição;
- Cabos subterrâneos;
- Linha aérea;
- Ampliação da estação de Pecém.

O procedimento detalhado e definitivo para a disposição dos cabos será elaborado durante a fase de projeto executivo, antes da efetiva construção. No entanto, são dadas indicações, a partir de agora, da forma de disposição dos cabos para uma melhor otimização dos trabalhos.

Disposição dos Cabos Enterrados

As operações de disposição dos cabos onshore, a partir do ponto de transição mar/terra, serão realizadas nas seguintes fases:

- Execução de uma escavação de até 3 m de largura e pelo menos 1,5 m de profundidade, seguido de uma adequada disposição das camadas superficiais do solo escavado (reutilizado para o enchimento);
- Disposição dos cabos na trilha escavada: os cabos são posicionados sobre uma camada de revestimento, oriundo da própria escavação;
- Cobertura do cabo com areia e material escavado;
- Se necessário, cobertura dos cabos com uma camada de cimento protetora;
- Restauração dos locais, com possível asfalto ou, em qualquer caso, restauração da camada superficial pré-existente;

Linha Aérea

A realização da linha elétrica pode ser dividida em três fases principais. A primeira operação consiste na construção das fundações (execução das escavações, montagem das bases das torres, aplicação do concreto e aterramento da estrutura), a segunda operação envolve a montagem da parte superior das torres e, finalmente, a terceira compreende a instalação dos condutores e das linhas de transmissão.

Portanto, sintetizando as operações, a disposição da linha aérea é realizada pelas seguintes etapas:

- Preparação das faixas de acesso às áreas onde estão localizadas torres;
- Execução das escavações de fundação das treliças;
- Preparação das fundações em concreto;
- Alocação das torres treliçadas;
- Disposição do cabo com apropriadas operações de tracção de cabos.

Detalhadamente, serão preparados os acessos às bases onde as torres serão instaladas, o solo será limpo e as fundações escavadas, com as dimensões médias de 4 metros de profundidade por 3 metros de largura e 3 metros de comprimento. Uma vez realizada a escavação, prosseguimos com a inserção da armadura no seu interior e a fundição do concreto a partir do fundo da própria escavação. Depois que o concreto amadurece por pelo menos sete dias, as formas são desmontadas. O aterramento é então realizado com o material proveniente das escavações, se considerado adequado.

O material resultante (em média menos de 10% do material escavado) pode ser usado no local para a subsequente reforma do local ou disposto no aterro, enquanto o concreto de demolição será transportado diretamente para o aterro. Portanto, não antes de sete dias após a moldagem do concreto, os suportes são montados, sempre que possível, levantando com um guindaste os elementos pré-montados no chão com toras, estacas ou mesmo com hastes soltas. Finalmente, se necessário, são pintados os suportes para sinalização de obstáculos ao ar e / ou vôo mimético.

Procede-se então com a disposição dos cabos.

Operações Relativas à Estação Elétrica

São previstas que obras civis e eletromecânicas sejam realizadas para que a conexão com a estação elétrica do Pecém, em especial a última seção que entra na estação, seja implementada em uma área adjacente à estação, através da realização das obras necessárias para conexão.

O projeto das operações em questão será objeto de um adequado e sucessivo projeto executivo.

Resíduos produzidos

Durante a fase de instalação, vários tipos de resíduos serão produzidos relacionados às operações de escavação e montagem dos componentes do parque.

Os principais resíduos produzidos serão os seguintes:

- Resíduos associados a atividades de construção, como materiais de embalagem, etc;
- Resíduos sólidos urbanos e resíduos produzidos pelo pessoal empregado na construção do projeto.

Neste estágio ainda não é possível fazer uma estimativa das quantidades exatas que serão produzidas. No entanto, entende-se que todas as medidas serão tomadas para minimizar a produção e garantir uma gestão adequada.

No que diz respeito aos resíduos produzidos no contexto das atividades marítimas (destinadas a resíduos sólidos e águas residuais), estas serão geridas de acordo com as autoridades portuárias, mas serão semelhantes às da navegação normal. Portanto, na fase de construção, as embarcações mais adequados serão

escolhidas, em bom estado e construídas recentemente para limitar qualquer forma de vazamento ou liberação de poluentes.

Fase de Operação

Durante a fase de operação, as turbinas do parque eólico produzirão energia elétrica. A eletricidade produzida será então transferida para a subestação marítima, para a estação de transição terrestre e, a partir dela, para a Rede de Transmissão Nacional RTN.

Operações Previstas

Durante a fase de operação, as atividades planejadas são principalmente as indicadas abaixo:

- Gestão do parque eólico e das estações elétricas (controle de produção, vigilância, etc.);
- A manutenção, ordinária e extraordinária, do parque eólico, a fim de maximizar a sua eficiência.

A gestão do parque será realizada remotamente a partir de uma sala de controle especializada, realizada com o auxílio de um sistema de controle SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) conectado a cada turbina. Através deste sistema, será possível verificar as condições das turbinas em tempo real, identificar e registrar quaisquer ineficiências ou defeitos, pará-las ou iniciá-las.

A manutenção do parque eólico será preventiva (ordinária) e corretiva (extraordinária). A manutenção preventiva será realizada de acordo com um programa de manutenção específico e com as informações provenientes do SCADA.

Serão realizadas verificações de desgaste, trocas de componentes, trocas de lubrificantes, trocas de filtros, substituição de sistemas pesados (como multiplicador ou gerador). O objetivo da manutenção preventiva é minimizar ao máximo a manutenção corretiva.

A manutenção corretiva será realizada em caso de falha, de natureza elétrica ou mecânica, nos vários componentes do parque eólico.

Estruturas para a Gestão das Operações do Parque Eólico

As estruturas a seguir serão necessárias para o gerenciamento do parque eólico durante a sua fase de operação:

- uma área de controle a ser fornecida preferencialmente no porto de apoio, com a disponibilidade de embarcações necessárias para a fase de gerenciamento (pelo menos um pequeno barco tipo reboque, para transporte pessoal para operações de manutenção e gerenciamento);
 - Nas mesmas áreas portuárias, serão identificados:
 - edifícios administrativos ou escritórios, sala de controle remoto e vestiários.

Até o momento, no entanto, não é possível definir com certeza qual será o porto de suporte e, portanto, as exatas características das estruturas de serviço. Em qualquer caso, a escolha ideal será adotada e a escolha final será dada por uma combinação de diferentes infraestruturas locais, posicionadas dentro dos portos ou a uma curta distância das mesmas.

Resíduos Produzidos

Da mesma forma que o descrito para o uso de matérias-primas, os resíduos produzidos durante a operação do parque eólico derivam substancialmente das operações de manutenção e consistem em óleos lubrificantes, filtros de óleo, material

elétrico e componentes da turbina substituídos para manutenção.

Embora não seja possível estimar as quantidades de resíduos a priori, é especificado que todas as medidas de gerenciamento serão tomadas para garantir a conformidade com os regulamentos em vigor, considerando as peculiaridades do gerenciamento e transporte desses produtos da área do projeto (offshore) para o continente.

A seguir, são apresentados os efluentes líquidos (relacionados às turbinas eólicas e à estação elétrica).

Óleos Usados para as Turbinas

Cada WTG conterá componentes que requerem óleos lubrificantes, óleos hidráulicos e líquidos de refrigeração para uma operação adequada. O tipo de lubrificantes e óleos depende do tipo específico de turbina, no entanto, exemplos de substâncias contidas no WTG incluem:

- Óleo lubrificante (diversas densidades);
- Óleo sintético / óleo hidráulico;
- Azoto (Nitrogênio);
- Silício / óleo;
- Hexafluoreto de enxofre (SF6);

O volume de óleo e fluidos varia de acordo com o projeto da turbina eólica, isto é, se o projeto é convencional ou sem engrenagem ou se um ou dois rolamentos de rotor são usados no projeto.

De qualquer forma, as turbinas estão equipadas com sensores que permitem a detecção precoce de perdas de líquidos e vazamentos. No entanto, no improvável caso de vazamento dentro da nacelle, existem recipientes e sistemas de vedação para líquidos para conter qualquer deposição.

Óleos, líquidos e efluentes das estações elétricas

Exemplos de substâncias contidas nos componentes eletromecânicos das estações são os seguintes:

- Diesel para geradores a diesel de emergência (em tanques de armazenamento de diesel);
- Óleo de transformador;
- Água deionizada para sistemas de refrigeração;
- Águas residuais e águas cinzas;
- Ácido de chumbo para UPS (no-breaks) e baterias;
- Óleo do motor; e
- SF6 (gás isolante para evitar descargas elétricas).

Para evitar o vazamento de óleo no meio ambiente, devem ser projetadas as melhores práticas, por exemplo, com um recipiente independente para coletar possíveis deposições de óleo.

Para evitar a deposição ou vazamento de óleo, também está previsto para a subestação marítima que os transformadores sejam abastecidos para toda a sua vida útil e não precisem de trocas intermediárias de óleo.

De qualquer forma, qualquer vazamento de óleo do tanque ou transformador a diesel é evitado devido ao uso de tanques de drenagem de óleo separados. Os resíduos de óleo e outros resíduos (águas residuais etc.) são coletados em tanques herméticos e levados em terra em um recipiente seguro; o mesmo será descartado oportunamente em centros específicos para o tratamento de óleos usados.

Usos Múltiplos da Área do Empreendimento

Rotas de Navegação para Pequenas Embarcações

Como é evidente em todas as informações relatadas nos parágrafos anteriores, as rotas de navegação que se desenvolvem na área da usina são principalmente entre os dois portos de Mucuripe e Pecém.

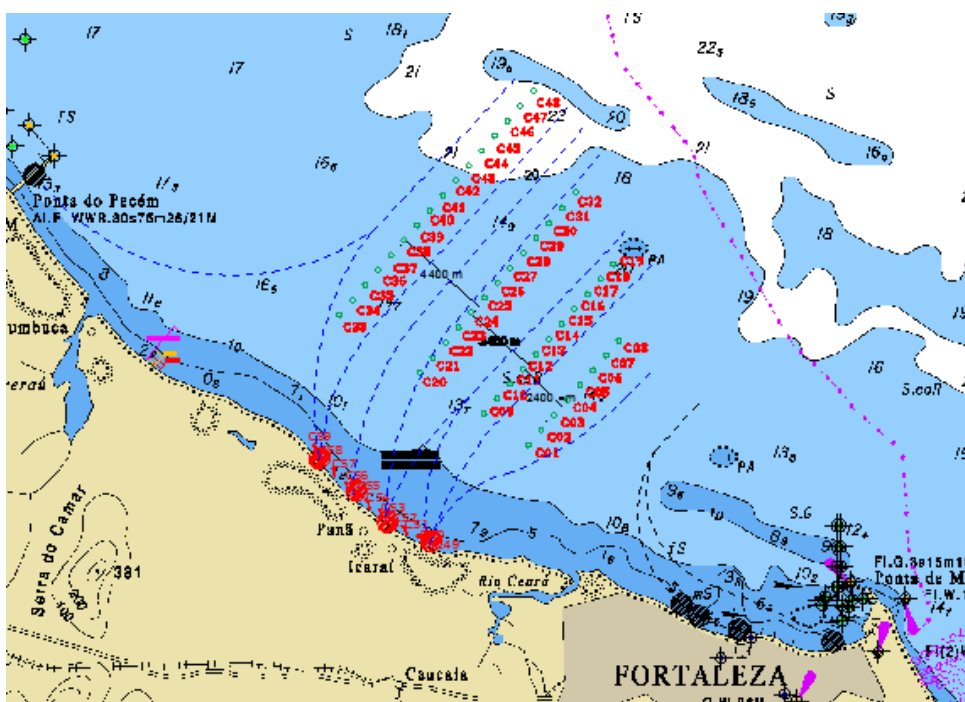
No entanto, pequenos barcos e barcos de pesca, que normalmente passam pelas áreas da planta, principalmente devido às atividades de pesca, poderão continuar suas atividades mesmo após a construção do parque.

Na realidade, após a construção dos molhes, haverá a possibilidade de inserir novos pontos de atracação e estacionamento para os barcos de pequeno porte.

Além disso, a introdução dos molhes permite o desenvolvimento de novas atividades e novas oportunidades de desenvolvimento econômico relacionadas ao setor pesqueiro.

A seguir, são apresentadas algumas rotas possíveis para pequenas embarcações e a indicação de pontos de atracagem para embarcações pequenas (existentes) e novos pontos possíveis para a inserção das obras.

Figura 2.5.2.1.102 - Rotas para barcos de pesca e pequenas embarcações e pontos de atracagem existentes (em preto) e novos (em vermelho).



Fonte: Adaptado de Marinha do Brasil, 2019.

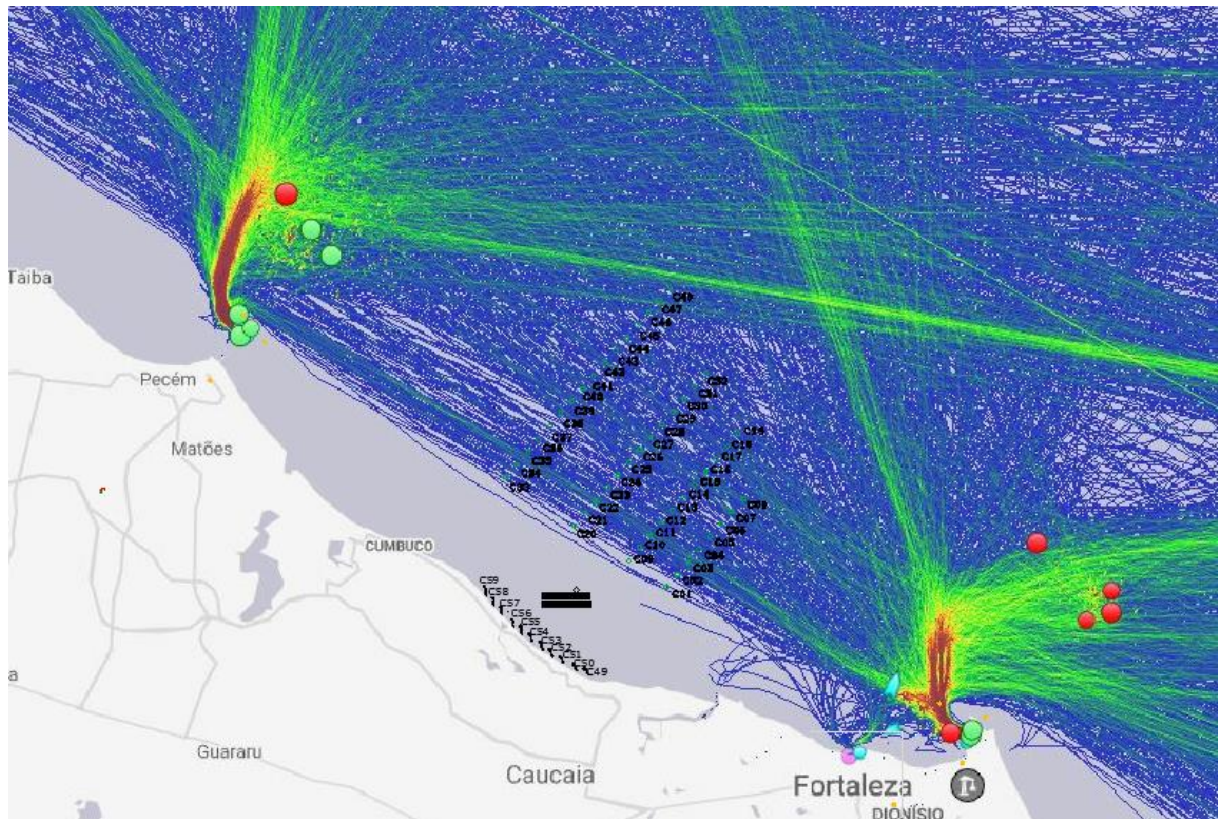
Considerando as interdistâncias, entre as turbinas ao longo das linhas perpendiculares à costa (2400m, 3400m e 4400m) é possível prever o trânsito de embarcações por essas linhas, mesmo que de tamanho modesto. Porém, desde que as rotas partam de áreas costeiras com baixa batimetria, essas rotas serão dedicadas principalmente a pequenos barcos, principalmente barcos de pesca e pequenos barcos turísticos.

De qualquer forma, as atividades de pesca não são limitadas pelas obras.

Para embarcações de grande ou médio porte equipadas com sistemas de radar, a fim de garantir condições seguras de navegação, o trânsito ocorrerá fora das áreas do parque.

Paralelamente à implantação do empreendimento, deverão ocorrer reuniões com o corpo de práticos do porto do Pecém, baseadas nas diretrizes do PIANC (MarCom WG Report No. 161 - 2018), que apresenta os critérios para uma navegação correta na presença de obstáculos no mar. Assim, o trânsito de barcos deverá ocorrer fora da área do parque, conforme apresentado nas instruções do COLREG fornecidas no documento PIANC.

Figura 2.5.2.1.103 - Principais rotas para grandes embarcações a partir dos portos de PECÉM e MUCURIPE (Fortaleza)



Fonte: Adaptado de Marinha do Brasil, 2019.

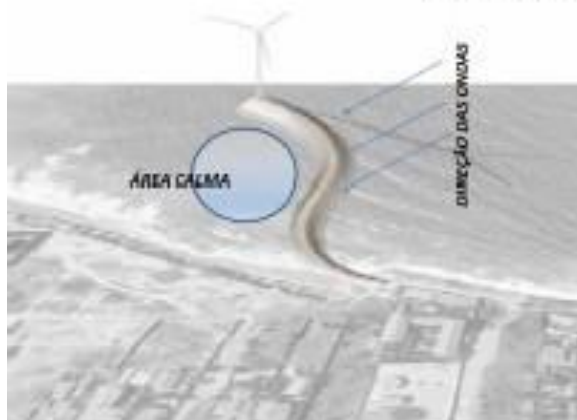
Atualmente, os pequenos barcos que realizam atividades pesqueiras possuem rotas que se desenvolvem a partir das áreas de atracagem localizadas perto dos portos de Mucuripe e Pecém (círculos em preto) e das poucas praias onde é possível fazer a travessia ao mar entre Caucaia-Icarai-Prazerinho, onde a forte erosão costeira determina uma atividade pesqueira muito limitada nesse trecho de costa.

A proposta do projeto e a construção dos molhes permitirão, portanto, a inserção de novas áreas de atracagem a partir das quais é possível pescar diretamente em direção às áreas da planta.

Portanto, haverá novas áreas de ancoragem e abrigo marítimo nas áreas dentro dos molhes, o que pode determinar um impulso importante à economia local (mostrado em vermelho na figura seguinte).

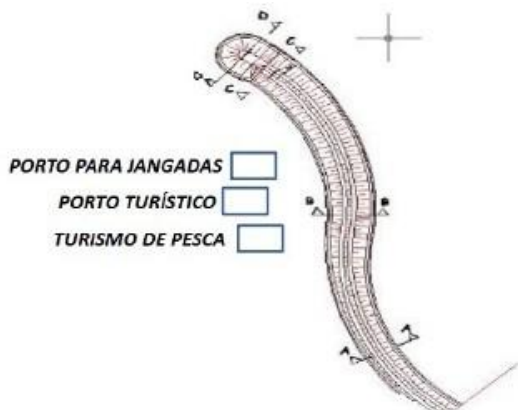
Figura 2.5.2.1.104 - Novas áreas de atracagem e refúgio para barcos

Oportunidades para atividades de negócios na área calma



OPORTUNIDADES PARA ATIVIDADES DE NEGÓCIOS NA ÁREA CALMA

A empresa que implementará os quebra-mares, como obra de compensação ambiental vinculada ao parque eólico offshore, poderá solicitar, direta ou indiretamente através de empresa subsidiária, a concessão plurianual também das áreas marinhas dentro dos próprios quebra-mares (áreas tranquilas). Isso permitirá realizar uma série de outras obras (veja abaixo) para a valorização econômica das áreas marinhas "protegidas" por quebra-mares.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Atividades de Pesca, Esporte e Mergulho

Pesca, Mergulho, Kite Surf e Outros Durante a Fase de Instalação

A realização de um parque eólico offshore apresenta uma série de limitações potenciais e, ao mesmo tempo, de oportunidades para atividades de pesca e esportes realizados nas áreas afetadas pelas obras.

No que diz respeito às atividades de pesca e mergulho, especifica-se que durante a fase de instalação, durante a construção das obras e durante o comissionamento da planta, as atividades relacionadas a pequenas embarcações, por razões de segurança, também devem ser limitadas.

Assim como para a navegação, durante a fase de construção, as atividades não relacionadas a construção do parque serão limitadas (pesca e mergulho), mesmo que por curtos períodos.

Para limitar as perdas econômicas que o setor de pesca pode sofrer durante a fase de construção, se os barcos tiverem características adequadas, eles podem ser usados para transportar pessoal e mercadorias para as áreas do local.

Além disso, podem ser previsto treinamento específico para os pescadores, a fim envolver alguns deles como mão de obra do parque, durante a sua construção.

No que diz respeito às atividades esportivas, a área em que o projeto está inserido é caracterizada pela prática do kitesurf.

O kitesurf é praticado principalmente na área costeira do Cumbuco, ao norte da área do projeto afetada pela construção dos quebra-mares.

O kitesurf, geralmente, (normativa internacional) é praticado entre uma faixa inicial de 200-500m da costa (e a 100 metros das falésias / costas íngremes) e 1 milha náutico da costa (1852m).

Figura 2.5.2.1.105 - Faixa para prática do kitesurf



Fonte: Adaptado de Marinha do Brasil, 2019.

Figura 2.5.2.1.106 - Detalhe da faixa do kitesurf com as distâncias da costa.

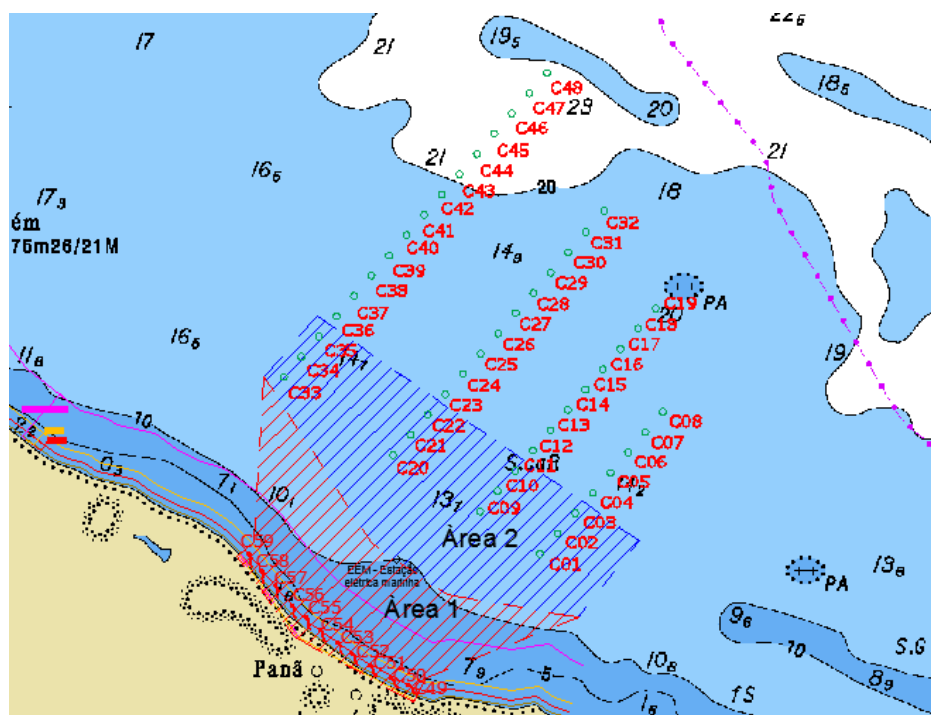


Fonte: Adaptado de Marinha do Brasil, 2019.

Como pode ser visto nas imagens mostradas, o kitesurf normalmente ocorre na faixa do mar entre a costa e o parque. No entanto, durante a fase de construção, a área em frente aos molhes e as áreas afetadas pela construção do conduto de cabos e da estação serão excluídas para impedir a prática do esporte, por razões de segurança. No final das obras, as atividades normalmente podem ser realizadas.

Vale salientar que a pipa do kitesurf atinge uma altura máxima de cerca de 25m, bem abaixo da encontrada sob a turbina. Portanto, não existirão interferências entre as atividades de kitesurf e o parque eólico. Ilustração representando a área de prática de kitesurf e o parque eólico ao final deste item.

Figura 2.5.2.1.107 - Área impedida de praticar kitesurf durante as operações de construção do parque



Fonte: Adaptado de Marinha do Brasil, 2019.

É destacada a área entre a planta e a costa, onde as atividades são limitadas, por um dado períodos de tempo, para o kitesurf.

As limitações às atividades esportivas e de pesca são, no entanto, geralmente temporárias e podem ser retomadas durante a fase de exercício.

Pesca, Mergulho, Kite Surf e Outros Durante a Fase de Operação

A presença do parque durante a fase de exercício causa um obstáculo físico à navegação e ao desempenho de certos tipos de atividades de pesca (como pesca

Raoni Ceci

com redes ou arrastões): enquanto será sempre garantido o acesso à superfície da água entre as várias turbinas instaladas na área do projeto.

Certamente, isso representa um aspecto positivo, pois métodos de pesca prejudiciais (arrasto) são usados em benefício de técnicas de pesca não destrutivas.

Além disso, devido à presença do parque, deve-se observar que podem ocorrer novas formas de desenvolvimento do setor pesqueiro que podem ser identificadas como:

- novas atividades lucrativas baseadas na pesca (turismo);
- conversão de práticas normais de pesca em atividades de turismo de pesca;

Isso poderia compensar quaisquer dificuldades decorrentes da remoção de áreas úteis para a pesca, devido à criação do parque eólico, e gerar fontes alternativas ou complementares de renda para a pesca.

O turismo de pesca é uma forma de atividade turística complementar à pesca artesanal que permite que os turistas embarquem no barco de pesca e mostrem a atividade de pesca profissional e excursões na costa.

O turismo de peixes é uma atividade complementar às atividades de turismo de pesca e deste completamente independente.

Para “turismo de peixes” se entende o conjunto de serviços turísticos oferecidos pelos pescadores em terra, tais como hospedagem em casas de pescadores e vilas à beira mar, além de restaurantes a bordo e em terra, nos molhes. Um elemento importante dessa tipologia de turismo é o fornecimento de peixes locais, possivelmente pelos próprios pescadores em suas comunidades.

Outro aspecto muito interessante relacionado ao trabalho é a realização de barreiras de quebra-mar na costa, criando áreas de nutrição e áreas de calma perto dos molhes e, portanto, de vantagem indireta para o setor pesqueiro.

Tais obras favorecerão, de fato, as atividades de pesca em termos de:

- Presença de áreas de ancoragem seguras na praia e nas áreas calmas, atualmente não presentes, para a atracagem das

2.327

Raoni Ceci

embarcações;

- Novas áreas tróficas que podem atrair espécies de peixes para a costa, favorecendo a pesca.

Como antecipado, o próprio parque em correspondência com as torres de cada turbina pode atuar como uma área de enxerto para espécies bentônicas, ou moluscos e algas, favorecendo o desenvolvimento de viveiros naturais para espécies de peixes ou novas áreas de alimentação nas mediações das intalações, aumentando a presença de peixe e, portanto, aumentando também a pesca.

Em geral, o parque eólico e as obras anexas, em particular os molhes, não terão um impacto negativo, na fase de construção, para a pesca, que seria limitada ou reduzida apenas durante o período de construção do parque, durante o qual, devido as obras, poderia se testemunhar um distanciamento temporário das espécies de peixes e uma perda de espécies bentônicas. No entanto, esse fenômeno será de natureza temporária e haverá uma retomada de espécies afugentadas justamente por causa da recolonização do fundo do mar no final dos trabalhos, conforme documentado nos parques eólicos offshore existentes, onde uma perda e remoção inicial de espécies foi seguida por uma rápida retomada mais acentuada do habitat e presença de peixes e espécies bentônicas.

Para atividades esportivas, como previsto no capítulo anterior, o kitesurf pode ser realizado normalmente no corpo d'água entre a costa (200 a 500 m) até uma milha (1852 m) e, em qualquer caso, até 500 m da estação offshore, se permitido a partir dos limites normativos para a prática esportiva (o da prática internacional coloca um limite de praticabilidade a partir da costa não além de 1852 m ou uma milha náutica).

A atividade de fato não será realizada dentro do espelho d'água limitado pelo parque offshore. Quanto às práticas de mergulho, como já destacado, não há pontos de interesse específicos na área, no entanto, não há restrições às práticas de mergulho nas áreas de parques eólicos.

A realização do parque, na verdade, aumentará esse tipo de atividade de mergulho e as atividades esportivas e científicas relacionadas a essa prática.

A realização da própria usina constituirá um importante pólo de atração científica e turística para a observação direta do fundo do mar.

As infra-estruturas do parque podem se tornar uma interface de comunicação, por exemplo, instalando um centro de visitantes na subestação ou em algumas turbinas.

Considerando também que as estruturas de apoio das turbinas no mar tornam-se acomodações para novas espécies de crustáceos e peixes, assumindo, o próprio parque, a conotação do Parque Marinho, para excursões sobre a água e excursões subaquáticas guiadas.

O próprio parque eólico torna-se um elemento de readaptação para as espécies marinhas, que pode ser observado (e também oportunamente monitorado antes e depois da sua instalação, para entender a evolução da área natural marinha, reiterando-se que não existem obras similares, em território brasileiro e o referido parque poderia representar um projeto piloto de pesquisa do impacto real gerado no componente marinho da flora/fauna, e ter assim informações importantes também para iniciativas semelhantes futuras).

Por exemplo, no caso da implementação dos parques eólicos offshore dinamarqueses, foi o ministério do ambiente e, portanto, as instituições que iniciaram o monitoramento das espécies, antes da execução das obras, através da elaboração de relatórios anuais, que fornecem dados sobre o progresso dos ecossistemas hospedeiros. Estes estudos representam uma referência importante para a construção de um parque eólico offshore.

Concluindo na fase de construção, algumas restrições serão necessárias às práticas marítimas normais que ocorrem na área afetada pela usina, essas limitações são reversíveis e temporárias e deixarão de existir quando o parque entrar em operação.

Apenas para fins de precaução, durante a fase de exercício, existem limitações para grandes embarcações que terão de passar ou ser atracadas a menos de 50 m das instalações do parque. Além disso, o próprio parque, como melhor explicado nos capítulos seguintes, será uma fonte de importantes oportunidades e desenvolvimento para o turismo, o esporte e a pesca.



TENPROJECT

CENTEC

ATIVIDADE AINDA NÃO REGULAMENTADA NA REGIÃO, POREM ATIVIDADE SEGUE OS PADROES INTERNACIONAIS.

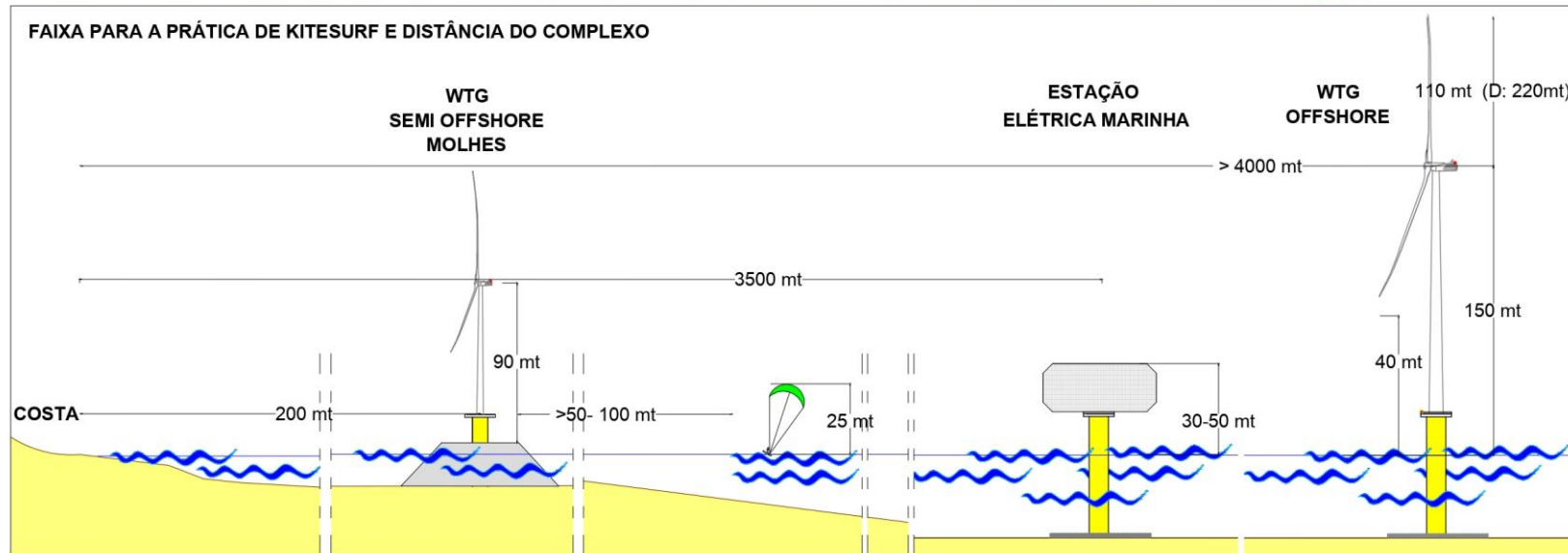
ÁREA COMPLEXO EOLICO

B1 X:543962 Y:9613030

B2 X:549450 Y:9603691

B3 X:543709 Y:9597031

B4 X:535440 Y:9602954



Raoni Cesi

2.5.3 Características Gerais Relacionados à Linha de Transmissão Aérea

2.5.3.1 Descrição Técnica da Linha de Transmissão

A conexão do parque eólico offshore com o Sistema Interligado Nacional (SIN) será feita através de uma linha de transmissão a ser construída para conectar a subestação terrestre do parque com a subestação da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF) Pecém II. Esta linha tem tensão nominal de 230 kV, com 3 fases, 1 circuito e 2 condutores por fase. O comprimento total da linha é de 32 km, sendo 14 km subterrânea e 18 km aérea.

Os tipos de torres utilizadas para o trecho de linha aérea serão do tipo autoportantes, com quatro bases de fundação de até 4 metros de profundidade. O vão médio para a linha aérea em 230 kV varia entre 250 e 300 metros com isso é possível estimar o número de estruturas. Para este projeto está previsto aproximadamente de 60 a 72 torres para todo o traçado.

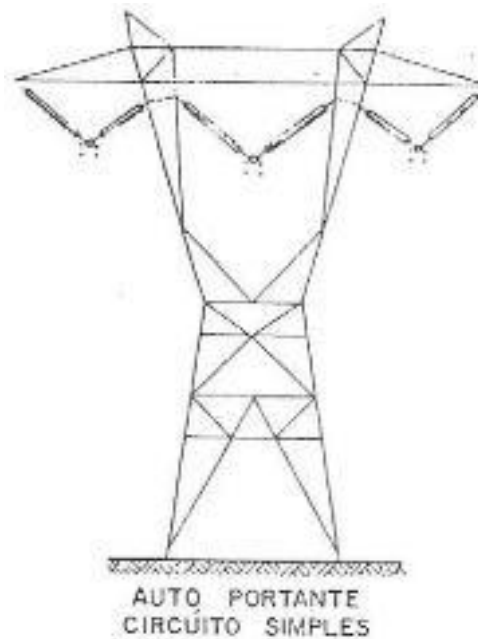
As alturas médias das estruturas variam entre os 30 e 35 metros, 30 para terrenos planos e normais e 35 m para travessias e estruturas de ancoragem. As estruturas de ancoragem devem ser dispostas nos ângulos e a cada 5 km nos vãos normais. A distância mínima dos cabos a terra, também segundo a NRB 5422/1985, depende da natureza da região e do que se encontra abaixo, portanto o quadro 2.5.3.1.1 descreve a distância mínima calculada para cada região.

Quadro 2.5.3.1.1 - apresenta as distâncias mínimas no suporte calculadas

		Distância Mínima (m)
Circuitos Diferentes	Distância horizontal entre fases	3,23
	Distância vertical entre fases	2,80
Distância entre fase e cabo pára-raios		2,52
Distância entre partes vivas e aterradas	elementos do suporte	1,18
	estais	1,47

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Figura 2.5.3.1.1 - Tipos de Torres para Linhas de Transmissão



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Quadro 2.5.3.1.2 - Distâncias mínimas entre cabo e terra.

Natureza da região ou obstáculo atravessado pela linha ou que dela se aproxime	Distância básica a (m)	Distância Calculada (m)
Locais acessíveis apenas a pedestres	6	6,83
Locais onde circulam máquinas agrícolas	6,5	7,33
Rodovias, ruas e avenidas	8	8,83
Ferrovias não eletrificadas	9	9,83
Ferrovias eletrificadas ou com previsão de eletrificação	12	12,83
Suporte de linha pertencente à ferrovia	4	4,83
Águas navegáveis	H+2	H+2,83
Águas não navegáveis	6	6,83
Linhas de energia elétrica	1,2	2,03
Linhas de telecomunicações	1,8	2,63
Telhados e terraços	4	4,83
Paredes	3	3,83
Instalações transportadoras	3	3,83
Veículos rodoviários e ferroviários	3	3,83
<p>*Em locais acessíveis somente a pessoal autorizado, podem ser utilizadas distâncias menores que as calculadas pela fórmula básica.</p> <p>**No cálculo das distâncias dos condutores à superfície de águas navegáveis, o valor H corresponde à altura em metros do maior mastro e deve ser fixado pela autoridade responsável pela navegação na via considerada, levando-se em conta o nível máximo de cheia ocorrido nos últimos 10 anos.</p>		

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

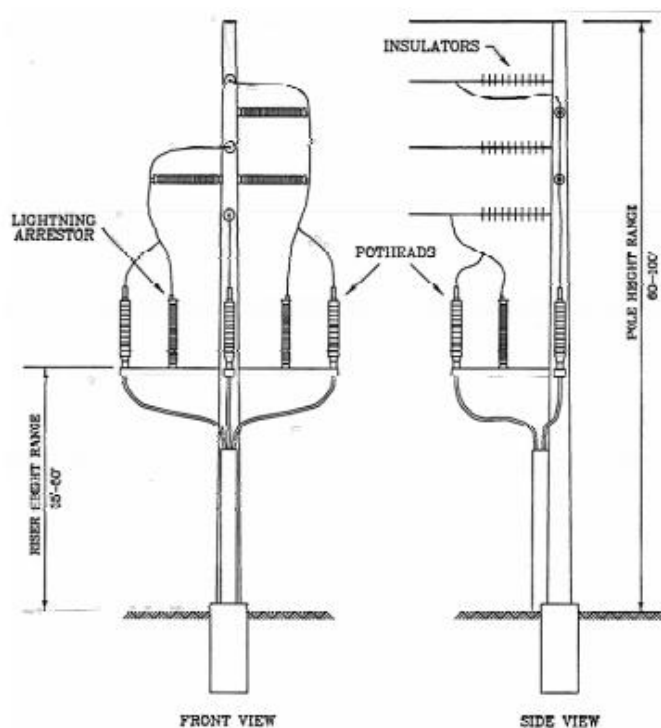
Já para o trecho da linha que será subterrânea, será necessário a construção de caves. As caves são grandes caixas de concreto enterradas em intervalos regulares ao longo da rota de construção subterrânea. A principal função da cave é a emenda dos cabos durante a construção e o acesso, manutenção e reparo permanentes dos cabos. O número de caves necessárias para uma linha de transmissão subterrânea é ditado pelo comprimento máximo de cabo que pode ser transportado em uma bobina, a tensão de tração permitida do cabo, mudanças de elevação ao longo da rota e a pressão lateral quando o cabo se dobra. O cabo XLPE requer uma emenda a cada 900 a 2000 pés, dependendo da topografia e da voltagem. Cabos tipo cachimbo precisam de uma emenda pelo menos a cada 3.500 pés.

As caves são de aproximadamente 10 por 30 pés e 10 pés de altura. Elas têm duas chaminés construídas com poços de visita que os trabalhadores usam para entrar nas caves para manutenção de cabos. As tampas dos bueiros são projetadas para ficarem niveladas com a superfície da estrada acabada ou a elevação do solo. As caves podem ser pré-fabricadas e transportadas para o local em duas partes ou construídas no local. As escavações nas proximidades das caves serão mais profundas e amplas. Uma construção de voltagem mais alta pode exigir dois compartimentos construídos adjacentes entre si para lidar com o conjunto redundante de cabos.

- **Estruturas de Transição**

Para cabos subterrâneos com menos de 345 kV, a conexão de linhas aéreas para linhas subterrâneas requer a construção de uma estrutura de transição, também conhecida como riser. A Figura a seguir representa os desenhos de estrutura de transição de amostra. Essas estruturas têm entre 60 e 100 pés de altura. Eles são projetados de forma que os três condutores sejam efetivamente separados e atendam aos requisitos do código elétrico. O condutor isolado da linha aérea é ligado através de um dispositivo isolante sólido ao cabo subterrâneo. Isso mantém a umidade fora do cabo e a linha aérea longe da estrutura de suporte.

Figura 2.5.3.1.2 - Diagrama de uma estrutura riser de transmissão típica



Fonte: Public Service Commission of Wisconsin, 2011.

Pára-raios são colocados perto de onde o cabo subterrâneo se conecta à linha aérea para proteger o cabo subterrâneo de raios nas proximidades. O material isolante é muito sensível a grandes mudanças de tensão e não pode ser reparado. Se danificado, um cabo completamente novo é instalado.

O sistema de aterramento será feito com malha e cabo contrapeso em aço galvanizado, porém seguindo as orientações da NBR 5422/1985, que são listadas abaixo.

- Os suportes da linha devem ser aterrados de maneira a tornar a resistência de aterramento compatível com o desempenho desejado e a segurança de terceiros.
- O aterramento deve se restringir à faixa de segurança da linha e não interferir com outras instalações existentes e com atividades desenvolvidas dentro da faixa.
- Fica a critério da proprietária da linha a escolha do método utilizado para o aterramento, uma vez que, de um modo geral, a solução mais

2.334

Raoni Ceci

adequada resulta de um ajuste técnico-econômico entre as diversas variáveis envolvidas.

- Quando necessário, medidas contra choques elétricos, provenientes do aterramento do suporte, devem ser projetadas visando a segurança de pessoas e animais.
- Os materiais empregados nos aterramentos devem ser resistentes à corrosão. Sua durabilidade no solo deve ser, sempre que possível, compatível com a vida útil da linha.
- Recomenda-se que seja medida a resistência de aterramento de casa suporte após sua montagem e antes do lançamento dos cabos para-raios, e que sejam feitas as necessárias correções, de modo a reduzir a resistência de aterramento ao valor adotado no projeto.
- Se os cabos para-raios já estiverem lançados, os mesmos devem ser isolados do suporte durante as medições ou, então, ser usado equipamento de alta frequência específica para esse fim.
- Recomenda-se que o condutor de aterramento, nos suportes de concreto armado ou de madeira, seja ligado aos pontos de fixação dos isoladores rígidos ou das cadeiras de isoladores.

- **Subestação para conexão**

A linha de transmissão objeto deste estudo será conectada ao SIN através da Subestação Elétrica Pecém II (SE PED). Esta subestação é de propriedade da Transmissora Delmiro Gouveia- TDG que é uma empresa composta pela parceria entre ATP e CHESF. A SE PECÉM II é uma subestação de 500 kV com capacidade instalada de 3600 MVA caracterizada com ICG – Instalação Coletora de Geração, considerando que praticamente todos os seus acessantes são Usina Eólicas ou Térmicas. A área total aproximada da instalação é de 67.500m².

A Tabela 2.5.3.1.1 mostra o endereço e a posição georreferenciada da instalação.

Tabela 2.5.3.1.1 - Localização da Subestação

Subestação	Endereço	Distrito	Município - UF	Longitude	Latitude
SE Pecém II	Rodovia CE 85, km 37 s/n	Pecém	São Gonçalo do Amarante - CE	- 3,599117305	- 38,8723863

Fonte: Chesf, 2019.

A SE PECÉM II possui dois níveis de tensão: 500 e 230 kV, estando atualmente todos os acessantes já em operação (sendo no total de 5: CSP, Energia Pecém, Taíba, Faísa e Trairí) conectados à barra de 230 kV por meio de 8 circuitos divididos entre eles. Existe indícios de que aparentemente a expansão da barra de 230 kV dentro do terreno existente ainda comporta a entrada de alguns novos acessantes neste nível de tensão. Um novo acessante que se conectará em 500 kV (ARGO) se encontra com sua secção de pátio em obras de construção.

São três os transformadores 500/230 kV instalados atualmente na SE PED, todos de 1200 MVA, formados por 3 bancos de 3 transformadores monofásicos de 400 MVA cada, totalizando uma potência total de 3600 MVA.

Quatro circuitos acessam hoje a SE PED na tensão de 500 kV. Dois interligando aquela instalação com a SE Fortaleza II (FZD) na região metropolitana de Fortaleza e dois, interligando a SE PED com a Subestação de Sobral III (SBT) próxima à cidade de mesmo nome. Estes circuitos seccionaram os antigos circuitos Fortaleza II/Sobral III e a derivação para chegar a SE PED é composta por quatro segmentos de linhas que caminham praticamente em paralelo, desde o eixo dos circuitos SBT/FZD até a SE PED. Quanto aos circuitos em 230 kV (em número de 8), todos são oriundos do lado contrário, ou seja, já chegam diretamente no pátio de 230 kV, o que caracteriza que todas as usinas conectadas praticamente se localizam na direção de saída deste setor da instalação.

Quanto ao sistema de drenagem pluviométrica, à época da construção foi observado a existência de instalações do tipo: caixas coletoras de água, manilhas porosas, tubulações, sendo estas subterrâneas, além de algumas calhas. A área do pátio da instalação sofreu terraplenagem colocando-a em nível visivelmente superior em relação à rodovia estadual.

Em etapas mais avançadas do projeto, como o projeto executivo por exemplo, será possível determinar se será necessária a construção de um novo bay de conexão na subestação e determinar a posição dos pórticos de entrada e saída da nova Linha de Transmissão.

- **Largura da faixa de servidão**

A determinação da largura da faixa de segurança baseia-se em equações da teoria eletromagnética e nas ações do vento que proporcionam o balanço dos cabos condutores. Segundo critérios da Norma Técnica NBR 5422 de 1985 da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) que trata de projetos de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica, a largura da faixa calculada utilizando o método convencional para a linha de transmissão em estudo é de 50 m. A NBR 5422 também estabelece que no caso de tensão nominal superior a 230kV, a faixa de segurança deve ser verificada quanto aos aspectos referentes à ignição de combustível, aos níveis de rádio interferência, ao ruído audível e à interferência na recepção de TV, compatíveis com a região atravessada pela linha. Além de estabelecer que o valor do campo elétrico ao nível do solo, no limite da faixa de segurança, não deve ultrapassar 5kV/m e que as fundações dos estais fiquem situadas dentro da faixa de segurança. Caso seja necessário, a largura da faixa poderá ser aumentada nos locais de instalações dos suportes.

No Quadro 2.5.3.1.3, consta algumas larguras de faixa de servidão aplicadas por companhias do Brasil. A largura da faixa de segurança a ser adotada para este projeto, será determinada posteriormente na fase de projeto executivo levando em consideração todos os critérios estabelecidos pela NBR 5422.

Quadro 2.5.3.1.3 - Largura de faixa de segurança.

Companhias	Largura da faixa para 230kV (m)
CEMIG	38
CELG	35
EPTE	29

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Além dos critérios estabelecidos pela NBR 5422, esta linha de transmissão respeitará os limites estabelecidos pelas resoluções normativas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) 398 de 23 de março de 2010 e 616 de 1º de julho de 2014 que regulamentam a Lei nº 11.934 de 5 de maio de 2009 no que se refere aos limites à exposição humana a campos elétricos e magnéticos originários de instalações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Estas resoluções determinam que conforme estabelecido pela Comissão Internacional de Proteção Contra Radiação Não Ionizante (ICNIRP) e recomendado pela Organização Mundial da Saúde (OMS), os Níveis de Referência para exposição do público em geral e da população ocupacional a campos elétricos e magnéticos nas frequências de 50 e 60 Hz são apresentados no Quadro 2.5.3.1.3. Além disso, no caso dos sistemas de transmissão em corrente contínua devem ser respeitados os limites estabelecidos pela norma IEEE Standard for Safety Levels With Respect to Human Exposure to Electromagnetic Fields, 0-3 kHz 2002 do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE), conforme o Quadro 2.5.3.1.4, devendo essas instalações ter o mesmo tratamento dado nesta resolução a sistemas em 60 Hz.

Quadro 2.5.3.1.3 - Níveis de Referência para campos elétricos e magnéticos variantes no tempo nas frequências de 50 e 60 Hz.

	Instalações em 50 Hz		Instalações em 60 Hz	
	Campo Elétrico (kV/m)	Campo Magnético (µT)	Campo Elétrico (kV/m)	Campo Magnético (µT)
Público em Geral	5,00	200,00	4,17	200,00
População Ocupacional	10,00	1000,00	8,33	1000,00

Fonte: NBR 398 – ANEEL.

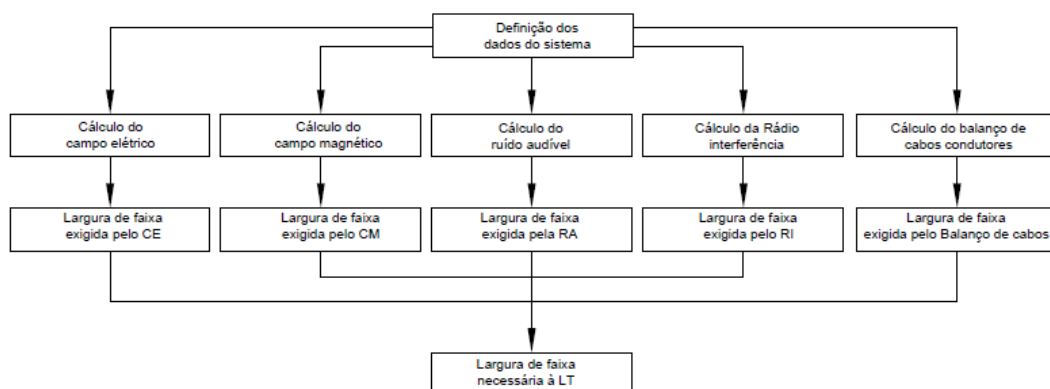
Quadro 2.5.3.1.4 - Níveis de Referência para campos elétricos e magnéticos na frequência 0 (zero) Hz.

	Campo Magnético (μT)		Campo Elétrico (kV/m)
	Cabeça e tronco	Braços e pernas	
Público em Geral	118.000,00	353.000,00	5,00
População Ocupacional	353.000,00	353.000,00	20,00

Fonte: NBR 398 – ANEEL.

A Figura a seguir apresenta o fluxograma do programa desenvolvido para se determinar a largura de faixa de segurança de uma linha de transmissão. O primeiro passo é a definição dos dados do sistema em estudo (tensão, corrente, altura da estrutura, comprimento de mísula, tipo de cabo condutor, flecha dos cabos etc.). A partir desses dados, calcula-se o campo elétrico, o campo magnético, o ruído audível, a rádio interferência e o balanço dos cabos. Com os cálculos realizados, chegam-se às larguras de faixa de segurança, para cada efeito eletromagnético e pelo balanço do cabo condutor. E por último, define-se a largura de faixa de segurança necessária à LT, que é a maior largura obtida dentre os cálculos.

Figura 2.5.3.1.3 - Fluxograma para determinação da largura da faixa de segurança.



Fonte: SOUZA, 2012.

Dessa forma serão considerados todos os métodos descritos no fluxograma para determinação da faixa de segurança, como descreve claramente a norma NBR

5422/1985. Os valores padronizados pelo cálculo otimizado para a linha de 230 kV (SOUZA, 2012) e pelas condições já estabelecidas para este projeto.

Quadro 2.5.3.1.5 - Dados para cálculo da faixa de segurança e servidão

Descrição	Valor considerado (LT 230 kV)
Altura da estrutura (H)	25 m
Tipo de cabo condutor	Grosbeak – 636 MCM
Relação Vão de Peso e Vão de Vento(V/H)	0,7
Comprimento da mísula (D _{ha})	4,25 m
Disposição dos cabos	Horizontal
Tipo de LT	Convencional
Distância entre os condutores de mesma fase (D)	47 cm
Flecha (F)	18 m
Altura mínima do cabo em relação ao solo (h=H-F)	7 m

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

- **Cálculo a partir do balanço de cabos condutores**

Para o cálculo do balanço de cabos deve-se levar em consideração a topologia da estrutura. A topologia da estrutura diz respeito à técnica escolhida para o projeto das estruturas que irão sustentar os cabos existentes nas linhas de transmissão aéreas. Conforme observa-se na figura, a faixa de passagem D (em metros) é composta pela soma das distâncias fase-terra (D1), balanço do cabo (D2) e faixa de segurança (D3). A distância fase-terra D1 (em metros) é dada de forma normatizada pela NBR5422/1985, por meio da Tabela distâncias mínimas no suporte, sendo:

$$D1 = 0,03 + 0,005 * Du$$

Sendo Du é a distância (em metros) numericamente igual à tensão eficaz fase-fase do circuito (em kV). Além do cálculo da distância fase-terra já tratado, a distância entre circuitos dispostos em lados opostos da estrutura também deve ser levada em

conta. Essa distância é dada também de acordo com o quadro de distâncias mínimas no suporte da norma e pode ser observada como D_{h2} . Deve-se escolher o maior valor entre:

$$D_{h2} = \max [(0,22 + 0,01 * D_u), (0,37 * \sqrt{F} + + 0,0076 * D_u)]$$

Onde F é o valor da flecha (em metros) que, segundo possui valor otimizado para linha de 230 kV de 18 m (SOUZA,2012). A distância D_2 referente ao balanço é determinada pelo ângulo gerado pelo cabo de acordo com o tamanho da sua flecha, em decorrência da velocidade básica do vento (V_b) em uma dada região. O valor desse ângulo é dado, conforme a norma (ABNT, 1985), como:

$$\beta = \tan^{-1}(K * \tan(\beta_R))$$

onde K é um valor que pode ser obtido na figura da norma (ABNT, 1985). E β_R é o ângulo teórico de balanço dado por:

$$\beta_R = \tan^{-1} \left(\frac{q_0 * d}{\left(p * \frac{V}{H} \right)} \right)$$

onde q_0 é a pressão dinâmica de referência (extraída diretamente da norma em sua Seção 8.2.1), d é o diâmetro do condutor (em metros), p é o peso unitário do condutor (em N/m), V é o tamanho do vão de peso (em metros) e H é o tamanho do vão de vento (em metros). A distância de balanço D_2 (em metros), levando-se em conta a estrutura de ferragens e isoladores, é dada por

$$D_2 = F * K * \tan(\beta_R)$$

A última distância a ser calculada é a distância de segurança D_3 (em metros). O valor da mesma é dado, segundo a norma (ABNT, 1985), pela equação:

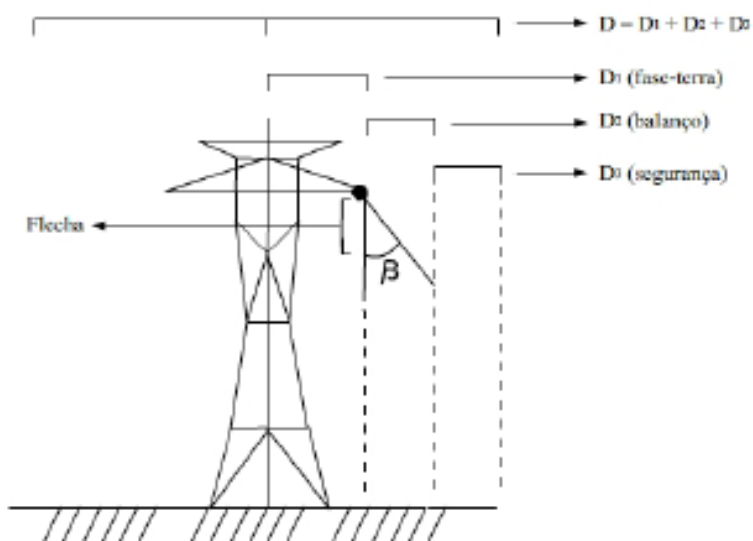
$$D_3 = \frac{D_u}{150}$$

A distância D diz respeito somente a um dos lados da estrutura. Logo, deve-se proceder também com o cálculo do valor para o outro lado. O critério de minimização correspondente à faixa de serviço pode ser expresso como:

$$f_{seg} = \max [(\max (D_1, D_{h2}) + D_2 + D_3)_{direita} + (\max (D_1, D_{h2}) + D_2 + D_3)_{esquerda}]$$

Dessa forma, obtêm-se a distância mínima de 32 m para o comprimento da faixa de servidão, considerando o balanço de cabos.

Figura 2.5.3.1.4 Distâncias relevantes para o cálculo da faixa de segurança (balanço de cabos)



Fonte: NAMETALA & MARTINS, 2017.

- **Cálculo a partir do campo elétrico**

A Figura apresenta a seguir descreve a metodologia de cálculo do campo elétrico e conseqüentemente da largura de faixa de segurança devido a esse efeito eletromagnético. Nessa figura, tem-se três condutores fase “a”, “b” e “c”, dispostos horizontalmente, de diâmetro “d”, submetidos a uma determinada tensão “V” com ângulo “ Θ ” (considerado um sistema equilibrado, com as fases em 120°). É utilizado um sistema de coordenadas cartesianas xy (considerando a coordenada $z=0$). É mostrado o campo elétrico provocado apenas pelo condutor “a” nas direções “x” e “y”, E_{xa} e E_{ya} , em um ponto de observação localizado no espaço, com coordenadas “ x_1 ” e “ y_1 ”, distanciado do condutor “a” em R_1 . Caso esse ponto de observação seja distanciado do eixo da linha de transmissão (com uma distância R_n), com uma nova posição no espaço x_n e y_n , os novos valores de campo elétrico serão E_{nx} e E_{ny} . A

2.342

Raoni Ceci

largura da faixa de segurança é determinada em um ponto localizado a partir do centro da estrutura onde se tem o nível de emissão do campo elétrico menor ou igual ao limite estabelecido para esse efeito eletromagnético.

O campo elétrico gerado pelos cabos condutores de uma linha de transmissão pode ser determinado a partir do vetor carga elétrica superficial dos condutores (PINHO, 1994).

$$[Q] = [\lambda]^{-1} * [V]$$

Onde,

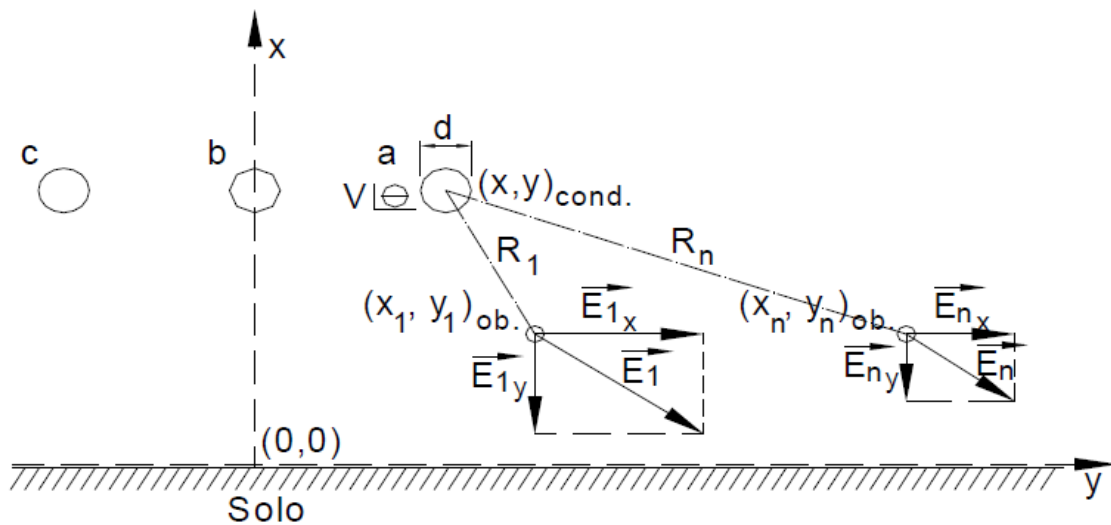
$$\lambda_{ii} = \frac{1}{2 * \pi * \epsilon_0} * \ln \left(\frac{4 * h_i}{d_i} \right)$$

$$\lambda_{ij} = \frac{1}{2 * \pi} * \ln \left(\frac{D'_{ij}}{D_{ij}} \right)$$

Onde, λ_{ii} - Coeficiente de potencial próprio relativo ao potencial do condutor i gerado por

sua carga; λ_{ij} - Coeficiente de potencial mútuo relativo ao potencial no condutor i gerado pelo condutor j; h_i - Altura do condutor (m); D'_{ij} - Distância entre o condutor i a imagem do condutor j (m); D_{ij} - Distância entre o condutor i e o condutor j (m); d_i - Diâmetro do condutor (m).

Figura 2.5.3.1.5 - Coordenadas para metodologia de cálculo do campo elétrico



Fonte: SOUZA, 2012.

Quando as fases de uma linha de transmissão possuem um condutor com múltiplos subcondutores, dispostos uniformemente sobre um círculo de diâmetro D , um condutor equivalente pode ser adotado com um diâmetro equivalente pela fórmula.

$$r_{eq} = \sqrt[n]{n * \frac{d}{2} * \left(\frac{D}{2}\right)^{n-1}}$$

Onde, n - número de subcondutores; r – raio externo de um subcondutor; D - diâmetro do feixe.

Após determinadas as matrizes, chega-se ao valor do campo elétrico nas direções x e y ,

que é representado pela soma vetorial dos componentes:

$$\vec{E}_a = |E_{xa}| * \vec{u}_x + |E_{ya}| * \vec{u}_y$$

Os vetores u_x e u_y são os vetores unitários nas direções x e y . e E_{xa} e E_{ya} são expressos por:

$$E_{xa} = \frac{q_a}{2 * \pi * \epsilon_0} * \left(\frac{x_N - x_a}{((x_a - x_N)^2 + (y_a - y_N)^2)} - \frac{x_N - x_a}{((x_a - x_N)^2 + (y_a + y_N)^2)} \right)$$

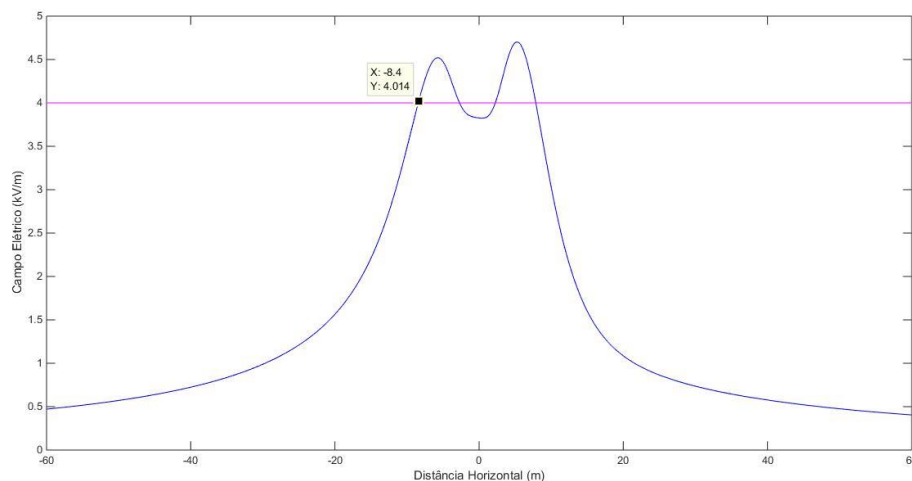
$$E_{ya} = \frac{q_a}{2 * \pi * \epsilon_o} * \left(\frac{y_N - y_a}{((x_a - x_N)^2 + (y_a - y_N)^2)} - \frac{y_N + y_a}{((x_a - x_N)^2 + (y_a + y_N)^2)} \right)$$

Dessa forma, o módulo do campo elétrico resultante pode ser obtido pela equação.

$$|E_r| = \sqrt{|E_{xa} + E_{xb} + E_{xc}|^2 + |E_{ya} + E_{yb} + E_{yc}|^2}$$

A Norma NBR 5422 estabelece limite apenas para o campo elétrico, que deve ser de no máximo 5 kV/m, no limite da faixa, ao nível do solo (NBR5422, 1985). O campo elétrico, no limite da faixa de segurança, a 1 metro do nível do solo, deve ser menor ou igual a 4,2 kV/m, quando a LT estiver com uma tensão máxima de operação, conforme estabelecido pelo Submódulo 2.4 do ONS (ONS, 2011). A Resolução ANEEL, por sua vez, explicita o limite de 4,17 kV/m a uma altura do nível do solo de 1,5 metro, no limite da faixa de segurança. A partir dos dados das equações anteriores, obtêm-se o comportamento do campo elétrico ao longo do eixo x, considerando uma distância vertical fixa a 1 m do nível de referência.

Figura 2.5.3.1.6 - Determinação da faixa de servidão considerando o campo elétrico



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

2.345

Raoni Ceci

Dessa forma, a faixa de segurança obtida considerando o campo elétrico está em torno de 16 m. Esse valor é inferior ao obtido no cálculo considerando o balanço de cabo, sendo o segundo (maior) o que deve ser considerado até o momento.

- **Cálculo a partir do campo magnético**

A metodologia de cálculo da intensidade de campo magnético ou densidade de fluxo magnético é semelhante a do campo elétrico, ilustrada na figura anterior, com uma diferença que para o cálculo do campo elétrico, faz-se necessário que os condutores estejam apenas energizados (submetidos a uma tensão) e para o campo magnético, esses condutores devem possuir uma corrente circulando por eles. Semelhantemente ao campo elétrico, é calculado o campo magnético em um ponto de observação localizado no espaço. A largura de faixa de segurança de uma linha de transmissão exigida pelo efeito do campo magnético é determinada em um ponto localizado a partir do centro da linha, quando se tem nesse ponto o valor de campo magnético menor ou igual que o limite informado a seguir.

$$H_{xa} = \frac{I_a}{2 * \pi * \epsilon_o} * \frac{-(y_N - y_a)}{(x_N - x_a)^2 + (y_N - y_a)^2}$$

$$H_{ya} = \frac{I_a}{2 * \pi * \epsilon_o} * \frac{(x_N - x_a)}{(x_N - x_a)^2 + (y_N - y_a)^2}$$

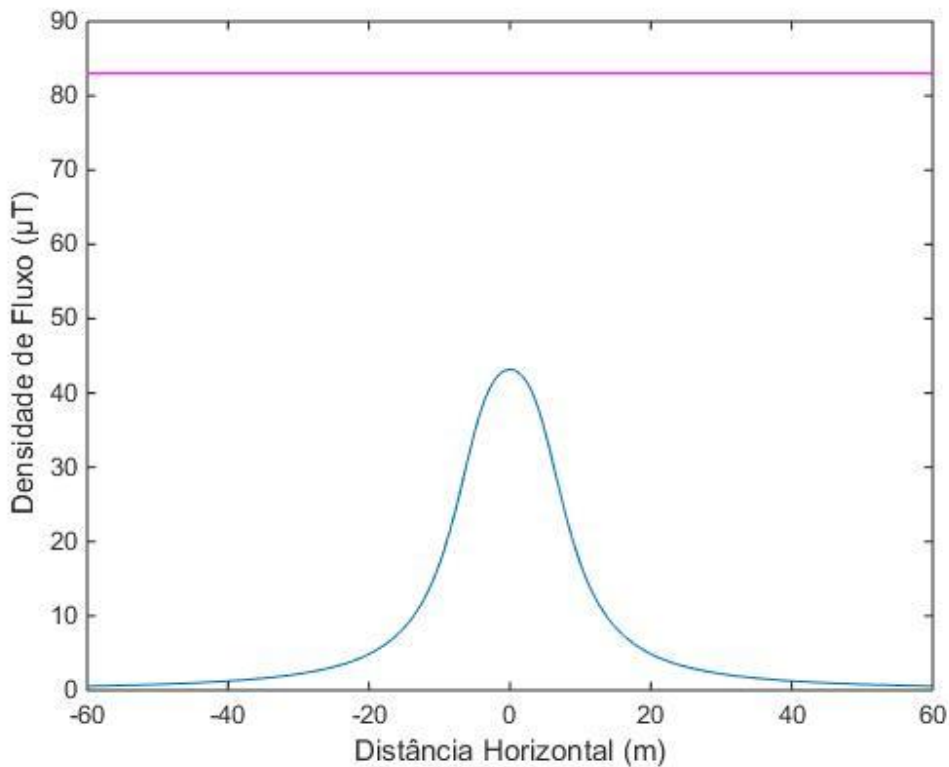
$$|H_r| = \sqrt{|H_{xa} + H_{xb} + H_{xc}|^2 + |H_{ya} + H_{yb} + H_{yc}|^2}$$

A densidade de fluxo magnético (B) pode ser obtida por $B = \mu H$, com a utilização da permeabilidade magnética (μ) igual a $4 * 10^{-7} \text{H/m}$ (Henry/metro). A figura a seguir descreve o comportamento da densidade de fluxo magnético e, também, plota-se as linha horizontal delimitando o valore máximo estabelecido pela ONS, no

sub-módulo 2.4 de sua resolução, a 1 metro do nível do solo, e da Aneel, a 1 m do nível do solo, que é de 83 Mt (ONS, 2011).

Pode-se observar que, próximo ao nível do solo, o campo magnético não apresenta nenhum tipo de risco, segundo os padrões tanto da Aneel, quanto da ONS. Dessa forma, pode-se descartar esse critério como determinante para largura mínima da faixa de segurança.

Figura 2.5.3.1.7 - Determinação da faixa de servidão considerando a densidade de fluxo.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

- **Cálculo a partir do ruído audível (RA)**

O ruído audível, em uma linha de transmissão, é gerado quando o gradiente crítico disruptivo do ar é excedido pelo gradiente na superfície do condutor (ocasionado pela LT energizada). A seguir é apresentada a metodologia de cálculo

para o ruído audível. O ruído audível é calculado como a pressão de som em torno do cabo condutor da linha de transmissão, considerando o pior caso possível (quando o cabo estiver sob chuva ou molhado). As equações abaixo apresentam as expressões para o cálculo do ruído audível quando o cabo condutor se encontrar sob chuva forte, para uma quantidade de subcondutores menor que 3 e tomando o condutor a como referência (SOUZA, 2012).

$$P_{cha} = 20 * \log(n) + 44 * \log(d_{eq}) - \frac{665}{E_a} + K_n + 75,2 - 10 * \log(R_a) - 0,02 * (R_a)$$

onde: n é o número de subcondutores; d é o diâmetro do subcondutor (cm); E é o gradiente na superfície do condutor (kV/cm); $K_n = 7.5$ para $n = 1$, $K_n = 2.6$ para $n = 2$, $K_n = 0$ para $n > 2$; d_{eq} é o diâmetro do feixe de subcondutores (cm) e R_a é a distância (m) da fase a ao

ponto de observação.

O gradiente na superfície do condutor a (E_a) pode ser determinado por (SOUZA, 2012):

$$E_a = \frac{q_a}{\pi * \epsilon_o * d_{eq}}$$

Sendo q_a a densidade de carga obtida anteriormente e d_{eq} o diâmetro equivalente do feixe de condutores. Analogamente, pode-se obter os mesmos parâmetros para as outras fases.

O nível de ruído audível para o condutor molhado é calculado através da soma de P_{ch} , com a correção do gradiente para 6 dB, apresentado a seguir (SOUZA, 2012).

$$C_{ma} = 8,2 - \frac{340,8}{E * d^{0,24}}$$

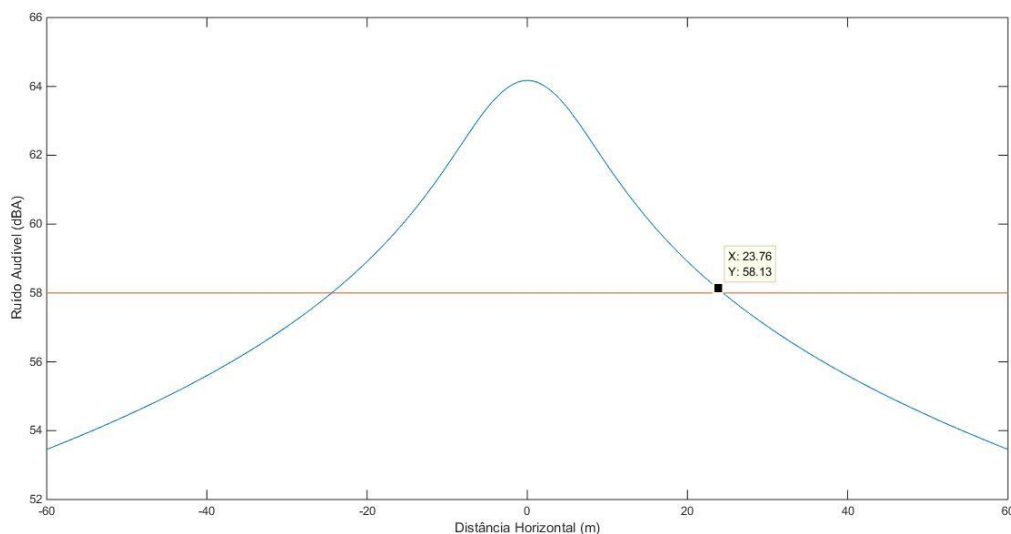
Em suma, o ruído audível para o condutor molhado é determinado pela adição da pressão de som no cabo (P_{ch}) com a correção do gradiente (C_m). Cada condutor é considerado uma fonte separada, portanto a pressão de som para o sistema constituído de múltiplos condutores é dada pela soma da contribuição individual de cada condutor, conforme expressão a seguir:

$$P_{ch} = 10 * \log * (10^{P_{cha}+P_{ma}} + 10^{P_{chb}+P_{mb}} + 10^{P_{chc}+P_{mc}})$$

O Submódulo 2.4 dos procedimentos de rede do ONS estabelece que o ruído audível gerado por uma LT na sua tensão de operação, para um ponto localizado a 1 metro do nível do solo, no limite da faixa de segurança, não deve exceder 58 dBA, quando a LT estiver energizada sob as condições de: chuva fina (<0,00148 mm/min) ou névoa de 4 horas de duração ou durante 15 minutos após a ocorrência de chuva, onde o condutor se encontra molhado (ONS, 2011). Dessa forma, plota-se a variação do RA em dB com a distância horizontal para um observador a 1 m do nível do solo.

Dessa forma, a faixa de servidão recomendada deve ser em torno de 46 m, considerando o ruído audível calculado para a linha de transmissão desse projeto.

Figura 2.5.3.1.8 Determinação da faixa de servidão considerando o ruído audível



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

- **Cálculo a partir da Rádio Interferência (RI)**

A rádio interferência é provocada pelas perturbações de rádio frequência na recepção de um sinal desejado, em suma, os campos eletromagnéticos gerados pelas

linhas de transmissão podem afetar a recepção do sinal de algum sistema, dispositivo ou equipamento, sendo este eletroeletrônico. A literatura hoje existente proporciona uma vasta quantidade de trabalhos publicados sobre a metodologia de cálculo para se determinar a rádio interferência, a metodologia proposta para este cálculo é baseada na força-tarefa CIGRE/IEEE de comparação de modelos de determinação de RI, que obteve a seguinte expressão (IEEE, 1972).

$$RI_a = 48 + 3,5 * (E_a - 17,5) + 30 * \log\left(\frac{d}{3,51}\right) + 20 * \log\left(\frac{30,7 * h}{R_a^2}\right) + 10 * (1 - f)$$

Onde: E_a é o gradiente máximo (kV/cm), determinado por (2.22); d é o diâmetro do

condutor (cm); R_a é a distância do condutor ao ponto de observação (m); h é a altura do cabo (m) e f é a frequência do medidor de RI (no caso, 1 MHz).

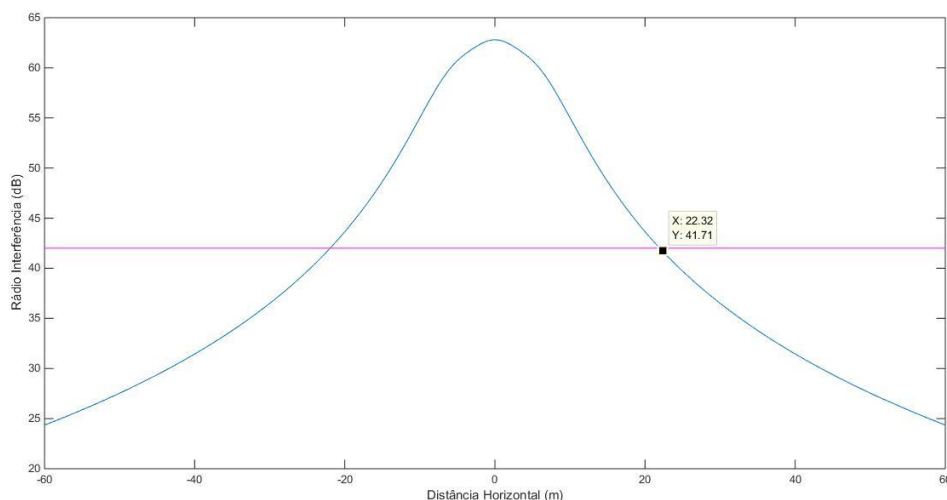
De acordo com os procedimentos de rede do ONS (Submódulo 2.4) (ONS,2011), a LT energizada com uma tensão de operação máxima deve apresentar uma relação de sinal/ruído, a 1 metro de altura do solo, no limite da faixa de segurança, de no mínimo 24 dB, em 50% do período de 1 ano. Neste trabalho é considerado um sinal mínimo de 66 dB, correspondendo a um ruído máximo de 42 dB ($NPi = 66 - 24 = 42$ dB) (ONS, 2011).

Utilizando o mesmo critério do ruído audível, cada fase contribui como fonte independente na rádio interferência resultante do ponto observado. Dessa forma, chega-se a expressão.

$$RI_r = 10 * \log * (10^{RI_a} + 10^{RI_b} + 10^{RI_c})$$

E o gráfico obtido para a RI resultante, a partir da variação da distância horizontal de um observador a 1 m do nível do solo em relação ao ponto central da LT, está apresentado a seguir.

Figura 2.5.3.1.9 - Determinação da faixa de servidão considerando a RI da LT.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

A maior faixa de servidão calculada está relacionada com o ruído audível, dessa forma, esta deve ser considerada como principal para o projeto das linhas de transmissão aéreas, principalmente se elas passarem por regiões próximas a conjuntos habitacionais.

2.5.3.2 Implantação da Linha de Transmissão

Na implantação de projetos de linha de transmissão, dependendo da extensão, pode ser planejada uma fragmentação do traçado por trechos de linha. A partir desta fragmentação, é previsto a implantação de um canteiro de obra para cada segmento todos com gerenciamento próprio e independente. Em geral, é implantado um canteiro principal que atua em um raio de até 50 km, mas também existe a possibilidade de utilizar canteiros de obras auxiliares com uma infraestrutura compacta, no caso de trechos menores. Esse tipo de canteiro demanda número reduzido de empregados e menor custo. (Menezes, 2015)

De acordo com a norma NR 18, os canteiros de obra devem dispor de:

- Instalações elétricas;

- Instalações sanitárias;
- Vestiário;
- Alojamento;
- Local de refeições;
- Cozinha, quando houver preparo de refeições;
- Lavanderia;
- Áreas de vivência e de lazer;
- Ambulatório, quando se tratar de frentes de trabalho com 50 (cinquenta) ou mais trabalhadores;
- Sinalização de Segurança.

Previamente a instalação do canteiro, é necessário calcular o tamanho da equipe que trabalhará nesse local, baseando-se na previsão de pessoal ativo no pico da obra. Com esses dados e com o cronograma da obra, onde é considerado o tempo necessário para a mobilização total do canteiro, são determinadas as edificações mínimas necessárias durante todo o período de construção.

A equipe efetiva deve ser composta por profissionais que atendam às necessidades operacionais, administrativas, bem como de segurança e higiene do trabalho. Assim, as instalações devem dispor de EPI, ferramental miúdo e refeições. Também deve ser observada a necessidade de aquisição de vestimentas e realização de treinamentos de normas específicas, como NR-33 (Segurança e Saúde no Trabalho em Espaços Confinados), NR-35 (Trabalho em Altura) e NR-10 (Instalações e Serviços em Eletricidade), visando atender aos funcionários que fazem jus ao adicional de periculosidade.

Deverão ser utilizados os serviços de saúde locais, devido à proximidade das obras ao centro urbano de Fortaleza. Entretanto estará disponível no canteiro uma ambulância com paramédicos durante toda a fase de execução da obra.

Segundo as orientações da NBR 5422 (1985), onde for necessário deverá ser prevista uma faixa limpa com largura suficiente para permitir a implantação, operação e manutenção da linha. O desmatamento da faixa deverá ser reduzido ao mínimo estritamente necessário para assegurar condições satisfatórias de construção.

É necessário também que seja programada e planejada o transporte de todo o material previsto para a execução do empreendimento tanto para carga quanto para descarga. Além disso, deve-se confeccionar placas da obra e elaborar toda documentação necessária para regularização da construção. Os documentos que merecem maior atenção são:

- Anotação de Responsabilidade Técnica (ART);
- Programa de Controle Médico de Saúde Ocupacional (PCMSO);
- Programa de Prevenção de Riscos Ambientais (PPRA);
- Programa de Condições e Meio Ambiente de Trabalho na Indústria da Construção Civil (PCMAT);

Com o término da construção é realizada a desmobilização do canteiro de obras, onde são previstas todas as demolições e limpezas no terreno.

Para a construção de uma linha de 230 kV desta magnitude, serão necessárias no máximo duas equipes compostas por 7 eletricitas montadores cada uma com um Técnico de segurança e um Técnico eletrotécnico chefe de turma. Como a linha a tem menos de 20 km, o canteiro de obras será bastante reduzido, os veículos das equipes serão dois caminhões com lança para 5 toneladas e duas pick-ups para os técnicos e chefes de turma.

Serão utilizadas retroescavadeiras para a escavação das fundações e reaproveitamento do material escavado para recomposição das cavas após a cura das fundações. O volume de escavação se dará de acordo com o tipo de estrutura a ser utilizada, que na sua maioria será de apenas uma cava para concretagem, nas estruturas de ancoragem e travessias de rodovias, serão utilizadas fundações de quatro sapatas, com uma profundidade máxima de escavação de 4 metros para cada sapata.

Diferentemente das estruturas de fundações usuais utilizadas na construção civil, as fundações de torres autoportante de linhas de transmissão não possuem a armadura arranque. A ligação desta com a superestrutura é feita por uma cantoneira metálica munida de aletas que proverão uma melhor ancoragem na interface do concreto, tal peça é denominada de stub.

Somente será possível apresentar a locação das estruturas e dos acessos, quando tiver a conclusão do projeto executivo da linha. Entretanto está apresentado o relatório do levantamento topográfico de locação do traçado fundamental da linha com todas as indicações necessárias para a definição do projeto executivo de implantação. Estimando-se que a montagem das estruturas metálicas se fará no local de implantação das mesmas.

Quanto ao fluxo de tráfego devido a obra, não haverá necessidade de alteração de fluxo de tráfego para implantação da linha. Deverão ser utilizados os acessos já existentes, ao longo da rodovia que será margeada pela linha. Nas proximidades da subestação do Pecém, serão utilizados os mesmos acessos já existentes para as outras linhas que se conectam nesta subestação.

- **Instalação dos Cabos Aéreos**

Após a finalização das fundações e montagem das estruturas, é dado início a instalação dos cabos para-raios e condutores. O procedimento de instalação compreende as fases de lançamento, emenda, fechamento e grampeação, atividades de acordo com as especificações técnicas e normas de segurança.

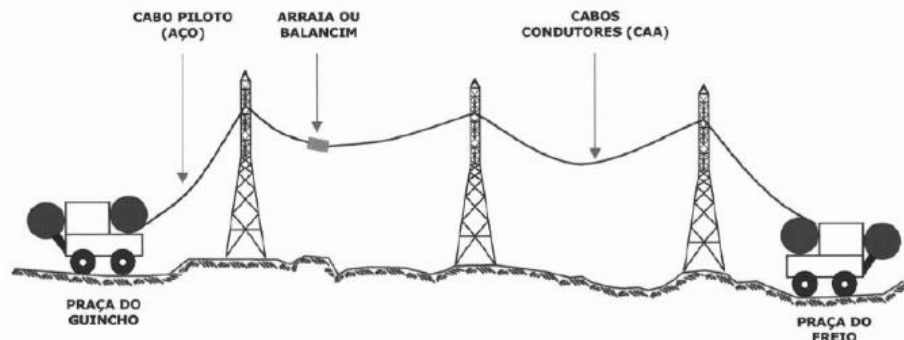
Para o lançamento dos cabos é elaborado um Plano de Lançamento, onde são avaliadas todas as condições e obstáculos do traçado da linha, com o objetivo de encontrar a melhor distribuição das bobinas no campo para que tenha eficiência na instalação dos cabos, sem desperdício de material e com aproveitamento ótimo da atividade.

No Plano de Lançamento são determinados os locais de início e fim do lançamento em cada trecho, ordem de posicionamento das bobinas, locais de emendas, vão de controle de flechas e locais das proteções nas travessias sobre rodovias, ferrovias ou outras linhas de transmissão e distribuição. Com posse dessas informações, é iniciado o lançamento dos cabos para-raios, que se situam em um plano mais alto, e posteriormente são lançados os condutores.

Em geral, linhas com esse porte de tensão, os cabos são lançados sob tensão controlada. Lança-se primeiro um cabo piloto de aço, cujo peso é menor que os cabos

projetados, para uma posteriormente conectar os condutores a este cabo piloto através de um balancim (arraia). Os cabos são puxados por um guincho localizado na extremidade do tramo denominada praça do guincho, enquanto, na outra extremidade (praça de freio) os cabos saem das bobinas e passam pelo freio, onde é feito o controle da tensão do lançamento, conforme ilustra a Figura 2.5.3.2.1. Na Figura 2.5.3.2.2, tem-se as especificações do catálogo da Tesmec para um equipamento de lançamento de cabos normalmente utilizados nessas operações.

Figura 2.5.3.2.1 Lançamento de cabos sob tensão controlada.



Fonte: Menezes, 2015.

Figura 2.5.3.1.2 - Equipamento de lançamento de cabos.

MACHINES

TN2350
DIGITAL TENSIONER

 MAX TENSION 2x40 kN	 MAX SPEED 5 km/h	 CONDUCTOR DIAMETER 42 mm
-----------------------------------	--------------------------------	--

NEW TESMEC DIGITAL HMI:
7" color display.
Radio remote control.
Remote Diagnostic with GPS.
Data Recorder.

INTEGRATED COVERS

ROPE CLAMP

Fonte: Issuu, 2019.

Por ser uma linha muito curta, com no máximo 10 km de extensão, não haverá variação de ambiente ao longo do traçado, que na sua maioria irá acompanhar o traçado de estradas pavimentadas já existentes, devendo ser utilizada a mesma técnica de lançamento dos cabos para todo o traçado da linha. Ou seja, o lançamento tracionado do cabo através de máquinas especiais de lançamento, localizadas nas duas extremidades do cabo, sendo uma de tração e outra de freio, o que irá manter a tração constante no cabo durante todo o processo de lançamento.

A quantidade de bobinas utilizadas na construção depende da extensão da LT e são enroladas, geralmente, em suportes de madeira com capacidade de transportar 2000 metros de cabo. Em linhas de transmissão com comprimento maior que uma bobina, devem ser realizadas emendas continuamente para conectar dois segmentos de cabos. Para esse serviço são utilizadas luvas, confeccionadas de acordo com a matéria-prima do cabo, com o cuidado de adicionar uma pasta antioxidante no caso de o condutor possuir alma de aço. As emendas podem ser performadas, que são instaladas manualmente, ou à compressão, que utilizam o auxílio de uma prensa hidráulica para a instalação. A emenda do cabo OPGW, diferentemente das demais, é realizada dentro da caixa de emenda, que são acessórios fixados na própria estrutura metálica a cada 5000 metros de fibra ótica.

- **Instalação dos Cabos Subterrâneos**

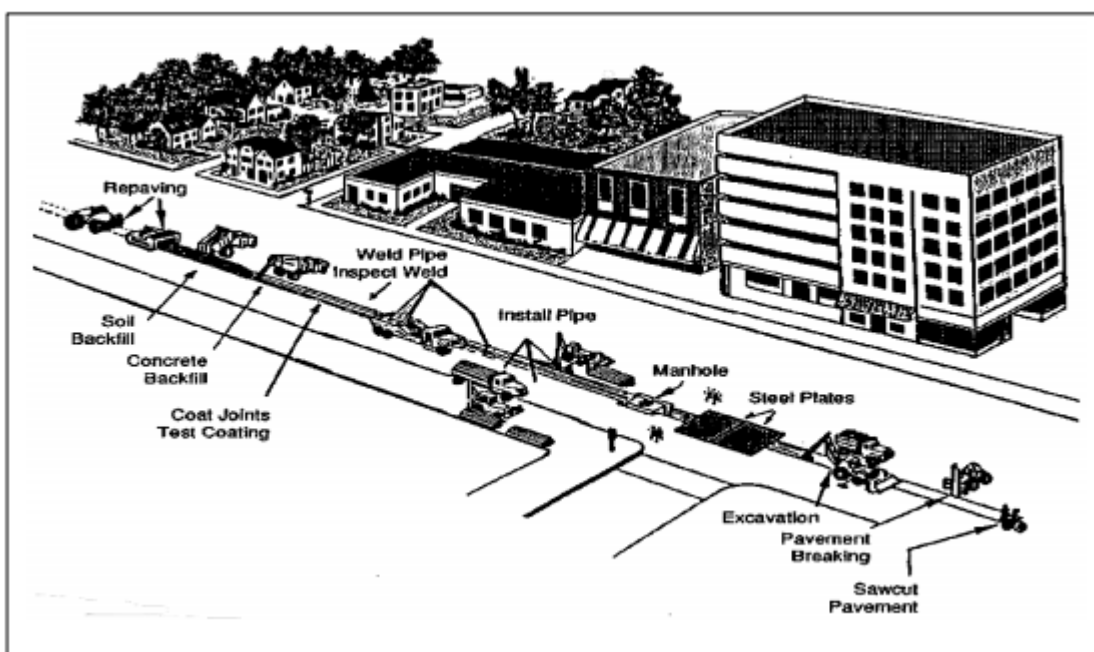
A instalação de um cabo de transmissão subterrâneo geralmente envolve a seguinte sequência de eventos:

- 1) limpeza de ROW;
- 2) valetamento / jateamento;
- 3) colocação e / ou soldagem de tubulação;
- 4) instalação de banco e dutos;
- 5) aterramento;
- 6) instalação de cabos;
- 7) adição de fluidos ou gás;

8) restauração do local.

Muitas dessas atividades são realizadas simultaneamente para minimizar a interferência no tráfego nas ruas. A Figura a seguir mostra uma sequência típica de instalação em uma rua da cidade.

Figura 2.5.3.2.3 - Sequência de trabalho típica para instalação do tipo tubulação em uma área urbana.



Fonte: Public Service Commission of Wisconsin, 2011.

Zona de construção de direito de passagem

Semelhante à construção de transmissão aérea, a construção subterrânea começa estacando os limites da linha e marcando recursos sensíveis. Utilitários subterrâneos existentes são identificados e marcados antes do início da construção.

Se a linha de transmissão tiver que ser construída em áreas não pavimentadas, todos os arbustos e árvores serão limpos no caminho de viagem e na área a ser

escavada. Seriam necessárias servidões temporárias durante a construção e servidões permanentes durante toda a vida útil da linha de transmissão.

Valas e jateamento

Geralmente, uma retroescavadeira é usada para cavar a vala. A escavação começa com a remoção do solo superior em áreas não pavimentadas ou do concreto / asfalto em áreas pavimentadas. Caminhões grandes transportam materiais escavados do subsolo para um local externo aprovado para descarte ou, se apropriado, reutilização. O tamanho da vala varia de acordo com o tipo de cabo e a tensão da linha. Mais comumente, as trincheiras têm pelo menos 6 a 8 pés de profundidade. As dimensões da vala serão maiores nos locais onde as caves estão localizadas. Em muitos casos, as águas subterrâneas serão encontradas durante as valas. As águas subterrâneas podem ser bombeadas da escavação para uma área de terra firme adequada ou bombeadas diretamente para um caminhão-tanque para transporte para um local adequado para liberação.

As ROWs de estradas urbanas geralmente contêm uma grande variedade de obstáculos subterrâneos, como serviços públicos existentes, recursos naturais, topografia, principais estradas ou passagens subterrâneas. As dimensões da vala podem precisar ser mais profundas e amplas para evitar obstáculos subterrâneos. Todo esforço deve ser feito para evitar impactos nas concessionárias existentes, como fazer pequenos ajustes no alinhamento do banco de dutos, realocar a concessionária existente ou colocar o banco de dutos abaixo da infraestrutura existente.

Quando as trincheiras são escavadas mais fundo do que o previsto, a largura da vala deve ser ampliada para fins de estabilidade.

Quando são encontrados leitos de rocha ou subsolos que consistem principalmente em grandes rochas, pode ser necessário o jateamento.

Jack e Bore

A construção de Jack e bore é usada em áreas onde a construção de trincheiras abertas é obstruída por recursos existentes, como ferrovias, hidrovias ou outras grandes instalações ou serviços públicos. Pode ser usado para a maioria dos tipos de construção de cabos subterrâneos. Os poços de entrada e saída são escavados para acomodar os equipamentos e materiais de perfuração. Poços chatos típicos são em torno de 14 por 35 pés e profundidade suficiente para acomodar o equipamento chato. Um caracol é usado no poço de entrada para escavar um buraco e remover os despojos. Um macaco empurra um cano reforçado em seções atrás da cabeça do sem-fim. Quando o tubo é instalado, o conduto é cercado por espaçadores de furo e o conduto é empurrado para dentro do tubo de revestimento. O tubo de revestimento é então preenchido com um material que otimiza a radiação térmica. Por fim, os poços de entrada e saída são restaurados à sua condição original.

A quantidade de área de construção perturbada necessária para um macaco e um furo é geralmente proporcional ao diâmetro do furo, sua profundidade máxima e o comprimento do furo. Normalmente, as áreas de construção são iguais ao comprimento do furo para facilitar a soldagem do tubo instalado no furo. O local de entrada do furo pode ter até 45 metros de comprimento para manejar o equipamento de perfuração e o gerenciamento da lama.

Montagem de conduíte para construção XLPE

Os sistemas de cabos XLPE subterrâneos podem ser enterrados diretamente ou envoltos em bancos de dutos de concreto. Para a instalação do banco de dutos, a vala é escavada inicialmente por algumas centenas de pés. Em seguida, o banco do duto é montado usando conduíte e espaçadores de cloreto de polivinila (PVC). Embora o uso de bancos de dutos de concreto seja mais caro que o enterramento direto, é o método mais comum de instalação para linhas de alta tensão. Isso ocorre porque a técnica de construção fornece mais proteção mecânica, reduz a necessidade

de reescavação no caso de falha do cabo, e comprimentos menores de trincheira são abertos a qualquer momento para atividades de construção e manutenção.

Instalação de Tubos

A instalação do tipo de tubo HPFF e HPGF requer a construção de seções de tubos de aço soldados para alojar os cabos. A soldagem de seções de tubulação ocorre dentro ou sobre a vala. As soldas de tubos são radiografadas e protegidas da corrosão com revestimentos plásticos. Quando o tubo está completamente instalado, ele é testado sob pressão com ar ou gás nitrogênio. É então testado a vácuo, abóbada a abóbada, que também seca o cano.

Enchimento

Os condutores de tubulação operam a uma temperatura de 167 a 185 ° F, com uma temperatura operacional de emergência de 212 a 221 ° F. Os condutores XLPE operam em torno de 176 a 194 ° F com uma temperatura operacional de emergência de aproximadamente 266 ° F. O calor deve ser levado dos condutores para que eles funcionem eficientemente. O ar executa esta função para linhas aéreas. Os solos dentro e ao redor da trincheira fazem isso por linhas subterrâneas.

Todo o calor gerado por cabos enterrados diretos deve ser dissipado através do solo. A seleção do tipo de aterramento pode fazer uma grande diferença na capacidade de classificação. Solos diferentes têm diferentes habilidades para transferir calor. Solos saturados conduzem o calor mais facilmente do que, por exemplo, solos arenosos. Por esse motivo, o projeto precisa determinar o tipo de solo mais próximo da linha. Um levantamento térmico do solo pode ser necessário antes da construção para ajudar a determinar a capacidade do solo de afastar o calor da linha. Em muitos casos, um material de aterro especial é usado em vez do solo na trincheira ao redor dos cabos para garantir transferência de calor suficiente para os solos e águas subterrâneas circundantes.

Restauração do Site

A restauração do local para a construção subterrânea é semelhante à restauração da construção da linha de transmissão aérea. Quando a construção é concluída, as estradas, áreas ajardinadas e áreas subdesenvolvidas são restauradas à sua condição e topografia originais. Os terrenos e acostamentos da rodovia são reconstruídos de forma a apoiar o tráfego rodoviário. As áreas à beira da estrada e as propriedades privadas ajardinadas são restauradas com solos de topo que foram previamente despojados e armazenados durante a construção ou com novo solo superficial. Qualquer infraestrutura impactada pelo projeto de construção, como calçadas, meios de comunicação e utilidades privadas, é restaurada para sua função anterior, e os pátios e pastagens são cultivados conforme especificado nas servidões dos proprietários de terras. Semelhante a linhas aéreas, todas as proteções de proprietários de terra devem ser atendidas.

- **Sinalização**

Esta etapa é iniciada após o término da instalação dos cabos e deve seguir os critérios estabelecidos pela NBR 6535 de 2005. A instalação dos itens de sinalização é responsabilidade da empreiteira e tem o objetivo de garantir a segurança, identificar e alertar para as particularidades do projeto.

As esferas de sinalização são instaladas nos cabos para-raios de acordo com a definição de projeto, sendo geralmente necessárias em áreas de travessias ou em regiões próximas a aeródromos ou heliportos. O trabalho de fixação é realizado por montadores especializados que se apoiam nos cabos condutores e, com o auxílio de uma corda, puxam os cabos para-raios para baixo para aparafusar as esferas. (Menezes, 2015)

- **Tipos de acidentes possíveis**

Durante a fase de instalação o maior risco é o de trabalho em alturas, com risco de queda e para tal deverá ser utilizado plataforma de elevação e cintos paraquedas com linha de vida para os elementos envolvidos na amarração dos cabos e colocação dos isoladores nas estruturas.

2.5.3.3 Operação e Manutenção da Linha de Transmissão

- **Operação**

Segundo Manual de Fiscalização da Transmissão elaborado pela ANEEL (2004), os operadores no controle da transmissão em operação normal são responsáveis por:

(a) Supervisionar, comandar e executar, conforme orientação dos Centros do ONS:

(1) Manobras de linhas de transmissão, reatores, capacitores, excitação de compensadores, atuações nos comutadores de tapes e nos demais recursos de controle de tensão e reativo;

(2) Manobras para o controle do carregamento de seus equipamentos, visando garantir a integridade e segurança dos mesmos;

(b) Informar aos Centros de Operação do ONS com o qual se relaciona:

(1) Indisponibilidades e restrições, ocorridas ou prestes a ocorrer, de equipamentos que afetem a operação normal da transmissão, limitem os recursos ou influam no controle de tensão;

(2) Qualquer alteração nos limites operativos de seus equipamentos, em relação aos valores informados ao ONS e da capacidade operativa constante no Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão.

(c) Devem acionar as respectivas áreas de manutenção com a maior brevidade possível, quando da constatação de defeitos que venham a restringir a operação das fontes de reativos e/ou equipamentos de regulação de tensão.

(d) Operar os compensadores síncronos e estáticos e unidades geradoras procurando, sempre que possível, manter reserva adequada de reativo, visando minimizar as variações transitórias de tensão em caso de contingências. Sua utilização plena só deve ocorrer quando as condições de tensão não forem satisfatórias e depois de esgotados todos os recursos.

Sobre a fiscalização, a ANEEL fica responsável por:

(a) Aprovar os padrões e estabelecer metas de padrões de desempenho da Rede Básica;

(b) Regulamentar os padrões de desempenho do sistema e fiscaliza o cumprimento dos mesmos;

(c) Compatibilizar os padrões de desempenho ao longo da cadeia geração, transmissão, distribuição e consumo, de forma assegurar a atribuição equilibrada de responsabilidades.

Enquanto a transmissora fica incumbida da responsabilidade de:

(a) Manter as instalações disponíveis, dentro dos padrões estabelecidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST;

(b) Manter os equipamentos de controle e regulação disponíveis, com ajustes e respostas de acordo com o especificado pelo ONS com a participação do Agente envolvido;

(c) Limitar a geração de harmônicos e desequilíbrios produzidos por equipamentos integrantes do sistema sob sua responsabilidade dentro dos limites estabelecidos pelos Procedimentos de Rede;

(d) Participar dos estudos coordenados pelo ONS para o estabelecimento de Sistemas Especiais de Proteção (SEP) e implanta os esquemas e os ajustes estabelecidos;

(e) Implantar os ajustes de proteção e controle, em nível sistêmico, dentro dos valores estabelecidos pelo ONS com a participação do Agente envolvido;

(f) Definir e implantar ajustes adequados das proteções referentes às suas instalações de forma a garantir a integridade dos equipamentos, guardando seletividade com as proteções sistêmicas;

(g) Especificar e instalar equipamentos de monitoração e desenvolve as ações pertinentes relativas à qualidade da energia elétrica no sistema sob sua responsabilidade;

(h) Operar e manter as instalações sob sua responsabilidade de acordo com as diretrizes constantes nos Procedimentos de Rede, no Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) e nos Contratos de Conexão (CCT);

(i) Propor ampliações, reforços e melhorias necessárias ao adequado funcionamento da Rede Básica;

(j) Consolidar, junto ao ONS, os índices de disponibilidade das instalações de transmissão.

Para operação e manutenção da linha de transmissão deverá ser utilizada uma única turma, composta por um técnico encarregado e 6 eletricitistas com um caminhão equipado com grua de até 30 toneladas.

- **Manutenção**

Manutenção regulamentada pela ONS através de Procedimentos de Rede referentes ao Módulo 16 – Acompanhamento de Manutenção, que tem como objetivo a padronização das operações.

Neste contexto, o acompanhamento da manutenção exercido pelo ONS consiste em (ONS, 2002):

a) Analisar os dados obtidos em ensaio operacional conduzido pelo ONS, para a certificação da capacidade de geração de unidade geradora declarada pelo Agente de Geração;

b) Empenhar para que haja a liberação de equipamentos e instalações da Rede de Operação para a execução das atividades mínimas de manutenção previstas pelos Agentes de Geração e Agentes de Transmissão;

c) Verificar, através do acompanhamento dos Programas Mensais e do Plano Anual de Manutenção da Rede de Operação, se as atividades mínimas de manutenção estão sendo executadas e analisar os indicadores de realização e cancelamento das programações;

d) Acompanhar o desempenho da manutenção da Rede de Operação através da análise dos indicadores de desempenho de linhas de transmissão, de equipamentos de subestações e usinas despachadas pelo ONS;

e) Atuar nos casos em que os indicadores de desempenho estejam situados dentro da faixa de alerta definida pela ANEEL, solicitando ao Agente um Plano de Ação para a recuperação desses indicadores e acompanhando os resultados dele decorrentes.

Um dos procedimentos da manutenção consiste em fazer as inspeções. As inspeções ocorrem de duas formas, nas inspeções gerais, as verificações são feitas com os eletricitistas indo a campo e detectando anomalias que são observadas a distância (a olho nu ou através de binóculos), sendo o registro feito em planilhas e relatórios de inspeção. Nas inspeções específicas os trabalhadores sobem nas torres das linhas de transmissão e verificam o estado de cada componente a ser revisado.

Atualmente, é comum o uso de helicópteros nas inspeções, chamadas também de aero-inspeção. Em inspeções preventivas e situações emergenciais, a aero-inspeção é um dos principais instrumentos de diagnóstico das linhas de transmissão. Este tipo de inspeção conta ainda com a tecnologia de termografia computadorizada, que é feita por meio de um termovisor de raios infravermelhos acoplado ao helicóptero. Este equipamento permite que o operador faça a verificação da temperatura nos equipamentos da linha sem a necessidade de indisponibilizá-la, reduzindo custos operacionais, as falhas por aquecimento de componentes, que ocasionam a fadiga e ruptura dos cabos das linhas. (Paulino, 2009)

As principais atividades concretizadas durante a aero-inspeção nas linhas de transmissão são:

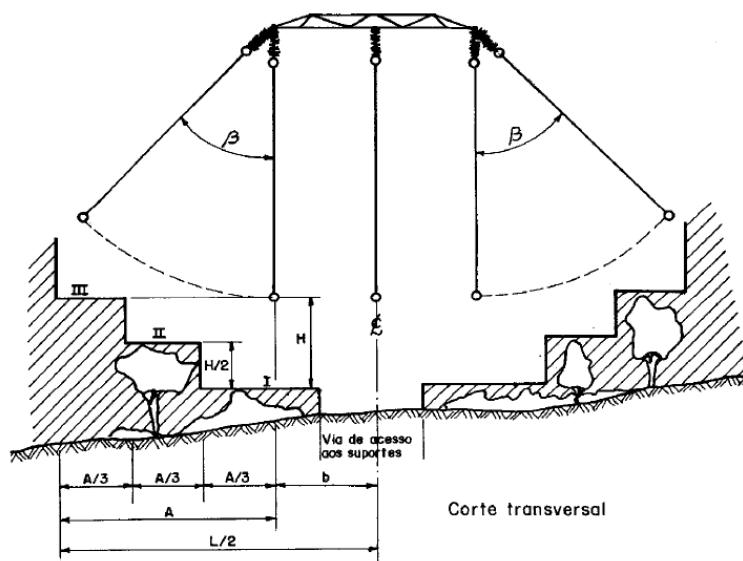
- Inspeção termográfica dos cabos e junções;
- Verificação do efeito corona nos cabos e isoladores;
- Conferência para troca dos isoladores;
- Conferência para a correção dos espaçadores;
- Verificação do cabo OPGW, verificação dos cabos para-raios.

Com relação a exigências técnicas de manutenção da vegetação sob e lateralmente aos cabos, o revestimento vegetal existente na faixa devem ser objeto de limpeza seletiva segundo o critério da NBR 5422 (1985), como ilustrado na Figura a seguir, que representa um corte transversal em qualquer ponto ao longo do vão. A altura mínima H foi calculada conforme a expressão:

$$H = 4,0 + 0,01 \left(\frac{DU}{\sqrt{3}} - 50 \right) \text{ se } U > 87 \text{ kV}$$

Nesse caso, para a linha de 230kV, a altura H é 4,83 metros. Se o revestimento vegetal na faixa de segurança for considerado de preservação permanente, o mesmo não poderá ser desmatado. É permitido somente a execução de clareiras nos locais de locação e montagem dos suportes. Após a montagem da linha é permitida a utilização da faixa para fins manutenção.

Figura 2.5.3.3.1 - Esquema para limpeza de faixa de segurança



Fonte: NBR 5422, 1985.

Quando a linha atravessar áreas de canavial, recomenda-se proceder à erradicação total dos canaviais existentes na faixa de segurança. Como estabelecido no Capítulo I artigo 1º do Decreto Nº 2661 de 8/7/1998, é vedado o emprego do fogo numa faixa de 15 metros dos limites das faixas de segurança das linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Recomenda-se manter as árvores situadas fora da região de balanço dos condutores com altura tal que, caso a árvore possa vir a cair em direção à linha, em momento algum sua distância aos condutores seja inferior a $0,5 + 0,0025D_u$, em metros, ou seja, 1,075 metros para a linha de 230 kV, e aos suportes e/ou estais seja inferior a 0,5 metros.

A limpeza da faixa de segurança e a construção de estradas de acesso devem ser executadas procurando-se limitar ao mínimo seu impacto sobre o meio ambiente. A vegetação rasteira deve ser sempre preservada, com o objetivo de evitar erosão. Devem ser evitados desmatamentos e cortes no terreno que desencadeiem ou acelerem processos de erosão e/ou afetem mananciais existentes na região.

Nas travessias de grotas profundas ou em outras situações onde a altura dos condutores em relação ao solo for significativa, a vegetação deve ser preservada, limitando-se o corte de árvores ao estritamente necessário à implantação, operação e manutenção da linha.

Após a montagem da linha é permitida a utilização do terreno da faixa para culturas, desde que a distância entre o topo das culturas e o condutor na condição de flecha máxima, sem vento, fique, no mínimo, igual a 4,83 metros, como definido anteriormente.

Não haverá a necessidade de construção de novos acessos, pois será utilizada a rodovia já existente para acesso as estruturas da linha.

2.5.4 Caracterização dos Poluentes Gerados

A caracterização dos poluentes gerados pela implantação do Parque Eólico *offshore* deve ser analisada levando em consideração todas as fases do seu desenvolvimento, tais como:

2.367

Raoni Ceci

Fase Preliminar: Envolve a etapa de construção do parque, caracterizada por atividades construtivas.

Fase de Operação: No decorrer das operações do parque, deve-se considerar todos os processos que podem gerar poluentes.

Fase de Descomissionamento: Ao termino de sua vida útil, levando em considerando todas as possibilidades de repotencialização da planta, o parque será descomissionado, a partir de um estudo preliminar das estruturas que deverão ser retiradas e àquelas que geram benefícios para fauna e flora local, que tendem a permanecer.

Para melhor análise das atividades que geram poluentes, a caracterização das mesmas pode ser orientada pela sua localização: *onshore*; *offshore*.

Os poluentes, aqui analisados, poderão ser divididos em:

- Efluêntes Líquidos;
- Resíduos Sólidos;
- Emissões Atmosféricas;
- Ruídos (emissões acústicas).

Durante todas as fases da implantação do empreendimento estão previstos controles ambientais gerais que compreenderão ações de redução dos impactos geradores. A seguir são então identificados e caracterizados os poluentes gerados em todas as etapas do projeto.

2.5.4.1 Efluentes Líquidos

Nas Instalações *Onshore* (Terrestre)

A geração de efluentes está presente em todas as etapas construtivas e operacionais do empreendimento, acarretando a geração de diferentes efluentes líquidos com características físicas e químicas distintas e destinação finais específicas, além de apresentar um potencial de geração diferente durante as fases. Salienta-se que em todas as etapas, haverá um foco em ações para minimizar ou até

2.368

Raoni Ceci

mesmo extinguir os impactos ambientais atingindo as metas almejadas.

A fase de implantação do empreendimento envolverá algumas ações emissoras de efluentes líquidos provenientes das atividades no canteiro de obra e das atividades construtivas, geradas devido a diversas modalidades do uso da água em qualquer edificação que tenha banheiro, cozinha, lavanderia, etc. Desta forma, será necessária uma atenção especial com os projetos de saneamento do canteiro de obras e nas estruturas provisórias de apoio.

O sistema de tratamento de efluentes domésticos será dimensionada para atender o número de funcionários envolvidos na obra. A instalação do sistema de tratamento dos efluentes sanitários na área do canteiro de obras deverá ser projetada de acordo com as normas ABNT NBR 7229/93 e NBR 13.969/97 que define a metodologia para os tanques sépticos – unidades de tratamento complementar e disposição final dos efluentes líquidos – projeto construção e operação. A descrição do projeto e os termos de referência utilizados serão apresentados conforme as fases do projeto. Também será apresentado periodicamente um relatório do plano de monitoramento do sistema para controle da eficiência do tratamento. Alguns parâmetros como: pH, DBO, DQO, coliformes termotolerantes, sólidos sedimentáveis, sólidos suspensos e óleos e graxas estarão presentes neste relatório.

Durante a fase de implantação dos aerogeradores, nas áreas de apoio em terra serão utilizadas instalações provisórias para efluentes doméstico na frente de serviço, os dispositivos utilizados serão os sanitários químicos, seguindo assim as conformidades da NR 18. A utilização deste dispositivo se dá pelo período estacionado ser relativamente curto. Sua limpeza deve ser periódica de acordo com a necessidade, serão removidos por caminhões tipo limpa fossa, transportados e dispostos por empresa especializada seguindo as normas vigentes. Uma vez concluída as operações, os banheiros químicos serão desativados e devolvidos a empresa que efetuou a locação dos mesmos.

Já os efluentes industriais gerados são os que necessitam de atenção especial por serem potencialmente poluidores ao meio ambiente. As atividades que apresentam possibilidade de geração de efluentes industriais são: as centrais de oficina mecânica, pátio de lavagem de veículos e central de concreto. Dessa forma, será necessário instalações que possam dar suporte e mitigar os impactos gerados

por estas atividades.

O efluente gerado pela lavagem de equipamentos, ferramentas e instalações da central de produção de concreto, possuindo pH elevado e sólidos pesados decantáveis, que são facilmente retidos em caixas de separação bem dimensionadas. Para simplificar a operação do sistema de tratamento de efluentes gerados na central de produção de concreto a fim de melhorar a eficiência e garantir a qualidade do efluente tratado, o efluente tratado será utilizado nos serviços que promovem a umidificação das vias de acesso ao site e sua reutilização na limpeza das instalações e ferramentas ou na regularização de umidade do concreto produzido.

Os efluentes oleosos gerados no lavador de veículos apresentam características que permitem um simples sistema de tratamento. Desta forma, o sistema será composto de uma área pavimentada com inclinação para o centro onde possui uma canaleta com grelha para a coleta da água de lavagem dos veículos ou para canaletas nas bordas do piso. A água é então carregada para o sistema de tratamento. Quando é executada a lavagem de equipamentos e veículos, onde o contaminante é apenas óleo mineral, a água é encaminhada para a caixa de areia onde é retido o material pesado como areia, terra e outros materiais e posteriormente passa por tanques de separação de água e óleo em série e por uma caixa de passagem antes de seguir para a infiltração no solo. A disposição dos efluentes será feita por meio de um sumidouro. O resíduo oleoso deve ser coletado por empresa credenciada para posterior tratamento de acordo com as normas vigentes. O pátio da oficina mecânica deve ser ligado a tal sistema, evitando que efluentes oleosos sejam descartados sobre o solo. O piso deve ser impreterivelmente impermeável.

Nas Instalações *Offshore* (Aerogeradores)

Ainda na fase de implementação dos aerogeradores nas áreas *offshore*, haverá a geração de efluentes pelas embarcações de apoio. Os efluentes gerados serão os sanitários e térmicos oriundos de descartes operacionais, além da drenagem de convés, bem como água de produção, após o processamento de separação água-óleo. Em caso de descarga de óleo ou deposição para o meio ambiente, será utilizado

um depósito para coletar o resíduo de óleo.

Durante a fase de operação, cada turbina passará por um serviço de rotina de manutenção periodicamente. Com este processo, os fluidos hidráulicos, óleos de caixa de engrenagens e lubrificantes serão substituídos. Qualquer vazamento será coletado em um tanque de resíduo de óleos.

Todos os efluentes gerados na fase *offshore* deverão ser acondicionados em recipientes que resistam ao material poluente. Deve-se primar para que os recipientes estejam posicionados de forma que seu conteúdo não venha a constituir riscos à tripulação e visitantes, bem como ao ambiente marinho.

Tanto os resíduos de óleo como outros resíduos (águas residuais, etc.) gerados na fase *offshore*, serão trazidos a terra em recipientes aqui já destacados e descartados de acordo com os procedimentos de melhores práticas. Na fase operacional do Parque eólico, a geração de efluentes restritos às estruturas administrativas, apresentarão pouca relevância ambiental.

2.5.4.2 Resíduos Sólidos

Durante a fase de implantação do empreendimento, os resíduos sólidos gerados se originam em duas frentes: nas frentes de serviço (resíduos da construção civil) e no canteiro de obras (rejeitos, restos de alimentos, etc).

Os resíduos sólidos devem ser manejados adequadamente de acordo com as suas características, ou seja, diferenciando-se os resíduos perigosos ou classe 1 (NBR 10004, 2004) que são os resíduos inflamáveis, corrosivos, reativos, tóxicos, etc., os resíduos não inertes ou classe 2A (NBR 10004, 2004) definidos como resíduos que apresentam combustibilidade, biodegradabilidade ou solubilidade e os resíduos inertes ou Classe 2B (NBR 10004, 2004), não apresentam riscos à saúde e ao meio ambiente. Quando mal gerenciados estes resíduos podem promover temporariamente a perda da qualidade ambiental nas localidades próximas ao empreendimento

Os resíduos das plataformas e das embarcações de apoio serão resíduos comuns (gerados no refeitório, nas atividades administrativas, etc), resíduos recicláveis (gerados nas atividades administrativas e de manutenção, como papéis,

2.371

Raoni Ceci

plásticos, metais, vidros) e resíduos perigosos (gerados no processo industrial, manutenção e enfermagem, como óleos, produtos químicos do processo, de reparos e de pinturas, lâmpadas, baterias, pilhas, dentre outros).

Os resíduos serão armazenados em coletores específicos nas embarcações e posteriormente serão destinados para empresas especializadas e licenciadas em terra para o correto tratamento, que poderá ser reciclagem, reaproveitamento ou tratamento específico, de acordo com a categoria do resíduo.

O acondicionamento adequado é item importante durante todo o processo, é fundamental para o devido encaminhamento dos resíduos, evitando o descarte inadequado e a liberação involuntária dos mesmos, o que representa um risco tanto sob o ponto de vista ambiental quanto da segurança do trabalho.

Nessa fase será implantada a coleta seletiva dos resíduos sólidos, onde serão utilizados recipientes apropriados e identificados de acordo com o padrão de cores estabelecidos na Resolução CONAMA nº 275/01. Além da cor, cada coletor deve ter a identificação do tipo de resíduo, escrito em língua portuguesa. Caso o coletor contenha saco plástico, onde o resíduo é colocado para o futuro transporte e desembarque, o saco plástico a ser utilizado deve ser, ou transparente, ou da cor correspondente ao respectivo coletor. Os coletores devem ser posicionados em locais de fácil acesso e distribuídos de forma a contemplar os diversos pontos de geração. Abaixo modelos de coletores que poderão ser utilizados.

Quadro 2.5.4.2.1 - Classificação coletores quanto ao tipo de resíduo.

Cor	Resíduo
Azul	Papel/Papelão
Vermelho	Plástico
Verde	Vidros
Amarelo	Metais
Preto	Madeira
Laranja	Resíduos Perigosos
Branco	Resíduos ambulatoriais e de serviço de saúde
Roxo	Resíduo radioativos
Marrom	Orgânico
Cinza	Resíduo geral não reciclável

Todas as unidades e embarcações devem proceder à segregação de resíduos, independentemente da existência de metas de redução de geração e de disposição final. Nenhum tipo de resíduo sólido será descartado no mar.

Durante as fases de construção do empreendimento, serão gerados resíduos sólidos constituídos principalmente por resíduos de obra (entulho), tais como, resíduos de madeira e concreto, e menores quantidades, os resíduos sólidos provenientes das operações de manutenção de máquinas e equipamentos, tais como, óleos lubrificantes usados, graxas, restos de tintas, materiais ferrosos e não ferrosos, papel e papelão, vidros e plásticos; os resíduos de escritórios; e os resíduos orgânicos provenientes da cozinha e refeitório.

Os entulhos de obra são classificados, de acordo com a Norma ABNT NBR 10.004, como resíduos não perigosos e inertes (Classe II-B). Já os resíduos sólidos orgânicos gerados na fase de implantação serão basicamente provenientes da cozinha e refeitório (resíduos do processamento de alimentos, restos das refeições, guardanapos e similares) e dos sanitários (papéis higiênicos). De acordo com a Norma ABNT NBR 10.004, esses resíduos são classificados como resíduos não perigosos e não inertes (Classe II-A).

Os resíduos classe II serão armazenados temporariamente de acordo com as Normas ABNT NBR 11.174 – Armazenamento de Resíduos classes IIA – não inertes e IIB – inertes, e ABNT NBR 12.235 – Armazenamento de Resíduos Sólidos Perigosos.

Os entulhos de obra (blocos, concreto, tijolos) e os resíduos orgânicos gerados nessa fase do empreendimento terão disposição final ambientalmente adequada, ou seja, serão dispostos em aterros licenciados.

Os processos de transporte interno e armazenamento temporário devem ser conectados ao programa de educação ambiental dos trabalhadores. O intuito de tal ação é instruir os colaboradores quanto o modo mais adequado de deslocar e depositar os resíduos da construção civil, evitando danos ao meio ambiente e aos próprios trabalhadores.

Tabela 2.5.4.2.1 – Processos de transporte

Resíduos	Coleta Seletiva	Armazenamento Temporário	Disposição/Destinação Final
Entulhos de obras (blocos, concreto, tijolos)	Caçambas	Caçambas metálicas	Aterro de resíduos de obras
Madeira	Caçambas com identificação preta	Caçambas metálicas	Reciclagem e/ou Incineração
Metais ferrosos e não ferrosos	Tambor com identificação amarela	Baia identificada	Reciclagem
Papel / papelão	Tambor com identificação azul	Baia identificada	Reciclagem
Plásticos	Tambor com identificação vermelha	Baia identificada	Devolução ao fabricante/ Reciclagem
Resíduos ambulatoriais	Tambor identificados	Área do ambulatório	Incineração e/ou processamento por empresa licenciada
Óleos lubrificantes e graxas	Tambor de resíduo classe I	Baia identificada	Coprocessamento/ Incineração em empresa licenciada
Resíduos orgânicos (restos de refeições)	Tambor com identificação cinza	Caçambas metálicas	Aterro sanitário

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

A maioria dos resíduos sólidos gerados na fase de obra terá destinação final ambientalmente adequada, ou seja, serão destinados para reutilização, reciclagem, coprocessamento, etc.

Os resíduos de serviço de saúde serão coletados, acondicionados,

armazenados e transportados, de acordo com as Normas ABNT NBR 12.809 – Manuseio de resíduos de serviços de saúde – Procedimento e ABNT NBR 12.810 – Coleta de resíduos de serviços de saúde – Procedimento e Resolução CONAMA nº 358/05.

O acondicionamento de lâmpadas fluorescentes usadas, para posterior descarte, deve se dar em recipientes que proporcionem segurança para quem manuseia e que não representem risco de contaminação ao meio ambiente.

- Na fase de operação do Parque eólico só produzirá resíduos durante o processo de manutenção preventiva e corretiva. Os resíduos são relacionados com o uso de graxa e óleos, componentes elétricos do sistema elétricos, óleos lubrificantes de agregados mecânicos, nos quais serão segregados, acondicionados e destinados em conformidade com os regramentos da legislação referentes à gestão de resíduos sólidos.
- Fase de Descomissionamento: Ao termino de sua vida útil, levando em consideração todas as possibilidades de repotencialização da planta, o parque será descomissionado, a partir de um estudo preliminar das estruturas que deverão ser retiradas e àquelas que geram benefícios para fauna e flora local, que tendem a permanecer.

2.5.4.3 Emissões Atmosféricas

Durante a fase de implantação do empreendimento, o efeito na qualidade do ar deverá estar limitado à poeira suspensa e gases da combustão de combustíveis fósseis e particulados oriundos dos veículos automotores e embarcações marítimas.

As principais fases de construção deste projeto (detalhadas no início deste capítulo), para as quais é necessária uma avaliação de impacto na atmosfera, são:

Instalação das fundações:

- Transporte para o porto das fundações (onshore / porto);
- Pré-montagem das fundações;
- Transporte das fundações para o canteiro de obras

2.375

Raoni Ceci

(offshore);

- Preparação do fundo marinho e instalação das fundações

(offshore);

Instalação das turbinas:

- Chegada e armazenamento de materiais (onshore/porto);
- Pré-montagem das máquinas em terra (onshore/porto);
- Transporte das máquinas e do transformador para o canteiro de obras (offshore);
- Montagem e instalação das máquinas e transformadores (offshore);

Realização das obras de conexão:

- Escavação e construção das linhas aéreas e marítimas, e das estações elétricas (offshore/onshore);

Realização dos molhes/ quebra-mar:

- Transporte das falésias e material para realização das barreiras (onshore);
- Criação das "falésias" e dos elementos que compõem cada um dos molhes (onshore/offshore);

As transformações químicas e fotoquímicas dos poluentes atmosféricos, tais como materiais particulados (MP) não devem representar atividades com potencial de poluição atmosférica significativo, uma vez que é um impacto circunscrito aos locais das frentes de trabalho e, em menor escala, aos trajetos de materiais, equipamentos e pessoal.

Um dos componentes predominantes nestas condições é a poeira gerada durante a obra, proveniente das operações construtivas, trânsito de veículos no pátio do canteiro de obras, e durante as atividades de terraplanagem relacionada a planta. O material particulado tende a se depositar rapidamente no solo local, dependendo das condições climáticas.

Já os gases da combustão de combustíveis fósseis como os óxidos de

nitrogênio (NOx), monóxido de carbono (CO) e óxidos de enxofre (SOx), gerados tanto por veículos automotores como das embarcações marítimas, utilizadas para instalações dos componentes *offshore* e *semi-offshore* do parque, são considerados inevitáveis, porém temporários e reversíveis. Sua magnitude não deve atingir níveis suficientes para provocar alteração mensurável nos parâmetros de qualidade do ar da região de entorno.

Durante a operação do empreendimento, o grande diferencial referente a geração de energia eólica está, justamente, no baixo potencial de emissão de poluente à atmosfera. O benefício ambiental produzido a partir de fontes renováveis, e da fonte eólica em particular, pode ser analisado em termos de comparação de emissões produzidas em relação a fontes de energia convencionais. Para isso, a EWEA (*European Wind Energy Association*) realizou uma avaliação do ciclo de vida (ACV) para analisar as emissões que surgem durante todo o ciclo de vida da planta, a partir das matérias-primas, passando pela fase de produção dos componentes individuais, montagem, transporte, instalação, fase de operação e descomissionamento das usinas.

A tabela a seguir mostra as emissões dos parques eólicos onshore, offshore, das usinas movidas a combustíveis fósseis e do delta entre estes.

Quadro 2.5.4.3.1 - Emissões de poluentes relevantes produzidos por eletricidade eólica e carvão e gás natural em todo o ciclo de vida e benefícios do vento versus carvão e gás natural

	Emissions						Benefits		
	onshore wind	offshore wind	verag e wind	ard coal	ignite	GCC	s. Coal	s. Lignite	s. NGC
Carbon dioxide, fossil (g)	8	8	8	36	060	00	28	051	91
Mathane, fossil (mg)	8	8	8	554	44	93	456	36	84
Nitrogen oxides (mg)	31	31	1	309	041	53	278	010	22

Continuação do Quadro 5.2.4.3.1

NMVOC (mg)	6	5	6	71	8	29	65	3	23
Particulares (mg)	13	8	5	47	11	2	34	93	6
Sulphur dioxide (mg)	32	1	2	548	808	49	515	777	18

Fonte: EWEA, 2019.

É, portanto, avaliado para as diferentes fases da vida do parque (construção, operação e descomissionamento) e para os diferentes componentes (seção offshore, semi-offshore do parque e obras de conexão), o que acontece em termos de emissões atmosféricas e seus efeitos no clima.

Considerando-se que as instalações eólicas em todos os seus componentes estão absolutamente livres de emissões gasosas, não está prevista nenhuma interferência com o compartimento atmosférico, que, ao contrário, considerando uma escala maior, só pode se beneficiar da não emissão decorrente da geração de energia através desta fonte renovável.

As fontes tradicionais, utilizadas para a produção de energia, como é conhecida, tendem a alterar significativamente as condições climáticas em escala local e em grande escala, contribuindo significativamente para a produção e emissão de poluentes na atmosfera (Efeito Estufa).

As fontes renováveis, pelo contrário, não só não alteram os componentes atmosféricos como trazem um benefício ambiental significativo em termos da ausência de substâncias poluentes.

Considerando, portanto, a produtividade estimada para a planta em questão (avaliada com máquinas de cerca de 12MW no mar e 2 MW na costa), ela tem um valor de cerca de 1.282.173 MWh / ano.

Considerando as emissões, estimadas, emitidas pelas usinas termelétricas, apresenta-se as quantidades de emissões evitadas por um ano e por 25 anos (vida útil do parque).

Quadro 2.5.4.3.2 - Emissões evitadas pelo parque eólico proposto.

CENTRAIS TÉRMICAS		
Emissões das centrais térmicas		
CO2	702	g/Kwh
SO2	2,5	g/Kwh
NO2	0,9	g/Kwh
Pós em geral	0,1	g/Kwh

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Quadro 2.5.4.3.3 - Emissões médias produzidas por usinas elétricas de fontes tradicionais.

Emissões evitadas em 1 ano		
CO2	900085	t/ano
SO2	3205	t/ano
NO2	1154	t/ano
Pós em geral	128	t/ano
Emissões evitadas em 20 anos		
CO2	18001709	t/ano
SO2	64109	t/ano
NO2	23079	t/ano
Pós em geral	2564	t/ano

Fonte: elaborado pelo autor, 2019.

Considerando que a Tonelada Equivalente de Petróleo - TEP representa a quantidade de energia liberada do mar em uma tonelada de petróleo bruto e é igual a

2.379

Raoni Ceci

1TEP = 11.628MWh, espera-se economizar 110.266 TEP / ano de óleo combustível.

Em última análise, o processo de produção de eletricidade a partir da energia eólica é um processo totalmente limpo, sem emissões para a atmosfera, portanto a qualidade do ar e as condições climáticas que derivam dela não serão alteradas pela operação do sistema proposto.

Durante a fase de operação, as emissões de poeira ligadas à presença da usina eólica devem ser consideradas nulas e sem efeito.

Os impactos relacionados à fase de descomissionamento são comparáveis àqueles já identificadas para a fase de construção e, portanto, essencialmente atribuíveis a:

- Criação de poeira (apenas para terraplanagem relacionada com a planta);
- Emissões de gases de escape para o transporte e o desmantelamento;

Esta fase aplica-se ao que já foi discutido para a fase de implementação.

2.5.4.4 Ruídos e Emissões Acústicas

A emissão de ruídos originários de parques eólicos pode ser dividida em dois momentos: àqueles decorrentes da implantação e posteriormente, decorrentes das atividades de rotina de operação.

A fase de implantação do projeto envolverá a geração de ruídos proveniente do movimento de máquinas e caminhões nos diferentes tipos de canteiro de obras. O canteiros de obras serão locais de suporte para as seção *onshore* na qual serão instaladas os condutos para a conexão em terra, além da uma plataforma *semi-offshore/onshore*, local onde serão as construções dos molhes, as turbinas alocadas a elas e as obras de conexão (estações e linhas de ligação) até ao ponto de entrega para introduzir na rede elétrica nacional.

A emissão de ruídos por máquinas e equipamentos será controlada por um

programa de monitoramento, com a finalidade de garantir que não ocorra geração de ruídos acima dos níveis característicos de cada equipamento, estabelecendo conformidade com a legislação brasileira. A manutenção preventiva e corretiva das máquinas e equipamentos deverá evitar barulhos de equipamentos defeituosos, entre outros.

Também será considerado que o canteiro de obras esteja ativo somente durante o dia e que a estimativa realizada é de precaução, pois considera-se o funcionamento simultâneo e em um único ponto de todas as máquinas analisadas. Os dutos de cabos serão executados, durante quase toda a sua rota, paralela à rede de estradas, onde o ruído ambiental de fundo deve ser de valor comparável com o anteriormente estimado já a uma distância entre 100 e 250 metros.

Com relação aos limites de ruído, o limite escolhido para ser respeitado é aquele da legislação brasileira atual (CONAMA Nº1, de 8 de março de 1990, que remete à norma da ABNT - NBR 10151), onde a aglomeração na costa é identificável em relação à tabela e aos limites impostos pela legislação como "área mista, predominante residencial".

Quadro 2.5.4.4.1 - Níveis sonoros globais máximos admissíveis no Brasil por tipo de área ocupada.

Tipos de áreas	Diurno	Noturno
Áreas de sítios e fazendas	40	35
Áreas estritamente residencial urbana ou de hospitais ou de escolas	50	45
Áreas mista, predominantemente residencial	55	50
Área mista, com vocação comercial e administrativa	60	55
Área mista, com vocação recreacional	65	55
Área predominantemente industrial	70	60

Fonte: ABNT NBR 10 151.

A emissão de ruídos das instalações *offshore* apresentam a vantagem de estar a uma distância significativa das habitações, assim evitando qualquer incômodo aos moradores do local ou aos proprietários que visitam a propriedade regularmente. Outra ação com potencial de geração de ruídos é a condução de estacas de fundações e ancoragem durante as instalações dos aerogeradores.

Para a fase de instalação das turbinas, dos cabos elétricos no mar e das estações de transformação *offshore*, está prevista a utilização de diversos meios navais.

As embarcações são todas caracterizadas por emissões de ruído reduzidas, semelhantes ao ruído de fundo típico do oceano. As atividades de instalação do parque eólico *offshore*, tanto para as turbinas quanto para as estações de transformação, ocorrerão a uma distância de cerca de 4 km dos receptores mais próximos da linha de costa. A essa distância, mesmo considerando uma atividade de construção simultânea, com todos os meios navais operando durante o dia, as emissões sonoras esperadas devem ser consideradas insignificantes; portanto, não são esperados impactos significativos durante a fase de construção das estruturas *offshore*. Para a instalação dos condutos *offshore* próximos à costa, a proximidade dos meios de trabalho na costa poderia gerar um impacto acústico nos receptores próximos à área; toda a área de atracação de cabos é aquela com menor densidade abiótica e a intervenção terá uma temporariedade muito curta. Não há efeitos acústicos significativos para esses componentes.

Os ruídos emitidos nesta fase do empreendimento podem ter potenciais efeitos subaquáticos ou em receptores ecológicos marinhos, entretanto, este assunto será avaliado nos capítulos posteriores.

Na fase de operação na proximidade da costa, a uma distância de aproximadamente 200m, estão localizadas as turbinas, inseridas na ponta dos molhes/quebra-mar, que geram impacto acústico em habitações próximas da faixa costeira. Para limitar o impacto e atender os padrões de emissão acústica estabelecidos pelas regulamentações, turbinas de tamanho menor serão usadas em comparação com aquelas das turbinas *offshore*, com baixíssimo valor de emissão.

Destaca-se como o ruído gerado pelo parque eólico em ação está restrito ao local onde as turbinas estão localizadas. Além disso, as áreas costeiras perto do mar

têm um nível de ruído de fundo que é completamente semelhante ao das turbinas instaladas na própria costa.

O controle e o monitoramento das atividades e o atendimento aos limites estabelecidos pela legislação vigente, irão garantir a preservação da saúde e do bem-estar da comunidade e colaboradores.

Ao final do ciclo de vida do parque, com exceção da realização das fundações (e as consequentes atividades de empilhamento), estão previstas as mesmas atividades já realizadas na fase de construção.

Por conseguinte, é admissível prever que os impactos atribuíveis à fase de descomissionamento são inferiores aos da fase de construção e, por conseguinte, não são significativos.

2.5.5 Cronograma do Projeto

O cronograma físico elaborado para implantação do Projeto Eólico Offshore Caucaia teve como objetivo atender a demanda dos investidores para ser executado em 24 meses e tivesse ao final do primeiro ano a execução completa de todos os molhes de pedra diante da grave situação em que se encontram as praias do litoral do município de Caucaia com a instalação de todas as turbinas eólicas de 2MW, das duas primeiras linhas de turbinas de 12MW bem como as subestações offshore e onshore e a completa execução da linha de transmissão. Diante desta estratégia, ao final do primeiro ano já teremos condições de estar entregando a geração de energia de 118MW de potencia instalada e com isto poder iniciar a geração de caixa para os investidores.

Após o primeiro ano estaremos executando o restante do projeto com a implantação de 40 turbinas eólicas de 12MW e concluindo a totalidade do projeto.

O cronograma inicia-se com a implantação do canteiro de obra, levaremos 60 dias nesta serviço, que ficará instalado na área de retroporto do Parque Industrial do Porto do Pecem(CIPP) em uma área de 8ha e uma utilização de 100m do berço do CIPP exclusivo para esta operação pelo período de 2 anos. Utilizaremos também a rodovia de serviços do CIPP que serviu de base para execução dos molhes de pedra

2.383

Raoni Ceci

do porto pois utilizaremos a mesma pedreira que fornecerá todas as pedras para implantação dos 11 molhes projetados no projeto eólico offshore. Estas pedras serão transportadas pelos caminhões carretas até o berço do porto e serão transportados no mar pelas balças que conduzirão estas pedras do porto aos locais definidos no projeto em um processo invertido (do mar para o litoral) diferente do que normalmente foi realizado em todos os molhes de Fortaleza para que possamos evitar o transito dos caminhões carretas por entre as casas de todas as praias e reduzindo os impactos perante a população residente próximos a estes locais. Dois meses antes do inicio do transporte destas pedras estaremos mobilizando as embarcações que serão necessárias para inicio da construção dos molhes de pedra. Para a implantação de todos os molhes de pedras levaremos 7 meses.

Um mês após a chegada das primeiras embarcações, daremos inicio ao transporte de todos os equipamentos que serão utilizados na implantação das turbinas eólicas de 2MW e de 12MW. As menores turbinas serão fornecidas pelos fabricante no Brasil enquanto as outras serão fornecidas por fabricantes na Europa. Para estes transportes levaremos um total de 180 dias.

O inicio da construção dos molhes se dará 90 dias após o inicio do canteiro de obras. Com relação ao inicio da implantação das fundações das turbinas de 2MW e de 12MW, se dará 5 e 6 meses respectivamente após a ordem de serviços.

A implantação da subestação de transição, onshore, se iniciará após a conclusão do canteiro de obras e 30 dias depois iniciaremos as fundações da subestação marinha. A subestação de transição levará 4 meses para sua implantação enquanto que a subestação marinha levará somente 2 meses pois ela virá toda montada em navio transportado da Europa e será implantada sobre as fundações executadas nos 45 dias anteriores.

A implantação das turbinas eólicas de 2MW se iniciará após 60 dias de inicio das fundações enquanto que a implantação das turbinas de 12MW se dará inicio após o mesmo período de inicio de suas respectivas fundações. Executaremos a implantação total das 11 turbinas de 2MW em 6 meses e as 48 turbinas de 12MW em 14 meses.

A linha de transmissão iniciará sua execução 30 dias após o início das obras de implantação da subestação de transição, onshore, e durará 7 meses pois ela terá dois segmentos bem definidos: um trecho de 14km subterrâneo que diminuirá o impacto junto a população da Tabuba, Paracumbuco e Cumbuco e o segmento aéreo de 18km que utilizará a faixa de domínio das rodovias CE-090 e CE-085.

Teremos ainda um serviço que compõe a linha de transmissão que a implantação dos cabos submarinos que trarão a geração de energia das turbinas offshore até a subestação marinha com um total de 160km e se iniciará a sua implantação 30 dias após o início das fundações das turbinas de 2MW, das turbinas de 12MW e da subestação marinha. Durará 12 meses.

Para a conexão da rede junto a subestação da CHESF, Pecem II, os testes elétricos, o acionamento da energia na subestação Pecem II e a licença de operação se dará em dois momentos: no primeiro logo após a implantação da 11 turbinas de 2MW e das 8 turbinas de 12 MW quando teremos uma potência instalada de 118MW no mês 13 após a ordem de serviços e o segundo momento no mês 24 quando da entrada em operação de mais 40 turbinas de 12 MW com uma potencia instalada de 480MW.

A limpeza da obra e a desmobilização do canteiro serão os últimos serviços a serem executados no mês 24.

A Figura 2.5.5.1 contém o cronograma físico das atividades desenvolvidas para a implantação do empreendimento.

CRONOGRAMA EM A3

2.5.6 Inserção Regional

Normativa Urbanística- Plano diretor do Município de Caucaia

Integração entre o Parque Eólico Offshore e o Plano Diretor de Desenvolvimento

O projeto do Parque Eólico Offshore, apresentado pela empresa BI ENERGIA LTDA, representa uma oportunidade para o desenvolvimento do primeiro parque eólico offshore do Brasil, visando também trazer uma solução inovadora para a problemática da erosão marinha que assola o litoral do município de Caucaia.

Para o desenvolvimento do projeto, buscou-se observar que a presente proposta se encontra em consonância com os objetivos de desenvolvimento e ordenação territorial do município, representados pelo Plano Diretor de Desenvolvimento Urbano do Município de Caucaia – PDDU/CAUCAIA.

O Plano Diretor de Desenvolvimento Urbano/ PDDU é um instrumento de interesse da administração municipal e de toda a sociedade, que aborda os vários problemas existentes no município, sejam sociais, econômicos ou ambientais, propondo soluções para obter uma melhoria da qualidade de vida de sua população.

O PDDU é um instrumento fundamental para o desenvolvimento sustentado do município e de muita importância para todos os agentes econômicos, pois sugere os tipos de atividades produtivas e as áreas mais convenientes para sua implantação, a partir de uma correta avaliação das restrições e possibilidades para o pleno desenvolvimento de sua economia. O PDDU/ CAUCAIA tem como objetivos fundamentais:

- Consolidar CAUCAIA no contexto de um sistema regional definindo sua nova posição na Região Metropolitana de Fortaleza;
- Preservar a reserva ambiental existente, promover sua recuperação e conservação e dimensionar um correto programa de apropriação de recursos naturais;
- Promover a organização territorial do Município, compondo a

estruturação dos núcleos urbanos existentes e sua requalificação;

- Dimensionar a expansão de um novo sistema urbano;
- Integrar ao contexto da organização territorial proposta, as diretrizes dos grandes projetos ora em implantação em seu território;
- Fortalecer os programas de atração de investimentos e empreendedores;
- Inserir a questão do desenvolvimento social e de fortalecimento da cidadania em todos os conceitos adotados.
-

Poderemos observar que o Parque Eólico Offshore Caucaia se encontra em consonância com o PDDU e possui ferramentas extremamente positivas para auxiliá-lo no alcance dos seus objetivos fundamentais.

Plano de Estruturação Urbana

O Plano de Estruturação Urbana, um dos principais documentos que compõe o Plano Diretor, realiza um macrozoneamento do município de Caucaia. As Figuras 2.5.6.1 e 2.5.6.2 mostram algumas dessas zonas enquanto que a Figura 2.5.6.3 mostra os níveis de urbanização de diferentes zonas do município.

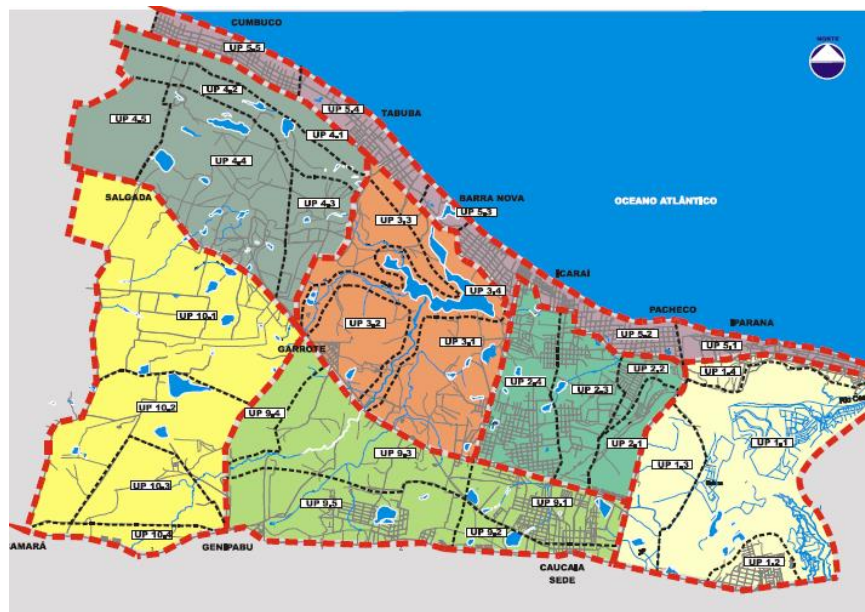
A subestação terrestre do projeto offshore será construída em um terreno fornecido pela prefeitura de Caucaia e será localizada no zoneamento de Icarai (Zona UP 5.2), que constitui uma Zona Urbanizada.

As linhas de transmissão passarão em zonas urbanizadas, urbanizáveis e industriais até chegar na estação Pecém II. Serão percorridas as zonas UP 5, UP 2, UP 4, UP 6 e UPE 1.

Estas linhas seguirão caminhos evitando dunas, propriedades privadas, assentamentos indígenas, assentamentos quilombolas e áreas de proteção ambiental. Sendo assim, o projeto não interfere nas áreas de preservação e se alinha com o Plano de Estruturação Urbana.

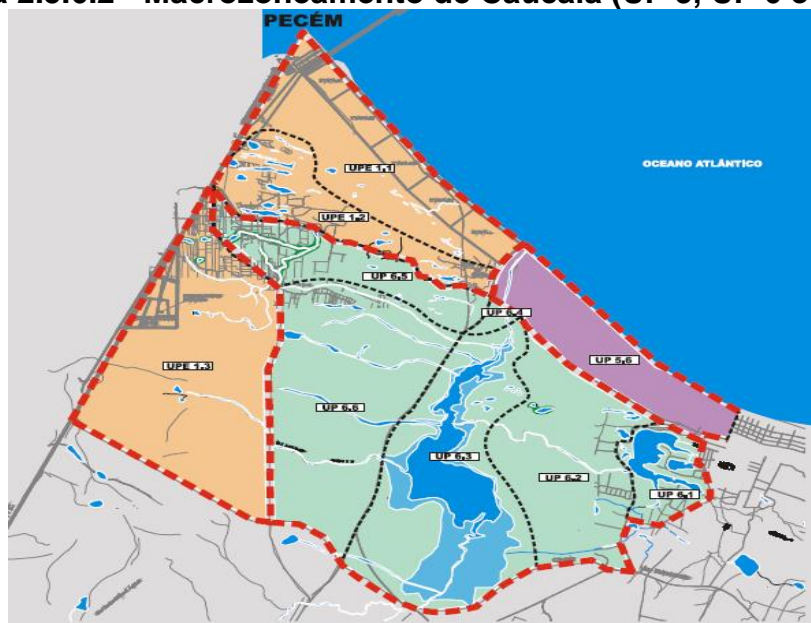
O projeto possui uma carta de anuência, para fins de licenciamento ambiental, assinada por Kleber Correia Lima Filho, atual secretário de infraestrutura do município de Caucaia. Esta carta certifica o Projeto Offshore Caucaia atestando a ciência do poder público municipal quanto ao desenvolvimento do projeto e assegura que a implantação do mesmo está dentro do preconizado para o desenvolvimento do município.

Figura 2.5.6.1 - Macrozoneamento de Caucaia (UP 1 a UP 10).



Fonte: Plano Diretor de Caucaia.

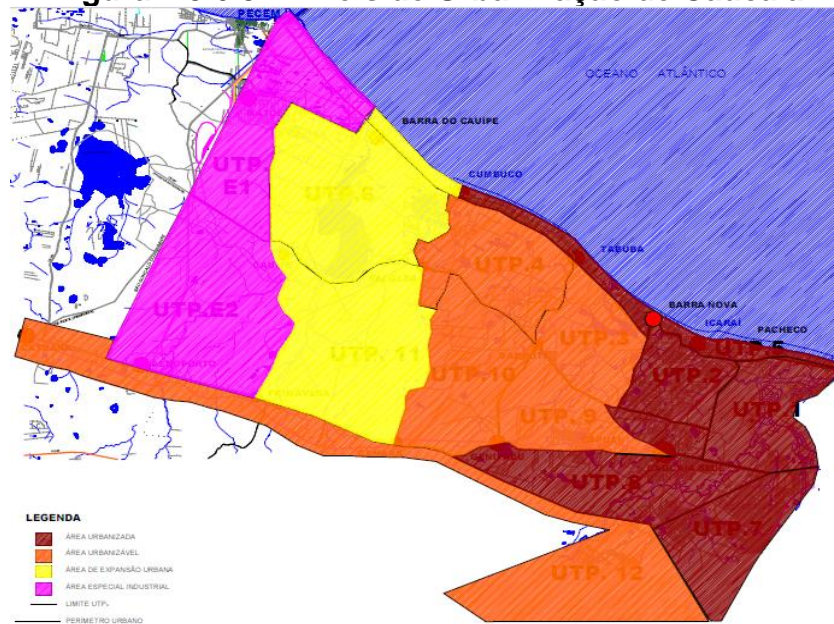
Figura 2.5.6.2 - Macrozoneamento de Caucaia (UP 5, UP 6 e UPE 1)



Fonte: Plano Diretor de Caucaia.

Raoni Ceci

Figura 2.5.6.3 - Níveis de Urbanização de Caucaia



Fonte: Plano Diretor de Caucaia.

Plano Estratégico do Município

Os projetos de infraestrutura do município de Caucaia, devem atentar às tendências macroeconômicas municipais, estaduais, regionais, nacionais e mundiais.

O Plano Estratégico de Caucaia também mostra 5 principais potencialidades do município de Caucaia. O projeto em questão se alinha com estas potencialidades em diversos pontos, sendo estes:

- **Vantagens Locais:** O projeto entraria em um eixo estratégico, utilizando-se do grande potencial eólico da região, para produção de energia elétrica, no litoral do município, além da proximidade de Caucaia com as subestações Pecém I e Pecém II e pela sua participação nos Programas Regionais de Desenvolvimento do Turismo - PRODETUR, que auxilia obras de infraestrutura primária, fornecendo uma cadeia completa para abrigar o projeto.
- **Industrialização:** A energia produzida pelo projeto poderia alimentar novos polos industriais, que seriam abastecidos logisticamente pelo porto do Pecém, também próximo a Caucaia.
- **Turismo:** Os espigões auxiliariam no processo de reestruturação do

litoral do Icaraí combatendo a erosão, bem como também, sendo utilizados para construção de restaurantes e outras atrações. Isto faria com que Caucaia tivesse dois polos turísticos fortes (Cumbuco e Icaraí).

- **Agroindustrialização:** A energia gerada poderia suprir a demanda dos polos agroindustriais enquanto que a proximidade com o porto do Pecém tornaria a exportação extremamente eficiente.
- **Polo de Capacitação Profissional:** O projeto auxilia na criação de novos polos industriais, auxiliando assim, na criação de novos empregos e na capacitação da comunidade local.

Projeto de Urbanização da Orla Marítima de Caucaia

O PDDU é composto também por um Termo de Referência que nos apresenta os subsídios para elaboração do Projeto de Urbanização e Organização da Orla Marítima, servindo de instrumento para a realização do processo licitatório e a contratação da sua realização.

Seus objetivos são ordenar, racionalizar e valorizar a zona litorânea de Caucaia com atenção ao aspecto ambiental, paisagístico e de lazer, reforçando suas potencialidades turísticas.

A Urbanização da Orla Marítima é uma das principais ações propostas pelo Plano Estratégico de Caucaia que tem como uma de suas diretrizes: “A integração e harmonização entre os núcleos urbanos através da qualificação dos espaços públicos, da proteção do meio ambiente e da implementação de um eficiente sistema de circulação e transporte”.

O Projeto Offshore Caucaia se alinha com este projeto de urbanização da orla marítima nos seguintes pontos:

- Os espigões solucionarão os problemas de erosão do litoral do Icaraí, reestabelecendo a praia e fortalecendo o turismo na região.
- Os espigões também poderão posteriormente, servir de base para futuros projetos para criação de atividades turísticas, como restaurantes, lanchonetes, passeios de balsa, piscinas artificiais nos seus arredores,

etc.

- A produção de energia limpa proveniente do projeto, auxilia na captação de investimentos de empresas ligadas a diversos setores, o que modifica positivamente a economia local, subsequentemente, tornando toda a matriz macroeconômica do município mais sustentável.
-

Portanto, o Projeto Offshore Caucaia não entra em discordância com os objetivos e diretrizes estabelecidos pelo PDDU do município de Caucaia, auxiliando a prefeitura na conquista dos objetivos e metas estipuladas pela mesma no PDDU.

Ressalta-se que o atual secretário de infraestrutura do município de Caucaia, Kleber Correia Lima Filho, emitiu uma carta de anuência (Anexo) certificando que o projeto está apto para fins de licenciamento ambiental.

Paisagem e Intervisibilidade

Em termos de avaliação da paisagem, definida como a porção do território potencialmente afetada pelos impactos visuais diretos e / ou indiretos do projeto, é considerada como uma ampla área relacionada à Intervisibilidade, de aproximadamente 15 km de raio a partir da área central do projeto.

Portanto, entende-se como "ampla área" o trecho da costa entre Pecém e Fortaleza, onde acredita-se que as instalações no mar são visíveis.

Para as obras em terra, as avaliações de Intervisibilidade na fase de operação (ou seja, obras completas), devem ser limitadas a um corredor de 1-2 km em torno das obras do projeto, e particularmente da linha aérea e as áreas de estação, não sendo visível o conduto para a linha enterrada.

O atual estado da paisagem natural e urbana, em que o projeto está inserido deve, portanto, ser caracterizado através da:

- Definição do contexto territorial local e geral;
- Identificação, no âmbito paisagístico, das características peculiares dos centros próximos às obras;

- Identificação dos elementos característicos da paisagem, elementos que definem o contexto paisagístico, entendido não só como elementos naturais, mas também como infraestruturas e características morfológicas do contexto;

Para entender melhor a análise, é necessário introduzir uma definição do conceito de paisagem; para tal, cita-se a Convenção Europeia da Paisagem, assinada pelos países europeus em julho de 2000 e ratificada em janeiro de 2006.

Tomando o conteúdo da convenção, aplicável em geral a qualquer contexto, entendemos por paisagem o complexo de áreas naturais, rurais, urbanas, peri-urbanas, terrestres, interiores e marinhas, excepcionais, ordinárias e degradadas.

A paisagem é reconhecida como "... um componente essencial no contexto de vida das populações, expressão da diversidade do município e do seu patrimônio cultural e natural, sendo o fundamento da sua identidade...".

Descrevemos agora o componente da paisagem relacionado à área da planta e todo o contexto territorial, no seu estado atual, para definir as circunstâncias na qual o trabalho será inserido.

Contexto Territorial da Área do Projeto

O projeto se insere no município de Caucaia entre as localidades de Icaraí e Iparana, ao sul do Cumbuco.

Caucaia é um município do estado do Ceará que integra a região metropolitana de Fortaleza com cerca de 1227,9 quilômetros quadrados, equivalente a 0,83% da superfície do Estado, com uma população de 362,223 habitantes e densidade populacional contingente de 264,91 hab. / km².

Nos últimos anos tem mostrado um grande crescimento da população, desencadeando uma importante expansão urbana.

O município é atualmente um importante pólo turístico do Ceará, tendo o segundo maior fluxo turístico do estado com cerca de 300 mil turistas por ano, devido à influência polarizadora da metrópole de Fortaleza e da praia do Cumbuco.

Na lógica turística metropolitana, destaca-se a concentração de empreendimentos turísticos e investimentos nas áreas costeiras, ainda que nos últimos anos devido à erosão costeira altamente concentrada, especialmente na área do projeto, tenham ocorrido dinâmicas que estão levando a uma deterioração socioeconômica do local. O litoral da Caucaia é o principal palco dos esportes de vela, principalmente kitesurf.

A praia do Cumbuco é considerada uma das melhores do mundo para a prática deste esporte. Aqui estão vários campeonatos nacionais e internacionais, constantemente visitados por ícones esportivos como Reno Romeu, Guilly Brandão, Abel Lago, Kristy Jones e Kristin Boese.

Caucaia tem 44 km de litoral, dos quais 28 são parte das vilas costeiras da sede de Caucaia e os outros 16 km pertencem aos distritos de Guararu e Catuana.

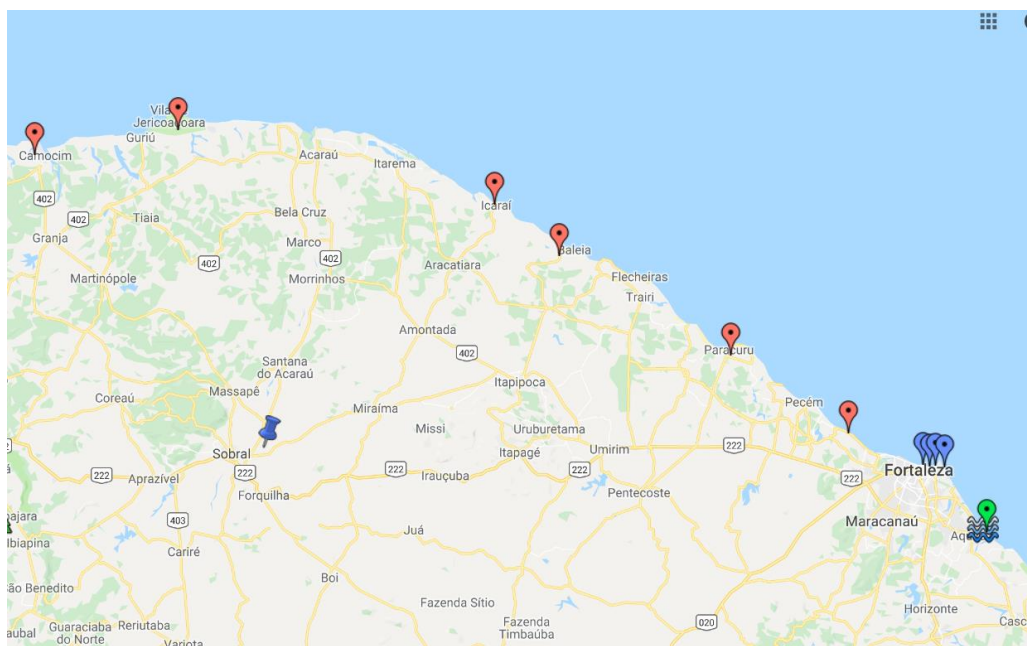
O projeto envolve a área ao sul do Cumbuco, que é atualmente a mais crítica, em termos de redução econômica e turística devido ao fenômeno de erosão muito acentuado.

A área do projeto está localizada em uma posição central entre Fortaleza e Pecém (cerca de 15 km de distância de ambos).

Contexto Territorial Geral

O litoral de Caucaia faz parte do cenário territorial da Costa do Sol Poente, que se estende de Fortaleza a Jericoacoara, atingindo quase todo o litoral do estado do Ceará.

Figura 2.5.6.4 - Costa do sol poente e principais centros turísticos-receptivos.



Fonte: Google Maps, 2019.

A costa é caracterizada por praia de águas cristalinas, falésias, lagoas, dunas de areia em destinos turísticos como Cumbuco, Lagoinha e Trairi.

No entanto, apresenta trechos muito degradados como o existente entre Icaraí e Iparana, onde a forte erosão costeira reduziu consideravelmente a linha costeira causando sérios problemas, seja para as infraestruturas como também para a economia e o turismo.

Os arranha-céus, que caracterizam o horizonte da vizinha Fortaleza, ao longo desta costa dão lugar a estruturas menores e áreas dedicadas ao turismo (mesmo que estas tenham sido gradualmente abandonadas em áreas específicas do projeto, beneficiando locais próximos, como Cumbuco, Fortaleza e Jericoacoara.

Área Vasta

A “área Vasta” deve ser entendida como o conjunto de elementos que caracterizam o trecho da costa de Fortaleza a Pecém, e o contexto paisagístico em que o traçado da conexão da usina é desenvolvido.

Trecho Costeiro de Fortaleza a Pecém

Fortaleza

Fortaleza é a capital do Ceará, um dos estados que compõem a República do Brasil. Segunda em importância na região, depois de Salvador - Bahia, está localizada no nordeste do país, ao longo da costa atlântica.

As origens da cidade datam de meados do século XVII, quando os navios holandeses desembarcaram na costa e mais tarde construíram a Fortaleza Schoonenborck, o núcleo original da cidade de onde deriva o topônimo. O impulso decisivo para o desenvolvimento da cidade veio apenas no século seguinte graças às primeiras trocas comerciais com a Europa. Fortaleza também foi a primeira cidade do Brasil a abolir a escravidão em 1884, quatro anos antes do resto do país.

Além do tradicional setor de comercial, hoje a capital do Ceará pode contar com um setor de serviços bastante desenvolvido, particularmente em infraestrutura, seguido pelo setor industrial e agrícola.

Elementos que caracterizam a capital, além das praias, são os arranha-céus construídos ao longo da costa que caracterizam o horizonte projetado para o alto.

Outro elemento de importância estratégica para a cidade é o Porto de Fortaleza, que sempre foi de grande importância para a economia da cidade. Algodão, açúcar, café, couro e empresas que atuam nos setores têxtil, de madeira e de alimentos contribuem substancialmente para a vitalidade da economia local.

Ao mesmo tempo, a cidade está desenvolvendo o setor terciário e a construção, expandindo o leque de serviços, levantando mais e mais arranha-céus e concentrando-se no turismo, que agora se tornou a principal fonte de renda para muitos.

Outro importante elemento que caracteriza a cidade, e que denota a propensão ao desenvolvimento e inovação da cidade, é a presença de um parque eólico dentro do porto, composto por 4 turbinas de tamanho médio, que há muito tempo tornou-se parte do contexto paisagístico da cidade.

Fortaleza é uma cidade que, devido à sua urbanização costeira, caracterizada por arranha-céus no litoral e obras tecnológicas como as turbinas eólicas no porto, tem em si a prerrogativa de desenvolver-se para cima em, portanto, o projeto também está alinhado com os elementos peculiares da paisagem costeira da cidade.

Figura 2.5.6.5 - Porto de Fortaleza com presença de turbinas eólicas



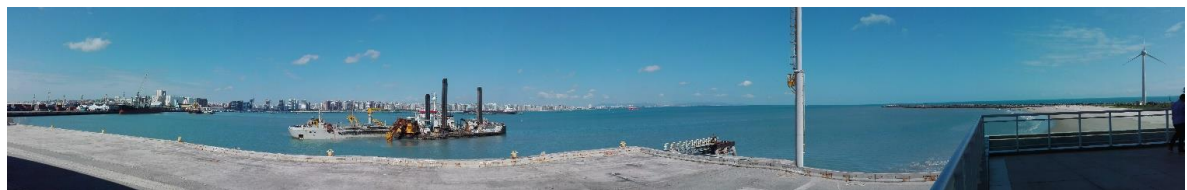
Fonte: Autor, 2019.

Figura 2.5.6.6 - Costa de Fortaleza



Fonte: Autor, 2019.

Figura 2.5.6.7 - Porto de Fortaleza e horizonte da costa.



Fonte: Autor, 2019.

Icarai –Iparana

A área está localizada a poucos quilômetros de Fortaleza, na costa setentrional e é caracterizada por áreas com dunas no litoral de Icarai, pertencente ao município de Caucaia.

Tem sido um dos destinos preferidos para surfistas e esportistas, para competições nacionais e internacionais.

Infelizmente, nos últimos anos a erosão costeira trouxe enormes prejuízos à economia local, que é baseada no turismo e na pesca. Essas atividades ficaram comprometidas desde a agravação do fenômeno erosivo.

A área apresenta um excelente potencial turístico, desde que resolva os problemas de erosão na costa.

Figura 2.5.6.8 - Costa de Icarai_iparana Parazinho



Fonte: Autor, 2019.

Cumbuco

Cumbuco tem uma excelente localização no nordeste brasileiro, especialmente no litoral oeste do Ceará, que faz parte da região metropolitana de Fortaleza, estando apenas a cerca de 30km do centro da capital cearense. O acesso é feito pela BR-020,

BR-222, quarto anel viário e a CE 090. Sua posição privilegiada é muito procurada por esportistas de todo o mundo, como os melhores ventos passando pelo local. Windsurf e kitesurf são os esportes mais populares.

Com o tempo, transformou-se de uma vila de pescadores para um centro equipado com uma das instalações mais modernas em hotéis turísticos, com bares e restaurantes.

Oferece várias opções de lazer: esportes aquáticos como kitesurf, windsurf, surf e vela. Outras alternativas são: passeios de buggy admirando a paisagem natural, passeios de quadriciclo, jangada, passeios a cavalo, jet ski, banana-boat, etc.

Figura 2.5.6.9 - Costa Cumbuco – com presença de atividades de Jangada e kitesurf



Fonte: Autor, 2019.

Pecém

A praia do Pecém está localizada no município de São Gonçalo do Amarante, litoral oeste do Ceará, a 60 km de Fortaleza. Está localizada entre as praias de Cumbuco e Paracuru. Esta região foi habitada pelos índios Anacés e Jaguaruanas Guanacés. No ano de 1699 iniciou-se a colonização branca, ocupando terras que se estendiam desde o Mundaú - Paracuru.

Pecém é bem organizada e é procurada por turistas de todo mundo. Local de descanso, também oferece esportes como o surf. Importância notável para fins comerciais, está relacionado ao porto presente na costa.

Elementos que Identificam a Paisagem Afetada pela Obra

A partir de uma análise do contexto, no qual o trabalho está inserido, definem-se os elementos que caracterizam o contexto paisagístico em grande escala, em particular:

- Praias arenosas, intercaladas com trechos rochosos;
- Presença de fortes fenômenos erosivos distribuídos ao longo da costa, em particular muito acentuados nas áreas do projeto;
- Portos importantes em Pecém e Fortaleza;
- Edifícios altos e arranha-céus em Fortaleza, e estruturas inferiores e contidas em outros centros populacionais;
- Presença de infraestruturas eólicas no porto do Pecém;
- Presença generalizada, em todas as áreas habitadas, das linhas elétricas suspensas;
- Presença generalizada de infraestruturas rodoviárias e estações elétricas nas áreas internas onde se desenvolvem as obras de conexão;
- Presença generalizada no interior de elementos com grande naturalidade (lagos, áreas arborizadas intercaladas com numerosas áreas urbanas e infraestruturas de serviços).

Figura 2.5.6.10 - Infraestrutura do território ao longo do traçado da linha elétrica (estradas e linhas aéreas)



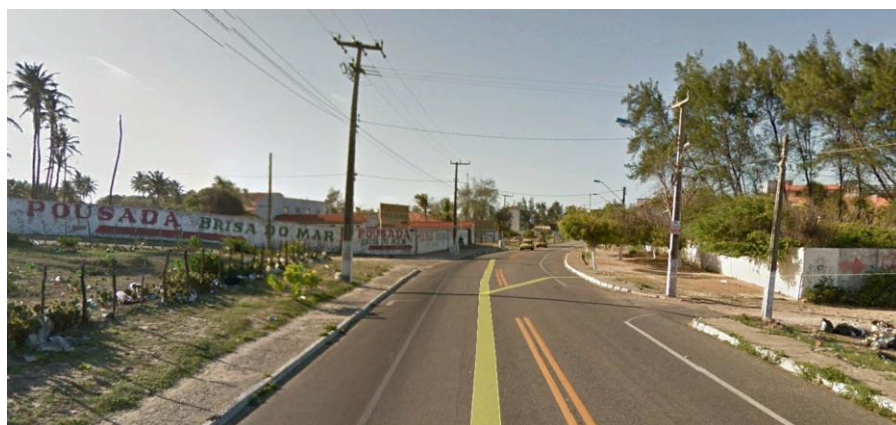
Fonte: Google Earth, 2019.

Figura 2.5.6.11 - Infraestruturas presentes no território



Fonte: Google Earth, 2019.

Figura 2.5.6.12 - Infraestrutura do território urbano



Fonte: Google Earth, 2019.

Portanto, os seguintes âmbitos podem ser identificados:

- Âmbito urbanizado de Fortaleza caracterizado por arranha-céus, praias e infraestrutura tecnológica;
- Âmbito costeiro em erosão, caracterizado por uma forte degradação ambiental com implicações consideráveis no turismo, pesca e economia local;
- Âmbito interno caracterizado por elementos naturais, infraestruturas de comunicação (estradas e linhas de energia);
- Âmbito costeiro em desenvolvimento (entre Cambuco e Pecém), onde em intervalos de praia existem áreas de recepção turística e estruturas de grande importância para o transporte e comércio (porto do pecém).

A definição desses âmbitos nos permite definir como o trabalho é inserido no contexto do ponto de vista paisagístico. Nos capítulos 5 e 6, os impactos serão analisados detalhadamente, no contexto da paisagem, que é o mais significativo.

Salienta-se, que o contexto em que o projeto está inserido, diante das graves problemáticas ambientais às quais ele está submetido (erosão acentuada), ele poderá trazer consideráveis vantagens com a realização das suas obras. Como explicado no capítulo 9, a iniciativa empreendedora criará cenários de desenvolvimento de grande importância para a área do projeto, bem como para a macro área.

Para as áreas limítrofes diante da intervisibilidade do projeto, que está de acordo com as características peculiares do contexto territorial (por exemplo, urbanização no sentido vertical de Fortaleza, presença de instalações similares no centro da cidade) o induzido que é criado em torno do projeto em termos de atração turística e possibilidades concretas de emprego, tornará o trabalho mais aceitável também do ponto de vista paisagístico.

2.6 Órgão Financiador e Valor da Atividade

O estudo que será apresentado visa demonstrar os custos atrelados com a construção do parque offshore Caucaia e os valores da venda de energia de parques

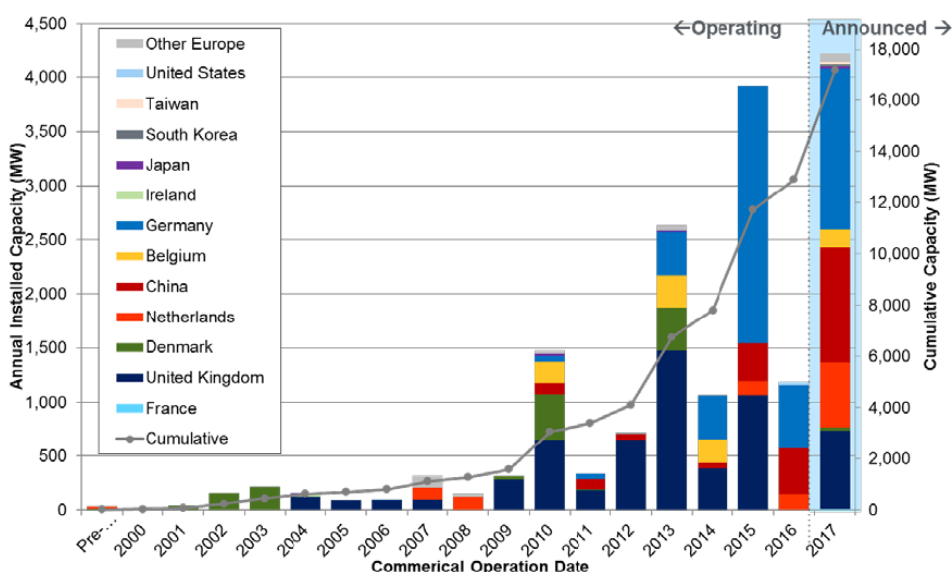
offshore em leilões de diversos lugares do mundo. Neste estudo serão contemplados os custos de investimento do projeto, custos de conexão do parque com o SIN e custos de O&M, para chegar em um número final de LCOE.

A indústria eólica tem registrado um rápido crescimento nos últimos anos e as tecnologias para o aproveitamento da força eólica atingiram um alto nível, permitindo que a difusão dessa tecnologia se espalhe globalmente. Hoje, a instalação de um parque eólico exige menos financiamento do que no passado.

Porém, devemos levar em consideração algumas dificuldades encontradas para uma maior expansão dessa tecnologia. A longo prazo, as restrições espaciais e ambientais somadas as falhas encontradas no relevo terrestre podem vir a limitar a sua utilização.

Recentes estudos mostram uma tendência mundial na construção de usinas eólicas Offshore para aproveitar os ventos com menos rugosidade e driblar as limitações de uma usina onshore. Segue um gráfico que ilustra a capacidade operacional offshore instalada e operante por país nos últimos anos e uma tabela mostrando o número de projetos offshore e suas localizações em 2018.

Figura 2.6.1 - Capacidade Operacional Offshore Global por Mercado (Anual e Cumulativa)



Fonte: NREL, 2018.

Raoni Ceci

Quadro 2.6.1 - Investimento nas Fazendas Eólicas Europeias em 2018

	TOTAL INVESTMENTS (€BN)	NEW CAPACITY FINANCED (MW)	NUMBER OF PROJECTS
United Kingdom	5.4	1,858	3
Netherlands	1.4	732	1
Denmark	1.1	605	1
Belgium	1.8	706	2
Germany	0.4	258	2
Italy	0.1	30	1
Portugal	0.1	25	1
Norway	0.0	4	1
Total	10.3	4,217	12

Fonte: WindEurope, 2018.

Quanto à redução dos custos, daqueles referentes à energia eólica onshore caíram 23%, de 2010 até 2017, com uma média de US\$ 0,06 por kWh, o que ocorreu, em parte, devido à diminuição de, aproximadamente, 50% do preço das turbinas eólicas no mercado global, no mesmo período (IRENA, 2018). As turbinas correspondem ao maior item de custo de um projeto eólico, situando-se entre 64% e 84%, nos projetos onshore, e entre 30% e 50%, nos projetos offshore (Blanco, 2009).

Com relação a localização do projeto, a costa do nordeste brasileiro é um excelente local para a instalação de parques eólicos offshore, pois contém as principais características destacadas pela OffshoreWIND.biz em 2017, sendo algumas destas:

- Proximidade a terra
- Velocidades médias altas do vento
- Capacidade de alavancar vantagens fiscais
- Sistema elétrico local e sinergias operacionais
- Vida útil estendida do projeto além de 20 anos
- Condições macroeconômicas gerais (por exemplo, baixas taxas de empréstimo e preços de materiais e embarcações).

Além disto, estudos indicam que os ventos do estado do Ceará são extremamente valiosos. Isto ocorre pelo fato de que os horários de ponta (17:30 até 20:30), quando

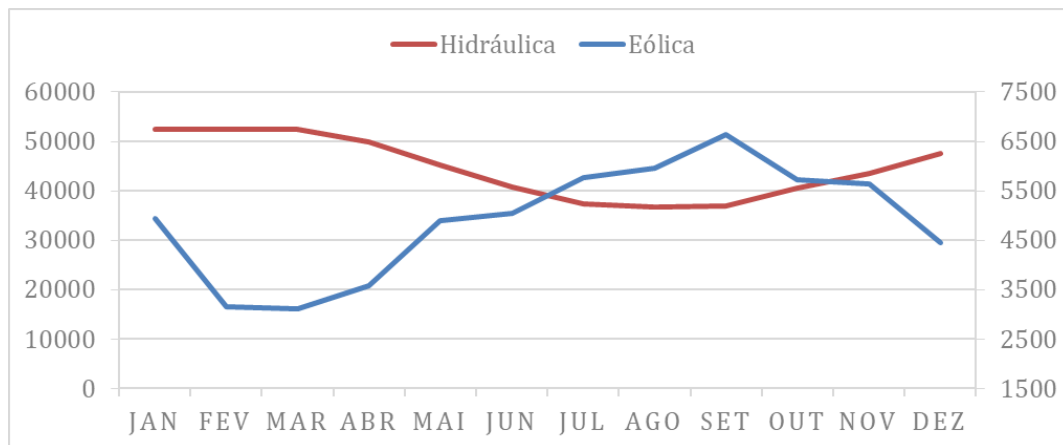
2.404

Raoni Ceci

a energia elétrica é mais cara, coincidem com os horários em que os ventos são mais fortes e constantes.

Também se leva em consideração o fator de complementariedade, ou seja, nos meses em que a produção de energia hidroelétrica cai, a produção eólica de energia possui a melhor capacidade de suprir esta necessidade, como mostra o gráfico abaixo.

Figura 2.6.2 - Tendência de produção de Energia Eólica e Hidráulica (Em escalas distintas)



Fonte: Adaptado de NOS, 2019.

Os preços de leilão vencedores de ofertas eólicas offshore, comumente referidos como "preços de exercício", registraram um declínio significativo, o que é provavelmente uma indicação de reduções proporcionais no LCOE para a energia eólica offshore. Estes custos decrescentes continuam a tendência observada nos últimos anos. Entre 2010 e 2016, para projetos que haviam chegado a uma decisão final de investimento (FID), estima-se que o LCOE tenha caído em aproximadamente **32%** no Reino Unido.

Uma série de leilões foram realizados na Alemanha, Holanda e Dinamarca durante 2016 e 2017, com uma capacidade total de quase 4.000 MW programada para operação comercial entre 2020 e 2025. Os leilões vencedores desses leilões mostram uma clara tendência de redução nos preços de aquisição.

As tabelas abaixo demonstram os principais preços dos leilões offshore nestes países, bem como os custos de sinal para fazendas eólicas nos EUA.

Tabela 2.6.1 Resultados de Leilões para Fazendas Eólicas Dinamarquesas 2016-2017

Auction	Baltic Sea Tender	Nearshore Tender
Award Date	11/9/2016	9/12/2016
Project Name	Kriegers Flak	Vesterhav Nord and Syd
Capacity (MW)	610	350
Bidder	Vattenfall	Vattenfall
COD	2021	2020
Distance from Shore (km)	15	4
Water Depth (average) (m)	24	20
Duration (years)	50,000 load hours	50,000 load hours
Inflation-Indexed	No	No
Nonexecution Penalty (\$/kW)	N/A	N/A
Grid Connection	Combined grid solution project (first offshore interconnection), connecting Kriegers Flak and the operating German Baltic 1 & 2	New land-based substation (60/33, 150/33, or 150/60 kilovolts) close to coastline needed with connection to existing substation Lem Kaer and Idomlund or Herning
Auction Price (2016\$/MWh)	55	71
Adjusted Auction Price (2016\$/MWh) ⁵⁹	~72	~87

Fonte: Garlick et al., 2017.

Tabela 2.6.2 - Resultados de Leilões para Fazendas Eólicas Holandesas 2016-2017

Auction	Borssele I-IV	
Award Date	7/5/2016	12/12/2016
Project Name	Borssele 1 and 2	Borssele 3 and 4
Capacity (MW)	760	740
Bidder	DONG Energy	Shell, Van Oord, Eneco, Mitsubishi/Diamond Generating Corporation
COD	2020	2023
Distance from Shore (km)	22	21
Water Depth (average) (m)	27	26
Duration (years)	15	15
Inflation-Indexed	No	No
Nonexecution Penalty (\$/kW)	N/A	N/A
Auction Price (2016\$/MWh)	81	60
Adjusted Auction Price (2016\$/MWh) ⁶⁰	~101	~81

Fonte: Garlick et al., 2017.

Tabela 2.6.3 - Resultados de Leilões para Fazendas Eólicas Alemãs 2016-2017

Auction	First Offshore Wind Auction (§ 26 WindSeeG)			
Award Date	04/01/2017			
Project Name	Borkum Riffgrund West 2	Gode Wind 3	He Dreiht	OWP West
Capacity (MW)	240	110	900	240
Bidder	DONG Energy	DONG Energy	EnBW	DONG Energy
COD	2024	2023	2025	2024
Distance from Shore (km)	67	39	85	58
Water Depth (m)	29–31	30–34	39	29–33
Duration (years)	20			
Inflation-Indexed	No			
Nonexecution Penalty (\$/kW)	~112 (Huebler, Radov, and Wieshammer 2017)			
Auction Price (2016\$/MWh)	0	65	0	0
Adjusted Auction Price (2016\$/MWh) ⁵⁸	~70	~81	~70	~70

Fonte: Garlick et al., 2017.

Tabela 2.6.4 - Custo de Sinal para Fazendas Eólicas Estadunidenses 2016-2017

Developer/ Project Name	Block Island Wind Farm	Wind South Fork	Deepwater Wind Skipjack	US Wind	Deepwater Wind Deepwater One	DONG Energy	Vineyard Wind
State	Rhode Island	New York	Delaware	Maryland	Massachusetts		
Capacity (MW)	30	90	120	248	400–800 MW ⁶¹		
Offtake Agreement Type	PPA	PPA	Maryland OREC	Maryland OREC	Competitive solicitation for long-term contracts		
Duration (years)	20	20	20	20	Not yet available		
Approval Conditions	TBD	TBD	Maryland PSC Order No. 88192	Maryland PSC Order No. 9431	Not yet available		
Status	PPA in effect	PPA approved	OREC terms accepted by Deepwater Wind	OREC terms accepted by US Wind	Competitive solicitation issued on June 29, 2017, with proposals due on December 20, 2017; Contracts are expected to be submitted to Department of Public Utilities for approval by July 31, 2018 Eversource, National Grid, and Unitil		
Counterparty	National Grid	LIPA	Not yet available	Not yet available			
COD (announced)	2016	2022 ⁶²	2022 ⁶³	2020 ⁶⁴	Before June 30, 2027 ⁶⁵		
Price (2016\$/MWh)	244 ⁶⁶	Not disclosed	131.93	131.93	Not yet available	Not yet available	Not yet available

Fonte: Offshore Wind Technology Market Report 2017.

Esses resultados recentes de preços de leilão foram pesquisados e analisados por uma série de estudos e artigos de imprensa (por exemplo, Huebler, Radov e Wieshammer 2017, Smart 2017, Garlick et al. 2017, IEA-RETD 2017, Radov, Carmel

e Koenig 2016, Roland Berger 2016, Hundleby 2016 e 2017, Snieckus 2017, Andresen 2017 e Hill 2017).

Tais literaturas indicam que a indústria está confiante de que as reduções de custos podem exceder as metas proeminentes do LCOE emitidas pelo The Crown Estate no Reino Unido (£ 100 / MWh [\$ 130 / MWh] até 2020) (Catapult 2017) e um grupo de desenvolvedores e fabricantes (€ 100 / MWh [\$ 110 / MWh] até 2020) (WindEurope 2017c). Esta tendência crescente de redução de custos levou alguns dos principais desenvolvedores eólicos offshore a declararem que a energia eólica offshore “pode ser totalmente competitiva com carvão e gás até 2025, alcançando um custo de € 80 / MWh e abaixo de [...] se a indústria alcançar estabilidade a longo prazo através de políticas corretas e cooperação internacional mais estreita ” (WindEurope 2017c).

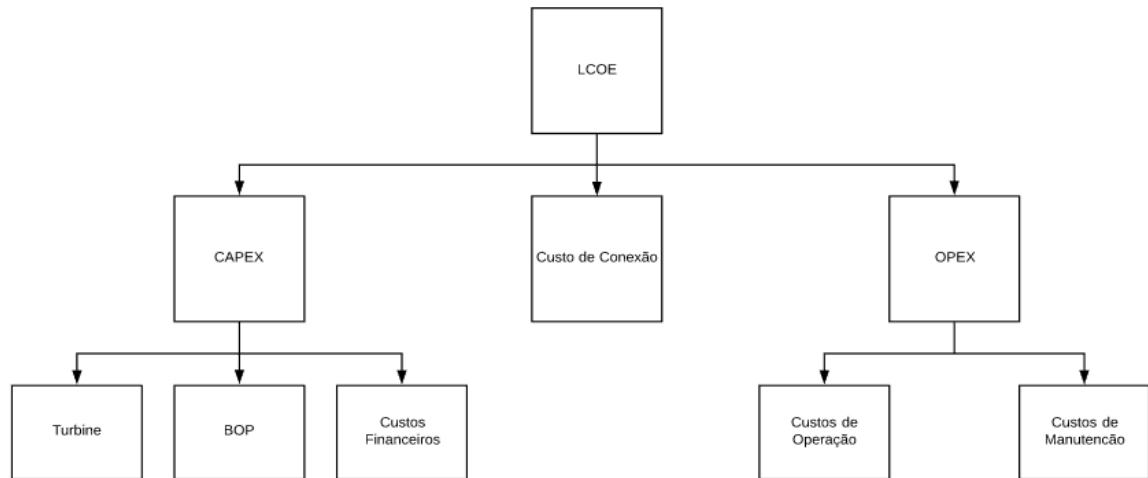
- **Premissas**

O projeto eólico offshore Caucaia também tem uma característica diferenciada em relação aos parques offshore europeus. A prefeitura de Caucaia solicitou auxílio com o problema de erosão que assola a costa das praias do Icaraí.

A BI Energia LTDA gerou um projeto de molhes de pedras ondulados (Que permitem o livre fluxo de sedimentos, impedindo a erosão na área e nas localidades adjacentes) juntamente com projetos de torres semi-offshore localizadas nas extremidades dos molhes.

Dessa forma, é solucionado o problema de erosão em Caucaia, o que acarreta um ganho socioeconômico para a comunidade e para o governo do município, e é gerada energia através das torres semi-offshore. Para uma análise de custos fidedigna de custos do projeto Eólico Offshore Caucaia, é necessária a determinação de premissas específicas para este projeto. Estas estão ligadas aos principais custos associados (Como mostrado na figura abaixo).

Figura 2.6.3 - Estrutura de Custos



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

No Brasil, pesquisas de mercado demonstram que o preço da venda de energia de um projeto offshore como o de Caucaia está cotado em um valor entre 60,00 EUR/MW e 75,00 EUR/MW, correspondendo a um valor médio de 67,50 EUR/MW, ou seja, aproximadamente 303,00 R\$/MW.

As premissas adotadas para o estudo consideram fatores como: viabilidade e velocidade do vento, potência instalada dos equipamentos, impostos associados, remuneração de capital de Equity esperada, CAPEX total, OPEX anual, percentual de financiamento, taxa de juros associada e inflação. Seguem tabelas abaixo com algumas destas premissas:

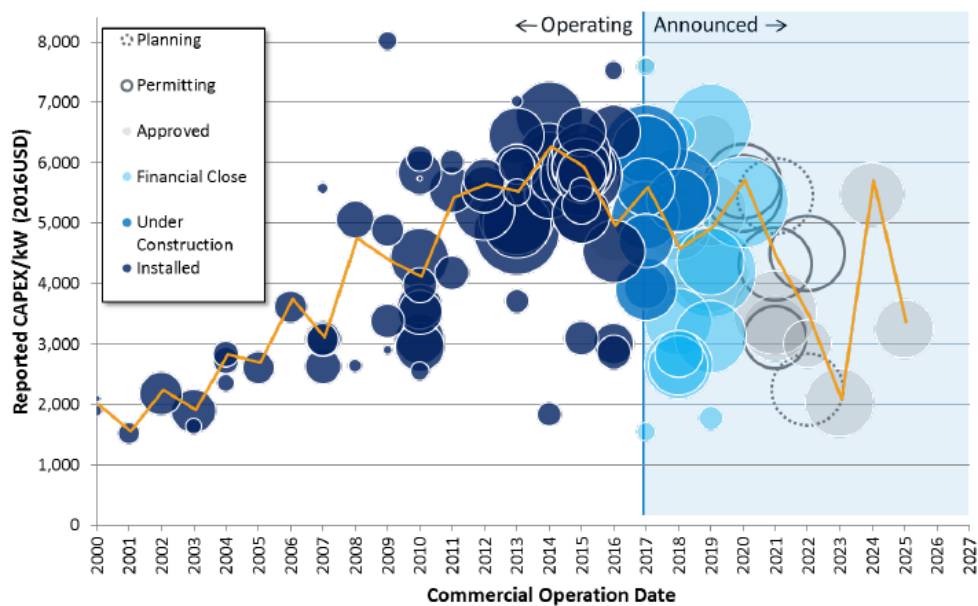
- **CAPEX**

O custo de investimento (CAPEX) representa o capital (próprio e de terceiros) destinada para custear a construção e instalação do parque eólico offshore. Quanto à redução dos custos, daqueles referentes à energia eólica onshore caíram 23%, de 2010 até 2017, com uma média de US\$ 0,06 por kWh, o que ocorreu, em parte, devido à diminuição de, aproximadamente, 50% do preço das turbinas eólicas no mercado global, no mesmo período (IRENA, 2018). As turbinas correspondem ao maior item

de custo de um projeto eólico, situando-se entre 64% e 84%, nos projetos onshore, e entre 30% e 50%, nos projetos offshore (Blanco, 2009).

O gráfico abaixo possui os valores de CAPEX/kW de diversas usinas eólicas offshore e mostra uma tendência na diminuição do CAPEX para usinas futuras.

Figura 2.6.4 - CAPEX das fazendas eólicas offshore por data de operação e tamanho do projeto



Fonte: NREL, 2019.

A Agência Holandesa de Avaliação Ambiental, ou *PBL Netherlands Environmental Assessment Agency*, liberou em fevereiro de 2019, um estudo que mostra os custos ligados a 5 parques eólicos offshore montados em 2018. A tabela abaixo mostra os custos destes 5 parques, em euros/kW de potência instalada. A fazendas eólicas em questão eram: Hollandse Kust (Zuid) sites III and IV (740 MW), Hollandse Kust (Noord) site V (700 MW), Hollandse Kust (West) (1400 MW), Boven de Wadden Eilanden (700 MW) e IJmuiden Ver (4000 MW).

Quadro 2.6.2 - Custos de investimentos de Fazendas Eólicas Holandesas

Wind farm	Investment costs [EUR/kW]
Hollandse Kust (Zuid) (III&IV)	1600
Hollandse Kust (West)	1750
Hollandse Kust (Noord) (V)	1700
Ijmuiden Ver	1850
Boven de Wadden Eilanden	1900

Fonte: PBL, 2019.

O projeto Eólico Offshore Caucaia então consta de:

- 11 molhes de pedra projetados e construídos na costa da praia do Icaraí.
- 11 torres eólicas semi-offshore de 2 MW construídas nas extremidades dos molhes.
- 48 torres eólicas offshore de 12 MW construídas em posicionamento estratégico.

Utilizando as premissas de geração de energia descritas no capítulo 3.1, podemos chegar a um valor entre 1800 EUR/kW e 2100 EUR/kW, conseguindo um valor médio de 1950 EUR/kW, equivalente a aproximadamente 8800 R\$/kW o que é um valor plausível, se comparado com as fazendas eólicas holandesas.

- **Custo de Conexão**

Os custos de conexão incluem todos os custos agregados para permitir que a energia gerada no parque eólico offshore seja direcionada ao SIN. Além das obras descritas no capítulo 3.2, se fazem necessárias instalações elétricas para comportar, transformar e distribuir a energia gerada pelo parque. Seguem as principais obras e componentes necessários:

- Subestação elevadora montada em plataforma nas tensões de 34,5 / 230 kV, composta de dois transformadores na potência de 260 MVA cada um, com barramentos e disjuntores isolados a gás,
- Subestação de transição em terra em 230 kV composta pela conexão da linha de transmissão submarina com a linha de transmissão aérea/subterrânea;
- Rede de cabos submarinos isolados para 34,5 kV desde os aerogeradores até a subestação elevadora;
- Rede de cabos de controle dos aerogeradores até a subestação elevadora;
- Linha de transmissão submarina em 230 kV com aproximadamente 5 km até a subestação de transição em terra;
- Linha de transmissão aérea/ subterrânea em 230 kV com aproximadamente 10 km do traçado subterrâneo e mais 10 km do traçado aéreo até a subestação do SIN no Pecém;
- Conexão da linha de transmissão aérea na subestação do Pecém com instalação de medição comercial.
-

Estudos do departamento de ciências do Instituto Copernicus, da Universidade de Utrecht na Holanda, mostram as relações entre os custos de compra da turbina, fundação, instalação, conexão e outros. A tabela abaixo mostra a porcentagem de custos relacionados aos custos de investimento (Alguns estudos, incluindo este realizado pela universidade holandesa, colocam o custo de conexão como um custo de investimento).

Tabela 2.6.5 - Comparações de custos de investimentos entre fazendas eólicas offshore e onshore

	Onshore	Offshore
Total turnkey investment costs	800-1100 €/kW	1200-1850 €/kW
Wind turbine	65-75%	30-50%
Foundation	5-10%	15-25%
Internal grid and grid connection	10-15%	15-30%
Installation ^a	0-5%	0-30%
Others ^b	5%	8%

a In many publications, the installation costs are not listed separately, but are allocated to the other components.

b Miscellaneous items such as engineering costs, project management, interest during construction, et cetera.

Fonte: *Cost Reduction Prospects for the Offshore Wind Energy Sector*, 2019.

Como mostra a tabela, podemos ver que os custos de conexão estão na faixa de 15-30% dos custos de investimento. Utilizando 22.5% como parâmetro de projeto, teremos que o custo de conexão seria de aproximadamente 0.11 EUR/kWh (0,5 R\$/kW)

- **OPEX - Custo de O&M**

As despesas operacionais cobrem todos os custos pagos após o ponto de partida do parque eólico, ou seja, são todos aqueles que são intrínsecos para o funcionamento e manutenção do parque eólico, que são necessários para manter a disponibilidade da planta. OPEX é normalmente custo anualizado com a unidade € / MWh (kWh). Como porcentagem de LCOE, o OPEX representa uma parcela consideravelmente maior para projetos offshore do que onshore.

O custo de operação cobre todos os custos não relacionados ao equipamento das operações de um parque eólico:

- Monitoramento ambiental, de saúde e segurança
- Arrendamentos anuais, taxas e outros custos de fazer negócios
- Seguro
- Operação, gerenciamento e administração geral

O custo de manutenção cobre os seguintes custos de embarcação, mão-de-obra e equipamentos das operações do parque eólico:

- Contrato de serviço de longo prazo
- Manutenção programada
- Manutenção não programada

Segundo o estudo da Agência Holandesa de Avaliação Ambiental, responsável pelo estudo mencionado no tópico 3.2, os custos de O&M dos 5 parques eólicos offshore estão dispostos como mostrados na tabela abaixo.

Quadro 2.6.3 - Custos de investimentos e O&M de Fazendas Eólicas Holandesas

Wind farm	Investment costs [EUR/kW]	Operation and maintenance costs * [EUR/kW/year]
Hollandse Kust (Zuid) (III&IV)	1600	41
Hollandse Kust (West)	1750	44
Hollandse Kust (Noord) (V)	1700	41
IJmuiden Ver	1850	56
Boven de Wadden Eilanden	1900	64

Fonte: PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, 2019.

Utilizando o OPEX anual do projeto como principal custo de O&M, e a premissa de 35% dos custos totais do projeto offshore ao longo de um projeto de 25 Anos com correção baseada na inflação, juntamente com os preços de operação da parcela Semi-Offshore.

Com estes parâmetros é estimado um custo médio de 605.000.000 EUR ao longo de 25 anos, ou seja, um valor médio aproximado de 24.000.000,00 EUR/ano.

Chegamos no valor aproximado de 36,00 EUR/kW/ano, aproximadamente 162 R\$/kW/ano para o projeto offshore Caucaia, ou seja, um valor menor do que as *Wind Farms* holandesas apontadas no estudo devido à proximidade do projeto com a costa e das condições climáticas mais favoráveis para as operações de manutenção.

- **LCOE**

A partir dos dados coletados com as premissas propostas pelo estudo, temos que os custos totais (LCOE) do Projeto Offshore Caucaia são como demonstrados na tabela abaixo:

Quadro 2.6.4 - Custos Totais do Projeto Offshore Caucaia

Investment Cost [EUR/kW]	O&M [EUR/kW.year]	Grid Connection Costs (22.5%) [EUR/kWh]	Hours/Year	Total Cost (LCOE) [EUR/kWh]
1950	36.06	0.109	4500	0.03

Fonte: Elaborado pelo autor, 2019.

Totalizando um LCOE aproximado de 0.03 EUR/kWh (0.14 R\$/kW). Se comparados com os custos totais dos empreendimentos eólicos offshore holandeses construídos, ou em construção, em 2018 (Mostrado na tabela abaixo), podemos chegar na conclusão de que o projeto offshore Caucaia é extremamente competitivo no cenário econômico mundial Offshore.

Quadro 2.6.5 - Custos Totais de Fazendas Eólicas Holandesas

Wind farm	Investment costs [EUR/kW]	Operation and maintenance costs * [EUR/kW/year]	Base amount [EUR/kWh]	Grid connection costs [EUR/kWh]	Full load hours [hours/year]	Total [EUR/kWh]
Hollandse Kust (Zuid) (III&IV)	1600	41	0.043	+0.017 to +0.019	4,400	0.061
Hollandse Kust (West)	1750	44	0.047	+0.019 to +0.020	4,500	0.066
Hollandse Kust (Noord) (V)	1700	41	0.046	+0.016 to +0.018	4,400	0.063
IJmuiden Ver	1850	56	0.050	+0.024 to +0.032	4,600	0.078
Boven de Wadden Eilanden	1900	64	0.050	+0.021	4,800	0.071

Fonte: PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, 2019.