

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

GUILHERME ROCHA MARTINS

Análise de sistemas de ancoragem de turbinas eólicas em águas profundas

São Paulo

2024

GUILHERME ROCHA MARTINS

Análise de sistemas de ancoragem de turbinas eólicas em águas profundas

Versão corrigida

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil.

Área de concentração: Engenharia de Estruturas.

Orientador: Prof. Dr. Alfredo Gay Neto

Coorientador: Prof. Dr. Alexandre Nicolaos Simos

São Paulo

2024

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

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 26 de janeiro de 2024

Assinatura do autor: Guilherme R. Martins

Assinatura do orientador: Alfredo Jay Alho

Catálogo-na-publicação

Martins, Guilherme Rocha

Análise de sistemas de ancoragem de turbinas eólicas em águas profundas / G. R. Martins -- versão corr. -- São Paulo, 2024.

122 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Estruturas e Geotécnica.

1.Sistema de ancoragem 2.Turbinas eólicas flutuantes 3.Análise estrutural 4.Energia eólica offshore I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Estruturas e Geotécnica II.t.

Dissertação de autoria de Guilherme Rocha Martins, sob o título “**Análise de sistemas de ancoragem de turbinas eólicas em águas profundas**”, apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Mestre em Ciências pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, na área de concentração Engenharia de Estruturas, aprovada em ____ de _____ de ____ pela comissão julgadora constituída pelos doutores:

Prof. Dr. Alfredo Gay Neto
Universidade de São Paulo
Presidente

Prof. Dr.
Instituição

Prof. Dr.
Instituição

Agradecimentos

Aos professores Alfredo e Simos, por mais do que orientações e ensinamentos, mas também pela paciência ao longo dessa jornada nada linear.

À minha família pelo incentivo, ajuda e apoio para seguir em novos desafios.

À minha noiva, Caroline Key, pelo companheirismo e carinho nessa e em tantas outras empreitadas na vida.

Aos colegas pesquisadores dos laboratórios da Escola Politécnica que frequentei nesse período, Laboratório de Mecânica Computacional (LMC), Laboratório de Mecânica *Offshore* (LMO) e Tanque de Provas Numérico (TPN). Em especial ao Giovanni, que foi um mentor no começo dessa trajetória como pesquisador, quando eu ainda estava na graduação, e ao professor Jordi, que na etapa final não só ajudou nas simulações do estudo de caso, mas atuou quase como um terceiro orientador.

Ao Akira, pelas discussões, amizade e trabalhos desenvolvidos na academia e fora dela.

À Petrobras, pelo apoio financeiro no primeiro terço desta pesquisa, que nasceu de um projeto muito maior, intitulado “Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento de Turbinas Eólicas Flutuantes para Águas Profundas”.

Resumo

MARTINS, Guilherme Rocha. **Análise de sistemas de ancoragem de turbinas eólicas em águas profundas**. 2024. 122 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2024.

A energia eólica é uma fonte de energia renovável com grande potencial e em ascensão no Brasil nos últimos anos. Apesar da energia eólica em alto-mar ainda não ser explorada no Brasil, a modalidade pode ser determinante para alavancar o setor de energias renováveis e impulsionar o desenvolvimento sustentável do país. Turbinas eólicas flutuantes podem reduzir impactos negativos de turbinas *onshore* ou instaladas nas proximidades costeiras ao viabilizar a ocupação de áreas mais distantes e profundas. Essas estruturas também podem viabilizar projetos de descarbonização de operações de óleo e gás (O&G) em águas profundas e impulsionar a transição energética do setor. Assim, para viabilizar econômica e ambientalmente tais projetos, estão em voga na academia e na indústria diversos aspectos construtivos, tecnológicos e econômicos dessas estruturas e seu entorno. Dentre esses tópicos, o sistema de ancoragem ocupa uma posição de relevância, pois representa uma parcela significativa do custo e é uma das principais características que permitem ocupar águas profundas. Contudo, como qualquer tecnologia que ainda ganha escala e maturidade, existem lacunas no projeto de ancoragem de turbinas eólicas em águas profundas, que englobam variáveis como carregamentos ambientais, redundância, falha etc. As sociedades classificadoras partem do conhecimento acumulado da indústria de O&G e, juntamente com os avanços acadêmicos e de projetos em escala piloto, fornecem diretrizes para o projeto de ancoragem de turbinas eólicas. A literatura acadêmica, por outro lado, costuma abordar as verificações de ancoragem de maneira bastante simplificada, tanto do ponto de vista de cenários ambientais, quanto de critérios a serem verificados. Nesse contexto, o presente trabalho se propõe a analisar normas e literatura acadêmica acerca de projetos de ancoragem de turbinas eólicas e, então, consolidar a análise desses sistemas em uma ferramenta própria e aberta, de sorte que pesquisadores e projetistas possam verificar facilmente sistemas de ancoragem de uma maneira mais próxima dos critérios de norma. A ferramenta é usada em um estudo de caso em um local de 1000 m de profundidade na Baía de Santos, em consonância com últimos desenvolvimentos de projetos eólicos *offshore* em águas profundas no país para descarbonizar operações de O&G. As análises abrangeram verificações da resistência do sistema de ancoragem íntegro e com a falha de uma linha, sem a consideração da fadiga. Alguns aspectos da extrapolação de condições ambientais e efeito da turbulência do vento também são discutidos. A principal contribuição desta dissertação de mestrado é a apresentação da ferramenta para análise e verificação de sistemas de ancoragem de turbinas eólicas flutuantes e visualização das trações nas linhas e do movimento da plataforma, enfatizando os possíveis usos e conclusões que a ferramenta pode ajudar a fornecer ao contextualizar com critérios de projeto presentes nas normas da indústria.

Palavras-chaves: Sistema de ancoragem. Turbinas eólicas flutuantes. Análise estrutural. Energia eólica *offshore*.

Abstract

MARTINS, Guilherme Rocha. **Analysis of mooring system of deep water floating wind turbine**. 2024. 122 p. Dissertation (Master of Science) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2024.

Wind energy is a renewable energy source with great potential and has been on the rise in Brazil recently. Despite offshore wind energy not yet being explored in Brazil, the modality can be decisive in leveraging the renewable energy sector and bringing sustainable development to the country. Floating wind turbines can reduce negative impacts from turbines onshore or installed near the coast by enabling the occupation of more distant and deeper areas. These structures can also enable decarbonization projects for oil and gas (O&G) operations in deep waters and boost the energy transition of the sector. Therefore, to make such projects economically and environmentally viable, several constructive, technological, and economic aspects of these structures and their neighborhoods are trending topics in industry and academia. Among those topics, the mooring system has a prominent position, because it represents a significant share of the cost and is one of the main characteristics that allows the occupation of deep waters. However, as with any technology still gaining maturity and scale, there are gaps in the mooring design for wind turbines in deep waters, which include phenomena like environmental loads, redundancy, failures, etc. With the accumulated knowledge of the O&G industry and academic advances, classification societies provide guidelines for wind turbine mooring design. On the other hand, academic literature tends to make mooring verifications in a very simplified way, from the point of view of environmental scenarios and the design criteria. In this context, the present work proposes to analyze standards and academic literature on the design of mooring systems of wind turbines and consolidate the assessment of those structures in an open tool, so researchers and designers can easily verify those systems using an approach with rules as close as possible to criteria from standards. The tool is used in a case study at a 1000 *m* deep site in the Santos Basin, in line with the latest developments of offshore wind projects in deep waters in the country to decarbonize O&G operations. The analyses included checking the resistance of the intact mooring system and the failure of a line without considering fatigue. Some aspects of extrapolation of environmental conditions and the effects of wind turbulence are also discussed. The main contribution of this master dissertation is the presentation of the tool for analyzing mooring systems of floating offshore wind turbines and visualizing the line tension and the platform movement, emphasizing the possible uses and insights the tool can help to provide by contextualizing with design criteria present in industry standards.

Keywords: Mooring system. Floating wind turbine. Structural analysis. Offshore wind energy.

Lista de figuras

Figura 1 – Geração de energia elétrica por fonte renovável no Brasil (exceto hidráulica)	20
Figura 2 – Potencial técnico eólico <i>offshore</i>	20
Figura 3 – Comparação entre as maiores turbinas eólicas <i>offshore</i> , a Torre Eiffel e os maiores arranha-céus de São Paulo e do Brasil.	22
Figura 4 – Plataformas eólicas flutuantes, da esquerda para a direita: SPAR; semi-submersível e TLP	29
Figura 5 – Modelo da plataforma DeepCwind	29
Figura 6 – Exemplos de perfis geométricos de linhas de ancoragem	30
Figura 7 – Exemplos de arranjos de sistemas de ancoragem	33
Figura 8 – Exemplos de primeiros projetos de parques eólicos flutuantes	41
Figura 9 – Exemplos de conceitos de FOWTs estudados na literatura nos últimos anos	43
Figura 10 – Modelos desenvolvidos na campanha LIFES50+	44
Figura 11 – Conceitos de plataformas compartilhadas	47
Figura 12 – Representação da otimização de um parque usando duas turbinas por plataforma	48
Figura 13 – Alternativas de linhas para águas rasas com corrente (<i>chain</i>), cabos poliméricos (<i>fibre</i>), boias (<i>buoy</i> , representadas por círculos verdes) e/ou pesos (<i>clump</i> , representados por quadrados vermelhos)	49
Figura 14 – Plataforma do tipo barcaça com linhas mistas	50
Figura 15 – Plataforma semi-submersível em formato V	52
Figura 16 – Conceito de TLP com dois tendões por flutuador	54
Figura 17 – Exemplos de ancoragem compartilhada	55
Figura 18 – Amostragem de máximos globais em uma série temporal de tração	61
Figura 19 – Comparação de perfis de vento	63
Figura 20 – Comparação de perfis de correnteza	69
Figura 21 – Nível d'água	69
Figura 22 – Fluxograma conceitual de projeto e avaliação de sistemas de ancoragem de FOWTs	76
Figura 23 – Interface do MyMooring.jl	78

Figura 24 – Aba secundária do MyMooring.jl para exportação de recortes de série temporal	78
Figura 25 – Exemplos de gráficos pré-definidos do MyMooring.jl	79
Figura 26 – Aba secundária do MyMooring.jl para exportação de recortes de série temporal	80
Figura 27 – Representação da plataforma e da turbina usadas no estudo de caso . .	82
Figura 28 – Sistema de ancoragem obtido com otimização proposta por Mas-Soler <i>et al.</i> (2022)	84
Figura 29 – Tração de projeto no ELU (raio dos gráficos representa a tração, em kN)	88
Figura 30 – Tração máxima nas linhas de ancoragem por simulação do ELU (tração, em kN , no raio dos gráficos)	90
Figura 31 – Maiores valores, em módulo, de <i>offset</i> e <i>pitch</i> no ELU	91
Figura 32 – Excursão da plataforma nas simulações de maior e menor <i>offset</i>	91
Figura 33 – Comparação de trações nos cenários com vento constante e turbulento	92
Figura 34 – Excursão da plataforma na simulação 3, com carregamentos a 22.5° e $T_r = 50$ anos, dos cenários com vento constante e turbulento	94
Figura 35 – Trações máximas para cada linha remanescente, por caso e linha removida	96
Figura 36 – Tração de projeto, com parcelas média e dinâmica, para as linhas remanescentes, com rompimento da linha 1	97
Figura 37 – Excursão da plataforma com carregamentos a 22.5° e $T_r = 50$ anos com o sistema de ancoragem íntegro e com uma linha rompida	98
Figura 38 – Valores máximos, em módulo, das amplitudes nos seis GLs, por caso e linha removida	99

Lista de algoritmos

Algoritmo 1 – Algoritmo para avaliação da tração dinâmica de linhas de ancoragem a partir de simulações no domínio do tempo	61
Algoritmo 2 – Algoritmo para extrapolação estatística das condições ambientais	117

Lista de tabelas

Tabela 1 – Energia gerada por fonte, em GWh	19
Tabela 2 – TRL de acordo com a definição da UE e níveis de certificação (NC) correspondentes	23
Tabela 3 – Recomendações para seleção de configuração e composição de linhas de ancoragem	32
Tabela 4 – Comparação entre programas para simulação de sistemas de ancoragem	37
Tabela 5 – Principais sociedades classificadoras e normas para projeto de turbinas eólicas flutuantes e sistemas de ancoragem	38
Tabela 6 – Capacidade total mundial de projetos eólicos <i>offshore</i> em cada fase . .	38
Tabela 7 – Critérios de classificação de projetos eólicos <i>offshore</i>	39
Tabela 8 – Fatores de carga para o ELU e ELA	60
Tabela 9 – Referências de espessura de incrustação marinha para os mares do Norte e Norueguês	70
Tabela 10 – Principais cenários de carregamento para sistemas de ancoragem de FOWTs	73
Tabela 11 – Período de retorno para vento, onda e correnteza para verificação de ancoragem com ESS e período de retorno de referência de 50 anos . . .	73
Tabela 12 – Especificações complementares da FOWT de referência usada no estudo de caso	83
Tabela 13 – Especificações do sistema de ancoragem usado no estudo de caso	85
Tabela 14 – Coordenadas cartesianas e distância das âncoras aos fairleads para a ancoragem usada no estudo de caso	86
Tabela 15 – Casos com velocidade de vento dentro da faixa operacional da turbina	86
Tabela 16 – Estatísticas do movimento da plataforma com vento turbulento e constante e razão entre resultados (turbulento/constante)	93
Tabela 17 – Condições ambientais selecionadas para primeiras simulações com linha rompida	95
Tabela 18 – Trações máximas observadas nas simulações com linhas removidas . . .	95
Tabela 19 – Valores característicos e majorados das trações máximas, dinâmica e de projeto para os piores casos do ELU e ELA (valores em kN)	97

Tabela 20 – Estatísticas do movimento da plataforma com o sistema de ancoragem íntegro (seis linhas) e com a linha 1 removida, para carregamentos a 22.5° e $T_r = 50$ anos	100
Tabela 21 – Intervalos de amplitudes considerados na extrapolação	117
Tabela 22 – Condições ambientais extrapoladas	119

Lista de abreviaturas e siglas

ABS	<i>American Bureau of Shipping</i> , sociedade de registro e classificação sediada nos Estados Unidos da América
API	<i>Application Programming Interface</i> , inglês para “Interface de Programação de Aplicações”; ou <i>American Petroleum Institute</i> , inglês para “Instituto Americano do Petróleo”
BEM	<i>Boundary element method</i> , inglês para “método dos elementos de contorno”
BIM	<i>Building information modeling</i> , inglês para “modelagem da informação da construção”
BV	<i>Bureau Veritas</i> , sociedade de registro e classificação sediada na Noruega
CAPEX	<i>Capital expenditure</i> , inglês para “despesas de capital”
CGC	<i>China General Certification Center</i> , sociedade de registro e classificação sediada na China
COD	<i>Co-directional</i> , inglês para “codirecional”
DLC	<i>Design load case</i> , inglês para “cenário de carregamento de projeto”
DNV	<i>Det Norske Veritas</i> , sociedade de registro e classificação sediada na Noruega
ECM	<i>Extreme current model</i> , inglês para “modelo de correnteza extrema”
EDC	<i>Extreme direction change</i> , inglês para “mudança extrema de direção”
EF	Elemento(s) finito(s)
ELA	Estado limite acidental
ELF	Estado limite de fadiga
ELU	Estado limite último
EOG	<i>Extreme operational gust</i> , inglês para “rajada operacional extrema”

EPE	Empresa de Pesquisa Energética, empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia do Brasil
ESS	<i>Extreme sea state</i> , inglês para “condição de mar extremo”
ETM	<i>Extreme turbulence model</i> , inglês para “modelo de turbulência extrema”
EWH	<i>Extreme wave height</i> , inglês para “altura de onda extrema”
EWLR	<i>Extreme water level</i> , inglês para “intervalo extremo de nível de água”
EWM	<i>Extreme wind model</i> , inglês para “modelo de vento extremo”
FAST	<i>Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence</i> , inglês para “Fadiga, Aerodinâmica, Estrutura e Turbulência”
FOWT	<i>Floating offshore wind turbine</i> , inglês para “turbina eólica flutuante”
GL	Grau de liberdade
IEA	<i>International Energy Agency</i> , inglês para “Agência Internacional de Energia”
IEC	<i>International Electrochemical Commission</i> , inglês para “Comitê Internacional de Eletrotécnica”
iFORM	<i>inverse First Order Reliability Method</i> , inglês para “método de confiabilidade de primeira ordem inversa”
iNDC	<i>intended Nationally Determined Contribution</i> , inglês para “pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada”
JONSWAP	<i>Joint North Sea Wave Project</i> , inglês para “Projeto Conjunto de Ondas do Mar do Norte”
LCOE	<i>Levelized cost of energy</i> , inglês para “custo nivelado da energia”
LM	<i>Lumped mass</i> , inglês para “massa concentrada”
MBS	<i>Minimum break strength</i> , inglês para “menor força de ruptura”
MEF	Método dos elementos finitos

MIS	<i>Misaligned</i> , inglês para “desalinhado”
MLE	<i>Maximum likelihood estimation</i> , inglês para “estimador de máxima verossilhança”
MPM	<i>Most probable maximum</i> , inglês para “máximo mais provável”
MSL	<i>Mean sea level</i> , inglês para “nível médio do mar”
MUL	<i>Multidirectional</i> , inglês para “multidirecional”
NC	Nível de certificação
NCM	<i>Normal current model</i> , inglês para “modelo de correnteza normal”
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i> , inglês para “Laboratório Nacional de Energias Renováveis”
NSS	<i>Normal sea state</i> , inglês para “condição de mar normal”
NTM	<i>Normal turbulence model</i> , inglês para “modelo de turbulência normal”
NWLR	<i>Normal water level range</i> , inglês para “intervalo normal de nível de água”
NWP	<i>Normal wind profile</i> , inglês para “perfil de vento normal”
O&G	Óleo e gás
OC4	Offshore Code Comparison Collaboration Continuation, inglês para Continuação da Colaboração de Comparação de Código <i>Offshore</i>
OC6	Offshore Code Comparison, Collaboration, Continued, with Correlation and unCertainty, inglês para “Continuação da Colaboração de Comparação de Código <i>Offshore</i> , com Correlação e inCerteza”
OpenFAST	versão do FAST de código aberto
OPEX	<i>Operational expenditure</i> , inglês para “despesas operacionais”
P&D	Pesquisa e desenvolvimento

RAO	<i>Response amplitude operator</i> , inglês para “Operador de amplitude da resposta”
ROSCO	<i>Reference OpenSource Controller</i> , inglês para “Controlador de Código Aberto de Referência”, controlador mantido pela NREL e integrado ao OpenFAST
SMS	<i>Spread mooring system</i> , inglês para “sistema de ancoragem distribuída”
SPAR	tipo de plataforma flutuante
SPM	<i>Single point mooring</i> , inglês para “ancoragem de ponto único”
SSS	<i>Severe sea state</i> , inglês para “condição de mar severo”
TLP	<i>Tension-leg platform</i> , tipo de plataforma flutuante
TRL	<i>Technology Readiness Level</i> , “nível de maturidade tecnológica”
UF	Unidade flutuante
UNI	<i>Unidirectional</i> , inglês para “unidirecional”
WAMIT [®]	<i>Wave analysis</i> MIT, programa para análise da interação de ondas com estruturas <i>offshore</i> analyzing wave interactions with offshore platforms
ZEE	Zona econômica exclusiva

Sumário

1	Introdução	18
1.1	<i>Justificativa e motivação da pesquisa</i>	24
1.2	<i>Organização do texto</i>	25
2	Objetivos	27
3	Revisão bibliográfica	28
3.1	<i>Sistemas de ancoragem</i>	28
3.1.1	Classificação de plataformas flutuantes	28
3.1.2	Classificação de linhas	30
3.1.3	Classificação de sistemas de ancoragem	32
3.2	<i>Modelagem de sistemas de ancoragem</i>	33
3.2.1	Ferramentas para simulação numérica de sistemas de ancoragem	34
3.3	<i>Projeto de sistemas de ancoragem de FOWTs</i>	37
3.3.1	Considerações sobre as principais normas para projeto de sistemas de ancoragem de FOWTs	40
3.3.2	O estado da arte	41
3.3.2.1	Aspectos do projeto de sistemas de ancoragem de FOWTs	41
3.3.2.2	Redundância, falha e compartilhamento de ancoragem	51
4	Verificação de sistemas de ancoragem de FOWTs	57
4.1	<i>Segurança estrutural e método de projeto</i>	57
4.2	<i>Estados limite para carregamentos extremos</i>	58
4.3	<i>Condições ambientais</i>	61
4.3.1	Vento	62
4.3.2	Estado de mar	66
4.3.3	Direcionalidade de vento e onda	67
4.3.4	Correnteza	68
4.3.5	Nível d'água	69
4.3.6	Outras condições ambientais	70
4.4	<i>Cenários de carregamento de projeto</i>	71

5	O código MyMooring.jl	75
6	Estudo de caso	81
6.1	<i>Definição da estrutura e do local de estudo</i>	81
6.2	<i>Estado limite último</i>	87
6.2.1	Influência do vento turbulento	89
6.3	<i>Estado limite acidental</i>	94
7	Conclusões	101
	REFERÊNCIAS	104
	Apêndice A – Abordagem simplificada de extrapolação de condições ambientais extremas	115
	Apêndice B – Condições ambientais extrapoladas	119

1 Introdução

A transição energética – de fontes energéticas de origem fóssil para fontes renováveis – é um dos maiores desafios da atualidade. A concepção da matriz energética se relaciona à dinâmica social e política (BLAZQUEZ; FUENTES; MANZANO, 2020) e ainda existem grandes lacunas e desafios para serem pesquisados, debatidos e superados social, jurídica e tecnicamente (SOVACOOOL; AXSEN; SORRELL, 2018; LACEY-BARNACLE; ROBISON; FOULDS, 2020; KÜHNE *et al.*, 2022). Para impulsionar as pesquisas da área o tema deve ser abordado sob a ótica das ciências sociais e da engenharia de maneira integrada (STERN; SOVACOOOL; DIETZ, 2016), considerando as especificidades de cada região e seu momento histórico (PEREIRA *et al.*, 2011; HARRISON; POPKE, 2018).

Uma das maiores iniciativas globais com o intuito de reduzir as emissões de gases de efeito estufa e que estimulou discussões para essa transição é o Acordo de Paris (United Nations, 2015), do qual o Brasil é signatário. Nas “pretendidas Contribuições Nacionalmente Determinadas” (*intended Nationally Determined Contribution* – iNDCs) brasileiras, idealizadas no contexto do Acordo, está incluída a ampliação da parcela de energias renováveis na matriz energética para 45% até 2030 (MMA, 2016). O viés renovável da energia brasileira hoje é, majoritariamente, baseado na modalidade hidrelétrica; considerada renovável a despeito dos grandes impactos sociais e ambientais relacionados à implantação de usinas (FEARNSIDE, 2016; RIETHOF, 2017).

Nesse cenário, a fonte eólica se posiciona como uma alternativa para catalisar o desenvolvimento sustentável do Brasil. Contudo, turbinas eólicas, como qualquer intervenção humana na natureza, também têm impactos – como colisões de aves e poluição sonora e visual. Parte disso pode ser mitigada com a adoção de turbinas *offshore* e, por essa razão, é crescente o interesse da academia e da indústria em entender o comportamento dessas estruturas e mapear os impactos ao longo de todo o seu ciclo de vida (MSIGWA; IGHALO; YAP, 2022; HERNANDEZ C *et al.*, 2021). De forma geral, essas turbinas apresentam algumas vantagens em relação às instaladas no continente (*onshore*). Tais como:

- maior velocidade de vento;
- menores poluições sonora e visual;
- menor impacto nas vizinhanças;
- não ocupação de terras habitáveis e/ou passíveis de atividades agrícolas;

- não ocupação de áreas do mar próximas à costa que possam ter restrições quanto à utilização;
- menor turbulência;
- e possibilidade de turbinas maiores.

Por outro lado, esses projetos introduzem novos desafios, com relação aos *onshore*, como:

- o aumento do custo com a distância da costa e da lâmina d'água;
- possível competição em áreas de pesca;
- interferência na navegação e com outras possíveis estruturas (por exemplo, em áreas de exploração de petróleo);
- e, no caso de turbinas flutuantes, a interação da plataforma nas condições de uso.

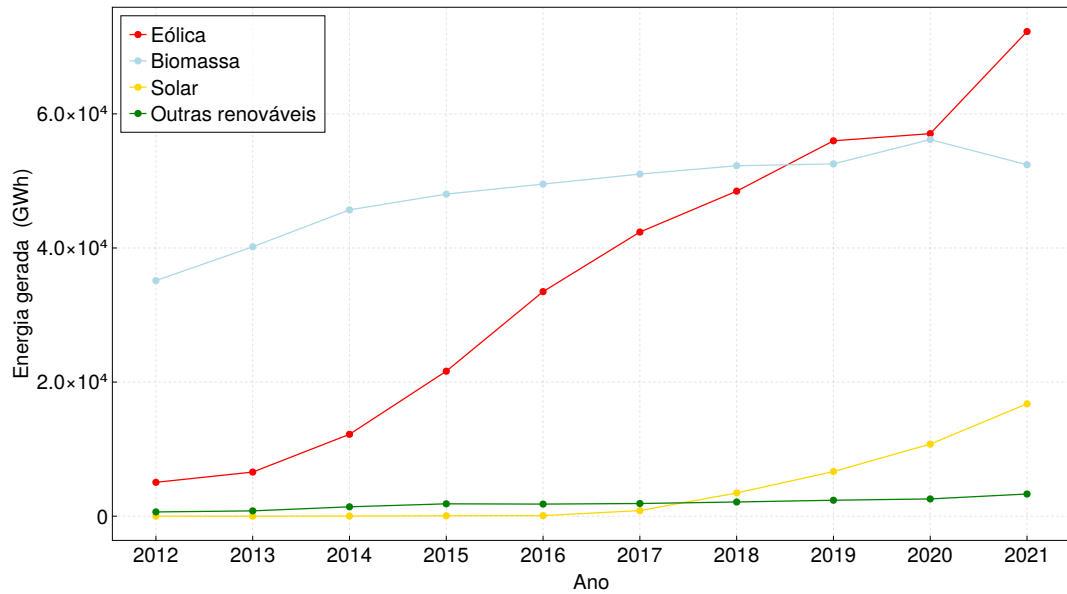
No Brasil, a energia eólica já é uma das principais fontes de energia e a segunda dentre as renováveis, segundo o último Balanço Energético Nacional ([Empresa de Pesquisa Energética, 2022](#)), logo após a hidrelétrica. A Figura 1 apresenta uma série histórica da geração de energia elétrica na última década pelas principais fontes renováveis, excluindo a hidráulica, e a Tabela 1 detalha em números as fontes renováveis e inclui as não renováveis para fins de comparação. Não renováveis agrega gás natural, derivados de petróleo (óleo diesel e óleo combustível), carvão vapor, gás de coqueria vapor, entre outros; biomassa inclui lenha, bagaço de cana, biodiesel e lixívia.

Tabela 1 – Energia gerada por fonte, em GWh

Ano	Não renováveis	Eólica	Solar	Hidráulica	Biomassa	Outras renováveis
2012	96339	5050	2	415342	35134	632
2013	132288	6578	5	390992	40179	792
2014	157798	12210	16	373439	45682	1397
2015	149920	21626	59	359743	48037	1843
2016	113079	33489	85	380911	49531	1804
2017	122304	42373	832	370906	51024	1889
2018	106107	48475	3461	388971	52267	2116
2019	117880	55986	6655	397877	52543	2377
2020	105842	57051	10748	396381	56168	2574
2021	148528	72286	16752	362818	52416	3308

Fonte: Adaptado de ([Empresa de Pesquisa Energética, 2022](#)).

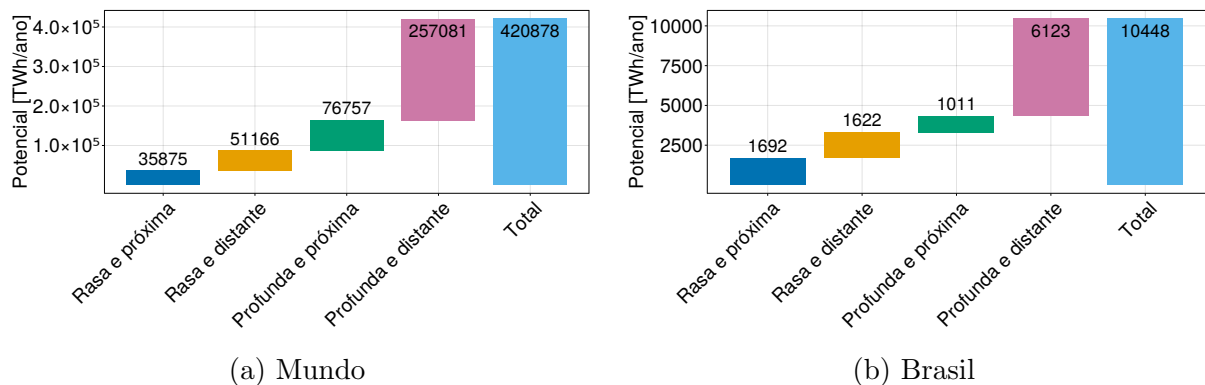
Figura 1 – Geração de energia elétrica por fonte renovável no Brasil (exceto hidráulica)



Fonte: Adaptado de (Empresa de Pesquisa Energética, 2022).

A Agência Internacional de Energia (conhecida pela sigla IEA, do inglês *International Energy Agency*) estima um potencial técnico para energia eólica *offshore* no mundo de $120 TW$, com possibilidade de gerar mais de $420000 TWh$ por ano (IEA, 2019); para o Brasil, esse valor foi estimado em $10448 TWh$ por ano. A IEA divide esse potencial entre locais em água rasa (profundidades entre dez e $60 m$) ou profunda (profundidades acima de $60 m$) e próxima (até $60 km$ da costa) ou distante (de $60 km$ até $300 km$ da costa). A Figura 2 ilustra o potencial técnico no Brasil e no mundo, em que é imediato identificar que a maior parte do potencial eólico está em águas profundas e, mais especificamente, em áreas distantes da costa, o que aumenta a atratividade de soluções flutuantes – ou seja, com sistemas de ancoragem no lugar de fundações fixas.

Figura 2 – Potencial técnico eólico *offshore*



Fonte: Adaptado de (IEA, 2019).

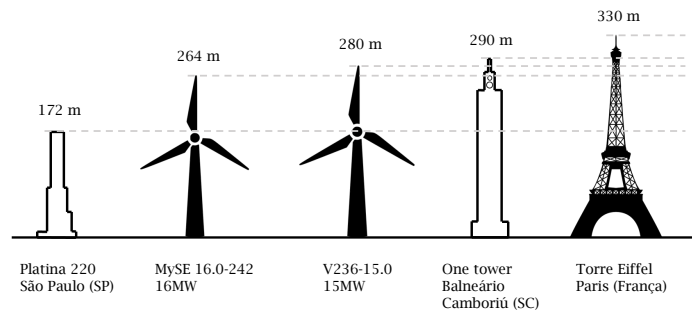
A maioria dos parques eólicos *offshore* em operação estão instalados sobre fundações fixas, como o *Thorntonbank Wind Farm*, em operação na costa belga desde 2013 (C-POWER, 2013) e o *Alpha Ventus Offshore Wind Farm*, na costa alemã desde 2010 (ALPHA-VENTUS, 2010). Por outro lado, estruturas flutuantes têm ganhado espaço no mercado e na academia (FUKUSHIMA OFFSHORE WIND CONSORTIUM, 2021; PRINCIPLE POWER, 2022; GAERTNER *et al.*, 2020). Essas alternativas permitem extrair as maiores vantagens da energia eólica *offshore* e incrementam a competitividade da modalidade ao possibilitar a ocupação de regiões cada vez mais distantes da costa e com turbinas cada vez mais potentes (BILGILI; ALPHAN, 2022).

O parque eólico flutuante com a maior capacidade instalada da atualidade é o *Kincardine Offshore Wind Farm*, operando na costa britânica desde 2021. O parque é composto por cinco turbinas de 9.5 MW instaladas a 15 km da costa e em profundidades que variam de 60 a 80 m (PRINCIPLE POWER, 2022). Também existem projetos pilotos em águas mais profundas, como o *TetraSPAR*, com uma turbina de 3.6 MW em uma profundidade de 200 m (TETRASPARE, 2018); mas também já foram anunciados projetos mais ambiciosos, como o da *Progression Energy Hawaii*, que pretende instalar 40 turbinas de 10 MW cada em profundidades que podem chegar até a 1000 m (EDWARDS, 2021).

Para viabilizar esses e outros projetos futuros, diversas iniciativas e grupos multisetoriais estão focados na investigação dos mais variados aspectos envolvidos no desenvolvimento e na operação de turbinas eólicas *offshore*. Dentre essas iniciativas, destaca-se a “Task 30” da IEA que mobiliza diversas instituições ao redor do mundo há mais de uma década e já está na sua terceira campanha, conhecida pela sigla “OC6” (ROBERTSON *et al.*, 2020).

Atualmente, existem soluções com potências de até 16 MW, como o modelo chinês MySE 16.0-242 (MingYang Smart Energy, 2023), certificado por DNV (*Det Norske Veritas*) e CGC (*China General Certification Center*), que ultrapassa com folga os modelos mais recentes e potentes de turbinas *onshore*, como o modelo V172-7.2 da dinamarquesa Vestas (Vestas Wind Systems, 2022), com potências de 7.2 MW. A Figura 3 compara os modelos de turbina *offshore* com maiores potência e altura ao lado dos maiores arranha-céus de São Paulo (PORTE, 2022) e do Brasil (FG, 2022) e da Torre Eiffel.

Figura 3 – Comparação entre as maiores turbinas eólicas *offshore*, a Torre Eiffel e os maiores arranha-céus de São Paulo e do Brasil.



Apesar da grande costa brasileira, ainda não existem parques eólicos instalados na Zona Econômica Exclusiva (ZEE)¹. Recentemente, o potencial energético brasileiro considerando limitações técnicas e restrições sociais e ambientais foi estimado em cerca de 330 GW (SILVA, 2019), equivalente a 23.6 usinas de Itaipu – com capacidade instalada de 14 GW (ITAIPU, 2010). Ressalta-se que essa estimativa pode ser atualizada devido a diversos aspectos, como o avanço no entendimento e tratamento dos dados de entrada das condições ambientais (de Assis Tavares *et al.*, 2022) e inovações tecnológicas nas turbinas e subestruturas (plataforma e ancoragem). Por exemplo, Silva (2019) considerou profundidades maiores de 1000 m e distâncias da costa superiores a 200 km como inviáveis; contudo, iniciativas de descarbonização da produção de óleo e gás podem ultrapassar essas barreiras e catalisar o desenvolvimento da tecnologia.

A compreensão da importância do potencial energético dessas turbinas motivou nos últimos anos algumas iniciativas no Brasil para acelerar o setor. Por exemplo, a Lei 484/2017 (ACCIOLY, 2018), que permite leilões eólicos e solares no mar com maiores capacidades instaladas, e o Projeto de Lei 576/2021 (PRATES, 2022), que versa sobre a exploração do potencial eólico *offshore*. A Petrobras anunciou um plano de construir sua primeira planta eólica em alto-mar nos próximos anos (PETROBRAS, 2018) e prevê leilões já em 2024 (RUDDY, 2023). No Plano Estratégico 2023 – 2027 da companhia (PETROBRAS, 2022b) a energia eólica *offshore*, juntamente com hidrogênio e captura de carbono, é destacada como um dos segmentos prioritários para estudos aprofundados e maneiras de impulsionar a transição energética. Alinhado ao seu PE, a empresa avalia

¹ Faixa de 200 milhas náuticas, ou 370 km, a partir da costa em que um Estado tem direito de soberania para explorar, gerir e conservar os recursos naturais (vivos ou não vivos) e jurisdição para instalar estruturas artificiais, pesquisar e preservar o meio marinho (United Nations, 1982)

projetos eólicos *offshore* no Brasil (com potencial de até 14.5 *GW*) e desenvolve novas tecnologias, como a Boia Remota de Avaliação de Ventos *Offshore* (PETROBRAS, 2022a). Recentemente, um modelo em escala reduzida, resultado de estudos em parceria com a Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, foi testado no Laboratório de Tecnologia Oceânica da COPPE na Universidade Federal do Rio de Janeiro em cenários que simularam condições da Bacia de Santos. Esses ensaios foram feitos para estudar a viabilidade de turbinas eólicas flutuantes em profundidades que podem ultrapassar 2000 *m* (o dobro do limite considerado viável por Silva (2019)) nessa região, para fornecer até 30% da energia necessária para abastecer uma plataforma do pré-sal (PETROBRAS, 2023).

Além da Petrobras, outras instituições referências no segmento estudam e agem ativamente para impulsioná-lo. O governo britânico, usualmente na vanguarda de energias renováveis, divulgou recentemente um edital para financiar 17.5 milhões de libras em projetos eólicos *offshore*, porém com uma restrição de “nível de maturidade tecnológica” (escala criada pela NASA e conhecida pela sigla TRL, do inglês *Technology Readiness Level*) entre TRL 5 e 8 (BEIS, 2022), consideravelmente avançados. A Tabela 2 descreve os nove níveis de TRL e relaciona com os níveis de certificação, segundo a DNV.

Tabela 2 – TRL de acordo com a definição da UE e níveis de certificação (NC) correspondentes

NC	TRL	Descrição
-	1	Princípios básicos observados e relatados
	2	Conceito e/ou aplicação da tecnologia formulado(s)
Conceito	3	Prova de conceito estabelecida
	4	Teste em laboratório de componentes de protótipo ou processo
	5	Teste em laboratório do sistema integrado
Protótipo	6	Protótipo do sistema verificado
	7	Piloto do sistema demonstrado
Sítio	8	Sistema incorporado em projeto comercial
Projeto	9	Sistema pronto para construção em escala real

Fonte: Adaptado de (DNV, 2018).

Além do refinamento nas análises do comportamento das turbinas flutuantes, outra tendência do mercado e da academia para viabilizar projetos cada vez mais ambiciosos é a busca pela redução do LCOE (sigla do inglês para “Custo Nivelado Da Energia”) da energia eólica *offshore* para tornar o modal cada vez mais competitivo e atrativo. O LCOE, definido como a relação entre os custos no ciclo de vida do ativo e a energia elétrica fornecida (SILVA, 2019), é utilizado no setor energético para comparar o custo de

diferentes fontes de energia. Ainda há muito a ser compreendido sobre a interdependência dos fatores que compõem o custo desses ativos e projeções futuras (SHIELDS; BEITER; NUNEMAKER, 2022), mas demonstra-se que, no caso de unidades *offshore* de produção de energia a partir do vento, o sistema de ancoragem é um dos fatores com maior impacto no LCOE (LERCH *et al.*, 2018), juntamente com a unidade flutuante e a potência da turbina (KIKUCHI; ISHIHARA, 2019; SHIELDS *et al.*, 2021).

1.1 Justificativa e motivação da pesquisa

Com o desenvolvimento do setor eólico *offshore*, áreas cada vez mais distantes da costa, profundas e com maiores potenciais energéticos podem ser exploradas (SILVA, 2019). Entretanto, devido ao alto custo desses projetos e incertezas inerentes a novas tecnologias, ainda são poucos os projetos eólicos flutuantes em operação e, em geral, com poucas turbinas e/ou de potências consideravelmente menores do que modelos já certificados e disponíveis no mercado.

O projeto de ancoragem de turbinas eólicas flutuantes parte do conhecimento acumulado por décadas da indústria de óleo e gás (O&G), mas ainda existem lacunas significativas na literatura, sobretudo em termos de cenários de projeto, a influência do vento, do sistema de controle, entre outros. Isso se reflete nas normas das sociedades classificadoras de FOWTs (*Floating offshore wind turbines*, inglês para “turbinas eólica flutuantes”).

Os métodos de análise presentes nas normas do setor são, essencialmente, os mesmos aplicados na ancoragem de unidades flutuantes na indústria de O&G (ABS, 2020a; BV, 2015; DNV, 2020), mas alguns aspectos são revistos e pontuados em documentos específicos de turbinas flutuantes (ABS, 2020b; BV, 2019; DNV, 2021a), com o intuito de se adequar às especificidades dessas estruturas e obter soluções mais eficientes. Usualmente, essas análises são baseadas em simulações numéricas e as normas demandam um grande número de análises, visando explorar diversas condições ambientais, cenários de operação da turbina (desligada, ligando, desligando emergencialmente etc.) e possíveis falhas da estrutura.

Por outro lado, na literatura as verificações costumam ser bastante simplificadas. Em parte pelo foco dos trabalhos ser cada vez mais direcionado à otimização dos sistemas e à redução dos custos, mas também pela indisponibilidade de uma ferramenta capaz

de realizar as verificações de maneira expedita, confiável e capaz de lidar com o grande volume de dados gerados pelos simuladores dinâmicos. A disponibilização de tal ferramenta permite que verificações mais robustas sejam feitas desde os momentos iniciais dos projetos e pode contribuir para aumentar o nível de detalhamento da verificação estrutural.

Nesse contexto, esta pesquisa se propõe a investigar e contribuir para o conhecimento da comunidade acerca da resposta de sistemas de ancoragem de turbinas eólicas em águas profundas e desenvolver uma ferramenta capaz de verificar essas estruturas com base em diretrizes de normas do setor.

1.2 Organização do texto

O texto está organizado nos seguintes capítulos:

- **Introdução:** é feita uma introdução do tema, descrição geral do setor eólico, aspectos de FOWTs em águas profundas e a motivação do trabalho.
- **Objetivos:** são apresentados os objetivos do presente trabalho.
- **Revisão bibliográfica:** é feita uma revisão bibliográfica sobre sistemas de ancoragem de turbinas eólicas, descrevendo plataformas, linhas e arranjos de ancoragem, além de aspectos de modelagem e projeto dessas estruturas. Também são destacadas contribuições recentes da literatura em aspectos como redundância, otimização, falha e compartilhamento de ancoragem.
- **Verificação de sistemas de ancoragem de FOWTs:** é descrita a abordagem proposta em normas para verificação de sistemas de ancoragem de turbinas eólicas.
- **Estudo de caso:** são feitas algumas simplificações da estratégia descrita no capítulo anterior e um sistema de ancoragem, obtido por um processo de otimização, é verificado para os estados limite último e acidental usando código de desenvolvimento próprio e dados ambientais reais de bases públicas. O estudo é usado como motivador para discussões acerca de aspectos de projeto e para explorar a ferramenta desenvolvida.
- **Conclusões:** são apresentadas as conclusões da pesquisa.

Também estão presentes alguns apêndices:

- **Abordagem simplificada de extrapolação de condições ambientais extremas:** é descrita a metodologia e as hipóteses adotadas para se extrapolar condições extremas a partir dos dados de condições ambientais obtidos.
- **Metocean extrapolado:** é apresentado o metocean extrapolado conforme a metodologia descrita no apêndice anterior.
- **Resultados complementares do estudo de caso:** são apresentados resultados obtidos, porém não essenciais para o entendimento do estudo de caso e que, devido ao grande volume de dados, poderiam prejudicar a leitura do estudo de caso.

É importante destacar que a língua portuguesa foi escolhida para facilitar a penetração do trabalho no Brasil, contudo, existem termos sem tradução exata (como *fairlead*, que seria substituído por uma sentença em português, não uma palavra ou expressão curta) ou pouco utilizados no setor (como as correspondências em português dos movimentos da embarcação; “*yaw*” é muito mais usual do que “guinada”, por exemplo). Assim, para não comprometer a fluidez do texto e evitar qualquer possível estranhamento do leitor, esses termos em inglês serão usados ao longo do texto. Além disso, será utilizado “.” como separador decimal nos gráficos e no corpo do texto.

2 Objetivos

O principal objetivo desta pesquisa é consolidar, em uma ferramenta de desenvolvimento próprio, uma abordagem para verificação estrutural de sistemas de ancoragem de FOWTs, com ênfase nos estados limites último e acidental.

Por questões de sigilo comercial e dificuldades para realizar validações com modelos em escala reduzida, encontra-se pouca informação e dados de sistemas de ancoragem de FOWTs em águas profundas; verificações baseadas em normas são mais escassas ainda. Dessa forma, o objetivo principal se desdobra em alguns objetivos específicos:

- i. analisar as principais normas e artigos disponíveis sobre projeto de sistema de ancoragem de FOWTs;
- ii. contribuir no entendimento e na definição de critérios de projeto e parâmetros envolvidos, tais como definição de condições ambientais e especificidades de FOWTs em relação a projetos de plataformas de O&G;
- iii. desenvolver uma ferramenta de pós-processamento dos resultados de simuladores dinâmicos para verificação de sistemas de ancoragem de FOWTs com base em normas – pelo conhecimento do autor, não foram encontradas soluções prontas para isso. Essa ferramenta deve ser:
 - a) não-intrusiva, ou seja, não dependente do *solver* do simulador utilizado. Isso é importante para facilitar a utilização da ferramenta por terceiros;
 - b) compatível com formatos de dados amplamente utilizados nos principais simuladores;
 - c) capaz de lidar com um grande volume de dados.
- iv. avaliar, em caráter de estudo de caso, um conceito de turbina eólica flutuante para uma localidade na ZEE brasileira com a ferramenta desenvolvida;

3 Revisão bibliográfica

A revisão bibliográfica será dividida em três pilares: conceituação de sistemas de ancoragem; aspectos da modelagem numérica de linhas de ancoragem; e aspectos do projeto de sistemas de ancoragem de turbinas eólicas flutuantes.

Na primeira etapa, serão definidas possíveis classificações de linhas e de plataformas flutuantes. Em seguida, serão apresentadas, sucintamente, alternativas para modelagem e simulação numéricas de linhas de ancoragem. Por fim, serão apresentadas as principais normas de sociedades classificadoras e os últimos avanços na literatura sobre projeto de ancoragem de turbinas eólicas.

3.1 *Sistemas de ancoragem*

Sistemas de ancoragem são compostos por linhas de ancoragem, âncoras e, eventualmente, acessórios como flutuadores. A função do sistema é manter a movimentação da unidade flutuante (UF) dentro de limites estabelecidos no projeto ao longo da vida útil da estrutura (DNV, 2021a).

3.1.1 Classificação de plataformas flutuantes

Ao passo que o setor de eólicas *offshore* avança para maiores profundidades e distâncias da costa, a tendência é empregar plataformas flutuantes, assim como no setor de óleo e gás. Os principais tipos de plataformas empregados e estudados para FOWTs estão representados na Figura 4 e descritos a seguir.

Plataforma SPAR é uma estrutura vertical de grande calado, em comparação aos demais tipos, e geralmente cilíndrica (ABS, 2020b). São estabilizadas por efeito do seu peso e flutuabilidade (DNV, 2021a). Esse tipo de plataforma se diferencia pela instalação de muitos componentes abaixo da linha d'água para prover maior estabilidade.

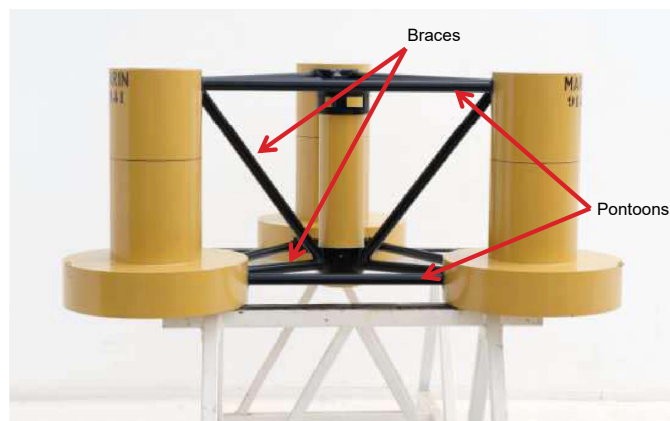
A plataforma do tipo semissubmersível é um dos conceitos mais presentes em pesquisas e projetos em operação. Sua estrutura é, fundamentalmente, composta por grandes flutuadores conectados por “*pontoons*” e/ou “braces”, como na Figura 5. Sua estabilização acontece devido aos efeitos da flutuabilidade e superfície livre (DNV, 2021a).

Figura 4 – Plataformas eólicas flutuantes, da esquerda para a direita: SPAR; semissubmersível e TLP



Fonte: Joshua Baer, NREL.

Figura 5 – Modelo da plataforma DeepCwind



Fonte: Adaptado de (ROBERTSON *et al.*, 2014).

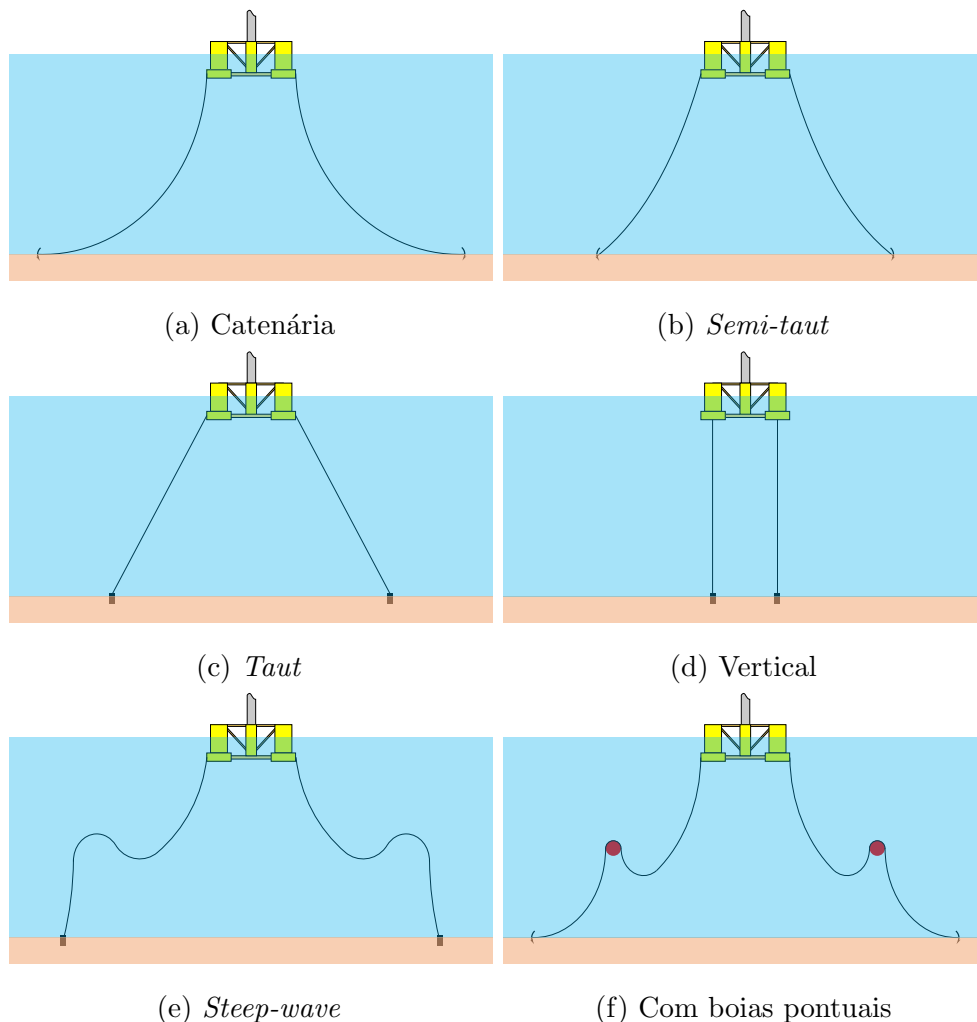
Já a plataforma de pernas atirantadas, usualmente referida simplesmente por TLP (do inglês *Tension-leg platform*), é ancorada por tendões verticais e tracionados devido ao excesso de empuxo da plataforma (ABS, 2020b). Apresenta rigidez muito grande nos graus de liberdade que envolvem movimento vertical (*heave*, *roll* e *pitch*) e baixa naqueles que envolvem movimento horizontal (*surge*, *sway* e *yaw*), portanto, é considerada restrita no

plano vertical e complacente no horizontal. Já os outros conceitos de plataforma descritos são ditos complacentes em todos os graus de liberdade (DNV, 2021a).

3.1.2 Classificação de linhas

Linhas de ancoragem podem ser compostas por diferentes materiais e apresentar configurações estáticas distintas, a depender da lâmina d'água, raio de ancoragem, entre outros aspectos. A Figura 6 ilustra algumas das configurações possíveis.

Figura 6 – Exemplos de perfis geométricos de linhas de ancoragem



Na catenária a força restauradora advém, majoritariamente, do seu peso próprio (ABS, 2020a). É uma solução clássica para águas rasas e intermediárias, mas pode ser economicamente atrativa em certas localidades mais profundas. Normalmente, apresenta um trecho em contato com o solo e é projetada para que em condições normais de operação absorva uma grande parcela do carregamento, aliviando significativamente o

esforço na âncora, sobretudo vertical. Assim, aumenta a possibilidade de utilização de âncoras convencionais, mais baratas, sem resistência apreciável a cargas verticais e com baixo potencial de penetração (MA *et al.*, 2019). Em contrapartida, essa configuração exige um raio de ancoragem relativamente grande, da ordem de três vezes a lâmina d'água, o que prejudica a viabilidade econômica da aplicação desse tipo de linha em grandes profundidades.

Já nas linhas do tipo *taut-leg* (do inglês para “pernas esticadas”, também referida simplesmente por *taut*), a força restauradora é dominada pela deformação elástica (ABS, 2020a). As linhas ficam constantemente esticadas com um ângulo de topo, na configuração estática, entre 30° e 45°, o que diminui o raio de ancoragem (da ordem da profundidade), proporciona maior rigidez ao sistema de ancoragem e diminui *offsets* (desvios da posição de referência da UF). Apesar de mais curtas do que as catenárias (para uma mesma profundidade), linhas em *taut* demandam fundações mais onerosas e resistentes a carregamentos verticais intensos e, por isso, geralmente são indicadas para profundidades maiores, quando a economia com linhas compensa o custo de âncoras.

Para lâminas d'água muito profundas, pode-se recorrer às linhas verticais. Assim como as linhas *taut-leg*, a força restauradora se deve à deformação elástica das linhas e proporcionam redução do peso de linhas ao passo em que exigem âncoras com grande resistência a cargas verticais.

Existem outras possibilidades abordadas na literatura e que podem ser aplicáveis em certos projetos, conforme ilustrado na Figura 6. Por exemplo, uma configuração intermediária entre catenária e *taut*, resulta na *semi-taut*; ou ainda, a utilização de boias pontuais ou flutuadores distribuídos para aliviar tração ao longo do comprimento pode resultar em configurações como “*steep-wave*”.

Para reduzir custo e peso de ancoragem, independente da configuração geométrica, podem ser empregados diferentes materiais ao longo do comprimento da linha. Assim, é possível classificar as linhas também com base na sua composição entre homogêneas ou híbridas (ou mistas). Linhas homogêneas geralmente são compostas por correntes de aço; já as híbridas utilizam cabos – poliméricos ou de aço – em tramos intermediários e correntes nas extremidades. A preferência de amarras de aço no topo se deve ao fato de ser a região que tende a experimentar os maiores esforços, enquanto que no trecho inferior acontece para atender a critérios normativos e evitar o contato de cabos poliméricos com o solo (DNV, 2021a).

A Tabela 3 apresenta recomendações de configuração e composição para linhas baseadas na experiência do setor de O&G. Entretanto, turbinas eólicas apresentam suas especificidades e essas recomendações não podem ser imediatamente transpostas; são estruturas extremamente esbeltas, não-tripuladas e sujeitas a carregamentos diferentes. Por exemplo, existem estudos em lâminas d'água significativamente menores do que 500 m que abordam soluções híbridas (PHAM *et al.*, 2019; XU *et al.*, 2021) a fim de reduzir custos.

Tabela 3 – Recomendações para seleção de configuração e composição de linhas de ancoragem

Profundidade	Configuração	Composição
Menos de 500 m	Catenária	Corrente
Entre 500 m e 1000 m	Catenária ou Semi-taut	Corrente ou híbrido
Entre 1000 m e 2000 m	Taut-leg ou Semi-taut	Híbrido
Acima de 2000 m	Taut-leg ou Semi-taut	Híbrido

Fonte: Adaptado de Ma *et al.* (2019).

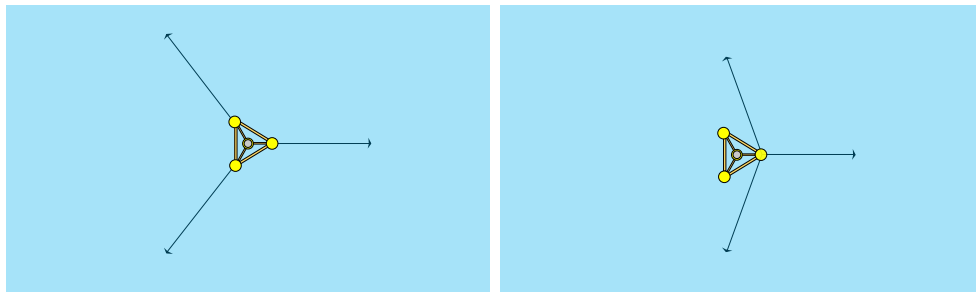
3.1.3 Classificação de sistemas de ancoragem

As linhas de ancoragem podem ser conectadas à unidade flutuante de diferentes maneiras. A Figura 7 representa os principais arranjos.

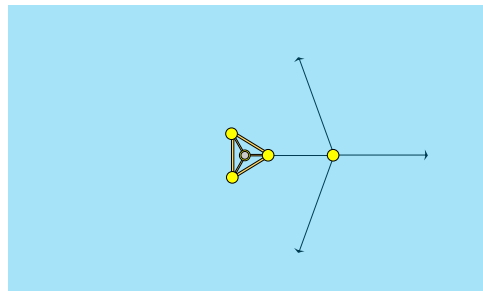
Uma das principais alternativas é o sistema de ancoragem distribuída (conhecido também pela sigla SMS, do inglês para *Spread Mooring System*). Nesse arranjo as linhas se conectam à unidade flutuante em múltiplos pontos e restringem a rotação da UF no plano horizontal. É uma solução bastante adotada para plataformas semissubmersíveis, em que esses pontos de ancoragem são distribuídos entre mais de uma coluna da plataforma.

Em contrapartida, o sistema de ancoragem de ponto único (também conhecido por SPM (do termo em inglês, *Single Point Mooring*) é concebido de forma a liberar o aproamento da UF, adequando-se assim à direção das cargas ambientais e aliviando esforços na plataforma. Esse ponto de ancoragem pode ser acoplado diretamente à UF (LIU *et al.*, 2018) ou afastado da plataforma (NIHEI *et al.*, 2018), utilizando estruturas flutuantes externas auxiliares. No setor de O&G, esse tipo de arranjo é comum que seja acompanhado por “*turrets*” – torres acopladas ou afastadas que concentram as linhas

Figura 7 – Exemplos de arranjos de sistemas de ancoragem



(a) Ancoragem distribuída (SMS). (b) Ancoragem em ponto único (SPM).



(c) Ancoragem em boia externa.

de ancoragens, *risers* e umbilicais e restringem a excursão da embarcação, mas não o aproamento.

3.2 Modelagem de sistemas de ancoragem

Dada a complexidade da dinâmica de linhas de ancoragem, que pode envolver carregamentos de naturezas diferentes, como interação fluido-estrutura, atrito com o solo, grandes deslocamentos etc., não existe ainda uma formulação analítica completa; então recorre-se a modelos analíticos ou numéricos simplificados.

Os modelos analíticos costumam ser estáticos, quase-estáticos, focados em algum fenômeno dinâmico específico (como na análise espectral ou na vibração induzida por movimento ou vórtice, por exemplo) ou como estimativas iniciais para modelos numéricos. Por vezes, é possível desacoplar simulações e usar modelos analíticos para estudar fenômenos específicos em etapas intermediárias do projeto, mas, seguindo princípios da modelagem hierárquica (BUCALEM; BATHE, 2013), as normas sugerem usar simulações numéricas dinâmicas para verificar essas estruturas (ABS, 2020b; BV, 2019; DNV, 2021a).

Os principais modelos numéricos aplicados a linhas de ancoragem podem ser agrupados em duas classificações: massa concentrada (também conhecidos pelo termo em inglês *lumped mass*, LM); e método dos elementos finitos (MEF).

O MEF é uma abordagem clássica para a análise estrutural e uma das maneiras mais robustas de se aproximar a solução de problemas complexos. Nele, um domínio contínuo é discretizado em porções finitas – os elementos finitos – que podem ter as mais variadas formas em uma configuração de referência e se aproxima a resposta para cada um desses elementos. É um método bem estabelecido na literatura de métodos numéricos (WRIGGERS, 2008; BUCALEM; BATHE, 2013) e com diferentes formulações, estáticas e dinâmicas, aplicadas à ancoragem e com diversos fenômenos contabilizados, como contato, atrito e interação com fluidos.

Masciola, Jonkman e Robertson (2014) descrevem modelos de massa concentrada (LM) como uma simplificação de menor nível hierárquico dos elementos finitos. Esses modelos têm, por construção, matrizes de massa diagonais, devido à modelagem da estrutura por massas concentradas conectadas por molas (e amortecedores, em casos mais gerais) de massa desprezível (WALTON; POLACHEK, 1960; POLACHEK *et al.*, 1963). Essa concentração de massa despreza possíveis termos acoplados na matriz de massa e torna a sua inversão trivial, o que aumenta consideravelmente a eficiência computacional do método. Já no MEF, com a matriz de massa consistente para contabilizar a distribuição contínua por meio de funções de forma, tem-se um incremento não só na acurácia do resultado, mas também na complexidade e no custo computacional.

3.2.1 Ferramentas para simulação numérica de sistemas de ancoragem

Existe uma miríade de simuladores numéricos, dedicados ou adaptados e já aplicados para sistemas de ancoragem. Via de regra, todos são capazes de realizar simulações dinâmicas e consideram forças hidrodinâmicas, pelo menos, baseadas nas Equações de Morison.

A solução mais presente na literatura de turbinas eólicas flutuantes, é o OpenFAST (NREL, 2023), uma plataforma de código aberto mantida pela NREL (*National Renewable Energy Laboratory*, inglês para “Laboratório Nacional de Energias Renováveis”, órgão ligado à secretaria de energia dos Estados Unidos da América) e possivelmente uma das iniciativas de maior impacto na pesquisa e desenvolvimento de FOWTs. No ambiente do OpenFAST existem módulos para simulação aerodinâmica, hidrodinâmica, estrutural e de sistema de controle. Portanto, o OpenFAST pode ser interpretado como a junção de

diferentes códigos que possibilita a realização de simulações aero-hidro-servo-elásticas não-lineares acopladas no domínio do tempo. Especificamente para o sistema de ancoragem, existe mais de uma alternativa, cada uma com o seu foco e limitações específicas. O MoorDyn (NREL, 2021a) é a mais presente na literatura. Usa um modelo LM para as linhas, então é bastante eficiente computacionalmente para realizar análises dinâmicas, incluindo forças hidrodinâmicas associadas à ação de correnteza. Contudo, ainda tem algumas limitações e recursos que estão sendo adicionados ou aprimorados na sua versão 2.0, como o atrito com o solo, compartilhamento de linhas e rompimento de linhas (HALL, 2020). Existe também uma opção baseada em MEF, o FEAMooring (NREL, 2015). Apesar de trazer a robustez do MEF, o código é capaz de simular apenas linhas homogêneas, sem atrito com o solo e não é possível incluir rigidez flexional.

O OpenFAST é uma iniciativa fantástica para disseminar o conhecimento e fornecer uma ferramenta livre de custos a todos os interessados no desenvolvimento do setor de eólicas *offshore*, entretanto, a plataforma tem suas limitações. Uma delas é a dependência de códigos externos, geralmente comerciais, para pré-calcular coeficientes hidrodinâmicos usando método dos painéis (como o WAMIT[®] (WAMIT Inc, 2020)), caso seja do interesse do usuário contabilizar carregamentos hidrodinâmicos associados à ação das ondas de superfície, baseados na teoria do escoamento potencial. Outras possíveis barreiras são a ausência de uma interface do usuário para auxiliar a modelagem e a dificuldade de acoplar os códigos, por vezes requerendo conhecimentos de programação do usuário.

De maneira geral, as alternativas mais amigáveis ao usuário são as comerciais; com interfaces do usuário e suporte personalizado de especialistas. Nos últimos anos tem se observado um movimento das companhias que se utilizam de simuladores dedicados a estruturas oceânicas de incluir módulos específicos para a modelagem de FOWTs em seus programas. O OrcaFlexTM, um dos principais programas da indústria *offshore*, foi um dos primeiros nesse sentido. Hoje o simulador já tem implementado modelos aerodinâmicos baseados no BEM (*Boundary element method*, inglês para “método dos elementos de contorno”), uma ferramenta integrada para análise de coeficientes hidrodinâmicos do casco (chamada OrcaWave), além do modelo de massa concentrada com efeitos de correnteza e atrito das linhas com o solo. Dessa forma, para a análise acoplada de uma FOWT, o único recurso externo que o OrcaFlexTM necessita é o sistema de controle; para isso a Orcina¹

¹ Proprietária do OrcaFlexTM

permite integrar o ROSCO (NREL, 2021b), sistema de controle da NREL para turbinas eólicas, através de um *script* Python – fornecido para os principais modelos de referência.

O Flexcom, amplamente disseminado na indústria de O&G, também está consideravelmente avançado nesse quesito. O código utiliza MEF para modelar as linhas, pode considerar contato e atrito com o solo e entre linhas e importar resultados de análise hidrodinâmica do casco de diversos programas, como WAMIT[®], NEMOH e OrcaWave. O módulo “Flexcom Wind” é dedicado para turbinas eólicas e facilita consideravelmente a construção dos componentes de FOWTs (plataforma, linhas de ancoragem, pás etc.). O pacote tem uma interface para o TurbSim, simulador aerodinâmico do OpenFAST capaz de modelar campos de vento turbulento e também utiliza o sistema de controle ROSCO.

Outros programas comerciais ainda não têm pacotes dedicados a turbinas eólicas, como o Aqwa (ANSYS, 2010) Proteus-DS (Dynamic Systems Analysis, 2016). O programa da Ansys usa modelos de massa concentrada e é capaz de calcular os coeficientes hidrodinâmicos, dispensando uso de outros programas como o WAMIT[®], mas uma de suas maiores vantagens é a possibilidade de integração com o pacote Workbench. Isso permite que usuário tenha acesso a ferramentas (inclusive gráficas) para modelar a unidade flutuante e usar resultados do Aqwa para avaliar o casco em detalhes com um modelo de elementos no Ansys Mechanical, por exemplo. Já o Proteus-DS, da Dynamic Systems Analysis Ltd, é um dos poucos programas comerciais dedicados a estruturas oceânicas que utiliza elementos finitos para simular linhas. Não é capaz de avaliar forças hidrodinâmicas agentes sobre o casco do flutuante (pode importar dados do WAMIT, NEMOH ou ShipMo3D) e um dos seus maiores diferenciais é a integração com o Matlab Simulink (Math Works, 2023) através de uma API.

Algumas sociedades classificadoras também mantém ferramentas para simulação e análise de estruturas oceânicas. A Bureau Veritas (BV) não tem ainda uma solução que permita realizar análises específicas de FOWTs, mas tem programas já disseminados na indústria (BV, 2020), dentre elas, destacam-se: Ariane permite simular linhas de ancoragem e fazer algumas análises, como fadiga; HydroSTAR possibilita a análise hidrodinâmica de UFs. Já a Det Norske Veritas (DNV), é responsável pelo pacote Sesam com uma miríade de programas voltado à indústria *offshore* (DNV, 2022). Dentre estes, alguns são voltados ou adaptados a turbinas eólicas flutuantes, como Sima, Postresp, HydroD, entre outros.

A Tabela 4 sintetiza os modelos de linhas implementados em cada um dos programas supracitados, quem detém os direitos do código e se há algum tipo de solução/adaptação para modelar FOWTs – considerando desde a fundação até o sistema de controle.

Tabela 4 – Comparação entre programas para simulação de sistemas de ancoragem

Programa	Propriedade	Modelo de linha	Módulo para FOWTs?
Aqwa	Ansys	LM	Não
Ariane	Bureau Veritas	LM	Não
Flexcom	MCS Kenny	MEF	Sim
OpenFAST	NREL - Código aberto	LM e MEF	Sim
OrcaFlex	Orcina	LM	Sim
Proteus-DS	Dynamic Systems Analysis	MEF	Não
SESAM	Det Norske Veritas	LM	Sim

3.3 Projeto de sistemas de ancoragem de FOWTs

O projeto de turbinas eólicas flutuantes, assim como qualquer projeto *offshore*, deve ser aprovado por sociedades classificadoras do setor. Para isso, devem obedecer procedimentos e limites definidos em documentos – normas – dessas instituições ou, no caso de algo não coberto por elas, ser avaliado individualmente, como as mesmas já preveem.

Em linhas gerais, essas instituições partem de documentos do IEC (*International Electrotechnical Commission*, inglês para “Comitê Internacional de Eletrotécnica”) e API (*American Petroleum Institute*, inglês para “Instituto Americano do Petróleo”) e dividem a certificação da ancoragem em dois principais documentos: um para o projeto de ancoragens, em geral; e outro contido dentro de um documento com diretrizes gerais para as subestruturas de FOWTs, que faz referências ao primeiro e apresenta especificidades no projeto de turbinas eólicas flutuantes – por exemplo, fatores de carga diferentes, uso de tração média no lugar de pré-tração, entre outros aspectos. As principais sociedades classificadoras e suas normas para a certificação de sistemas de ancoragem de turbinas eólicas são apresentadas na Tabela 5.

De um ponto de vista mais geral, o projeto de FOWTs pode ser dividido em etapas, do planejamento ao descomissionamento. O Departamento de Energias dos Estados Unidos divulga anualmente um relatório sobre o mercado de energia eólica em que, dentre diversos

Tabela 5 – Principais sociedades classificadoras e normas para projeto de turbinas eólicas flutuantes e sistemas de ancoragem

Organização	Norma
American Bureau of Shipping (ABS)	- Guide for Position Mooring Systems (ABS, 2020a) - Guide for Building and Classing Floating Offshore Wind Turbines (ABS, 2020b)
Bureau Veritas (BV)	- NR 493: Classification of Mooring Systems for Permanent and mobile offshore Units (BV, 2015) - NI 572: Classification and Certification of Floating Offshore Wind Turbines (BV, 2019)
Det Norske Veritas (DNV)	- DNV-OS-E301: Position mooring (DNV, 2020) - DNV-ST-0119: Floating wind turbine structures (DNV, 2021a)

aspectos, a fase dos projetos eólicos *offshore* é um dos principais aspectos mapeados. A Tabela 6 apresenta a capacidade total mundial em cada fase, exceto de projetos já descomissionados. As fases e critérios usados pelo Departamento, apresentados na Tabela 7, são usadas para acompanhar o desenvolvimento dos projetos nos Estados Unidos, porém, o relatório destaca que são aplicáveis globalmente.

Tabela 6 – Capacidade total mundial de projetos eólicos *offshore* em cada fase

Fase	Total (fixa e flutuante) [MW]	Flutuante [MW]
Planejamento	200391	60206
Controle do sítio	13974	0
Permissão	78739	221
Aprovado	30	30
Fechamento financeiro	40	40
Em construção	25403	125
Em operação	50623	123

Fonte: Adaptado de (MUSIAL *et al.*, 2022).

Grande parte dos projetos flutuantes ainda está em planejamento; a segunda fase com a maior capacidade total é a permissão, justamente onde o atendimento às normas dessas entidades é necessário. Isso demonstra, não só o grau de maturidade da tecnologia, mas também a importância de se compreender os critérios das sociedades classificadoras.

Tabela 7 – Critérios de classificação de projetos eólicos *offshore*

Etapa	Fase	Critérios iniciais	Critérios finais
1	Planejamento	Começa quando um desenvolvedor ou agência reguladora inicia o processo formal de controle do local	Termina quando um desenvolvedor obtém o controle de um sítio
2	Controle do sítio	Começa quando um desenvolvedor obtém controle do sítio	Termina quando o desenvolvedor arquiva os pedidos de permissão principal
3	Permissão	Começa quando o desenvolvedor arquiva os pedidos de permissão principal	Termina quando as entidades reguladoras autorizam o projeto a prosseguir com a construção e certificam o seu contrato de aquisição de energia
4	Aprovado	Começa quando um projeto recebe aprovação regulatória para atividades de construção e certificação de contrato de aquisição	Termina quando o patrocinador anuncia uma decisão de investimento e assina contratos para pacotes de obras
5	Fechamento financeiro	Começa quando o patrocinador anuncia uma decisão de investimento financeiro e assina contratos para grandes pacotes de obras	Termina quando o projeto começa grandes obras de construção
6	Em construção	Começa quando a construção é iniciada	Termina quando todas as turbinas eólicas estiverem instaladas e o projeto estiver conectado e gerando energia para uma rede elétrica
7	Em operação	Começa quando todas as turbinas eólicas estão instaladas e transmitindo energia para a rede	Termina quando o projeto iniciou um processo formal para descomissionamento e para de fornecer energia para a rede
8	Descomissionado	Começa quando o projeto inicia o processo formal de descomissionamento e para de transmitir energia para a rede	Termina quando o sítio foi totalmente restaurado e os pagamentos do aluguel não estão mais sendo feitos

3.3.1 Considerações sobre as principais normas para projeto de sistemas de ancoragem de FOWTs

Cada sociedade classificadora tem a sua filosofia e princípios específicos, porém, há muitas similaridades entre suas normas:

- i. dividem-se em estados limites para abarcar carregamentos extremos, fadiga, perda de linha e situações anormais;
- ii. recomendam simulações dinâmicas e com o maior nível de hierarquia possível, ao menos para a verificação final de cada estado limite;
- iii. assumem fatores de majoração de esforços e/ou minoração de resistências de acordo com a consequência de um evento de falha da estrutura (como perda de vidas e desastres ambientais).

Além disso, ambos os documentos principais, mencionados na Tabela 5, fazem referências a uma série de documentos de apoio. Esses documentos auxiliares costumam ser mais específicos e/ou fornecer entradas para as normas destacadas. Os assuntos são, caso de linhas de ancoragem, por exemplo:

- i. materiais: particularidades de materiais poliméricos e correntes de aço;
- ii. plataformas e/ou arranjos de ancoragem: como tópicos relacionados a plataformas TLP e ancoragem de ponto único (SPM);
- iii. fenômenos distintos: como flexão no plano e fora do plano para correntes de aço e corrosão dos componentes;
- iv. condições ambientais: modelos e combinações de vento, onda e correnteza e parâmetros do solo.

Não está no escopo desse trabalho a realização de profundas discussões e comparações decorrentes da utilização do conjunto de normas de uma sociedade classificadora em detrimento de outras. Desse modo, será escolhido o conjunto de normas da DNV, pois são mais referenciadas na literatura recente, como base teórica para o Capítulo 4 e para algumas discussões e análises, no formato de um estudo de caso, no Capítulo 6.

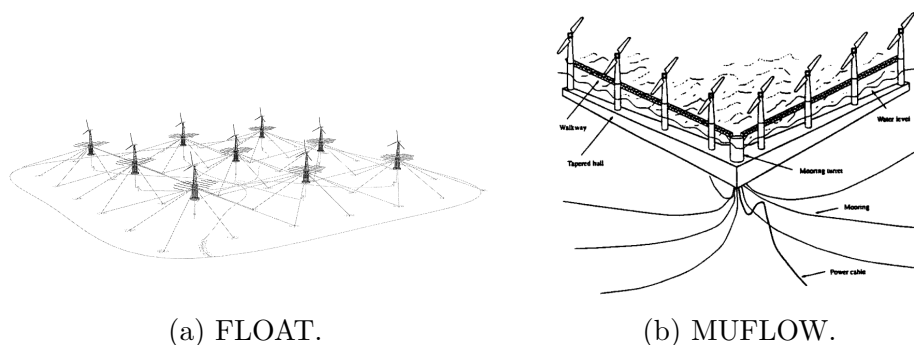
3.3.2 O estado da arte

A literatura sobre sistemas de ancoragem de turbinas eólicas (e de turbinas flutuantes como um todo) tem crescido consistentemente nos últimos anos, como consequência do aumento do debate público sobre energias renováveis e incentivo de grandes projetos de pesquisa nas últimas décadas.

3.3.2.1 Aspectos do projeto de sistemas de ancoragem de FOWTs

Ainda na década de 1990, os primeiros conceitos de parques eólicos flutuantes já ganhavam relevância na indústria e na academia como alternativas de explorar a energia eólica *offshore*. Dois desses projetos, FLOAT (GAUDIOSI, 1994) e MUFLOW (TONG, 1998), acrônimo para *Multiple Unit Floating Offshore Wind Farm* (inglês para parque eólico *offshore* flutuante de múltiplas unidades), são reproduzidos na Figura 8. O projeto FLOAT é composto por 9 turbinas de 1.4 MW, totalizando 12.6 MW, com torre treliçada – similar às torres de transmissão de energia – sobre plataformas SPAR de concreto e já prevendo compartilhamento de âncoras para reduzir custos. Já o MUFLOW consistiria de 8 turbinas da mesma ordem de grandeza de potência² sobre uma mesma estrutura flutuante em formato V com um *turret* central em que seriam conectadas linhas em catenária e o cabo de energia.

Figura 8 – Exemplos de primeiros projetos de parques eólicos flutuantes



(a) FLOAT.

(b) MUFLOW.

Fonte: (GAUDIOSI, 1994; TONG, 1998).

Apesar de não entrarem em operação, esses projetos já mencionavam aspectos pesquisados ainda hoje, como compartilhamento de subestruturas para reduzir custos de implantação e arranjo SPM como uma opção para aproveitar melhor variações de direção

² Gaudiosi (1994) menciona uma potência total maior do que 8 MW, sendo maior do que 1 MW para cada turbina, sem maiores detalhes.

do vento. Por outro lado, a diferença de escala e potência de turbinas já disponíveis no mercado para esses projetos é gigantesca; as turbinas da Figura 3 são até 16 vezes mais potentes e superam individualmente as potências desses parques.

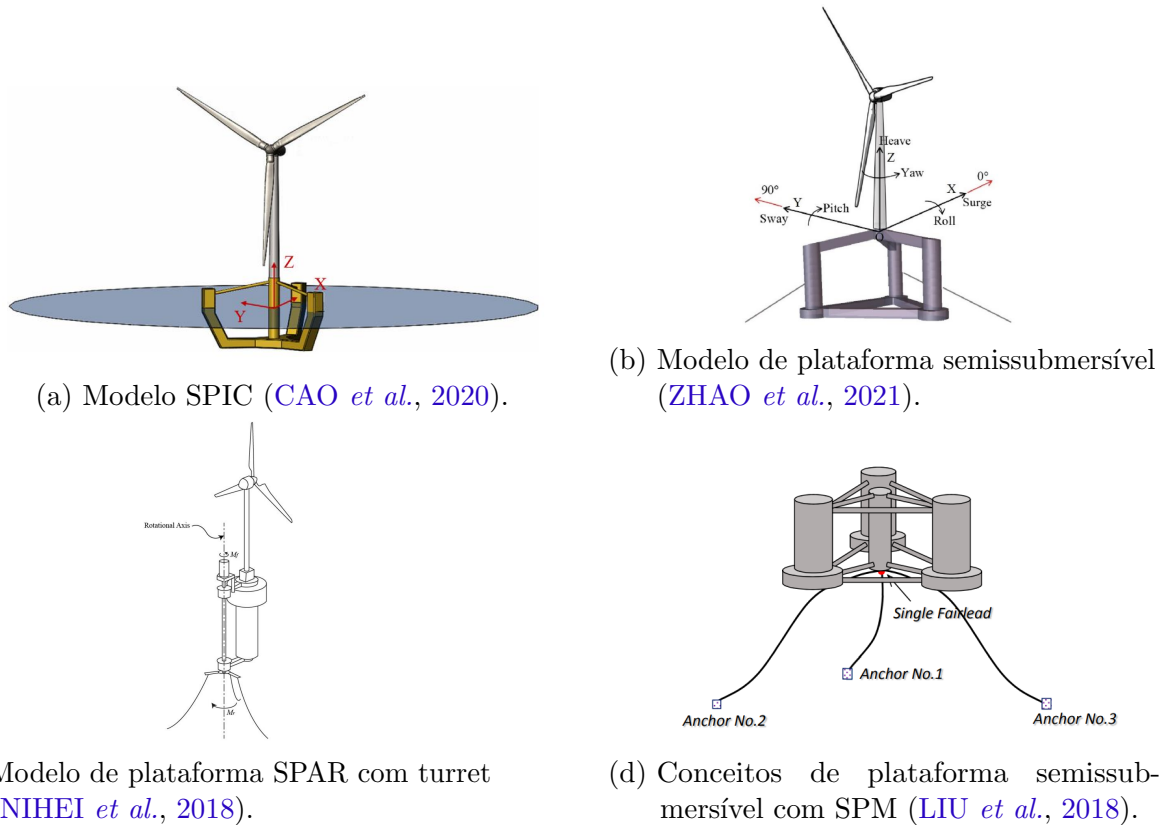
Esse avanço vertiginoso é acompanhado pelo projeto das subestruturas, isto é, plataforma e ancoragem. Evidentemente, o setor de energia *offshore* se beneficia da experiência acumulada pela indústria de O&G operando estruturas flutuantes há décadas, mas existem diferenças significativas. Xu *et al.* (2021) destacam as principais especificidades de FOWTs:

- i. plataformas para turbinas eólicas são, em geral, muito menores do que as de óleo e gás em termos de massa, deslocamentos etc.;
- ii. projetos de parques eólicos devem considerar a interferência entre turbinas à luz da eficiência energética e segurança, considerando efeitos de esteira, colisão etc.;
- iii. o efeito do empuxo do vento é muito mais importante no projeto de FOWTs, em termos de deslocamentos, esforços nas linhas etc.;
- iv. a falha de ancoragem em navios ou plataformas de exploração de petróleo podem causar mortes humanas e catástrofes ambientais, enquanto que no caso de eólicas a tendência é de apenas perdas financeiras, pois não são tripuladas.

Desde os projetos pioneiros do século passado, novos conceitos de plataformas e linhas foram propostos para lidar com essas especificidades, aumentar segurança e reduzir o LCOE. A Figura 9 apresenta algumas dessas propostas encontradas na literatura.

Cao *et al.* (2020) avaliaram experimentalmente no laboratório de engenharia oceânica da Universidade Shanghai Jiao Tong um modelo, nomeado pelo acrônimo SPIC (da sigla em inglês para plataforma “semisubmersível com colunas parcialmente inclinadas”), em escala reduzida de uma plataforma semisubmersível para suportar a turbina de 10 MW da DTU (BAK *et al.*, 2012) em uma profundidade intermediária de 60 m. Os autores usaram ancoragem em arranjo SMS 2×3 , com duas linhas homogêneas em catenária em cada um dos três flutuadores e expuseram o modelo a uma condição extrema com onda+vento+correnteza e quatro operacionais: apenas com onda, onda+vento, onda+vento+correnteza, onda+vento+erro de *yaw*. O estudo apontou que o valor máximo e maior amplitude de tração nas linhas de ancoragem ocorrem na condição extrema, assim como a aceleração na nacelle. Além disso, o vento pode excitar respostas nas frequências 1P, 2P e 3P, mas a correnteza atua suavizando esses efeitos. Frequência 1P diz respeito à

Figura 9 – Exemplos de conceitos de FOWTs estudados na literatura nos últimos anos



Concept 1	Concept 2	Concept 3	Concept 4	Concept 5
Sea Flower	WindFloat	HyWind	Hexafloat	New concept

(e) Conceitos de plataforma flutuante para turbina de 10 MW (GHIGO *et al.*, 2020).

Fonte: Vide descrições.

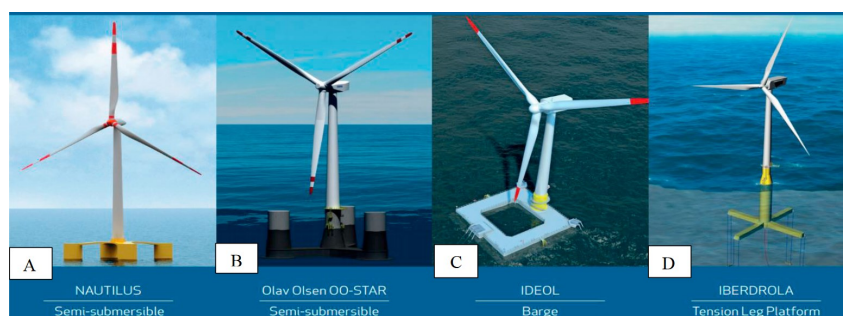
frequência de rotação do rotor, enquanto que nP , se refere ao passo das n pás da turbina e é $n \times 1P$ (BHATTACHARYA *et al.*, 2013).

Zhao *et al.* (2021) analisaram uma nova plataforma para a turbina de 10 MW, desta vez para profundidades entre 75 e 100 m. A campanha de simulações utilizou o OpenFAST com entradas da hidrodinâmica do casco calculadas no Ansys Aqwa e envolveu situações extremas e de falha, como a desconexão do *grid* e desligamento repentino do atuador do *pitch*. O ponto de partida da unidade flutuante foi a OO-STAR (PEGALAJAR-JURADO *et al.*, 2018), uma das plataformas desenvolvidas no projeto LIFES+50 (LIFES50+, 2016). Os autores alegam que o conceito de plataforma foi desenvolvido para minimizar o

movimento, principalmente em *heave*, e beneficiar a dinâmica do sistema ao minimizar respostas ressonantes em baixa frequência excitadas pela aerodinâmica, nas frequências de onda e respostas excitadas por efeitos $1P$ e $3P$. Com respeito às linhas, a inclusão do amortecimento hidrodinâmico influenciou pouco no movimento da UF, mas mudou consideravelmente o espectro da tração e o respectivo desvio padrão. Portanto, pode ter um efeito maior nas verificações das linhas nos estados limite último e, especialmente, de fadiga.

Além da plataforma que inspirou o modelo desenvolvido por [Zhao et al. \(2021\)](#), o projeto LIFES+50 desenvolveu outros três modelos, reproduzidos na Figura 10. O LIFES+50, composto por diversas instituições da indústria *offshore* e de ensino, durou de 2015 a 2019 e foi responsável por desenvolver esses quatro conceitos até a TRL 5. Na literatura é possível achar estudos teóricos, práticos e projetos pilotos baseados nesses modelos, como a proposta da plataforma NAUTILUS no Golfo do Maine ([GALVÁN et al., 2018](#)) e o IDEOL ([PEGALAJAR-JURADO et al., 2018](#)), que deu origem ao projeto piloto FLOATGEN, em operação na costa francesa desde 2018. Um aspecto pouco usual na literatura, mas presente neste projeto piloto, é o arranjo 3×3 de linhas de nylon. Isso pode ser interessante para assegurar a redundância do sistema e reduzir peso e custo da ancoragem em profundidades intermediárias, mas pode inviabilizar projetos em locais mais profundos, devido ao custo crescente com âncoras e instalação, além das linhas mais robustas e compridas.

Figura 10 – Modelos desenvolvidos na campanha LIFES50+



Fonte: ([RAMACHANDRAN et al., 2017](#)).

[Ghigo et al. \(2020\)](#) avaliaram alguns modelos existentes ou conceituais, reproduzidos na Figura 9e, e propuseram uma nova plataforma para águas intermediárias. Dentre os conceitos de referência, dois já haviam sido instalados, WindFloat ([PRINCIPLE POWER,](#)

2022) e Hywind (EQUINOR) e outros dois estavam em fases conceituais, Hexafloat e Sea Flower (FENU *et al.*, 2020; SAIPEM, 2022), este tendo um protótipo instalado em 2021. O Hexafloat apresentou o menor custo de materiais e, dentre os modelos em operação, o Hywind foi a alternativa mais competitiva na avaliação dos autores, pensada para a costa italiana. O estudo também abordou uma comparação do LCOE entre Hywind e Hexafloat, em que o segundo foi o mais atrativo. Destaca-se que a ancoragem não foi otimizada para cada plataforma e local específico, mas sim que os autores consideraram sempre três linhas de correntes em catenária com comprimento do triplo da profundidade e fixadas com âncoras convencionais de arrasto. O novo modelo foi desenvolvido a partir de uma otimização com algoritmo genético para minimizar o custo, obtendo dimensões menores do que aqueles já construídos (WindFloat e Hywind); com isso, os autores esperam facilitar a construção e o transporte, reduzir custo com materiais e proporcionar ganhos em escala.

Há também um esforço para avaliar a viabilidade de arranjos de ancoragem em ponto único (SPM) em FOWTs. Nihei *et al.* (2018) desenvolveram um mecanismo embarcado em um *turret* externo a uma plataforma do tipo SPAR para adaptar seu aproamento ao vento. O projeto de P&D envolveu análises numéricas, em laboratório e um modelo em escala reduzida em uma localidade do mar nos arredores da Universidade de Tokio com profundidades entre 4 e 10 m. O sistema SPM apresentou bons resultados em todos os cenários avaliados; no entanto, o ajuste de posicionamento do *turret* não funcionou em velocidades abaixo da faixa de operação (menores de 3 m/s) e foi apontado como uma tarefa para desenvolvimentos futuros.

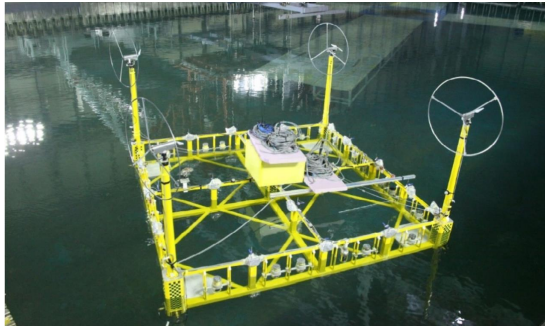
Liu *et al.* (2018) ancoraram as três linhas da plataforma DeepCWind na base da coluna central, vide Figura 9d e compararam com o modelo de ancoragem distribuída originalmente proposto para a plataforma. Foram realizados ensaios de decaimento e levantamento de RAOs – com e sem vento – no ambiente do OpenFAST usando o MAP++ e o MoorDyn para modelar a ancoragem. A diferença entre os resultados obtidos com os modelos numéricos se deu, principalmente, pela ausência do arrasto no MAP++, fazendo com que os períodos naturais e as taxas de amortecimento fossem ligeiramente menores e as amplitudes dos RAOs maiores, quando comparados com aqueles advindos utilizando o MoorDyn para modelar as linhas de ancoragem. Contudo, obtém-se conclusões idênticas a respeito do efeito do arranjo SPM com ambos modelos numéricos: o impacto é maior nos graus de liberdade de rotação da plataforma. Os períodos naturais e as amplitudes de todas as rotações são maiores para o SPM, além disso, a resposta desse arranjo é mais

alterada pela presença do vento, sobretudo para o *yaw*. A pesquisa também levantou curvas força \times deslocamento para o sistema de ancoragem e, a partir disso, uma matriz de rigidez, dessa vez usando apenas o MAP++ para modelar as linhas. Os termos referentes ao *roll* e *pitch* foram um pouco menores, mas as maiores diferenças foram nos termos cruzados, com uma ordem de grandeza menor e o *yaw* que é nulo para a ancoragem SPM.

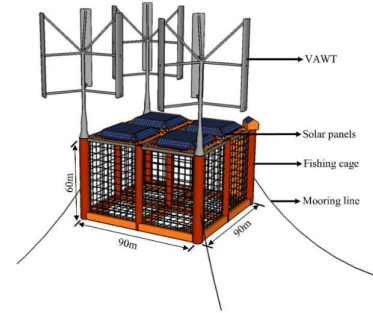
Outra abordagem explorada na literatura é o compartilhamento da unidade flutuante por múltiplas turbinas e/ou outras estruturas, a Figura 11 apresenta alguns exemplos. Jang *et al.* (2019) estudaram a resposta a condições extremas de uma estrutura com 4 turbinas eólicas de 3 MW cada e 24 conversores de energia de onda para uma profundidade de 100 m. Para isso, foi usado um código doméstico, chamado MUFOWT (*Multi-Unit Floating Offshore Wind Turbine*), composto por versões modificadas do FAST e do CHARM3D – código para análise acoplada de ancoragem e flutuador –, com coeficientes hidrodinâmicos calculados no WAMIT[®]. As linhas são compostas por correntes de aço com seis massas de 11 toneladas cada espaçadas de 20 m na parte inferior de cada linha, com o intuito de assegurar um trecho sempre em contato com o solo. Além disso, o estudo também contou com ensaios no tanque instituto coreano KRISO (*Korea Research Institute of Ships and Ocean Engineering*) para validar o modelo numérico. Os resultados das simulações em condições meteoceanográficas com período de retorno, T_r , de 50 e 100 anos mostraram que os *heave plates* são uma maneira eficiente de se alterar frequências naturais de *pitch* e *heave* com um acréscimo mínimo de massa. Os *heave plates* também atenuaram os movimentos nesses GLs em até 72% sem interferir no movimento de *surge* e notou-se que um coeficiente de arrasto grande ($C_D = 10$) melhora a aderência ao modelo físico.

Zheng *et al.* (2021) analisaram um novo conceito de sistema flutuante de uso múltiplo no Mar da China. A plataforma abriga 3 turbinas eólicas de eixo vertical com potência de 2.66 MW cada, painéis solares e gaiolas de pesca. O sistema de ancoragem é análogo ao utilizado por Jang *et al.* (2019), composto por catenárias de correntes, mas agora com massas concentradas ao longo do trecho suspenso e situado em local com 200 m de profundidade. Os autores acoplaram simuladores domésticos de aerodinâmica, sistema de controle e vibração estrutural ao OrcaFlex[™] e ao WAMIT[®] para realizar análises da estrutura. A ferramenta foi validada com o Ansys e um modelo físico para, então ser usada na simulação da estrutura em 16 cenários combinando ondas diferentes, com e sem vento, de diferentes velocidades e quatro rotores diferentes. Os resultados apontaram um acréscimo limitado a 23% na tração média e máxima devido ao empuxo do vento,

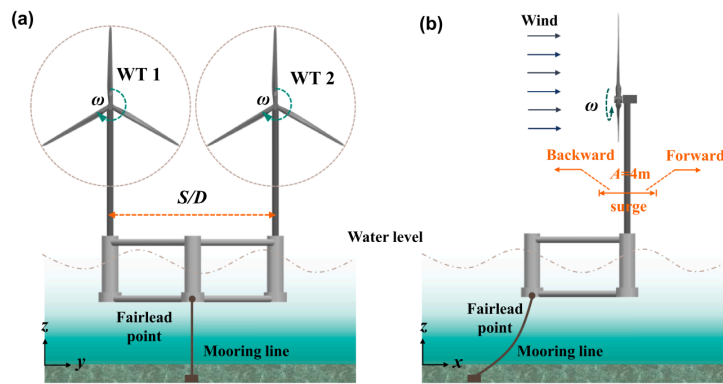
Figura 11 – Conceitos de plataformas compartilhadas



(a) Plataforma híbrida de geração de energia eólica e de maré (JANG *et al.*, 2019)



(b) Sistema flutuante compartilhado aquicultura, eólica e solar (ZHENG *et al.*, 2021).



(c) Plataforma para duas turbinas com linha única (ZHANG *et al.*, 2023).

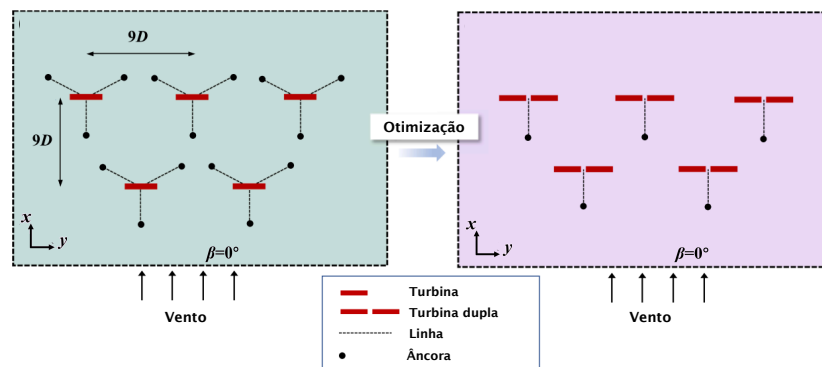
Fonte: Vide descrições.

com desvio padrão significativamente menor do que a tração média; portanto, as cargas das linhas são dominadas por seus pesos próprios. Apesar da potência consideravelmente menor do que a de turbinas de eixo horizontal disponíveis no mercado, o uso em conjunto com painéis solares pode aumentar a disponibilidade de energia; mas o maior atrativo da proposta pode ser a possibilidade de geração de energia renovável em locais que turbinas convencionais poderiam competir com a pesca.

Zhang *et al.* (2023) propuseram o uso de duas turbinas sobre uma mesma plataforma semissubmersível ancorada por apenas uma linha. O estudo abordou a adaptação de um parque com cinco turbinas de 10 MW para dez turbinas em cinco plataformas, como representado na Figura 12. Dentre os parâmetros de projeto, foram avaliados o espaçamento entre turbinas normalizado pelo diâmetro do rotor, S/D , e a direção do vento, β . Dentre as direções avaliadas ($\beta = 0^\circ, 45^\circ, 90^\circ$) o melhor desempenho se deu na incidência intermediária de vento, chegando a ultrapassar em 13% a geração de energia do modelo com uma turbina por UF. Com respeito ao espaçamento, o menor ($S/D = 1.2$) teve o

melhor desempenho, superando a referência para uma turbina em até 12.7%. O trabalho se dedicou a estudar a aerodinâmica do modelo proposto e a ancoragem não foi modelada; todavia, o conceito levanta bons questionamentos com respeito à otimização e segurança do sistema de ancoragem de ponto único com apenas uma linha por plataforma, portanto, sem redundância.

Figura 12 – Representação da otimização de um parque usando duas turbinas por plataforma



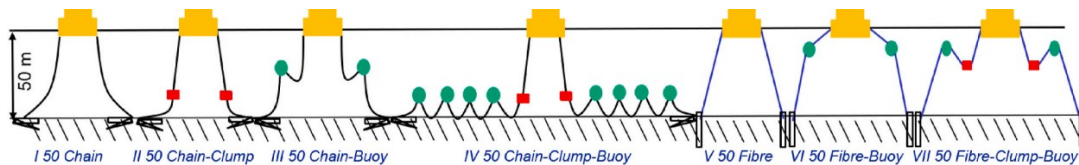
Fonte: Adaptado de (ZHANG *et al.*, 2023).

Além da redução do comprimento/número de linhas, a utilização de materiais poliméricos também é uma alternativa para minimizar custos de ancoragem. Sørum *et al.* (2023) estudaram a aplicação de cabos de poliéster e nylon em uma FOWT na costa escocesa, para um local com 120 m de profundidade. A ancoragem é composta por seis linhas híbridas, com tramos intermediários poliméricos e com correntes nas extremidades, fixadas na plataforma em um mesmo ponto. Ambas as alternativas resultam em sistemas de ancoragem menos rígidos, mais leves e sujeitos a menores esforços. O nylon obteve os melhores desempenhos; em comparação com a corrente de aço, a redução da carga máxima e da área da seção transversal chegaram a 30% e 40%, respectivamente. Entretanto, o *offset* da plataforma aumentou de 14 m para 40 m, que é 1/3 da lâmina d'água e pode causar problemas de interferência com outras turbinas em um parque e/ou outras estruturas nas redondezas.

Xu *et al.* (2021) também exploraram a utilização de linhas poliméricas, mas como uma solução para turbinas flutuantes em águas rasas. No estudo, foram avaliados alguns aspectos da ancoragem, como a estática (pré-tração), a tração dinâmica e o custo. Os conceitos foram projetados com a ajuda do SIMO (presente no pacote SESAM) para suportar o modelo OC4 (turbina e plataforma) e avaliados em nove combinações diferentes

de esforços ambientais, seis destas com a turbina operando e desligada nas outras três. Os custos foram estimados com base em modelos simplificados da literatura e catálogos de fabricantes. Cabos poliméricos são mais baratos, mas as âncoras de sucção usadas em conjunto são mais onerosas do que as de arrasto usadas com as correntes de aço e também têm um custo de instalação maior. Considerando as estimativas de custo e o atendimento a requisitos de tração máxima, os modelos *IV* e *V* da Figura 13 foram os mais competitivos; no entanto, eles ainda são significativamente mais onerosos do que o modelo original para 200 m de profundidade – 80% e 90%, respectivamente.

Figura 13 – Alternativas de linhas para águas rasas com corrente (*chain*), cabos poliméricos (*fibre*), boias (*buoy*, representadas por círculos verdes) e/ou pesos (*clump*, representados por quadrados vermelhos)

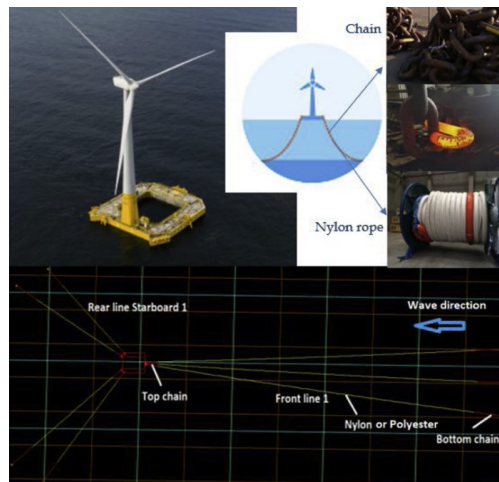


Fonte: (XU *et al.*, 2021).

Evidentemente, não é possível transpor essas conclusões para águas profundas, mas o trabalho aponta aspectos menos discutidos na literatura de ancoragem para FOWTs, como pesos concentrados para aumentar a pré-tração sem grandes impactos nas condições ambientais extremas e o uso de boias para reduzir a pré-tração com pouco impacto na tração extrema. Além disso, não foi considerada correnteza nas simulações e análises de fadiga e estado limite acidental (ELA) podem alterar os casos mais atrativos.

Pham *et al.* (2019) também exploraram o uso de nylon em linhas de ancoragem, com ênfase no monitoramento ao longo da sua vida útil e acompanhamento do dano acumulado. O projeto FLOATGEN da Ideol (imagem C da Figura 10) foi tomado como base para o estudo, mas com ancoragem modificada pelos autores para linhas híbridas de nylon e correntes nas extremidades, dispostas em um arranjo SMS $3 \times 2 \times 2$, conforme representado na Figura 14. Além de vento, onda e correnteza, foram consideradas intempéries ambientais como corrosão das correntes de aço – reduzindo anualmente o diâmetro dos elos – e o crescimento marinho – aumentando a massa e alterando os coeficientes de arrasto e massa adicional das linhas. O trabalho aponta a importância da compreensão de mudança no comportamento das linhas sujeitas ao ambiente marítimo e no monitoramento contínuo para embasar a tomada de decisões de manutenção ou substituição ao longo da vida útil.

Figura 14 – Plataforma do tipo barça com linhas mistas



Fonte: (PHAM *et al.*, 2019).

Os autores sugerem que a modelagem e o monitoramento se inicie já nas fases embrionárias do projeto da ancoragem e que, além da instrumentação e medidas em campo, se construa um modelo numérico em paralelo. Este modelo, chamado de gêmeo digital (também conhecido pelo termo em inglês “*digital twin*”), pode ajudar a compreender o real estado da linha e seu dano acumulado ao longo da vida útil. Ademais, com o devido acompanhamento e compreensão do comportamento das linhas, o estudo aponta que em certos casos, como em águas intermediárias e próximas da costa, pode ser economicamente vantajoso optar por linhas mais leves, mesmo que sejam substituídas ao longo da vida útil da FOWT.

Ciuriuc *et al.* (2022) também enfatizam a importância do monitoramento para prever e mitigar falhas e para isso destacam, além do gêmeo digital e o BIM (*building information modeling*, inglês para “modelagem da informação da construção”). Os autores identificaram diferentes definições de gêmeo digital na literatura, no entanto, a relação com dados do ativo real é sempre presente para o treinamento e construção do gêmeo digital. Outros aspectos destacados desses modelos são a possibilidade de troca de informação com o gêmeo real em tempo real e a capacidade preditiva de modelos baseados em inteligência artificial e treinados com informações medidas em campo e/ou simuladas. Quanto ao BIM, Ciuriuc *et al.* (2022) o definem como a união da tecnologia, pessoas e processos; uma evolução do modelo tridimensional, agregando dimensões relevantes do ativo, como planejamento da construção, custos, geração de energia e outras informações de operação e manutenção. Os autores destacam a possibilidade do BIM também receber dados reais

da estrutura e atuar como uma base de dados ao longo da vida útil do ativo, ajudando na sua manutenção e operação.

[Campanile, Piscopo e Scamardella \(2018\)](#) fizeram um estudo bastante robusto sobre projeto e seleção de ancoragem para turbinas eólicas flutuantes. O trabalho partiu do modelo de referência de 5 MW da NREL ([ROBERTSON *et al.*, 2014](#)) em dois locais diferentes no Mar do Norte com profundidades entre 50 e 350 m, com sistemas compostos por seis ou nove linhas e abrangeu verificações de estados limite último, acidental e fadiga, baseadas nas normas da DNV, e análise preliminar de custos. Com isso, foram feitas algumas recomendações gerais para o projeto de ancoragem de turbinas eólicas. Sinteticamente, elas são:

- i. evitar os arranjos com uma linha por flutuador para assegurar redundância ao sistema;
- ii. atentar à excursão permitida da plataforma e ao escopo da linha (definido pelos autores como a relação entre o comprimento das linhas e a profundidade da lâmina d'água), de forma a minimizar o peso das linhas;
- iii. projetar o sistema com o maior fator de segurança possível com respeito à fadiga para reduzir atividades de manutenção, que podem ser onerosas para FOWTs;
- iv. priorizar cabos de aço para reduzir a distância entre turbinas de parques localizados em águas profundas, pois resultam em menores excursões mesmo com um escopo de linha reduzido, em comparação com outros materiais.

Ressalta-se que essas recomendações podem mudar conforme condições ambientais específicas do local do projeto. Além disso, [Campanile, Piscopo e Scamardella \(2018\)](#) não verificaram se os sistemas propostos são de fato redundantes ou se algum sistema com três linhas poderia atender aos requisitos de redundância e ser economicamente vantajoso.

3.3.2.2 Redundância, falha e compartilhamento de ancoragem

A falha de um sistema de ancoragem é uma das principais causas de acidentes e catástrofes ambientais envolvendo estruturas flutuantes na indústria de O&G ([CIURIUC *et al.*, 2022](#)). O setor de energias renováveis tem o desafio de reduzir custos e garantir a segurança da estrutura para viabilizar projetos em grande escala; como o sistema de

ancoragem é uma parcela considerável do custo de FOWTs, e uma das grandes diferenças entre projetos flutuantes e fixos, é um tópico recorrente na literatura.

Karimirad e Michailides (2018) usaram como base a plataforma semissubmersível em formato “V” (*V-shape semi-sub*) do projeto Fukushima FORWARD (*Fukushima Floating Offshore Wind Farm Demonstration Project*) para avaliar o efeito de falhas na resposta dinâmica. O projeto original foi previsto para uma profundidade de até 120 m, com uma turbina de 7 MW e ancoragem composta por oito linhas homogêneas de corrente de aço; mas, devido ao acesso a apenas dados públicos, nessa pesquisa foi considerada a turbina de 5 MW da NREL (ROBERTSON *et al.*, 2014), uma profundidade de 200 m e três linhas homogêneas de correntes (ML1, ML2 e ML3), como apresentado na Figura 15.

Figura 15 – Plataforma semissubmersível em formato V



Fonte: (KARIMIRAD; MICHAILIDES, 2018).

Foram simuladas, no ambiente SESAM, três condições de falha e comparadas com a condição normal: desconexão com a rede elétrica e desligamento da turbina; falha no controle de pitch das pás (também conhecido pelo termo em inglês “*blade seize*”); e falha do controle de pitch com desligamento da turbina. A análise do transiente após o evento de falha indicou que o pior cenário foi o desligamento sem a falha do controle de pitch, em que a tração máxima obtida foi 60% maior. Contudo, o momento arbitrado para a falha pode não ser o crítico e os autores realizaram uma bateria de simulações adicionais e identificaram que a alteração do momento de desligamento do gerador pode resultar em trações ainda maiores – no caso, até o dobro daquela obtida na condição normal.

A perda de linhas é uma das maiores preocupações do projeto de ancoragem. Zhang *et al.* (2022) estudaram o efeito dessa falha em FOWTs, usando o modelo semissubmersível OC4-DeepCwind de 5 MW da NREL. A influência na movimentação da UF, esforços nas linhas remanescentes e geração de energia foram observadas. A linha contra o vento (*upwind*) foi removida, pois é a que apresenta maior tração e o gerador continuou funcionando

mesmo após a falha; vento e onda foram considerados alinhados. As simulações consistiram de quatro cenários com diferentes velocidade de vento, altura significativa de onda, período de pico da onda e intensidade de turbulência do vento. O maior impacto da perda da linha é no *surge*; o máximo deslocamento horizontal foi de cerca de 12 *m* nas condições sem avaria, para mais de 806 *m* na condição avariada. O nível médio de tração nas linhas remanescentes se reduz, mas tem-se picos no transiente após a remoção da linha da ordem de até duas vezes o pico observado na condição normal. Além disso, o pior cenário não corresponde à maior intensidade de vento e nem à maior altura de onda, mas sim a uma velocidade de vento próxima à nominal da turbina, em que se tem maior empuxo atuando no rotor.

Para uma plataforma restrita como o tipo TLP, a perda de um tendão pode ser mais sentida pelos restantes. Ren, Venugopal e Shi (2022) adaptaram a mesma plataforma DeepCwind para uma TLP com dois tendões por flutuador e para uma profundidade de 60 *m*, reproduzida na Figura 16. Foram simulados 12 cenários com diferentes combinações de vento e onda, incluindo desalinhamento e casos normais ou avariados. Estes, foram divididos, ainda, em dois cenários: com o rotor sempre parado; e com o rotor funcionando normalmente e desligado após a falha. A perda de um tendão afetou as frequências naturais fora do plano horizontal e dobrou a tração dos tendões adjacentes, porém ainda dentro dos requisitos da DNV, para esse projeto. As rotações de *roll* e *pitch* também tiveram um pequeno acréscimo, mas não ultrapassaram um grau; e o desalinhamento teve pouco impacto na resposta. Contudo, os autores salientam que para estruturas restritas em profundidades intermediárias a onda domina a resposta da estrutura e, portanto, as conclusões podem ser diferentes em águas profundas – que é quando esse tipo de plataforma costuma ser aplicada na indústria oceânica, vide Tabela 3.

A caracterização da redundância de um sistema de ancoragem pode não ser uma tarefa imediata. A DNV (2021a), por exemplo, define um sistema de ancoragem como redundante apenas se este atender aos critérios do estado limite acidental (ELA), submetido a carregamentos ambientais com período de retorno de um ano, após a perda de uma linha – a ser discutido em maiores detalhes na Seção 4.2.

Piscopo e Scamardella (2021) tomaram o modelo de referência semissubmersível OC4-DeepCwind, com a turbina de 5 *MW* da NREL, a uma profundidade de 200 *m* para comparar a resposta de sistemas redundantes e não-redundantes. Alinhado com apontamentos da literatura de que arranjos com três ou seis linhas para essa plataforma

Figura 16 – Conceito de TLP com dois tendões por flutuador



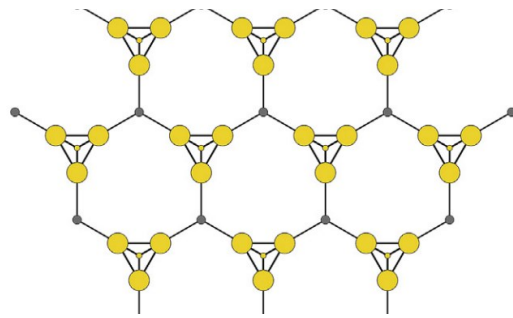
Fonte: (REN; VENUGOPAL; SHI, 2022).

em profundidades de até 300 m podem não assegurar o limite de *offset* (BENASSAI *et al.*, 2014), os autores avaliaram a resposta de um sistema 3×3 para essa FOWT. A nova ancoragem foi obtida por um processo de otimização desenvolvido pelos autores para minimizar o peso de ancoragem, observando requisitos dos estados limite último, acidental e de fadiga. O sistema proposto foi simulado em quatro cenários, compreendendo combinações de turbina ligada ou desligada e com ou sem a perda de uma linha, e atendeu aos requisitos da DNV (2021a). Uma análise preliminar de custos indicou que o gasto com linhas é análogo para o caso com três linhas; as âncoras se tornam menos dispendiosas, porém, a instalação encarece e o custo do projeto fica muito próximo (cerca de 0.7% menor) do sistema 3×1 , porém, agora conferindo redundância e maior segurança à estrutura.

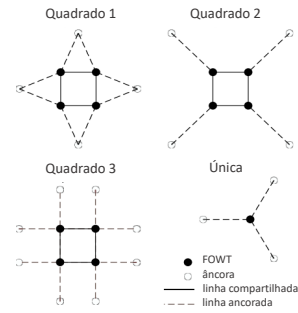
Uma alternativa para reduzir o custo da ancoragem de parques eólicos é compartilhar linhas e/ou âncoras. A Figura 17 apresenta alguns conceitos da literatura sobre o tema. A modelagem e avaliação de âncoras compartilhadas introduz menos desafios ao projetista se comparado ao caso de compartilhamento de linhas de ancoragem. Os critérios de verificação para as linhas e âncoras permanecem inalterados, sendo a possibilidade de falha em cascata adicionada à verificação global do parque eólico.

Hallowell *et al.* (2018) usaram o método de Monte-Carlo para quantificar a confiabilidade de um parque com 100 FOWTs do modelo semissubmersível OC4-DeepCwind de 5 MW usando âncoras compartilhadas. O arranjo segue o padrão apresentado na Figura 17a, em que uma âncora pode ser compartilhada por até três FOWTs. As simulações foram realizadas com o FAST e consideraram condições ambientais com período de retorno de

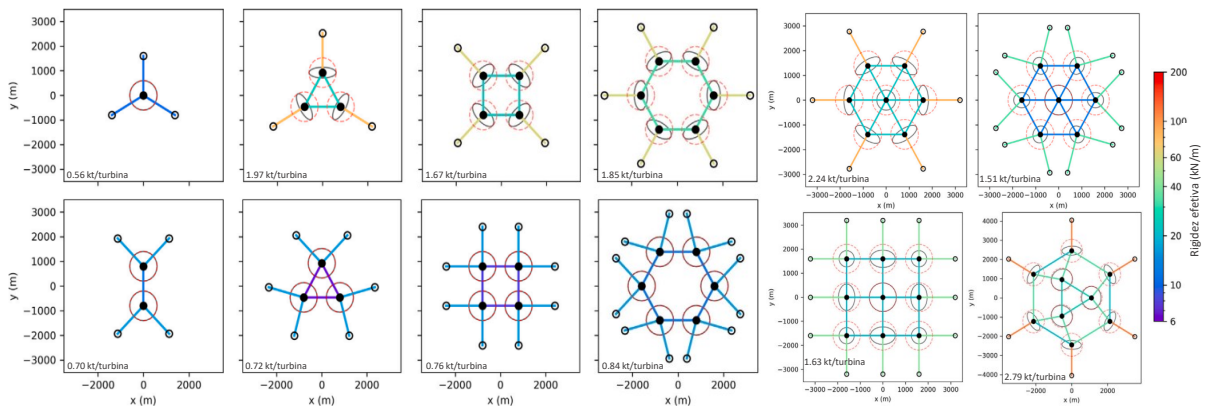
Figura 17 – Exemplos de ancoragem compartilhada



(a) Parque com âncoras compartilhadas (HALLOWELL *et al.*, 2018)



(b) Configurações compartilhando linhas e/ou âncoras (CONNOLLY; HALL, 2019)



(c) Arranjos de parques com linhas compartilhadas e indicação de peso de linhas por turbina. Adaptado de (WILSON *et al.*, 2021)

Fonte: Vide descrições.

500 anos – que pode ser demasiado conservador para uma estrutura com vida útil prevista para 20 anos – para o Golfo do Maine (Estados Unidos da América), a uma profundidade de 200 m. Os resultados apontam para uma queda de até 45% da confiabilidade do parque e ressaltam a possibilidade de falha em cascata; que deve ser considerada no projeto.

O compartilhamento de linhas, por outro lado, introduz não só desafios de modelagem e simulação, mas também aumenta a complexidade do projeto da ancoragem. Connolly e Hall (2019) tomaram a mesma FOWT semissubmersível (OC4-DeepCwind) para compor um parque piloto quadrado (Figura 17b), escalaram para profundidades maiores (400, 600 e 800 m) e compararam com a solução sem compartilhamento. Os resultados mostraram que os quadrados 2 e 3 da Figura 17b apresentam economias para profundidades a partir de 400 m e o Quadrado 1, a partir de 600 m. O Quadrado 3, com linhas ancoradas perpendiculares entre si, foi a solução mais econômica. Essa economia pode aumentar

dependendo das condições locais, outros materiais e distâncias entre turbinas menores (foi usado, conservadoramente, dez vezes o diâmetro do rotor).

Wilson *et al.* (2021) também propuseram uma metodologia para otimizar e avaliar linhas compartilhadas. No trabalho foi usada uma turbina de referência maior e mais potente, de 10 MW da DTU (BAK *et al.*, 2012) e uma profundidade de 600 m. Simplificadamente, no processo de otimização é avaliada a rigidez efetiva (no plano horizontal) para restringir a excursão de cada plataforma do parque e dimensionada a catenária mais leve possível composta por correntes de aço que assegure o critério; avaliando múltiplas direções de vento. Foram estudadas diversas configurações para o parque, algumas reproduzidas na Figura 17c, e com diferentes “níveis de compartilhamento” – definido como o menor número de linhas entre uma plataforma central e a âncora mais próxima. Para os arranjos poligonais regulares, foi observado que a utilização de duas linhas ancoradas perpendiculares nas plataformas dos “vértices” maximiza a eficiência do arranjo, em termos de rigidez no plano e uniformização do passeio das plataformas; já para os arranjos irregulares, o sistema mais eficiente se torna mais complexo e demanda mais das linhas compartilhadas.

4 Verificação de sistemas de ancoragem de FOWTs

Neste trabalho, as normas publicadas pela DNV serão usadas como base para as verificações da ancoragem. Esses documentos, assim como os das principais classificadoras, são influenciados na série de documentos IEC 61400 publicados pelo *International Electrotechnical Commission* (“Comitê Internacional de Eletrotécnica”), fazendo modificações e adições conforme a necessidade. Neste capítulo serão descritas, sucintamente, as principais etapas para verificação de sistemas de ancoragem de plataformas eólicas flutuantes para carregamentos extremos (fadiga não está no escopo deste trabalho), descritas na [DNV \(2021a\)](#) – e documentos auxiliares.

4.1 Segurança estrutural e método de projeto

A DNV especifica duas classes de consequência, de acordo com a gravidade e extensão de um evento de falha da estrutura:

- Classe de consequência 1: improvável que a ocorrência de uma falha da estrutura resulte em eventos de consequências inaceitáveis, como perda de vida humana, catástrofe ambiental e colisão com estruturas adjacentes;
- Classe de consequência 2: a falha da estrutura pode causar, ao menos, um evento inaceitável.

A classe de consequência se reflete no nível de segurança do projeto estrutural, na probabilidade anual de falha (10^{-4} para classe 1 e 10^{-5} para classe 2) e, conseqüentemente, nos fatores de segurança usados para os dimensionamentos e verificações. Como turbinas eólicas não são tripuladas, a [DNV \(2021a\)](#) recomenda que se utilize a classe de consequência 1, contanto que se assegure a redundância do sistema de ancoragem.

A definição de redundância de um sistema de ancoragem de uma turbina eólica nem sempre é evidente e imediata. Por exemplo, um sistema de três linhas pode ter um grande *offset* após a perda de uma das linhas, mas ainda ser considerado redundante. Resumidamente, a [DNV \(2021a\)](#) define um sistema de ancoragem como redundante se a perda de uma linha não ocasionar colisão com estruturas adjacentes ou sua deriva livre quando sob condições ambientais com período de retorno de um ano e fatores de carga e resistência do ELA.

Esses fatores modificam os valores característicos de carregamentos e resistências usados na verificação do atendimento a um certo nível de segurança (VAUGHAN; FERREIRA, 2016). Essa é uma abordagem clássica, denominada método do fator de segurança parcial, para projetar e avaliar estruturas e sistemas complexos, tais como concreto reforçado (CHOO, 2003), aço (KALA, 2007) e pontes (BHATTACHARYA, 2022), por exemplo. A DNV (2021a) é baseada, essencialmente, no método do fator de segurança parcial, porém outros métodos podem ser usados como alternativa ou complemento em diferentes etapas do projeto – como o método assistido por testes e o baseado em probabilidade.

O método assistido por testes se baseia em formulações analíticas, validações e aprimoramentos a partir da observação de resultados de modelos físicos ou de estruturas reais. Evidentemente, a construção de modelos em escala real para uma turbina eólica é muito onerosa, mas podem ser realizados ensaios com modelos em escalas reduzidas nas etapas iniciais do projeto para validação de modelos analíticos e/ou simuladores. Já no método probabilístico, carregamentos e resistências são representados por distribuições de probabilidades e o projeto é desenvolvido a fim de atender um limite de probabilidade de falha ou para que certo evento não ocorra dentro de um período de tempo especificado. A DNV (2021b) destaca a importância deste método para três cenários:

- i. calibração de outros métodos, por exemplo, para definir os fatores usados no método do fator de segurança parcial;
- ii. problemas especiais não previstos em normas;
- iii. projetos novos com pouca ou nenhuma experiência da indústria.

4.2 Estados limite para carregamentos extremos

Os estados limite de interesse para verificação de carregamentos extremos são o estado limite último e acidental, ELU e ELA, respectivamente. O ELU (também conhecido pela sigla “ULS”, do inglês “ultimate limit state”) reflete a capacidade do sistema de ancoragem resistir a carregamentos extremos ao longo da vida útil da estrutura. Para FOWTs, com vida útil de 20 anos, a DNV recomenda a utilização de condições ambientais com período de retorno de 50 anos.

Já o ELA (também conhecido pela sigla “ALS”, do inglês “accidental limit state”), diz respeito a condições avariadas ou na presença de eventos ambientais anormais (com

probabilidade de excedência anual de 2×10^{-3} , como carregamentos com período de retorno de 500 anos). Para a ancoragem, verifica-se principalmente a condição avariada, em que se considera a perda de uma linha ou tendão com carregamentos de período de retorno reduzido para um ano; enquanto que os eventos ambientais anormais são referenciados na (DNV, 2021a) em caráter de averiguação de robustez, que pode ser particularmente importante para novas propostas de ancoragem.

Para ambos estados limites o algoritmo de verificação é o mesmo, a diferenciação se dá no período de retorno e na perda de linha para o ELA. O critério de projeto a ser satisfeito nesses estados limite é:

$$S_C > T_d, \quad (1)$$

sendo S_C a capacidade característica (ou resistência à ruptura) da linha e T_d a tração de projeto.

Tipicamente, um cabo de aço ou de polímero é fornecido em tramos de até algumas centenas de metros; e correntes de aço já são essencialmente elos conectados. A resistência de cabos longos tende a ser menor pois são compostos por trechos menores conectados. A DNV define S_C a partir de estatísticas de ensaios do material utilizado e, na ausência dessas informações, utilizar 95% do mínimo de resistência à ruptura (fornecido em catálogos). Assim, tem-se:

$$S_C = \begin{cases} \mu_S (1 - \delta_S (3 - 6 \delta_S)), & \text{se possível;} \\ 0.95 S_{mbs}, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (2)$$

Na Equação 2, μ_S e δ_S são o valor médio e o coeficiente de variação (desvio padrão dividido pela média) da resistência à ruptura do componente, respectivamente, sendo $\delta_S < 0.10$. Esses valores podem ser encontrados para materiais amplamente usados como o aço, mas também podem obtidos por meio de ensaios próprios. Neste caso, para lidar com incertezas de medições em ensaios, substitui-se S_C por S_C^* , tal que:

$$S_C^* = S_C \left(1 - 2 \frac{\delta_S}{n} \right), \quad (3)$$

em que $n \geq 5$ é o número de ensaios realizados.

Por sua vez, a tração de projeto (T_d) é uma soma ponderada de duas contribuições, a média ($T_{c,mean}$) e a dinâmica ($T_{c,dyn}$), conforme Equação 4.

$$T_d = \gamma_{mean} T_{c,mean} + \gamma_{dyn} T_{c,dyn}, \quad (4)$$

sendo γ_{mean} e γ_{dyn} os fatores de carga para as trações média e dinâmica, respectivamente; selecionados de acordo com a classe de consequência, conforme a Tabela 8. O termo “média” é usado no lugar de “pré-tração”, como ocorre na DNV (2020), para se adequar aos fenômenos incluídos na análise das linhas de FOWTs; além da pré-tração em si, efeitos médios de vento, correnteza e uma eventual deriva também influenciam nesse valor. Dessa forma, os fatores de carga da DNV (2021a), reproduzidos na Tabela 8, são um pouco diferentes dos presentes na norma de sistema de ancoragem DNV (2020).

Tabela 8 – Fatores de carga para o ELU e ELA

Estado limite	Fator de carga	Classe de consequência	
		1	2
ELU	γ_{mean}	1.3	1.5
	γ_{dyn}	1.75	2.2
ELA	γ_{mean}	1.00	1.00
	γ_{dyn}	1.10	1.25

Fonte: (DNV, 2021a).

O cálculo da tração média pode ser feito tomando-se a média de uma série temporal de tração. Já a tração dinâmica, $T_{c,dyn}$, demanda um esforço maior para contabilizar fenômenos oscilatórios dos carregamentos a que uma FOWT é sujeita. A DNV (2021a) recomenda a utilização do máximo mais provável (MPM, do inglês *most probable maximum*) da distribuição de máximos globais como tração dinâmica. Esse valor é estimado assumindo-se que os máximos globais (valor máximo instantâneo entre dois pontos sucessivos de cruzamento com a média) são variáveis estocásticas independentes e podem ser modelados por uma distribuição de Weibull. Por sua vez, assume-se que a distribuição desses valores respeite uma distribuição de Gumbel. Por fim, o máximo mais provável para esse tipo de distribuição é dado por:

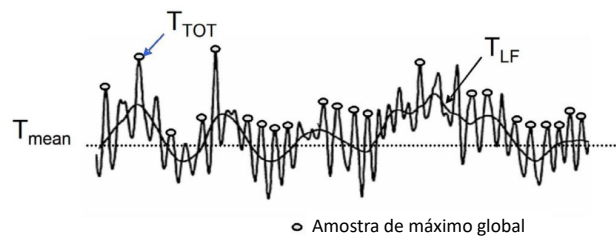
$$MPM = \mu - 0.45 \sigma, \quad (5)$$

sendo μ e σ a média e o desvio padrão dos picos, respectivamente.

A Figura 18 apresenta um exemplo de amostragem de máximos globais para uma série temporal de tração. No entanto, o intervalo de tempo de simulação necessário para se obter estatísticas com um bom nível de confiança a partir de uma única simulação é

muito grande e, em geral, inviável, visto que diversos cenários devem ser avaliados para certificação da estrutura.

Figura 18 – Amostragem de máximos globais em uma série temporal de tração



Fonte: Adaptado de (DNV, 2020).

Alternativamente, a DNV recomenda realizar entre 10 e 20 simulações de três horas cada, utilizando sementes diferentes para gerar o trem de onda em cada simulação, coletar o máximo de cada como um máximo global e estabelecer uma distribuição (de Gumbel) para esses valores e, então, calcular o *MPM* para essa distribuição. O Algoritmo 1 resume o processo de cálculo da tração dinâmica (máxima mais provável).

Algoritmo 1 Algoritmo para avaliação da tração dinâmica de linhas de ancoragem a partir de simulações no domínio do tempo

Require: $N \geq 10$	▷ número de simulações
Require: $T \geq 3h$	▷ tempo para cada simulação
1: $extremos \leftarrow \{ \}$	
2: for $n = 1$ to N do	
3: $simular$ n -ésimo caso por T horas	
4: $extremos \cup max(simulacao)$	▷ distribuição de Weibull
5: $\mu \leftarrow mean(extremos)$	
6: $\sigma \leftarrow std(extremos)$	
7: $MPM \leftarrow \mu - 0.45\sigma$	▷ distribuição de Gumbel

4.3 Condições ambientais

Os “cenários de carregamento de projeto” (também referidos pela sigla “DLCs”, do inglês “*design load cases*”) definem os cenários de interesse para verificação da estrutura. São apresentadas, essencialmente, em termos de:

- i. vento, com um determinado perfil vertical de velocidade, turbulência, direção etc.;
- ii. estado de mar, com ondas irregulares de certos H_s , T_p e direção;
- iii. direcionalidade de vento e onda, que podem ser alinhados ou não e, ainda serem avaliados para múltiplas direções em um mesmo DLC;
- iv. correnteza, com um certo perfil vertical de velocidade e direção;
- v. nível d'água do mar.

Outros parâmetros podem ser usados em casos especiais, como a deriva de gelo e terremotos, por exemplo.

A seguir, são descritos os parâmetros apresentados na [DNV \(2016\)](#).

4.3.1 Vento

As condições de vento são descritas em função da velocidade (distribuição de velocidade e perfil vertical), direção, rajadas e turbulência. O vento pode ser categorizado em “normal” e “extremo”. Condições normais ocorrem frequentemente durante a vida útil da turbina, enquanto que as extremas são definidas por períodos de retorno de um ou 50 anos, a depender do estado limite e cenário avaliado.

Assume-se que a velocidade média durante um intervalo de dez minutos, U_{10} , obedece a uma distribuição de Rayleigh na altura do *hub*, $P_R(V_{hub})$:

$$P_R(V_{hub}) = 1 - e^{-\pi\left(\frac{V_{hub}}{2V_{ave}}\right)^2}, \quad (6)$$

sendo V_{hub} a velocidade do vento na altura do *hub*; $V_{ave} = 0.2V_{ref}$ para as classes de turbina padrão, ou conforme especificado pelo fabricante.

O modelo de perfil de vento normal (NWP), descreve uma variação da velocidade média do vento, $V(z)$, com a altura, z :

$$V(z) = V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha, \quad (7)$$

em que $\alpha = 0.2$ e z_{hub} representa a altura do *hub*.

Já o modelo de velocidade de vento extrema (EWM), que pode ser constante ou turbulento, depende do período de retorno, T_r , considerado. Para a condição constante com $T = 50$ anos, recomenda-se:

$$V_{e50}(z) = 1.4 V_{ref} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0.11}, \quad (8)$$

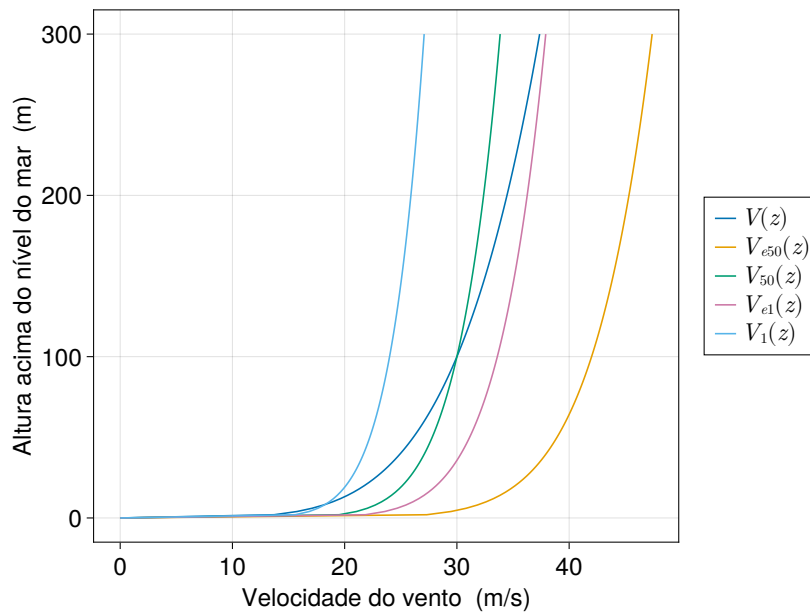
já para a condição turbulenta, de mesmo período de retorno, tem-se:

$$V_{50}(z) = V_{ref} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0.11}. \quad (9)$$

Para $T = 1$, recomenda-se usar 80% da velocidade correspondente a $T = 50$. Assim, $V_{e1}(z) = 0.8 V_{e50}(z)$ e $V_1(z) = 0.8 V_{50}(z)$ descrevem as velocidades para as condições constante e turbulenta, respectivamente.

A Figura 19 compara os perfis de vento apresentados nas Equações 7-9 considerando $z_{hub} = 100 \text{ m}$ e $V_{ref} = V_{hub} = 30 \text{ m/s}$.

Figura 19 – Comparação de perfis de vento



A intensidade da turbulência, I , é definida como a razão entre o desvio padrão e a média da velocidade do vento em um intervalo de dez minutos:

$$I = \frac{\sigma_U}{U_{10}}. \quad (10)$$

Os modelos de turbulência visam descrever mudanças na velocidade média do vento. O parâmetro usado na caracterização dos modelos de turbulência normal e extrema (NTM e ETM, respectivamente) é o desvio padrão da turbulência. O valor característico do desvio padrão da turbulência, σ_1 , é dado por:

$$\sigma_1 = \begin{cases} \frac{8V_{hub}}{\ln(z_{hub}/z_0)} + I_{ref} t_a - 0.0025\left(\frac{s}{m} V_{hub}^2 - t_b V_{hub}\right), & \text{se NTM;} \\ 1.4 b I_{ref} \left[\frac{3V_{hub} + 38 m/s}{4} - \frac{V_{hub} - V_{ave}}{18} \right], & \text{se ETM,} \end{cases} \quad (11)$$

em que I_{ref} é o valor esperado médio de intensidade de turbulência a uma velocidade de $15 m/s$; t_a e t_b , fatores de *offset* e forma da turbulência; e z_0 o parâmetro de rugosidade superficial, resolvido implicitamente com a Equação 12.

$$z_0 = \frac{A_c}{g} \left(\frac{\kappa V_{hub}}{\ln(z_{hub}/z_0)} \right)^2, \quad (12)$$

sendo g a intensidade do campo gravitacional, em m/s^2 ; $\kappa = 0.4$, a constante de von Karman; e A_c , a constante de Charnock, tabelada para as classes padrão ou fornecida pelo fabricante da turbina.

Para análises locais específicas, o desvio padrão da velocidade do vento pode ser representado por:

$$\sigma(V) = \bar{\sigma}(V) + \alpha \sigma_\sigma(V), \quad (13)$$

sendo $\bar{\sigma}(V)$ o desvio padrão da velocidade do vento no local; $\sigma_\sigma(V)$, o desvio padrão do desvio padrão da velocidade do vento; e α uma constante que depende do modelo de turbulência e da proximidade da costa do projeto. Para NTM, $\alpha = 4.5$, já para ETM $\alpha = 4.5$ para mar aberto, ou maior para áreas próximas da costa.

As condições de vento também podem ser referenciadas por rajadas de vento, mudanças de direção ou ambos.

A condição de rajada operacional extrema (EOG) define a velocidade do vento como:

$$V(z, t) = \begin{cases} V(z) - 0.37 V_{gust} \sin\left(\frac{3\pi t}{T}\right) \left(1 - \cos\left(\frac{2\pi t}{T}\right)\right), & \text{se } 0 \leq t \leq T; \\ V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^{0.2}, & \text{caso contrário;} \end{cases} \quad (14)$$

sendo $T = 10.5 s$ e a amplitude da rajada, V_{gust} , dada por:

$$V_{gust} = \min \left\{ 1.35 (V_{e1} - V_{hub}); 3.3 \left(\frac{\sigma_1}{1 + 0.1 \frac{D}{\Lambda_1}} \right) \right\}, \quad (15)$$

em que D é o diâmetro do rotor; σ_1 , igual ao caso NTM da Equação 11; e Λ_1 , o parâmetro de escala da turbulência, conforme Equação 16.

$$\Lambda_1 = \begin{cases} 0.7z, & \text{se } z < 60 \text{ m}; \\ 42 \text{ m}, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (16)$$

A condição de mudança de direção extrema (EDC) é definida pelo transiente da direção, $\theta(t)$:

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ, & \text{se } t < 0; \\ \pm 0.5 \theta_e (1 - \cos(\pi t/T)), & \text{se } 0 \leq t \leq T; \\ \theta_e, & \text{caso contrário;} \end{cases} \quad (17)$$

em que $T = 6 \text{ s}$ é a duração da mudança, após a qual se mantém constante no restante da simulação; e $\theta_e \in [180^\circ]$ é dado por:

$$\theta_e = \pm 4 \arctan \left(\frac{\sigma_1}{V_{hub} \left(1 + \frac{0.1D}{\Lambda_1} \right)} \right). \quad (18)$$

O sinal deve ser escolhido de maneira a se obter o pior carregamento. Além disso, no EDC o perfil de vento segue o perfil normal (NWP), apresentado na Equação 7.

Há, ainda, uma situação com rajada extrema coerente com mudança de direção (ECD). Nesse caso,

$$V(z, t) = \begin{cases} V(z), & \text{se } t < 0; \\ V(z) + 0.5 V_{cg} (1 - \cos(\pi t/T)), & \text{se } 0 \leq t \leq T; \\ V(z) + V_{cg} & \text{caso contrário;} \end{cases} \quad (19)$$

sendo $V(z)$ o NWP, apresentado na Equação 7; $V_{cg} = 15 \text{ m/s}$ representa a magnitude da rajada; e $T = 10 \text{ s}$ é a duração da variação de velocidade do vento. Essa mudança é acompanhada, simultaneamente, por uma alteração na direção do vento, θ , de 0° a θ_{cg} ; conforme descrito na Equação 20.

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ, & \text{se } t < 0; \\ \pm 0.5 \theta_{cg} (1 - \cos(\pi t/T)), & \text{se } 0 \leq t \leq T, \\ \pm \theta_{cg} & \text{caso contrário;} \end{cases} \quad (20)$$

em que θ_{cg} é dado por:

$$\theta_{cg}(V_{hub}) = \begin{cases} 180^\circ, & \text{se } V_{hub} < 4 \text{ m/s}; \\ \frac{720^\circ \text{ m/s}}{V_{hub}}, & \text{se } 4 \text{ m/s} < V_{hub} < V_{ref}. \end{cases} \quad (21)$$

4.3.2 Estado de mar

Os estados de mar são caracterizados por uma altura de onda significativa, H_s , um período de pico, T_p , e uma direção de onda.

Usualmente, se considera o espectro de JONSWAP para descrever ondas irregulares. Para esse espectro, densidade espectral da elevação de mar, $S(f)$, é dada por:

$$S(f) = \frac{\alpha g^2}{(2\pi)^4} f^{-5} e^{\left(-\frac{5}{4}\left(\frac{f}{f_p}\right)^{-4}\right)} \gamma^{e^r}, \quad (22)$$

em que $f = 1/T$ é a frequência de onda, em Hz; T é o período de onda, em s; f_p é a frequência espectral de pico, em Hz; T_p o período de pico, em s; α , é a constante de Phillips generalizada, apresentada na Equação 23; γ , o fator de amplificação do pico, conforme Equação 24; e o expoente r é dado pela Equação 25.

$$\alpha = 5 \left(\frac{H_s f_p^2}{g} \right)^2 (1 - 0.287 \ln(\gamma)) \pi^4. \quad (23)$$

O fator γ depende período de pico e do H_s :

$$\gamma = \begin{cases} 5.0, & \text{se } \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \leq 3.6; \\ e^{(5.75 - 1.15 \frac{T_p}{\sqrt{H_s}})}, & \text{se } 3.6 < \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \leq 5.0; \\ 1.0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (24)$$

$$r = -\frac{1}{2} \left(\frac{f - f_p}{\sigma_0 f_p} \right)^2, \quad (25)$$

sendo σ_0 um parâmetro de comprimento espectral dependente da frequência:

$$\sigma_0 = \begin{cases} 0.07, & \text{se } f \leq f_p; \\ 0.09, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (26)$$

Outra variável usada na descrição de um estado de mar é o período de cruzamento nulo T_z (também conhecido pelo termo em inglês “zero-upcrossing period”):

$$T_z = T_p \sqrt{\frac{5 + \gamma}{11 + \gamma}}. \quad (27)$$

A [DNV \(2016\)](#) descreve quatro situações: estado de mar normal, severo e extremo e altura de onda extrema. Referenciados pelas siglas em inglês NSS, SSS, ESS e EWH, respectivamente.

No estado de mar normal (NSS) a altura de onda esperada, $H_{s,NSS}$, é condicionada pelo vento médio concorrente U_{10} . O SSS associa uma condição de mar severo a ventos médios U_{10} na faixa operacional da turbina; a altura de onda, $H_{s,SSS}$, é extrapolada de medições locais para um período de retorno de 50 anos. Analogamente, no estado extremo (ESS) se usa um $H_{s,ESS}$ extrapolado estatisticamente, mas com períodos de retorno que podem ser de um ou 50 anos e com ventos não necessariamente na faixa operacional da turbina. Por fim, o EWH descreve uma altura de onda com um período especificado – conservadoramente, pode ser usado $H_{s,ESS}$ para águas profundas.

Para águas profundas, em todos os estados de mar, o período de onda deve estar no intervalo:

$$11.1 \sqrt{\frac{H_s}{g}} \leq T_p \leq 14.3 \sqrt{\frac{H_s}{g}}, \quad (28)$$

em que a referência para a altura de onda significativa, H_s , é selecionada de acordo com o estado de mar de interesse.

4.3.3 Direcionalidade de vento e onda

A direção do vento e da onda e o alinhamento entre ambos influencia no carregamento atuante na turbina. A [DNV \(2016\)](#) descreve duas condições quanto ao alinhamento entre as cargas ambientais:

- i. codirecional (COD): quando vento e onda incidem na estrutura pela mesma direção;
- ii. desalinhada (MIS): quando incidem de direções diferentes.

Quanto ao número de direções avaliadas por DLC, tem-se:

- i. unidirecional (UNI): quando basta simular uma direção para cada carregamento (que pode ser igual ou não);

- ii. multidirecional (MUL): quando múltiplas direções devem ser avaliadas para cada vento e onda (que podem ser iguais entre si para uma mesma simulação ou não);

4.3.4 Correnteza

A correnteza é composta, principalmente, por duas parcelas, uma gerada pela maré, U_{tide} , e outra pelo vento, U_{wind} , – outras componentes podem ser geradas por variações de pressão atmosférica, proximidade com a costa etc. Idealmente, o perfil de velocidade da correnteza deve ser determinado a partir de medições detalhadas ao longo da profundidade; contudo, isso é inviável para a maior parte das aplicações e, para esses casos, a DNV sugere que a variação de velocidade da correnteza seja modelada por:

$$U(z) = U_{tide0} \left(\frac{d+z}{d} \right)^{1/7} + U_{wind0} \left(\frac{d_0+z}{d_0} \right), \quad (29)$$

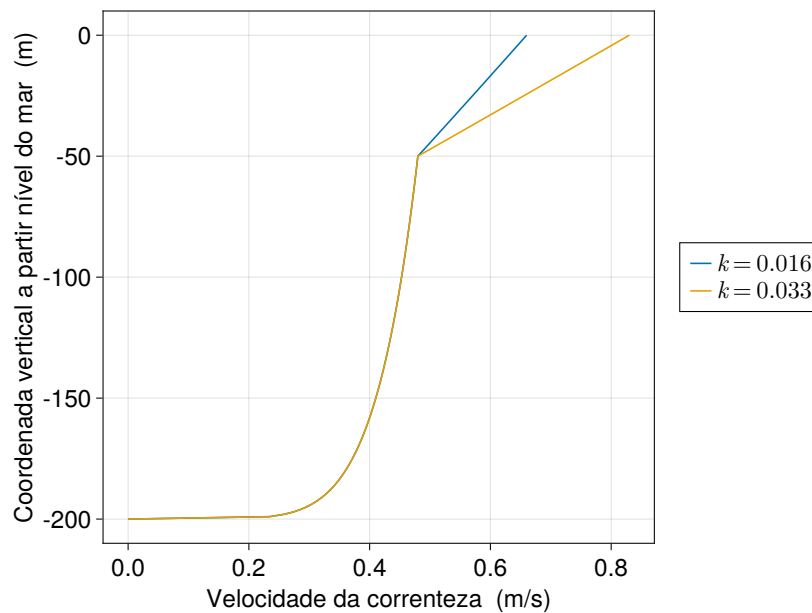
sendo z a coordenada vertical a partir do nível d'água parada, positivo para cima; U_{tide0} e U_{wind0} são as velocidades, no nível d'água parada, de correnteza gerada por maré e vento, respectivamente; d , a profundidade; e $d_0 = 50\text{ m}$, a profundidade de referência para correnteza gerada por vento. Na Equação 29, a componente da soma referente à contribuição da correnteza gerada por marés é válida para $z \leq 0$; e a gerada por ventos, para $-d_0 \leq z \leq 0$, sendo que, a menos que dados de campo indiquem o contrário, U_{wind0} pode ser estimado por:

$$U_{wind0} = k V_m(10\text{ m}), \quad (30)$$

sendo $k \in [0.016; 0.033]$ e $V_m(10\text{ m})$ é a velocidade de vento média de dez minutos a uma altura de dez metros. A Figura 20 compara perfis de velocidade de correnteza, conforme as Equações 29-30, para $k = 0.016$ e $k = 0.033$, considerando uma profundidade de 200 m , $V_m(10\text{ m}) = 10\text{ m/s}$ e $U_{tide0} = 0.5\text{ m/s}$.

A DNV indica dois modelos de correnteza: o normal e o extremo (NCM e ECM, respectivamente). O modelo normal combina componentes geradas por vento e maré, já o modelo extremo de correnteza acrescenta parcelas correspondentes a tempestades e está associado ao estado de mar extremo (ESS). A DNV (2016) enfatiza que, na impossibilidade de se estimar com acurácia e confiabilidade suficientes, as correntezas extremas podem ser assumidas co-direcionais com as ondas.

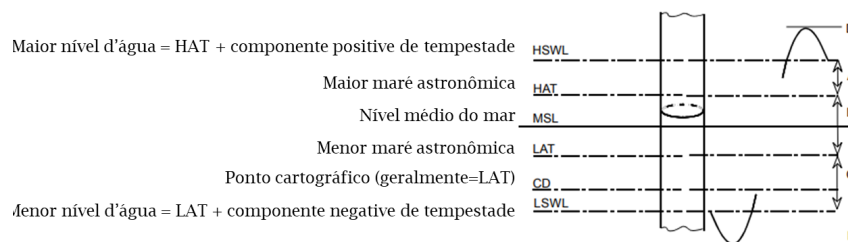
Figura 20 – Comparação de perfis de correnteza



4.3.5 Nível d'água

O nível d'água representa um nível médio do mar, influenciado por maré e tempestades induzidas por vento e pressão. A Figura 21 apresenta os níveis indicados pela DNV.

Figura 21 – Nível d'água



Fonte: Adaptado de (DNV, 2016).

A DNV (2016) menciona, principalmente, o nível médio do mar (MSL) e dois intervalos de nível d'água, normal e extremo (NWLRL e EWLR, respectivamente). O intervalo normal (NWLRL) representa a variação do nível d'água com um período de retorno de um ano e o extremo (EWLR), com $T_r = 50$ anos.

4.3.6 Outras condições ambientais

Existem outros parâmetros que ou são constantes ou com pouca variação entre os DLCs, ou considerados em poucos cenários.

Uma das condições já mencionada diz respeito à formação de gelo. Para áreas aplicáveis, o congelamento pode ser modelado a partir do índice de congelamento, K , que representa a temperatura média dos dias com temperatura abaixo de 0° e pode ser extrapolado com uma distribuição de Weibull. A DNV (2016) elenca outros parâmetros gerais, como a densidade do gelo (entre 912 e $925\text{kg}/\text{m}^3$) e espessura do gelo formado ao final de um evento de congelamento ($0.032\sqrt{0.9K - 50}$); e outros para o Mar Báltico, a serem medidos ou extrapolados para outros sítios com formação de gelo, tais como, a salinidade (entre 0.6 e 2.0%) e a velocidade de deriva do gelo (aproximadamente 2.5% da velocidade média do vento a 10 m de altura).

Outro fenômeno relevante é a incrustação marinha (também conhecido pelo termo em inglês *marine growth*) em estruturas submersas ou na zona de respingo (*splash zone*), devido a plantas, animais e bactérias que habitam o mar. Essa incrustação acrescenta massa nas estruturas e pode alterar coeficientes de arrasto e a corrosão; por isso, idealmente, deve ser avaliado para o local específico. A referência para a massa acrescentada especificada pela DNV é de $1325\text{ kg}/\text{m}^3$; e, como exemplo, para águas britânicas e norueguesas a espessura é adicionada conforme a Tabela 9, outras especificações de espessuras e profundidades podem ser adotadas de acordo com a região.

Tabela 9 – Referências de espessura de incrustação marinha para os mares do Norte e Norueguês

Profundidade abaixo do MWL (m)	Espessura da incrustação marinha (mm)	
	Mar do Norte	Mar Norueguês
-2 a 40	100	60
> 40	50	30

Fonte: (DNV, 2016).

Contudo, Spraul *et al.* (2017) indicam que o efeito da incrustação marinha na dinâmica das linhas é consideravelmente limitado; altera a frequência natural da linhas e aumenta um pouco o fator de amplificação dinâmica, porém, com um impacto muito menor do que a tração média das linhas. Além disso, a espessura de 100 mm especificada

na Tabela 9 é cerca de cinco vezes maior do que o medido nas linhas da FLOATGEN, de 20.4 mm e pode superestimar o efeito do fenômeno.

Outras condições que devem ser avaliadas para cada sítio específico são terremotos, corrosão e propriedades do solo, por exemplo.

4.4 Cenários de carregamento de projeto

A DNV define cenários de carregamento de projeto (referidos por “DLCs”, do inglês *design load cases*), baseados na IEC (2005), para a verificação de turbinas eólicas. A norma ST-0437 (DNV, 2016) é o principal documento para descrever esses cenários e a ST-0119 contém cenários adicionais relevantes para FOWTs – como verificações de robustez do ELA e de redundância, por exemplo. Os DLCs são agrupados em 12 situações de projeto:

- 1) Produção de energia;
- 2) Produção de energia + ocorrência de falha;
- 3) Partida da turbina;
- 4) Desligamento normal da turbina;
- 5) Parada de emergência;
- 6) Turbina estacionada (em marcha lenta ou parada);
- 7) Turbina estacionada + ocorrência de falha;
- 8) Transporte, instalação, manutenção e reparo;
- 9) Deriva de gelo (subdividido para turbina em produção de energia e estacionada);
- 10) Temperatura (subdividido para turbina em produção de energia e estacionada);
- 11) Terremoto (subdividido para turbina em produção de energia, com e sem perda da rede, e estacionada com perda da rede);
- 12) Influência do parque eólico.

Esses cenários são descritos em termos de condições ambientais, conforme apresentado na Seção 4.3, e operacionais (turbina produzindo energia, com rotor desligado, sob condições de falha etc.).

Para a seleção das condições ambientais, a DNV estabelece que, idealmente, se obtenha um contorno tridimensional (H_s, T_p, U_{10}) a partir da distribuição de probabilidade conjunta desses parâmetros, usando técnicas como o iFORM (sigla do inglês para “método de confiabilidade de primeira ordem inversa”), por exemplo. Entretanto, a obtenção desse

contorno pode ser muito complexa e a norma aponta que simplificações, contanto que a favor da segurança, podem ser realizadas. Por exemplo, assumir uma forte correlação entre vento e onda em condições extremas e fixar o período de retorno do vento U_{10} em 50 anos para obter um contorno bidimensional (H_s, T_p) .

Para o ELU da ancoragem, a [DNV \(2021a\)](#) destaca que, normalmente, os cenários com turbina estacionada (em marcha lenta ou parada) em condições de período de retorno de 50 anos, DLC 6.X (X indica o DLC da situação 6, em que a turbina está estacionada), e a condição operacional de maior empuxo em mar severo, DLC 1.6, costumam ser dimensionantes. A Tabela 10 resume esses DLCs; para maiores detalhes destes e dos demais cenários, o leitor pode recorrer aos documentos da DNV e da IEC ([DNV, 2016](#); [DNV, 2021a](#); [IEC, 2005](#)).

O DLC 1.6 se encarrega de estudar a resposta da estrutura sob ventos próximos à velocidade nominal, V_r , em condições de mar severo. Além da própria velocidade nominal, também devem ser simuladas variações de $\pm 2 m/s$ e a velocidade de *cut-out*, V_{out} , quando o rotor pararia de funcionar.

Já os DLC 6.X, espera-se que os ventos extrapolados estatisticamente (com $T_r = 1$ ou 50 anos) ou tabelados para a classe da turbina ultrapassem a faixa operacional do rotor, mas a estrutura esteja íntegra.

Para DLC 6.1 e 6.2, a [DNV \(2016\)](#) considera a velocidade de vento de referência de acordo com a classe da turbina, V_{ref} , e $T_r = 50$ anos para onda e correnteza; a diferenciação ocorre no desalinhamento de *yaw* (isto é, na diferença de direção de incidência do vento e do eixo do rotor) e na desconexão da rede elétrica para o segundo caso. No entanto, [DNV \(2021a\)](#) estabelece que isso é muito conservador para o projeto de ancoragem, pois a correlação de correnteza com vento e onda geralmente é baixa. A proposta da norma é simular combinações reduzindo o período de retorno da correnteza ou do vento e da onda para cinco anos. A Tabela 11 apresenta o período de retorno usado para esses carregamentos de acordo com as normas da DNV.

Além disso, para DLC 6.1, 6.2 e 6.3, o vento deve ser desalinhado da onda de até $\pm 30^\circ$ para vento turbulento; com um adicional de 7° para vento em regime permanente.

No DLC 6.3 e 6.5 se considera vento, onda e correnteza com período de retorno de um ano; já no DLC 6.4, não se inclui correnteza e vento e onda simulados devem ser obtidos a partir da distribuição de probabilidade conjunta. Neste DLC se investiga velocidades de vento abaixo de V_{in} , quando o rotor é acionado, e acima da faixa operacional, entre

Tabela 10 – Principais cenários de carregamento para sistemas de ancoragem de FOWTs

Situação de projeto	DLC	Vento	Onda	Direção	Correnteza	Nível d'água	Outras condições
Produção de energia	1.6	NTM	SSS	COD, UNI	NCM	NWLR	Desalinhamento do <i>yaw</i> de $\pm 8^\circ$ e 0°
Turbina estacionada	6.1	EWM	ESS	MIS, MUL	ECM	EWLR	Desalinhamento do <i>yaw</i> de $\pm 8^\circ$
	6.2	EWM	ESS	MIS, MUL	ECM	EWLR	Desconexão da rede elétrica e desalinhamento do <i>yaw</i> de $\pm 180^\circ$
	6.3	EWM	ESS	MIS, UNI	ECM	NWLR	Desalinhamento extremo do <i>yaw</i> de $\pm 20^\circ$
	6.4	NTM	NSS	COD, MUL	-	NWLR ou \geq MSL	Investigação de frequência natural durante marcha lenta (<i>idling</i>)
	6.5	EWM	ESS	MIS, MUL	ECM	NWRL	Formação de gelo na estrutura

Fonte: Adaptado de (DNV, 2016; DNV, 2021a).

Tabela 11 – Período de retorno para vento, onda e correnteza para verificação de ancoragem com ESS e período de retorno de referência de 50 anos

Norma	Vento	Onda	Correnteza
DNV-ST-0437	50	50	50
DNV-ST-0119	50	50	5
	5	5	50

V_{out} e $0.7 V_{ref}$. Ademais, o desalinhamento de *yaw* para DLC 6.4 e 6.5 é considerado em conjunto com a histerese; na impossibilidade, a DNV recomenda usar $\pm 8^\circ$.

5 O código MyMooring.jl

Para suprir a necessidade de uma ferramenta dedicada à verificação de ancoragem, o MyMooring.jl foi desenvolvido nesta pesquisa. O código fonte, documentação (em inglês) e exemplos podem ser encontrados no repositório público (<https://github.com/G-R-Martins/MyMooring.jl>). Uso e colaborações são permitidas e incentivadas, desde que observadas as condições da licença (Apache-2.0).

Conforme adiantado, o código se baseia nas normas da DNV, principalmente *DNV-ST-0119: Floating wind turbine structures* e *DNV-OS-E301: Position mooring*. A extensão “.jl” no nome se deve à convenção de nomenclatura de pacotes desenvolvidos com a linguagem Julia¹. A escolha da linguagem foi motivada pelo fato de ser de código aberto e, principalmente, pelo bom custo-benefício que ela proporciona: alto desempenho computacional (comparável a linguagens como C e Rust) e facilidade de desenvolvimento (comparável a linguagens como Python e MATLAB[®]).

Cabe ressaltar que MyMooring.jl é um pós-processador e não um simulador de sistemas de ancoragem, ou seja, necessita de resultados de simulações realizadas com um simulador de estruturas oceânicas – vide Seção 3.2.1. A Figura 22 ilustra como o MyMooring.jl se insere nas etapas de projeto e avaliação de ancoragem de FOWTs.

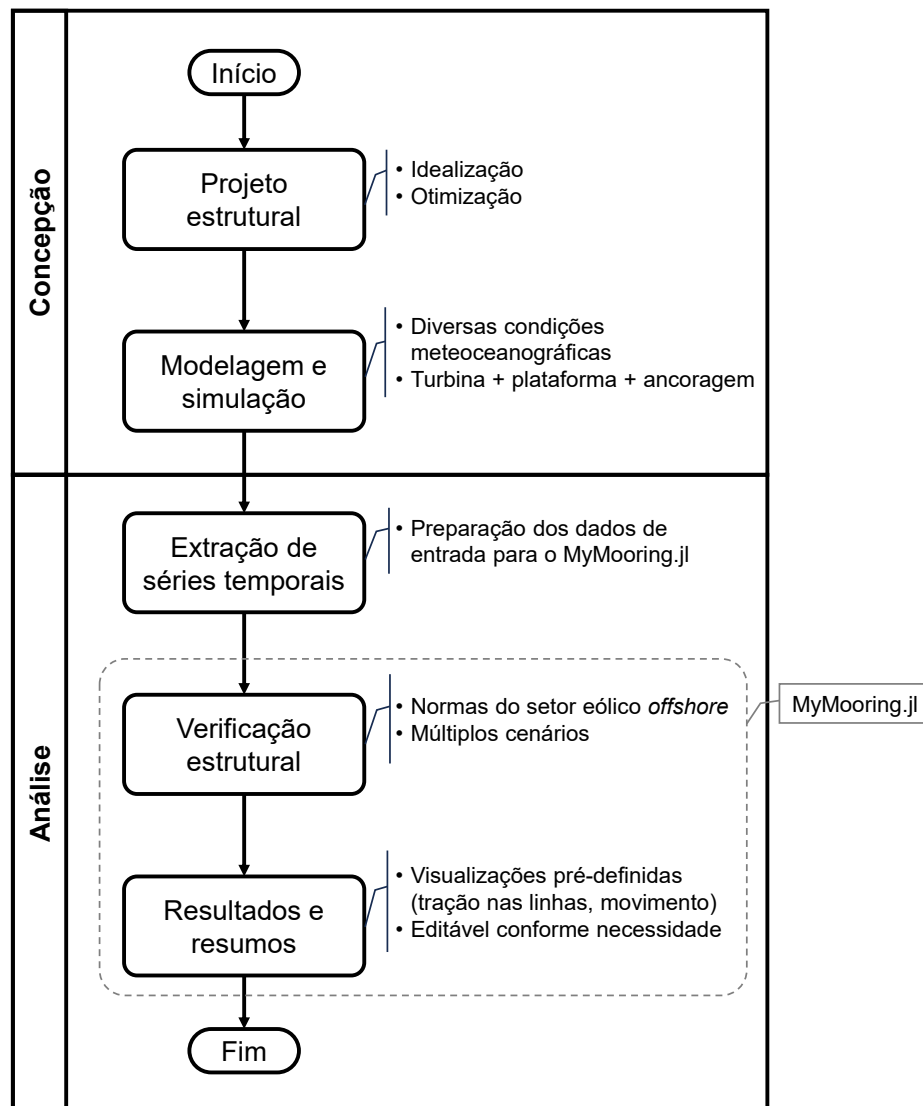
Na etapa de concepção são desenvolvidas as soluções de ancoragem, atendendo a certas restrições de projeto (por exemplo: local, materiais etc.). Modelagem e simulação (e/ou uso de modelos físicos) também podem ser compreendidas nesta macroetapa do projeto. As condições simuladas dependem do local e da aplicação (fornecer energia para o continente ou para uma operação *offshore* de O&G, como um FPSO em águas profundas).

Evidentemente, a fidelidade das condições meteoceanográficas usadas, dos modelos de carregamentos ambientais (idealmente, conforme sugerido nas normas, vide Seção 4.3) e do modelo numérico ou físico (o acoplamento entre sistema de ancoragem, plataforma e turbina, por exemplo) vai influenciar na acurácia dos resultados pós-processados com o MyMooring.jl. Por isso, uma das principais características do código é ser não intrusivo, ou seja, não depender do *solver* dinâmico.

Outro aspecto relevante para sua ampla utilização é ser capaz de ler e interpretar diferentes formatos de dados sem a necessidade de se conectar a bases de dados complexas

¹ Linguagem dinâmica, compilada e de código aberto. Mais informações em: (<https://julialang.org/>) Acesso em 15 ago. 2023.

Figura 22 – Fluxograma conceitual de projeto e avaliação de sistemas de ancoragem de FOWTs



e/ou pagas. Via de regra, todos os simuladores dinâmicos são capazes de exportar resultados em arquivos de texto, o mais usual é “.csv”, que é um arquivo de texto com dados estruturados de maneira tabular. Um formato para compartilhamento de grandes volumes de dados bastante difundido na academia é “.mat”, um formato binário MATLAB[®] interpretável não só pelo próprio MATLAB[®], mas também por diversas outras linguagens (como Octave, Python, Rust, C#, C++, Julia entre outras) por meio de bibliotecas específicas.

Atualmente o pós-processador é capaz de importar séries temporais em ambos formatos “.csv” e “.mat”. O programa carrega as colunas com dados de interesse e compila em um banco de dados no formato SQLite, que fica salvo no próprio computador e dispensa

o uso de servidores externos. Além das séries temporais de tração e movimento, outros dados também são salvos nessa base, como resumo de linhas e plataformas verificadas em cada estado limite, trações de projeto, estatísticas de movimentação da unidade flutuante e outros resultados.

MyMooring.jl tem implementadas verificações de ELU e ELA, conforme [DNV \(2021a\)](#), e algumas visualizações de resultados pré-definidas:

- i. séries temporais de tração e dos GLs;
- ii. mapas de calor da excursão no plano horizontal;
- iii. tabelas com estatísticas consolidadas por cenário de carregamento e individualizadas para cada simulação.

Cabe ressaltar que as figuras de séries temporais e mapas de calor são interativas, então é possível aproximar para ver detalhes de certos instantes, por exemplo. Além disso, por meio da interface do usuário, bastante simples e com o principal objetivo de justamente auxiliar na visualização dos resultados, o usuário também pode:

- i. exportar trechos das séries temporais nos formatos “.csv”, “.mat” ou SQLite;
- ii. salvar as figuras geradas nos formatos PDF, PNG ou SVG;
- iii. exportar tabelas de resultados em formatos “.csv”, “.mat”, Excel[®] ou SQLite.

A Figura 23 reproduz a interface do usuário do pós-processador, na aba inicial “Results”. No campo superior à direita são mostradas as tabelas de resumos, seja de resultados (quando selecionado na área “Results”) ou descritivas (quando selecionado na área “Description”), como as simulações realizadas, as linhas/elementos avaliadas etc. Já na região inferior, são apresentados resultados discriminados por DLC, seja de tração das linhas ou de movimentação da plataforma, conforme definido na área “Simulation statistics”. Além da visualização, é possível exportar cada uma das tabelas vistas, conforme formato definido na “Save format” e local apontado em “Output” mais à direita.

Na aba “Timeseries”, apresentada na Figura 24, é possível selecionar elementos e intervalo de dados de interesse para exportar recortes de séries temporais. Esses dados também podem ser salvos nos formatos “.csv”, “.mat”, Excel[®] ou SQLite.

Na seção “Dashboard”, fixada à esquerda, é possível selecionar o elemento (“A” e “B” se referem ao elemento do “início” e “fim” da linha, usualmente topo e base,

Figura 23 – Interface do MyMooring.jl

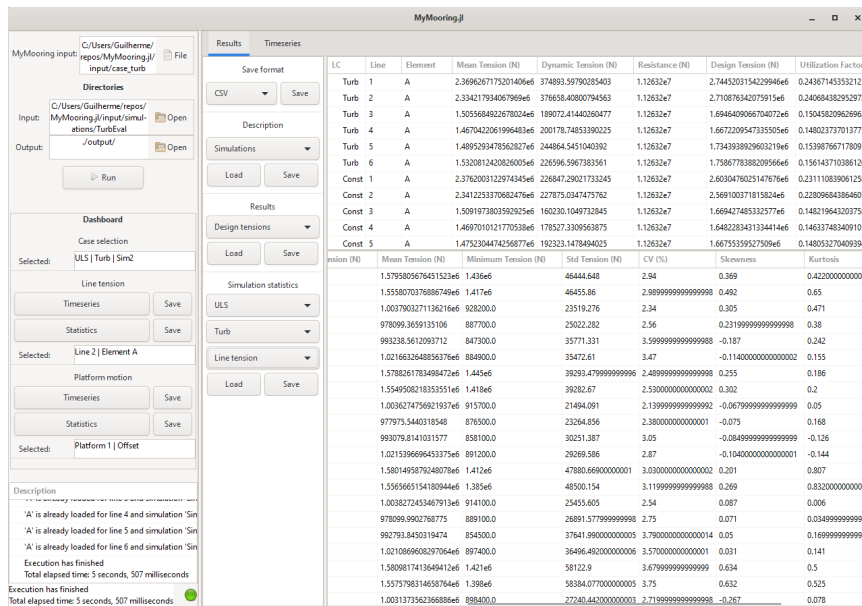
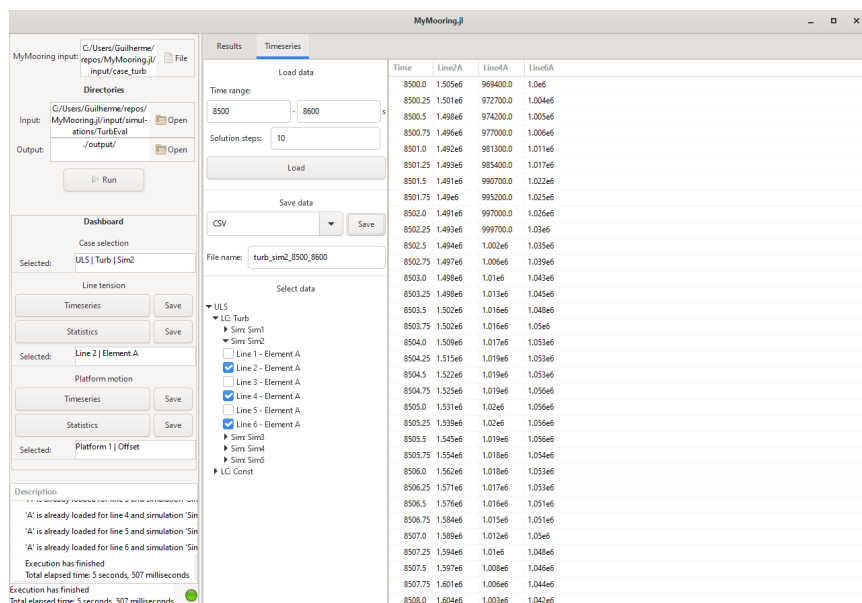


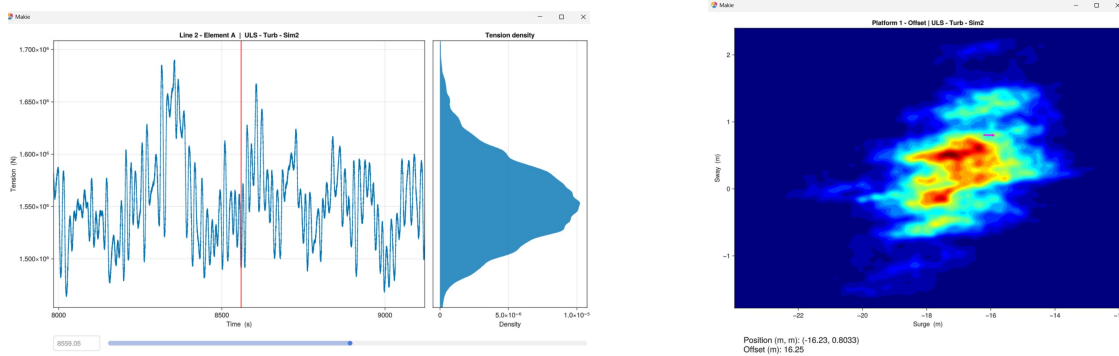
Figura 24 – Aba secundária do MyMooring.jl para exportação de recortes de série temporal



respectivamente) ou grau de liberdade (ou *offset*) que se deseja visualizar séries temporais ou estatísticas dos resultados. A Figura 25 apresenta exemplos de imagens.

O instante atual é identificado com uma linha vermelha e no campo do canto inferior esquerdo da série temporal de tração (que pode ser alterado manualmente pelo usuário). No título, é identificado sempre a linha (ou plataforma) e o elemento (ou grau de liberdade/variável), seguidos pelo estado limite, nome do DLC e da simulação. No caso de

Figura 25 – Exemplos de gráficos pré-definidos do MyMooring.jl



(a) Série temporal

(b) Mapa de calor do *offset*

mapas de calor da excursão no plano horizontal (*offset*) e que se tenha informações de aproamento, uma seta identifica a posição e o aproamento da plataforma.

Destaca-se que o programa pode ser executado apenas via terminal, sem a necessidade de se abrir a interface. A definição dos parâmetros de leitura das séries temporais, casos a serem avaliados, entre outras informações, são definidas em um arquivo “.json”. Esse formato de arquivo de texto foi escolhido devido à sua relativa intuitividade e vasta gama de ferramentas gratuitas que podem auxiliar na sua escrita, além de ser amplamente usado para enviar e receber informações em diversos programas.

A interface do usuário pode ser aberta primeiramente e o arquivo “.json” com as definições pode ser posteriormente selecionado com o auxílio de uma janela de busca no computador ao clicar no ícone “File”, no canto superior esquerdo da tela. Analogamente, os diretórios de busca dos arquivos com séries temporais (“Input”) e de saída (“Output”) para eventuais tabelas ou figuras exportadas, podem ser definidos nos ícones “Open” logo abaixo.

Por fim, o usuário também pode providenciar *scripts* adicionais em Julia ou Python, conforme apresentado na Figura 26, para serem executados em qualquer um (ou todos) dos seguintes momentos:

- i. no início da execução, antes de carregar as séries temporais: pode ser útil para organizar arquivos que serão lidos, mover, renomear etc.;
- ii. após a leitura das séries temporais, mas antes das análises: pode ser feito um tratamento nos dados antes de serem usados nas análises;
- iii. após a análise: útil para pós-processamentos específicos dos dados.

Figura 26 – Aba secundária do MyMooring.jl para exportação de recortes de série temporal

```
"Scripts": [  
  {  
    "name": "Julia 1",  
    "when": "beginning",  
    "type": "Julia Inline",  
    "definition": "println(\"Hello from Julia inline code!\")"  
  },  
  {  
    "name": "Python 1",  
    "when": "before analysis",  
    "type": "Python file",  
    "definition": "scripts/before_analysis.py"  
  },  
  {  
    "name": "Python 2",  
    "when": "after analysis",  
    "type": "Python inline",  
    "definition": "print('Python from terminal after analysis is complete!')"  
  },  
  {  
    "name": "Julia 2",  
    "when": "end",  
    "type": "Julia file",  
    "definition": "../scripts/TensionSummary.jl"  
  }  
]
```

A última abordagem foi utilizada para gerar os gráficos de resultados apresentados no Capítulo 6, pois a maior parte das análises realizadas são comparativas e específicas deste estudo de caso. Os gráficos já implementados como padrão têm como objetivo apenas possibilitar que o usuário explore as séries temporais e visualize estatísticas gerais, por isso essa liberdade de fornecer *scripts* e personalizar os gráficos obtidos é tão relevante.

6 Estudo de caso

O estudo de caso irá explorar um modelo de referência de turbina de 15 *MW* com ancoragem adaptada para um local na costa brasileira de 1000 *m* de profundidade. O principal objetivo do estudo é explorar a ferramenta desenvolvida e critérios de normas do setor eólico *offshore*, sem a pretensão de atingir o nível de detalhamento necessário para a certificação de um sistema de ancoragem; portanto, serão pontuadas simplificações feitas, sobretudo com a intenção de reduzir o tempo de simulação, na abordagem proposta nas normas.

Na Seção 6.1 serão descritos o sistema de ancoragem, o modelo de FOWT simulado e o local escolhido. A Seção 5 apresenta a ferramenta desenvolvida. Por fim, são realizadas verificações da FOWT com o programa desenvolvido para os estados limite último e acidental nas Seções 6.2 e 6.3, respectivamente.

6.1 Definição da estrutura e do local de estudo

A plataforma usada, reproduzida na Figura 27, será o modelo de referência VoltornUS-S (ALLEN *et al.*, 2020), que foi desenvolvido para a turbina de 15 *MW* da IEA (GAERTNER *et al.*, 2020). A escolha se deve à potência alta em comparação com as turbinas atuais e disponibilidade de modelos em simuladores dinâmicos, inclusive para o OpenFAST, que foi usado nas simulações desse estudo. A Tabela 12 descreve as principais características da turbina e da plataforma usadas no estudo, para maiores detalhes o leitor pode consultar (ALLEN *et al.*, 2020; GAERTNER *et al.*, 2020).

O sistema de ancoragem original do modelo de referência, desenvolvido para uma profundidade de 200 *m*, foi modificado para se adequar a um local na Bacia de Santos distante de aproximadamente 180 *km* da costa paulista e com 1000 *m* de profundidade. Essa região foi escolhida não só pelo seu potencial eólico, mas também por ser aderente à aplicação de FOWTs para descarbonização da produção de O&G, vide (PETROBRAS, 2023).

A nova ancoragem foi obtida com uma versão adaptada do otimizador desenvolvido por Mas-Soler *et al.* (2022). Esse otimizador usa um algoritmo genético para, originalmente, minimizar a aceleração horizontal da nacelle e reduzir custos de ancoragem e casco. Para

Tabela 12 – Especificações complementares da FOWT de referência usada no estudo de caso

Estrutura	Parâmetro	Valor
Turbina	Classe da turbina	IEC-1B
	Diâmetro do <i>hub</i>	7.94 m
	Potência nominal	15 MW
	Velocidade nominal do vento	10.59 m/s
	Velocidade de <i>cut-in</i>	3.0 m/s
	Velocidade de <i>cut-out</i>	25.0 m/s
Plataforma	Volume de água deslocado	20206 m ³
	Massa total	17854 t
	Distância vertical do MSL ao centro de flutuação	-13.63 m
	Inércia à rotação de <i>roll</i>	1.251e7 t.m ²
	Inércia à rotação de <i>pitch</i>	1.251e7 t.m ²
	Inércia à rotação de <i>yaw</i>	2.367e7 t.m ²

Fonte: (GAERTNER *et al.*, 2020; ALLEN *et al.*, 2020).

trechos por linha (corrente-poliéster-corrente); relação entre tração estática máxima e MBS igual a 2.75, que considera uma amplificação dinâmica de 1.5 e fatores de carga da classe de consequência 2; e *offset* máximo de 10% da lâmina d'água.

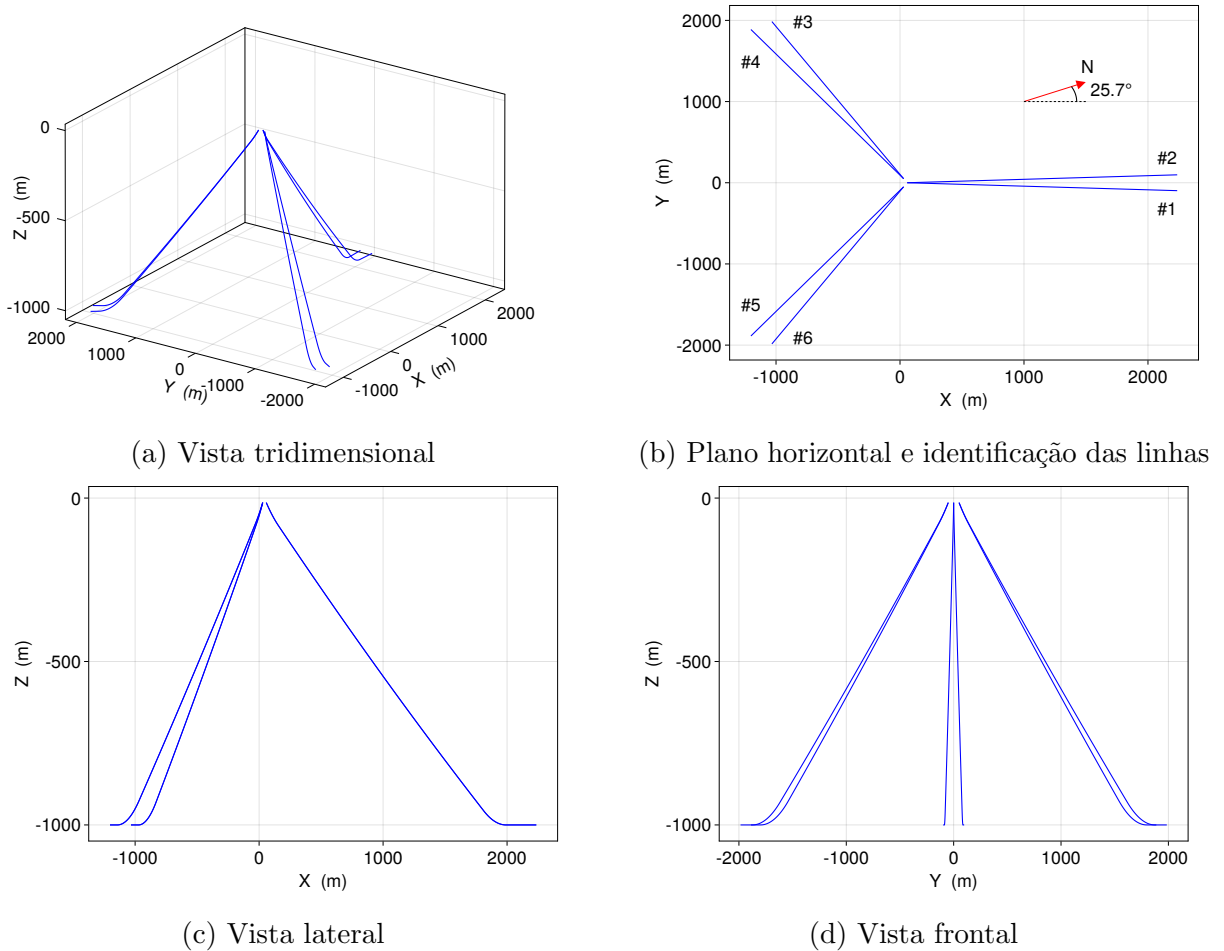
Para o processo de otimização, assim como para a extrapolação das condições ambientais usadas no estudo, foram consideradas 35065 condições ambientais com duração de três horas cada (abrangendo mais de doze anos, com início em 01/01/2007), extraídas da base pública ERA5 (HERSBACH *et al.*, 2023). A abordagem usada para a extrapolação dos extremos é descrita no Apêndice A e os valores extrapolados para períodos de retorno de até 50 anos são apresentados no Apêndice B.

Destaca-se que não foi possível extrapolar condições para as direções 315.0° e 337.5° devido à escassez de dados para essa faixa, portanto, as análises se restringirão ao intervalo de N (0.0°) a NNW (292.5°). Além disso, os dados da ERA5 não contemplam informações completas da correnteza no local, mas isso não compromete o estudo de caso porque a ancoragem foi projetada para essas mesmas condições.

A Figura 28 ilustra o sistema de ancoragem obtido pelo otimizador e as Tabelas 13 e 14 descrevem, respectivamente, os principais parâmetros das linhas e informações geométricas do arranjo, em que o sistema de coordenadas é fixo e com origem no nível do mar ao centro da coluna central da plataforma. A numeração das linhas e o aproamento inicial da plataforma, de 25.7° em relação ao norte, são representados na Figura 28b.

O aproamento inicial corresponde à direção com a maior energia eólica acumulada nas condições usadas no otimizador.

Figura 28 – Sistema de ancoragem obtido com otimização proposta por Mas-Soler *et al.* (2022)



As verificações deste estudo de caso se concentrarão na resistência à tração do elemento de topo das linhas de ancoragem e, com menor nível de detalhamento, a movimentação da plataforma (principalmente no plano horizontal e, por vezes, o *pitch* e demais graus de liberdade). O material usado nas extremidades (superior e inferior) é um aço de $S_{mbs} = 11856 \text{ kN}$, então da Equação 2, tem-se que a resistência à ruptura do elemento do topo das linhas é:

$$S_C = 0.95 \times 11856 = 11263.2 \text{ kN} . \quad (31)$$

Com respeito às condições ambientais usadas, destaca-se alguns parâmetros que são mantidos em todas as simulações:

- i. o mar é irregular e modelado pelo espectro JONSWAP;

Tabela 13 – Especificações do sistema de ancoragem usado no estudo de caso

Descrição	Parâmetro	Valor
Geral	Profundidade dos <i>fairleads</i>	13.97 <i>m</i>
	Profundidade das <i>âncoras</i>	1000.00 <i>m</i>
Trecho superior	Diâmetro	0.111 <i>m</i>
	Comprimento	120.18 <i>m</i>
	Massa distribuída	244.87 <i>kg/m</i>
	Rigidez axial	1244421 <i>kN</i>
	Coefficiente de massa adicional normal	2.0
	Coefficiente de massa adicional tangencial	1.0
	Coefficiente de arrasto normal	2.6
	Coefficiente de arrasto tangencial	1.4
	Material	corrente de aço
Trecho intermediário	Diâmetro	0.131 <i>m</i>
	Comprimento	1853.38 <i>m</i>
	Massa distribuída	16.835 <i>kg/m</i>
	Rigidez axial	87145.61 <i>kN</i>
	Coefficiente de massa adicional normal	1.0
	Coefficiente de massa adicional tangencial	0.1
	Coefficiente de arrasto normal	1.6
	Coefficiente de arrasto tangencial	0.1
	Material	cabo de poliéster
Trecho inferior	Diâmetro	0.111 <i>m</i>
	Comprimento	430.11 <i>m</i>
	Massa distribuída	244.87 <i>kg/m</i>
	Rigidez axial	1244421 <i>kN</i>
	Coefficiente de massa adicional normal	2.0
	Coefficiente de massa adicional tangencial	1.0
	Coefficiente de arrasto normal	2.6
	Coefficiente de arrasto tangencial	1.4
	Material	corrente de aço

- ii. o perfil vertical da correnteza será considerado uniforme e englobando toda a profundidade;
- iii. o perfil de vento atende à Equação 7, com $\alpha = 0.14$ e V_{hub} substituído por W_s , avaliado a uma altura de referência de 100 *m*, conforme apresentado nas condições extrapoladas da Tabela 22. Então, o perfil de vento usado se resume a $V(z) = W_s \left(\frac{z}{100}\right)^{0.14}$;
- iv. não será considerado desalinhamento de *yaw*, ou seja, o vento incide alinhado com o eixo do rotor;
- v. será adotada classe de consequência 2 devido à possível aplicação em campo de produção de O&G, o que envolve maiores riscos.

Tabela 14 – Coordenadas cartesianas e distância das âncoras aos fairleads para a ancoragem usada no estudo de caso

Linha	Nó	X (m)	Y (m)	Z (m)	Fairlead - âncora (m)
1	âncora	2235.77	-97.62	-1000.00	2179.957
	fairlead	58.00	0.00	-13.97	
2	âncora	2235.77	97.62	-1000.00	2179.957
	fairlead	58.00	0.00	-13.97	
3	âncora	-1033.35	1985.04	-1000.00	2207.278
	fairlead	29.00	50.23	-13.97	
4	âncora	-1202.42	1887.43	-1000.00	2211.719
	fairlead	29.00	50.23	-13.97	
5	âncora	-1202.42	-1887.43	-1000.00	2211.719
	fairlead	29.00	-50.23	-13.97	
6	âncora	-1033.35	-1985.04	-1000.00	2207.278
	fairlead	29.00	-50.23	-13.97	

Destaca-se que a velocidade do vento no *hub* ultrapassa V_{out} na maioria dos casos extrapolados. A Tabela 15 destaca os vento dentro da faixa operacional da turbina.

Tabela 15 – Casos com velocidade de vento dentro da faixa operacional da turbina

Direção	T_r (anos)			
	1	10	20	50
N - 0.0°	x			
NNE - 22.5°				
NE - 45.0°				
ENE - 67.5°	x			
E - 90.0°	x			
ESE - 112.5°	x	x		
SE - 135.0°	x	x		
SSE - 157.5°	x			
S - 180.0°	x			
SSW - 202.5°	x			
SW - 225.0°				
WSW - 247.5°				
W - 270.0°				
WNW - 292.5°	x	x	x	x

Quanto ao desalinhamento de *yaw*, a DNV (2016) recomenda que, via de regra, se considere um desalinhamento de, pelo menos, $\pm 8^\circ$; por outro lado, a literatura aponta que esse parâmetro é mais relevante na análise da energia gerada e não no dimensionamento da ancoragem. Li *et al.* (2020), por exemplo, diagnosticaram que o desalinhamento pode

diminuir o empuxo médio e aumentar a flutuação da geração de energia, mas tem pouco efeito no movimento da plataforma. Ademais, é razoável considerar que a turbina seja capaz de se alinhar ao vento com relativa rapidez, reduzindo a influência de qualquer eventual desalinhamento de *yaw*. Postas essas observações e com o intuito de reduzir o número de simulações do estudo de caso, o vento incide sempre na direção do eixo do rotor nas simulações realizadas.

6.2 Estado limite último

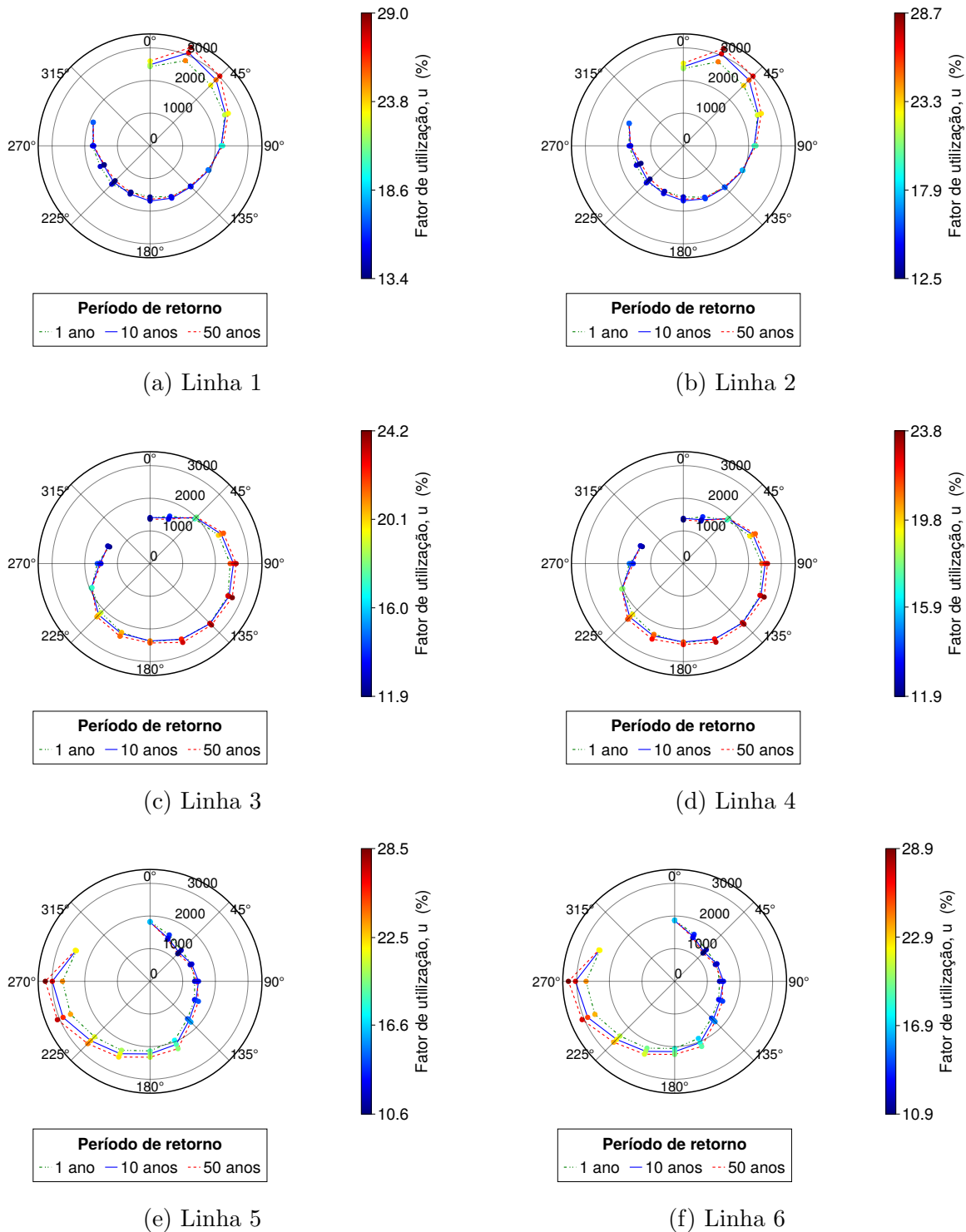
Para a verificação da ancoragem no estado limite último, ELU, a DNV (2021a) destaca, vide Tabela 10, DLCs de duas situações: com a turbina desligada e ligada, ambas sem condições de falha. Neste estudo de caso, serão usadas as condições extrapoladas com $T_r = 1, 10$ e 50 anos, apresentadas no Apêndice B.

Como descrito na norma, cada DLC é composto por dez simulações de três horas cada (foram simuladas 3.5 h e usadas as últimas três horas para se desprezar possíveis transientes numéricos iniciais), em que cada uma destas é realizada com uma semente aleatória para gerar o trem de onda. O vento foi considerado constante durante toda a simulação, hipótese que foi verificada e é discutida na Seção 6.2.1.

A Figura 29 apresenta os resultados de tração de projeto, T_d , consolidados por período de retorno e direção dos carregamentos ambientais, discriminados por linha. O cenário que teve maior T_d e, conseqüentemente, menor fator de utilização, u , foi para carregamentos ambientais de $T_r = 50$ anos incidindo de 22.5° , que exigiu 28.98% da resistência da linha de ancoragem 1.

Nota-se, também, uma certa influência do empuxo do vento na tração de projeto. Isso fica evidente em direções em que diferentes períodos de retorno estão na faixa operacional da turbina. Como para 112.5° e 135.0° , em que $T_r = 1$ ano e $T_r = 10$ anos estão ambos na faixa operacional e, especialmente para as linhas 1 a 4 tem-se T_d muito próximas; ou, ainda, para 292.5° , em que os três períodos de retorno avaliados estão na faixa operacional e as trações de projeto se confundem nos gráficos.

Figura 29 – Tração de projeto no ELU (raio dos gráficos representa a tração, em kN)



Complementarmente, a Figura 30 ilustra os valores brutos¹ de trações máximas para cada simulação realizada, em que se percebe que as trações máximas são relativamente

¹ Será referido como “valor bruto” o valor observado em uma simulação, isto é, antes de qualquer aplicação de fator de carga ou cálculo estatístico. Essa nomenclatura será usada para se diferenciar das trações “características”, que são as trações antes da aplicação de fatores de carga para se obter os valores “de projeto”.

próximas. Para cada uma das linhas o grupo de simulações mais destacado e perceptível dos gráficos é justamente do DLC de maior T_d .

Por fim, cabe verificar a excursão e o *pitch* da unidade flutuante. A Figura 31 apresenta os valores máximo, em módulo, de *pitch* e *offset* por direção e período de retorno. O *offset* ficou significativamente abaixo do limite de 100 m, correspondente a 10% da lâmina d'água. Dentre as simulações, o maior *offset* observado foi 38.5 m e coincidiu com o cenário de maior tração (carregamentos ambientais da direção NNE - 22.5° e $T_r = 50$ anos); já os menores picos de *offset* foram observados nos DLCs de menores velocidades de vento (inclusive em velocidades operacionais da turbina). O *pitch* também foi controlado; atingiu um pico de 4.74°, no mesmo cenário de $T_r = 50$ e incidência dos carregamentos a 22.5°, e foi menor em simulações com menores velocidades de vento. Cabe ressaltar que, apesar de pequeno o ângulo do *pitch*, dada a altura do *hub* de 150 m, ele representa um deslocamento horizontal de cerca de 12.4 m. Em suma, os movimentos da plataforma estão dentro do limite permitido com certa folga.

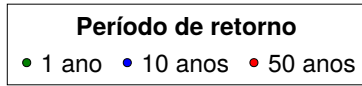
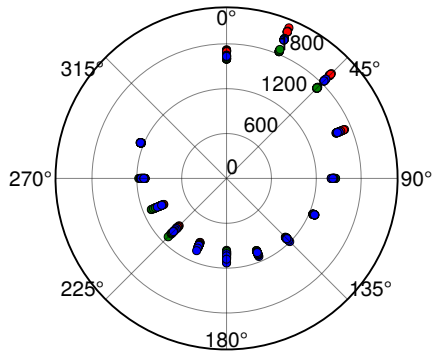
A Figura 32 representa o movimento no plano horizontal da unidade flutuante para os casos de maior e menor picos de *offsets* observados, ou seja, os casos que utilizaram mais e menos do limite disponível para excursão no plano. Fica evidente que no caso de maior passeio a oscilação é muito menor, especialmente em *sway*, o que é esperado devido aos carregamentos ambientais quase alinhados com o aproamento da plataforma.

6.2.1 Influência do vento turbulento

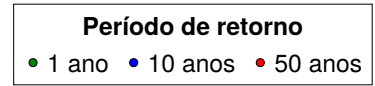
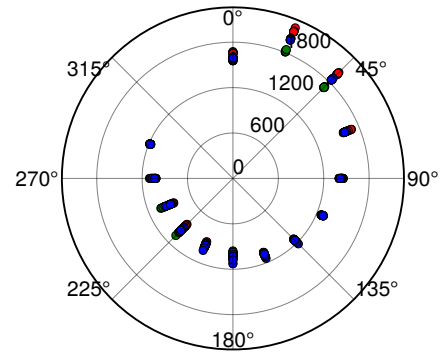
A turbulência diz respeito a variações aleatórias de intensidade e/ou direção de ventos médios em intervalos de, geralmente, dez minutos. As normas recomendam a utilização de ventos turbulentos, mas no estudo foram utilizados ventos constantes devido ao custo computacional de tal modelo. Portanto, é importante aferir o impacto dessa simplificação, tanto no tempo computacional, quanto nas trações máximas obtidas.

Para esse tipo de simulação, a turbulência deve ser gerada anteriormente para ser usada no simulador. Neste estudo, foi utilizado o TurbSim, pacote incluído no OpenFAST para simulação de ventos turbulentos. O espectro de Kaimal, com rajadas de 60 s foi usado para o perfil de turbulência modelado.

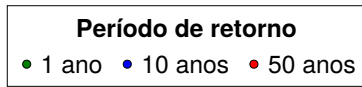
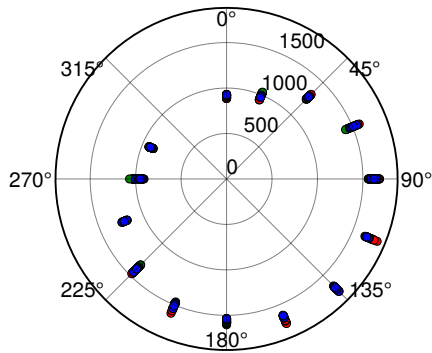
Figura 30 – Tração máxima nas linhas de ancoragem por simulação do ELU (tração, em kN , no raio dos gráficos)



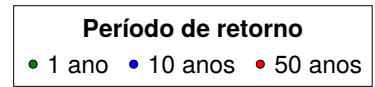
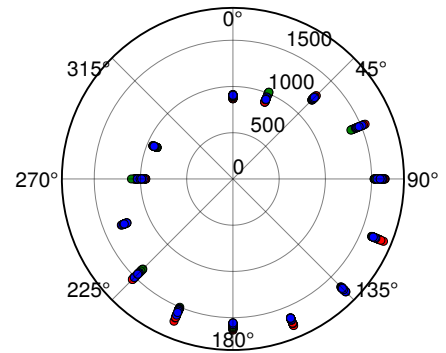
(a) Linha 1



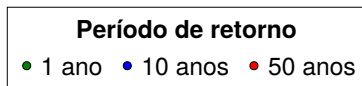
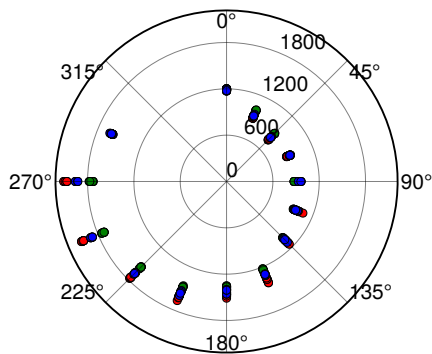
(b) Linha 2



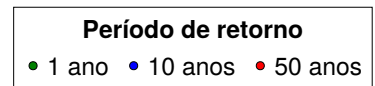
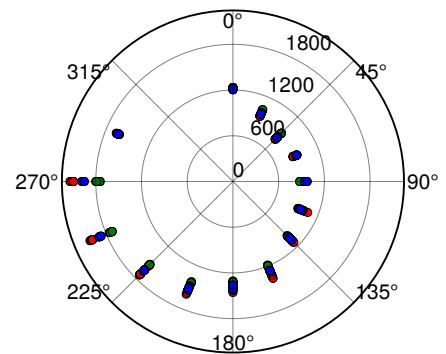
(c) Linha 3



(d) Linha 4

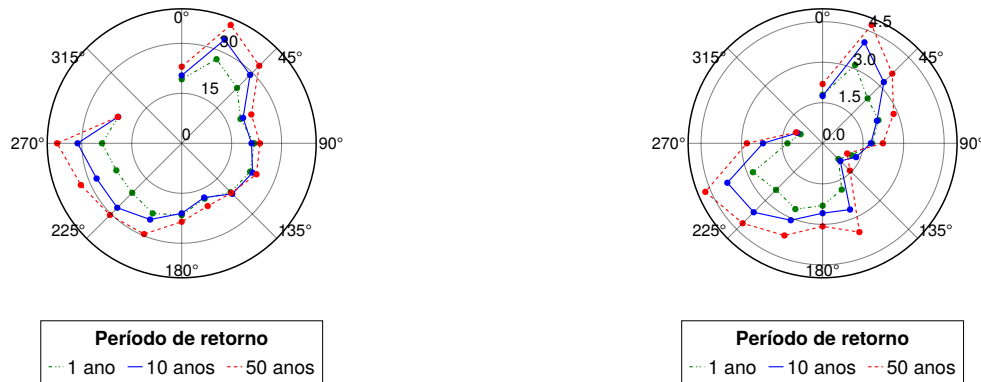


(e) Linha 5



(f) Linha 6

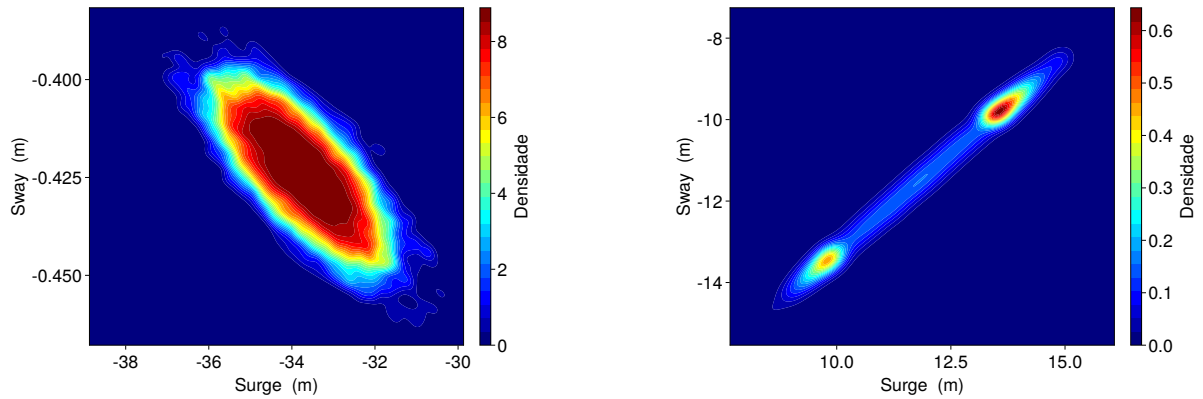
Figura 31 – Maiores valores, em módulo, de *offset* e *pitch* no ELU



(a) *Offset* máximo, valores em *m*

(b) *Pitch* máximo, em módulo, valores em °

Figura 32 – Excursão da plataforma nas simulações de maior e menor *offset*



(a) Maior pico de *offset*: Simulação 3 do cenário com carregamentos a 22.5° e $T_r = 50$ anos

(b) Menor pico de *offset*: Simulação 1 do cenário com carregamentos a 157.5° e $T_r = 10$ anos

Uma alternativa ingênua, e talvez mais rigorosa, seria modelar essas variações aleatórias ao longo das três horas de simulação; contudo, a DNV (2016) dá margem para se replicar o perfil de turbulência a cada dez minutos ao longo da simulação. Isso reduz drasticamente o tempo de cálculo do TurbSim; para gerar 3 h de turbulência foi necessário cerca de um dia, enquanto que se obteve dez minutos de turbulência com apenas meia hora de cálculo. Somando-se, ainda, aproximadamente 1 h para a simulação dinâmica tem-se que uma simulação com 3 h de turbulência demora da ordem de um dia para ser gerada e simulada, enquanto que gerando apenas 10 min de turbulência, em um dia é possível simular até 16 casos e com vento constante, tem-se até 24 simulações.

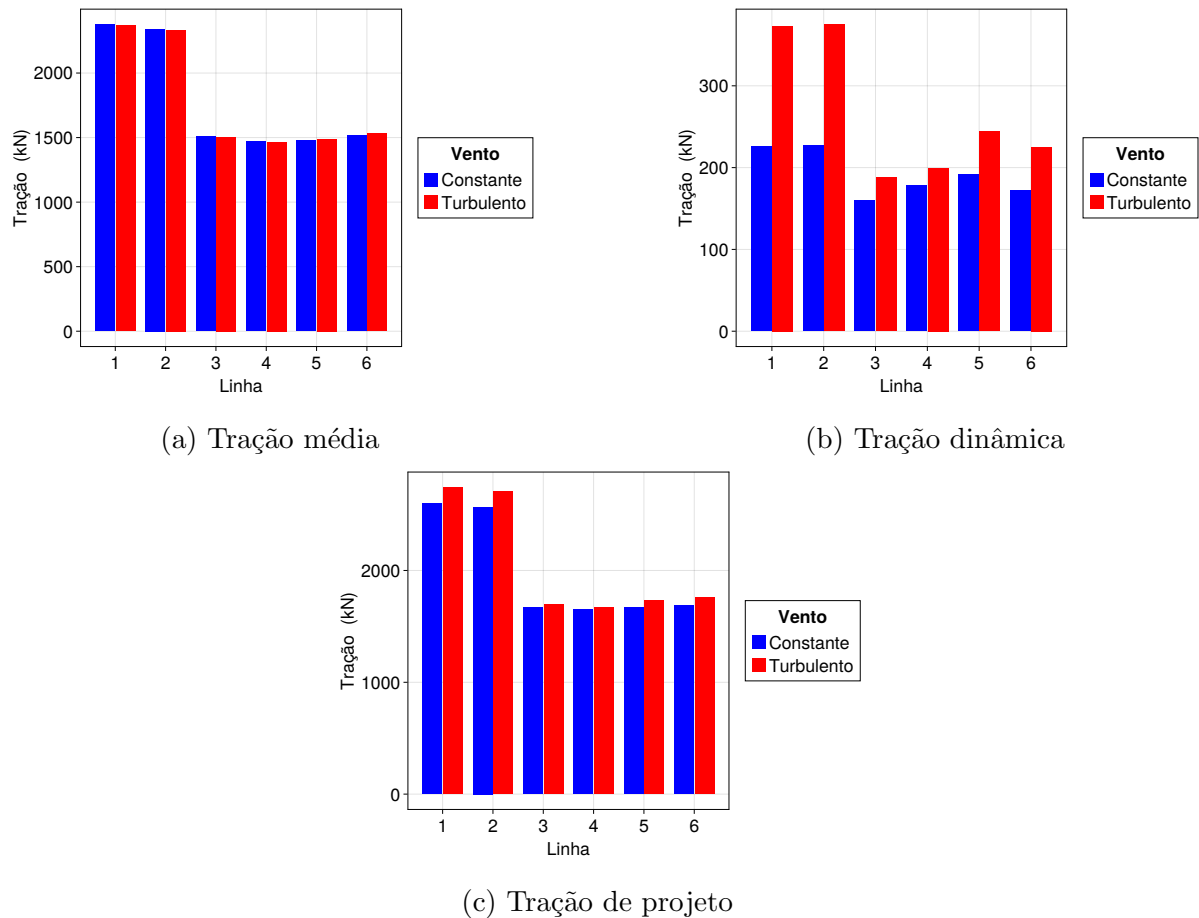
Na Seção 6.2, foram avaliadas 14 direções, com três períodos de retorno e dez sementes para cada caso, totalizando $14 \times 3 \times 10 = 420 h$ – equivalente a 17.5 dias, caso

as simulações não fossem paralelizadas. Considerando a turbulência replicada a cada dez minutos, esse número sobe para $630 h$ (26.25 dias) e gerando novas a cada dez minutos, $10080 h$, ou 14 meses. Portanto, para reduzir o tempo de simulação desse estudo será gerado apenas dez minutos de turbulência e replicado ao longo das $3 h$ de simulação.

Ademais, como é um estudo exploratório do impacto da hipótese da adoção de vento constante em substituição de ventos turbulentos, foi avaliado apenas o caso de maior tração de projeto, ou seja, de carregamentos incidentes de NNE (22.5°) e $T_r = 50$ anos. Entretanto, a velocidade do vento foi reduzida para $17.5 m/s$, de forma que se garantisse que a turbina estivesse ligada durante as simulações.

O número de sementes foi reduzido para cinco, excepcionalmente nessa etapa, devido ao custo computacional envolvido. Evidentemente, foram usadas as mesmas sementes para gerar os mares com vento turbulento e constante. A Figura 33 compara trações média, dinâmica e de projeto, por linha, para ventos turbulento e constante simulados.

Figura 33 – Comparação de trações nos cenários com vento constante e turbulento



É perceptível como a turbulência aumentou a tração dinâmica das linhas; houve uma amplificação de até 65.17% e 65.15% para as linhas 1 e 2, respectivamente. Contudo,

a tração média, que tem uma amplitude média muito maior do que a dinâmica, é pouco alterada e o impacto da variação dinâmica na tração de projeto é pequeno. Para as mesmas linhas 1 e 2, os acréscimos em T_d foram de apenas 5.41% e 5.49%, respectivamente.

O movimento da plataforma também é significativamente afetado pela turbulência, embora ainda dentro dos limites permitidos. A Tabela 16 compara os valores máximos, médios e mínimos de movimentos da plataforma, entre cenários de vento constante e turbulento.

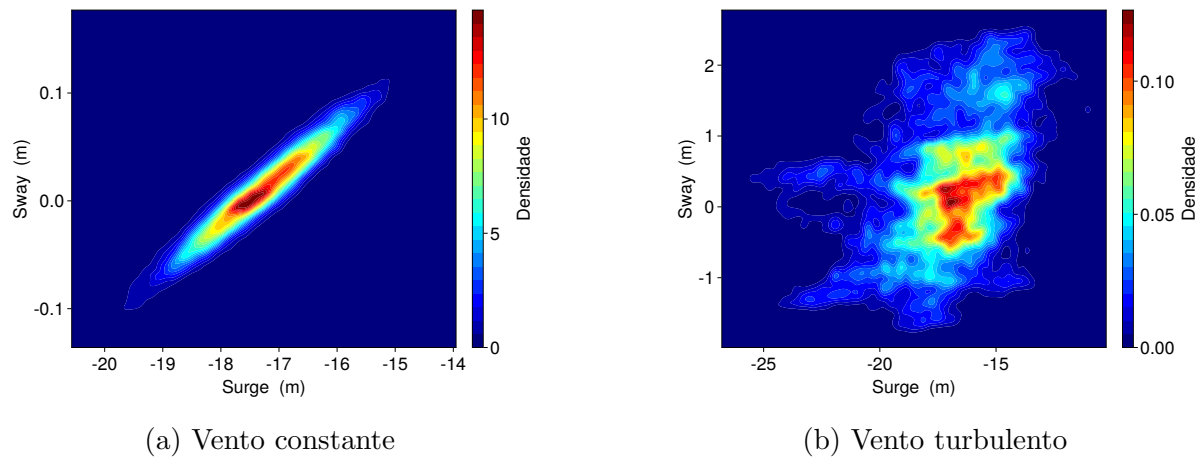
Tabela 16 – Estatísticas do movimento da plataforma com vento turbulento e constante e razão entre resultados (turbulento/constante)

Vento	Parâmetro	Máximo (m ou °)	Razão	Mínimo (m ou °)	Razão	Média (m ou °)	Razão
Turbulento	<i>Surge</i>	-10.58	0.78	-26.22	1.24	-17.034	0.99
Constante	<i>Surge</i>	-13.5		-21.11		-17.29	
Turbulento	<i>Sway</i>	2.75	14.47	-2.08	13.00	0.30	30.00
Constante	<i>Sway</i>	0.19		-0.16		0.01	
Turbulento	<i>Heave</i>	3.40	1.02	-2.41	0.96	0.29	1.00
Constante	<i>Heave</i>	3.34		-2.50		0.29	
Turbulento	<i>Roll</i>	0.81	-2.13	-1.68	3.29	-0.5	1.11
Constante	<i>Roll</i>	-0.38		-0.51		-0.45	
Turbulento	<i>Pitch</i>	0.70	-2.00	-5.91	2.07	-1.71	1.06
Constante	<i>Pitch</i>	-0.35		-2.86		-1.62	
Turbulento	<i>Yaw</i>	5.82	-15.32	-9.34	13.34	-0.432	0.79
Constante	<i>Yaw</i>	-0.38		-0.70		-0.55	
Turbulento	<i>Offset</i>	26.22	1.24	10.59	0.78	17.06	0.99
Constante	<i>Offset</i>	21.11		13.50		17.29	

Um possível ponto de atenção é o *pitch*, que teve os valores extremos duplicados e chegou a atingir um ângulo próximo de 6° , que está próximo de limites tipicamente tidos como aceitáveis, de 7 a 8° . Também é interessante notar o movimento de *yaw*, que antes não atingiu 1° , mas agora ultrapassou 9° , em valor absoluto. O movimento de *sway* também apresentou uma variação grande, com respeito ao caso de vento constante, porém, as amplitudes ainda são muito pequenas.

A mudança na movimentação da plataforma pode ser observada na Figura 34, em que se comparam estimativas da densidade do *offset* de cenários com vento constante e turbulento. Além de maiores amplitudes de deslocamentos, é possível notar que não há mais uma região central em torno da qual a plataforma oscila de maneira elíptica razoavelmente bem definida.

Figura 34 – Excursão da plataforma na simulação 3, com carregamentos a 22.5° e $T_r = 50$ anos, dos cenários com vento constante e turbulento



6.3 Estado limite acidental

Para esta etapa do estudo, o número de simulações pode aumentar vertiginosamente, pois ao se buscar o caso crítico com falha de uma linha, um mesmo lote de simulações poderia ser repetido com cada uma das seis linhas removidas. Ainda é incerto na literatura quais exatamente são os cenários de falha da ancoragem de maior interesse do ponto de vista de projeto e verificação estrutural, como existe para o ELU – vide Tabela 10. É um tópico de pesquisa importante na academia e na indústria, sendo influenciado por diversos aspectos, como o instante de rompimento da linha, rompimento de linhas contra ou a favor do vento, desalinhamento de esforços ambientais, entre outros aspectos apontados na Seção 3.3.2.2.

Uma primeira alternativa seria replicar os casos do ELU removendo uma linha por vez. Como o sistema tem seis linhas, avaliar cada um dos 42 cenários (14 direções e três períodos de retorno) removendo uma das linhas e simulando dez sementes por caso, seria demasiado custoso; mesmo optando pelo vento constante, as 2520 simulações resultantes ($42 \times 6 \times 10$) demandariam um tempo computacional equivalente a cerca de 105 dias, ou aproximadamente 3.5 meses – sem paralelizar simulações.

Para contornar isso, foram selecionados dez cenários representativos, com diferentes T_r , direções e velocidades de vento dentro e fora da faixa operacional da turbina, e simulados com uma única semente (aleatória e diferente daquelas usadas no ELU) removendo uma linha desde o início da simulação. Complementarmente, cinco casos retirados da série histórica com velocidades de vento próximas da nominal também foram simulados. A

Tabela 17 descreve as condições selecionadas, em que Dir_H , Dir_U e Dir_V são as direções de incidência de onda, correnteza e vento, respectivamente.

Tabela 17 – Condições ambientais selecionadas para primeiras simulações com linha rompida

Caso	T_r (anos)	H_s (m)	T_p (s)	Dir_H (°)	U (m/s)	Dir_U (°)	V (ms/s)	Dir_V (°)	Operacional
1	1	5.66	15.46	45.0	0.50	45.0	26.99	45.0	
2	1	7.19	17.42	157.5	0.42	157.5	21.53	157.5	x
3	10	5.68	15.49	22.5	0.57	22.5	32.97	22.5	
4	10	7.14	17.36	67.5	0.50	67.5	25.25	67.5	
5	10	7.25	17.49	112.5	0.47	112.5	23.48	112.5	x
6	10	7.86	18.21	202.5	0.50	202.5	25.48	202.5	
7	10	7.29	17.54	270.0	0.54	270.0	31.49	270.0	
8	50	5.97	15.88	22.5	0.61	22.5	35.22	22.5	
9	50	7.57	17.88	67.5	0.54	67.5	26.89	67.5	
10	50	7.71	18.04	90.0	0.53	90.0	25.41	90.0	
11	-	2.10	7.97	155.5	0.14	325.6	11.00	148.4	x
12	-	2.49	15.95	112.6	0.13	209.1	11.02	25.6	x
13	-	1.59	7.71	51.7	0.13	211.1	11.00	27.2	x
14	-	1.53	7.55	43.7	0.13	209.6	11.01	25.9	x
15	-	2.34	9.10	167.7	0.14	318.7	11.06	142.0	x

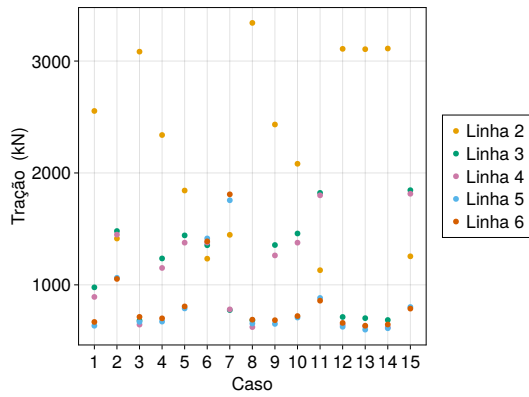
A Figura 35 discrimina as trações máximas por linha, para cada caso e linha removida. Fica evidente que as maiores trações aconteceram na linha remanescente do flutuador que teve uma linha removida com carregamentos contra o sentido da ancoragem. A Tabela 18 identifica os valores brutos de trações máximas observadas, especificando o caso simulado e a linha removida.

Tabela 18 – Trações máximas observadas nas simulações com linhas removidas

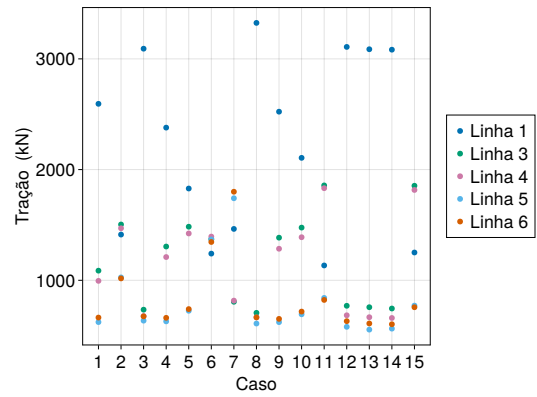
Linha removida	Caso	Linha de maior tração	Tração máxima (kN)
1	8	2	3341
2	8	1	3325
3	15	4	3138
4	15	3	3136
5	7	6	3007
6	7	5	3002

Em seguida, o caso de maior tração foi repetido com outras nove sementes diferentes, totalizando as dez simulações de três horas suficientes para se aplicar o mesmo algoritmo do ELU. Novamente, a maior tração ocorreu para carregamentos ambientais com $T_r = 50$

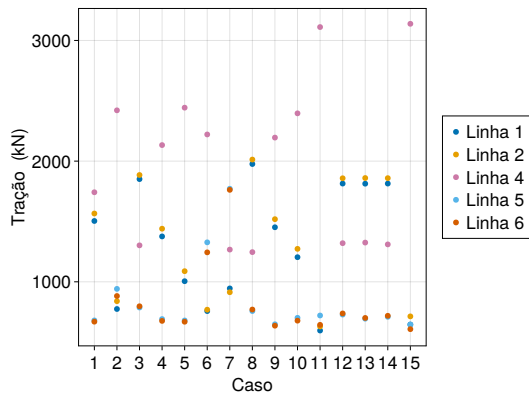
Figura 35 – Trações máximas para cada linha remanescente, por caso e linha removida



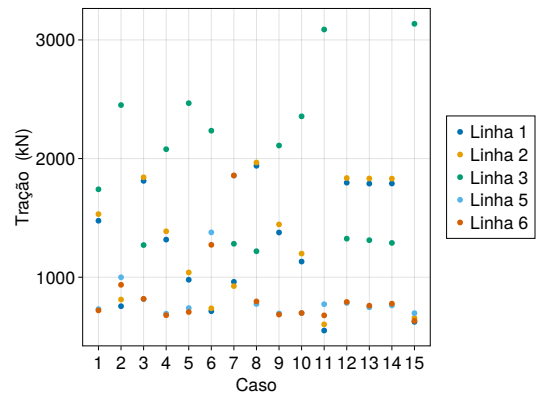
(a) Linha 1 removida



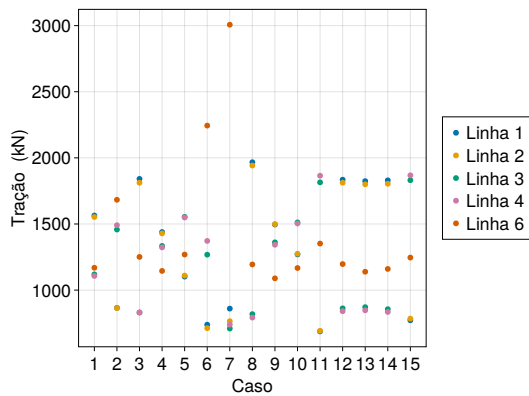
(b) Linha 2 removida



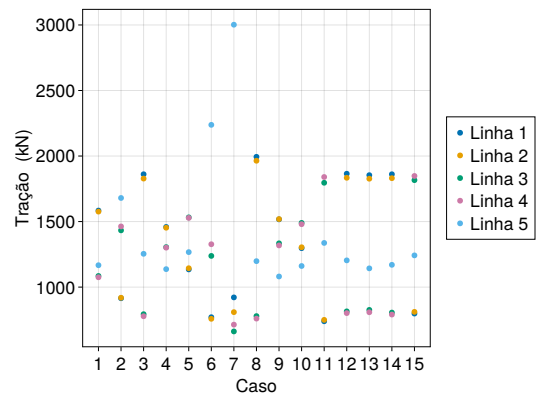
(c) Linha 3 removida



(d) Linha 4 removida



(e) Linha 5 removida



(f) Linha 6 removida

anos e direção 22.5° – caso 8 da Tabela 17. As trações de projeto e suas componentes média e dinâmica para esse caso são representadas na Figura 36.

A Tabela 19 apresenta os valores característicos e majorados das trações máximas, médias e da soma destes, tanto no ELU, quanto no ELA – ambos obtidos com carregamentos ambientais de mesmo período de retorno e direção de incidência. Observa-se que para o caso majorado a soma representa T_d , conforme Equação 4, e que no ELU a linha crítica é a linha 1, porém, foi removida no ELA e a crítica se tornou a linha 2.

Figura 36 – Tração de projeto, com parcelas média e dinâmica, para as linhas remanescentes, com rompimento da linha 1

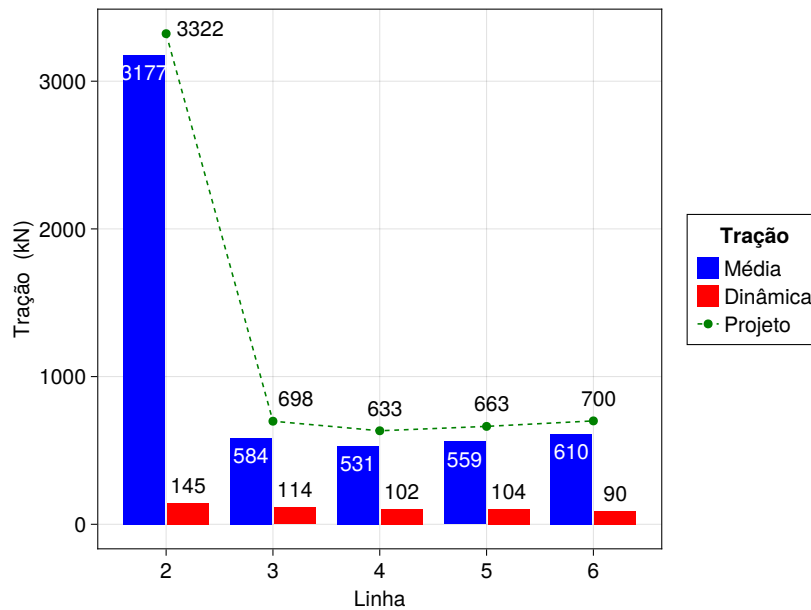


Tabela 19 – Valores característicos e majorados das trações máximas, dinâmica e de projeto para os piores casos do ELU e ELA (valores em kN)

Componente	Característico		Majorado	
	ELU	ELA	ELU	ELA
Média	2005	3177	3007	3177
Dinâmica	117	116	256	145
Soma	2121	3293	3264	3322

É interessante observar que no ELA a tração de projeto, com a devida estatística e fatores de carga aplicados, foi muito próxima e até um pouco menor do que a tração máxima bruta – sendo $T_d = 3322 kN$ e o máximo bruto $3341 kN$, vide Tabelas 18 e 19. Por outro lado, a tração máxima observada nas simulações no ELU foi de apenas $2179 kN$.

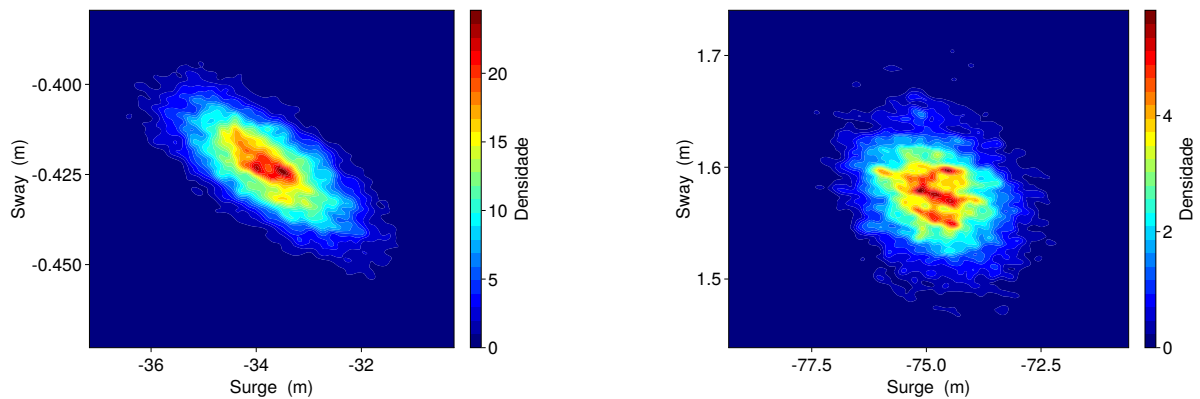
Essa diferença entre picos observados em simulações individuais e a tração dinâmica se dá não só pelos fatores de carga diferentes entre os estados limites, mas também pela utilização do MPM como componente dinâmica da tração. Esse tratamento estatístico é feito com o intuito de se evitar superdimensionamento da ancoragem e buscar um valor com maior probabilidade de ocorrer na estrutura, mas pode obter resultados contraintuitivos em um primeiro momento; como neste caso em que T_d é menor do que um valor obtido em uma simulação.

Observando-se os valores característicos, tem-se que a tração dinâmica permanece praticamente inalterado entre ELU e no ELA e a remoção da linha causou, majoritariamente,

uma modificação no nível médio de tração. Apesar de expressivo, esse aumento do valor característico da tração média no ELA (de 58.45%, em relação ao ELU) não se refletiu na tração majorada e, conseqüentemente tem impacto reduzido na tração de projeto. Com a redução de γ_{mean} de 1.5 para 1 no ELA, a tração média majorada foi apenas 5.65% maior do que no ELU

Evidentemente, a movimentação da estrutura também é alterada pela remoção de uma das linhas. A plataforma deriva até uma nova posição de equilíbrio e passa a oscilar em torno desta. A Figura 37 compara a movimentação da plataforma no plano para simulações com o sistema íntegro e com uma linha rompida, ambas para o mesmo carregamento ambiental (caso 8), em que fica evidente uma dispersão maior da movimentação e um *sway* sensivelmente maior com uma linha removida do sistema.

Figura 37 – Excursão da plataforma com carregamentos a 22.5° e $T_r = 50$ anos com o sistema de ancoragem íntegro e com uma linha rompida



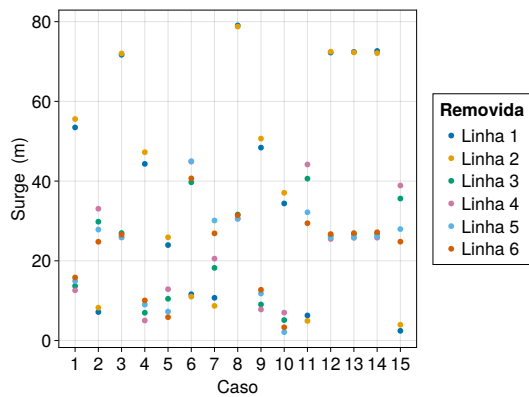
(a) Sistema de ancoragem íntegro, com as seis linhas

(b) Sistema de ancoragem com a linha 1 rompida

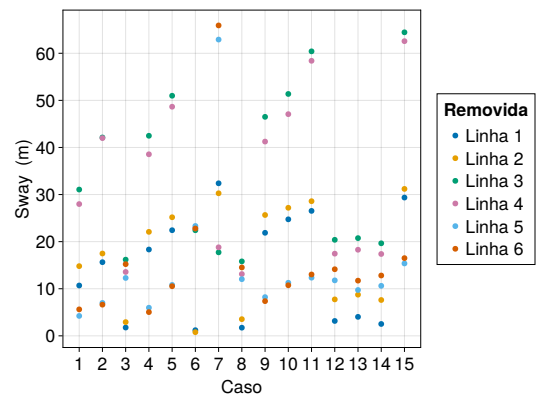
Comportamento análogo foi observado para os outros casos. A Figura 38 apresenta os valores máximos, em módulo, para os graus de liberdade (GL) da plataforma após a remoção de uma linha em cada um dos casos.

Observando em maiores detalhes o caso 8, pois resultou na maior T_d com uma das linhas removidas, a Tabela 20 compara a movimentação da plataforma entre a simulação com todas as linhas íntegras e sem a linha 1. Note que esse caso coincide com as cargas ambientais dos cenários críticos observados nas etapas anteriores deste estudo de caso (ULS e verificação do efeito da turbulência do vento), ou seja, carregamentos ambientais extrapolados para $T_r = 50$ anos e incidência a 22.5° . É notória a variação no *heave*, devido à diferença de empuxo, embora ainda controlado, poderia ser reduzido com a mudança do

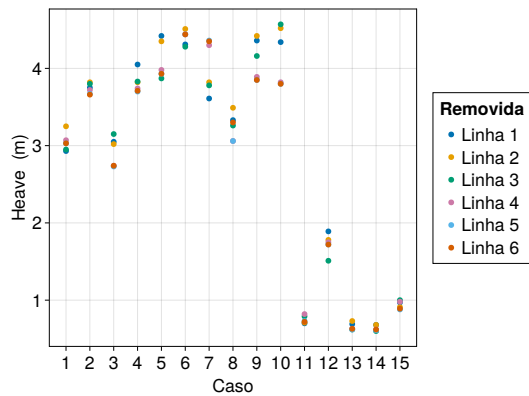
Figura 38 – Valores máximos, em módulo, das amplitudes nos seis GLs, por caso e linha removida



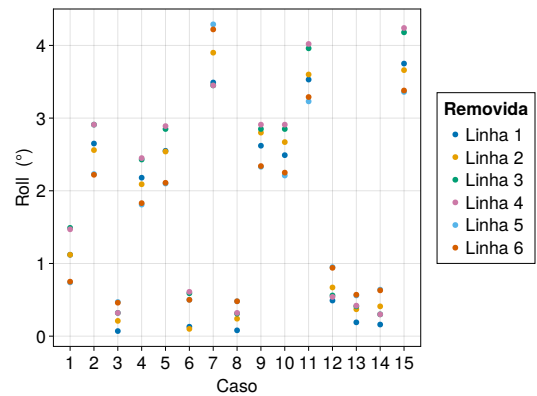
(a) Surge



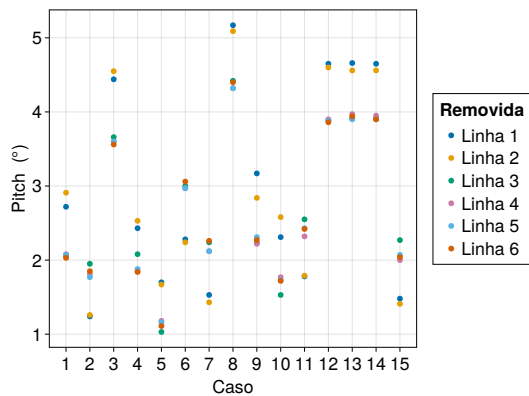
(b) Sway



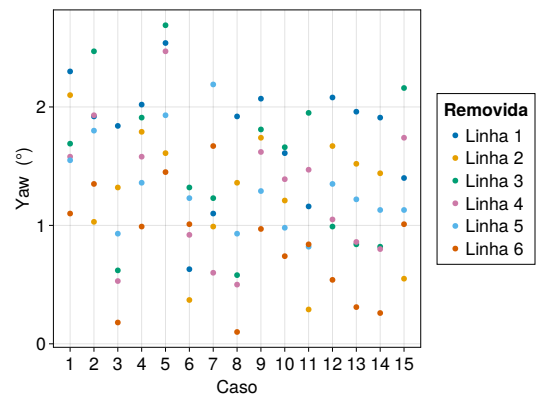
(c) Heave



(d) Roll



(e) Pitch



(f) Yaw

lastro. O movimento no plano também é aumentado consideravelmente, o *offset* máximo chega a 79.0 m e o *yaw* tem um incremento percentual grande, mas não ultrapassou os 3°, sensivelmente menor do que a variação observada com a inclusão da turbulência, por exemplo.

É interessante notar que se fosse considerada classe de consequência 1, em que é improvável que a falha da estrutura resulte em eventos inaceitáveis, a discrepância de

Tabela 20 – Estatísticas do movimento da plataforma com o sistema de ancoragem íntegro (seis linhas) e com a linha 1 removida, para carregamentos a 22.5° e $T_r = 50$ anos

Linhas	Parâmetro	Máximo (m ou °)	Razão	Mínimo (m ou °)	Razão
2 a 6	<i>Surge</i>	44.99	3.00	-79.05	2.00
Todas	<i>Surge</i>	14.97		-36.91	
2 a 6	<i>Sway</i>	65.91	3.00	-64.45	2.00
Todas	<i>Sway</i>	20.79		-28.61	
2 a 6	<i>Heave</i>	4.57	152.00	-3.65	1.00
Todas	<i>Heave</i>	0.03		-3.81	
2 a 6	<i>Roll</i>	4.24	1.00	-4.29	1.00
Todas	<i>Roll</i>	2.98		-3.86	
2 a 6	<i>Pitch</i>	3.06	2.00	-5.17	1.00
Todas	<i>Pitch</i>	1.34		-4.45	
2 a 6	<i>Yaw</i>	2.69	18.00	-2.47	3.00
Todas	<i>Yaw</i>	0.15		-0.93	

T_d entre ELU e ELA aumenta. Com essa hipótese, T_d seria 2810 kN e 3304 kN para os estados limite último e acidental, respectivamente, resultando em um acréscimo de 17.59% para o ELA em relação ao ELU. Essa diferença percentual se deve, majoritariamente, à redução do valor de T_d no ELU de classe de consequência 1 e evidencia que, apesar da falha não resultar em eventos inaceitáveis, pode ter um impacto maior no critério de projeto do que em sistemas de classe de consequência 2, em que os fatores de carga do ELU são consideravelmente maiores.

7 Conclusões

O projeto de sistema de ancoragem de turbinas eólicas é uma tarefa complexa e com múltiplas variáveis envolvidas que, por vezes, têm influências ainda incertas na resposta do sistema em condições extremas. A busca por condições dimensionantes da ancoragem de FOWTs ainda é um desafio; pode depender do arranjo da ancoragem, dos carregamentos ambientais do local, da turbina escolhida, da disposição do parque etc.

Ao mesmo tempo que o projeto de ancoragem de FOWTs ganha maturidade para avançar para águas profundas, o que do ponto de vista de engenharia resulta em fatores de carga maiores e possíveis superdimensionamentos, os projetistas buscam reduzir custos para aumentar a competitividade em comparação com outras fontes renováveis. Usualmente, isso é feito através de processos de otimização que usam modelos simplificados para descrever fenômenos e modelar estruturas.

É relativamente comum encontrar na literatura acadêmica verificações preliminares de ancoragem de turbinas eólicas para validar, em caráter preliminar, sistemas obtidos por otimizadores próprios ou apenas para comparação de cenários de carregamentos ambientais diferentes ou até mesmo com eventos de falha. Porém, costumam ser verificações bastante simples, como avaliação do fator de segurança para simulações individuais (relação entre a resistência da linha e a tração máxima observada), ao invés do tratamento estatístico baseado em diferentes simulações, sugerido em normas.

À luz dos princípios de modelagem hierárquica e observando o avanço de maturidade da tecnologia de FOWTs em águas profundas, é de se esperar que as análises se aproximem cada vez mais de critérios de projeto mais realistas e apontados em normas do setor *offshore*. Parte da barreira se deve ao alto esforço computacional para gerar os lotes de simulações necessários para caracterizar devidamente um único cenário e, para o autor, a ausência de uma ferramenta expedita disponível ao projetista e a pesquisador para avaliar facilmente a ancoragem contribui para isso.

Nesse contexto, a presente dissertação focou nas análises dos estados limite último e acidental de sistemas de ancoragem de FOWTs (conforme normas do setor *offshore*) e implementou verificações em uma ferramenta própria e disponibilizada publicamente com o intuito de suprir essa lacuna. Inicialmente, foram discutidos aspectos relevantes do projeto de ancoragem de FOWTs, os últimos avanços da literatura acadêmica e

avaliados os documentos das principais sociedades classificadoras. Devido à ampla utilização pela indústria e academia, as normas da DNV foram escolhidas, mas ressalta-se que os documentos das principais certificadoras guardam muitas semelhanças. A ferramenta implementada, denominada “MyMooring.jl”, foi desenvolvida de sorte que fosse capaz de lidar com um grande volume de dados e flexível com a estrutura de dados a serem carregados (pois podem ser estruturados de diferentes maneiras a depender o simulador dinâmico usado).

Para explorar o MyMooring.jl e ilustrar algumas análises que ele possibilita, foi realizado um estudo de caso abrangendo os estados limite último e acidental, com discussões ainda sobre a influência da turbulência nos critérios de projeto da ancoragem. Foi usado um sistema de ancoragem 3×2 (três grupos com duas linhas cada) composto por linhas mistas conectadas a uma plataforma semissubmersível com uma coluna central e três orbitais. A ancoragem foi obtida com um otimizador desenvolvido por pesquisadores da Escola Politécnica (MAS-SOLER *et al.*, 2022), para se adequar a um local com 1000 *m* de profundidade na Baía de Santos. As condições ambientais usadas no estudo de caso foram extrapoladas de condições usadas também no otimizador, estas extraídas da base pública ERA5 (HERSBACH *et al.*, 2023). A estimativa de condições ambientais extremas com períodos de retorno foi feita de maneira individualizada para cada solicitação (vento, onda e correnteza) e é descrita no Apêndice A.

Em ambos estados limite o cenário que mais solicitou as linhas foi com carregamentos ambientais incidindo a 22.5° e período de retorno de 50 anos, direção esta próxima ao aproamento da plataforma, de 25.7° . No ELU, o maior fator de utilização, u , foi da ordem de 29.0% e o movimento da plataforma foi consideravelmente contido, com um *offset* máximo de 38.5 *m*, contra um limite permitido de 100 *m*. A turbulência, por sua vez, influenciou majoritariamente na tração dinâmica (aumentando em até 65.17% com a consideração da turbulência), mas o aumento na tração de projeto foi de apenas 5.5%, resultando em $u = 29.5\%$. A turbulência do vento também aumentou cerca de 24% o *offset* máximo, mas ainda dentro do permitido para a estrutura; além disso, aumenta substancialmente o custo computacional com o pré-processamento para obtenção da turbulência.

Já no ELA, com a remoção de uma linha, a tração de projeto máxima teve um incremento de apenas 1.78% em relação ao ELU. Essa diferença é, principalmente, um reflexo dos fatores de carga diferentes entre os estados limites. Enquanto o valor característico da tração média (que é uma ordem de grandeza maior do que a tração

dinâmica) aumenta cerca de 58.5% no ELA, o fator de carga reduz 50%, já o valor característico da tração dinâmica permanece praticamente inalterado, enquanto o fator de carga reduz 43.2%. Por outro lado, o *offset* atingiu um pico de 79.0 m, expressivamente maior do que no ELU, embora ainda dentro do limite permitido de 100.00 m.

A partir dos resultados discutidos, algumas sugestões para trabalhos futuros são: utilizar um contorno bi ou tridimensional obtido com distribuição de probabilidade conjunta; comparar mais casos com vento turbulento e incluir outros fenômenos na análise, como incrustação marinha e desalinhamento de *yaw*, como forma de verificação da influência desses fenômenos com uma gama maior de cenários ambientais; avaliar T_d para um conjunto maior de simulações e outras configurações de ancoragem, como *taut* e vertical; verificar o estado limite de fadiga, ELF. Atualmente, MyMooring.jl pode contribuir diretamente em quase todas as sugestões feitas, pois, em relação a critérios de projeto, não há mudanças significativas, exceto no ELF. Mas seria possível e produtivo expandir o código para abarcar análises de fadiga em desenvolvimentos futuros.

Referências

- ABS. *Guide for: Position mooring systems*. [S.l.], 2020. Citado 4 vezes nas páginas 24, 30, 31 e 38.
- ABS. *Guide for building and classing: Floating offshore wind turbines*. [S.l.], 2020. Citado 5 vezes nas páginas 24, 28, 29, 33 e 38.
- ACCIOLY, D. *Senado aprova criação de usinas eólicas e solares no mar*. 2018. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2018/12/18/senado-aprova-criacao-de-usinas-eolicas-e-solares-no-mar>. Acesso em: 28 abr. 2023. Citado na página 22.
- ALLEN, C.; VISELLI, A.; DAGHER, H.; GOUPEE, A.; GAERTNER, E.; ABBAS, N.; HALL, M.; ; BARTER, G. *Definition of the UMaine VoltornUS-S Reference Platform Developed for the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine*. [S.l.], 2020. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/76773.pdf>. Acesso em: 02 jul. 2023. Citado 3 vezes nas páginas 81, 82 e 83.
- ALPHA-VENTUS. *The Building of an Offshore Wind Farm*. [S.l.], 2010. Disponível em: https://www.alpha-ventus.de/fileadmin/Dateien/publikationen/av_Broschuere_engl_web.bmu.pdf. Acesso em: 28 abr. 2023. Citado na página 21.
- ANSYS. *ANSYS AQWA: Brochure*. 2010. Disponível em: <http://www.aldcm.fr/ansys-aqwa-brochure.pdf>. Acesso em: 25 mai. 2023. Citado na página 36.
- BAK, C.; BITSCHKE, R.; YDE, A.; KIM, T.; HANSEN, M.; ZAHLE, F.; GAUNAA, M.; BLASQUES, J.; DØSSING, M.; HEINEN, J.-J.; BEHRENS, T. Light rotor: The 10-mw reference wind turbine. In: . [S.l.: s.n.], 2012. v. 1. Citado 2 vezes nas páginas 42 e 56.
- BEIS. *Floating Offshore Wind Demonstration Programme: Guidance notes*. 2022. Disponível em: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1050173/fow-guidance-notes.pdf. Acesso em: 28 abr. 2023. Citado na página 23.
- BENASSAI, G.; CAMPANILE, A.; PISCOPO, V.; SCAMARDELLA, A. Ultimate and accidental limit state design for mooring systems of floating offshore wind turbines. *Ocean Engineering*, v. 92, p. 64–74, 2014. ISSN 0029-8018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801814003692>. Citado na página 54.
- BHATTACHARYA, B. 7 - risk and reliability in bridges. In: PIPINATO, A. (Ed.). *Innovative Bridge Design Handbook (Second Edition)*. Second edition. Butterworth-Heinemann, 2022. p. 169–213. ISBN 978-0-12-823550-8. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B978012823550800010X>. Citado na página 58.
- BHATTACHARYA, S.; COX, J. A.; LOMBARDI, D.; WOOD, D. M. Dynamics of offshore wind turbines supported on two foundations. *Proceedings of the Institution of Civil Engineers - Geotechnical Engineering*, v. 166, n. 2, p. 159–169, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1680/geng.11.00015>. Citado na página 43.

- BILGILI, M.; ALPHAN, H. Global growth in offshore wind turbine technology. *Clean Technologies and Environmental Policy*, v. 24, p. 2215–2227, 2022. ISSN 1618-9558. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s10098-022-02314-0>. Citado na página 21.
- BLAZQUEZ, J.; FUENTES, R.; MANZANO, B. On some economic principles of the energy transition. *Energy Policy*, v. 147, p. 111807, 2020. ISSN 0301-4215. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421520305267>. Citado na página 18.
- BUCALEM, M.; BATHE, K. *The Mechanics of Solids and Structures - Hierarchical Modeling and the Finite Element Solution*. Springer Berlin Heidelberg, 2013. (Computational Fluid and Solid Mechanics). ISBN 9783642266836. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=RmeGmAEACAAJ>. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 34.
- BV. *NR 493 DT R03 E*: Classification of mooring systems for permanent and mobile offshore units. [S.l.], 2015. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 38.
- BV. *NI 572 DT R02 E*: Classification and certification of floating offshore wind turbines. [S.l.], 2019. Citado 3 vezes nas páginas 24, 33 e 38.
- BV. *Software Solutions: Marine & offshore*. 2020. Disponível em: https://marine-offshore.bureauveritas.com/sites/g/files/zyzpfnx136/files/media/document/BC040-DV-R02_April2019.pdf. Acesso em: 25 mai. 2023. Citado na página 36.
- C-POWER. *C-Power completes first wind farm in the Belgian North Sea*. [S.l.], 2013. Disponível em: <https://www.marguerite.com/wp-content/uploads/2013/07/130703-CPO-PR-EN.pdf>. Acesso em: 28 abr. 2023. Citado na página 21.
- CAMPANILE, A.; PISCOPO, V.; SCAMARDELLA, A. Mooring design and selection for floating offshore wind turbines on intermediate and deep water depths. *Ocean Engineering*, v. 148, p. 349–360, 2018. ISSN 0029-8018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801817307126>. Citado na página 51.
- CAO, Q.; XIAO, L.; CHENG, Z.; LIU, M.; WEN, B. Operational and extreme responses of a new concept of 10mw semi-submersible wind turbine in intermediate water depth: An experimental study. *Ocean Engineering*, v. 217, p. 108003, 2020. ISSN 0029-8018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801820309501>. Citado 2 vezes nas páginas 42 e 43.
- CHOO, B. S. 25 - reinforced and prestressed concrete. In: NEWMAN, J.; CHOO, B. S. (Ed.). *Advanced Concrete Technology*. Oxford: Butterworth-Heinemann, 2003. p. 3–17. ISBN 978-0-7506-5686-3. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780750656863503116>. Citado na página 58.
- CIURIUC, A.; RAPHA, J. I.; GUANCHE, R.; DOMÍNGUEZ-GARCÍA, J. L. Digital tools for floating offshore wind turbines (fowt): A state of the art. *Energy Reports*, v. 8, p. 1207–1228, 2022. ISSN 2352-4847. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484721014736>. Citado 2 vezes nas páginas 50 e 51.

CONNOLLY, P.; HALL, M. Comparison of pilot-scale floating offshore wind farms with shared moorings. *Ocean Engineering*, v. 171, p. 172–180, 2019. ISSN 0029-8018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801818316238>. Citado na página 55.

de Assis Tavares, L. F.; SHADMAN, M.; ASSAD, L. P. de F.; ESTEFEN, S. F. Influence of the wrf model and atmospheric reanalysis on the offshore wind resource potential and cost estimation: A case study for rio de janeiro state. *Energy*, v. 240, p. 122767, 2022. ISSN 0360-5442. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544221030164>. Citado na página 22.

DNV. *DNV-ST-0437*: Loads and site conditions for wind turbines. [S.l.], 2016. Citado 10 vezes nas páginas 62, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 86 e 91.

DNV. *DNV-SE-0422*: Certification of floating wind turbines. [S.l.], 2018. Citado na página 23.

DNV. *DNV-OS-E301*: Position mooring. [S.l.], 2020. Citado 4 vezes nas páginas 24, 38, 60 e 61.

DNV. *DNV-ST-0119*: Floating wind turbine structures. [S.l.], 2021. Citado 16 vezes nas páginas 24, 28, 30, 31, 33, 38, 53, 54, 57, 58, 59, 60, 72, 73, 77 e 87.

DNV. *DNV-ST-0126*: Support structures for wind turbines. [S.l.], 2021. Citado na página 58.

DNV. *Sesam*: Software suite for hydrodynamic and structural analysis of renewable, offshore and maritime structures. 2022. Disponível em: <https://sesam.dnv.com/download/documents/SesamFeatureDescription.pdf>. Acesso em: 25 mai. 2023. Citado na página 36.

Dynamic Systems Analysis. *Proteus DS*: A flexible dynamic analysis tool for ocean industries. 2016. Disponível em: <https://dsaocean.com/wp-content/uploads/2016/06/ProteusDS.pdf>. Acesso em: 25 mai. 2023. Citado na página 36.

EDWARDS, D. *WaveC Seminar 2021*: Windfloat[®] is ready for japan. 2021. Disponível em: <https://www.wavec.org/contents/files/wavec-seminar-2021--principle-power-david-edwards.pdf>. Acesso em: 28 abr. 2023. Citado na página 21.

Empresa de Pesquisa Energética. *Relatório Síntese 2022*: Ano base 2021. Rio de Janeiro, 2022. 292 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-638/BEN2022.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 20.

EQUINOR. *Hywind Scotland*. Disponível em: <https://www.equinor.com/energy/hywind-scotland>. Acesso em: 28 mai. 2023. Citado na página 45.

FEARNSIDE, P. M. Environmental and social impacts of hydroelectric dams in brazilian amazonia: Implications for the aluminum industry. *World Development*, v. 77, p. 48–65, 2016. ISSN 0305-750X. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0305750X15001965>. Citado na página 18.

FENU, B.; ATTANASIO, V.; CASALONE, P.; NOVO, R.; CERVELLI, G.; BONFANTI, M.; SIRIGU, S.; BRACCO, G.; MATTIAZZO, G. Analysis of a gyroscopic-stabilized floating offshore hybrid wind-wave platform. *Journal of Marine Science and Engineering*, v. 8, p. 439, 06 2020. Citado na página 45.

FG. *One Tower*: Residencial mais alto da américa latina (ctbuh). 2022. Disponível em: <https://fgempreendimentos.com.br/empreendimentos/one-tower>. Acesso em: 28 abr. 2023. Citado na página 21.

FUKUSHIMA OFFSHORE WIND CONSORTIUM. *Technical Report: Fukushima FORWARD*. [S.l.], 2021. Disponível em: <http://www.fukushima-forward.jp/english/reference/index.html>. Acesso em: 25 mai. 2023. Citado na página 21.

GAERTNER, E.; RINKER, J.; SETHURAMAN, L.; ZAHLE, F.; ANDERSON, G. B. B.; ABBAS, N.; MENG, F.; BORTOLOTTI, P.; SKRZYPINSKI, W.; SCOTT, G.; FEIL, R.; BREDMOSE, H.; DYKES, K.; SHIELDS, M.; ALLEN, C.; VISELLI, A. *Definition of the IEA 15-Megawatt Offshore Reference Wind*. [S.l.], 2020. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75698.pdf>. Acesso em: 02 jul. 2023. Citado 3 vezes nas páginas 21, 81 e 83.

GALVÁN, J.; SÁNCHEZ-LARA, M. J.; MENDIKOA, I.; PÉREZ-MORÁN, G.; NAVA, V.; RODRÍGUEZ-ARIAS, R. Nautilus-dtu10 mw floating offshore wind turbine at gulf of maine: Public numerical models of an actively ballasted semisubmersible. *Journal of Physics: Conference Series*, IOP Publishing, v. 1102, n. 1, p. 012015, oct 2018. Disponível em: <https://dx.doi.org/10.1088/1742-6596/1102/1/012015>. Citado na página 44.

GAUDIOSI, G. Offshore wind energy in the mediterranean and other european seas. *Renewable Energy*, v. 5, n. 1, p. 675–691, 1994. ISSN 0960-1481. Climate change Energy and the environment. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0960148194904537>. Citado na página 41.

GHIGO, A.; COTTURA, L.; CARADONNA, R.; BRACCO, G.; MATTIAZZO, G. Platform optimization and cost analysis in a floating offshore wind farm. *Journal of Marine Science and Engineering*, v. 8, n. 11, 2020. ISSN 2077-1312. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2077-1312/8/11/835>. Citado 2 vezes nas páginas 43 e 44.

HALL, M. *MoorDyn V2*: New capabilities in mooring system components and load cases: Preprint. Nrel/cp-5000-76555. [S.l.], 2020. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/76555.pdf>. Acesso em: 25 mai. 2023. Citado na página 35.

HALLOWELL, S. T.; ARWADE, S. R.; FONTANA, C. M.; DEGROOT, D. J.; AUBENY, C. P.; DIAZ, B. D.; MYERS, A. T.; LANDON, M. E. System reliability of floating offshore wind farms with multiline anchors. *Ocean Engineering*, v. 160, p. 94–104, 2018. ISSN 0029-8018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801818305341>. Citado 2 vezes nas páginas 54 e 55.

HARRISON, C.; POPKE, J. Geographies of renewable energy transition in the caribbean: Reshaping the island energy metabolism. *Energy Research Social Science*, v. 36, p. 165–174, 2018. ISSN 2214-6296. Spatial Adventures in Energy Studies. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629617303973>. Citado na página 18.

- HERNANDEZ C, O. M.; SHADMAN, M.; AMIRI, M. M.; SILVA, C.; ESTEFEN, S. F.; La Rovere, E. Environmental impacts of offshore wind installation, operation and maintenance, and decommissioning activities: A case study of Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 144, p. 110994, 2021. ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121002859>. Citado na página 18.
- HERSBACH, H.; BELL, B.; BERRISFORD, P.; BIAVATI, G.; HORÁNYI, A.; SABATER, J. M.; NICOLAS, J.; PEUBEY, C.; RADU, R.; ROZUM, I.; SCHEPERS, D.; SIMMONS, A.; SOCI, C.; DEE, D.; THÉPAUT, J.-N. *ERA5 hourly data on single levels from 1940 to present*. 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.24381/cds.adbb2d47>. Acesso em: 01 jul. 2023. Citado 2 vezes nas páginas 83 e 102.
- IEA. *Offshore Wind Outlook 2019: World energy outlook special report*. [S.l.], 2019. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/495ab264-4ddf-4b68-b9c0-514295ff40a7/Offshore_Wind_Outlook_2019.pdf. Citado na página 20.
- IEC. *61400-1: Wind turbines - part 1: Design requirements*. [S.l.], 2005. Citado 2 vezes nas páginas 71 e 72.
- ITAIPU. *Itaipu em números*. 2010. Disponível em: <https://www.itaipu.gov.br/sala-de-imprensa/itaipu-em-numeros>. Acesso em: 28 abr. 2023. Citado na página 22.
- JANG, H.-K.; PARK, S.; KIM, M.-H.; KIM, K.-H.; HONG, K. Effects of heave plates on the global performance of a multi-unit floating offshore wind turbine. *Renewable Energy*, v. 134, p. 526–537, 2019. ISSN 0960-1481. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148118313521>. Citado 2 vezes nas páginas 46 e 47.
- KALA, Z. Influence of partial safety factors on design reliability of steel structures - probability and fuzzy probability assessments. *JOURNAL OF CIVIL ENGINEERING AND MANAGEMENT*, v. 13, p. 291–296, 12 2007. Citado na página 58.
- KARIMIRAD, M.; MICHAILIDES, C. Fault condition effects on the dynamic response of v-shaped offshore wind turbine. *Journal of Marine Science and Technology*, v. 24, 02 2018. Citado na página 52.
- KIKUCHI, Y.; ISHIHARA, T. Upscaling and levelized cost of energy for offshore wind turbines supported by semi-submersible floating platforms. *Journal of Physics: Conference Series*, IOP Publishing, v. 1356, n. 1, p. 012033, oct 2019. Disponível em: <https://dx.doi.org/10.1088/1742-6596/1356/1/012033>. Citado na página 24.
- KÜHNE, O.; PARUSH, D.; SHMUELI, D.; JENAL, C. Conflicted energy transition – conception of a theoretical framework for its investigation. *Land*, v. 11, n. 1, 2022. ISSN 2073-445X. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2073-445X/11/1/116>. Citado na página 18.
- LACEY-BARNACLE, M.; ROBISON, R.; FOULDS, C. Energy justice in the developing world: a review of theoretical frameworks, key research themes and policy implications. *Energy for Sustainable Development*, v. 55, p. 122–138, 2020. ISSN 0973-0826. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S097308261930777X>. Citado na página 18.

LERCH, M.; DE-PRADA-GIL, M.; MOLINS, C.; BENVENISTE, G. Sensitivity analysis on the levelized cost of energy for floating offshore wind farms. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 30, p. 77–90, 2018. ISSN 2213-1388. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213138818301486>. Citado na página 24.

LI, X.; ZHU, C.; FAN, Z.; CHEN, X.; TAN, J. Effects of the yaw error and the wind-wave misalignment on the dynamic characteristics of the floating offshore wind turbine. *Ocean Engineering*, v. 199, p. 106960, 2020. ISSN 0029-8018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801820300433>. Citado na página 86.

LIFES50+. *Innovative floating offshore wind energy: Proving cost effective technology for floating substructures for 10mw wind turbines at water depths greater than 50 m*. 2016. Disponível em: https://lifes50plus.eu/wp-content/uploads/2016/02/Flyer_a4.pdf. Acesso em: 28 mai. 2023. Citado na página 43.

LIU, Y.; YOSHIDA, S.; YAMAMOTO, H.; TOYOFUKU, A.; HE, G.; YANG, S. Response characteristics of the deepwind floating wind turbine moored by a single-point mooring system. *Applied Sciences*, v. 8, n. 11, 2018. ISSN 2076-3417. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2076-3417/8/11/2306>. Citado 3 vezes nas páginas 32, 43 e 45.

MA, K.-T.; LUO, Y.; KWAN, T.; WU, Y. *Mooring System Engineering for Offshore Structures*. Gulf Professional Publishing, 2019. ISBN 978-0-12-818551-3. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/book/9780128185513/mooring-system-engineering-for-offshore-structures>. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 32.

MAS-SOLER, J.; AMARAL, G. A. do; SILVA, L. Z. M. da; MALTA, E. B.; CARMO, L. H. S.; RUGGERI, F.; SIMOS, A. N. A parametric optimization approach for the initial design of fowt's substructure and moorings in brazilian deep-water fields. *Journal of Physics: Conference Series*, IOP Publishing, v. 2362, n. 1, p. 012025, nov 2022. Disponível em: <https://dx.doi.org/10.1088/1742-6596/2362/1/012025>. Citado 4 vezes nas páginas 8, 81, 84 e 102.

MASCIOLA, M.; JONKMAN, J.; ROBERTSON, A. Extending the capabilities of the mooring analysis program: A survey of dynamic mooring line theories for integration into fast. *Proceedings of the International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering - OMAE*, v. 9, 06 2014. Citado na página 34.

Math Works. *Simulink: Design. simulate. deploy*. 2023. Disponível em: <https://www.mathworks.com/products/simulink.html>. Acesso em: 25 mai. 2023. Citado na página 36.

MingYang Smart Energy. *Leading innovation: MingYang Smart Energy launches MySE 16.0-242, the world's largest offshore Hybrid Drive wind turbine*. 2023. Disponível em: <http://www.myse.com.cn/en/jtxw/info.aspx?itemid=825>. Acesso em: 28 abr. 2023. Citado na página 21.

MMA, M. do M. A. *Fundamentos para a elaboração da Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada (iNDC) do Brasil no contexto do Acordo de Paris sob a UNFCCC*. [S.l.], 2016. Disponível em: https://antigo.mma.gov.br/images/arquivos/clima/convencao/indc/Bases_elaboracao_iNDC.pdf. Citado na página 18.

MSIGWA, G.; IGHALO, J. O.; YAP, P.-S. Considerations on environmental, economic, and energy impacts of wind energy generation: Projections towards sustainability initiatives. *Science of The Total Environment*, v. 849, p. 157755, 2022. ISSN 0048-9697. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969722048549>. Citado na página 18.

MUSIAL, W.; SPITSEN, P.; DUFFY, P.; BEITER, P.; MARQUIS, M.; HAMMOND, R.; SHIELDS, M. *Offshore Wind Market Repor*: 2022 edition. [S.l.], 2022. Disponível em: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-09/offshore-wind-market-report-2022-v2.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 39.

NIHEI, Y.; MATSUDA, Y.; KITAMURA, S.; TAKAIWA, K.; KANDA, N. Research and development about the mechanisms of a single point mooring system for offshore wind turbines. *Ocean Engineering*, v. 147, p. 431–446, 2018. ISSN 0029-8018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801817306510>. Citado 3 vezes nas páginas 32, 43 e 45.

NREL. *FEAM Dynamic Mooring Module User's Guide*. 2015. Disponível em: https://www.nrel.gov/wind/nwtc/assets/downloads/Mooring/FEAM_Guide.pdf. Acesso em: 25 mai. 2023. Citado na página 35.

NREL. *MoorDyn - Lumped-Mass Mooring Dynamics*. 2021. Disponível em: <https://moordyn.readthedocs.io/en/latest/>. Acesso em: 25 mai. 2023. Citado na página 35.

NREL. *ROSCO. Version 2.4.1*. GitHub, 2021. Disponível em: <https://github.com/NREL/ROSCO>. Citado na página 36.

NREL. *OpenFAST Documentation*. 2023. Disponível em: <https://openfast.readthedocs.io/en/main/>. Acesso em: 25 mai. 2023. Citado na página 34.

PEGALAJAR-JURADO, A.; BREDMOSE, H.; BORG, M.; STRAUME, J. G.; LANDBØ, T.; ANDERSEN, H. S.; YU, W.; MÜLLER, K.; LEMMER, F. State-of-the-art model for the lifes50+ oo-star wind floater semi 10mw floating wind turbine. *Journal of Physics: Conference Series*, IOP Publishing, v. 1104, n. 1, p. 012024, oct 2018. Disponível em: <https://dx.doi.org/10.1088/1742-6596/1104/1/012024>. Citado 2 vezes nas páginas 43 e 44.

PEREIRA, M. G.; SENA, J. A.; FREITAS, M. A. V.; SILVA, N. F. da. Evaluation of the impact of access to electricity: A comparative analysis of south africa, china, india and brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 3, p. 1427–1441, 2011. ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110003746>. Citado na página 18.

PETROBRAS. *Estamos desenvolvendo o primeiro projeto piloto de energia eólica offshore do Brasil*. 2018. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/estamos-desenvolvendo-o-primeiro-projeto-piloto-de-energia-eolica-offshore-do-brasil.htm>. Acesso em: 28 abr. 2023. Citado na página 22.

PETROBRAS. *Firmamos acordo com a Equinor para avaliar sete projetos de eólica offshore no Brasil*. 2022. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/firmamos-acordo-com-a-equinor-para-avaliar-sete-projetos-de-eolica-offshore-no-brasil.htm>. Acesso em: 13 mai. 2023. Citado na página 23.

PETROBRAS. *Plano Estratégico: 2023 - 2027*. 2022. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/58e08d23-0a80-c619-035f-e4745f71cea6?origin=1>. Acesso em: 13 mai. 2023. Citado na página 22.

PETROBRAS. *Testamos tecnologia inédita de eólica offshore em parceria com USP e UFRJ*. 2023. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/testamos-tecnologia-inedita-de-eolica-offshore-em-parceria-com-usp-e-ufrj.htm>. Acesso em: 11 set. 2023. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 81.

PHAM, H.-D.; SCHOEFS, F.; CARTRAUD, P.; SOULARD, T.; PHAM, H.-H.; BERHAULT, C. Methodology for modeling and service life monitoring of mooring lines of floating wind turbines. *Ocean Engineering*, v. 193, p. 106603, 2019. ISSN 0029-8018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801819307280>. Citado 3 vezes nas páginas 32, 49 e 50.

PISCOPO, V.; SCAMARDELLA, A. Comparative study among non-redundant and redundant stationkeeping systems for floating offshore wind turbines on intermediate water depth. *Ocean Engineering*, v. 241, p. 110047, 2021. ISSN 0029-8018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801821013779>. Citado na página 53.

POLACHEK, H.; WALTON, T. S.; MEJIA, R.; DAWSON, C. Transient motion of an elastic cable immersed in a fluid. *Mathematics of Computation*, American Mathematical Society, v. 17, n. 81, p. 60–63, 1963. ISSN 00255718, 10886842. Disponível em: <http://www.jstor.org/stable/2003734>. Citado na página 34.

PORTE. *Platina 220*. 2022. Disponível em: <https://porte.com.br/empreendimento/platina220>. Acesso em: 28 abr. 2023. Citado na página 21.

PRATES, J. P. *PL 576/2021*: Disciplina o aproveitamento de potencial energético offshore. [S.l.], 2022. Disponível em: https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=2205028&filename=PL%20576/2021. Citado na página 22.

PRINCIPLE POWER. *Projects: Unlocking the full potential of floating offshore wind*. 2022. Disponível em: <https://www.principlepower.com/projects>. Acesso em: 28 abr. 2023. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 45.

RAMACHANDRAN, G.; VITA, L.; KRIEGER, A.; MUELLER, K. Design basis for the feasibility evaluation of four different floater designs. *Energy Procedia*, v. 137, p. 186–195, 2017. ISSN 1876-6102. 14th Deep Sea Offshore Wind RD Conference, EERA DeepWind'2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217353079>. Citado na página 44.

REN, Y.; VENUGOPAL, V.; SHI, W. Dynamic analysis of a multi-column tlp floating offshore wind turbine with tendon failure scenarios. *Ocean Engineering*, v. 245, p. 110472, 2022. ISSN 0029-8018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801821017534>. Citado 2 vezes nas páginas 53 e 54.

RIETHOF, M. The international human rights discourse as a strategic focus in socio-environmental conflicts: the case of hydro-electric dams in brazil. *The International*

Journal of Human Rights, Routledge, v. 21, n. 4, p. 482–499, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/13642987.2016.1191775>. Citado na página 18.

ROBERTSON, A. N.; GUEYDON, S.; BACHYNSKI, E.; WANG, L.; JONKMAN, J.; ALARCÓN, D.; AMET, E.; BEARDSELL, A.; BONNET, P.; BOUDET, B.; BRUN, C.; CHEN, Z.; FÉRON, M.; FORBUSH, D.; GALINOS, C.; GALVAN, J.; GILBERT, P.; GÓMEZ, J.; HARNOIS, V.; HAUDIN, F.; HU, Z.; DREFF, J. L.; LEIMEISTER, M.; LEMMER, F.; LI, H.; MCKINNON, G.; MENDIKOA, I.; MOGHTADAEI, A.; NETZBAND, S.; OH, S.; PEGALAJAR-JURADO, A.; NGUYEN, M. Q.; RUEHL, K.; SCHÜNEMANN, P.; SHI, W.; SHIN, H.; SI, Y.; SURMONT, F.; TRUBAT, P.; QWIST, J.; WOHLFAHRT-LAYMANN, S. OC6 phase I: Investigating the underprediction of low-frequency hydrodynamic loads and responses of a floating wind turbine. *Journal of Physics: Conference Series*, IOP Publishing, v. 1618, n. 3, p. 032033, sep 2020. Disponível em: <https://dx.doi.org/10.1088/1742-6596/1618/3/032033>. Citado na página 21.

ROBERTSON, A. N.; JONKMAN, J. M.; MASCIOLA, M.; SONG, H.; GOUPEE, A.; COULLING, A.; LUAN, C. *Definition of the Semisubmersible Floating System for Phase II of OC4*. [S.l.], 2014. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60601.pdf>. Acesso em: 12 mar. 2021. Citado 3 vezes nas páginas 29, 51 e 52.

RUDDY, G. Petrobras aguarda marco regulatório para seguir com análise financeira de eólicas offshore. *EPBR*, 2023. Disponível em: <https://epbr.com.br/petrobras-aguarda-marco-regulatorio-para-seguir-com-eolicas-offshore/>. Acesso em: 15 ago. 2023. Citado na página 22.

SAIPEM. *Saipem's floating offshore wind technologies*. 2022. Disponível em: <https://www.saipem.com/sites/default/files/2022-09/Floatingoffshorewind.pdf>. Acesso em: 28 mai. 2023. Citado na página 45.

SHIELDS, M.; BEITER, P.; NUNEMAKER, J. *A Systematic Framework for Projecting the Future Cost of Offshore Wind Energy*. Golden, CO: Nrel/tp-5000-81819. [S.l.], 2022. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/81819.pdf>. Acesso em: 28 abr. 2023. Citado na página 24.

SHIELDS, M.; BEITER, P.; NUNEMAKER, J.; COOPERMAN, A.; DUFFY, P. Impacts of turbine and plant upsizing on the levelized cost of energy for offshore wind. *Applied Energy*, v. 298, p. 117189, 2021. ISSN 0306-2619. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261921006164>. Citado na página 24.

SILVA, A. J. V. de C. *Potencial eólico offshore no Brasil: Localização de áreas nobres através de análise multicritério*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético, Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Dissert_AJVCSilva.pdf. Citado 3 vezes nas páginas 22, 23 e 24.

SOVACOOOL, B. K.; AXSEN, J.; SORRELL, S. Promoting novelty, rigor, and style in energy social science: Towards codes of practice for appropriate methods and research design. *Energy Research Social Science*, v. 45, p. 12–42, 2018. ISSN 2214-6296. Special Issue on the Problems of Methods in Climate and Energy Research. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629618307230>. Citado na página 18.

- SPRAUL, C.; PHAM HONG, D.; ARNAL, V.; REYNAUD, M. Effect of Marine Growth on Floating Wind Turbines Mooring Lines Responses. In: MÉCANIQUE, A. F. de (Ed.). *CFM 2017 - 23ème Congrès Français de Mécanique*. Lille, France: AFM, Maison de la Mécanique, 39/41 rue Louis Blanc - 92400 Courbevoie, 2017. (Congrès français de mécanique). Colloque avec actes et comité de lecture. Internationale. Disponível em: <https://hal.science/hal-03465580>. Citado na página 70.
- STERN, P. C.; SOVACOOOL, B. K.; DIETZ, T. Towards a science of climate and energy choices. *Nature Climate Change*, v. 6, p. 547–555, 5 2016. Disponível em: <https://www.nature.com/articles/nclimate3027#Ack1>. Citado na página 18.
- SØRUM, S. H.; FONSECA, N.; KENT, M.; FARIA, R. P. Assessment of nylon versus polyester ropes for mooring of floating wind turbines. *Ocean Engineering*, v. 278, p. 114339, 2023. ISSN 0029-8018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801823007230>. Citado na página 48.
- TETRASPASPAR. *Floating wind: Industry leaders collaborate to demonstrate transformative 'TetraSpar' concept in Norway*: Press release. [S.l.], 2018. Disponível em: https://offshore-wind.no/wp-content/uploads/2018/10/18-10-05-PR-TetraSpar_final.pdf. Acesso em: 12 mar. 2021. Citado na página 21.
- TONG, K. Technical and economic aspects of a floating offshore wind farm. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 74-76, p. 399–410, 1998. ISSN 0167-6105. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167610598000361>. Citado na página 41.
- TUCKER, M.; PITT, E. *Waves in Ocean Engineering*. [S.l.]: Elsevier Science, 2001. (Elsevier Ocean Engineering Series). ISBN 9780080435664. Citado 2 vezes nas páginas 117 e 118.
- United Nations. *United Nations Convention on the Law of the Sea*. [S.l.], 1982. Disponível em: https://www.un.org/depts/los/convention_agreements/texts/unclos/unclos_e.pdf. Citado na página 22.
- United Nations. *Paris Agreement*. [S.l.], 2015. Disponível em: <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf>. Citado na página 18.
- VAUGHAN, S.; FERREIRA, C. Chapter 14 - determining structural and hydrodynamic loads. In: FOLLEY, M. (Ed.). *Numerical Modelling of Wave Energy Converters*. Academic Press, 2016. p. 267–277. ISBN 978-0-12-803210-7. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128032107000141>. Citado na página 58.
- Vestas Wind Systems. *Vestas introduces the V172-7.2 MW, enhancing performance in low to medium wind conditions*. 2022. Disponível em: <https://www.vestas.com/en/media/company-news/2022/vestas-introduces-the-v172-7-2-mw--enhancing-performanc-c3539648>. Acesso em: 28 abr. 2023. Citado na página 21.
- WALTON, T. S.; POLACHEK, H. Calculation of transient motion of submerged cables. *Mathematics of Computation*, American Mathematical Society, v. 14, n. 69, p. 27–46, 1960. ISSN 00255718, 10886842. Disponível em: <http://www.jstor.org/stable/2002982>. Citado na página 34.

- WAMIT Inc. *WAMIT User Manual: Version 7.4*. [S.l.], 2020. Disponível em: https://www.wamit.com/manualupdate/v74_manual.pdf. Acesso em: 08 mai. 2023. Citado na página 35.
- WILSON, S.; HALL, M.; HOUSNER, S.; SIRNIVAS, S. Linearized modeling and optimization of shared mooring systems. *Ocean Engineering*, v. 241, p. 110009, 2021. ISSN 0029-8018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801821013457>. Citado 2 vezes nas páginas 55 e 56.
- WRIGGERS, P. *Nonlinear Finite Element Methods*. Springer Berlin Heidelberg, 2008. ISBN 9783540710004. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=IaV0wgG2jacC>. Citado na página 34.
- XU, K.; LARSEN, K.; SHAO, Y.; ZHANG, M.; GAO, Z.; MOAN, T. Design and comparative analysis of alternative mooring systems for floating wind turbines in shallow water with emphasis on ultimate limit state design. *Ocean Engineering*, v. 219, p. 108377, 2021. ISSN 0029-8018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801820312841>. Citado 4 vezes nas páginas 32, 42, 48 e 49.
- ZHANG, C.; WANG, S.; XIE, S.; HE, J.; GAO, J.; TIAN, C. Effects of mooring line failure on the dynamic responses of a semisubmersible floating offshore wind turbine including gearbox dynamics analysis. *Ocean Engineering*, v. 245, p. 110478, 2022. ISSN 0029-8018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801821017571>. Citado na página 52.
- ZHANG, Z.; KUANG, L.; ZHAO, Y.; HAN, Z.; ZHOU, D.; TU, J.; CHEN, M.; JI, X. Numerical investigation of the aerodynamic and wake characteristics of a floating twin-rotor wind turbine under surge motion. *Energy Conversion and Management*, v. 283, p. 116957, 2023. ISSN 0196-8904. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890423003035>. Citado 2 vezes nas páginas 47 e 48.
- ZHAO, Z.; SHI, W.; WANG, W.; QI, S.; LI, X. Dynamic analysis of a novel semi-submersible platform for a 10 mw wind turbine in intermediate water depth. *Ocean Engineering*, v. 237, p. 109688, 2021. ISSN 0029-8018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801821010611>. Citado 2 vezes nas páginas 43 e 44.
- ZHENG, X. Y.; ZHENG, H.-D.; LEI, Y.; CHEN, H. Nonlinear stochastic responses of a newly developed floating wind-solar-aquaculture system. *Ocean Engineering*, v. 241, p. 110055, 2021. ISSN 0029-8018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801821013846>. Citado 2 vezes nas páginas 46 e 47.

Apêndice A – Abordagem simplificada de extrapolação de condições ambientais extremas

Para o estudo de caso é necessário extrapolar condições ambientais extremas a partir de séries temporais do local escolhido. Dada a complexidade envolvida na obtenção de dados reais e nos métodos de reanálise de condições climáticas, foram usados dados públicos e uma abordagem simplificada para extrapolar as condições ambientais.

Por simplicidade, foram adotadas distribuições de probabilidade de Weibull para descrever individualmente as distribuições de altura de onda, velocidade de vento e velocidade da correnteza. Cada um desses carregamentos foi extrapolado separadamente, ou seja, não foram consideradas distribuições de probabilidade conjunta. Essa individualização simplifica não só a obtenção das condições extremas, mas também discussões acerca dos dados obtidos, mantendo o foco na análise das linha de ancoragem.

Os dados de campo devem conter valores médios observados em intervalos de, pelo menos, três horas e um período de tempo total maior do que dez anos.

Como o algoritmo de ajuste e extrapolação proposto é o mesmo para todos os carregamentos, a primeira etapa é selecionar uma das variáveis (altura de onda, velocidade de vento ou de correnteza). Em seguida, obtém-se o diagrama de dispersão e, então, a probabilidade de excedência de cada amplitude do intervalo da grandeza de interesse.

O diagrama de dispersão representa o número de ocorrências da variável ξ em intervalos de amplitude específicos, dentro de um certo intervalo de direção centrado. Mais especificamente, ξ pode ser a altura de onda, H_s , velocidade de vento, V , ou de correnteza, U . Neste estudo, esses intervalos são sempre uniformemente distribuídos, as direções variam no intervalo representado por $[\theta_0 : \delta_\theta : \theta_f]$, ou seja, de θ_0 a θ_f em passos constantes de δ_θ , e as amplitudes abrangem o intervalo $\xi_0 : \delta_\xi : \xi_f$. Para cada direção, θ_i , contabiliza-se as ocorrências no intervalo $[\theta_i - \frac{\delta_\theta}{2} : \theta_i + \frac{\delta_\theta}{2})$, aberto no limite superior para prevenir contagem duplicada.

A probabilidade de excedência de ξ , para cada direção, $P_\xi(\theta_i)$, por sua vez, é a razão entre a soma das n_ξ ocorrências acima de um limite $\bar{\xi}$ e o número total de ocorrências, N_ξ :

$$P_\xi(\theta_i) = \frac{n_\xi}{N_\xi}. \quad (32)$$

De posse das probabilidades de excedência, é possível fazer um ajuste estatístico (*fitting*) a uma distribuição de Weibull, com função de densidade de probabilidade dada por:

$$f(x | \eta, \lambda) = \frac{\eta}{\lambda} \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{\eta-1} e^{-(x/\lambda)^\eta}, \quad x \geq 0, \quad (33)$$

em que η e λ são os parâmetros de forma e de escala, respectivamente.

Para isso, optou-se pelo método do estimador de máxima verossimilhança (referenciado pela sigla MLE, do inglês “*maximum likelihood estimation*”), um método comum para estimar parâmetros de modelos de distribuição. Em linhas gerais, o MLE consiste na estimativa dos parâmetros que maximizem a função de verossimilhança, $\mathcal{L}(\theta | x)$, com parâmetro θ , para os valores observados de x . Sucintamente, a função de verossimilhança representa a probabilidade de que um determinado valor, x , seja observado dado os parâmetros da distribuição, η e λ . Para a distribuição de Weibull, dados n valores observados de x , tem-se:

$$\mathcal{L}(\eta, \lambda | x) = \prod_{i=1}^n f(x_i | \eta, \lambda). \quad (34)$$

Maximizar a Equação 34 pode ter alguns problemas numéricos, pois os fatores do produto do lado direito da equação tendem a ser muito pequenos. Para lidar com isso, costuma-se trabalhar com $\log(\mathcal{L}(\eta, \lambda | x))$. Assim, o problema de maximização reduz-se a resolver as Equações 35 em η e λ :

$$\begin{cases} \left. \frac{\partial \log(\mathcal{L}(\eta, \lambda | x))}{\partial \eta} \right|_X = 0; \\ \left. \frac{\partial \log(\mathcal{L}(\eta, \lambda | x))}{\partial \lambda} \right|_X = 0. \end{cases} \quad (35)$$

Com as funções de densidade de probabilidade é possível estimar as probabilidades de excedência para as amplitudes (de H_s , V e U), através da função distribuição acumulada complementar, $\bar{F}_X(x)$:

$$\bar{F}_X(x) = P_X(X > x) = 1 - \int_{-\infty}^x f(x | \eta, \lambda) dx = 1 - e^{-(\frac{x}{\lambda})^\eta}. \quad (36)$$

Para fins práticos, foi avaliada uma série de amplitudes para cada variável dentro do intervalo de dados usados como entrada e interpolado linearmente entre os valores mais próximos para se obter o resultado com o período de retorno esperado. A Tabela 21 especifica os intervalos usados, ressalta-se que esses valores foram usados de sorte que se conseguisse avaliar com folga amplitudes das variáveis extrapoladas.

Tabela 21 – Intervalos de amplitudes considerados na extrapolação

ξ	Unidade	ξ_0	δ_ξ	ξ_f
H_s	m	0.5	0.2	15.0
V	m/s	0.03	0.01	40.0
U	m/s	0.001	0.0005	0.35

A chance de excedência, Pr , é dada por:

$$Pr = \frac{\bar{h}}{24 \times 365 \times T}, \quad (37)$$

em que $\bar{h} = 3h$ é intervalo de horas considerado e T , o período de retorno, em anos.

O Algoritmo 2 sintetiza a lógica descrita para extrapolação das condições ambientais.

Algoritmo 2 Algoritmo para extrapolação estatística das condições ambientais

```

1: extremos  $\leftarrow \{ \}$ 
2: scatters  $\leftarrow \{ \}$  ▷ Diagramas de dispersão
3: for all direções do
4:   for all amplitudes do
5:     scatters  $\leftarrow$  soma ocorrências
6:   total  $\leftarrow$  soma todas as ocorrências
7:   prob  $\leftarrow$  ocorrências acima do limite nos scatters / total
8:    $\eta, \lambda \leftarrow$  MLE(prob) ▷ Fitting usando o MLE
9:   fitted  $\leftarrow \{ \}$  ▷ Pontos para interpolação
10:  for all amplitudes do
11:    fitted  $\leftarrow 1 - e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^\eta}$  ▷  $\bar{F}_X(x)$ 
12:  for  $T \in$  períodos de retorno do
13:     $x \leftarrow \frac{\bar{h}}{24 \times 365 \times T}$ 
14:    extremos  $\leftarrow$  interpolar  $x$  entre fitted

```

Note que ainda é necessário calcular T_p e os parâmetros α e γ do espectro de JONSWAP para que se tenha informações o suficiente para as simulações. Uma estimativa razoável para o período de pico pode ser extraída de Tucker e Pitt (2001) e, de posse de T_p e H_s , é trivial obter α e γ com as Equações 23-26. Por completude, é possível obter T_z a partir de T_p e γ com a Equação 27.

A Equação 38 relaciona a velocidade do vento a dez metros acima do nível do mar, $V(10m)$, e a altura de onda.

$$V(10m) = 6.36 \times \sqrt{H_s}. \quad (38)$$

A velocidade de vento $V(10m)$, por sua vez, se relaciona com o período de pico conforme segue na Equação 39.

$$T_p = 0.74 \times V(10m) . \quad (39)$$

Assim, da Equação 38 na Equação 39, tem-se uma estimativa do período de pico a partir da altura de onda. Destaca-se que as Equações 38 e 39, extraídas de Tucker e Pitt (2001) são válidas para mares plenamente desenvolvidos e pode ser menos acuradas para mares gerados com pistas de sopro e/ou durações limitadas – o que deve ocorrer principalmente no setor sudoeste-norte (SE-N) para a Baía de Santos.

Apêndice B – Condições ambientais extrapoladas

A Tabela 22 apresenta o metocean obtido aplicando a metodologia descrita no Apêndice A.

Ressalta-se que a velocidade do vento, W_s , é apresentada para uma altura de 100 m acima do nível do mar. Da Equação 7, tem-se que o limite superior da faixa operacional da turbina, de 25 m/s, avaliado em $z = 100$ m é de 23.62 m/s. Nota-se que, além dos casos dentro da faixa operacional apresentados na Tabela 15, há alguns casos de velocidades de vento próximas do limite superior da faixa operacional, especialmente os cenários de $T_r = 10$ anos no setor E-S (direções entre 90° e 180°).

Tabela 22 – Condições ambientais extrapoladas

Direção	Parâmetro	T_r (anos)			
		1	10	20	50
N - 0.0°	Hs (m)	3.782	4.230	4.353	4.511
	T_p (s)	12.634	13.362	13.554	13.798
	γ	1.000	1.000	1.000	1.000
	α	0.003	0.003	0.003	0.003
	T_z (s)	8.934	9.449	9.584	9.756
	W_s (m/s)	22.358	25.194	25.980	26.980
	C_s (m/s)	0.386	0.441	0.449	0.476
NNE - 22.5°	Hs (m)	5.213	5.684	5.811	5.973
	T_p (s)	14.834	15.489	15.661	15.877
	γ	1.000	1.000	1.000	1.000
	α	0.003	0.003	0.003	0.003
	T_z (s)	10.489	10.952	11.074	11.227
	W_s (m/s)	29.386	32.972	33.963	35.223
	C_s (m/s)	0.498	0.573	0.592	0.615
NE - 45.0°	Hs (m)	5.664	6.248	6.409	6.611
	T_p (s)	15.461	16.239	16.446	16.704
	γ	1.000	1.000	1.000	1.000

Tabela 22 – continuação

Direção	Parâmetro	T_r (anos)			
		1	10	20	50
	α	0.003	0.003	0.003	0.003
	T_z (s)	10.933	11.483	11.629	11.812
	W_s (m/s)	26.987	30.181	31.062	32.181
	C_s (m/s)	0.498	0.572	0.591	0.613
ENE - 67.5°	Hs (m)	6.441	7.138	7.329	7.571
	T_p (s)	16.488	17.357	17.588	17.875
	γ	1.000	1.000	1.000	1.000
	α	0.003	0.003	0.003	0.003
	T_z (s)	11.659	12.273	12.436	12.640
	W_s (m/s)	22.620	25.250	25.975	26.894
	C_s (m/s)	0.443	0.499	0.521	0.542
E - 90.0°	Hs (m)	6.501	7.246	7.450	7.711
	T_p (s)	16.564	17.487	17.733	18.040
	γ	1.000	1.000	1.000	1.000
	α	0.003	0.003	0.003	0.003
	T_z (s)	11.713	12.365	12.539	12.756
	W_s (m/s)	21.140	23.761	24.486	25.408
	C_s (m/s)	0.429	0.490	0.499	0.529
ESE - 112.5°	Hs (m)	6.501	7.246	7.450	7.711
	T_p (s)	16.564	17.487	17.733	18.040
	γ	1.000	1.000	1.000	1.000
	α	0.003	0.003	0.003	0.003
	T_z (s)	11.713	12.365	12.539	12.756
	W_s (m/s)	20.885	23.482	24.201	25.115
	C_s (m/s)	0.409	0.470	0.489	0.500
SE - 135.0°	Hs (m)	6.161	6.858	7.049	7.293
	T_p (s)	16.125	17.013	17.249	17.544
	γ	1.000	1.000	1.000	1.000

Tabela 22 – continuação

Direção	Parâmetro	T_r (anos)			
		1	10	20	50
	α	0.003	0.003	0.003	0.003
	T_z (s)	11.402	12.030	12.197	12.406
	W_s (m/s)	20.851	23.427	24.140	25.045
	C_s (m/s)	0.403	0.463	0.485	0.498
SSE - 157.5°	Hs (m)	7.189	8.031	8.263	8.557
	T_p (s)	17.419	18.411	18.674	19.004
	γ	1.000	1.000	1.000	1.000
	α	0.003	0.003	0.003	0.003
	T_z (s)	12.317	13.018	13.205	13.438
	W_s (m/s)	21.526	24.238	24.990	25.945
	C_s (m/s)	0.419	0.481	0.494	0.512
S - 180.0°	Hs (m)	6.971	7.729	7.936	8.199
	T_p (s)	17.153	18.061	18.302	18.602
	γ	1.000	1.000	1.000	1.000
	α	0.003	0.003	0.003	0.003
	T_z (s)	12.129	12.771	12.941	13.154
	W_s (m/s)	21.123	23.678	24.384	25.281
	C_s (m/s)	0.400	0.456	0.481	0.496
SSW - 202.5°	Hs (m)	7.126	7.858	8.058	8.311
	T_p (s)	17.343	18.211	18.442	18.729
	γ	1.000	1.000	1.000	1.000
	α	0.003	0.003	0.003	0.003
	T_z (s)	12.263	12.877	13.040	13.244
	W_s (m/s)	22.535	25.481	26.299	27.341
	C_s (m/s)	0.438	0.496	0.514	0.540
SW - 225.0°	Hs (m)	7.300	8.015	8.209	8.455
	T_p (s)	17.553	18.392	18.614	18.890
	γ	1.000	1.000	1.000	1.000

Tabela 22 – continuação

Direção	Parâmetro	T_r (anos)			
		1	10	20	50
	α	0.003	0.003	0.003	0.003
	T_z (s)	12.412	13.005	13.162	13.358
	W_s (m/s)	24.173	27.406	28.306	29.452
	C_s (m/s)	0.439	0.495	0.507	0.537
WSW - 247.5°	Hs (m)	7.366	8.049	8.236	8.471
	T_p (s)	17.632	18.432	18.644	18.908
	γ	1.000	1.000	1.000	1.000
	α	0.003	0.003	0.003	0.003
	T_z (s)	12.468	13.033	13.184	13.370
	W_s (m/s)	27.131	31.305	32.480	33.984
	C_s (m/s)	0.483	0.549	0.575	0.597
W - 270.0°	Hs (m)	6.428	7.292	7.533	7.839
	T_p (s)	16.472	17.544	17.831	18.190
	γ	1.000	1.000	1.000	1.000
	α	0.003	0.003	0.003	0.003
	T_z (s)	11.647	12.405	12.608	12.862
	W_s (m/s)	26.837	31.489	32.812	34.513
	C_s (m/s)	0.468	0.544	0.566	0.594
WNW - 292.5°	Hs (m)	4.152	4.678	4.824	5.008
	T_p (s)	13.238	14.052	14.268	14.538
	γ	1.000	1.000	1.000	1.000
	α	0.003	0.003	0.003	0.003
	T_z (s)	9.361	9.936	10.089	10.280
	W_s (m/s)	18.137	20.741	21.470	22.401
	C_s (m/s)	0.333	0.381	0.393	0.400