

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

SÉRGIO ANTÔNIO TRAJANO DA SILVA

**Estudo Comparativo Entre Dois Tipos De Sistemas De
Ancoragem De Uma Plataforma Semissubmersível Com
Turbina Eólica Offshore**

RECIFE
2024

SÉRGIO ANTÔNIO TRAJANO DA SILVA

**Estudo Comparativo Entre Dois Tipos De Sistemas De Ancoragem De
Uma Plataforma Semissubmersível Com Turbina Eólica Offshore**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Departamento de
Engenharia Mecânica na Universidade
Federal de Pernambuco como requisito
básico para obtenção do grau de
Bacharelado em Engenharia Naval.

Orientador: Prof. César Augusto Salhua
Moreno, D.Sc.

Coorientador: Aluizio de Amorim
Pacheco, D.Sc.

RECIFE
2024

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Silva, Sérgio Antônio Trajano da.

Estudo comparativo entre dois tipos de sistemas de ancoragem de uma
plataforma semissubmersível com turbina eólica offshore / Sérgio Antônio
Trajano da Silva. - Recife, 2024.

145 p. : il., tab.

Orientador(a): César Augusto Salhua Moreno

Coorientador(a): Aluizio de Amorim Pacheco

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de
Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Naval -
Bacharelado, 2024.

Inclui referências, apêndices.

1. Plataforma eólica. 2. Sistema de ancoragem. 3. Análise numérica. 4.
Tension leg. 5. Catenária. I. Moreno, César Augusto Salhua. (Orientação). II.
Pacheco, Aluizio de Amorim . (Coorientação). IV. Título.

620 CDD (22.ed.)

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Deize e Cláudio, que proporcionaram todo suporte necessário para eu me desenvolver pessoal e profissionalmente.

Aos meus orientadores, César e Aluizio, por me guiarem a realizar o presente trabalho e pela paciência que tiveram durante o período de realização do mesmo.

Aos meus colegas de curso e docentes que me ajudaram a crescer durante o curso.

RESUMO

A busca por fontes de energias renováveis, a nível mundial, tem fomentado o desenvolvimento de estudos relacionados com o comportamento estrutural de turbinas eólicas flutuantes submetidas a carregamentos ambientais de onda e corrente marinha e vento. Sendo assim, são necessários modelos matemáticos e computacionais capazes de representar o comportamento da estrutura. O atual trabalho tem como objetivo analisar o comportamento de uma plataforma eólica offshore, e a resistência estrutural de dois tipos de sistemas de ancoragem distintos, incluindo uma turbina de 5MW. Para tanto, foram extraídos dados ambientais de uma região na costa sul brasileira. Em seguida, foi desenvolvido um modelo hidrodinâmico do casco da plataforma, que foi avaliado a partir da comparação entre os Operadores de Amplitude de Resposta (Response Amplitude Operators, RAOs) gerados por dois programas computacionais diferentes, e de referência bibliográfica. Posteriormente, foram realizadas análises numéricas da plataforma no software OrcaFlex, para condições de carregamento recomendadas na norma de classificação para Turbinas Eólicas Flutuantes. Assim, foi possível verificar a resistência estrutural dos dois sistemas de ancoragem propostos, além de analisar o comportamento da estrutura por meio das amplitudes dos movimentos da plataforma. Como critério de aceitação de resistência estrutural para as linhas de ancoragem, foi considerado o MBL (Minimum Breaking Load) do material de cada linha de ancoragem em para o sistema em catenária livre, e a Máxima Tensão de von Mises para os tendões do sistema Tension leg.

Palavras-chave: Plataforma eólica; Sistema de ancoragem; Análise numérica; Tension leg; Catenária.

ABSTRACT

The global pursuit of renewable energy sources has driven the development of studies related to the structural behavior of floating wind turbines subjected to environmental loads such as waves, ocean currents, and wind. Therefore, it is essential to have mathematical and computational models capable of representing the behavior of these structures. The current work aims to analyze two types of mooring systems for a semisubmersible platform with a 5 MW wind turbine, known as OC4. For this purpose, environmental data were extracted from a region off the southern coast of Brazil. A hydrodynamic model of the platform's hull was then developed, which was evaluated by comparing the Response Amplitude Operators (RAOs) generated by two different computational programs and through bibliographic references. Subsequently, numerical analyses of the platform were conducted using the OrcaFlex software under load conditions recommended in the classification standards for Floating Wind Turbines. This allowed for the assessment of the structural resistance of the two proposed mooring systems and the analysis of the structure's behavior through the platform's motion amplitudes. The acceptance criterion for the structural resistance of the mooring lines was based on the MBL (Minimum Breaking Load) of the material for the free catenary system and the Maximum Von Mises Stress for the tendons of the Tension Leg system.

Keywords: Wind platform; Mooring system; Numerical analysis; Tension leg; Catenary.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Crescimento da capacidade total de energia eólica na Europa entre 2012-2021.	23
Figura 2: Exemplo de Turbina Eólica de Eixo Horizontal.	25
Figura 3: Exemplo de Turbina Eólica de Eixo Vertical.....	25
Figura 4: Esboço do funcionamento de uma Turbina Eólica de Eixo Vertical do tipo Savonius.....	26
Figura 5: Esboço do funcionamento de uma Turbina Eólica de Eixo Vertical do tipo Darrieus.	26
Figura 6: Possíveis formatos das pás das Turbinas Eólicas de Eixo Vertical do tipo Darrieus.	27
Figura 7: Esboço do funcionamento de uma Turbina Eólica de Eixo Horizontal.	27
Figura 8: Componentes de uma turbina eólica moderna.....	29
Figura 9: Plataformas usadas nas turbinas eólicas offshore. a) Balsa; b) Semissubmersível; c) Tension Leg Platform; d) e e) Spar.	31
Figura 10: Plataforma semissubmersível de uma turbina eólica offshore.	32
Figura 11: Esquema de uma Tension Leg Platform.	32
Figura 12: Esquema de uma Spar suportando uma plataforma de petróleo. ...	33
Figura 13: Principais vantagens e desvantagens das principais plataformas usadas atualmente.	33
Figura 14: Sistema de ancoragem em catenária.....	34
Figura 15: Sistema de ancoragem em taut-leg.....	35
Figura 16: Sistema com ancoragem vertical.	36
Figura 17: Definição gráfica do espectro de onda.	41
Figura 18: Fluxograma da metodologia de análise utilizada no trabalho.....	47
Figura 19: Série temporal da altura significativa de onda em Rio Grande de 01/2017 a 03/2019 tomada a cada hora.....	50
Figura 20: Série temporal da altura máxima de onda em Rio Grande de 01/2017 a 03/2019 tomada a cada hora.....	50
Figura 21: Série temporal do período de pico de onda em Rio Grande de 01/2017 a 03/2019 tomada a cada hora.....	51

Figura 22: Série temporal da velocidade da correnteza em Rio Grande de 01/2017 a 03/2019 tomada a cada hora.....	51
Figura 23: Série temporal da velocidade do vento em Rio Grande de 01/2017 a 03/2019 tomada a cada hora.....	52
Figura 24: Histograma da altura significativa de onda pela velocidade do vento.	52
Figura 25: Histograma da altura significativa de onda pelo período de pico da onda.	53
Figura 26: Turbina eólica modela no Orcaflex.....	54
Figura 27: Esquema da estrutura da plataforma OC4 DeepCwind.	54
Figura 28: Geometria gerada no Rhinoceros da plataforma DeepCWind.	55
Figura 29: Malha gerada para obtenção das propriedades hidrodinâmicas e hidrostáticas da plataforma	56
Figura 30: Comparação entre os RAOs em surge obtidos no AQWA e no HAMS para a plataforma com um ângulo de incidência de onda de 0°	57
Figura 31: Comparação entre os RAOs em heave obtidos no AQWA e no HAMS para a plataforma com um ângulo de incidência de onda de 0°	57
Figura 32: Comparação entre os RAOs em pitch, obtidos no AQWA e no HAMS para a plataforma com um ângulo de incidência de onda de 0°	58
Figura 33: Sistema com ancoragem em catenária livre.	60
Figura 34: Vista superior do sistema em catenária livre indicado a numeração adotada para as linhas.	60
Figura 35: Representação da defasagem angular entre as linhas de uma mesma coluna.....	61
Figura 36: Sistema com ancoragem em perna tracionada.....	62
Figura 37: Direção de onda, vento e correnteza para o caso 1 das análises... 64	64
Figura 38: Direção de onda, vento e correnteza para o caso 2 das análises... 64	64
Figura 39: Arranjo físico do sistema de ancoragem com linhas intactas.....	67
Figura 40: Arranjo físico do sistema de ancoragem com uma linha rompida. ...	67
Figura 41: Arranjo físico do sistema de ancoragem com duas linhas rompidas.	68
Figura 42: Arranjo físico do sistema de ancoragem com três linhas rompidas. 68	68
Figura 43: Movimento de surge da plataforma com ancoragem em catenária e linhas intactas.....	69

Figura 44: Movimento de sway da plataforma com ancoragem em catenária e linhas intactas.....	69
Figura 45: Movimento de heave da plataforma com ancoragem em catenária e linhas intactas.....	70
Figura 46: Movimento de roll da plataforma com ancoragem em catenária e linhas intactas.....	70
Figura 47: Movimento de pitch da plataforma com ancoragem em catenária e linhas intactas.....	70
Figura 48: Movimento de yaw da plataforma com ancoragem em catenária e linhas intactas.....	71
Figura 49: Trações efetivas máximas para cada caso de carregamento operacional com ancoragem em catenária livre e linhas intactas.	72
Figura 50: Trações efetivas máximas para cada caso de carregamento extremo com ancoragem em catenária livre e linhas intactas.....	73
Figura 51: Movimento de surge da plataforma com ancoragem em catenária e linha 5 rompida.....	74
Figura 52: Movimento de sway da plataforma com ancoragem em catenária e linha 5 rompida.....	75
Figura 53: Movimento de heave da plataforma com ancoragem em catenária e linha 5 rompida.....	75
Figura 54: Movimento de roll da plataforma com ancoragem em catenária e linha 5 rompida.	75
Figura 55: Movimento de pitch da plataforma com ancoragem em catenária e linha 5 rompida.....	76
Figura 56: Movimento de yaw da plataforma com ancoragem em catenária e linha 5 rompida.	76
Figura 57: Trações efetivas máximas para cada caso de carregamento operacional com ancoragem em catenária livre e linha 5 rompida.....	78
Figura 58: Trações efetivas máximas para cada caso de carregamento extremo com ancoragem em catenária livre e linha 5 rompida.	78
Figura 59: Movimento de surge da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 5 e 6 rompidas.	79
Figura 60: Movimento de sway da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 5 e 6 rompidas.	79

Figura 61: Movimento de heave da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 5 e 6 rompidas.	80
Figura 62: Movimento de roll da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 5 e 6 rompidas.	80
Figura 63: Movimento de pitch da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 5 e 6 rompidas.	80
Figura 64: Movimento de yaw da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 5 e 6 rompidas.	81
Figura 65: Trações efetivas máximas para cada caso de carregamento operacional com ancoragem em catenária livre e linhas 5 e 6 rompidas.	82
Figura 66: Trações efetivas máximas para cada caso de carregamento extremo com ancoragem em catenária livre e linhas 5 e 6 rompidas.	82
Figura 67: Detalhe da posição das linhas de ancoragem número 4, 5 e 6.....	83
Figura 68: Movimento de surge da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 4, 5 e 6 rompidas.	84
Figura 69: Movimento de sway da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 4, 5 e 6 rompidas.	84
Figura 70: Movimento de heave da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 4, 5 e 6 rompidas.	84
Figura 71: Movimento de roll da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 4, 5 e 6 rompidas.	85
Figura 72: Movimento de pitch da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 4, 5 e 6 rompidas.	85
Figura 73: Movimento de yaw da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 4, 5 e 6 rompidas.	85
Figura 74: Posição final da plataforma para o sistema em catenária livre para o caso das linhas 4, 5 e 6 rompidas.	86
Figura 75: Trações efetivas máximas para cada caso de carregamento operacional com ancoragem em catenária livre e linhas 4, 5 e 6 rompidas.	87
Figura 76: Trações efetivas máximas para cada caso de carregamento extremo com ancoragem em catenária livre e linhas 4, 5 e 6 rompidas.....	87
Figura 77: Configuração do sistema de ancoragem em TLP para os três casos com tendões rompidos.	88

Figura 78: Configuração do sistema de ancoragem em TLP para os três casos com tendões rompidos.	89
Figura 79: Movimento de <i>surge</i> da plataforma com ancoragem em TLP e tendões intactos.	89
Figura 80: Movimento de <i>sway</i> da plataforma com ancoragem em TLP e tendões intactos.	90
Figura 81: Movimento de <i>roll</i> da plataforma com ancoragem em TLP e tendões intactos.	90
Figura 82: Movimento de <i>roll</i> da plataforma com ancoragem em TLP e linhas intactas.	90
Figura 83: Movimento de <i>pitch</i> da plataforma com ancoragem em TLP e tendões intactos.	91
Figura 84: Movimento de <i>yaw</i> da plataforma com ancoragem em TLP e tendões intactos.	91
Figura 85: Tensões de von Mises para cada caso de carregamento operacional com ancoragem em TLP e tendões intactos.	94
Figura 86: Tensões de von Mises para cada caso de carregamento operacional com ancoragem em TLP e tendões intactos.	95
Figura 87: Tensões de von Mises para cada caso de carregamento extremo com ancoragem em TLP e tendões intactos.	95
Figura 88: Movimento de <i>surge</i> da plataforma com ancoragem em TLP e tendão 5 rompido.	96
Figura 89: Movimento de <i>sway</i> da plataforma com ancoragem em TLP e tendão 5 rompido.	96
Figura 90: Movimento de <i>heave</i> da plataforma com ancoragem em TLP e tendão 5 rompido.	97
Figura 91: Movimento de <i>roll</i> da plataforma com ancoragem em TLP e tendão 5 rompido.	97
Figura 92: Movimento de <i>pitch</i> da plataforma com ancoragem em TLP e tendão 5 rompido.	97
Figura 93: Movimento de <i>yaw</i> da plataforma com ancoragem em TLP e tendão 5 rompido.	98
Figura 94: Tensões de von Mises para cada caso de carregamento operacional com ancoragem em TLP e tendão 5 rompido.	99

Figura 95: Tensões de von Mises para cada caso de carregamento extremo com ancoragem em TLP e tendão 5 rompido.	99
Figura 96: Tensões de von Mises para cada caso de carregamento extremo com ancoragem em TLP e tendão 5 rompido.	101
Figura 97: Movimento de surge da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 5 e 6 rompidos.....	101
Figura 98: Movimento de sway da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 5 e 6 rompidos.....	102
Figura 99: Movimento de heave da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 5 e 6 rompidos.....	102
Figura 100: Movimento de roll da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 5 e 6 rompidos.....	102
Figura 101: Movimento de pitch da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 5 e 6 rompidos.....	103
Figura 102: Movimento de yaw da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 5 e 6 rompidos.....	103
Figura 103: Tensões de von Mises para cada caso de carregamento operacional com ancoragem em TLP e tendões 5 e 6 rompidos.....	104
Figura 104: Tensões de von Mises para cada caso de carregamento extremo com ancoragem em TLP e tendões 5 e 6 rompidos.....	105
Figura 105: Movimento de surge da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 4, 5 e 6 rompidos.....	106
Figura 106: Movimento de sway da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 4, 5 e 6 rompidos.....	106
Figura 107: Movimento de heave da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 4, 5 e 6 rompidos.....	106
Figura 108: Movimento de roll da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 4, 5 e 6 rompidos.....	107
Figura 109: Movimento de pitch da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 4, 5 e 6 rompidos.....	107
Figura 110: Movimento de yaw da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 4, 5 e 6 rompidos.....	107
Figura 111: Tensões de von Mises para cada caso de carregamento operacional com ancoragem em TLP e tendões 4, 5 e 6 rompidos.....	108

Figura 112: Tensões de von Mises para cada caso de carregamento extremo com ancoragem em TLP e tendões 4, 5 e 6 rompidos.....	109
---	-----

Figura A 1: RAO em Surge com incidência de onda a 0°.....	121
Figura A 2: RAO em Heave com incidência de onda a 0°.....	122
Figura A 3: RAO em Pitch com incidência de onda a 0°.....	122
Figura A 4: RAO em Surge com incidência de onda a 22,5°.....	123
Figura A 5: RAO em Sway com incidência de onda a 22,5°.....	123
Figura A 6: RAO em Heave com incidência de onda a 22,5°.....	124
Figura A 7: RAO em Roll com incidência de onda a 22,5°.....	124
Figura A 8: RAO em Pitch com incidência de onda a 22,5°.....	125
Figura A 9: RAO em Yaw com incidência de onda a 22,5°.....	125
Figura A 10: RAO em Surge com incidência de onda a 45°.....	126
Figura A 11: RAO em Sway com incidência de onda a 45°.....	126
Figura A 12: RAO em Heave com incidência de onda a 45°.....	127
Figura A 13: RAO em Roll com incidência de onda a 45°.....	127
Figura A 14: RAO em Pitch com incidência de onda a 45°.....	128
Figura A 15: RAO em Yaw com incidência de onda a 45°.....	128
Figura A 16: RAO em Surge com incidência de onda a 67,5°.....	129
Figura A 17: RAO em Sway com incidência de onda a 67,5°.....	129
Figura A 18: RAO em Heave com incidência de onda a 67,5°.....	130
Figura A 19: RAO em Roll com incidência de onda a 67,5°.....	130
Figura A 20: RAO em Pitch com incidência de onda a 67,5°.....	131
Figura A 21: RAO em Yaw com incidência de onda a 67,5°.....	131
Figura A 22: RAO em Surge com incidência de onda a 90°.....	132
Figura A 23: RAO em Sway com incidência de onda a 90°.....	132
Figura A 24: RAO em Heave com incidência de onda a 90°.....	133
Figura A 25: RAO em Roll com incidência de onda a 90°.....	133
Figura A 26: RAO em Pitch com incidência de onda a 90°.....	134
Figura A 27: RAO em Yaw com incidência de onda a 90°.....	134
Figura A 28: RAO em Surge com incidência de onda a 112,5°.....	135
Figura A 29: RAO em Sway com incidência de onda a 112,5°.....	135
Figura A 30: RAO em Heave com incidência de onda a 112,5°.....	136
Figura A 31: RAO em Roll com incidência de onda a 112,5°.....	136

Figura A 32: RAO em Pitch com incidência de onda a $112,5^\circ$.	137
Figura A 33: RAO em Yaw com incidência de onda a $112,5^\circ$.	137
Figura A 34: RAO em Surge com incidência de onda a 135° .	138
Figura A 35: RAO em Sway com incidência de onda a 135° .	138
Figura A 36: RAO em Heave com incidência de onda a 135° .	139
Figura A 37: RAO em Roll com incidência de onda a 135° .	139
Figura A 38: RAO em Pitch com incidência de onda a 135° .	140
Figura A 39: RAO em Yaw com incidência de onda a 135° .	140
Figura A 40: RAO em Surge com incidência de onda a $157,5^\circ$.	141
Figura A 41: RAO em Sway com incidência de onda a $157,5^\circ$.	141
Figura A 42: RAO em Heave com incidência de onda a $157,5^\circ$.	142
Figura A 43: RAO em Roll com incidência de onda a $157,5^\circ$.	142
Figura A 44: RAO em Pitch com incidência de onda a $157,5^\circ$.	143
Figura A 45: RAO em Yaw com incidência de onda a $157,5^\circ$.	143
Figura A 46: : RAO em Surge com incidência de onda a 180° .	144
Figura A 47: RAO em Heave com incidência de onda a 180° .	144
Figura A 48: RAO em Pitch com incidência de onda a 180° .	145

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Principais vantagens e desvantagens das Turbinas Eólicas de Eixo Vertical e Horizontal.	28
Tabela 2: Estatísticas das características ambientais da região de Rio Grande.	49
Tabela 3: Principais Dados das Pás, Rotor e Nacele.	53
Tabela 4: Principais Dados da Torre.	53
Tabela 5: Principais Dados da Plataforma.	55
Tabela 6: Frequências naturais em heave, roll e pitch para a plataforma DeepCWind.	58
Tabela 7: Propriedades da amarra de aço grau R5 studless.	61
Tabela 8: Propriedades dos tendões usados na ancoragem com pernas tracionadas.	62
Tabela 9: Parâmetros para análises dos casos operacionais.	63
Tabela 10: Parâmetros para análises dos casos extremos.	63
Tabela 11: Legenda para os gráficos de máxima tração efetiva.	73

LISTA DE ABREVIACÕES E SIGLAS

ABS	American Bureau of Shipping
AQWA	Aquatic Wave Analysis
C_a	Coeficiente de massa adicionada d'gua
C_d	Coeficiente de arrasto
HAMS	Hydrodynamic Analysis of Marine Structures
JONSWAP	Joint North Sea Wave Project
MBL	Minimum Breaking Load
OC4	Offshore Code Comparison Collaboration Continuation
RAO	Response Amplitude Operator
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso
TEEH	Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal
TEEV	Turbinas Eólicas de Eixo Vertical
TLP	Tension Leg Platform

SUMÁRIO

LISTA DE ABREVIACÕES e siglas.....	15
1. Introdução	19
1.1. Objetivos	20
1.1.1. Objetivo geral.....	20
1.1.2. Objetivos específicos	20
1.2. Justificativa.....	21
1.3. Metodologia.....	21
2. Revisão Bibliográfica	23
2.1. Energia eólica	23
2.2. Turbinas eólicas	24
2.2.1. Tipos de turbinas eólicas.....	24
2.3. Estruturas e componentes de Turbinas Eólicas Offshore	28
2.4. Tipos de plataformas flutuantes offshore	30
2.4.1. Balsa	31
2.4.2. Semissubmersível	31
2.4.3. Tension Leg Platform (TLP)	32
2.4.4. Spar.....	33
2.5. Sistemas de ancoragem.....	34
2.5.1. Ancoragem em catenária	34
2.5.2. Ancoragem taut-leg (esticada)	35
2.5.3. Ancoragem vertical (TLP)	36
3. Fundamentação Teórica.....	37
3.1. Carregamento aerodinâmico	37
3.2. Carregamento hidrodinâmico	38
3.2.1. Ondas regulares	39

3.2.2. Ondas irregulares	40
3.3. Método dos painéis e equação de Cummins	42
3.4. Métodos de previsão de eventos extremos	45
3.5. Regras da <i>American Bureau of Shipping</i> (ABS).....	45
4. Metodologia utilizada nas Análises Numéricas	47
4.1. Fluxograma da Metodologia Utilizada	47
4.2. Dados ambientais	49
4.3. Dados da plataforma semissubmersível e da turbina eólica	53
4.3.1. Turbina eólica	53
4.3.2. Plataforma	54
4.4. Modelo hidrodinâmico da plataforma	55
4.5. Sistemas de ancoragem.....	59
4.5.1. Sistemas de ancoragem catenária	59
4.5.2. Sistema de ancoragem TLP	61
4.6. Casos de carregamento	62
4.7. Análises globais no software Orcaflex.....	65
5. Resultados	66
5.1. Sistema de ancoragem em catenária livre	66
5.1.1. Sistema em catenária livre: Condição intacta.....	69
5.1.2. Sistema em catenária livre: Condição Linha 5 Rompida	74
5.1.3. Sistema em catenária livre: Condição Linhas 5 e 6 Rompidas	79
5.1.4. Sistema em catenária livre: Condição Linhas 4, 5 e 6 Rompidas	83
5.2. Sistema de ancoragem em TLP	88
5.2.1. Sistema em TLP: Condição intacto	89
5.2.2. Sistema em TLP: Condição Tendão 5 Rompido	96
5.2.3. Sistema em TLP: Condição Tendões 5 e 6 Rompidos	101

5.2.4. Sistema em TLP: Condição Tendões 4, 5 e 6 Rompidos	105
6. Conclusões	110
7. Recomendações para trabalhos futuros	113
Bibliografia.....	115
Apêndice A: Comparação entre os RAOs dos softwares AQWA e HAMS	
121	

1. INTRODUÇÃO

Com o avanço da tecnologia e a globalização, a demanda por energia elétrica aumenta todo ano e o impacto ambiental causado pela queima de combustíveis fósseis para gerar tal energia cresce na mesma proporção. Atualmente, há uma maior preocupação com o meio ambiente do que nos séculos passados e, portanto, surgem debates sobre como produzir energia sem degradar o meio ambiente. Uma das alternativas encontradas é a geração de energia usando a força dos ventos, por meio da energia eólica (USP, 2018).

Para extrair a energia do vento são usadas turbinas eólicas. No Brasil, já existe a presença de turbinas eólicas no continente, contudo, existem diversos estudos de instalação de turbinas eólicas *offshore* (IBAMA, 2023). A motivação destes estudos deve-se à intensidade da força dos ventos serem mais expressivos no mar. Além disso, existe a questão da redução da poluição visual e sonora no continente. Em contrapartida, um dos problemas que surgem com a instalação de uma plataforma eólica *offshore* é como mantê-la em operação nas condições adversas que podem ocorrer no mar.

Para garantir o posicionamento e integridade estrutural das plataformas eólicas flutuantes instaladas afastadas da costa, durante sua operação, são usados sistemas de ancoragem que visam minimizar o efeito das cargas ambientais nos movimentos da plataforma. Através dos dados ambientais da região de estudo é possível realizar análises numéricas para verificar como os sistemas de ancoragem se comportam perante as condições ambientais consideradas. Desta forma, é possível avaliar qual tipo de ancoragem é tecnicamente viável para cada região de interesse.

No presente trabalho, a plataforma usada para realizar as análises numéricas foi baseada na turbina eólica offshore, do tipo semissubmersível OC4 DeepCwind, desenvolvida pela Universidade de Maine, para uso em profundidades acima de 200m (LI, L. et al. 2014).

A estrutura do TCC está composta pelo capítulo 1, onde são descritos a motivação, os objetivos e a metodologia do presente trabalho. O capítulo 2

apresenta a revisão bibliográfica e o cenário atual do mundo quanto à produção de energia eólica. No capítulo 3 é descrito a fundamentação teórica utilizada no atual trabalho. No capítulo 4 é explicada a metodologia adotada e os dados utilizados para realizar as análises numéricas, sendo utilizados softwares de análise no domínio da frequência e do tempo para modelagem das forças hidrodinâmicas da plataforma e para a análise do comportamento em ondas irregulares do sistema oceânico (plataforma, turbina e ancoragem) em presença de ondas, vento e correnteza. O capítulo 5 discorre sobre os resultados obtidos e as discussões geradas. Finalmente, no capítulo 6 são apresentadas as conclusões obtidas a partir dos resultados das simulações numéricas e as sugestões para trabalhos futuros.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo geral

O presente trabalho tem como objetivo analisar o comportamento estático e dinâmico dos movimentos da plataforma, e a resistência estrutural de dois sistemas de ancoragem distintos de uma plataforma semissubmersível de uma turbina eólica offshore submetida aos carregamentos ambientais de onda, corrente marítima e vento, projetada para ser instalada na região de Rio Grande, no Rio Grande do Sul. Para tanto foi feita a comparação entre os dois sistemas de ancoragem, o primeiro com sistema convencional, em catenária livre, e o segundo com sistema de amarração com tendões tracionados e utilizou-se as regras de classificação da ABS (2020) para turbinas eólicas flutuantes para definir os casos de análise e os critérios de aceitação.

1.1.2. Objetivos específicos

Os objetivos específicos do presente trabalho são:

- Executar análises numéricas para estudar o comportamento dos movimentos de uma plataforma semissubmersível com uma turbina eólica

de 5MW através da comparação entre dois sistemas de ancoragem, em catenária e TLP. Dois tipos de análises foram conduzidos, uma considerando o sistema de ancoragem intacto, e a outra com algumas linhas de ancoragem rompidas.

- Avaliar o comportamento da plataforma considerando dois sistemas de ancoragem, em catenária avaliando as trações efetivas nas extremidades superiores das linhas de ancoragem, e em TLP com tendões tracionados avaliando a tensão de von Mises ao longo dos tendões.
- Utilizar as regras de classificação da ABS (2020) para avaliar a integridade estrutural dos sistemas de ancoragem utilizados.

1.2. Justificativa

Atualmente, há uma preocupação cada vez maior em produzir energia, reduzindo os impactos ambientais causados pela ação humana. Logo, naturalmente, o foco do atual trabalho relaciona-se com o meio de produção de energia eólica, visto que a produção de energia a partir de combustíveis fósseis é muito prejudicial para o meio ambiente (EPBR, 2022). Uma das alternativas que surgem, para a redução da malha energética fóssil, é a produção de energia eólica devido aos seus impactos reduzidos ao meio em que são instaladas. A produção de energia eólica offshore, em particular, recentemente vem sendo investigada, pois reduz a poluição visual do continente, dentre outras vantagens. Uma série de investimentos têm sido feitos, através de projetos inovadores para desenvolvimento nesta área da engenharia, que por mais que seja recente, tem um futuro promissor à frente (TOOGE, 2023). Além disso, o estudo em locação offshore é motivado pelo fato de que em locais afastados da costa, a geração de ventos é de maior qualidade, portanto, gerando mais energia. Ademais, as turbinas eólicas offshore apresentam um impacto visual e sonoro mais reduzido para a sociedade (RENEWABLES, 2021).

1.3. Metodologia

Para estudar o comportamento dos movimentos da plataforma, devido a atuação das cargas ambientais e ao peso próprio, foram utilizados softwares baseados no método dos painéis ou elementos de contorno. O modelo do casco

da plataforma foi analisado em dois programas computacionais: HAMS (Liu, Yingyi, 2021) e AQWA (ANSYS, 1971). Inicialmente foi feita a montagem dos RAOs nos dois softwares. Em seguida, o resultado obtido em cada um dos softwares foi comparado, assim, permitindo a avaliação do modelo do casco da plataforma para utilização no software OrcaFlex (ORCINA, 1986). No software OrcaFlex (ORCINA, 1986), a plataforma foi ancorada, possibilitando analisar os casos definidos pela regra para turbinas eólicas flutuantes da ABS (2020), os quais são os seguintes:

1) Plataforma ancorada com o sistema convencional em catenária livre

- Configuração intacta;
- Configuração com uma linha rompida;
- Configuração com duas linhas rompidas;
- Configuração com três linhas rompidas.

2) Plataforma ancorada com o sistema em TLP

- Configuração intacta;
- Configuração com um tendão rompido;
- Configuração com dois tendões rompidos;
- Configuração com três tendões rompidos.

Através destas análises foi possível avaliar a tração efetiva nas extremidades superiores das linhas de ancoragem para o sistema em catenária livre e a tensão de von Mises ao longo dos tendões para o sistema em TLP, assim como os movimentos da unidade flutuante por meio das séries temporais. As vantagens e desvantagens entre os sistemas de ancoragem propostos foram avaliadas por meio da comparação entre as respostas obtidas dos dois modelos.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O estudo da produção de energia eólica offshore vem sendo desenvolvido por estudiosos e organizações ao redor do mundo. A seguir são apresentados alguns dos avanços e projetos mais relevantes que foram desenvolvidos na área.

2.1. Energia eólica

No mundo, a capacidade instalada para a produção de energia eólica offshore chegou a 64 GW em 2022, e a estimativa do Conselho Global de Energia Eólica (CGEE) é que a produção eólica offshore global alcance 234 GW em 2030 (Cenários Energia, 2020). A Europa vem sendo uma região com grande aumento na produção de energia eólica. A Figura 1, mostra o avanço da produção de energia eólica entre os anos de 2012 e 2021.

Figura 1: Crescimento da capacidade total de energia eólica na Europa entre 2012-2021.



Fonte: (IBERDROLA, 2022).

Grande parte dos avanços nesta área na Europa se dá devido ao acordo de mudança de matriz energética da Europa para esta década. É previsto que a Europa instale mais 116 GW em fazendas eólicas até 2026 (Wind Europe, 2019).

Trazendo para o contexto nacional, o Brasil é um país que historicamente baseou sua matriz elétrica em hidrelétricas e termelétricas. Com o acordo de transição energética entre o Brasil e os Estados Unidos da América (EUA) é esperado que a produção de energia eólica no Brasil se desenvolva nos próximos anos (MORAES, 2023).

Foi estimado que a costa brasileira, com seus mais de 7.400km, tem um potencial de geração de energia de mais de 700GW apenas considerando a produção de energia eólica offshore.

Segundo o CGEE, em 2022, foram instaladas mundialmente mais 94 GW de capacidade de produção de energia eólica, fazendo a capacidade mundial subir para 837 GW (ALEX, 2022). No Brasil, o mapa divulgado pelo IBAMA mostra 66 empreendimentos de usinas eólicas offshore na costa brasileira. Dentre esses projetos, 27 são na região Nordeste. A estimativa de começo de geração de energia é para 2027 (ALEM DA ENERGIA, 2022).

2.2. Turbinas eólicas

Os dispositivos usados para conversão de energia eólica em energia mecânica e, conseqüentemente, em energia elétrica são as turbinas eólicas. As turbinas eólicas podem apresentar diversos formatos, mas atualmente há uma predominância pelo modelo com três pás com eixo horizontal, torres tubulares e formato aerodinâmico (AMÊNDOLA, 2007).

2.2.1. Tipos de turbinas eólicas

A turbinas eólicas são classificadas em dois tipos, de acordo com a direção do eixo de rotação das pás: (i) Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (TEEHs) e (ii) Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (TEEVs). A Figura 2 e a Figura 3, exemplificam as TEEHs e TEEVs, respectivamente.

Figura 2: Exemplo de Turbina Eólica de Eixo Horizontal.



Fonte:(PORTILLO, 2021).

Figura 3: Exemplo de Turbina Eólica de Eixo Vertical.

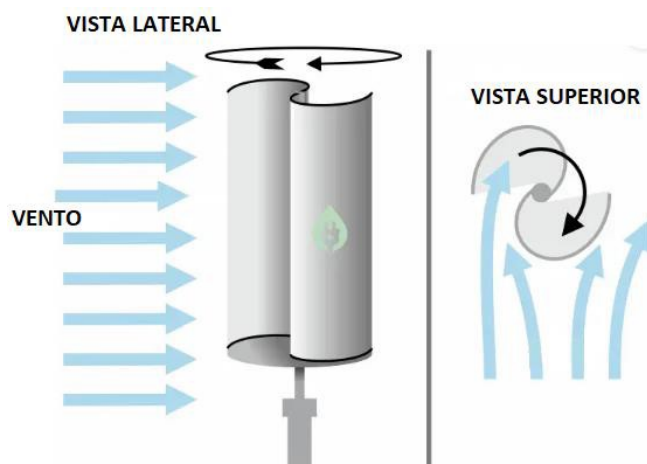


Fonte:(PORTILLO, 2021).

As TEEVs possuem o formato de um batedor de ovos. Elas geralmente apresentam custo menor do que as TEEHs. Há dois modelos principais de

TEEVs: (i) Savonius e (ii) Darrieus. Os projetos de TEEHs se diferenciam no modo como capturam a energia do vento. A turbina Savonius usa o princípio do arrasto para converter a energia do vento em energia mecânica. A Figura 4, esquematiza o funcionamento de uma turbina Savonius.

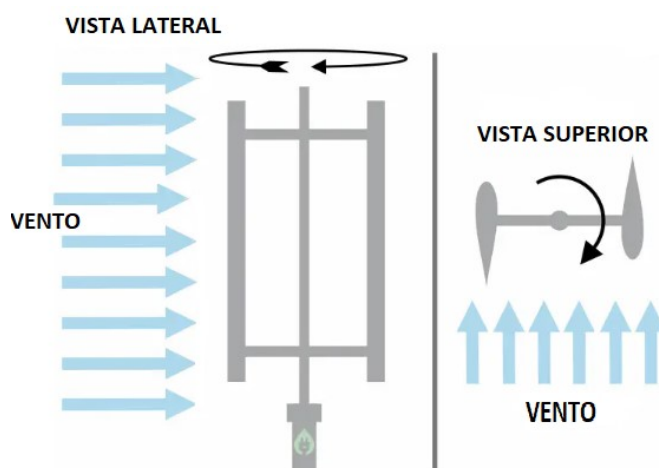
Figura 4: Esboço do funcionamento de uma Turbina Eólica de Eixo Vertical do tipo Savonius.



Fonte: Adaptado de (CLAYTON, 2021).

A TEEV do tipo Darrieus usa o princípio da sustentação para girar as pás, como esboçado na Figura 5. Este modelo é mais eficiente do que o modelo Savonius.

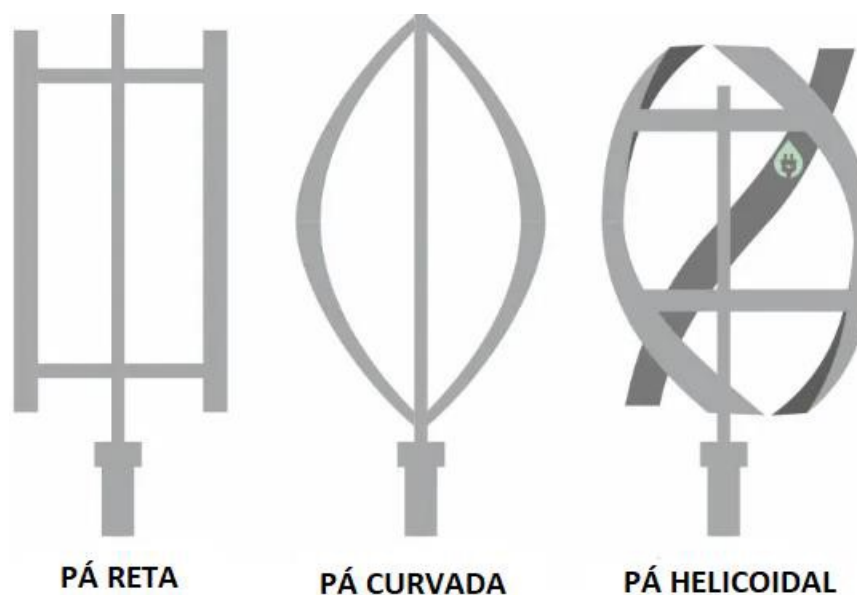
Figura 5: Esboço do funcionamento de uma Turbina Eólica de Eixo Vertical do tipo Darrieus.



Fonte: Adaptado de (CLAYTON, 2021).

As pás do modelo Darrieus podem ter três formatos: (i) reto, (ii) curvo e (iii) helicoidal, como indicado na Figura 6.

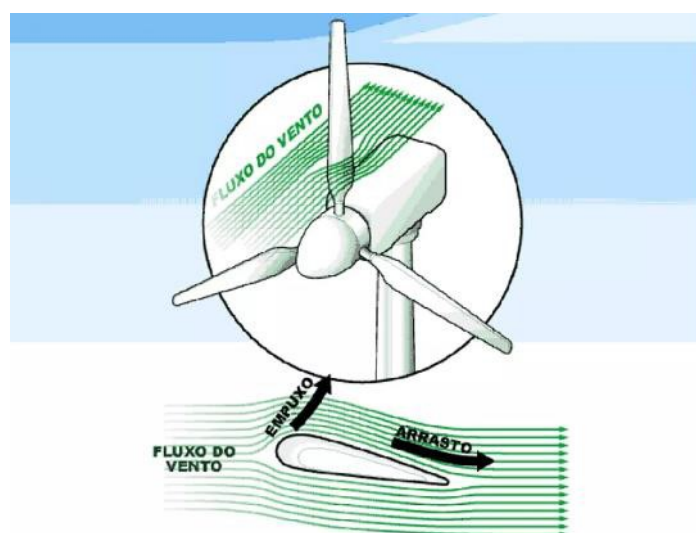
Figura 6: Possíveis formatos das pás das Turbinas Eólicas de Eixo Vertical do tipo Darrieus.



Fonte: Adaptado de (CLAYTON, 2021).

As TEEHs são as mais empregadas atualmente, devido a sua melhor eficiência de conversão de energia, convertem mais energia eólica em energia mecânica do que as TEEVs para a mesma incidência de vento. Usa como princípio básico o empuxo gerado pela força de sustentação. A Figura 7, mostra o princípio básico de funcionamento de uma TEEH.

Figura 7: Esboço do funcionamento de uma Turbina Eólica de Eixo Horizontal.



Fonte: (JADIVENTIN, 2011).

A Tabela 1 apresenta as principais vantagens e desvantagens das TEEVs e TEEHs. A TEEH, por ter aplicação offshore, foi a mais desenvolvida no presente trabalho.

Tabela 1: Principais vantagens e desvantagens das Turbinas Eólicas de Eixo Vertical e Horizontal.

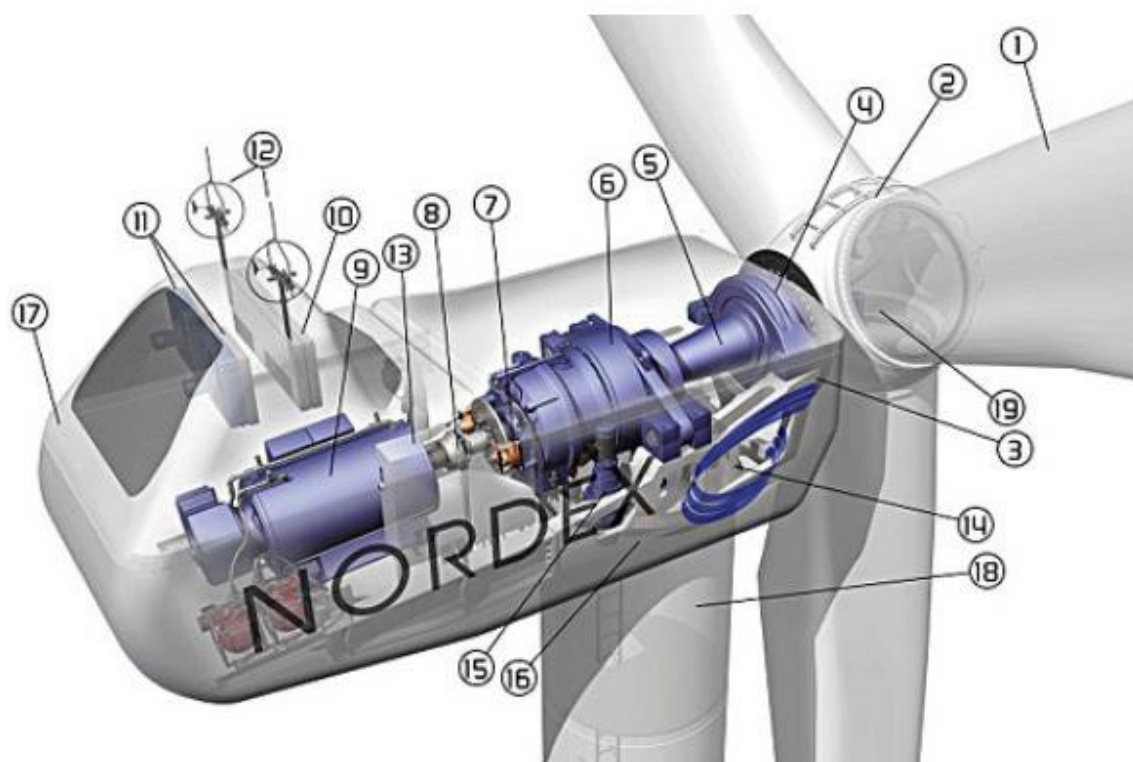
Tipo de Turbinas Eólicas		
	Eixo Horizontal	Eixo Vertical
Vantagens	- Tem a capacidade de enrolar as asas, dando às lâminas um ângulo para atacar - Tem a capacidade de inclinar as pás do rotor em caso de tempestade, minimizando possíveis danos - Uma torre alta permite fácil acesso a ventos mais fortes - Uma torre alta pode ser colocada em terrenos irregulares ou locais offshore - A maioria delas são auto iniciantes	- Fácil manutenção - Baixo custo de transporte e construção - Elas não são direcionais - Eficaz em um cume, topos de colinas, planaltos e passagens
Desvantagens	- Difícil de operar com ventos terrestres - Difícil de transportar - Dificuldade de instalação, pois requer operadores e guindastes qualificados - Difícil de manter	- Menos eficiente - As lâminas giram de volta ao vento causando um arrasto - Operar em vento baixo e mais turbulento - Tem um baixo torque de partida e requer energia para funcionar.

Fonte: (MILLER, 2023).

2.3. Estruturas e componentes de Turbinas Eólicas Offshore

A partir deste parágrafo, sempre que for mencionada a Turbina Eólica Offshore (TEO), estará se referindo à TEEH, visto que apenas as TEEHs possuem aplicabilidade fora do continente. A Figura 8, indica os componentes de uma turbina eólica moderna.

Figura 8: Componentes de uma turbina eólica moderna.



Fonte: (AMÊNDOLA, 2007).

Tais elementos são descritos a seguir na ordem numérica indicada:

- *Pás da turbina (1)*: captam a energia cinética do vento e a convertem em energia mecânica;
- *Cubo (2)*: peça que une as pás em torno do eixo da turbina;
- *Carcaça da nacelle (3)*: estrutura da nacelle que absorve todos os esforços mecânicos e vibrações típicas;
- *Rolamento do eixo da turbina (4)*: rolamento com duas carreiras de roletes;
- *Eixo da turbina (5)*: transmite o conjugado motor da turbina eólica para a transmissão;
- *Caixa de transmissão (6)*: caixa de engrenagens que amplia a baixa velocidade de rotação do eixo da turbina para rotações compatíveis com o gerador;
- *Freio do eixo do gerador (7)*: freio mecânico a disco que é acionado em situações de emergência e manutenção;

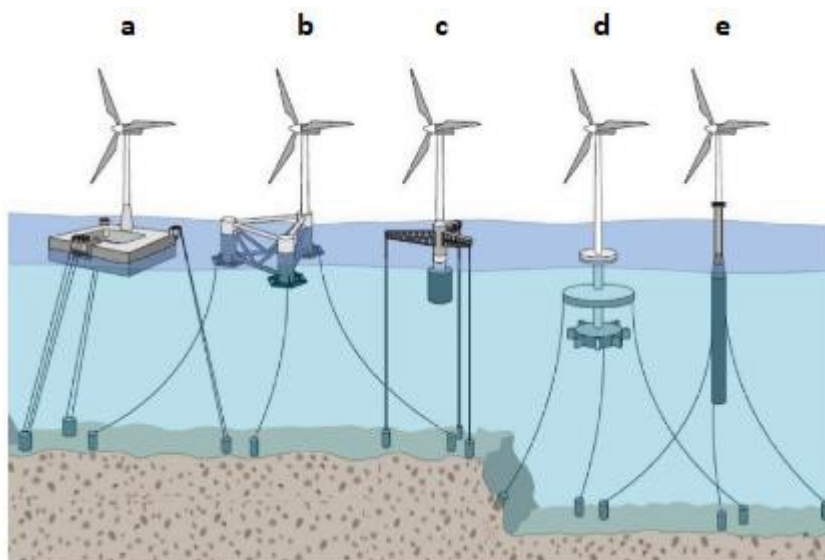
- *Acoplamento entre transmissão e gerador (8)*: acoplamento flexível que evita tensões desnecessárias nos mancais de rolamento do gerador e da transmissão;
- *Gerador (9)*: converte o conjugado mecânico fornecido pela turbina em energia elétrica;
- *Radiador de calor de transmissão (10)*: componente do sistema de refrigeração da caixa de transmissão;
- *Radiador de calor do gerador (11)*: componente do sistema de refrigeração do gerador;
- *Sensores de direção e velocidade do vento (12)*: sensor que capta informações do vento para melhor funcionamento da turbina eólica;
- *Sistema de controle (13)*: permite uma operação totalmente remota a partir de dados captados;
- *Sistema hidráulico (14)*: sistema que controla e mantém a pressão do óleo utilizado nos freios do eixo do gerador e da posição da nacele;
- *Sistema de posicionamento da nacele (15)*: sistema responsável por manter a turbina de frente à incidência de vento;
- *Rolamento da nacele (16)*: permite a rotação da nacele em torno do eixo longitudinal da torre;
- *Carenagem da nacele (17)*: protege os equipamentos da intempérie e para proporcionar um acabamento aerodinâmico;
- *Torre (18)*: sustenta a nacele sob qualquer condição que a estrutura venha a sofrer;
- *Sistema de controle do ângulo de passo da turbina (19)*: sistema de controle para rotação da nacele em torno do eixo longitudinal;

2.4. Tipos de plataformas flutuantes offshore

A plataforma flutuante da turbina eólica offshore é responsável por manter a estrutura da plataforma fora da água. Atualmente, devido à grande profundidade onde as turbinas eólicas estão sendo instaladas, há uma preferência por plataformas flutuantes. A Figura 9, mostra os principais tipos de plataformas

usados em turbinas eólicas offshore atualmente (JAHANI; LANGLOIS; AFAGH, 2022).

Figura 9: Plataformas usadas nas turbinas eólicas offshore. a) Balsa; b) Semissubmersível; c) Tension Leg Platform; d) e e) Spar.



Fonte: Adaptado de (JAHANI; LANGLOIS; AFAGH, 2022).

2.4.1. Balsa

A balsa é o tipo mais simples de fundação flutuante. Devido a sua grande área na linha d'água possui uma boa estabilidade. Uma de suas grandes vantagens é a capacidade de poder ser diretamente rebocada até o local de instalação. Por outro lado, possui pouca resistência aos movimentos de *roll* e *pitch*, o que limita sua atuação a regiões com águas calmas (SOUZA, 2022).

2.4.2. Semissubmersível

A estrutura semissubmersível é a mais aplicada atualmente devido ao seu baixo custo e grande aplicabilidade (Sadeghi, 2019). Construída tipicamente com três ou quatro colunas possui boa estabilidade. Similar à balsa, também pode ser diretamente rebocada até o local de instalação. Possui uma estrutura muito pesada o qual ajuda a diminuir os movimentos produzidos pelas ondas (SOUZA, 2022). Este tipo de flutuador foi considerado nas análises no atual trabalho. A

Figura 10 mostra uma turbina eólica offshore sendo suportada por uma plataforma semissubmersível.

Figura 10: Plataforma semissubmersível de uma turbina eólica offshore.

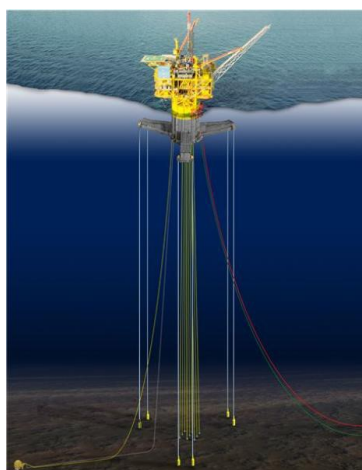


Fonte: (BUENO, 2022).

2.4.3. Tension Leg Platform (TLP)

A TLP possui uma estrutura muito similar à plataforma semissubmersível, sendo que esta apresenta volumes maiores. A maior diferença está no sistema de ancoragem usado, pois a TLP usa um sistema de amarração com linhas tracionadas, enquanto as outras, comumente, usam um sistema de amarração com catenárias ou linhas esticadas (SOUZA, 2022). Este tipo de plataforma também foi considerado nas análises do atual trabalho. A Figura 11 mostra o esquema de uma TLP.

Figura 11: Esquema de uma Tension Leg Platform.



Fonte: (DRILING FORMULAS, 2018).

2.4.4. Spar

A spar, assim como a balsa, possui um projeto simples. É constituída de uma base cilíndrica que tem estabilidade garantida pelo baixo centro de gravidade e simetria. O fundo do cilindro é lastreado para que o centro de gravidade fique abaixo do centro de empuxo, gerando grande resistência a *roll* e *pitch*. A desvantagem deste tipo de flutuador é o grande calado que dificulta o transporte e a instalação (SOUZA, 2022). A Figura 12 mostra o esquema de uma fundação Spar.

Figura 12: Esquema de uma Spar suportando uma plataforma de petróleo.



Fonte: (ÁNGEL, 2016).

A Figura 13 mostra as principais vantagens e desvantagens das plataformas flutuantes mencionadas (SOUZA, 2022).

Figura 13: Principais vantagens e desvantagens das principais plataformas usadas atualmente.

Tipo de fundação flutuante	Vantagens	Desvantagens
Balsa	- Boa flutuação e estabilidade - Fácil instalação	- Grandes movimentos - Grande área exposta na região da superfície, causando grande exposição às forças de onda
Semissubmersível	- Poucos movimentos e boa estabilidade - Fácil instalação - Flexibilidade quanto à profundidade da zona de operação	- Sistema de lastreamento ativo caro - Estrutura pesada
Spar	Pouca área exposta na região da superfície, causando baixa exposição às forças de onda	- Limitação quanto à profundidade mínima da zona de operação - Instalação complicada que requer a utilização de <i>heavy-lift</i> e navios com posicionamento dinâmico
TLP	- Poucos movimentos e boa estabilidade - Fácil instalação	- Necessita de um sistema de ancoragem altamente confiável que atua em altas cargas - Difícil instalação

Fonte: (SOUZA, 2022).

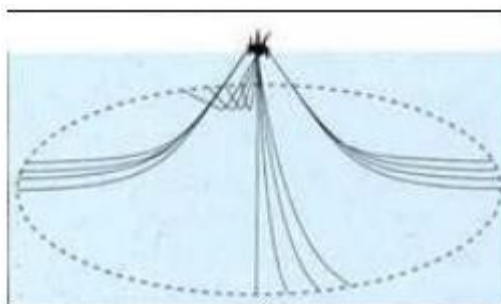
2.5. Sistemas de ancoragem

De acordo com a configuração da linha de ancoragem, podem ser encontrados sistemas de ancoragem com as seguintes configurações: (i) catenária; (ii) taut-leg; e (iii) ancoragem vertical (MEDEIROS, 2009). Cada tipo apresenta suas vantagens e desvantagens.

2.5.1. Ancoragem em catenária

Este tipo de ancoragem é usado com a prerrogativa de dispensar o uso de âncoras com alto poder de penetração e garra, com isto reduz o custo do sistema de amarração. A âncora pode ter uma capacidade de penetração vertical reduzida devido à forma em catenária da linha apenas induzir carregamentos horizontais na âncora (MEDEIROS, 2009). Devido ao sistema ter grande raio de ancoragem, a linha chega a arrastar no fundo do mar, o que gera atrito e absorve parte dos carregamentos ambientais, mas também faz com que o peso do sistema como um todo seja elevado. Além disto, a principal desvantagem deste sistema de ancoragem é a interferência que pode ocorrer com outros equipamentos submarinos instalados próximos à plataforma (MEDEIROS, 2009). A Figura 14, mostra o esboço de um sistema de ancoragem em catenária.

Figura 14: Sistema de ancoragem em catenária.



Fonte: Adaptado de (MEDEIROS, 2009).

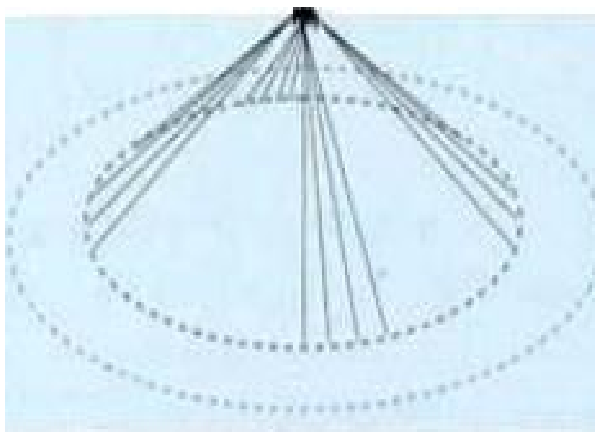
Este tipo de sistema de ancoragem foi incluído nas análises numéricas do presente trabalho.

2.5.2. Ancoragem taut-leg (esticada)

Este tipo de ancoragem tende a contornar as desvantagens da amarração em catenária. As linhas são configuradas de modo que façam um ângulo de 35° a 45° com a vertical. Esta angulação dá maior rigidez ao sistema e diminui os movimentos oscilatórios da plataforma (MEDEIROS, 2009).

Por fazer uso do alongamento axial da linha para prover rigidez, o comprimento da linha é menor do que o da catenária. Em contrapartida, as linhas produzem carregamentos verticais e horizontais, o que faz necessária a presença de âncoras. A aplicação deste tipo de ancoragem é mais vantajosa em águas com grande lâmina d'água, pois em grandes profundidades a redução no comprimento das linhas compensa o custo com âncoras do tipo pile ou estaca de sucção. A Figura 15, mostra um sistema com amarração em taut-leg.

Figura 15: Sistema de ancoragem em taut-leg.



Fonte: Adaptado de (MEDEIROS, 2009).

Este tipo de sistema de ancoragem não foi estudado no atual trabalho devido ao fato de que a proposta para o atual trabalho estaria limitada a somente dois sistemas de ancoragem, catenária livre e TLP. Sendo assim, o sistema em taut-leg pode ser considerado em trabalhos futuros.

O motivo da escolha dos sistemas em catenária livre e TLP não teve um critério específico, simplesmente foi definido que seriam estudados dois sistemas de ancoragem, e então foram adotados o sistema em catenária livre e TLP.

2.5.3. Ancoragem vertical (TLP)

Este tipo de ancoragem é principalmente usado em Plataformas Tension Leg e por isso é também chamado de amarração TLP. É composto por tendões que são tracionados devido à flutuabilidade positiva da estrutura, isto é, a força de empuxo da estrutura é maior que a força peso. Este tipo de sistema de ancoragem permite pouco movimento horizontal da estrutura e os movimentos verticais são restringidos pela altíssima rigidez das linhas (SOUZA, 2009). A Figura 16, mostra um sistema com ancoragem vertical.

Figura 16: Sistema com ancoragem vertical.



Fonte: (MEDEIROS, 2009).

Este tipo de sistema de ancoragem foi incluído nas análises numéricas do presente trabalho.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

As plataformas eólicas podem estar sujeitas a ação de vários tipos de carregamento, como: ondas, correntes marítimas, vento, e devidos à corrosão, vibração, abrasão e luz solar. Os carregamentos devem ser considerados na fase de projeto para garantir a integridade da estrutura. Visto isto, a estimativa dos carregamentos que a plataforma sofrerá é crucial para garantir a viabilidade do projeto com o estado de operação da plataforma (SOUZA, 2022).

O presente trabalho considerou que a plataforma está sujeita aos carregamentos ambientais causados por ventos, ondas e correnteza. Além destes, a plataforma está sujeita aos carregamentos impostos pela força gravitacional e por sua própria inércia. Tais carregamentos foram agrupados em carregamento aerodinâmico, que considera os efeitos do vento, e carregamento hidrodinâmico, que considera efeitos de ondas e correntes.

As piores condições ambientais que podem acontecer são conhecidas como condições extremas, em geral, são utilizadas distribuições estatísticas para poder estimar estas. As duas distribuições utilizadas, na literatura especializada, são a Distribuição Semilogarítmica e a Distribuição de Weibull.

3.1. Carregamento aerodinâmico

Localizadas em alto mar, as turbinas eólicas aproveitam os ventos mais fortes e constantes do oceano para gerar eletricidade limpa. No entanto, uma das principais preocupações no projeto e operação dessas estruturas é o carregamento devido ao vento.

O carregamento devido ao vento refere-se às forças mecânicas exercidas pelos ventos sobre as pás da turbina eólica e sua estrutura de suporte. Essas forças podem ser extremamente poderosas e variáveis, dependendo das condições meteorológicas e da localização da turbina. Portanto, entender o comportamento do carregamento devido ao vento é fundamental para garantir a segurança, eficiência e durabilidade das turbinas eólicas *offshore*.

As características do vento variam de acordo com a localização geográfica, o tempo e com a altura. Para excluir a imprevisibilidade do vento, a velocidade média do vento na região em uma determinada temperatura é utilizada. Para calcular a velocidade média é comumente realizado medições com espaçamentos de uma hora. Alguns métodos foram desenvolvidos para estimar o perfil de velocidade ao variar a altura a partir da velocidade média. Um dos métodos mais utilizados é o da lei logarítmica. A Equação 1, mostra a lei logarítmica para extrapolação da velocidade.

$$V(z) = V_r \left(\frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \right) \quad (1)$$

Onde V_r é a velocidade na altura de referência, z_0 é o comprimento de rugosidade em metros e z_r é a altura de referência.

Em posse da velocidade na altura do rotor, é possível estimar o empuxo gerado pelo vento na turbina eólica por meio da Equação 2.

$$T_i = \frac{1}{2} \rho A C_d |v_i|^2 \quad (2)$$

Onde T_i é o empuxo gerado pelo vento na direção i , ρ a densidade do ar, A é a área do elemento, ou seja, o produto da corda pela extensão não esticada do segmento, C_d é o coeficiente de empuxo e v_i é o componente da velocidade do vento na direção i .

Em geral, C_d depende da forma da estrutura e é obtido experimentalmente.

3.2. Carregamento hidrodinâmico

Os carregamentos hidrodinâmicos são parte fundamental nas análises numéricas. Além disto, a depender do tipo de plataforma estudada, a intensidade dos carregamentos hidrodinâmicos pode ser predominante quando comparados aos carregamentos aerodinâmicos. As cargas hidrodinâmicas são dependentes do tipo de onda considerado, como: onda regular ou onda irregular.

3.2.1. Ondas regulares

Para a onda regular, devido a sua característica senoidal e cíclica, as forças podem ser simplificadas para uma forma linearizada. Na forma linearizada, a força resultante imposta à plataforma pode ser considerada como a soma de quatro forças: (i) força devido à incidência de ondas; (ii) força devido à difração de ondas; (iii) força devido à radiação de ondas; e (iv) força hidrostática. A Equação 3, sumariza as forças que compõem a força resultante (JOURNÉE, 2001).

$$F_{resultante} = F_{incidência} + F_{difração} + F_{radiação} + F_{hidrostática} \quad (3)$$

A força de incidência, também chamada de força de Froude-Krylov, é a força causada na plataforma devido à incidência de ondas na mesma. A força de difração é a força causada na plataforma devido ao distúrbio da onda devido à presença da plataforma, ou seja, é causada devido à difração que a onda sofre devido à plataforma. A força de radiação é a força gerada devido à oscilação da plataforma no mar. As oscilações da plataforma fazem com que ondas irradiem da mesma e essas ondas interagem com a estrutura. Por fim, a força hidrostática é a força gerada pelo empuxo da coluna d'água abaixo da plataforma.

Uma formulação bastante usada (JOURNÉE, 2001) em ondas regulares é a Teoria de Onda de Airy. Mediante esta teoria é possível obter uma expressão para o potencial de velocidades da onda incidente, ϕ , mediante a solução da equação de Laplace, considerando três condições de contorno que representam o comportamento de uma onda regular. Este problema hidrodinâmico é descrito a seguir.

1. O escoamento é potencial e invíscido, devido ao fato que as ondas do mar têm influência desprezível da viscosidade, considerando a água como um fluido incompressível e seu escoamento irrotacional. O escoamento potencial pode ser utilizado para representar o fenômeno das ondas de gravidade, desta forma a equação de Laplace governa seu comportamento, logo $\nabla^2 \phi = 0$;

2. A primeira condição de contorno indica que no fundo do mar a velocidade vertical é nula. Considerando o eixo z perpendicular ao fundo do mar, esta condição é escrita matematicamente como: $\frac{d\phi}{dz} = 0$ em $z = -h$ onde h é a profundidade do mar no local e a origem do sistema está na linha d'água;
3. A pressão na superfície livre deve ser igual à pressão atmosférica. Na forma linearizada, esta condição é expressa matematicamente como: $\frac{d\phi}{dt} + g\zeta = 0$ para $z = 0$, onde g é a aceleração da gravidade, ζ é função que descreve a onda e z é a posição vertical da partícula.
4. A velocidade vertical da partícula na superfície livre deve ser igual à velocidade vertical da própria interface. Na forma linearizada, isto é expresso matematicamente como: $\frac{d\phi}{dz} = \frac{d\zeta}{dt}$ para $z = \zeta$.

Com as quatro condições acima chega-se a uma expressão para o potencial da onda e a relação entre o período da onda e seu comprimento. A Equação 4 e Equação 5 mostram as expressões obtidas para o potencial da onda e a relação de dispersão, que expressa a relação da frequência da onda com seu comprimento e a profundidade do local (JOURNÉE, 2001).

$$\phi = \frac{\zeta_a g}{\omega} \left(\frac{\cosh \cosh [k(h+z)]}{\cosh \cosh (kh)} \right) \sin(kx - \omega t) \quad (4)$$

$$\omega^2 = kg \tanh(kh) \quad (5)$$

Onde, ζ_a é a amplitude da onda, g é a aceleração gravitacional, ω a frequência da onda, k o número de onda, h a profundidade do mar e t o tempo.

3.2.2. Ondas irregulares

Para ondas irregulares, uma vez que não é possível matematicamente definir uma expressão para o comportamento da forma da onda, utiliza-se o conceito de espectro de energia. Tal método é baseado para um determinado intervalo de tempo, $\Delta T = \Delta t \times \tau$, a medição da amplitude, ζ_a , das ondas observadas possui uma amplitude quadrática média, $\underline{\zeta^2}$, contínua em relação à frequência,

ω . Seja ζ_{a_n} a amplitude da n ésima onda, a variância, σ^2 , da amplitude do conjunto de ondas observadas pode ser expressa de acordo com a Equação 6.

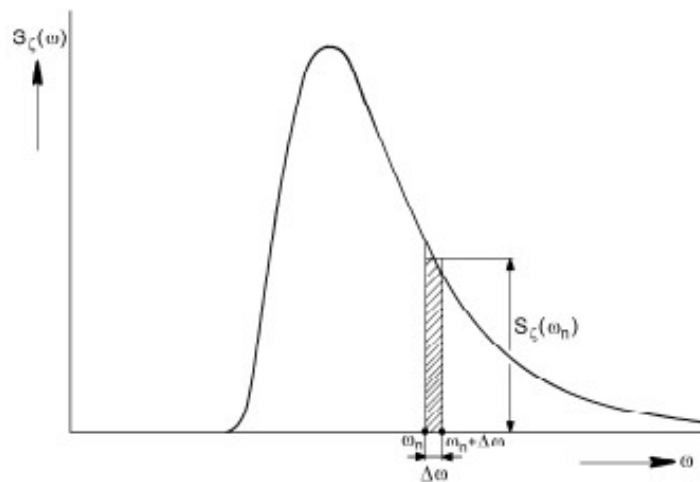
$$\sigma^2 = \sum_{n=1}^N \frac{1}{2} \zeta_{a_n}^2 \quad (6)$$

Como a amplitude de cada onda está associada com sua frequência, se a variação entre frequências tender a zero, pode-se definir o espectro de energia como o apresentado na Equação 7.

$$S_\zeta(\omega)d\omega = \frac{1}{2} \zeta_{a_n}^2 \quad (7)$$

Onde $S_\zeta(\omega)$ é o espectro de energia da onda. A Figura 17 mostra a definição gráfica do espectro de onda.

Figura 17: Definição gráfica do espectro de onda.



Fonte: (JOURNÉE, 2001).

A partir do espectro de energia da onda é possível definir uma expressão para o espectro de resposta, S_R , de um corpo flutuante sob ação de ondas para um de seus seis graus de liberdade. Análogo ao espectro de onda, define-se o espectro de resposta para o grau de liberdade vertical como na Equação 8.

$$S_z(\omega)d\omega = \frac{1}{2} z_a^2(\omega) \quad (8)$$

O espectro de energia no termo a direita da igualdade ocorre ao multiplicar $\frac{1}{2} z_a^2(\omega)$ por $\frac{\zeta_a^2(\omega)}{\zeta_a^2(\omega)}$, então, chega-se à expressão da Equação 9.

$$S_z(\omega)d\omega = \left(\frac{z_a}{\zeta_a}\right)^2 S_\zeta(\omega) \quad (9)$$

O termo entre parêntesis na Equação 9 é denominado de Operador de Amplitude de Resposta, comumente chamado de RAO (*Response Amplitude Operator*). O RAO é útil, pois ele é formado por propriedades físicas de fácil medição, isto é, a amplitude da onda e a altura do ponto de interesse.

O espectro de resposta é importante, pois é a partir dele que é possível observar como a plataforma se comporta perante os carregamentos hidrodinâmicos em mar irregular. Uma vez que o RAO é de fácil medição, isto é, a razão da amplitude da onda pela altura do ponto de interesse, resta apenas determinar o espectro de energia do mar. Caso seja inviável realizar medições de onda numa região e considerando que as propriedades estatísticas do mar não mudaram, é possível utilizar formulações semiempíricas para estimar o espectro de onda.

Um dos estimadores de espectro de onda mais usado é o espectro de JONSWAP (*Joint North Sea Wave Project*) (JOURNÉE, 2001), um projeto que foi realizado ao fazer medições das características de onda do mar do norte e, a partir disto, formulou-se um espectro de onda para aquela região, é apresentado na Equação 10.

$$S_\zeta(\omega) = \frac{320H_1^2}{T_p^4} \omega^{-5} \exp\left(-\frac{1950}{T_p^4} \omega^{-4}\right) \gamma^A \quad (10)$$

Onde $H_{\frac{1}{3}}$ é a altura significativa, T_p é o período de pico, ω é a frequência, γ é o fator de pico considerado 3.33 e $A = \exp\left(-\left(\frac{\left(\frac{\omega}{\omega_p}\right)-1}{\sigma\sqrt{2}}\right)^2\right)$, onde ω_p é a frequência de pico e $\sigma = \{0,07, \text{ para } \omega < \omega_p \text{ } 0,09, \text{ para } \omega > \omega_p\}$.

3.3. Método dos painéis e equação de Cummins

A teoria potencial baseia-se na hipótese de escoamento ideal, que considera o escoamento como incompressível, irrotacional e o fluido invíscido. Em outras palavras, as linhas de corrente do fluido não se cruzam, e a vorticidade é nula.

Este pressuposto simplifica a análise dos escoamentos em torno de corpos, permitindo o uso da função potencial de velocidades para descrever o comportamento do fluido em situações onde os efeitos viscosos são desprezíveis, como ocorre na análise dos efeitos das ondas sobre o comportamento no mar de sistemas flutuantes. Nesses casos, a equação de Laplace é aplicada para representar o comportamento do escoamento de interesse. As condições de contorno são essenciais para garantir a adequação e precisão da equação de Laplace ao problema em análise.

Para o problema da determinação das forças hidrodinâmicas e movimentos de um sistema flutuante produzidos pelas ondas. As condições de contorno normalmente envolvem a condição de contorno de impenetrabilidade, na qual a velocidade do escoamento normal a superfície do corpo deve ser igual a velocidade do corpo na mesma direção normal. Também são aplicadas as condições de contorno da superfície livre, estas garantem que a velocidade do escoamento de água e ar sejam iguais na superfície livre (condição cinemática) e que a pressão atmosférica seja igual a pressão do escoamento na superfície livre (condição dinâmica). Finalmente, deve ser incluída a condição de contorno de radiação, que garante que as ondas produzidas pela oscilação do sistema são direcionadas do corpo para longe dele e não o contrário.

O método dos painéis baseia-se na aplicação da terceira identidade de Green para obter o potencial de velocidades que descreve o escoamento do problema, que permite resolver a equação de Laplace e suas condições de contorno nas superfícies do domínio fluido, evitando a necessidade de tratar o volume do fluido, como seria necessário ao resolver a equação de Laplace diretamente em todo o domínio. Para resolver esta equação, utiliza-se a distribuição de fontes (que satisfazem a equação de Laplace) sobre a superfície discretizada em painéis no corpo e, se necessário, na superfície livre.

Dependendo do tipo de fonte empregada, existem duas abordagens possíveis:

- Com a **fonte pulsante**, é possível discretizar apenas a superfície do corpo, pois essa fonte já incorpora automaticamente as condições de

contorno da superfície livre e radiação. Assim, é necessário atender apenas à condição de impenetrabilidade.

- Com a **fonte de Rankine**, as fontes são distribuídas tanto na superfície do corpo quanto na superfície livre. A fonte de Rankine garante apenas a solução da equação de Laplace, de modo que as condições de contorno da superfície livre, radiação e impenetrabilidade precisam ser impostas explicitamente.

Após determinar o campo de potencial de velocidades, as forças hidrodinâmicas atuantes sobre o corpo podem ser calculadas integrando a pressão ao longo da superfície do casco. Os movimentos do corpo são obtidos pela solução da equação de movimento, que incorpora todas as forças hidrodinâmicas, inerciais e de restauração envolvidas, permitindo assim uma análise completa do desempenho do corpo em movimento (Faltinsen, 1990).

O método dos painéis é amplamente utilizado na modelagem do desempenho hidrodinâmico de embarcações, estruturas flutuantes e plataformas submersas, (Nielsen, 2003).

A equação de Cummins é fundamental na análise dinâmica de sistemas offshore, especialmente para modelar a resposta de estruturas flutuantes sob a ação do mar, considerando que este encontra-se formado pela superposição de diversas ondas regulares com diferentes características, vento e correntezas. No contexto do software OrcaFlex, essa equação é utilizada para simular o comportamento de plataformas, navios, boias e outras estruturas flutuantes que operam no mar.

A equação de Cummins descreve o movimento dinâmico de estruturas flutuantes no domínio do tempo, levando em conta o movimento devido às ondas e outras forças externas. Essa equação é particularmente útil para sistemas com respostas não-lineares e com efeitos de memória, como aqueles encontrados em plataformas flutuantes em mar irregular.

A equação de Cummins pode ser expressa pela Equação 11.

$$M\ddot{x}(t) + \int_0^t K(t - \tau)\dot{x}(\tau)d\tau + Cx(t) = F_{exc}(t) + F_{rest}(t) + F_{damp}(t) \quad (11)$$

Onde M é a matriz de massa do sistema, $x(t)$ é o vetor de deslocamento da estrutura, $\ddot{x}(t)$ representa a aceleração da estrutura, $K(t - \tau)$ é o kernel de memória hidrodinâmica, que leva em conta o efeito de radiação das ondas sobre o corpo (representa o efeito de histerese ou "memória" no fluido devido ao movimento do corpo), C é a matriz de rigidez, que inclui a restauração devido à flutuabilidade, $F_{exc}(t)$ é a força de excitação externa (devido às ondas, por exemplo), $F_{rest}(t)$ representa as forças de restauração, como a força de gravidade e a força de flutuabilidade e $F_{damp}(t)$ é a força de amortecimento linear ou não-linear.

3.4. Métodos de previsão de eventos extremos

Não é incomum tentar prever a intensidade de tempestades que podem ser associadas aos dados de onda coletados (JOURNÉE, 2001). Uma distribuição usada para isto é a Distribuição de Weibull, que associa a probabilidade de ocorrer uma onda com altura maior que uma altura base com a própria altura da onda. A Equação 12 apresenta a distribuição de Weibull.

$$P(H) = \exp \left(- \left(\frac{H-c}{a} \right)^b \right) \quad (12)$$

Onde $P(H)$ é a probabilidade de ocorrer uma onda com altura de onda H , H é a altura da onda, a é um parâmetro de escala, b é um parâmetro de encaixe e c é o valor mínimo para H . Em muitos casos, $b = 1$ e, usualmente, para ondas $c = 0$ (JOURNÉE, 2001). Neste caso, a Distribuição de Weibull se reduz à Distribuição Semilogarítmica que é apresentada na Equação 13.

$$\log (P(H)) = \frac{1}{a} H \quad (13)$$

3.5. Regras da American Bureau of Shipping (ABS)

A American Bureau of Shipping (ABS) desenvolveu um guia específico para turbinas eólicas flutuantes, conhecido como ABS Guide for Floating Offshore Wind Turbines. Este documento estabelece diretrizes e requisitos para o projeto,

construção e operação de turbinas eólicas flutuantes, visando garantir a segurança, a integridade estrutural e a eficiência das instalações.

O guia assegura que as turbinas eólicas flutuantes sejam projetadas e construídas de acordo com padrões que minimizem riscos operacionais e garantam a segurança da vida humana e do meio ambiente. As diretrizes são projetadas para complementar e harmonizar com regulamentos existentes, como os da Organização Marítima Internacional (IMO) e normas de engenharia civil, promovendo uma abordagem integrada para o desenvolvimento de energia renovável no mar. O guia fornece critérios para avaliar a integridade estrutural das turbinas eólicas, considerando fatores como cargas ambientais, dinâmica da estrutura e interação com o ambiente marinho.

O guia fornece critérios para avaliação da integridade estrutural para diferentes condições de operação da turbina eólica offshore e para diversas condições ambientais.

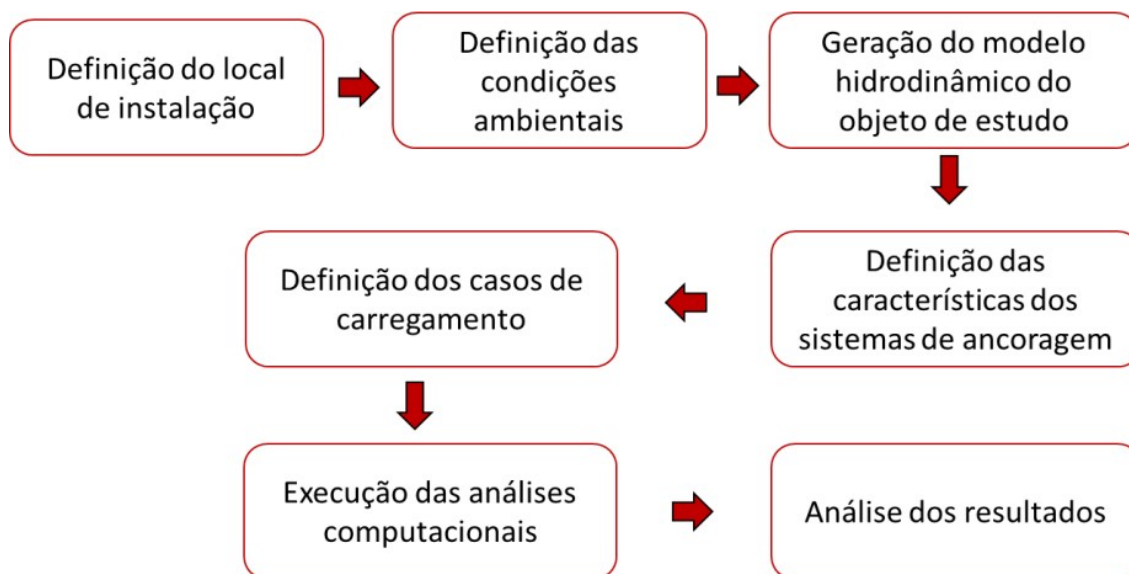
4. METODOLOGIA UTILIZADA NAS ANÁLISES NUMÉRICAS

No atual trabalho foram desenvolvidas análises numéricas utilizando os softwares AQWA (1971), HAMS (2021) e OrcaFlex (1986). Através dos softwares AQWA (1971) e HAMS (2021) foram determinados os RAOs. Posteriormente, os RAOs foram comparados, e avaliados. Desta forma, os RAOs determinados no software AQWA (1971) foram importados no software OrcaFlex (1986). Sendo assim, foi possível executar análises globais na estrutura da turbina eólica flutuante proposta no atual trabalho. Por fim, os resultados foram analisados, e os principais comentários foram incluídos.

4.1. Fluxograma da Metodologia Utilizada

A metodologia utilizada no presente trabalho encontra-se descrita na Figura 18.

Figura 18: Fluxograma da metodologia de análise utilizada no trabalho.



Fonte: Autor, 2023.

Primeiramente, foi definida a região geográfica do local do objeto de estudo, como pode ser observado na Figura 18. Foi escolhida uma região com uma base de dados grande o suficiente para estimação dos parâmetros estatísticos

ambientais. A partir disso, foram coletados os dados ambientais usados nas análises computacionais.

Em seguida, foi definido o objeto de estudo como sendo o conjunto plataforma, turbina eólica offshore e o sistema de ancoragem. Com o objeto de estudo definido, foi feito um modelo tridimensional do mesmo para obtenção das propriedades hidrodinâmicas.

Posteriormente, foram determinados os Operadores de Amplitude de Resposta (RAOs) do casco da plataforma, sem o sistema de ancoragem, a partir dos softwares AQWA e HAMS. As direções de incidência das ondas foram consideradas com os seguintes valores: 0° , 22.5° , 45° , 67.5° , 90° , 112.5° , 135° , 157.5° , 180° . Para os períodos foram atribuídos valores variando de 4s a 30s, com passo de 1s, no AQWA, e de 10s a 14s, com passo de 1s, no HAMS.

A seguir, os sistemas de ancoragem foram projetados, para catenária livre e TLP com tendões tracionados, com base nas informações das referências ORCINA (1986), DAI HAN (2022) e FERNANDES (2011).

Após, a matriz de casos de carregamento foi montada seguindo os critérios da ABS (2020) usando as informações ambientais da MARINE HYDROGRAPHY (2022). Desta forma, foram definidas as configurações do objeto de estudo para cada caso de carregamento considerado.

Por fim, foi possível executar os casos de carregamento no software OrcaFlex, combinando diferentes alturas e períodos de onda, velocidade da corrente marítima e velocidade do vento. A análise em mar irregular foi realizada considerando o espectro de Jonswap. Os RAOs determinados no software AQWA foram importados no software OrcaFlex. Com os resultados das análises foi possível avaliar as trações no topo das linhas de ancoragem, e os movimentos da unidade flutuante. Para avaliar as trações no topo das linhas de ancoragem em catenária foi considerado o MBL (*Minimum Breaking Load*) e para os tendões tracionados, foi avaliada a máxima tensão de von Mises.

4.2. Dados ambientais

Os dados ambientais foram obtidos a partir do acervo da Marinha do Brasil (PNBOIA, 2023) para a região de Rio Grande (31° 32' 1.212" S e 49° 51' 43.2" W). Esta região foi considerada devido ao potencial energético associado a energia gerada pelos ventos na região de Rio Grande. As medições foram realizadas a cada hora de janeiro de 2017 a março de 2019. Este era o período de medição mais recente que estava disponibilizado na referência PNBOIA (2023). A profundidade na região *offshore* da cidade de Rio Grande foi considerada com 200 metros para fins de análise, uma vez que foi usado o modelo numérico da Orcina (1986) que estava definido com esta profundidade.

Foram ao todo coletados 16760 dados sobre características das ondas e do vento na região. A Tabela 2 mostra os valores da média, o máximo e o desvio padrão dos dados coletados para a altura significativa da onda, a altura máxima da onda, período de pico da onda, velocidade da correnteza e velocidade do vento.

Tabela 2: Estatísticas das características ambientais da região de Rio Grande.

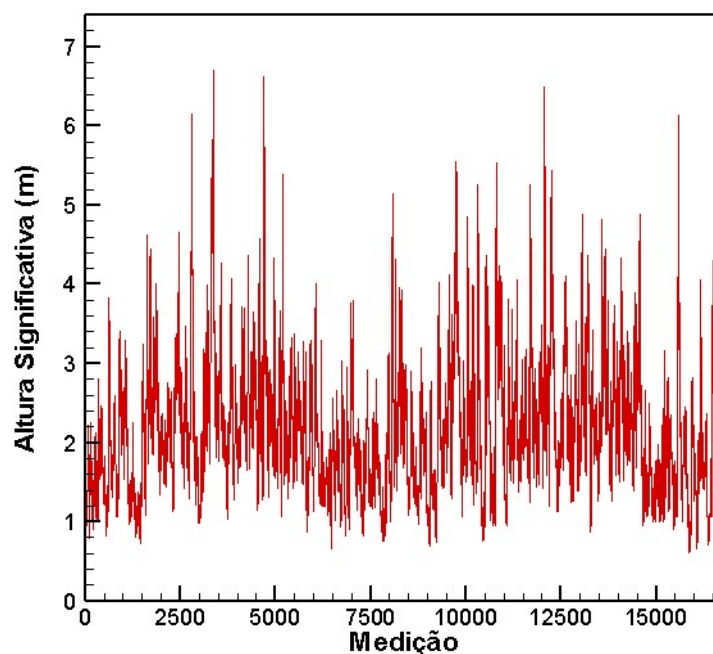
Estatística	Altura significativa (m)	Altura máxima (m)	Período de pico (s)	Velocidade da correnteza (m/s)	Velocidade do vento (m/s)
Média	2,16	3,45	9,08	0,27	7,60
Máximo	6,70	11,10	20,00	1,12	39,40
Desvio padrão	0,84	1,35	2,27	0,18	3,78

Fonte: Autor, 2023.

A velocidade do vento foi tomada a 1m de altura do nível do mar e a velocidade da correnteza foi tomada a 0,5m abaixo da linha d'água como indicado pelo PNBOIA (2023). Estes valores de referência foram adotados pelo autor das medições, ou seja, foram definidos para extrair os dados por meio dos sensores utilizados. Sendo assim, não fazem parte do atual trabalho, são meramente informações citadas na referência PNBOIA (2023).

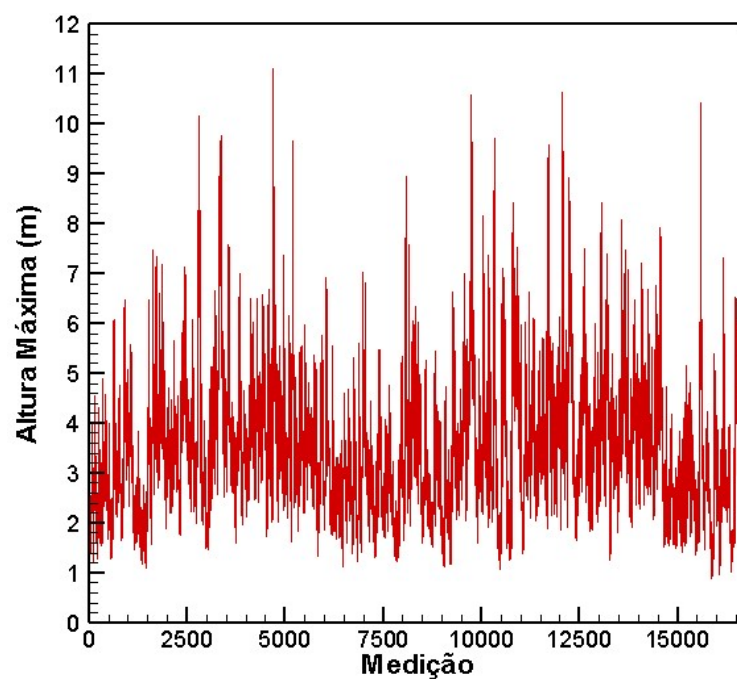
As Figura 19, Figura 20, Figura 21, Figura 22 e Figura 23 mostram os gráficos de dispersão das características ambientais para o período considerado com medições realizadas a cada hora do período considerado.

Figura 19: Série temporal da altura significativa de onda em Rio Grande de 01/2017 a 03/2019 tomada a cada hora.



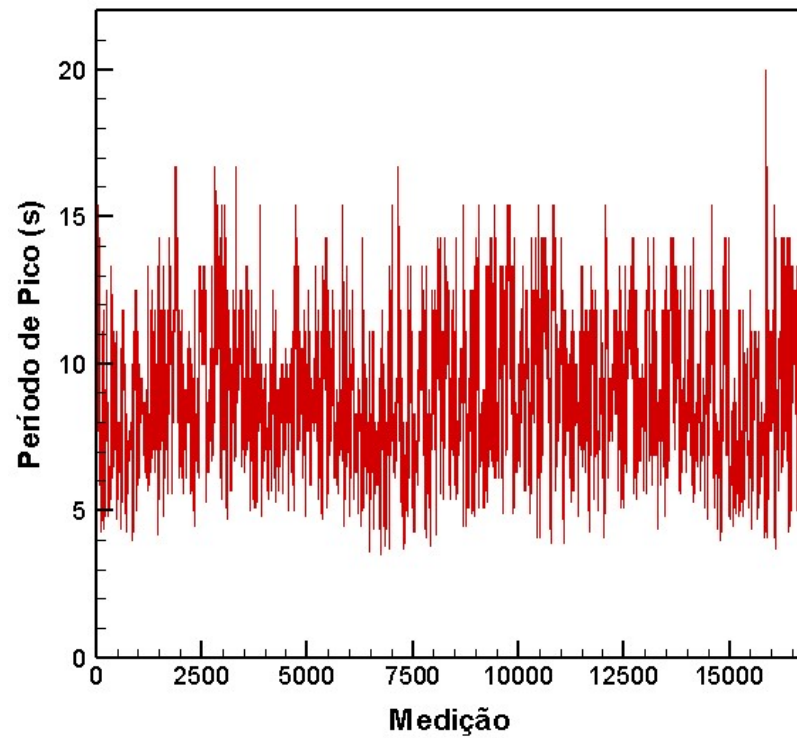
Fonte: Autor, 2023.

Figura 20: Série temporal da altura máxima de onda em Rio Grande de 01/2017 a 03/2019 tomada a cada hora.



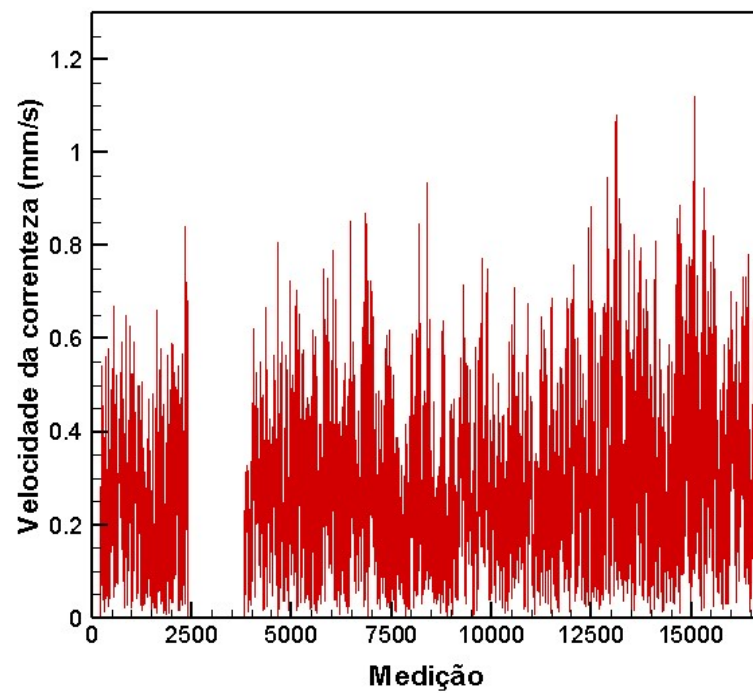
Fonte: Autor, 2023.

Figura 21: Série temporal do período de pico de onda em Rio Grande de 01/2017 a 03/2019 tomada a cada hora.



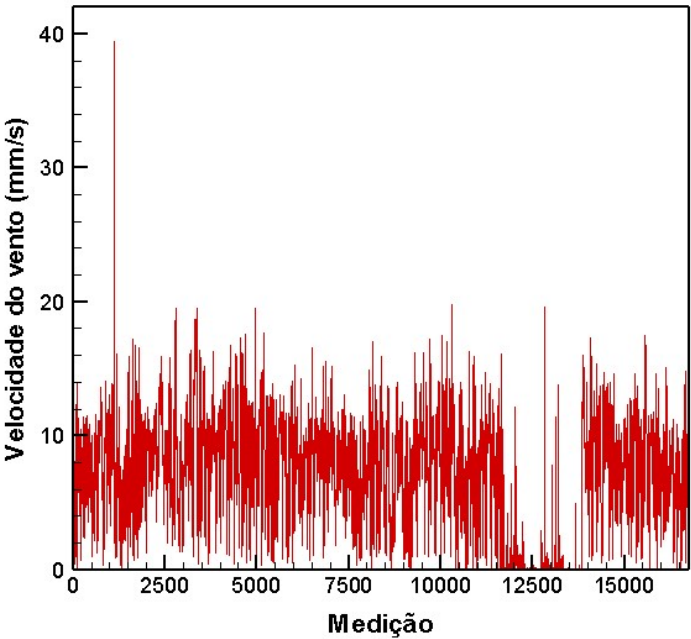
Fonte: Autor, 2023.

Figura 22: Série temporal da velocidade da correnteza em Rio Grande de 01/2017 a 03/2019 tomada a cada hora.



Fonte: Autor, 2023.

Figura 23: Série temporal da velocidade do vento em Rio Grande de 01/2017 a 03/2019 tomada a cada hora.



Fonte: Autor, 2023.

Em alguns gráficos, ocorreram pontos de medição onde provavelmente houve falha nas medições, por exemplo, na Figura 22, trecho entre 2500 e 2700. Estas falhas de medição foram coletadas como “N/N” (*Not a number*) e para este trabalho foram tratados como nulos. Devido a isso, alguns valores de velocidade da correnteza e do vento são nulos nas séries temporais apresentadas.

A Figura 24 e a Figura 25 mostram o histograma Velocidade do vento X Altura significativa e Período de pico X Altura significativa, respectivamente.

Figura 24: Histograma da altura significativa de onda pela velocidade do vento.

		Significant Wave Height															
		0-0.5	0.5-1	1-1.5	1.5-2	2-2.5	2.5-3	3-3.5	3.5-4	4-4.5	4.5-5	5-5.5	5.5-6	6-6.5			
WIND	0-1	0	18	99	277	273	189	84	46	23	7	4	1	1			
	1-2	0	44	120	99	75	31	20	14	16	6	3	0	3			
	2-3	0	62	226	172	95	48	25	18	5	5	1	1	0			
	3-4	0	104	248	206	97	61	39	17	6	4	3	1	0			
	4-5	0	97	339	260	137	69	44	25	10	8	5	1	0			
	5-6	0	87	387	297	178	99	43	37	12	10	3	1	0			
	6-7	0	101	387	434	225	123	56	31	8	5	2	0	0			
	7-8	0	72	523	99	335	177	70	16	11	9	6	2	0			
	8-9	0	23	361	642	332	173	89	30	10	10	5	0	0			
	9-10	0	5	234	578	412	230	115	34	10	7	6	1	0			
	10-11	0	1	73	400	420	238	86	39	8	3	4	1	0			
	11-12	0	1	35	199	439	240	88	35	15	7	2	0	0			
	12-13	0	1	4	55	236	261	113	43	18	6	2	1	0			
	13-14	0	0	1	17	80	143	111	34	13	6	2	3	0			
	14-15	0	1	0	2	18	66	74	40	22	4	4	1	3			
	15-16	0	0	1	2	8	27	45	35	12	8	6	4	1			
	16-17	0	0	1	0	2	10	10	22	17	25	4	5	2			
	17-18	0	0	0	0	0	1	4	10	19	19	7	7	2			
	18-19	0	0	0	0	0	0	0	2	4	4	3	3	1			
	19-20	0	0	0	1	0	0	0	1	6	2	1	0	0			

Fonte: Autor, 2023.

Figura 25: Histograma da altura significativa de onda pelo período de pico da onda.

		Significant Wave Height												
		0-0.5	0.5-1	1-1.5	1.5-2	2-2.5	2.5-3	3-3.5	3.5-4	4-4.5	4.5-5	5-5.5	5.5-6	6-6.5
P E A K	0-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	3-4	0	12	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4-5	0	50	148	72	2	0	0	0	0	0	0	0	0
	5-6	0	17	252	346	125	15	1	0	0	0	0	0	0
	6-7	0	81	492	593	584	203	26	6	0	0	0	0	0
	7-8	0	197	827	1012	833	480	204	58	16	2	0	0	0
	8-9	0	59	362	573	431	320	193	67	26	11	2	0	0
	9-10	0	60	364	865	726	477	234	122	85	54	19	11	3
R I O D	10-11	0	24	134	252	250	174	91	41	25	13	7	5	0
	11-12	0	39	310	488	523	402	229	144	44	24	5	2	2
	12-13	0	17	133	146	135	137	123	60	19	15	4	0	2
	13-14	0	16	74	93	73	86	93	60	28	15	9	4	1
	14-15	0	21	21	51	35	46	41	45	24	22	21	8	4
	15-16	0	16	9	13	1	4	13	12	7	6	6	3	1
	16-17	0	12	1	1	0	1	3	1	2	0	0	0	0
	17-18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	18-19	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	19-20	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autor, 2023.

4.3. Dados da plataforma semissubmersível e da turbina eólica

O objeto de estudo para realizar as análises utilizou como referência uma plataforma similar a plataforma semissubmersível OC4 DeepCWind, com uma turbina de 5MW. Essa escolha foi tomada considerando a literatura a respeito deste modelo (ROBERTSON, 2014).

4.3.1. Turbina eólica

O modelo da turbina eólica (Figura 26) usado foi o indicado pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (A. ROBERTSON, J. JONKMAN, M. MASCIOLA et al, 2014), que consiste numa turbina de três pás com *pitch* variável. As principais informações da turbina se encontram na Tabela 3 e Tabela 4.

Tabela 3: Principais Dados das Pás, Rotor e Nacele.

Componente	Massa (kg)	Comprimento/Raio (m)
Pás	17610	61,5
Rotor	56780	1,5 (Raio)
Nacele	240000	3,5

Fonte: Adaptado do modelo OC4 da (ORCINA, 1986).

Tabela 4: Principais Dados da Torre.

Parâmetro	Valor
Material	Aço
Massa Específica (kg/m³)	7850
Módulo de Elasticidade (MPa)	210000

Fonte: Adaptado do modelo OC4 da (ORCINA, 1986).

Figura 26: Turbina eólica modela no Orcaflex.

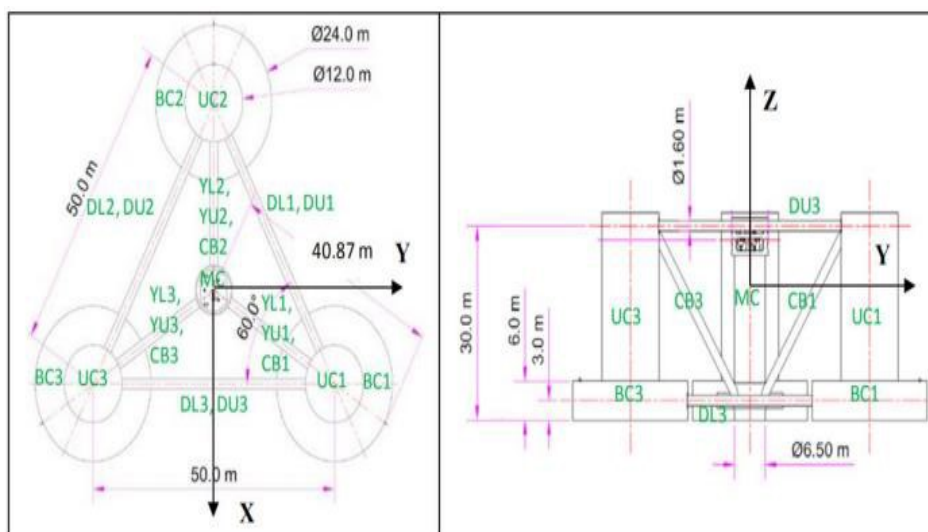


Fonte: Autor, 2024.

4.3.2. Plataforma

A plataforma considerada foi a semissubmersível OC4 DeepCWind que consiste em uma plataforma com três colunas posicionadas de modo a formar um triângulo equilátero e uma estrutura cilíndrica no centro do triângulo (Figura 27). As colunas externas possuem duas seções distintas. Em uma seção o diâmetro é 12m e na seção inferior o diâmetro é 24m. As propriedades da plataforma estão na Tabela 5.

Figura 27: Esquema da estrutura da plataforma OC4 DeepCwind.



Fonte: (JONKAMN, 2014).

Tabela 5: Principais Dados da Plataforma.

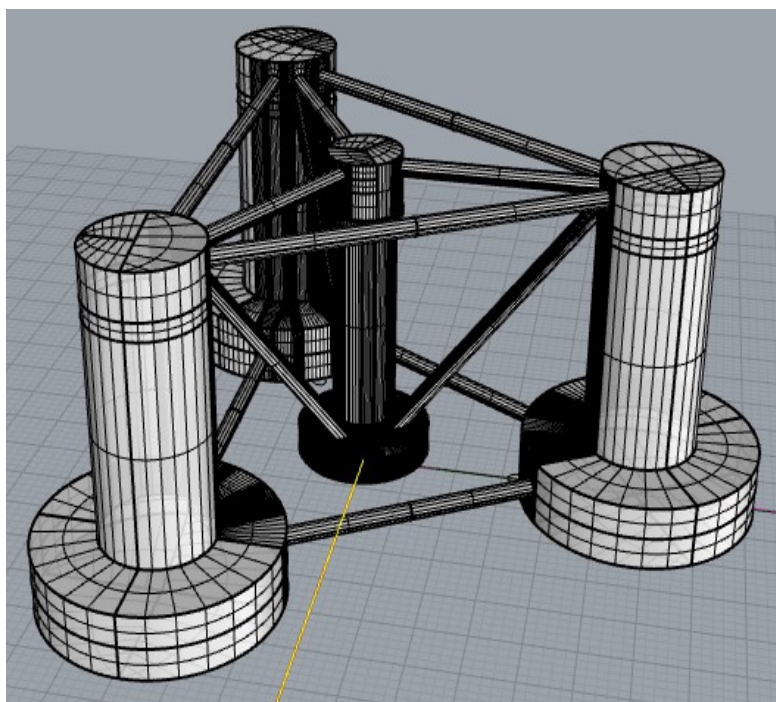
Parâmetro	Valor
Massa no ar (t)	13500
CG - A partir da Linha de Base	(0, 0, -13,46)
Calado de Projeto (m)	20
Rxx (m)	22,493
Ryy (m)	22,493
Rzz (m)	30,185
GMT (m)	10,7501
GML (m)	10,7501

Fonte: Adaptado de (JONKAMN, 2009).

4.4. Modelo hidrodinâmico da plataforma

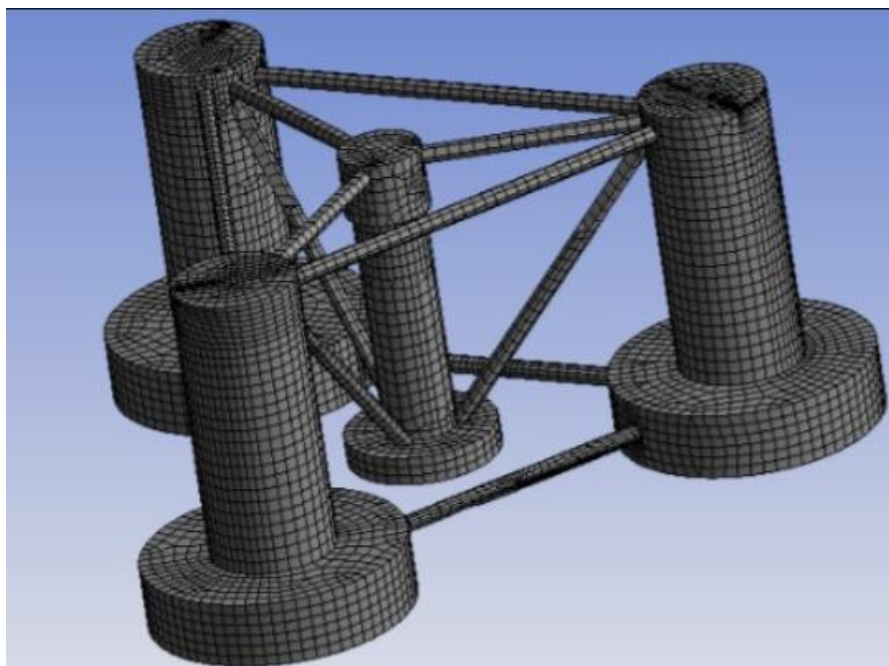
A geometria da plataforma foi construída no software CAD Rhinoceros (McNeel, 2023). A Figura 28 apresenta a geometria gerada. A geometria foi então importada para o AQWA, módulo do Ansys (1971) que realiza análises hidrodinâmicas, foi montada uma malha, apresentada na Figura 29, com 12627 painéis no total, sendo 7536 painéis para a região projetada para ficar abaixo da linha d'água, para obtenção das propriedades hidrodinâmicas e hidrostáticas da plataforma.

Figura 28: Geometria gerada no Rhinoceros da plataforma DeepCWind.



Fonte: Autor, 2023.

Figura 29: Malha gerada para obtenção das propriedades hidrodinâmicas e hidrostáticas da plataforma

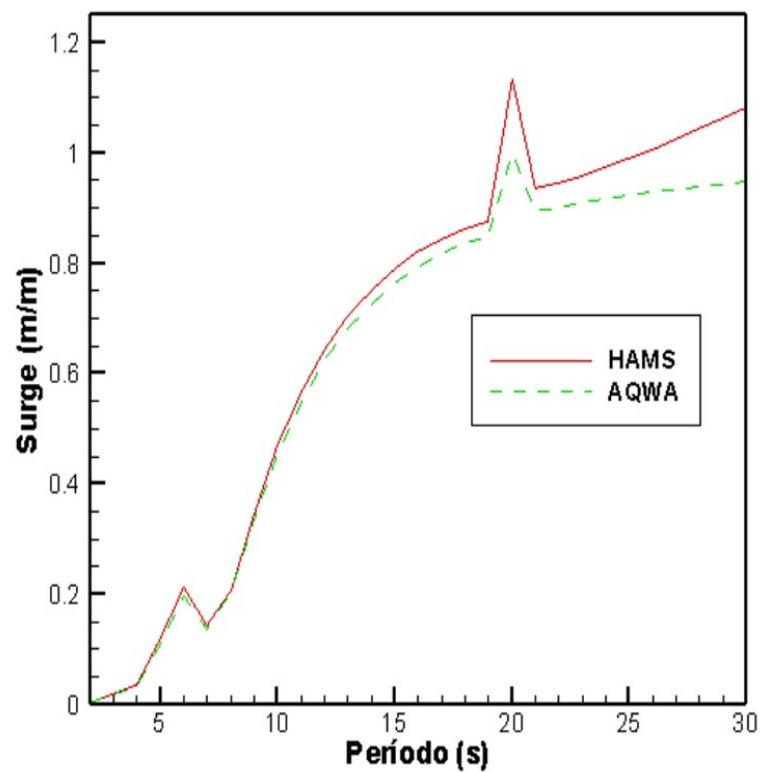


Fonte: Autor, 2023.

As análises no AQWA foram realizadas para ângulos de incidência de 0° , 22.5° , 45° , 67.5° , 90° , 112.5° , 135° , 157.5° e 180° . Os resultados obtidos no AQWA foram comparados com os resultados obtidos no HAMS, software de análise hidrodinâmica que contém o modelo DeepCWInd em sua biblioteca.

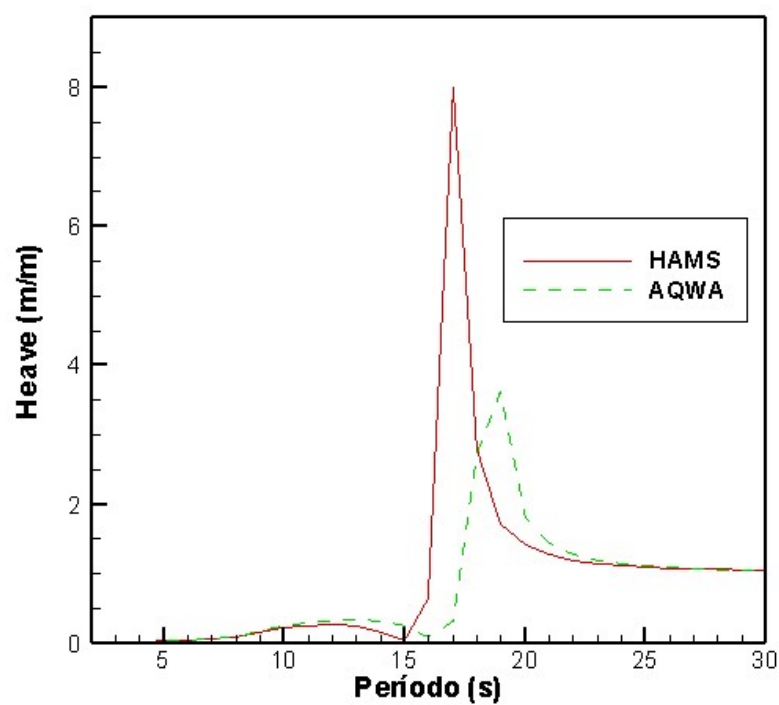
A Figura 30, Figura 31 e Figura 32 mostram a comparação para os RAOs em *surge*, *heave* e *pitch*, respectivamente, com incidência de onda a 0° e amplitude de onda de 1m. Os demais gráficos de comparação dos RAOs, para os graus de liberdade em *sway*, *roll* e *yaw*, obtidos no AQWA e HAMS, encontram-se no Apêndice A.

Figura 30: Comparação entre os RAOs em surge obtidos no AQWA e no HAMS para a plataforma com um ângulo de incidência de onda de 0° .



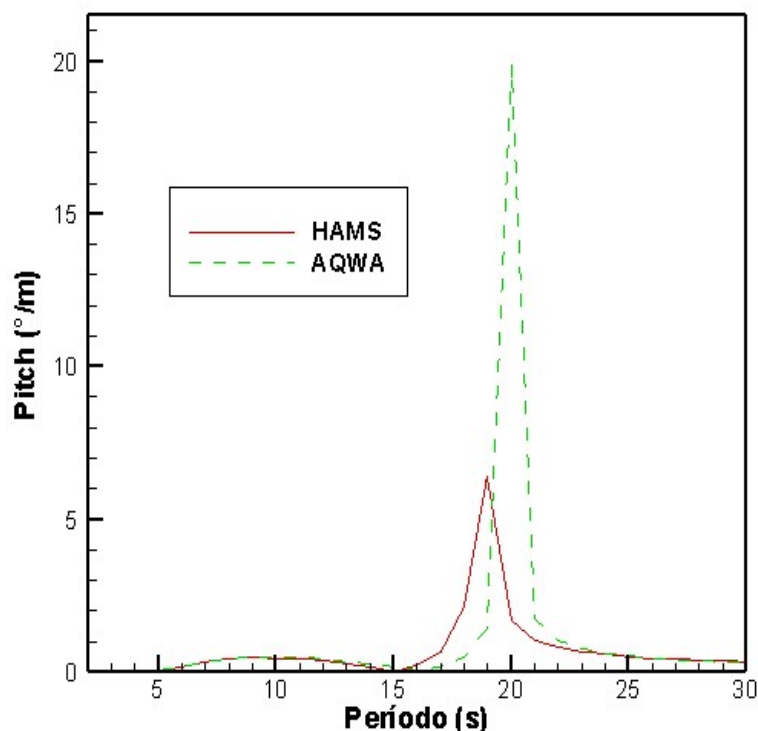
Fonte: Autor, 2023.

Figura 31: Comparação entre os RAOs em heave obtidos no AQWA e no HAMS para a plataforma com um ângulo de incidência de onda de 0° .



Fonte: Autor, 2023.

Figura 32: Comparação entre os RAOs em pitch, obtidos no AQWA e no HAMS para a plataforma com um ângulo de incidência de onda de 0°.



Fonte: Autor, 2023.

Observando a Figura 30, Figura 31 e Figura 32, verifica-se que, de modo geral, os resultados obtidos nos dois softwares foram próximos. Contudo, próximo das frequências naturais, para os movimentos de *heave* e *pitch*, ocorreram discrepâncias entre os resultados. Contudo, as divergências não foram superiores a **10%**. Deste modo, sendo aceitáveis. Maiores investigações podem ser feitas em trabalhos futuros. A Tabela 6 mostra as frequências e períodos naturais em *heave*, *roll* e *pitch* obtidas no software AQWA.

Tabela 6: Frequências naturais em *heave*, *roll* e *pitch* para a plataforma DeepCWind.

Movimento	Frequência natural (rad/s)	Período natural (s)
Heave	0,340	18,45
Roll	0,315	19,92
Pitch	0,315	19,91

Fonte: Autor, 2023.

Como o modelo desenvolvido no trabalho não é exatamente igual ao modelo da Orcina, modelo OC4, os períodos naturais em *heave* e *pitch*, provavelmente não serão os mesmos. No modelo desenvolvido no atual trabalho, somente o casco da plataforma e algumas propriedades foram consideradas iguais ao modelo OC4. Além disso, a torre da turbina, e as pás, não foram incluídas no

cálculo dos RAOs. Também é importante mencionar que as matrizes de rigidez e amortecimento hidrostáticas, não são iguais as matrizes do modelo original OC4, e que no modelo da Orcina foi desenvolvido um modelo híbrido incluindo ajustes nos coeficientes hidrodinâmicos, considerando a formulação de Morison para alguns membros da plataforma. Sendo assim, o modelo desenvolvido no atual trabalho foi adaptado do modelo original da Orcina. Por este motivo foi feita somente a comparação entre as respostas utilizando os softwares HAMS e AQWA.

4.5. Sistemas de ancoragem

Foram considerados dois sistemas de ancoragem no presente trabalho: (i) catenária livre e (ii) perna tracionada (TLP). Em ambos os sistemas de ancoragem foram consideradas nove linhas.

Conforme mencionado anteriormente, não houve um critério específico para definição de escolha dos sistemas em catenária livre e TLP, simplesmente foi definido que seriam estudados dois sistemas de ancoragem, e então foram adotados o sistema em catenária livre e TLP. Para trabalhos futuros pode ser incluído um estudo com o sistema *taut-leg*.

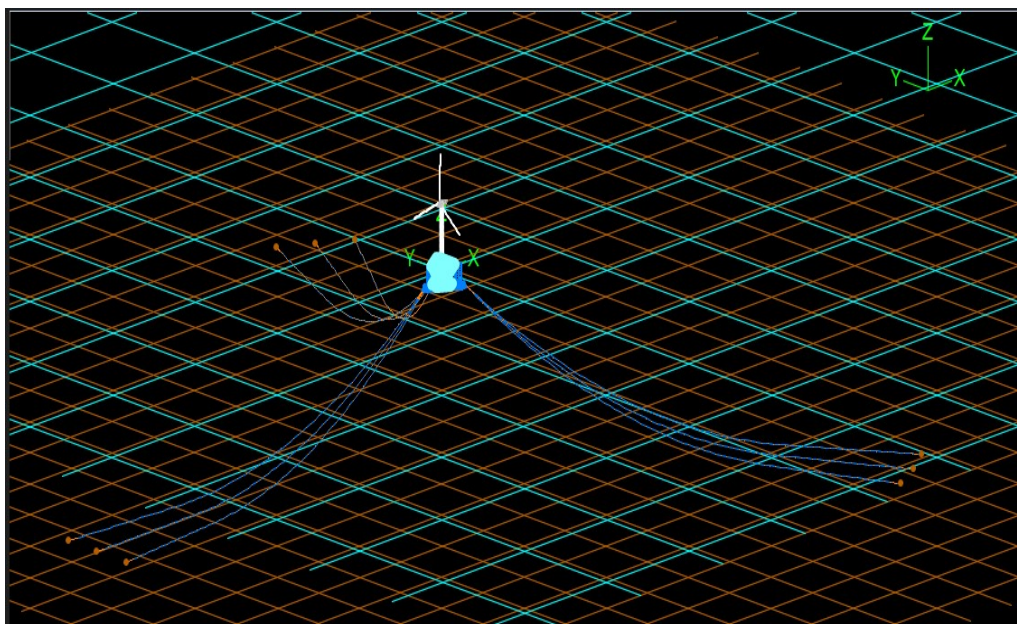
4.5.1. Sistemas de ancoragem catenária

No sistema de ancoragem em catenária livre, em cada coluna da plataforma foram fixadas três linhas de ancoragem. As linhas fixadas em cada coluna foram dispostas com ângulos de 5° (Figura 35) uma em relação a outra. Além disso, na Figura 34 pode-se observar as linhas 02 e 08, que apresenta ângulo de 120 graus.

A Figura 33 e a Figura 34 mostram o sistema com amarração em catenária livre e a vista superior do sistema em catenária indicando a numeração adotada para cada linha, respectivamente. A Figura 35 indica a posição angular de uma linha relativa às linhas adjacentes.

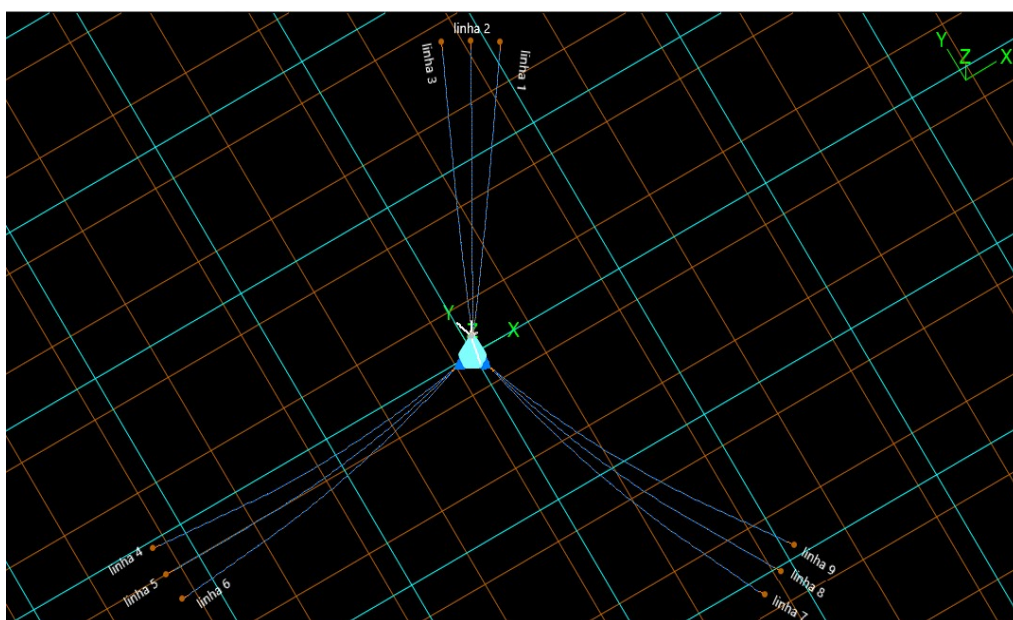
Com relação ao sistema de eixos globais, pode ser visualizado na Figura 33.

Figura 33: Sistema com ancoragem em catenária livre.



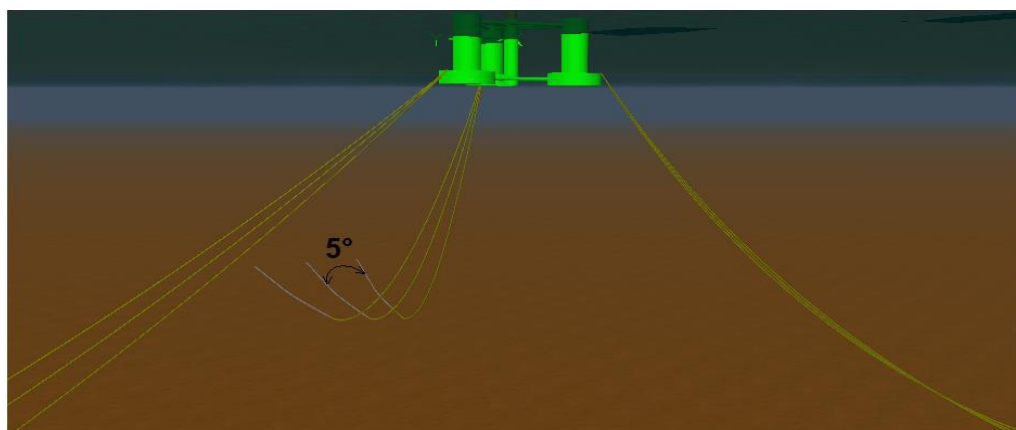
Fonte: Autor, 2023.

Figura 34: Vista superior do sistema em catenária livre indicado a numeração adotada para as linhas.



Fonte: Autor, 2023.

Figura 35: Representação da defasagem angular entre as linhas de uma mesma coluna.



Fonte: Autor, 2023.

Para o material das amarras da catenária foi considerado o aço, com diâmetro de 76mm, grau R5 e sem malhete (*studless*). As propriedades das amarras foram obtidas do catálogo de (DAI HAN, 2022) e são apresentadas na Tabela 7. Para o sistema de ancoragem TLP, os tendões foram considerados com a mesma rigidez axial das amarras.

Tabela 7: Propriedades da amarra de aço grau R5 studless.

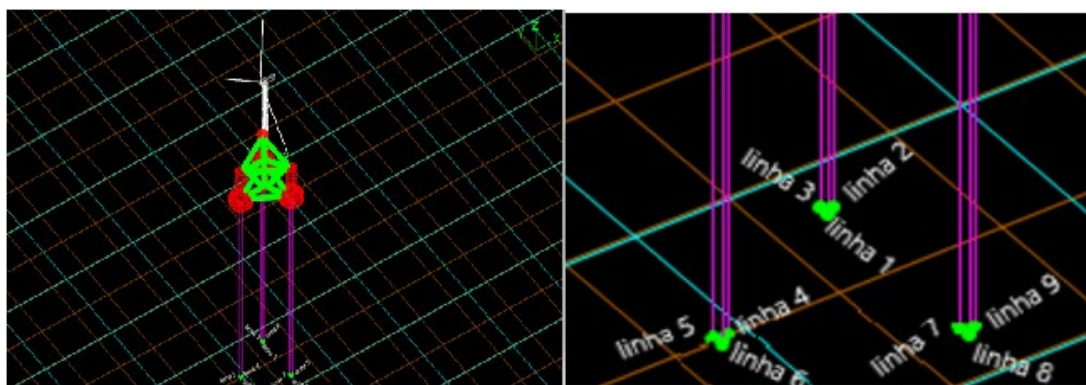
Parâmetro	Valor	Referência
Diâmetro Nominal (m)	0,0766	(DAI HAN, 2022)
Número de Linhas	9	Auto
Comprimento (m)	835,5	Autor
Afastamento entre as linhas	5°	Autor
Massa no ar (t/m)	0,12	(DAI HAN, 2022)
Coeficiente de massa d'água adicionada (Ca)	1	(ORCINA, 1986)
Coeficiente de Arraste (Cd)	1,1	(ORCINA, 1986)
Rigidez Axial (kN)	$4,93 \times 10^5$	(ORCINA, 1986)
MBL R5 (kN)	7009	(DAI HAN, 2022)
Fator de Segurança	0,65	DNV-RU-OU-0300 (2022)

Fonte: Adaptado de (DAI HAN, 2022).

4.5.2. Sistema de ancoragem TLP

No sistema com amarração em TLP, foram fixados em cada coluna três tendões. Os tendões apresentam comprimento de 180m e foram posicionados em cada coluna de modo a formar um triângulo. A Figura 36 mostra a plataforma com sistema de ancoragem em TLP, indicando a numeração adotada para cada tendão.

Figura 36: Sistema com ancoragem em perna tracionada.



Fonte: Autor, 2023.

Para o material dos tendões foi considerado o material apresentado em (FERNANDES, 2011), incluindo informações da literatura comum. As propriedades dos tendões são apresentadas na Tabela 8.

Tabela 8: Propriedades dos tendões usados na ancoragem com pernas tracionadas.

Parâmetro	Valor	Referência
Massa Específica (kg/m³)	7850	Literatura comum
Módulo de Elasticidade (MPa)	210000	Literatura comum
Diâmetro Nominal (m)	0,81	(FERNANDES, 2011)
Diâmetro Interno (m)	0,74	(FERNANDES, 2011)
Número de tendões	9	(FERNANDES, 2011)
Comprimento (m)	179	(Autor, 2024)
Massa no ar (te/m)	0,742	(FERNANDES, 2011)
Coeficiente de massa d'água adicionada (Ca)	1	(FERNANDES, 2011)
Coeficiente de Arraste (Cd)	1,7	(FERNANDES, 2011)
Rigidez Axial (kN)	$1,86 \times 10^7$	(FERNANDES, 2011)
Tensão de Escoamento (MPa)	450	(FERNANDES, 2011)
Fator de Segurança	0,67	DNV-OS-J101 (2014)

Fonte: Autor, 2024.

4.6. Casos de carregamento

Os casos de carregamento foram definidos tendo como base a regra para construção de turbinas eólicas offshore flutuantes ABS (2020). Os casos de carregamento foram separados em dois grupos: casos operacionais e casos extremos.

Para os casos operacionais (Tabela 9) foram considerados os valores mais recorrentes observados na Figura 24 e Figura 25, e priorizando os valores

superiores dos intervalos dos histogramas para altura significativa, período de pico e velocidade do vento. A velocidade do vento foi corrigida para a altura da nacele, como sugerido pela regra ABS (2020) e considerada como **constante ao longo da turbina eólica**. Além disso, a velocidade da correnteza para os casos operacionais foi considerada com valor de **0,81 m/s**, que equivale à média mais três desvios padrões, critério adotado no atual trabalho para obtenção de um valor expressivo, uma vez que os valores de correnteza para a região considerada foram mais baixos do que o esperado para ambientes offshore em condições mais severas. Os casos foram definidos pela direção de incidência da onda, onde foram consideradas um número de direções de modo a obter uma faixa entre 0° e 180°.

Tabela 9: Parâmetros para análises dos casos operacionais.

Caso Operacional							
Num.	Direção da Onda (Graus)	Altura significativa (m)	Período de pico (s)	Direção da Correnteza (Graus)	Velocidade da correnteza (m/s)	Direção do Vento (Graus)	Velocidade do Vento (nacele) (m/s)
1	0	2	9	0	0,8	90	11,32
2	45	2	9	45	0,8	90	11,32
3	90	2	9	90	0,8	90	11,32
4	135	2	9	135	0,8	90	11,32
5	180	2	9	180	0,8	90	11,32

Fonte: Autor, 2023.

Para os casos extremos (Tabela 10) foram considerados os valores dos casos operacionais, corrigindo-os para um período de 50 anos, conforme sugerido pela norma ABS (2020), considerando a distribuição de Weibull.

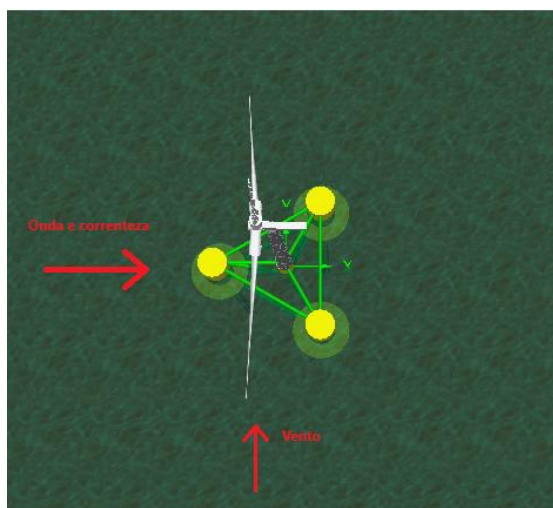
Tabela 10: Parâmetros para análises dos casos extremos.

Caso Extremo							
Num.	Direção da Onda (Graus)	Altura significativa (m)	Período de pico (s)	Direção da Correnteza (Graus)	Velocidade da correnteza (m/s)	Direção do Vento (Graus)	Velocidade do Vento (nacele) (m/s)
1	0	6,54	17,12	0	1,12	90	46,164
2	45	6,54	17,12	45	1,12	90	46,164
3	90	6,54	17,12	90	1,12	90	46,164
4	135	6,54	17,12	135	1,12	90	46,164
5	180	6,54	17,12	180	1,12	90	46,164

Fonte: Autor, 2023.

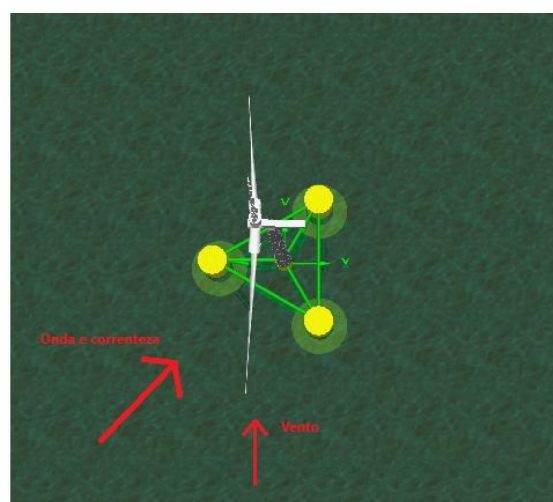
Na Tabela 9 e Tabela 10, a direção do vento foi considerada a 90° em relação ao eixo global X, como indicado no canto superior direito da Figura 33, para todos os casos de carregamento. Para cada tipo de amarração (Catenária Livre e Perna Tractionada), foram considerados cinco casos de carregamento, variando a direção de incidência de onda em 45° de um caso para o outro. O espectro de energia do mar utilizado foi o espectro de JONSWAP, por sua capacidade de capturar com mais precisão as características das ondas em condições de mares em desenvolvimento. A Figura 37 e a Figura 38 mostram a direção de onda, correnteza e vento para os casos 1 e 2, respectivamente, da Tabela 9 e da Tabela 10.

Figura 37: Direção de onda, vento e correnteza para o caso 1 das análises.



Fonte: Autor, 2024.

Figura 38: Direção de onda, vento e correnteza para o caso 2 das análises.



Fonte: Autor, 2024.

4.7. Análises globais no software Orcaflex

As análises computacionais foram executadas no software Orcaflex (ORCINA, 1986). Foram consideradas quatro configurações para cada sistema de amarração: (i) sistema de amarração com linhas intactas; (ii) sistema de amarração com uma linha rompida; (iii) sistema de amarração com duas linhas rompidas; e (iv) sistema de amarração com três linhas rompidas. Em todos os casos foram consideradas ondas com frequências baixas e altas, o que causou interferência entre as ondas.

Foram executadas análises no domínio do tempo. Sendo assim, o tempo total das análises, configurado no software Orcaflex, foi definido com valor de 3600s para cada caso de carregamento, pois é um período de tempo representativo para as condições locais. A partir de cada análise numérica para o sistema de ancoragem em catenária, foi extraída a máxima tração efetiva no *fairlead* de cada linha e os movimentos da plataforma. Já para o sistema de ancoragem com pernas tracionadas, foi extraída a máxima tensão de von Mises ao longo do tendão, considerando trechos de 10 metros, e os movimentos da plataforma.

5. RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os principais resultados obtidos nas análises, tendo como principal objetivo as análises dos movimentos da plataforma, dos valores máximos das trações efetivas no topo das linhas de ancoragem, para **o sistema de ancoragem em catenária livre**; e nos valores máximos da tensão de von Mises nos tendões, para **o sistema de ancoragem em TLP**. Os gráficos foram gerados usando o LoadCaseScript (2022), software desenvolvido para pré e pós processamento de informações para execução de análises numéricas no software OrcaFlex.

Além disto, quando possível, foram feitas comparações entre as respostas dos dois sistemas de ancoragem considerados no trabalho.

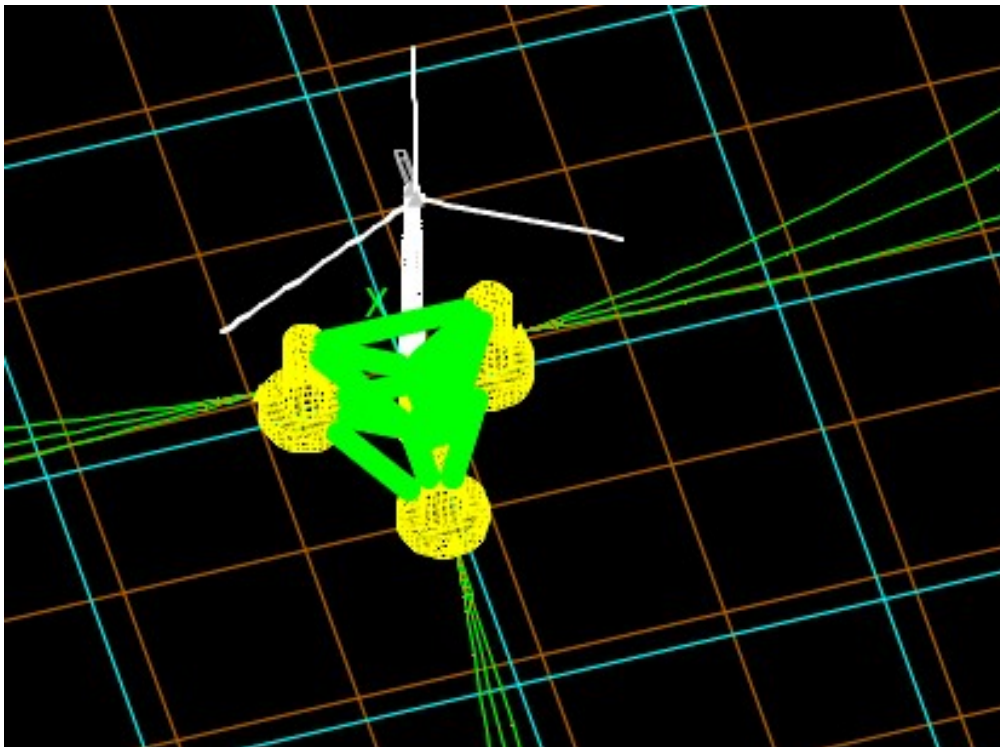
5.1. Sistema de ancoragem em catenária livre

Nesta seção são apresentados os resultados para o sistema de ancoragem em catenária livre. Para este sistema foram analisados os casos nas condições de sistema de ancoragem conforme a seguir.

- 1) Intacto;
- 2) Com uma linha rompida: Linha 5;
- 3) Com duas linhas rompidas: Linhas 5 e 6;
- 4) Com 03 linhas rompidas: Linhas 4, 5 e 6.

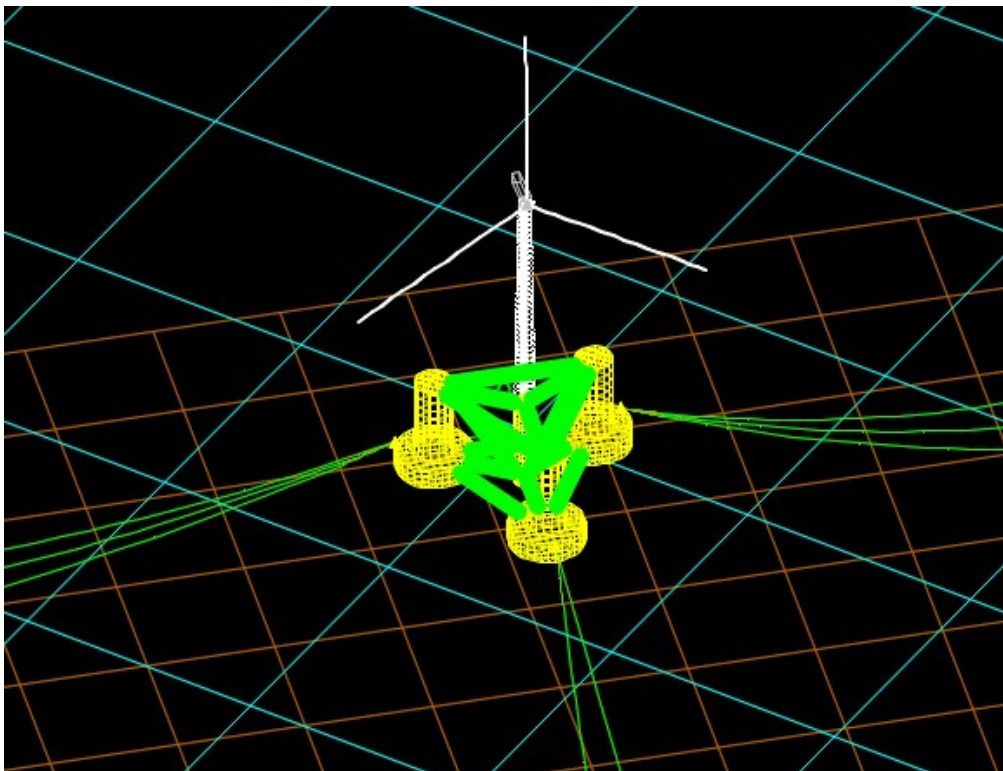
A Figura 39, Figura 40, Figura 41 e Figura 42 mostram o arranjo físico do sistema de ancoragem para as condições com linhas intactas, uma linha rompida, duas linhas rompidas e três linhas rompidas, respectivamente.

Figura 39: Arranjo físico do sistema de ancoragem com linhas intactas.



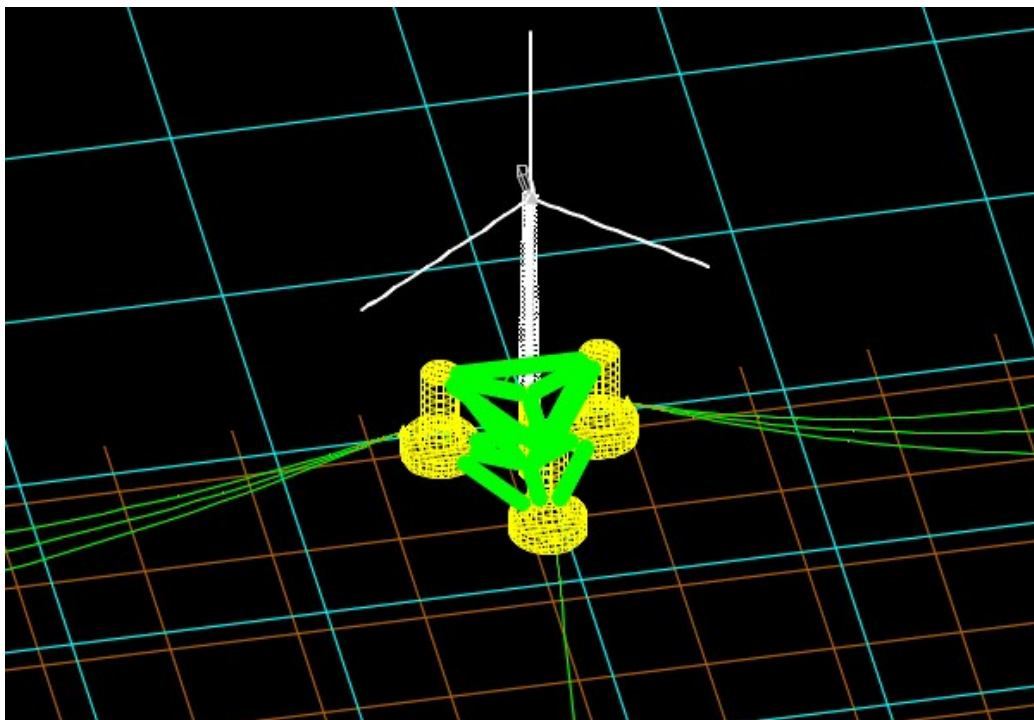
Fonte: Autor, 2024.

Figura 40: Arranjo físico do sistema de ancoragem com uma linha rompida.



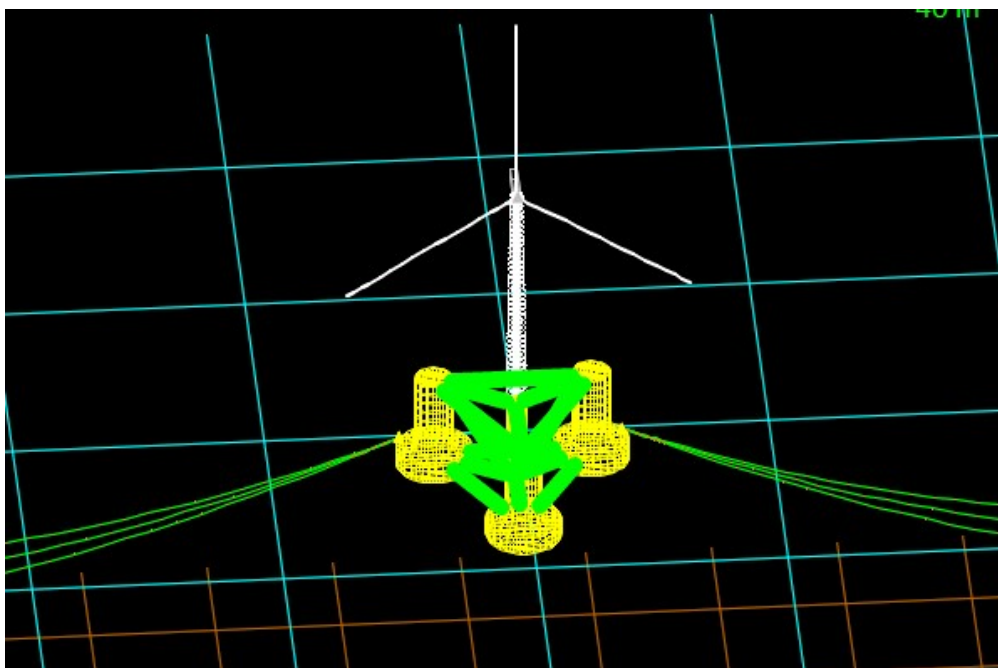
Fonte: Autor, 2024.

Figura 41: Arranjo físico do sistema de ancoragem com duas linhas rompidas.



Fonte: Autor, 2024.

Figura 42: Arranjo físico do sistema de ancoragem com três linhas rompidas.

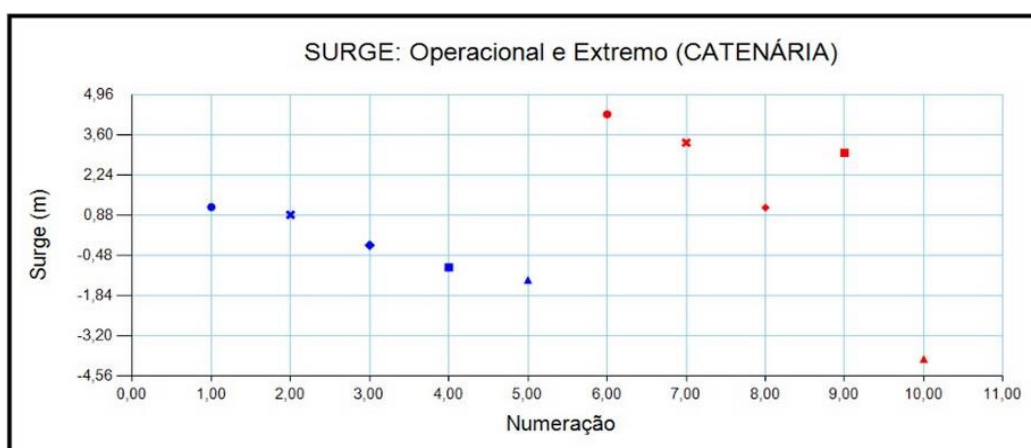


Fonte: Autor, 2024.

5.1.1. Sistema em catenária livre: Condição intacta

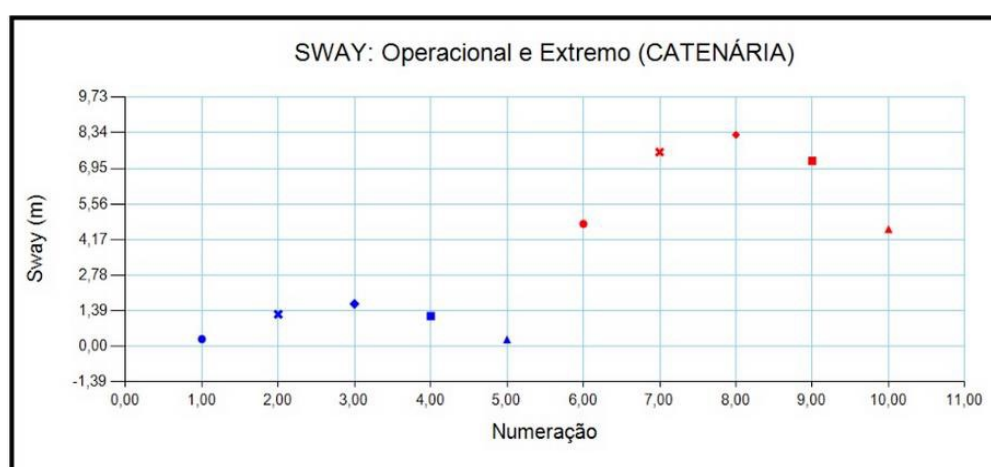
Da Figura 43 à Figura 48 são apresentados os movimentos da plataforma com o sistema de ancoragem em catenária livre, com linhas intactas para os casos operacionais (**em azul** - Tabela 9) e os casos extremos (**em vermelho** - Tabela 10). Em cada gráfico, para os valores de resposta, foram extraídos o valor máximo absoluto de cada grau de liberdade, e posteriormente foi incluído o sinal para indicar o sentido do movimento. Na abscissa dos gráficos foram incluídos os valores da numeração dos casos, 5 casos operacionais (1 a 5), e 5 casos extremos (6 a 10), e na ordenada os graus de liberdade correspondendo aos movimentos da plataforma em *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch* e *yaw*.

Figura 43: Movimento de *surge* da plataforma com ancoragem em catenária e linhas intactas.



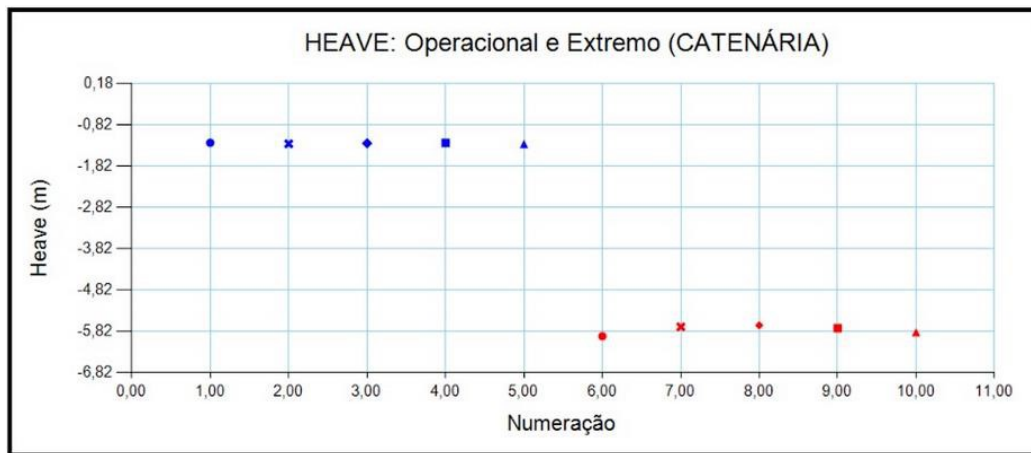
Fonte: Autor, 2024.

Figura 44: Movimento de *sway* da plataforma com ancoragem em catenária e linhas intactas.



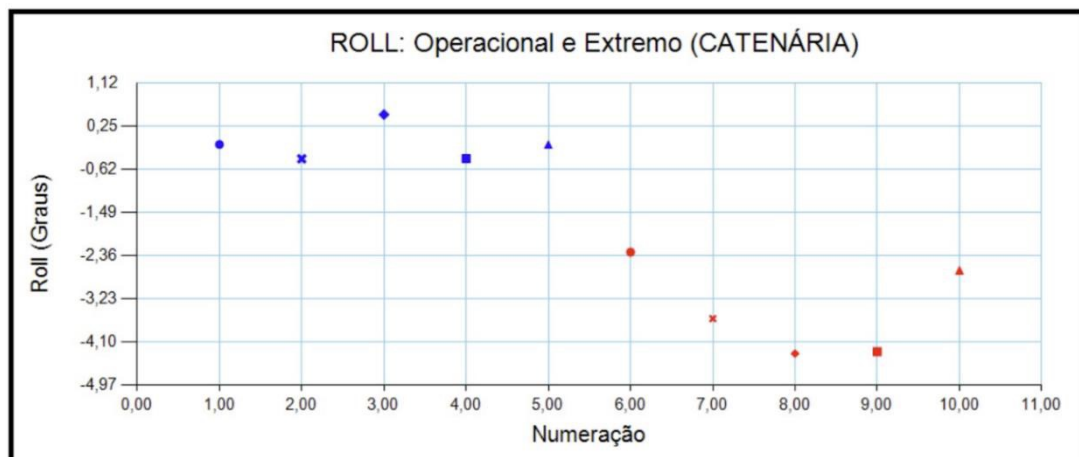
Fonte: Autor, 2024.

Figura 45: Movimento de *heave* da plataforma com ancoragem em catenária e linhas intactas.



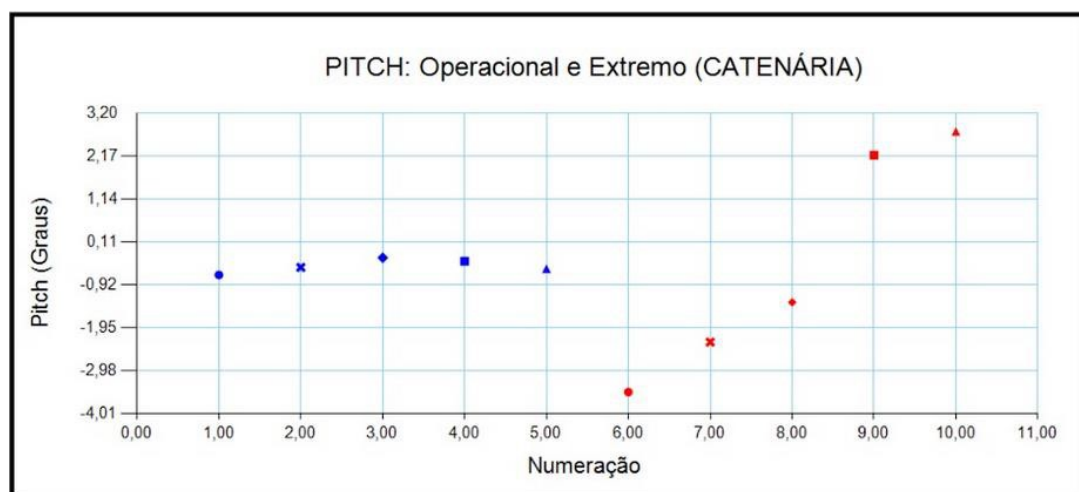
Fonte: Autor, 2024.

Figura 46: Movimento de *roll* da plataforma com ancoragem em catenária e linhas intactas.



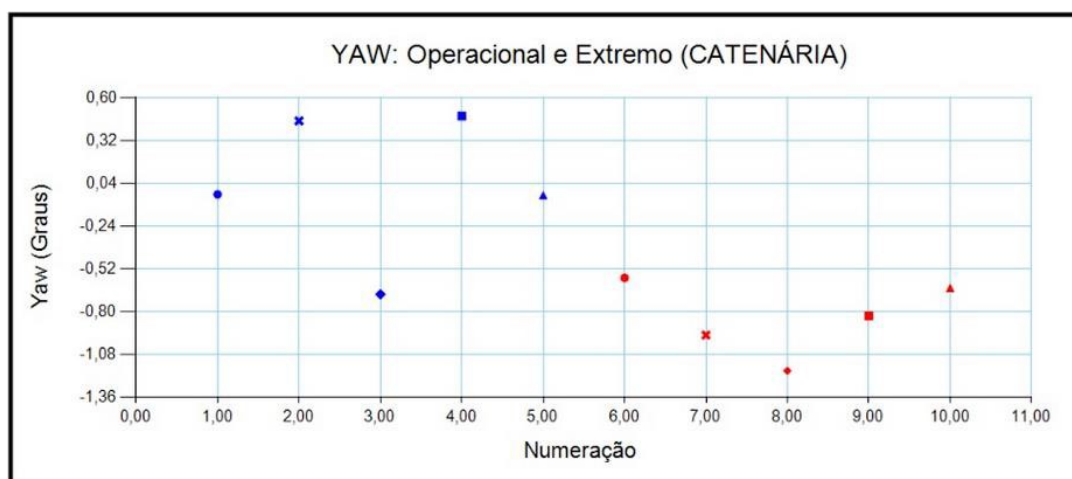
Fonte: Autor, 2024.

Figura 47: Movimento de *pitch* da plataforma com ancoragem em catenária e linhas intactas.



Fonte: Autor, 2024.

Figura 48: Movimento de yaw da plataforma com ancoragem em catenária e linhas intactas.



Fonte: Autor, 2024.

Observou-se que o gráfico de **sway** (Figura 44) foi o que apresentou **maior discrepância** entre os valores dos casos operacionais e extremos. Provavelmente este fato ocorreu devido à disposição do arranjo das linhas de ancoragem na plataforma, que deve ter contribuído com uma restauração de movimentos **menores** em **sway**.

Além disso, os resultados em **yaw** (Figura 48) apresentaram **menor diferença** entre os casos operacionais e casos extremos, quando comparado com os movimentos rotacionais. Provavelmente este fato ocorreu devido à disposição do arranjo das linhas de ancoragem na plataforma, que deve ter contribuído com uma restauração de movimentos **maiores** em **yaw**.

Também é importante mencionar que os movimentos de translação da plataforma apresentaram respostas com valores esperados. Em **sway**, ocorreram magnitudes próximas de **4%** da lâmina d'água para o caso extremo.

Com relação aos movimentos de rotação da plataforma observou-se que em **roll** (Figura 46) ocorreram ângulos com valores um pouco acima de **4 graus**, em termos de valor absoluto. Nestes casos recomenda-se avaliar a **tensão ao longo da torre da turbina eólica**. Sendo assim, este tipo de avaliação será sugerido para trabalhos futuros.

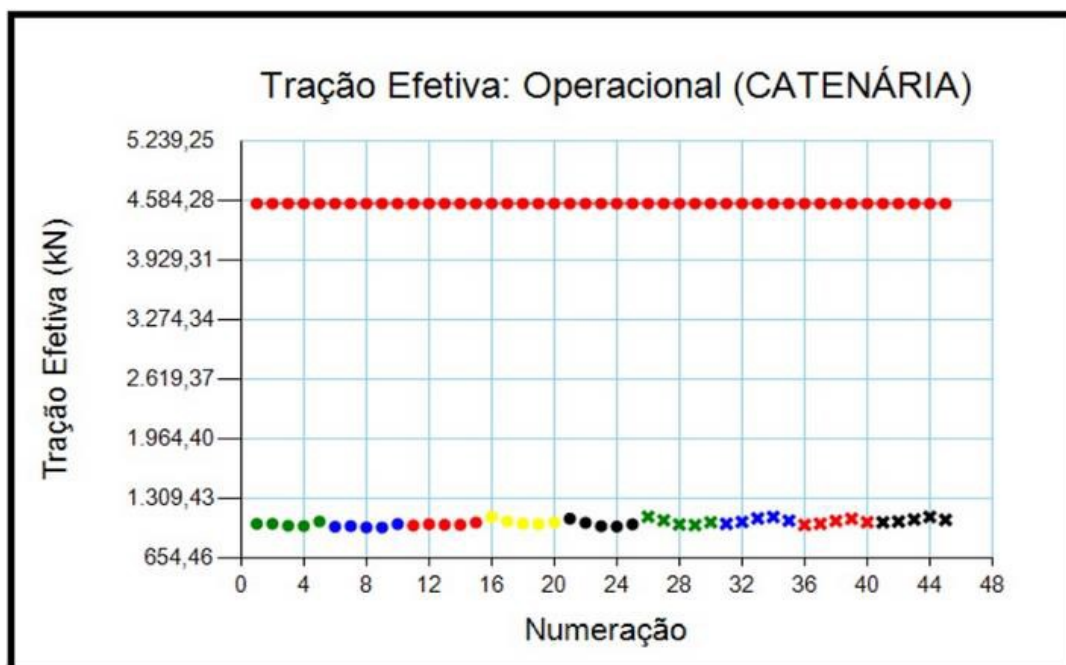
Para os demais graus de liberdade, os movimentos da plataforma se comportaram conforme o esperado.

A Figura 49 e Figura 50 apresentam os **valores máximos das trações efetivas no topo**, expressas na ordenada do gráfico, correspondendo a cada amarra, para o sistema em catenária livre para os casos operacionais e extremos, respectivamente. Além disso, na abscissa foi incluída a numeração das simulações.

Na Figura 49 e Figura 50, os círculos na cor verde representam os resultados da amarra **número 1**, para os **5 casos operacionais**. Já os círculos na cor azul representam os resultados da amarra **número 2**, para os **5 casos operacionais**. Por analogia, os demais pontos do gráfico podem ser deduzidos.

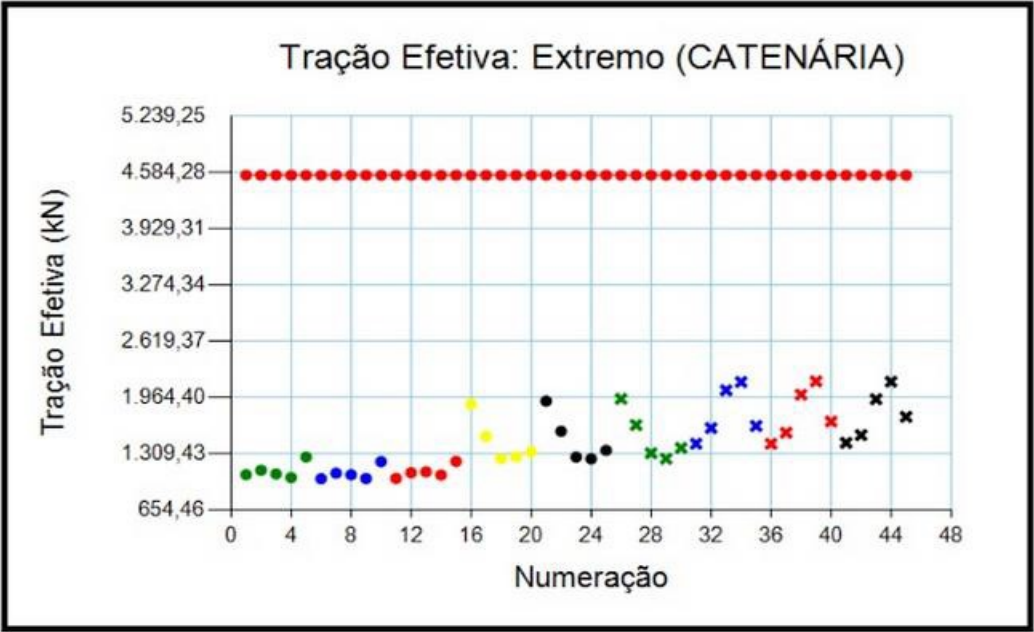
Além disso, na Figura 49 e Figura 50 foi incluída a sequência de valores em vermelho com o marcador definido com um **círculo**, indicando a referência do **MBL** já considerando o fator de segurança definido na **Tabela 7**. O **MBL** incluindo o fator de segurança foi o critério adotado para verificar a resistência estrutural das amarras. Sendo assim, valores abaixo de **4555,85kN** foram considerados aceitáveis.

Figura 49: Trações efetivas máximas para cada caso de carregamento operacional com ancoragem em catenária livre e linhas intactas.



Fonte: Autor, 2024.

Figura 50: Trações efetivas máximas para cada caso de carregamento extremo com ancoragem em catenária livre e linhas intactas.



Fonte: Autor, 2024.

A Tabela 11 mostra a legenda para os gráficos da Figura 49 e Figura 50. A primeira coluna apresenta as linhas de ancoragem numeradas de 1 a 9. A segunda coluna apresenta as cores correspondentes no gráfico, e a terceira corresponde aos marcadores, que podem ser um “●”, ou um “x”.

Tabela 11: Legenda para os gráficos de máxima tração efetiva.

Amarra/Tendão	Cor	Tipo de Marcador
1	Verde	●
2	Azul	●
3	Vermelho	●
4	Amarelo	●
5	Preto	●
6	Verde	x
7	Azul	x
8	Vermelho	x
9	Preto	x

Fonte: Autor, 2024.

Observou-se que os valores das trações efetivas máximas para as amarras nos casos operacionais (Figura 49) apresentaram valores próximos de **1300kN**. Enquanto que as trações efetivas máximas para os casos extremos (Figura 50) foram próximas de **2000kN**. Desta forma, pode-se concluir que para ambos os casos, as amarras apresentaram valores máximos de tração muito inferior ao critério de aceitação, **4555,85kN**.

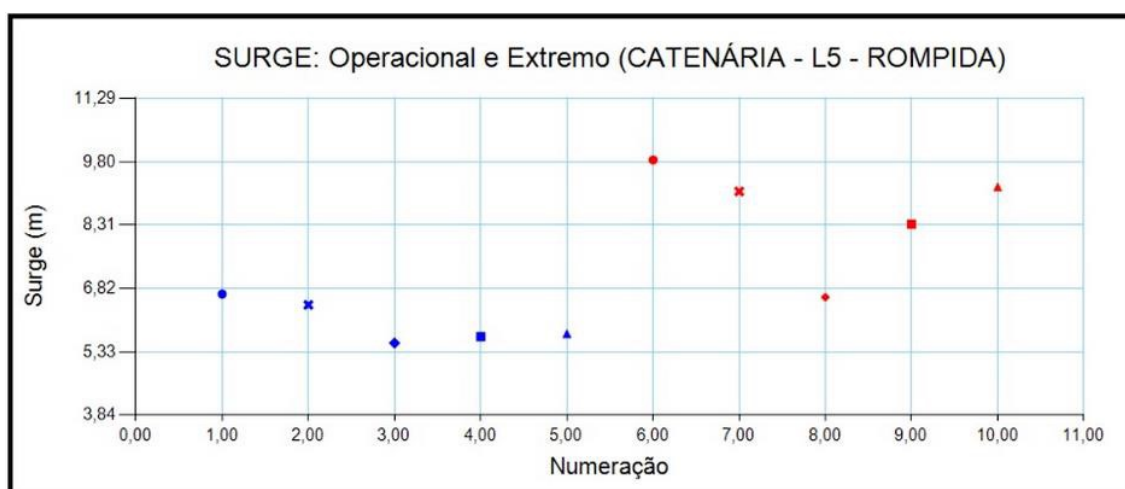
A dispersão das respostas em termos do caso extremos, quando comparado com o caso operacional pode ter ocorrido devido a escala do gráficos, pois os valores do caso operacional é bastante inferior ao extremo, com as respostas posicionando-se mais distante do que os valores do critério do MBL (**4555,85kN**).

Uma vez que o sistema de amarras foi verificado pelo critério de aceitação, e o resultado indicou que houve **resistência suficiente** das amarras, considerando os casos de carregamentos impostos, pode-se concluir que para a condição imposta, o sistema **foi projetado para trabalhar em segurança** a nível operacional e extremo.

5.1.2. Sistema em catenária livre: Condição Linha 5 Rompida

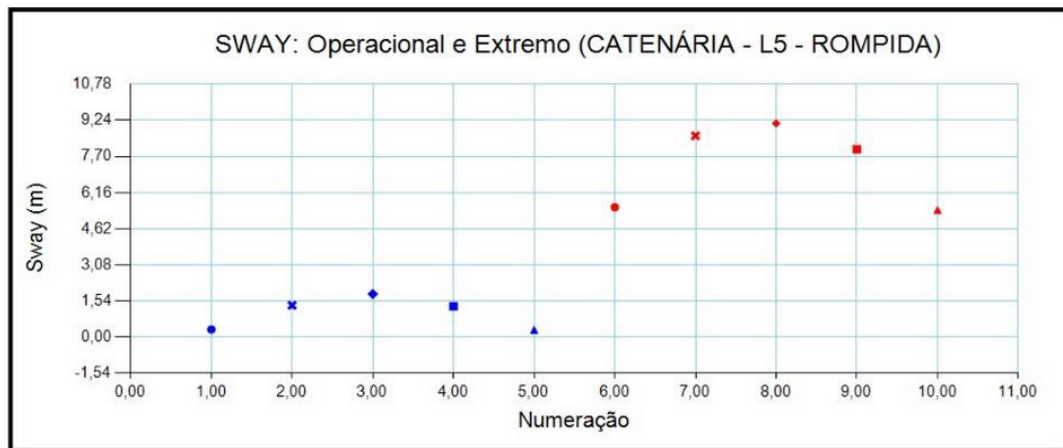
Da Figura 51 à Figura 56 são apresentados os movimentos da plataforma com o sistema de ancoragem em catenária livre com a linha 5 rompida.

Figura 51: Movimento de *surge* da plataforma com ancoragem em catenária e linha 5 rompida.



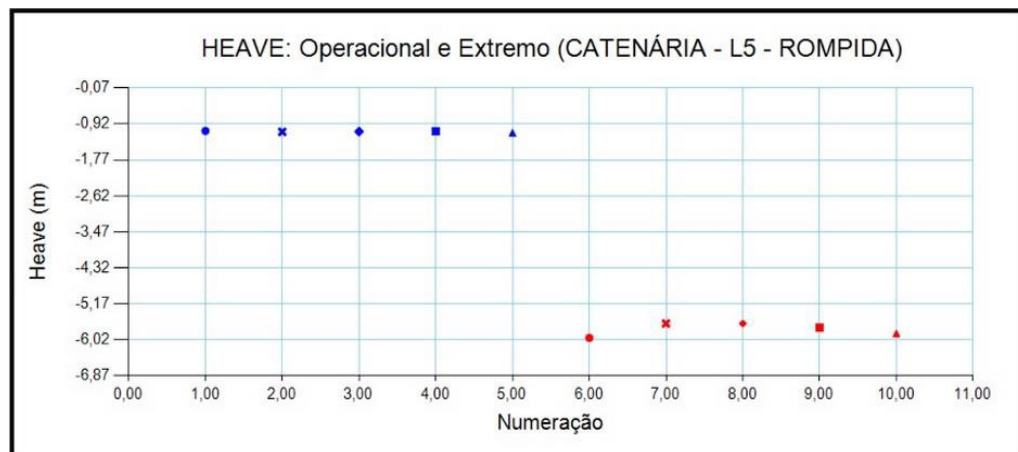
Fonte: Autor, 2024.

Figura 52: Movimento de sway da plataforma com ancoragem em catenária e linha 5 rompida.



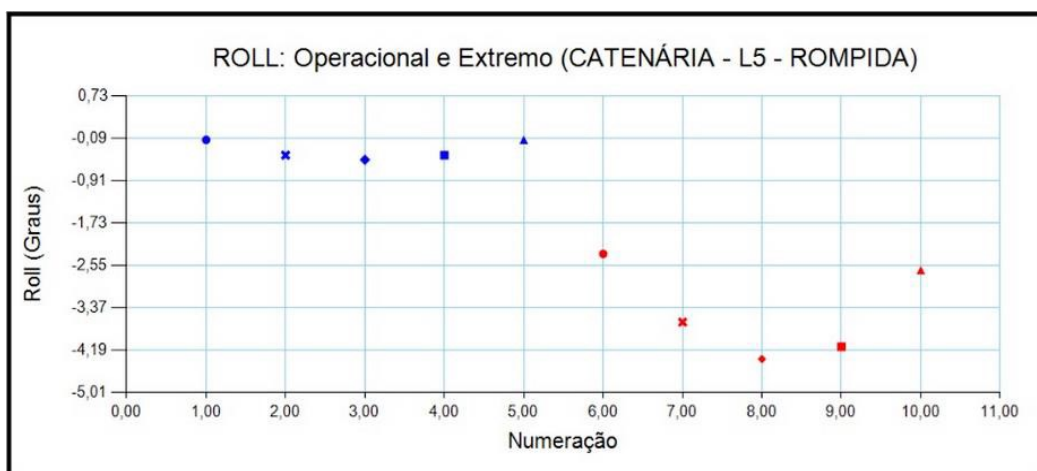
Fonte: Autor, 2024.

Figura 53: Movimento de heave da plataforma com ancoragem em catenária e linha 5 rompida.



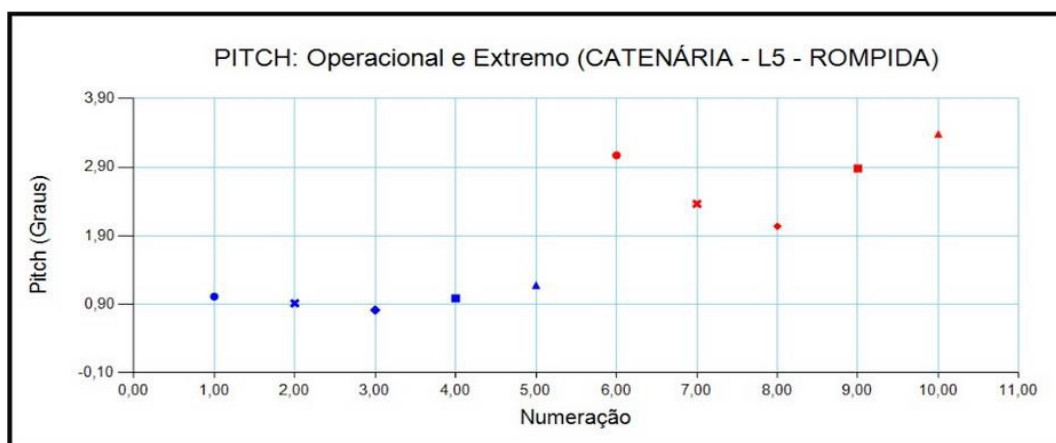
Fonte: Autor, 2024.

Figura 54: Movimento de roll da plataforma com ancoragem em catenária e linha 5 rompida.



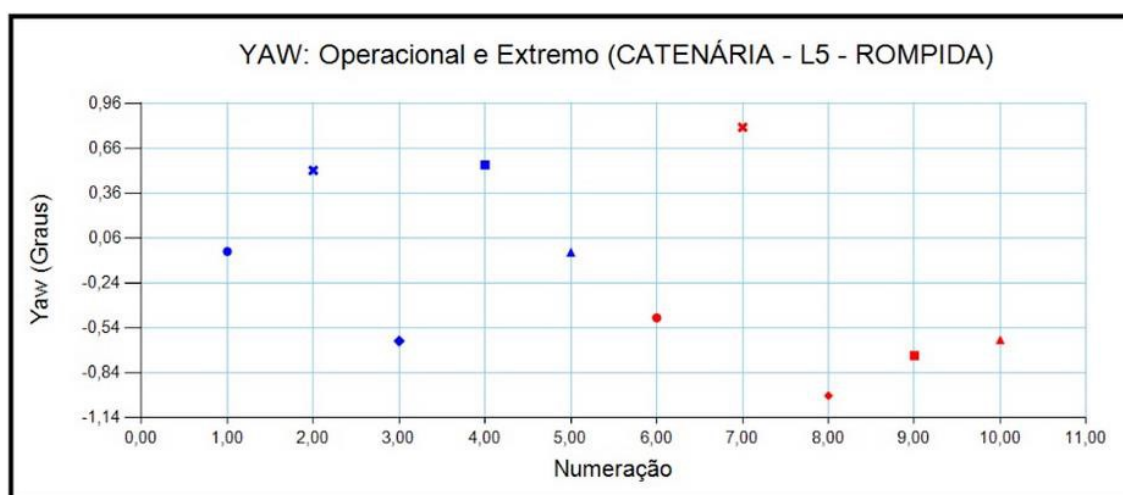
Fonte: Autor, 2024.

Figura 55: Movimento de *pitch* da plataforma com ancoragem em catenária e linha 5 rompida.



Fonte: Autor, 2024.

Figura 56: Movimento de *yaw* da plataforma com ancoragem em catenária e linha 5 rompida.



Fonte: Autor, 2024.

De forma semelhante aos casos com as linhas intactas, observou-se que as respostas em **sway** (Figura 52) apresentaram maior discrepância entre as respostas dos casos operacionais e extremos. Provavelmente este fato ocorreu devido à disposição do arranjo das linhas de ancoragem na plataforma, que deve ter contribuído com uma restauração de movimentos menores em **sway**.

Além disso, os resultados em **yaw** (Figura 56) apresentaram menor diferença entre os casos operacionais e casos extremos, quando comparado com os movimentos rotacionais. Provavelmente este fato ocorreu devido à disposição do arranjo das linhas de ancoragem na plataforma, que deve ter contribuído com uma restauração de movimentos maiores em **yaw**.

Para os demais graus de liberdade, os movimentos da plataforma se comportaram conforme o esperado.

Outra observação importante com relação ao movimento de **sway** refere-se a magnitude dos movimentos que foram próximos de **4,9%** da lâmina d'água para o caso extremo.

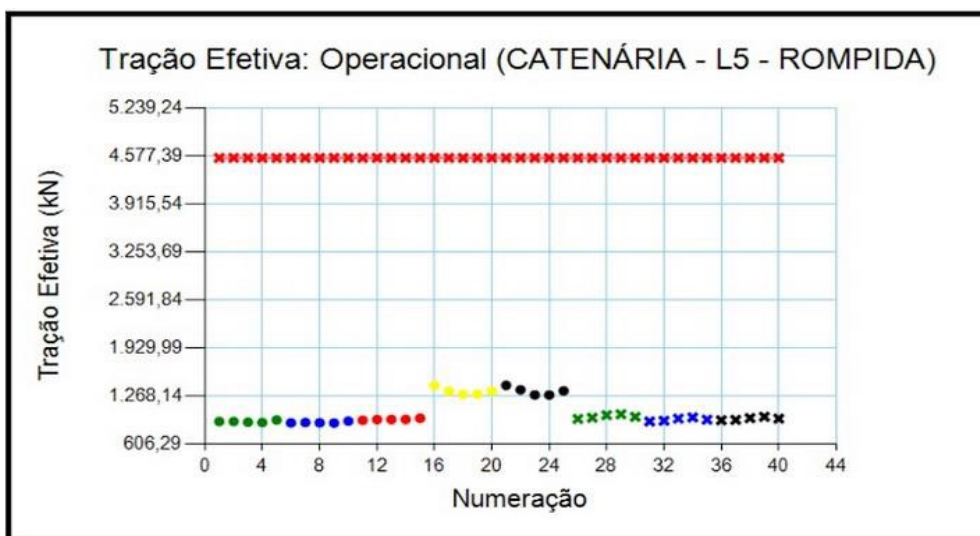
Com relação aos movimentos de rotação da plataforma observou-se que em **roll** (Figura 54) ocorreram ângulos com valores um pouco acima de **4,19 graus**, em termos de valor absoluto. Nestes casos recomenda-se avaliar a **tensão ao longo da torre da turbina eólica**. Sendo assim, este tipo de avaliação será sugerido para trabalhos futuros.

A Figura 57 e a Figura 58 apresentam os **valores máximos das trações efetivas no topo**, expressas na ordenada do gráfico, correspondendo a cada amarra, para o sistema em catenária livre, com a linha 5 rompida, para os casos operacionais e extremos, respectivamente. Além disso, na abscissa foi incluída a numeração das simulações.

Na Figura 57 e na Figura 58, os círculos na cor verde representam os resultados da amarra **número 1**, para os **5 casos operacionais**. Já os círculos na cor azul representam os resultados da amarra **número 2**, para os **5 casos operacionais**. Por analogia, os demais pontos do gráfico podem ser deduzidos.

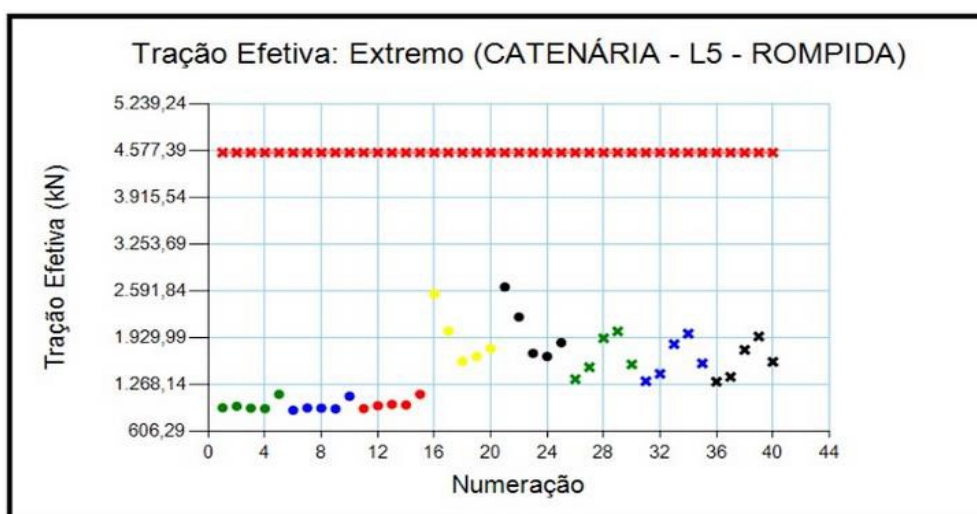
Além disso, na Figura 57 e na Figura 58, foi incluída a sequência de valores em vermelho com o marcador definido com um **círculo**, indicando a referência do **MBL** já considerando o fator de segurança definido na **Tabela 7**. O **MBL** incluindo o fator de segurança foi o critério adotado para verificar a resistência estrutural das amarras. Sendo assim, valores abaixo de **4555,85kN** foram considerados aceitáveis. Para as demais seções, este parágrafo não será incluído, uma vez que por analogia seguem a mesma lógica de raciocínio.

Figura 57: Trações efetivas máximas para cada caso de carregamento operacional com ancoragem em catenária livre e linha 5 rompida.



Fonte: Autor, 2024.

Figura 58: Trações efetivas máximas para cada caso de carregamento extremo com ancoragem em catenária livre e linha 5 rompida.



Fonte: Autor, 2024.

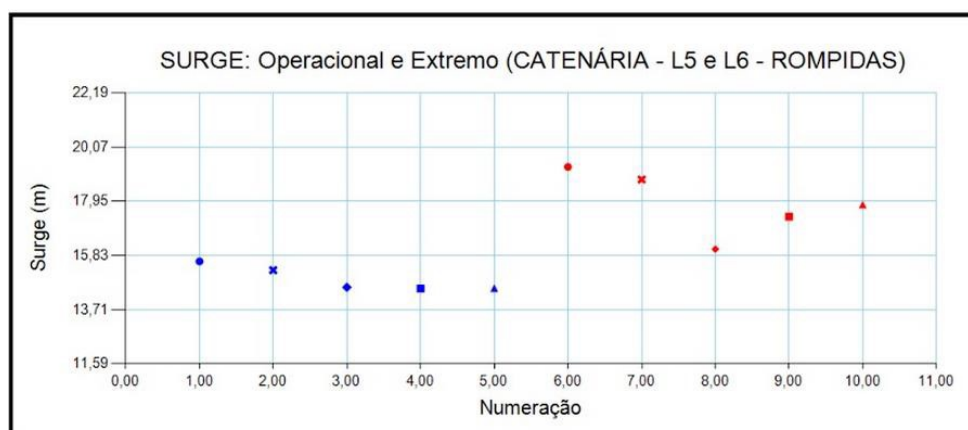
Comparando as respostas das simulações do sistema em catenária na condição de linhas **intactas** (Figura 49 e Figura 50), com o sistema com a linha **5 rompida** (Figura 57 e Figura 58), observou-se que, em geral, houve um aumento nos valores das trações efetivas máximas para ambos os casos operacional e extremo. Contudo, ainda permaneceram muito abaixo do critério de aceitação. Além disso, observou-se que as amarras **4** e **6**, adjacentes à amarra rompida, foram as amarras que apresentaram valores mais acentuados de tração efetiva máxima, provavelmente, devido ao efeito da linha **05 rompida**.

Observou-se que os valores das trações efetivas máximas para as amarras nos casos operacionais (Figura 57) apresentaram valores próximos de **1300kN**. Enquanto que as trações efetivas máximas para os casos extremos (Figura 58) foram próximas de **2600kN**. Desta forma, pode-se concluir que para ambos os casos, as amarras apresentaram valores máximos de tração muito inferior ao critério de aceitação, **4555,85kN**.

5.1.3. Sistema em catenária livre: Condição Linhas 5 e 6 Rompidas

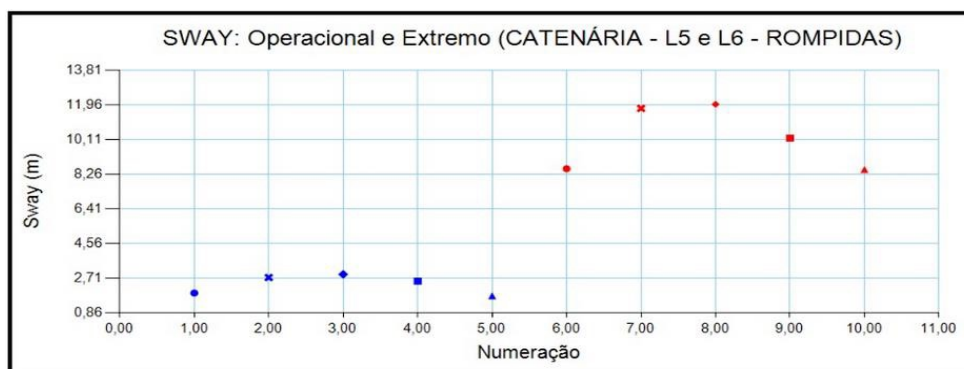
Da Figura 59 à Figura 64 são apresentados os movimentos da plataforma com o sistema de ancoragem em catenária livre com amarras 5 e 6 rompidas.

Figura 59: Movimento de surge da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 5 e 6 rompidas.



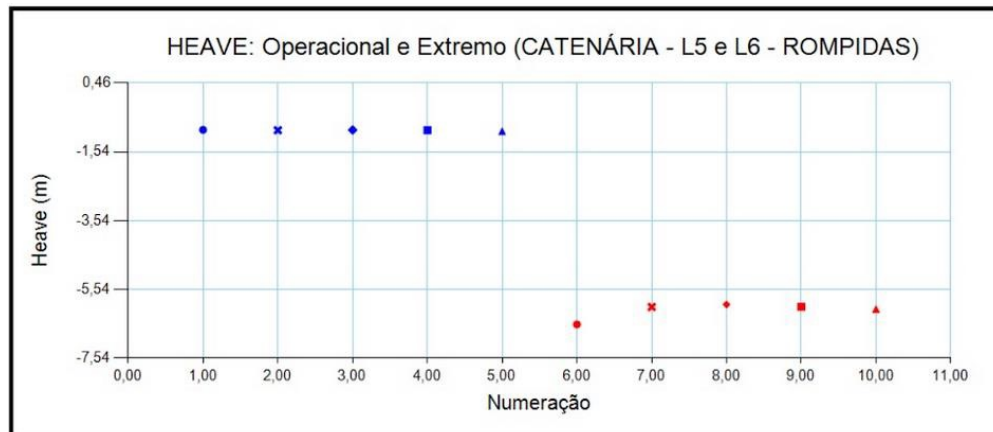
Fonte: Autor, 2024.

Figura 60: Movimento de sway da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 5 e 6 rompidas.



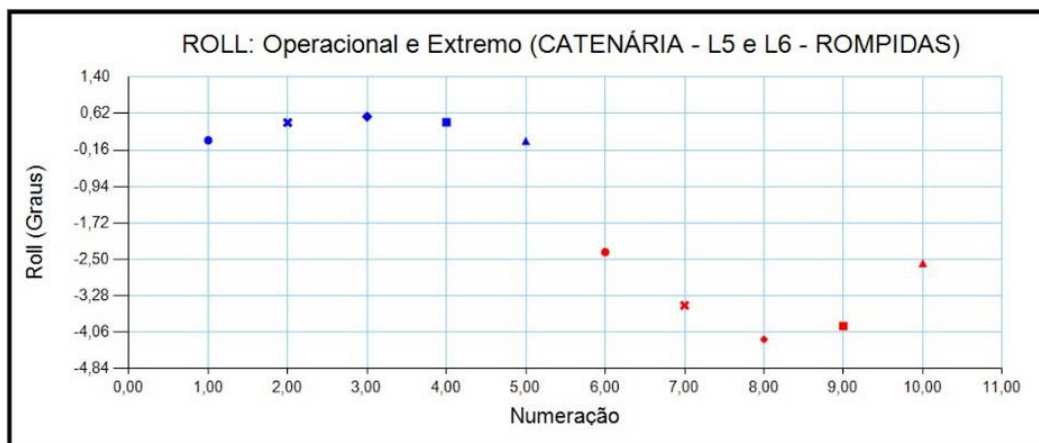
Fonte: Autor, 2024.

Figura 61: Movimento de *heave* da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 5 e 6 rompidas.



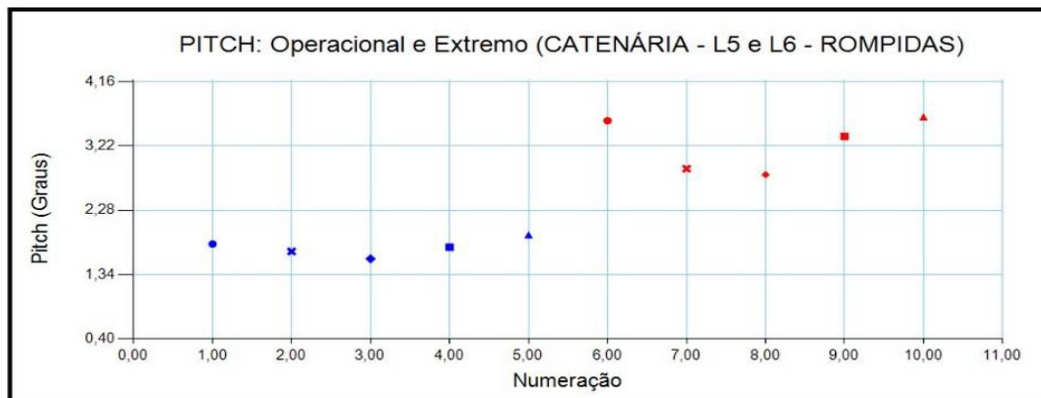
Fonte: Autor, 2024.

Figura 62: Movimento de *roll* da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 5 e 6 rompidas.



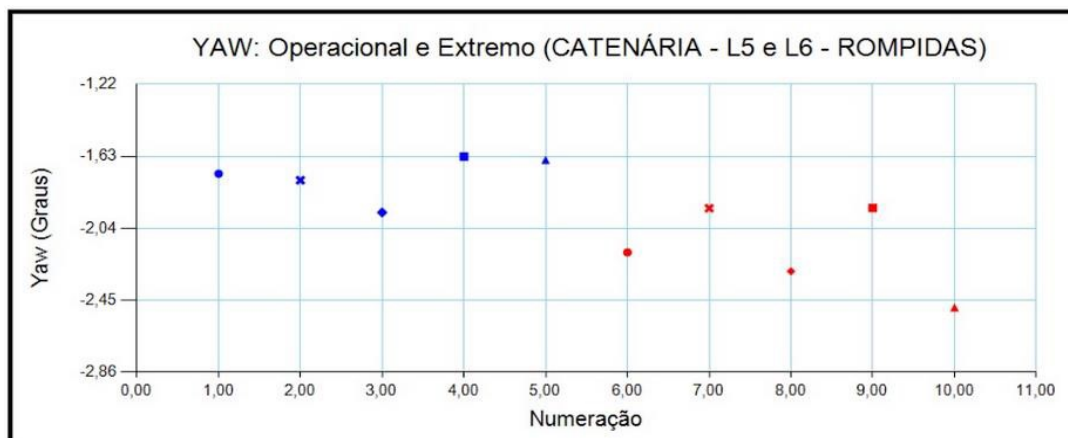
Fonte: Autor, 2024.

Figura 63: Movimento de *pitch* da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 5 e 6 rompidas.



Fonte: Autor, 2024.

Figura 64: Movimento de *yaw* da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 5 e 6 rompidas.



Fonte: Autor, 2024.

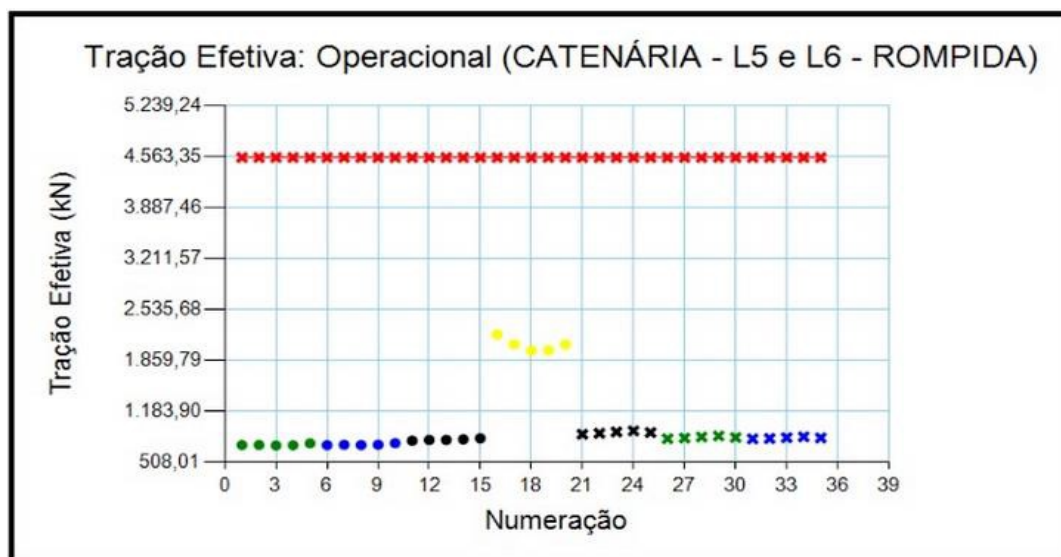
Observou-se que as respostas em **sway** (Figura 60) apresentaram valores maiores do que os casos na condição de **linha intacta** e **linha 5 rompida**, conforme o esperado, uma vez que a restauração dos movimentos da plataforma foi reduzida devido a condição de **duas** linhas rompidas.

Os resultados em **yaw** (Figura 64) apresentaram valores maiores do que os casos na condição de **linha intacta** e **linha 5 rompida**. De forma análoga ao comentário feito no parágrafo anterior, a resposta foi maior, uma vez que o sistema de ancoragem teve a rigidez rotacional em **yaw** reduzida, devido a condição de **duas** linhas rompidas.

Para os demais graus de liberdade, os movimentos da plataforma se comportaram conforme o esperado. No caso de duas linhas rompidas, o movimento de **sway** apresentou magnitude dos movimentos próximos de **5,9%** da lâmina d'água para o caso extremo.

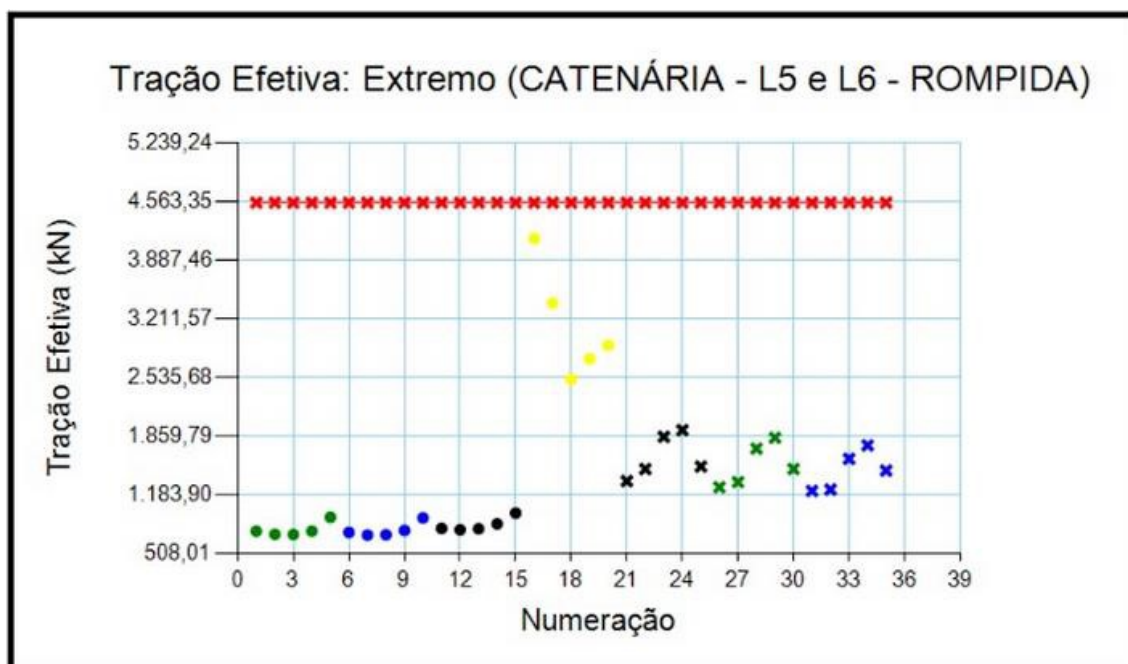
A Figura 65 e a Figura 66 apresentam os **valores máximos das trações efetivas no topo**, expressas na ordenada do gráfico, correspondendo a cada amarra, para o sistema em catenária livre, com as **linhas 5 e 6 rompidas**, para os casos operacionais e extremos, respectivamente. Além disso, na abscissa foi incluída a numeração das simulações. Demais comentários conforme parágrafos anteriores.

Figura 65: Trações efetivas máximas para cada caso de carregamento operacional com ancoragem em catenária livre e linhas 5 e 6 rompidas.



Fonte: Autor, 2024.

Figura 66: Trações efetivas máximas para cada caso de carregamento extremo com ancoragem em catenária livre e linhas 5 e 6 rompidas.

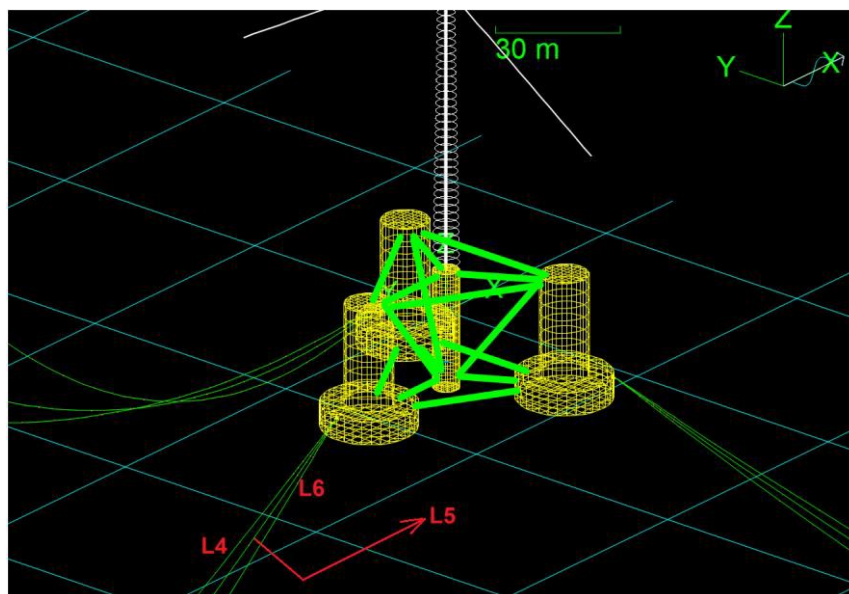


Fonte: Autor, 2024.

Observou-se que a linha de ancoragem número 4 (Figura 67), que é adjacente às linhas 5 e 6 que nesta análise foram consideradas rompidas, apresentou maior valor para a máxima tração efetiva, conforme pode-se verificar na Figura 65 e Figura 66, sequência de valores identificada na cor amarela. Contudo, conclui-se que em ambos os casos, operacional e extremo, as trações

efetivas máximas de todas as linhas apresentaram valores inferiores ao valor do critério de aceitação, que corresponde a sequência de valores na cor vermelha.

Figura 67: Detalhe da posição das linhas de ancoragem número 4, 5 e 6.



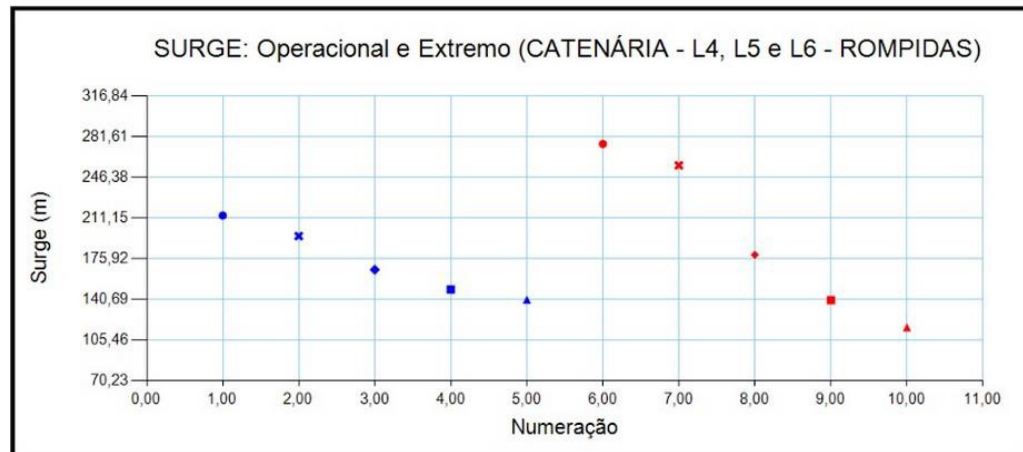
Fonte: (Orcina, 1987).

Comparando as respostas das simulações do sistema em catenária na condição de linha **intacta** (Figura 49 e Figura 50) e linha **5 rompida** (Figura 57 e Figura 58), com a condição das linhas **5 e 6 rompidas** (Figura 65 e Figura 66), observou-se que, em geral, houve um aumento nos valores das trações efetivas máximas para ambos os casos operacional e extremo. Apesar de ser óbvio, este efeito ocorreu devido a condição das duas linhas rompidas, onde o sistema estrutural tendeu a redistribuir os esforços, fazendo com que a **linha 4** torna-se mais tracionada. Contudo, apesar da **linha 4** apresentar valores de tração efetiva próximos ao critério de aceitação, todas as linhas permaneceram com valores inferiores ao limite máximo (**4555,85kN**).

5.1.4. Sistema em catenária livre: Condição Linhas 4, 5 e 6 Rompidas

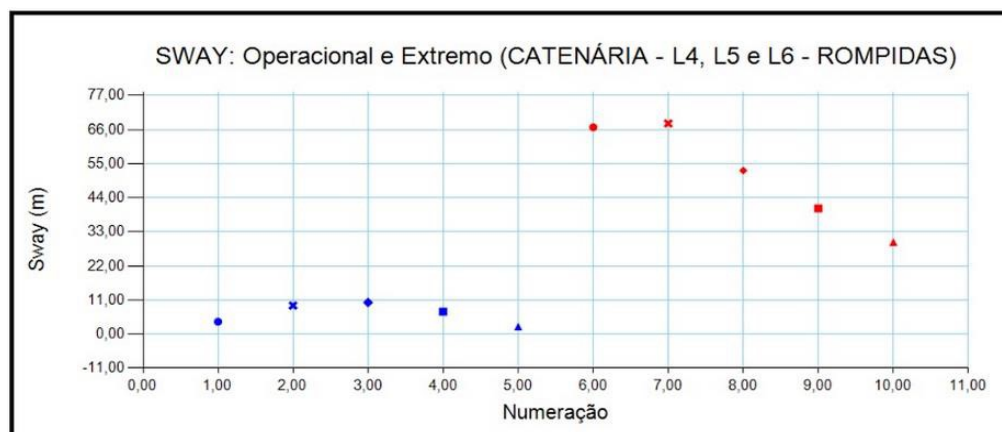
Da Figura 68 à Figura 73 são apresentados os movimentos da plataforma com o sistema de ancoragem em catenária livre para as linhas de ancoragem 4, 5 e 6 rompidas.

Figura 68: Movimento de *surge* da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 4, 5 e 6 rompidas.



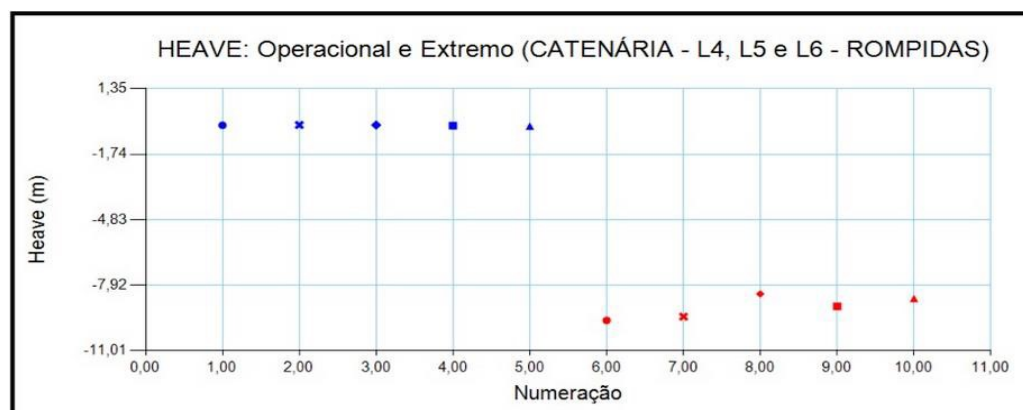
Fonte: Autor, 2024.

Figura 69: Movimento de *sway* da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 4, 5 e 6 rompidas.



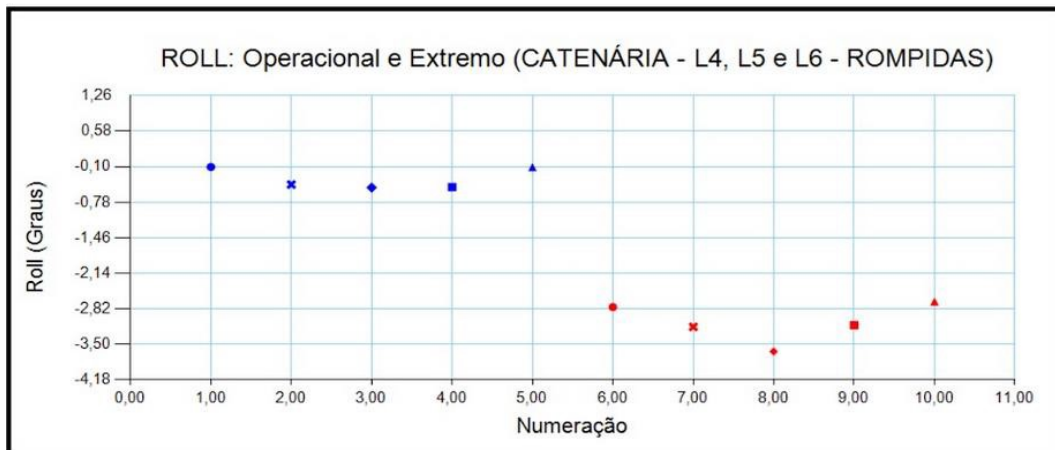
Fonte: Autor, 2024.

Figura 70: Movimento de *heave* da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 4, 5 e 6 rompidas.



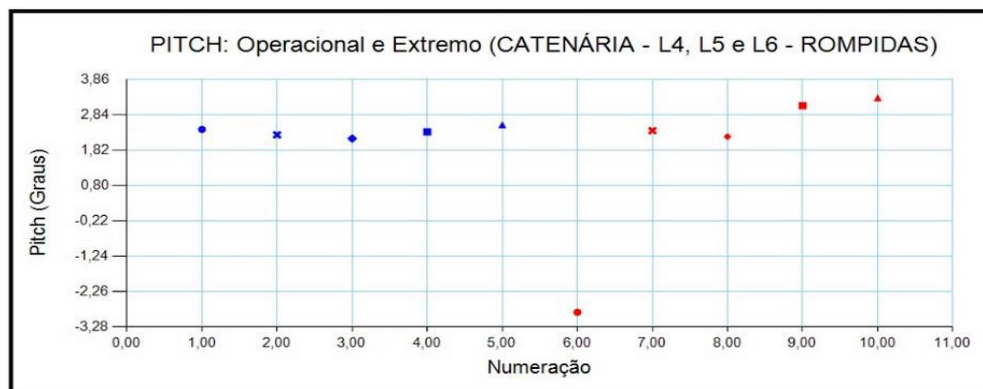
Fonte: Autor, 2024.

Figura 71: Movimento de *roll* da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 4, 5 e 6 rompidas.



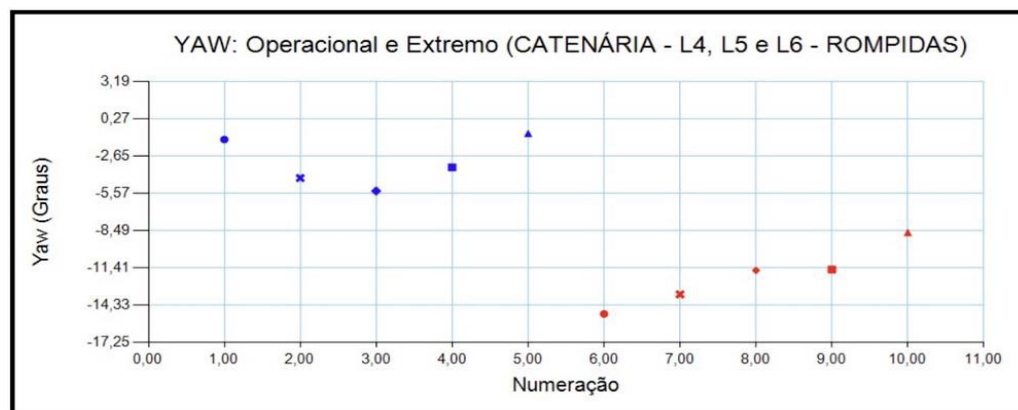
Fonte: Autor, 2024.

Figura 72: Movimento de *pitch* da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 4, 5 e 6 rompidas.



Fonte: Autor, 2024.

Figura 73: Movimento de *yaw* da plataforma com ancoragem em catenária e linhas 4, 5 e 6 rompidas.

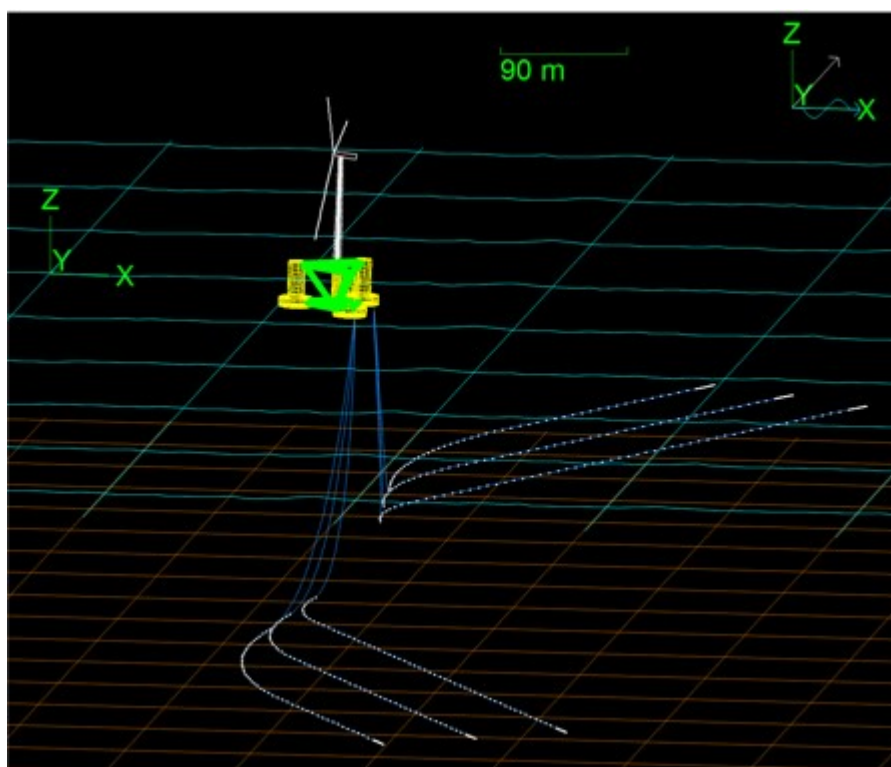


Fonte: Autor, 2024.

Observou-se que os movimentos de **surge** (Figura 68) e **sway** (Figura 69) apresentaram respostas com valores excessivos, indicando movimento de deriva elevado devido ao rompimento das linhas de ancoragem **4**, **5** e **6**. A Figura 74 mostra o deslocamento da plataforma após a aplicação das cargas ambientais.

Além disto, os valores de **yaw** (Figura 73) para os casos extremos também apresentaram valores expressivos, indicando que além dos movimentos consideráveis de deriva, a plataforma apresentou valores significantivos em **yaw**.

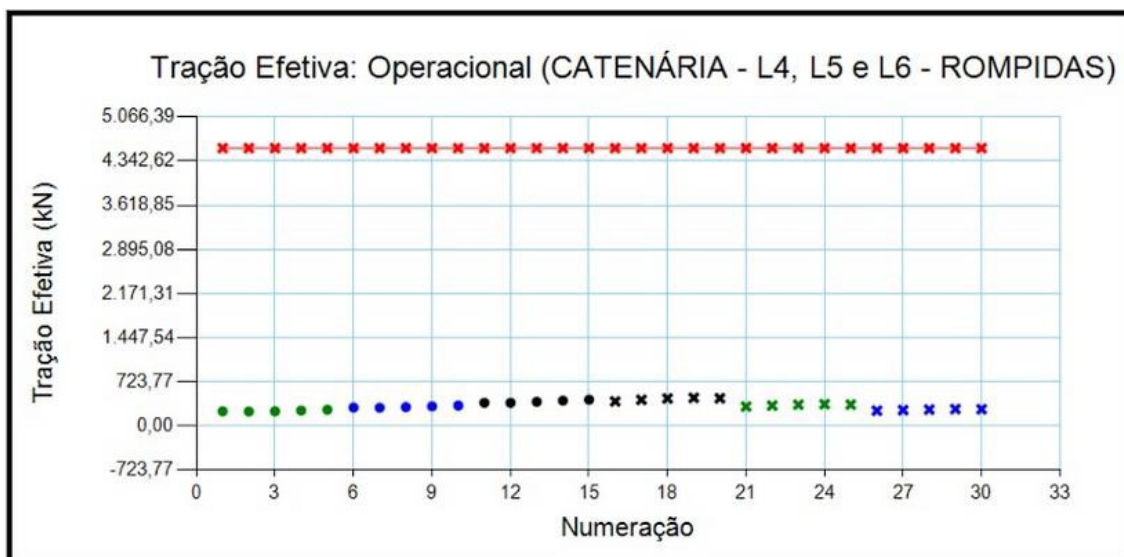
Figura 74: Posição final da plataforma para o sistema em catenária livre para o caso das linhas 4, 5 e 6 rompidas.



Fonte: Autor, 2024.

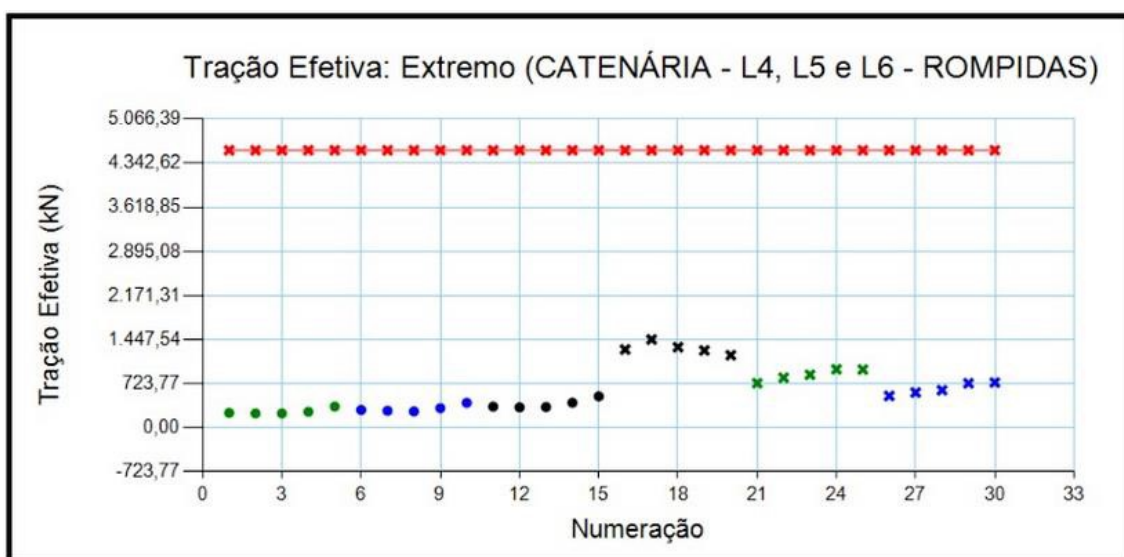
A Figura 75 e a Figura 76 apresentam as trações efetivas máximas para cada amarra para o sistema em catenária livre na condição das linhas 4, 5 e 6 rompidas, para os casos operacionais e extremos, respectivamente.

Figura 75: Trações efetivas máximas para cada caso de carregamento operacional com ancoragem em catenária livre e linhas 4, 5 e 6 rompidas.



Fonte: Autor, 2024.

Figura 76: Trações efetivas máximas para cada caso de carregamento extremo com ancoragem em catenária livre e linhas 4, 5 e 6 rompidas.



Fonte: Autor, 2024.

Observou-se que os valores das trações efetivas máximas apresentaram valores inferiores aos outros casos com amarras rompidas. Provavelmente este fato ocorreu porque o sistema estrutural reduziu os valores das matrizes de rigidez com a ausência das 3 linhas de ancoragem, assim reduzindo os valores das trações efetivas no topo das linhas restantes.

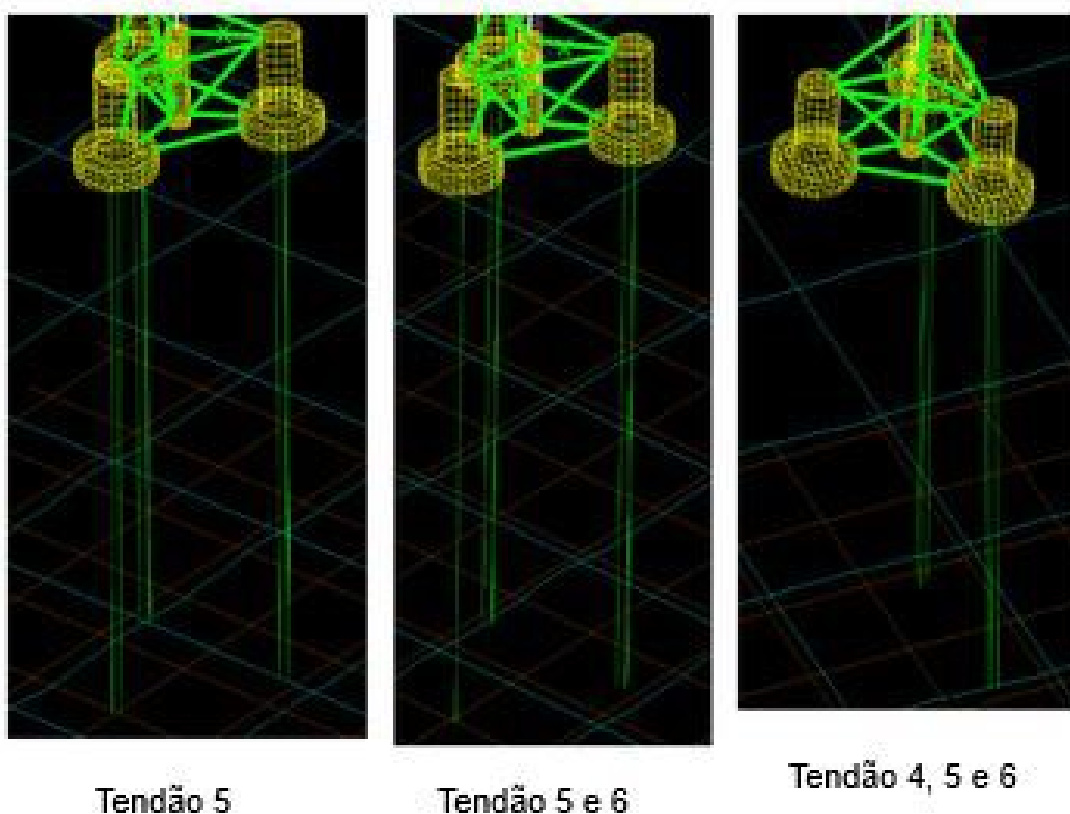
5.2. Sistema de ancoragem em TLP

Nesta seção são apresentados os resultados para o sistema de ancoragem em TLP. Para este sistema foram analisados os casos nas condições de sistema de ancoragem conforme a seguir.

- 1) Intacto;
- 2) Com um tendão rompido: **Tendão 5**;
- 3) Com dois tendões: **Tendões 5 e 6**;
- 4) Com 3 tendões rompidos: **Tendões 4, 5 e 6**.

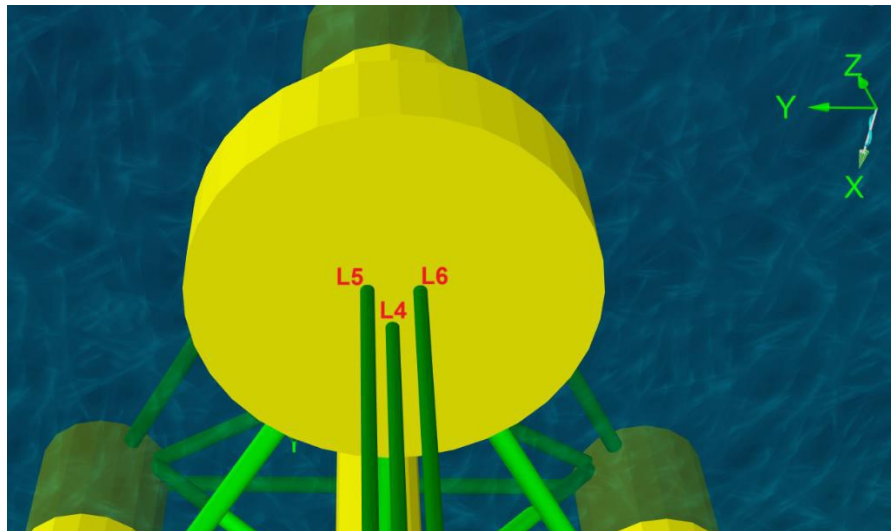
A Figura 77 mostra o arranjo físico do sistema de ancoragem com os tendões rompidos, e a Figura 78 mostra a posição dos tendões 4, 5 e 6 na base da plataforma, através dos textos L4 (Tendão 4), L5 (Tendão 5) e L6 (Tendão 6).

Figura 77: Configuração do sistema de ancoragem em TLP para os três casos com tendões rompidos.



Fonte: Autor, 2024.

Figura 78: Configuração do sistema de ancoragem em TLP para os três casos com tendões rompidos.

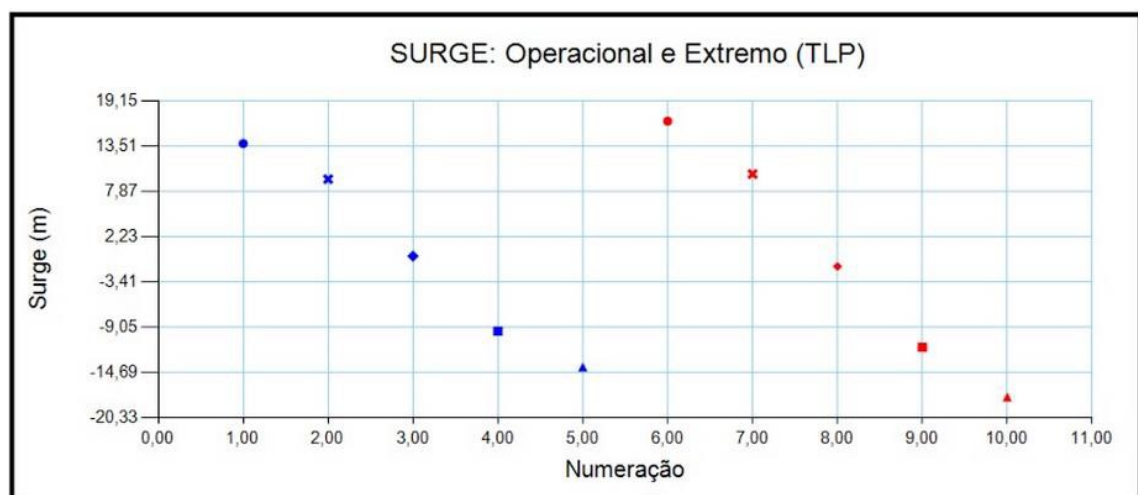


Fonte: Orcina (1986).

5.2.1. Sistema em TLP: Condição intacto

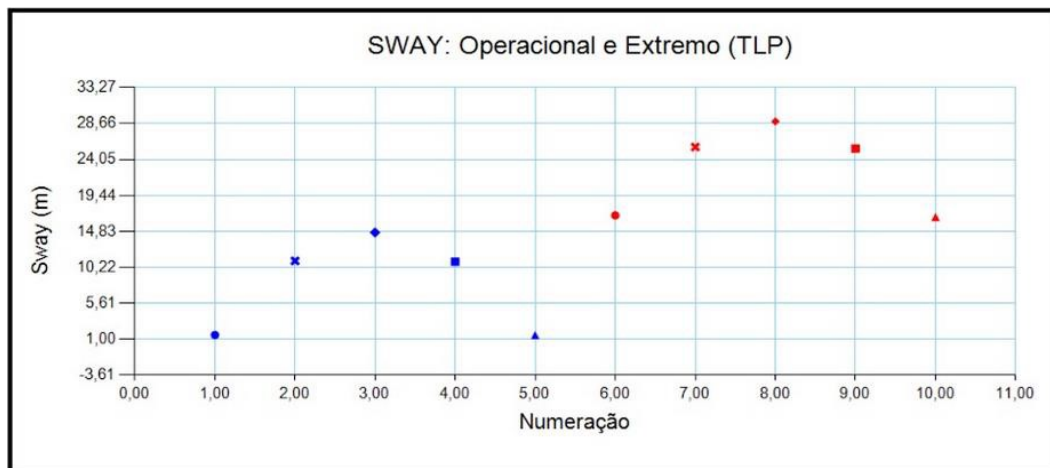
Da Figura 79 a Figura 84 foram apresentados os movimentos da plataforma com o sistema de ancoragem em TLP com os tendões intactos.

Figura 79: Movimento de *surge* da plataforma com ancoragem em TLP e tendões intactos.



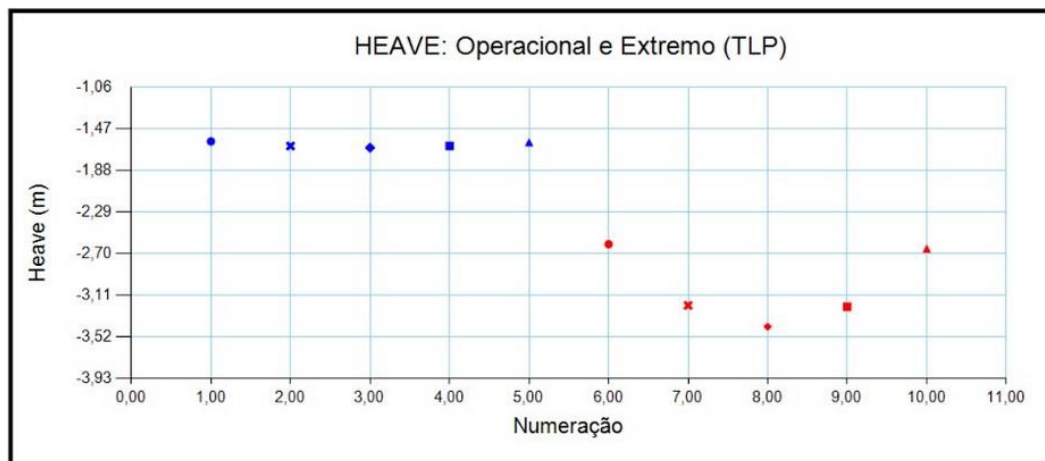
Fonte: Autor, 2024.

Figura 80: Movimento de sway da plataforma com ancoragem em TLP e tendões intactos.



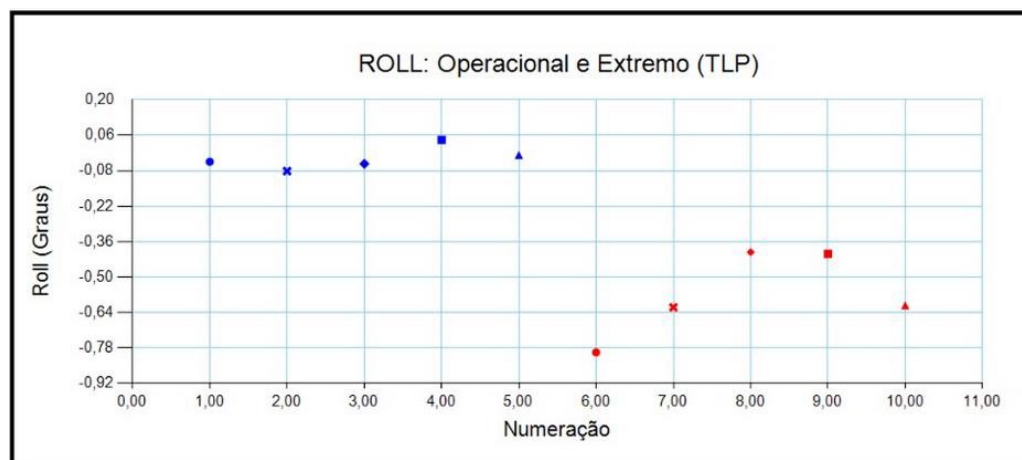
Fonte: Autor, 2024.

Figura 81: Movimento de roll da plataforma com ancoragem em TLP e tendões intactos.



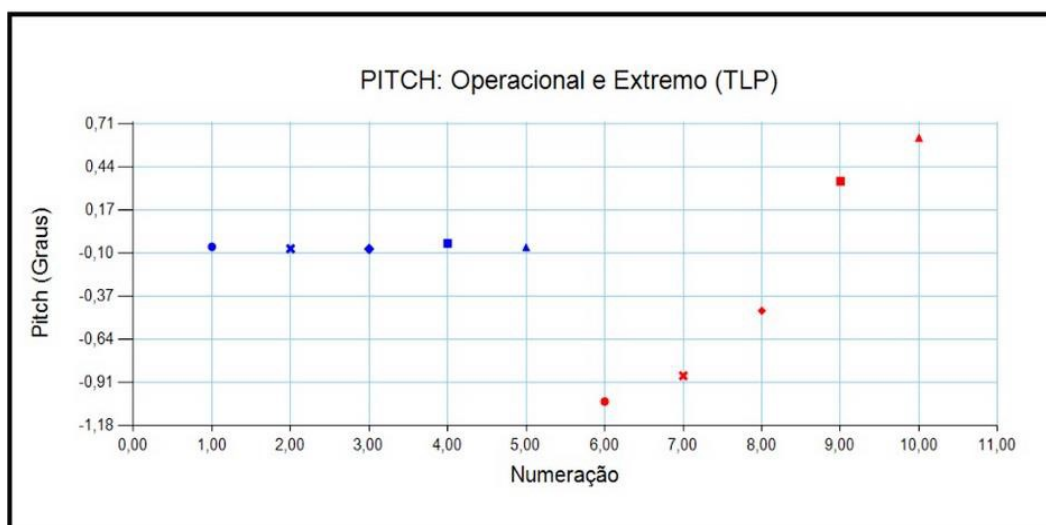
Fonte: Autor, 2024.

Figura 82: Movimento de roll da plataforma com ancoragem em TLP e linhas intactas.



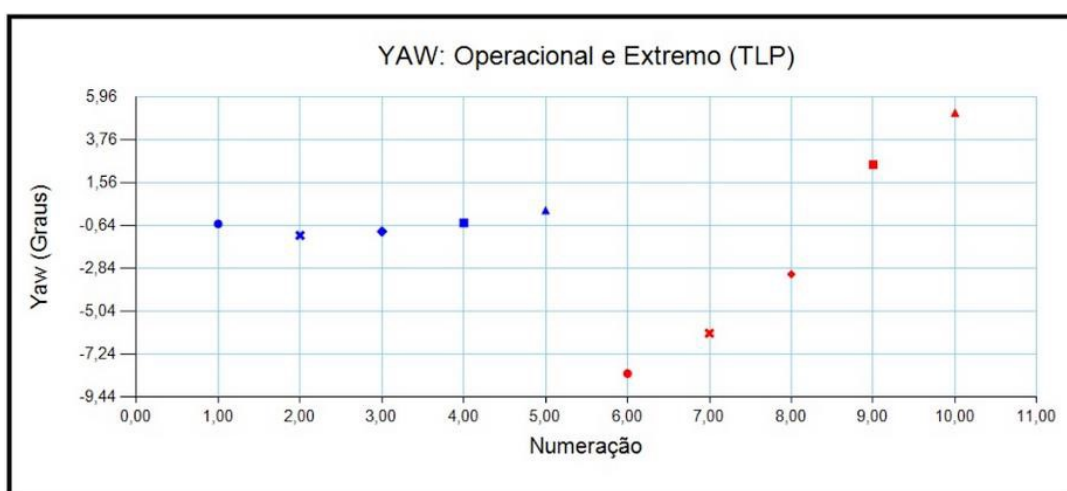
Fonte: Autor, 2024.

Figura 83: Movimento de *pitch* da plataforma com ancoragem em TLP e tendões intactos.



Fonte: Autor, 2024.

Figura 84: Movimento de *yaw* da plataforma com ancoragem em TLP e tendões intactos.



Fonte: Autor, 2024.

Observou-se que o gráfico de **sway** (Figura 80) foi o que apresentou **maior** discrepância entre os valores máximos absolutos dos movimentos translacionais, referentes aos casos operacionais e extremos. Assim como comentado para o sistema em catenária, este fato ocorreu devido à disposição dos tendões na plataforma, que provavelmente contribuiu para uma restauração de movimentos menores em **sway**, o que significa valores **inferiores** para a matriz de rigidez das equações de movimento do sistema de amarração, que é utilizada no modelo de Elementos Finitos do programa utilizado para as análises, que foi o **OrcaFlex**.

Para os resultados em **roll** (Figura 82), a resposta apresentou **menor** diferença entre os casos operacionais e casos extremos, quando comparado com os movimentos rotacionais. Mais uma vez, conforme comentado anteriormente para o sistema em catenária, provavelmente este fato ocorreu devido à disposição do arranjo dos tendões na plataforma, que deve ter contribuído com uma restauração de movimentos **maiores** em **roll**.

Comparando as respostas entre o sistema em TLP (Figura 79), e o sistema em catenária (Figura 43), observou-se que o movimento em **surge**, para o sistema em TLP, apresentou valores **mais expressivos**, conforme observa-se na foram apresentados os movimentos da plataforma com o sistema de ancoragem em TLP com os tendões intactos Figura 79. Em termos de **offset** da plataforma, constatou-se valores próximos de **9,5%** da lâmina d'água, para o sistema em TLP. Assim, conclui-se que o sistema em catenária apresenta um sistema de restauração de movimentos horizontais com **rigidez mais eficiente** do que o sistema em TLP.

Além disso, foi possível verificar que o movimento em **heave**, para o sistema em TLP (Figura 81), caso extremo, apresentou respostas **menos expressivas** do que o sistema em catenária (Figura 45). Provavelmente o sistema com tendões tracionados proporcionou uma **rigidez mais elevada**, restringindo os movimentos verticais da plataforma.

Outra observação interessante deve-se ao fato dos movimentos em **roll** e **pitch** (Figura 82 e Figura 83), sistema em TLP, apresentarem respostas **inferiores** aos movimentos com o sistema em **catenária** (Figura 46 e Figura 47). Mais uma vez, este fato ocorreu, provavelmente devido aos valores **expressivos** das trações aplicadas no topo dos tendões do sistema em TLP, que tendem a elevar a **restrição** destes movimentos, devido aos **efeitos não lineares** da tração no topo, que **elevam os valores de rigidez**, na matriz de rigidez não linear, das equações de movimento do modelo em Elementos Finitos.

Em contrapartida, os movimentos em **yaw** (Figura 84), para o sistema em TLP, apresentaram valores **mais acentuados** do que o sistema em catenária (Figura 48), mostrando que o sistema em TLP apresenta rigidez rotacional, nesta direção, **inferior** ao sistema em catenária, provavelmente devido aos

carregamentos ambientais terem uma frequência próxima da frequência natural de **yaw** do sistema em TLP. Além disso, observou-se que no sistema em TLP, caso extremo, as respostas com incidência de carregamento (Onda e correnteza) a 0 graus apresentaram valores absolutos mais elevados do que as repostas com incidência de carregamento a 180 graus. Este efeito pode ter ocorrido devido a direção do carregamento e a forma da plataforma, pois com incidência de carregamento a 0 graus (Onda e correnteza), o carregamento incide diretamente em uma coluna da plataforma, e a 180 graus, o carregamento incide diretamente em duas colunas da plataforma. Para o sistema em catenária, com incidência de carregamento a 0 graus e 180 graus, as respostas foram próximas. Este tipo de efeito pode ser estudado com mais detalhes em **trabalhos futuros**.

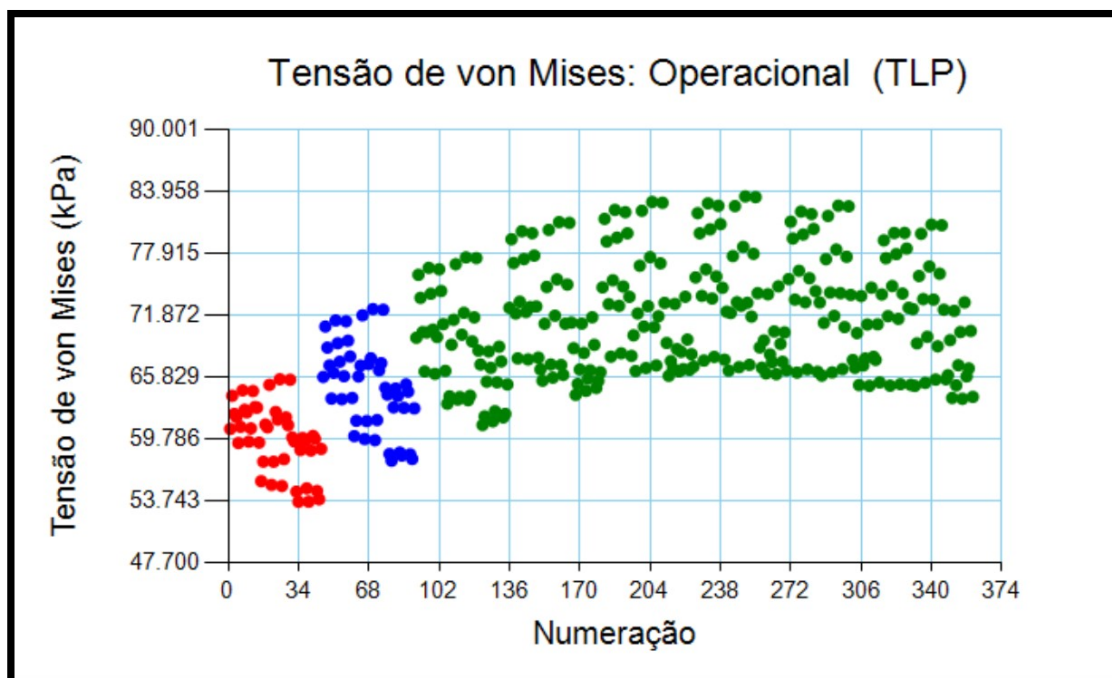
Para os demais graus de liberdade, os movimentos da plataforma se comportaram conforme o esperado.

A Figura 85 apresenta os valores da máxima tensão de von Mises, para o caso **operacional**, expressa na ordenada do gráfico, para os **9 tendões** do sistema de ancoragem em TLP, e na abscissa, é indicada a numeração das simulações.

Para identificar o trecho do tendão onde ocorrem as máximas tensões, foram definidos trechos do tendão conforme mostra a Figura 85. A série de valores na cor vermelha corresponde ao trecho do tendão, a partir do topo, indicando comprimento de **40 m**. Além disso, o conjunto de pontos em vermelho corresponde aos **9 tendões** para os **5 casos operacionais**, totalizando **45 simulações** numéricas.

Já a série de valores na cor azul corresponde ao trecho com comprimento de **50 m**. As séries de valores foram variadas a cada **10 m**, ou seja, o comprimento dos tendões foi variado de **40 m** até **110 m**, com incrementos de **10 m**, totalizando **8** comprimentos.

Figura 85: Tensões de von Mises para cada caso de carregamento operacional com ancoragem em TLP e tendões intactos.



Fonte: Autor, 2024.

Através da Figura 85, foi possível identificar o trecho onde os maiores valores de tensões de von Mises ocorreram. Assim, a Figura 86 foi construída, representando o trecho dos tendões com comprimento de **90 m**. Na ordenada dos gráficos foram definidos os **valores máximos das tensões de von Mises** de cada amarra para o sistema em catenária livre para os casos operacionais e extremos, respectivamente. Além disso, na abscissa foi incluída a numeração das simulações.

Para construir a Figura 87, foi construído um gráfico semelhante ao gráfico mostrado na Figura 85, e após concluir que a máxima tensão de von Mises também ocorria no trecho do tendão com **90 m**, então o gráfico da Figura 87 foi construído.

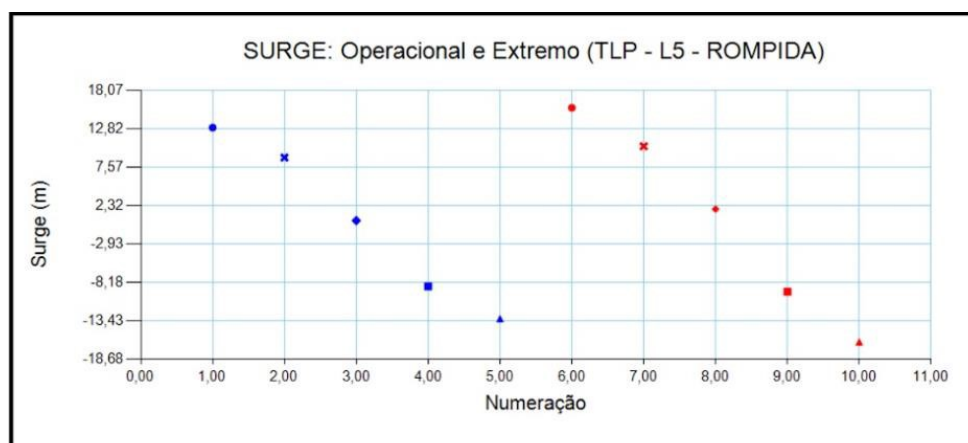
Para indicar o valor máximo permissível da tensão de von Mises, na Figura 86 e Figura 87 foi incluída a sequência de valores em vermelho com o marcador definido com um **círculo**, que corresponde ao valor máximo (**301,5MPa**) do critério de aceitação pela tensão de escoamento do material dos tendões, considerando o fator de segurança definido na Tabela 8. Desta forma, somente valores abaixo deste limite foram considerados aceitáveis.

máximas tensões de von Mises para os casos extremos (Figura 87) foram próximas de **172MPa**. Desta forma, pode-se concluir que para ambos os casos os tendões apresentaram valores de tensões de von Mises muito inferiores ao critério de aceitação, **301,5MPa**. Além disto, as tensões dos casos extremos apresentaram valores próximos ao dobro das tensões referentes aos casos operacionais.

5.2.2. Sistema em TLP: Condição Tendão 5 Rompido

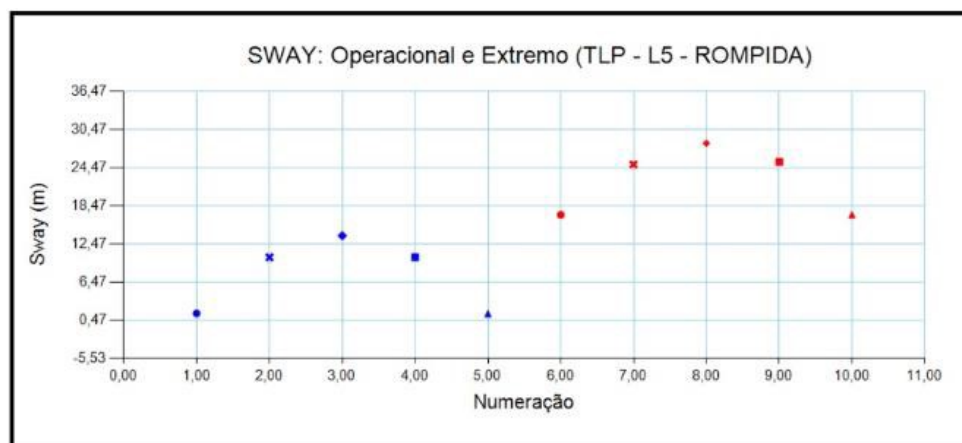
Da Figura 88 à Figura 93 são apresentados os movimentos da plataforma com o sistema de ancoragem em TLP com o tendão **5 rompido**.

Figura 88: Movimento de surge da plataforma com ancoragem em TLP e tendão 5 rompido.



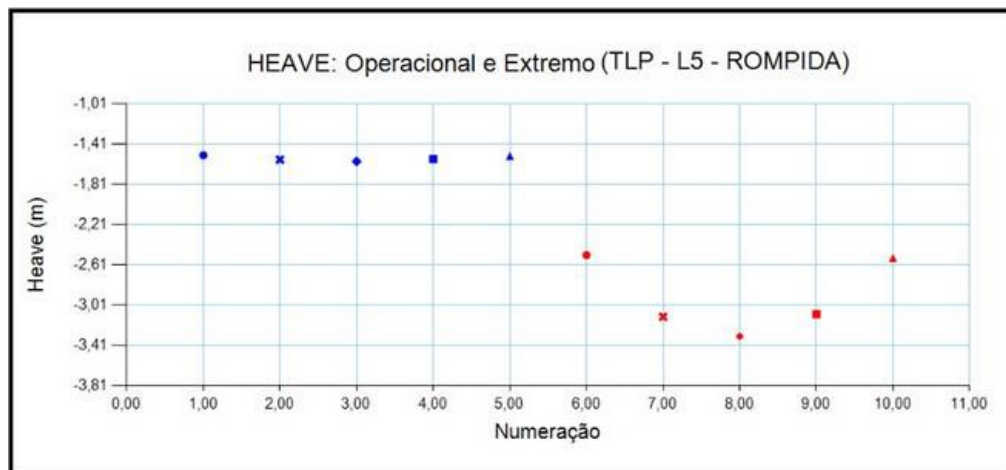
Fonte: Autor, 2024.

Figura 89: Movimento de sway da plataforma com ancoragem em TLP e tendão 5 rompido.



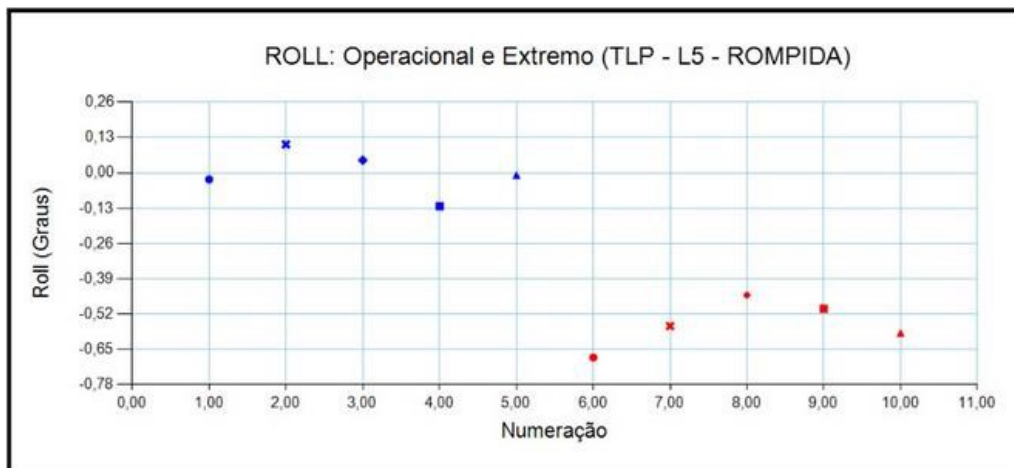
Fonte: Autor, 2024.

Figura 90: Movimento de heave da plataforma com ancoragem em TLP e tendão 5 rompido.



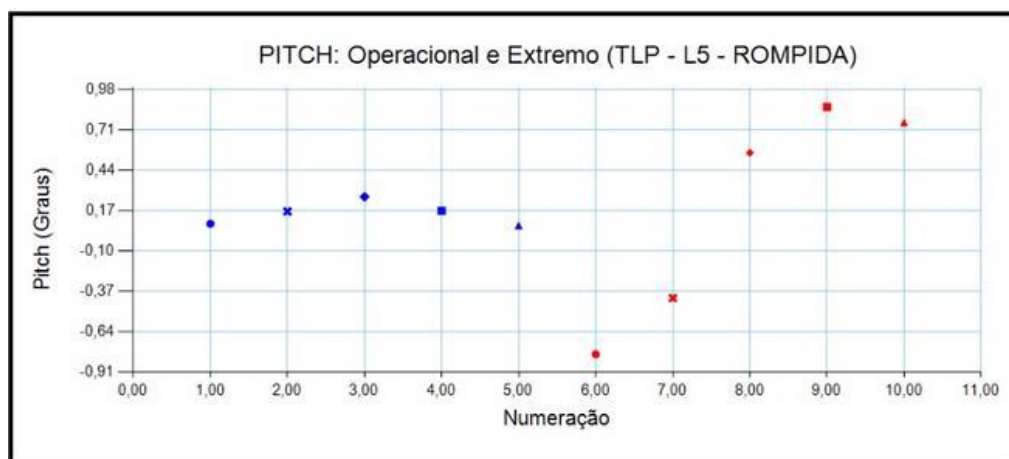
Fonte: Autor, 2024.

Figura 91: Movimento de roll da plataforma com ancoragem em TLP e tendão 5 rompido.



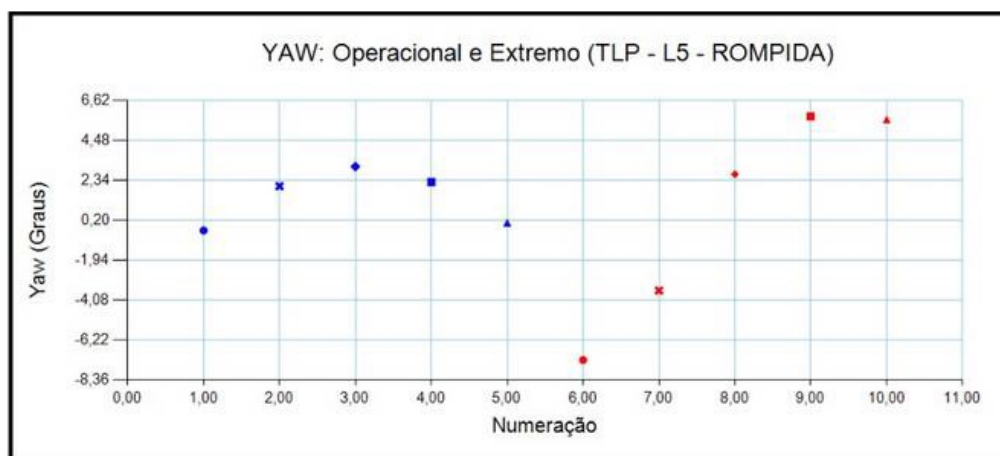
Fonte: Autor, 2024.

Figura 92: Movimento de pitch da plataforma com ancoragem em TLP e tendão 5 rompido.



Fonte: Autor, 2024.

Figura 93: Movimento de yaw da plataforma com ancoragem em TLP e tendão 5 rompido.



Fonte: Autor, 2024.

Observou-se que os valores dos movimentos em **surge**, para o sistema em TLP, com o **tendão 5 rompido** (Figura 88) apresentaram resposta próximos ao dobro dos valores dos movimentos em **surge** (Figura 51) para o sistema em **catenária livre**, com a **linha 5 rompida**. Isto, provavelmente, é devido aos carregamentos ambientais terem frequência próxima da frequência natural de **surge** do sistema em TLP.

Além disso, os valores dos movimentos em **heave** (Figura 90), caso extremo, foram inferiores aos resultados do sistema em catenária (Figura 53). Provavelmente o sistema com tendões tracionados proporcionou uma **rigidez mais elevada**, restringindo os movimentos verticais da plataforma.

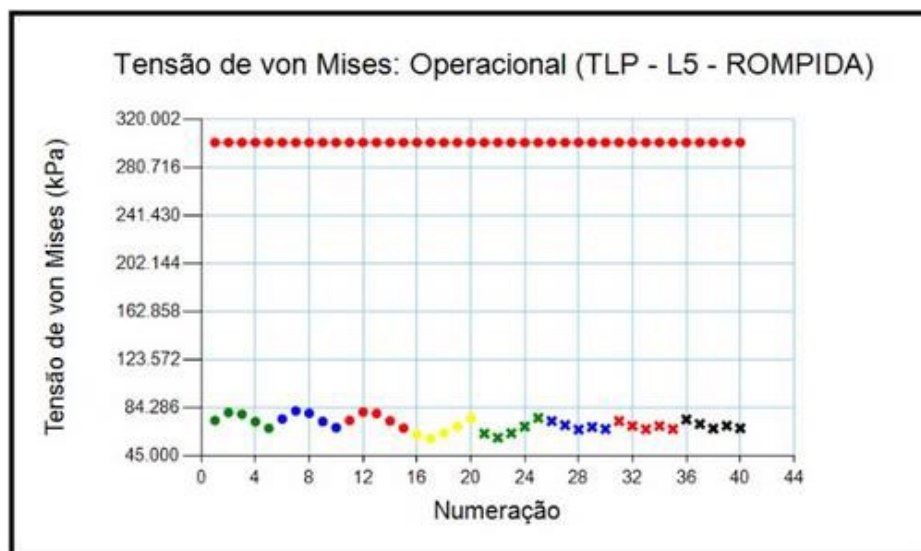
Com relação aos movimentos de **pitch** (Figura 92), observou-se que foram **inferiores** aos resultados do sistema em catenária (Figura 54). Provavelmente o sistema com tendões tracionados proporcionou uma **rigidez mais elevada**, restringindo os movimentos em **pitch**.

Para os demais graus de liberdade, os movimentos da plataforma se comportaram conforme o esperado.

A Figura 94 e a Figura 95 apresentam os **valores máximos das tensões de von Mises**, expressas na ordenada do gráfico, correspondendo a cada amarra, para o sistema em TLP, com o **tendão 5 rompido**, para os casos operacionais e extremos, respectivamente. Além disso, na abscissa foi incluída a numeração das simulações.

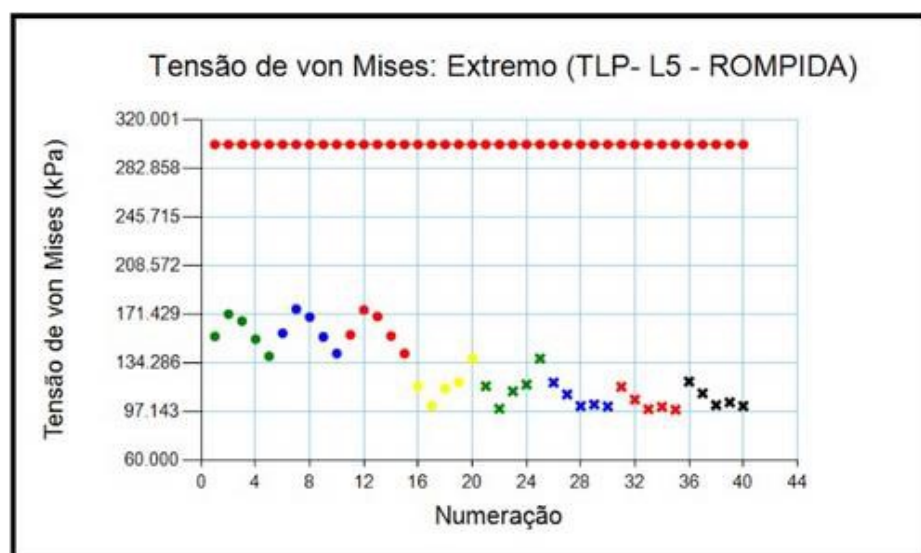
Para construir a Figura 94 e a Figura 95, foram construídos gráficos semelhantes ao gráfico mostrado na Figura 85. Para o gráfico mostrado na Figura 94, o trecho com maior valor para a máxima tensão de von Mises foi o trecho com **90 m**. Contudo, para o gráfico da Figura 95, o trecho com maior valor para a máxima tensão de von Mises foi o trecho com **80 m**.

Figura 94: Tensões de von Mises para cada caso de carregamento operacional com ancoragem em TLP e tendão 5 rompido.



Fonte: Autor, 2024.

Figura 95: Tensões de von Mises para cada caso de carregamento extremo com ancoragem em TLP e tendão 5 rompido.



Fonte: Autor, 2024.

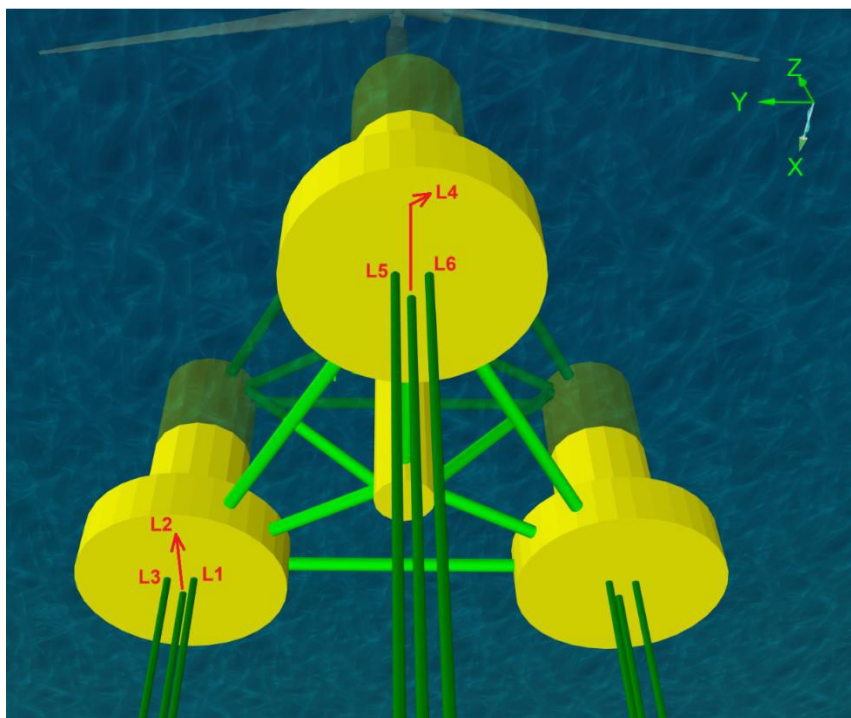
Observou-se que os valores das máximas tensões de von Mises dos tendões da plataforma, para os casos operacionais do sistema em TLP (Figura 94) apresentaram valores próximos de **84,00MPa**. Enquanto que os valores das máximas tensões de von Mises para os casos extremos (Figura 95) foram próximas de **172MPa**. Desta forma, pode-se concluir que para ambos os casos os tendões apresentaram valores de tensões de von Mises muito inferiores ao critério de aceitação, **301,5MPa**. Além disto, as tensões dos casos extremos apresentaram valores próximos ao dobro das tensões referentes aos casos operacionais.

Comparando as tensões apresentadas no gráfico da Figura 94 e Figura 95 (TLP - condição com tendão 5 rompido), com as tensões apresentadas no gráfico da Figura 86 e Figura 87 (TLP - condição intacta), observou-se que as respostas não apresentaram valores discrepantes. Desta forma, conclui-se que em um caso accidental, o rompimento do tendão 5 não seria suficiente para ocasionar a falha do sistema de ancoragem.

Além disso, observou-se que os tendões 1, 2 e 3 apresentaram valores de tensões mais elevados do que os demais tendões, tanto para a condição intacta (Figura 86 e Figura 87) quanto para a condição do tendão 5 rompido (Figura 94 e Figura 95). Provavelmente, o movimento de **yaw**, combinado com mais algum outro movimento da plataforma tenha contribuído para este efeito. Para trabalhos futuros, recomenda-se um estudo mais detalhado para maiores esclarecimentos.

A Figura 96 mostra a posição dos tendões 1, 2, 3, 4, 5 e 6 na base da plataforma, indicados pelos textos L1, L2, L3, L4, L5 e L6.

Figura 96: Tensões de von Mises para cada caso de carregamento extremo com ancoragem em TLP e tendão 5 rompido.

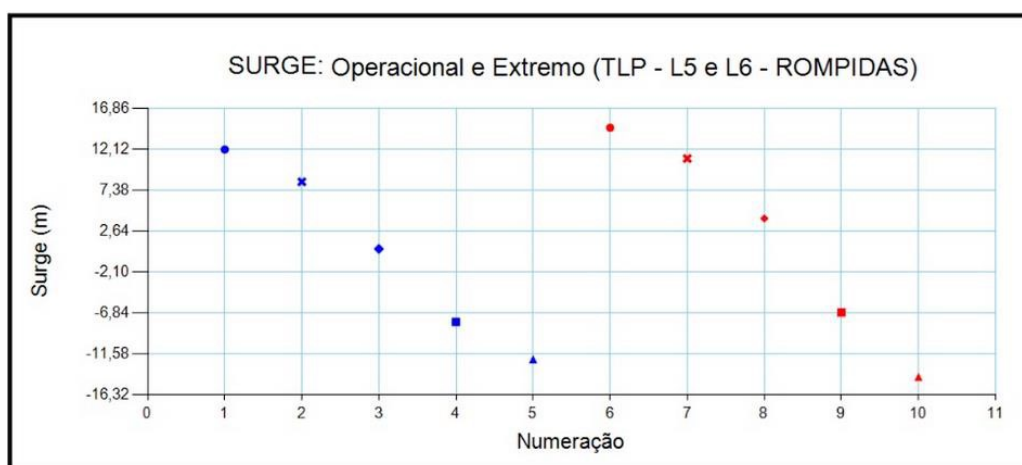


Fonte: Orcina (1986).

5.2.3. Sistema em TLP: Condição Tendões 5 e 6 Rompidos

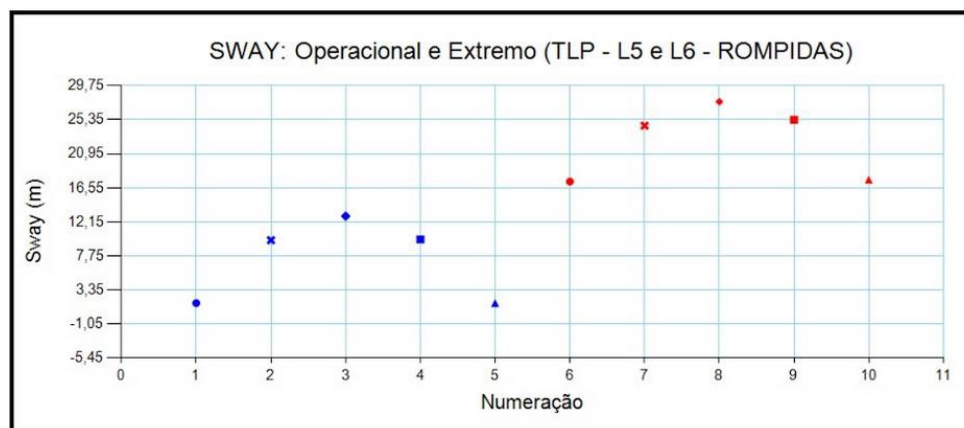
Da Figura 97 à Figura 102 são apresentados os movimentos da plataforma com o sistema de ancoragem em TLP com os tendões **5 e 6 rompidos**.

Figura 97: Movimento de surge da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 5 e 6 rompidos.



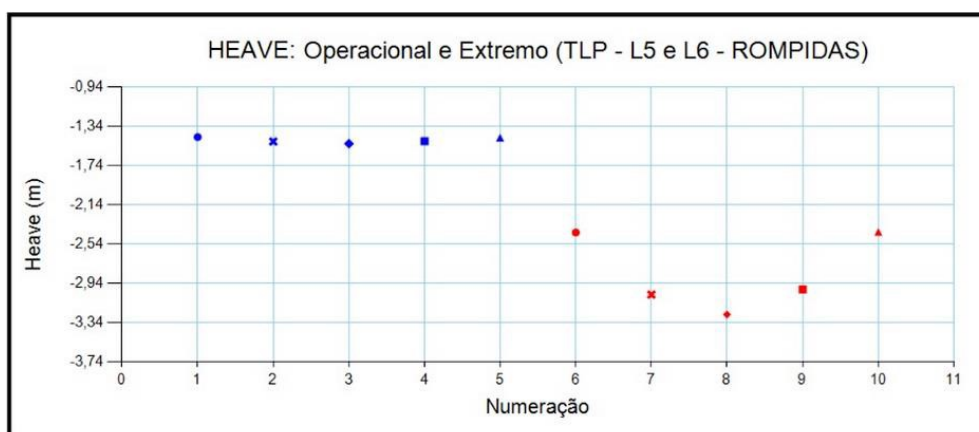
Fonte: Autor, 2024.

Figura 98: Movimento de sway da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 5 e 6 rompidos.



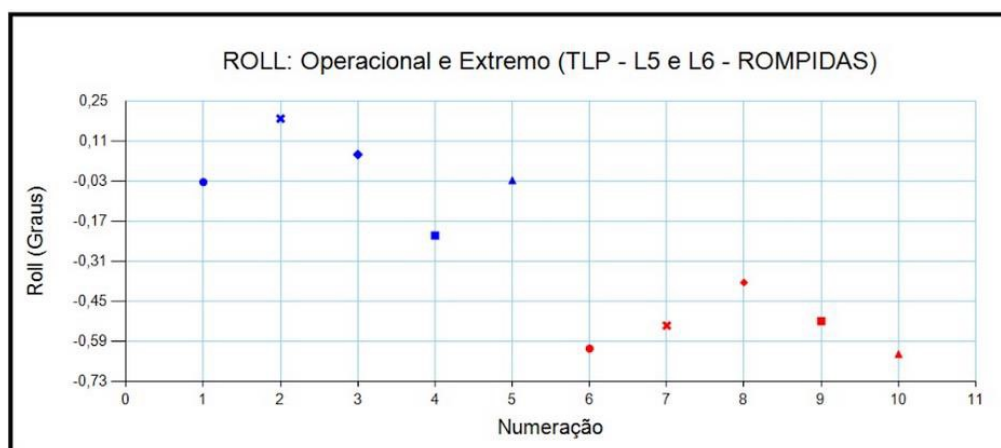
Fonte: Autor, 2024.

Figura 99: Movimento de heave da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 5 e 6 rompidos.



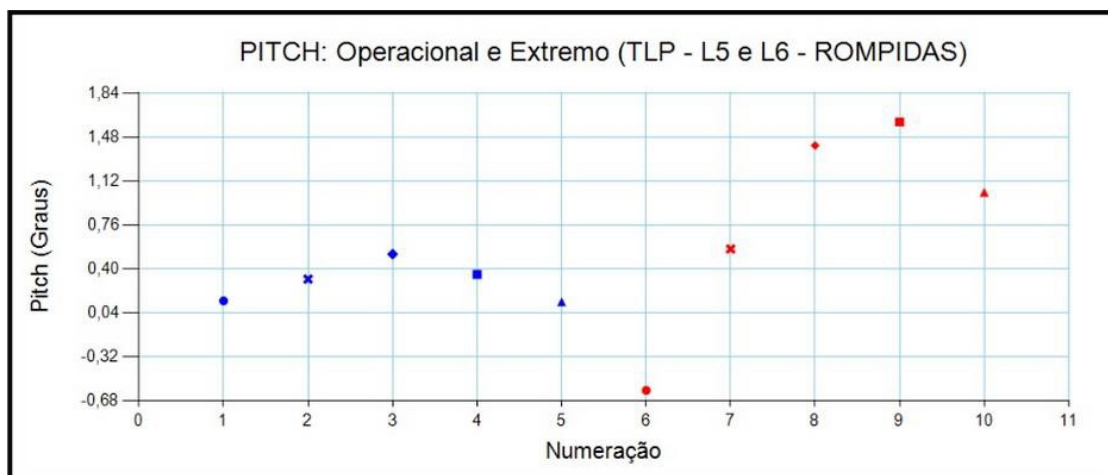
Fonte: Autor, 2024.

Figura 100: Movimento de roll da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 5 e 6 rompidos.



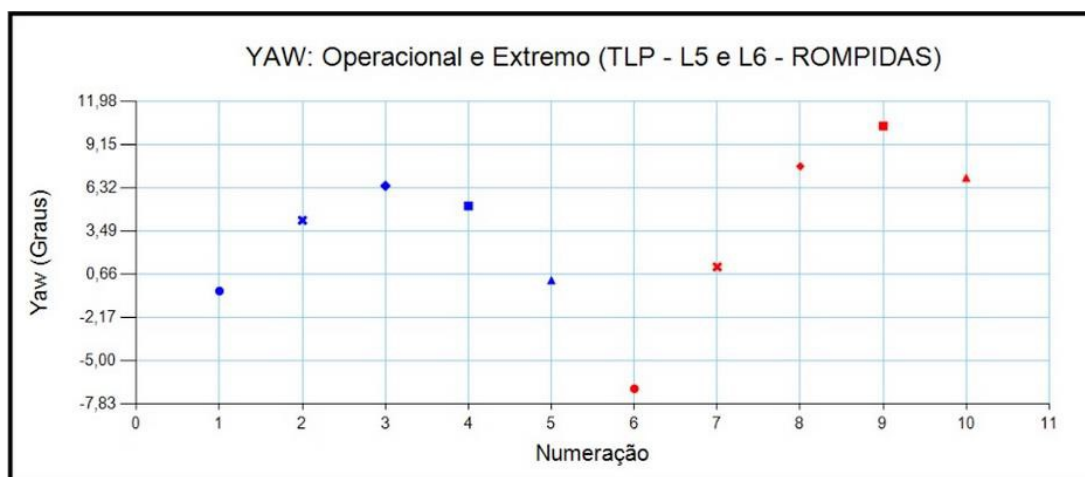
Fonte: Autor, 2024.

Figura 101: Movimento de pitch da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 5 e 6 rompidos.



Fonte: Autor, 2024.

Figura 102: Movimento de yaw da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 5 e 6 rompidos.



Fonte: Autor, 2024.

Observou-se que os valores dos movimentos em **surge**, para o sistema em TLP, com os **tendões 5 e 6 rompidos** (Figura 97) apresentaram resposta próximos, porém, **inferiores** aos valores dos movimentos em **surge** (Figura 79) para o sistema em TLP, na condição de **tendão intacto**. Esperava-se que os movimentos apresentassem valores maiores na condição dos **tendões 5 e 6 rompidos**, uma vez que a rigidez do sistema foi reduzida. Talvez, no sistema intacto, com todos os tendões, os tendões 5 e 6 estejam ocasionando algum tipo de instabilidade nos movimentos da plataforma. Contudo, um estudo mais

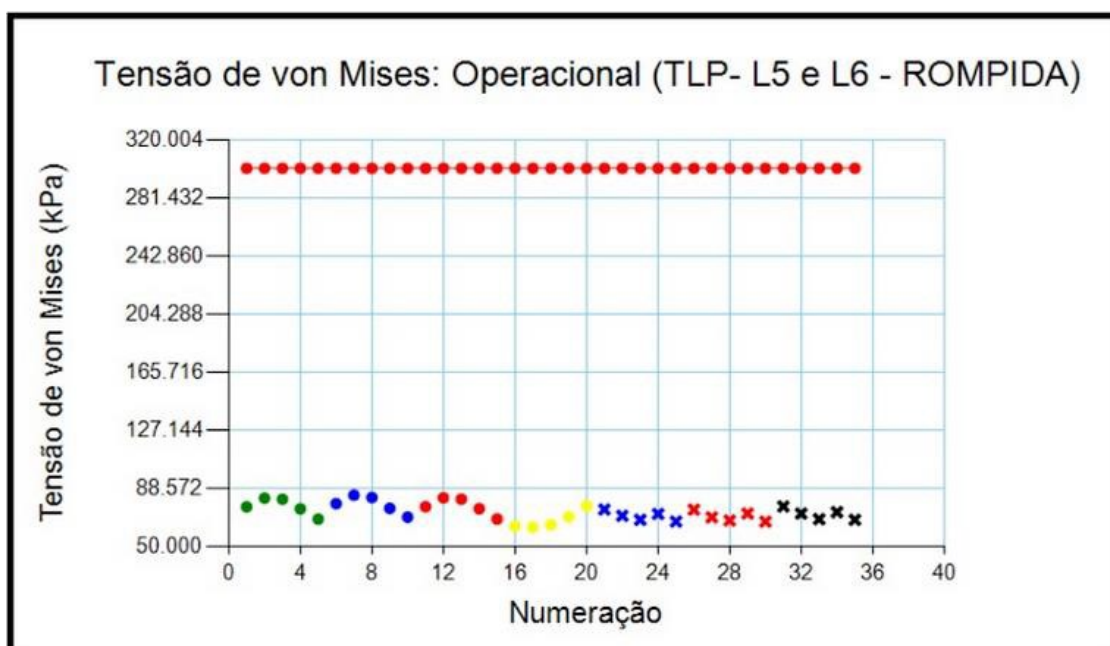
detalhado faz-se necessário. Sendo assim, recomenda-se este estudo para trabalhos futuros.

Para os demais graus de liberdade, os movimentos da plataforma se comportaram de forma semelhante ao comentário do parágrafo anterior.

A Figura 103 e Figura 104 apresentam os **valores máximos das tensões de von Mises**, expressas na ordenada do gráfico, correspondendo a cada amarra, para o sistema em TLP, com os **tendões 5 e 6 rompidos**, para os casos operacionais e extremos, respectivamente. Além disso, na abscissa foi incluída a numeração das simulações.

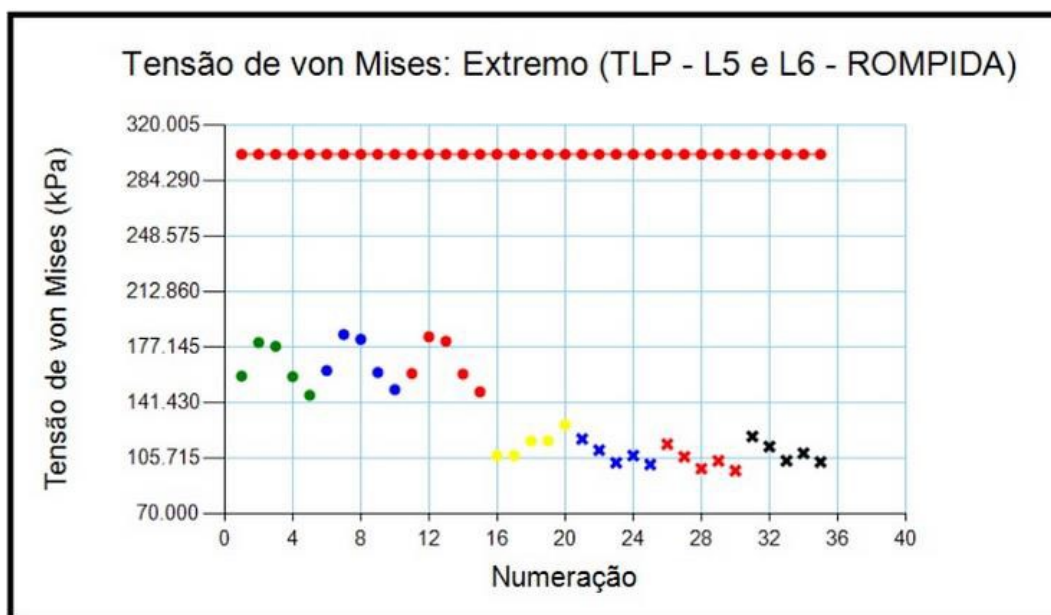
Para construir a Figura 103 e Figura 104, foram construídos gráficos semelhantes ao gráfico mostrado na Figura 85. Para ambos os gráficos o trecho com maior valor para a máxima tensão de von Mises foi o trecho com **90 m**.

Figura 103: Tensões de von Mises para cada caso de carregamento operacional com ancoragem em TLP e tendões 5 e 6 rompidos.



Fonte: Autor, 2024.

Figura 104: Tensões de von Mises para cada caso de carregamento extremo com ancoragem em TLP e tendões 5 e 6 rompidos.



Fonte: Autor, 2024.

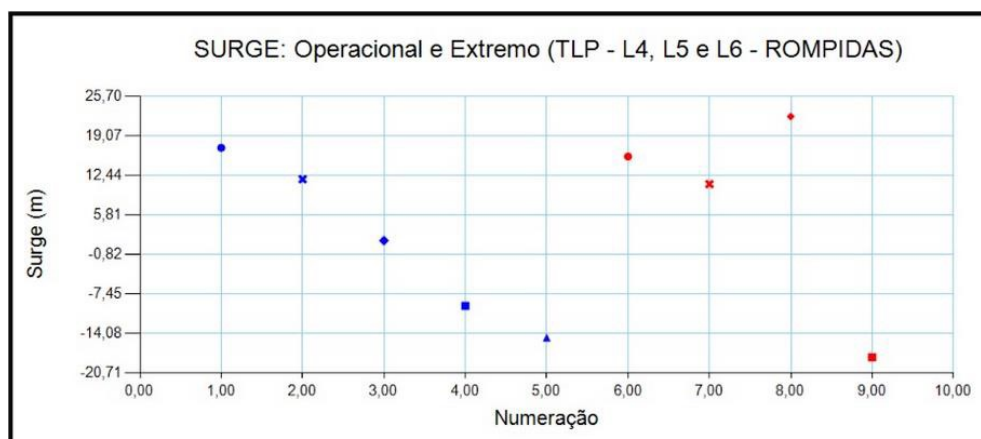
Observou-se que os valores das máximas tensões de von Mises dos tendões da plataforma, para os casos operacionais do sistema em TLP (Figura 103) apresentaram valores próximos de **88,00MPa**. Enquanto que os valores das máximas tensões de von Mises para os casos extremos (Figura 104) foram próximas de **178MPa**. Desta forma, pode-se concluir que para ambos os casos os tendões apresentaram valores de tensões de von Mises muito inferiores ao critério de aceitação, **301,5MPa**.

5.2.4. Sistema em TLP: Condição Tendões 4, 5 e 6 Rompidos

A Figura 105 e a Figura 110 apresentam os movimentos da plataforma com o sistema de ancoragem em TLP com os tendões **4, 5 e 6 rompidos**.

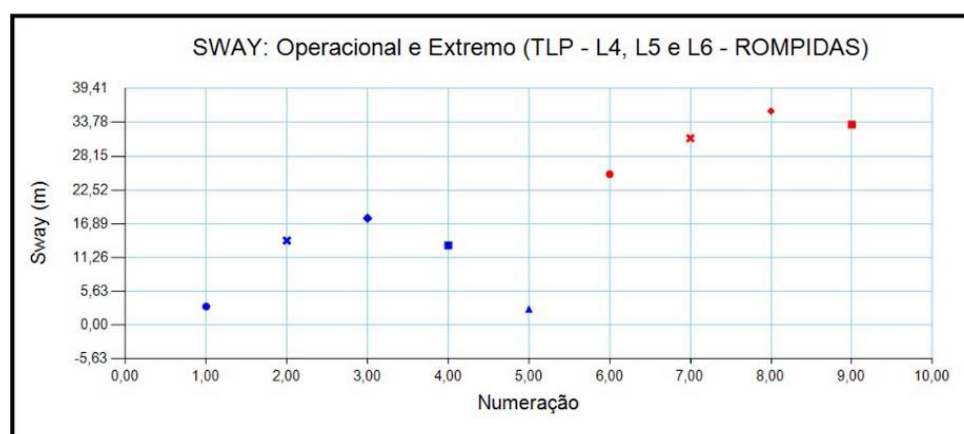
Para o caso extremo, a simulação referente ao caso de carregamento de **número 5** não encontrou solução para as equações de movimento. Sendo assim, a resposta numérica não convergiu.

Figura 105: Movimento de surge da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 4, 5 e 6 rompidos.



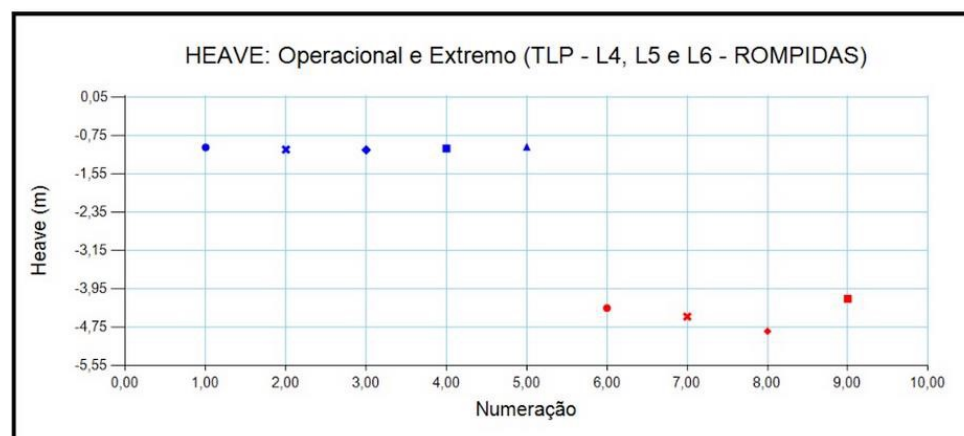
Fonte: Autor, 2024.

Figura 106: Movimento de sway da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 4, 5 e 6 rompidos.



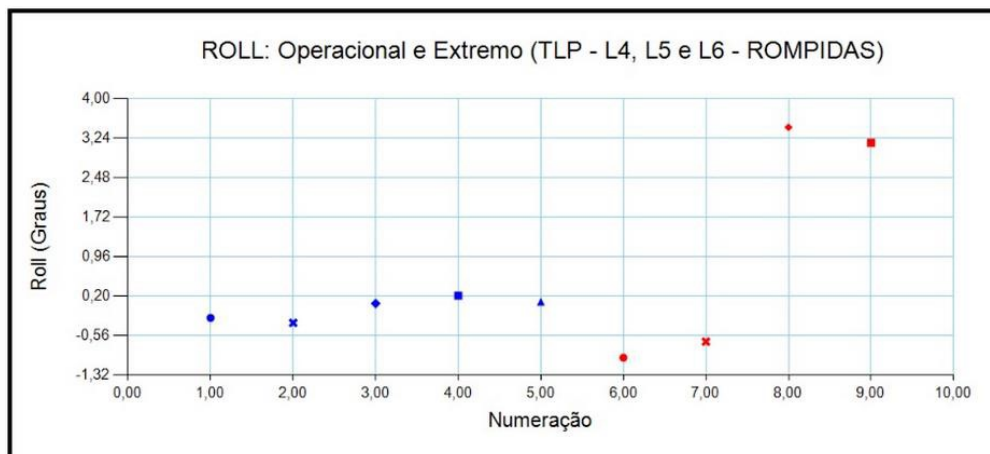
Fonte: Autor, 2024.

Figura 107: Movimento de heave da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 4, 5 e 6 rompidos.



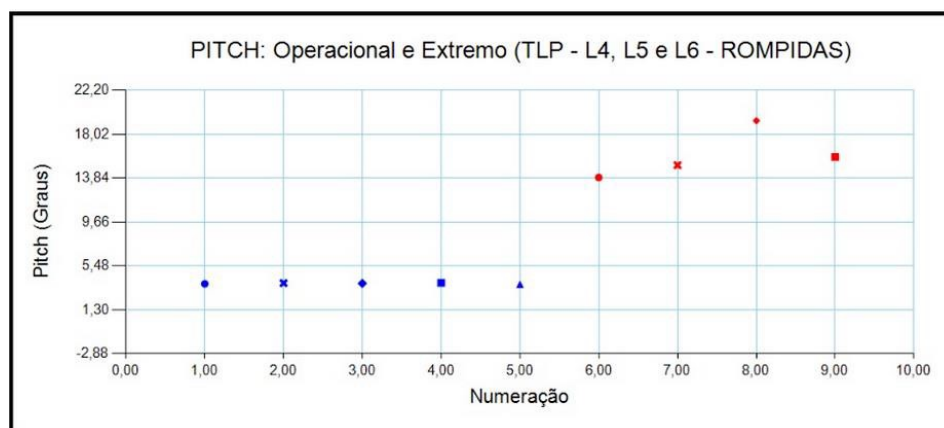
Fonte: Autor, 2024.

Figura 108: Movimento de roll da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 4, 5 e 6 rompidos.



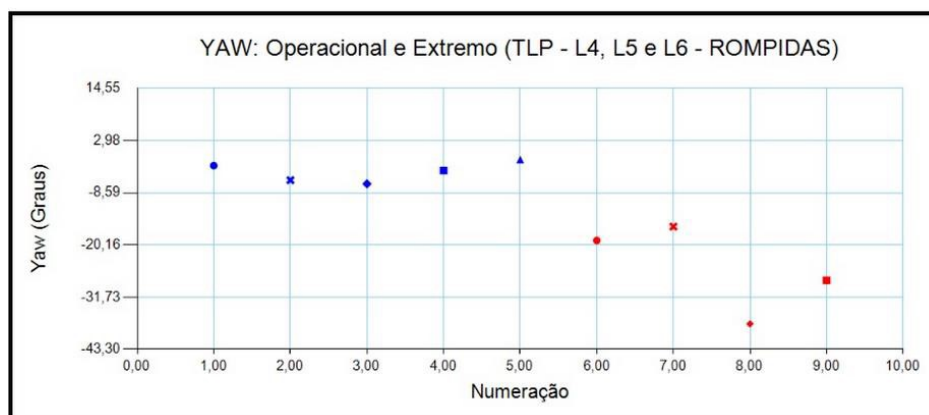
Fonte: Autor, 2024.

Figura 109: Movimento de pitch da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 4, 5 e 6 rompidos.



Fonte: Autor, 2024.

Figura 110: Movimento de yaw da plataforma com ancoragem em TLP e tendões 4, 5 e 6 rompidos.



Fonte: Autor, 2024.

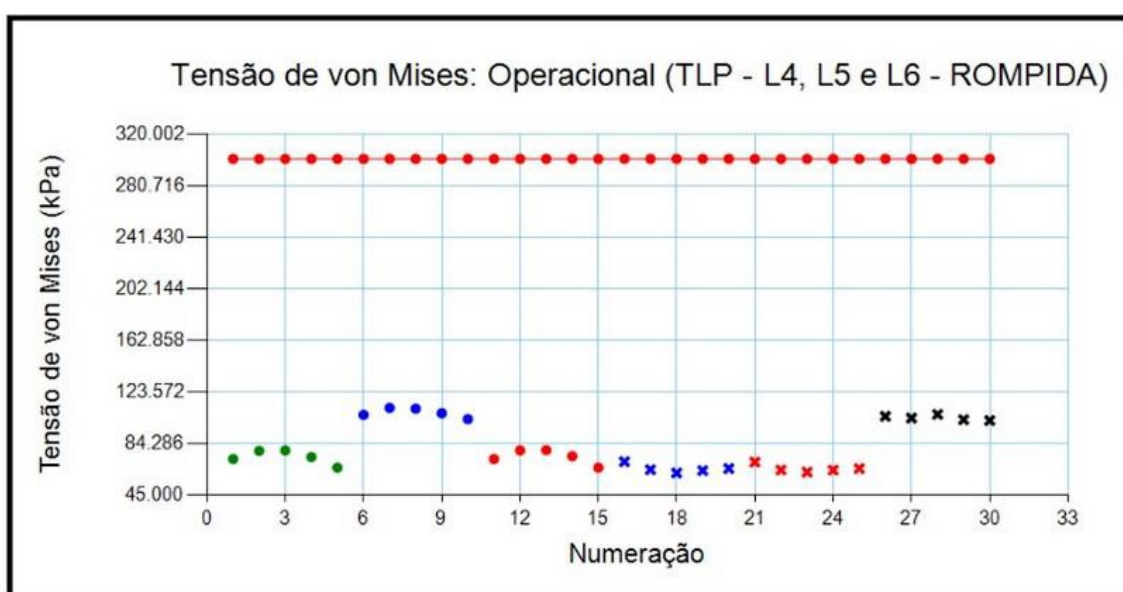
Observou-se que os valores dos movimentos em **surge**, para o sistema em TLP, com os **tendões 4, 5 e 6 rompidos** (Figura 105) apresentaram resposta próximos, porém, superiores os valores dos movimentos em **surge** (Figura 79) para o sistema em TLP, na condição de **tendão intacto**.

Para os demais graus de liberdade, os movimentos da plataforma se comportaram de forma semelhante ao comentário do parágrafo anterior. Destacando que a ausência dos tendões **4, 5 e 6 reduziram** significativamente a rigidez rotacional do sistema, ocasionando valores elevados em **pitch** (Figura 109) e **yaw** (Figura 110), e menos expressivos em **roll** (Figura 108).

A Figura 111 e a Figura 112 apresentam os **valores máximos das tensões de von Mises**, expressas na ordenada do gráfico, correspondendo a cada tendão, para o sistema em TLP, com os **tendões 4, 5 e 6 rompidos**, para os casos operacionais e extremos, respectivamente. Além disso, na abscissa foi incluída a numeração das simulações.

Para construir a Figura 111 e a Figura 112, foram construídos gráficos semelhantes ao gráfico mostrado na Figura 85. Para ambos os gráficos o trecho com maior valor para a máxima tensão de von Mises foi o trecho com **90 m**.

Figura 111: Tensões de von Mises para cada caso de carregamento operacional com ancoragem em TLP e tendões 4, 5 e 6 rompidos.



Fonte: Autor, 2024.

6. CONCLUSÕES

No presente trabalho foram realizadas análises numéricas em uma plataforma de uma turbina eólica offshore, a ser instalada na cidade de Rio Grande no estado do Rio Grande do Sul, utilizando o software OrcaFlex para dois sistemas de ancoragem: catenária livre e *Tension Leg*. A partir do resultado dos casos de carregamento adaptados da regra *Guide for Floating Offshore Wind Turbines* (ABS, 2020), foi possível fazer a comparação entre os sistemas de ancoragem mencionados. Foi utilizado como critério de aceitação das análises, o MBL em conjunto com um fator de segurança, para as amarras do sistema de ancoragem em catenária livre, e a tensão de escoamento do material em conjunto com um fator de segurança, para os tendões do sistema de ancoragem em TLP.

Comparando as respostas entre o sistema em TLP (Figura 79), e o sistema em catenária (Figura 43), observou-se que o movimento em **surge**, para o sistema em TLP, apresentou valores **mais expressivos**, conforme observa-se na Figura 79. Em termos de **offset** da plataforma, constatou-se valores próximos de **9,5%** da lâmina d'água, para o sistema em TLP. Assim, conclui-se que o sistema em catenária apresenta um sistema de restauração de movimentos horizontais com **rigidez mais eficiente** do que o sistema em TLP. Este tipo de comportamento já era de se esperar, uma vez que o sistema em catenária apresenta restauração de movimentos horizontais mais eficiente devido ao posicionamento das linhas de ancoragem, que tendem a gerar forças resultantes com magnitudes maiores na direção horizontal já nos passos de tempo iniciais da análise numérica, diferentemente do sistema em TLP.

Além disso, foi possível verificar que o movimento em **heave**, para o sistema em TLP (Figura 81), caso extremo, apresentou respostas **menos expressivas** do que o sistema em catenária (Figura 45). Como esperado, o sistema com tendões tracionados proporciona uma **rigidez mais elevada**, restringindo os movimentos verticais da plataforma.

As simulações numéricas possibilitaram constatar que os movimentos em **roll** e **pitch** (Figura 82 e Figura 83), sistema em TLP, apresentaram respostas **inferiores** aos movimentos com o sistema em **catenária** (Figura 46 e Figura 47). Este fato ocorreu, provavelmente devido aos valores **expressivos** das trações aplicadas no topo dos tendões do sistema em TLP, que tendem a elevar a **restrição** destes movimentos, devido aos **efeitos não lineares** da tração no topo, que **elevam os valores de rigidez rotacional** em **roll** e **pitch**, o qual pode ser representado na matriz de rigidez geométrica não linear, das equações de movimento do modelo em Elementos Finitos.

Foi possível concluir que os movimentos em **yaw** (Figura 84), para o sistema em TLP, apresentaram valores **mais acentuados** do que o sistema em catenária (Figura 48), mostrando que o sistema em TLP apresenta rigidez rotacional, nesta direção, **inferior** ao sistema em catenária. Além disso, observou-se que no sistema em TLP, caso extremo, as respostas com incidência de carregamento (Onda e correnteza) a 0 graus apresentaram valores absolutos mais elevados do que as repostas com incidência de carregamento a 180 graus. Este efeito pode ter ocorrido devido a direção do carregamento e a forma da plataforma, pois com incidência de carregamento a 0 graus (Onda e correnteza), o carregamento incide diretamente em uma coluna da plataforma, e a 180 graus, o carregamento incide diretamente em duas colunas da plataforma. Para o sistema em catenária, com incidência de carregamento a 0 graus e 180 graus, as respostas foram próximas.

Através das análises numéricas executadas foi possível concluir que em um caso accidental, o rompimento de dois tendões não seria suficiente para ocasionar a falha do sistema de ancoragem.

Observando os resultados dos movimentos da plataforma, notou-se que no sistema de ancoragem em **TLP**, em geral, a plataforma apresentou respostas **menos expressivas** nos movimentos de **roll**, **pitch** e **heave** do que no sistema de ancoragem em catenária livre. Em contrapartida, para o sistema em **catenária** livre, em geral, a plataforma apresentou respostas **menos expressivas** nos movimentos de **surge**, **sway** e **yaw**, provavelmente devido às ondas terem frequência próxima das frequências naturais desses graus de movimento.

Com base na análise dos resultados obtidos das simulações numéricas, foi possível verificar que para os casos de carregamento definidos ambos os sistemas foram aprovados segundo o critério estrutural adotado, mesmo a análise numérica não convergindo para os movimentos de um caso extremo (Caso 5) para o sistema de ancoragem em TLP.

Com o presente estudo foi possível identificar as características de cada sistema de ancoragem para as condições analisadas de forma a garantir a conformidade com o requerido nas normas destinadas a projetos de estruturas *offshore*.

7. RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Para trabalhos futuros podem ser realizados estudos de viabilidade econômica para identificar se o custo dos tendões é inferior ao das amarras, uma vez que os comprimentos dos tendões são menores.

Para compensar os movimentos maiores em **surge**, **sway** e **yaw** do sistema em TLP, e os movimentos maiores em **heave**, **roll** e **pitch** do sistema em catenária, um sistema misto pode ser avaliado.

Como ocorreram simulações onde os movimentos rotacionais apresentaram valores expressivos, recomenda-se estudos para avaliar a **tensão ao longo da torre da turbina eólica**.

Observou-se que no sistema em TLP, caso extremo, em geral, as respostas para o movimento em **yaw**, com incidência de carregamento (Onda e correnteza) a 0 graus apresentaram valores absolutos mais elevados do que as repostas com incidência de carregamento a 180 graus. Este efeito pode ter ocorrido devido a direção do carregamento e a forma da plataforma, pois com incidência de carregamento a 0 graus (Onda e correnteza), o carregamento incide diretamente em uma coluna da plataforma, e a 180 graus, o carregamento incide diretamente em duas colunas da plataforma. Para o sistema em catenária, com incidência de carregamento a 0 graus e 180 graus, as respostas foram próximas. Desta forma, este tipo de efeito pode ser estudado com mais detalhes em trabalhos futuros.

Além disso, observou-se que os tendões 1, 2 e 3 apresentaram, em geral, valores de tensões mais elevados do que os demais tendões. Provavelmente, o movimento de **yaw**, combinado com mais algum outro movimento da plataforma tenha contribuído para este efeito. Desta forma, este tipo de efeito pode ser estudado com mais detalhes em trabalhos futuros.

Observou-se que os valores dos movimentos em **surge**, para o sistema em TLP, com os **tendões 5 e 6 rompidos** (Figura 88) apresentaram resposta próximos, porém, **inferiores** aos valores dos movimentos em **surge** (Figura 79) para o sistema em TLP, na condição de **tendão intacto**. Esperava-se que os

movimentos apresentassem valores maiores na condição dos **tendões 5 e 6 rompidos**, uma vez que a rigidez do sistema foi reduzida. Talvez, no sistema intacto, com todos os tendões, os tendões 5 e 6 estejam ocasionando algum tipo de instabilidade nos movimentos da plataforma. Contudo, um estudo mais detalhado faz-se necessário.

Em todas as análises executadas no trabalho, na incidência de onda na plataforma, foram considerados no efeito de primeira ordem, as frequências baixas e a frequência da onda. Recomenda-se executar análises apenas com frequências baixas para verificar qual seria a condição mais conservadora.

Como o efeito da torção nos tendões não foi avaliado, este tipo de análise pode ser verificado em trabalhos futuros.

Para verificar as frequências naturais do sistema estrutural completo, composto pelo sistema de ancoragem e plataforma, podem ser avaliados os espectros de movimento da plataforma. Como trabalho futuro pode ser feita a obtenção do período natural e amortecimento dos sistemas de ancoragens utilizados.

BIBLIOGRAFIA

Além da Energia, **Conheça os 66 projetos de energia eólica offshore em andamento no Brasil.** Disponível em: <<https://www.alemdaenergia.engie.com.br/conheca-as-fases-dos-66-projetos-de-energia-eolica-offshore-em-andamento-no-brasil/>>. Acesso em: 10 set. 2023.

ALEX. **Global Wind Report 2022.** Disponível em: <<https://gwec.net/global-wind-report-2022/>>. Acesso em: 10 set. 2023.

Alves de Souza, Matheus Oberdan. **Análise numérica da resposta de uma Plataforma Eólica Flutuante nas condições de linhas de ancoragem intacta e rompida.** Rio de Janeiro: UFRJ / Escola Politécnica, 2022.

AMÊNDOLA, C. A. M., **Contribuição ao Estudo de Aerogeradores de velocidade e Passo Variáveis com Gerador Duplamente Alimentado e Sistema de Controle Difuso.** Tese de Doutorado, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2007.

AMERICAN BUREAU OF SHIPPING. **ABS Guide for Floating Offshore Wind Turbines,** 2020.

ÁNGEL. **Tipos de estructuras y plataformas offshore.** Disponível em: <<https://masqueingenieria.com/blog/tipos-estructuras-offshore/>>. Acesso em: 10 set. 2023.

ANSYS, Software de análise numérica para várias aplicações da engenharia, 1971.

A. ROBERTSON, J. JONKMAN, M. MASCIOLA et al, **Definition of the Semisubmersible Floating System for Phase II of OC4**, Technical Report NREL/TP5000-60601, 2014.

BAKER, A. Hydrodynamics of Offshore Structures. New York: Wiley, 2005.

BUENO, T. **Começa a instalação de Fuyao, a maior turbina eólica flutuante da China. Blog Canal da Engenharia**, 8 jun. 2022. Disponível em: <<https://blogcanaldaengenharia.com.br/comeca-a-instalacao-de-fuyao-a-maior-turbina-eolica-flutuante-da-china/>>. Acesso em: 10 set. 2023.

CLAYTON, D. **Types of wind turbines: HAWT, VAWT and more explained**. Disponível em: <<https://energyfollower.com/types-of-wind-turbines/>>. Acesso em: 4 ago. 2023.

DAI HAN ANCHOR CHAIN MFG. CO. LTD, **Offshore Mooring Chain & Anchor Chain**, DAI HAN ANCHOR CHAIN MFG. CO. LTD, 2022.

DNV GL, **DNVGL-OS-E301: Position Mooring**, DNV GL, 2015.

Drilling formulas, **Drilling formulas and drilling calculations**. Disponível em: <<https://www.drillingformulas.com/tag/offshore/>>. Acesso em: 10 set. 2023.

EPBR. **Geração eólica offshore é capaz de reduzir impactos da produção de óleo e gás**. Disponível em: <<https://epbr.com.br/geracao-eolica-offshore-e-capaz-de-reduzir-impactos-da-producao-de-oleo-e-gas/>>. Acesso em: 1 set. 2023.

Evolução da energia eólica na Europa - Iberdrola. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/sustentabilidade/evolucao-energia-eolica-europa>. Acessado em: 28 jul. 2023.

FALTINSEN, O. M. *Hydrodynamics of High-Speed Marine Vehicles*. Cambridge: Cambridge University Press, 1990.

FERNANDES, J. V. V., *Análise estocástica dos tendões de uma TLP*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, Brasil, 2011.

Governo Federal, **Mapas de projetos em licenciamento - Complexos Eólicos Offshore.** Disponível em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/mapas-de-projetos-em-licenciamento-complexos-eolicos-offshore>. Acesso em: 1 set. 2023.

InfoMoney, **E. Produção de energia eólica offshore tem potencial de US\$ 200 bilhões, diz ministro do Meio Ambiente.** Disponível em: <https://www.infomoney.com.br/mercados/producao-de-energia-eolica-offshore-tem-potencial-de-us-200-bilhoes-diz-ministro-do-meio-ambiente/>. Acesso em: 28 jul. 2023.

JADIVENTIN. **Energia eólica.** Disponível em: <https://pt.slideshare.net/JadiVentin/energia-elica-7772343>. Acesso em: 3 ago. 2023.

JAHANI, K.; LANGLOIS, R. G.; AFAGH, F. F. **Structural dynamics of offshore Wind Turbines: A review.** *Ocean Engineering* Elsevier Ltd, 2022.

Jornal USP, **Energia eólica é alternativa sustentável e eficaz para o Brasil**. Disponível em: <<https://jornal.usp.br/atualidades/energia-eolica-e-alternativa-sustentavel-e-eficaz-para-o-brasil/>>. Acesso em: 1 set. 2023.

J. JONKAMN, S. BUTTERFIELD, W. MUSIAL et al, **Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development**, Technical Report NREL/TP-500-38060, 2009.

J. M. J. JOURNÉE, W. W. M. **OFFSHORE HYDROMECHANICS**. [s.l.] Delft University of Technology, 2001.

KABIR SADEGHI, M. K. M. **SEMISUBMERSIBLE PLATFORMS: DESIGN AND FABRICATION: AN OVERVIEW**. Academic Research International, p. 11, mar. 2019.

Kracht, W. Panel Methods in Fluid Dynamics. Berlin: Springer, 2011.

Liu, Yingyi, Introduction of the Open-Source Boundary Element Method Solver HAMS to the Ocean Renewable Energy Community, 2021.

LI, L. et al. **Dynamic responses of a semi-type offshore floating wind turbine**. Proceedings of the International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering - OMAE. **Anais...**Evento Virtual: American Society of Mechanical Engineers (ASME), 2014.

LoadCaseScript, **Pre and post processor for OrcaFlex software**, 2022.

Marinha, **Dados PNBOIA.** Disponível em: <https://www.marinha.mil.br/chm/dados-do-goos-brasil/pnboia-mapa>. Acesso em: 2 fev. 2024.

McNeel, Rhinoceros (Versão 6) [Software de computador]. McNeel North America, 2023.

Medeiros, Antonio. **ANCORAGEM E FUNDAÇÃO OFFSHORE.** 1 Set. 2009.

MILLER, S. **Tipos de Turbinas Eólicas: Explicadas e Comparadas.** 4 fev. 2023. Disponível em: <https://ablison.com/pt/tipos-de-turbinas-e%C3%B3licas>. Acesso em: 4 ago. 2023.

MORAES, A. **A evolução da energia eólica no Brasil e no mundo.** Disponível em: <https://www.tecmundo.com.br/ciencia/260536-evolucao-energia-eolica-brasil-no-mundo.htm>. Acesso em: 28 jul. 2023.

NIELSEN, P. Computational Methods for Fluid Dynamics. Berlin: Springer, 2003.

ORCINA, Software de análise estrutural offshore em elementos finitos, 1986.

Parques Offshore - Cenários Energia - Eólica. Disponível em: <https://cenarioseolica.editorabrasilenergia.com.br/parques-offshore/>. Acesso em: 28 jul. 2023.

PORTILLO, G. **Turbina eólica vertical.** Disponível em: <https://www.renovablesverdes.com/pt/turbinas-e%C3%B3licas-verticais/>. Acesso em: 4 ago. 2023.

RENEWABLES, V. **Offshore wind farm: advantages and opportunities in the middle of the ocean.** Disponível em: <<https://www.vectorenrenewables.com/en/media-en/blog/offshore-wind-farm-advantages-and-opportunities-in-the-middle-of-the-ocean>>. Acesso em: 1 set. 2023.

TOOGE, R. **Empresas miram transição energética e investem bilhões de reais em usinas eólicas no Brasil.** Disponível em: <<https://www.infomoney.com.br/negocios/empresas-miram-transicao-energetica-e-investem-bilhoes-de-reais-em-usinas-eolicas-no-brasil/>>. Acesso em: 1 set. 2023.

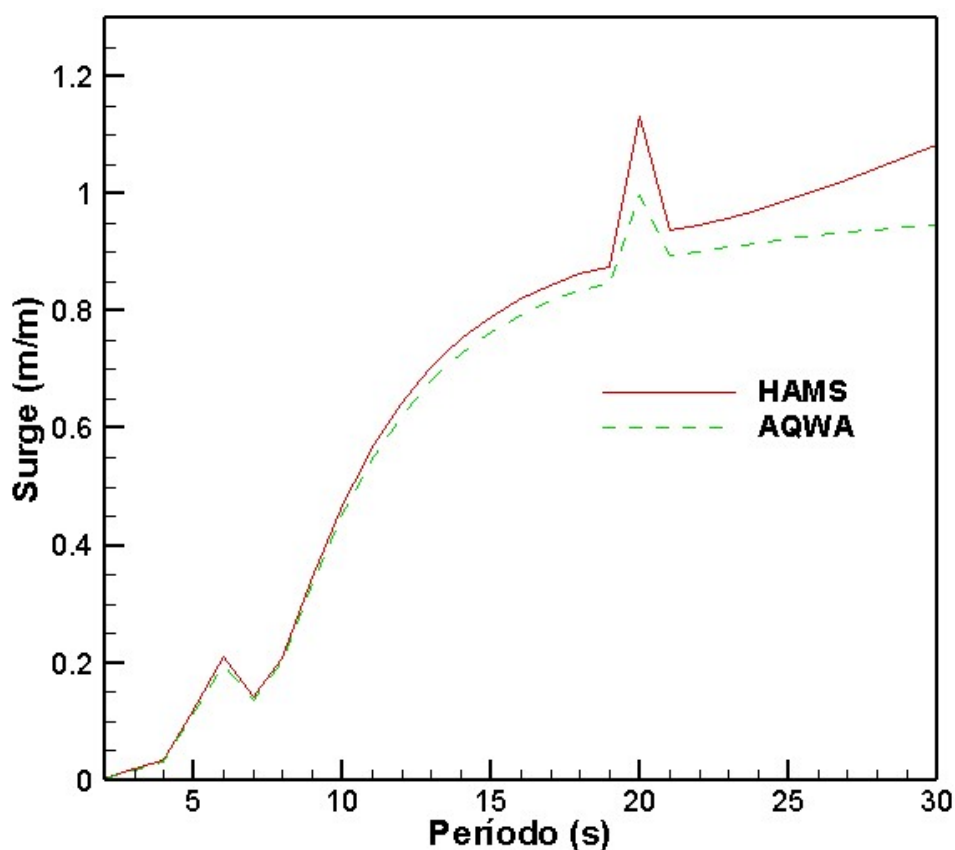
Wind Europe, **Wind energy in Europe, 2021 Statistics and the outlook for 2022-2026.** Disponível em: <<https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2021-statistics-and-the-outlook-for-2022-2026/>>. Acesso em: 28 jul. 2023.

APÊNDICE A: COMPARAÇÃO ENTRE OS RAOS DOS SOFTWARES AQWA E HAMS

A seguir são apresentados os RAO's da plataforma considerada no atual trabalho, obtidos nos softwares AQWA e HAMS, com incidência de onda de 0° a 180° , com passo de $22,5^\circ$. Nos gráficos, nem todos os graus de liberdade foram apresentados para cada incidência de onda, pois dependendo da direção da onda, alguns graus de liberdade apresentaram resposta nula.

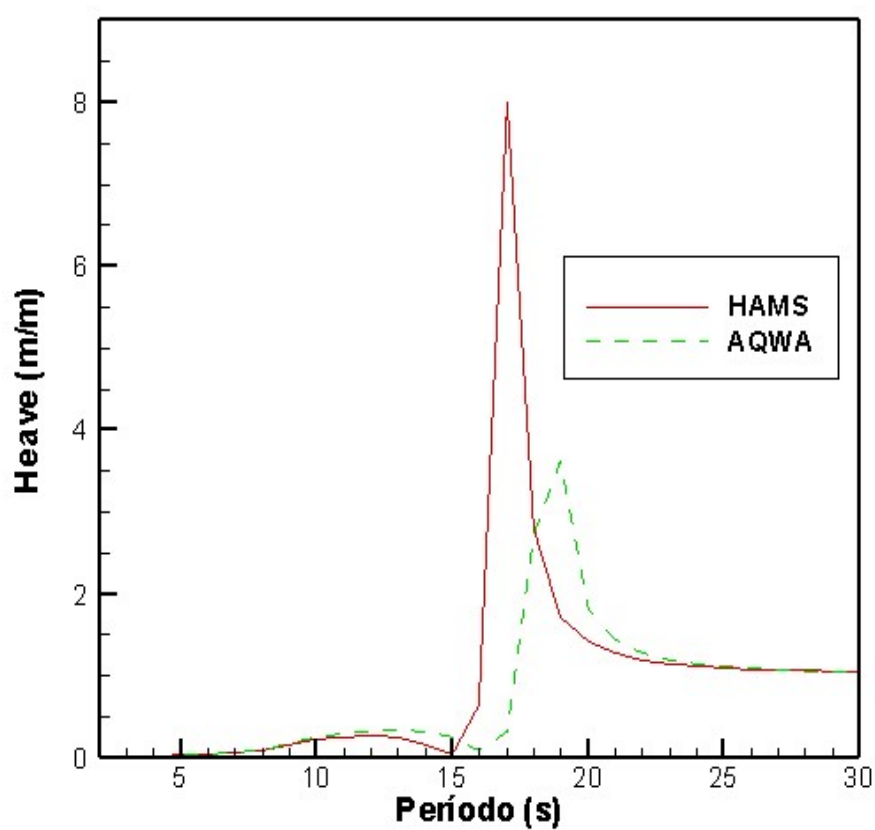
1. RAO com incidência de onda a 0° .

Figura A 1: RAO em Surge com incidência de onda a 0° .



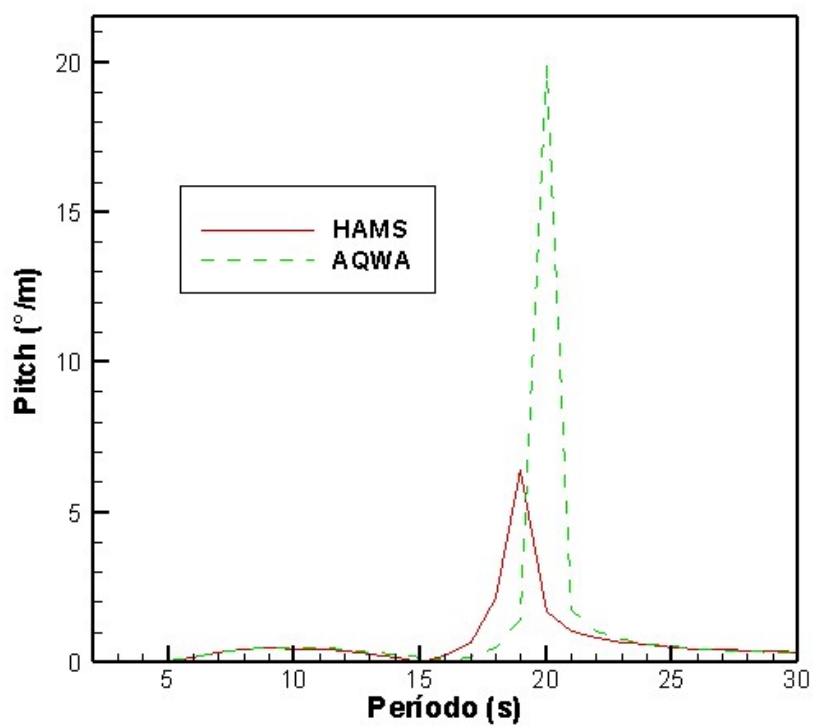
Fonte: Autor, 2023.

Figura A 2: RAO em Heave com incidência de onda a 0° .



Fonte: Autor, 2023.

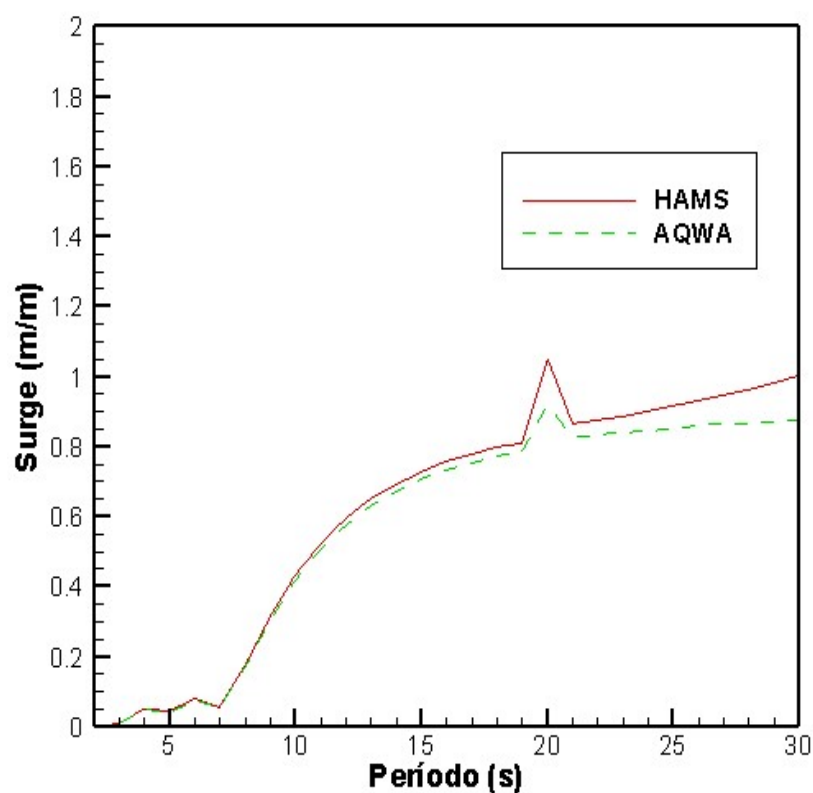
Figura A 3: RAO em Pitch com incidência de onda a 0° .



Fonte: Autor, 2023.

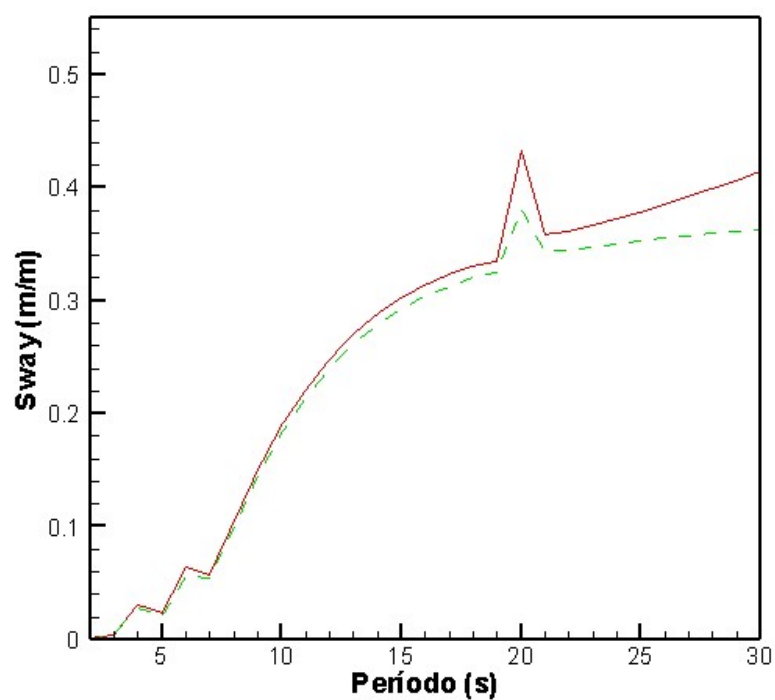
2. RAO com incidência de onda a $22,5^\circ$.

Figura A 4: RAO em Surge com incidência de onda a $22,5^\circ$.



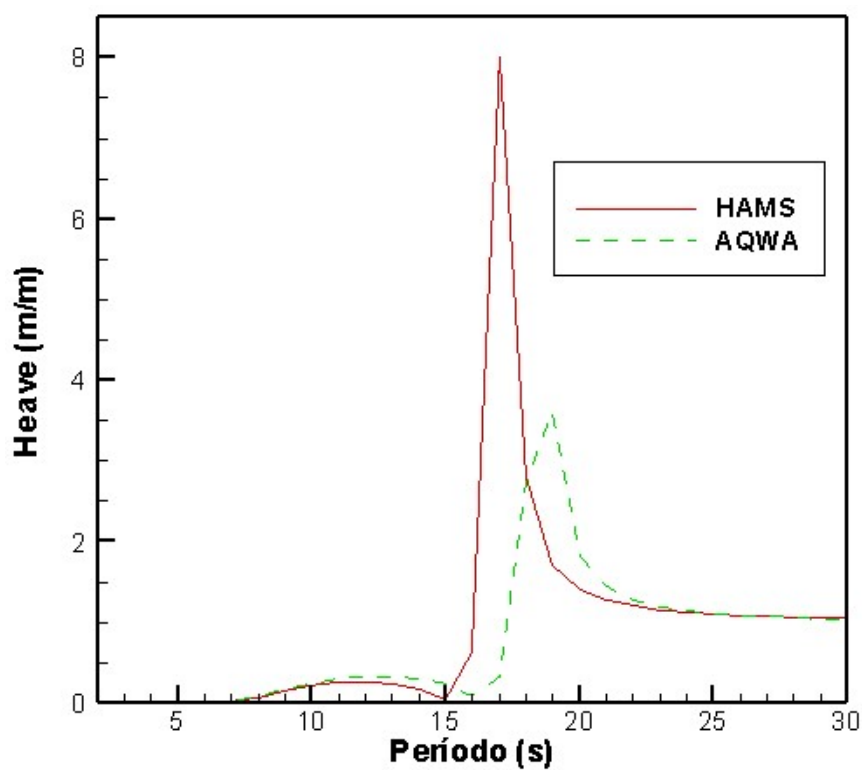
Fonte: Autor, 2023.

Figura A 5: RAO em Sway com incidência de onda a $22,5^\circ$.



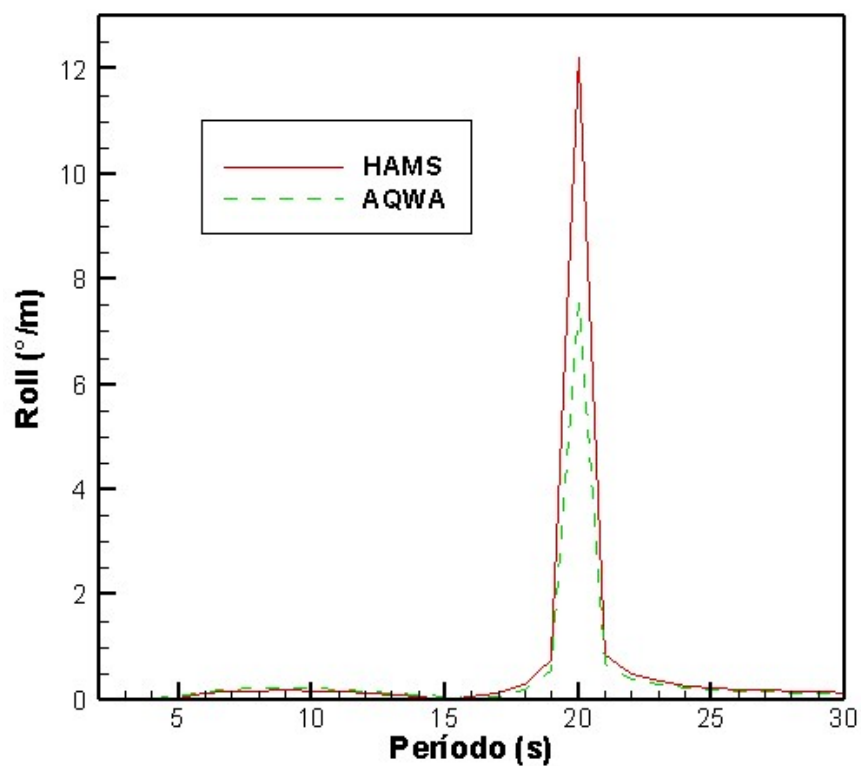
Fonte: Autor, 2023.

Figura A 6: RAO em Heave com incidência de onda a $22,5^\circ$.



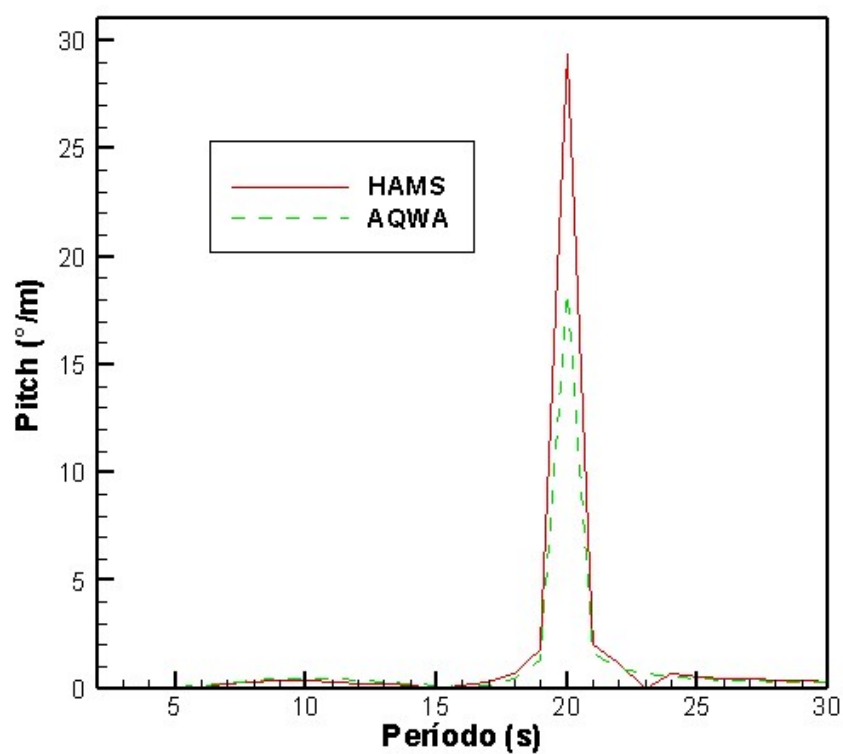
Fonte: Autor, 2023.

Figura A 7: RAO em Roll com incidência de onda a $22,5^\circ$.



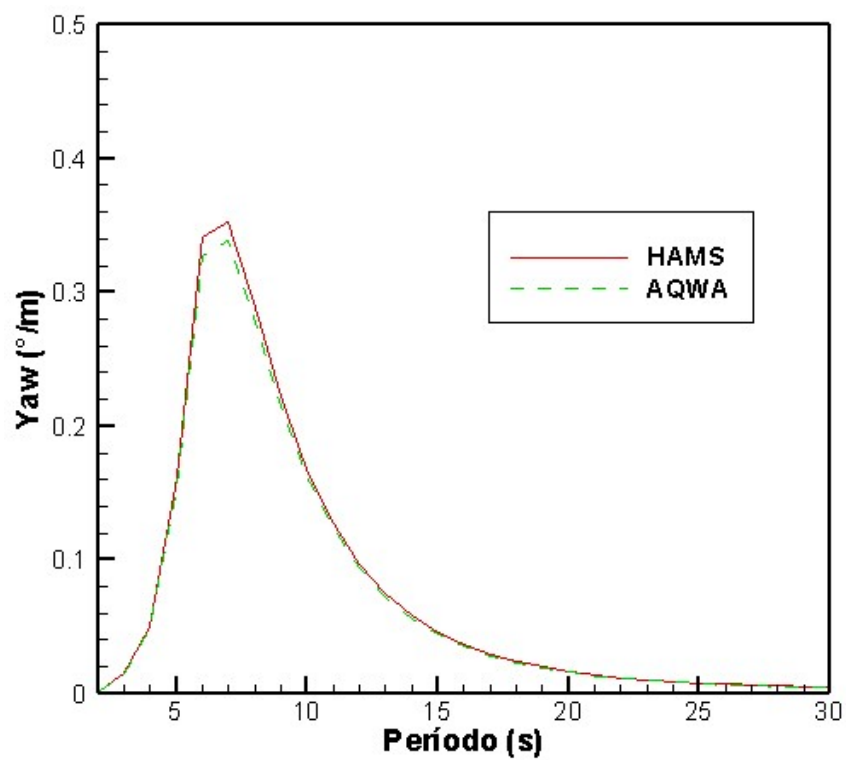
Fonte: Autor, 2023.

Figura A 8: RAO em Pitch com incidência de onda a 22,5°.

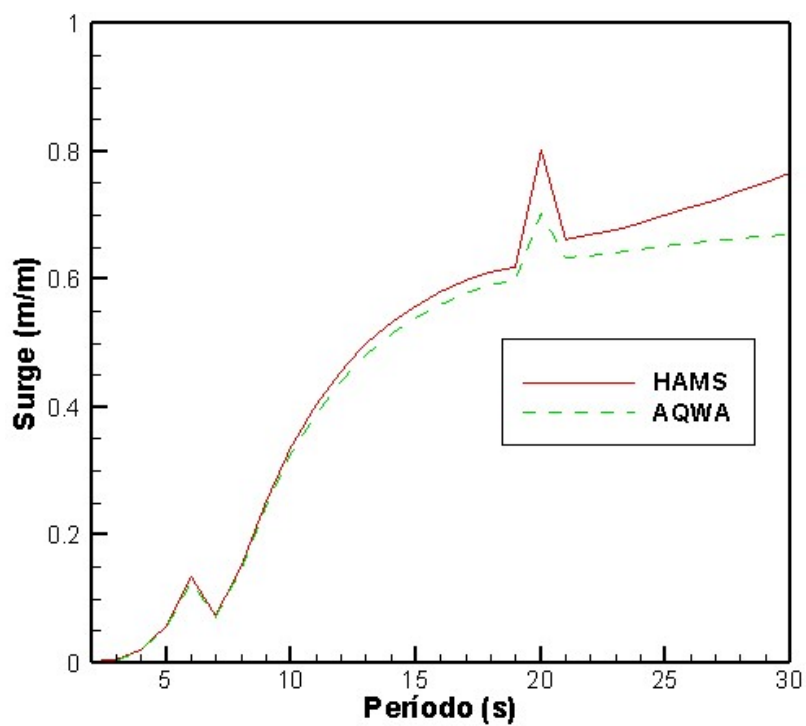


Fonte: Autor, 2023.

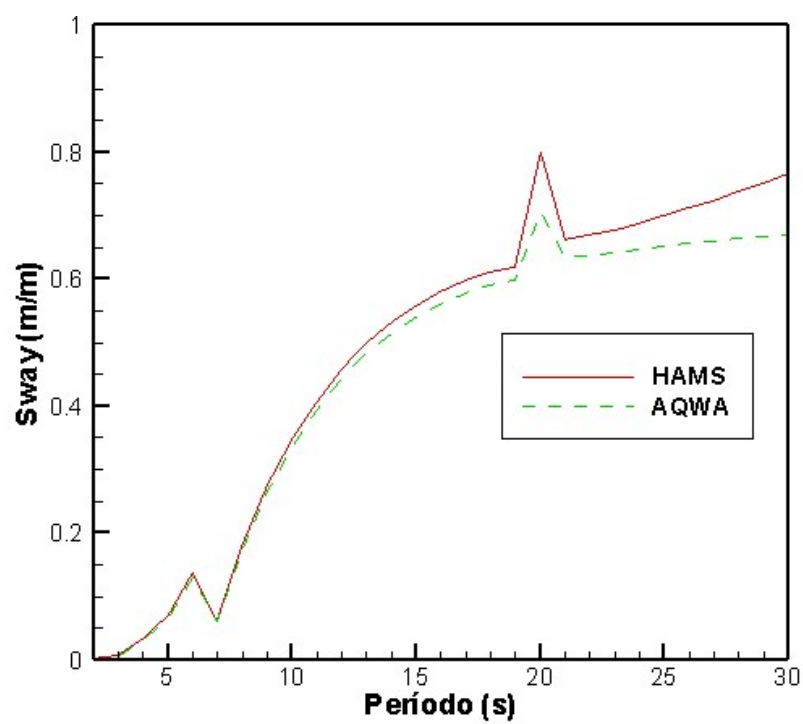
Figura A 9: RAO em Yaw com incidência de onda a 22,5°.



Fonte: Autor, 2023.

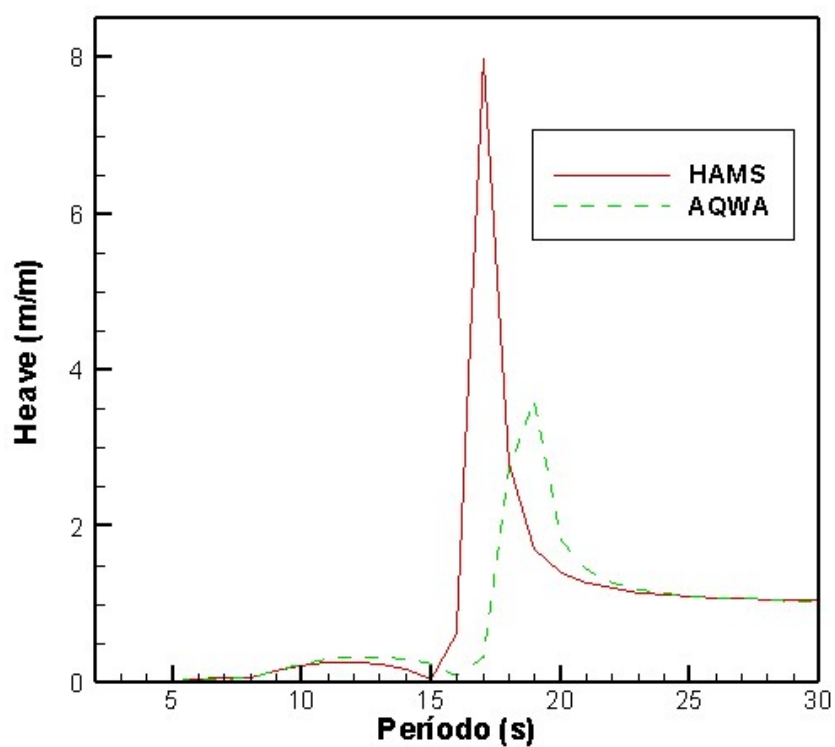
3. RAO com incidência de onda a 45° .Figura A 10: RAO em Surge com incidência de onda a 45° .

Fonte: Autor, 2023.

Figura A 11: RAO em Sway com incidência de onda a 45° .

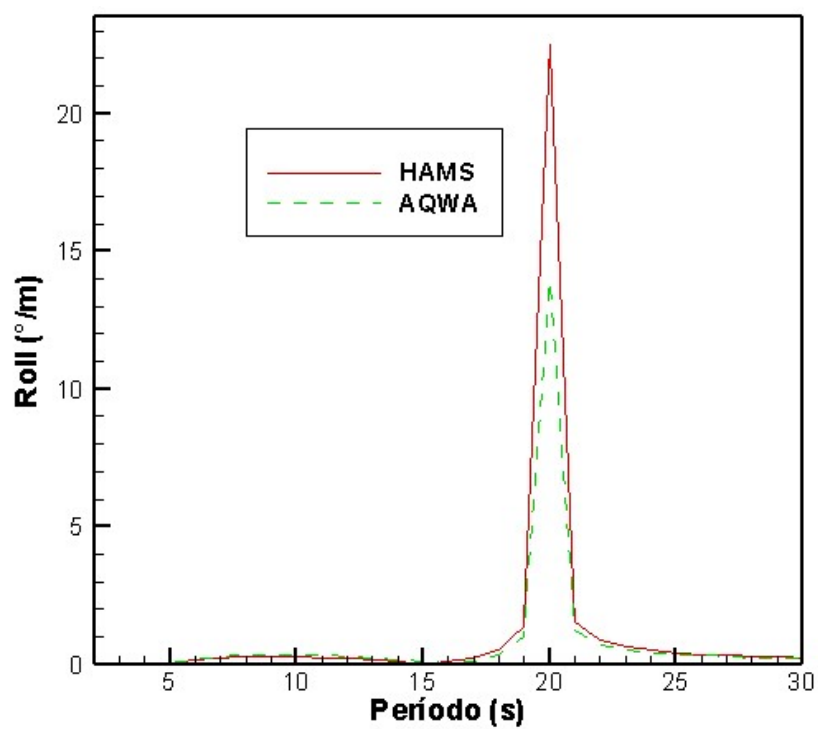
Fonte: Autor, 2023.

Figura A 12: RAO em Heave com incidência de onda a 45°.



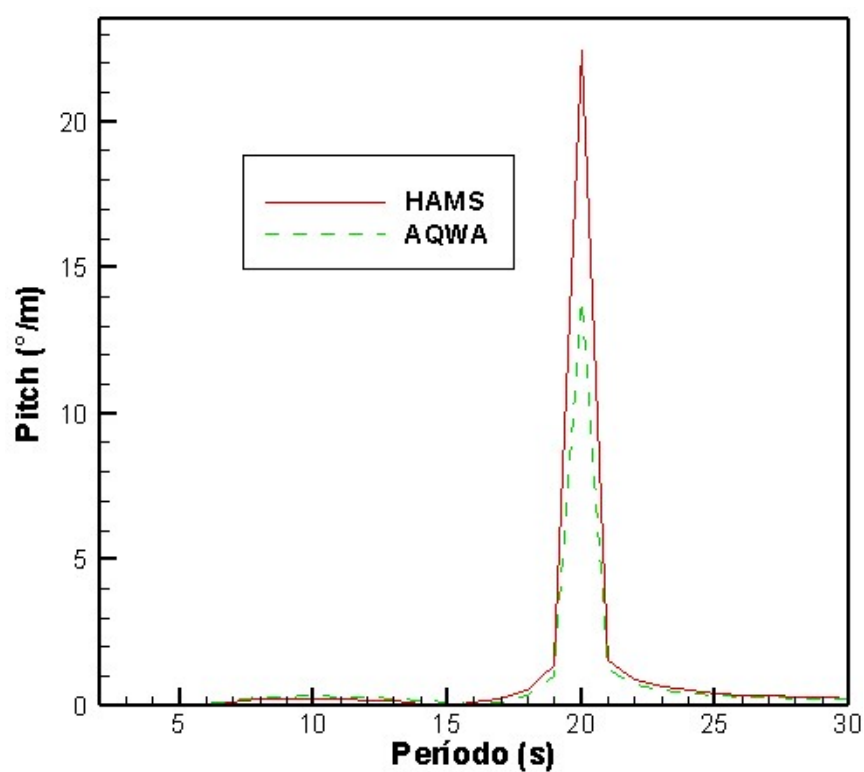
Fonte: Autor, 2023.

Figura A 13: RAO em Roll com incidência de onda a 45°.



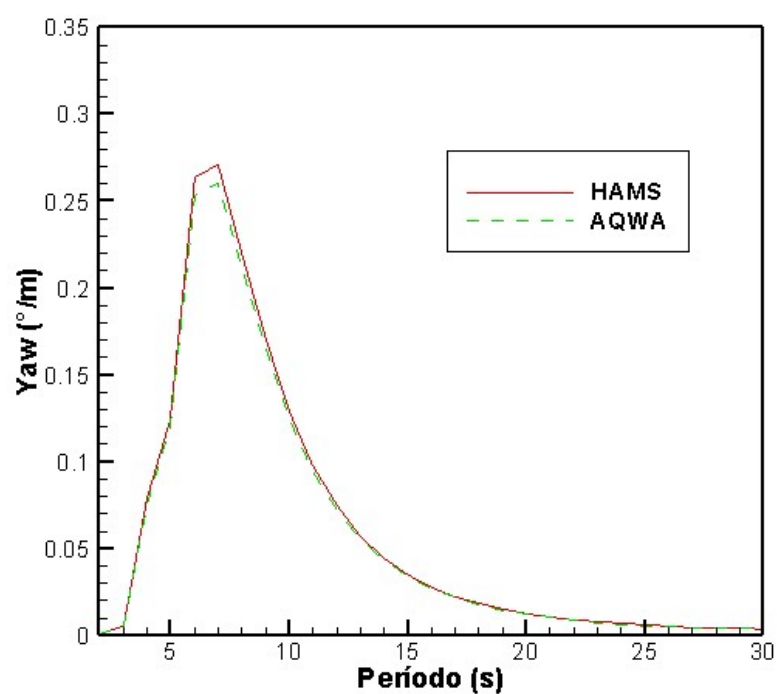
Fonte: Autor, 2023.

Figura A 14: RAO em Pitch com incidência de onda a 45°.

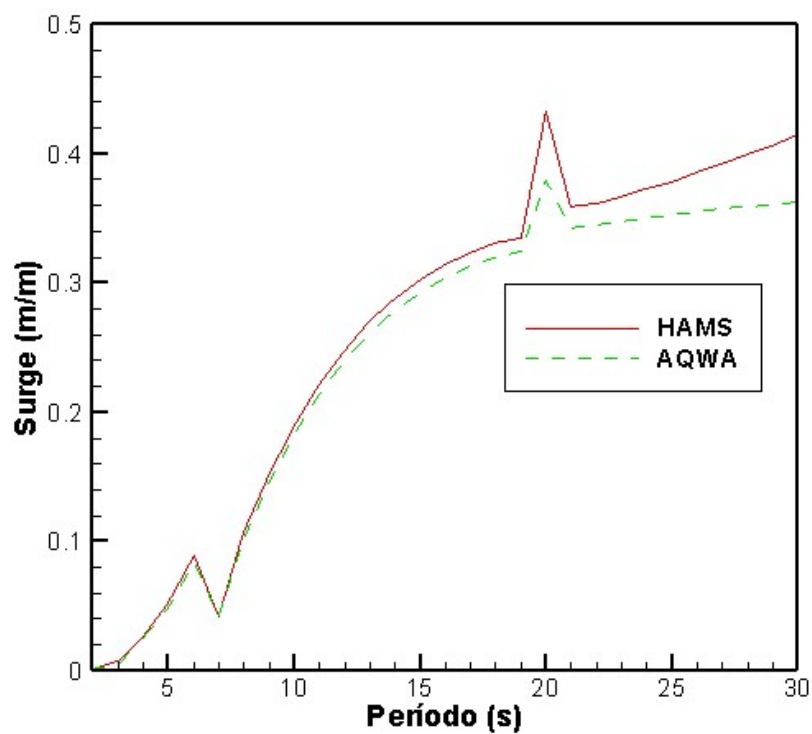


Fonte: Autor, 2023.

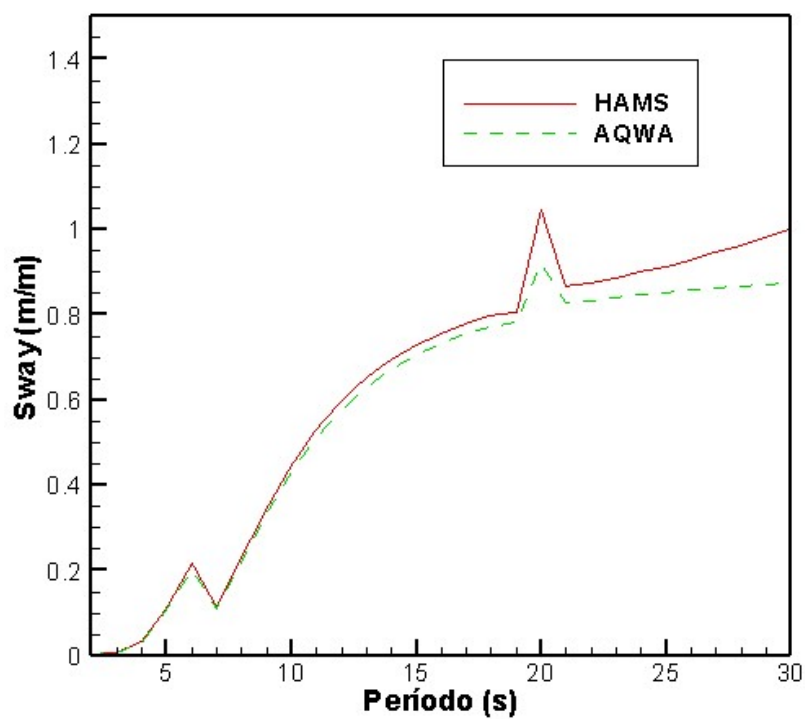
Figura A 15: RAO em Yaw com incidência de onda a 45°.



Fonte: Autor, 2023.

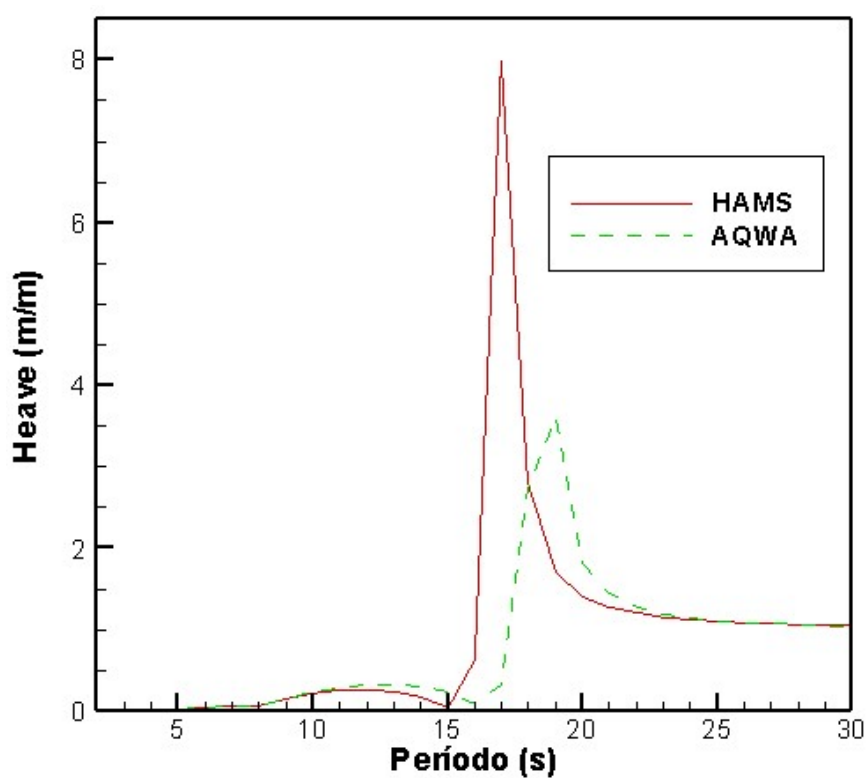
4. RAO com incidência de onda a $67,5^\circ$.Figura A 16: RAO em Surge com incidência de onda a $67,5^\circ$.

Fonte: Autor, 2023.

Figura A 17: RAO em Sway com incidência de onda a $67,5^\circ$.

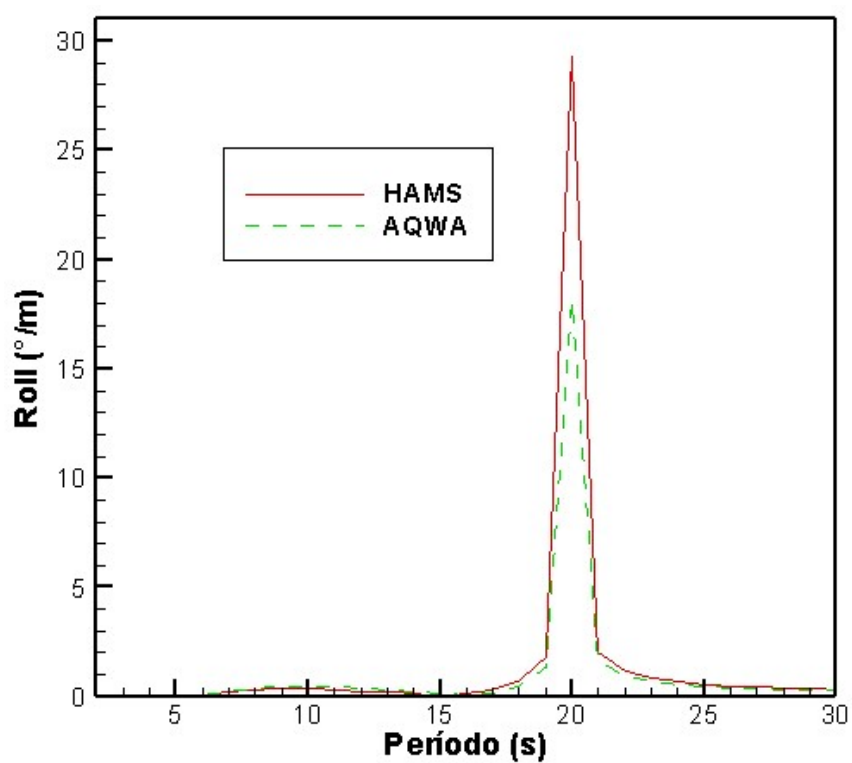
Fonte: Autor, 2023.

Figura A 18: RAO em Heave com incidência de onda a $67,5^\circ$.



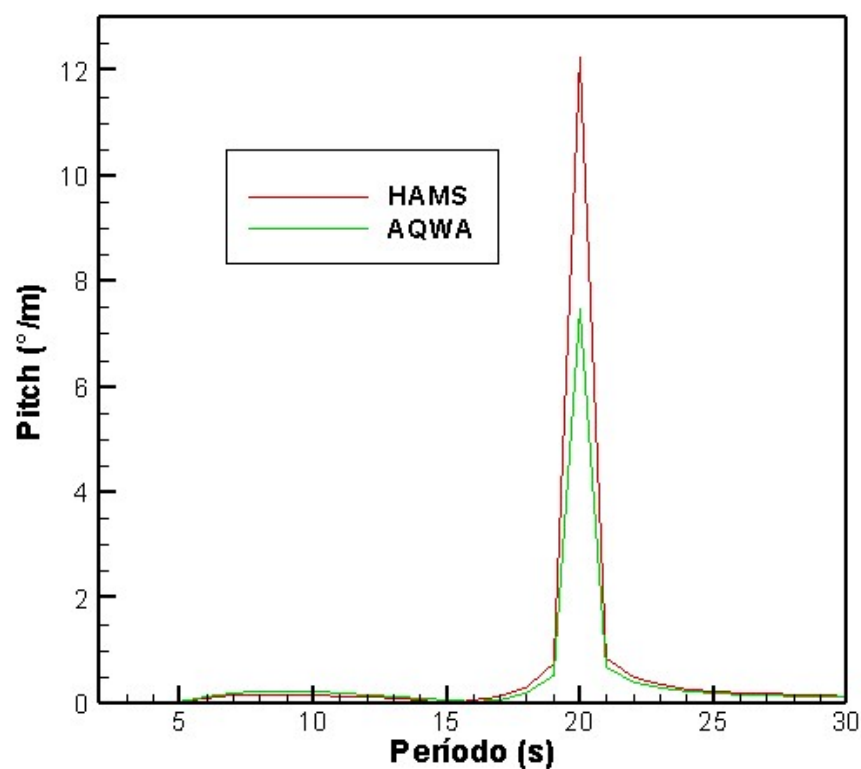
Fonte: Autor, 2023.

Figura A 19: RAO em Roll com incidência de onda a $67,5^\circ$.



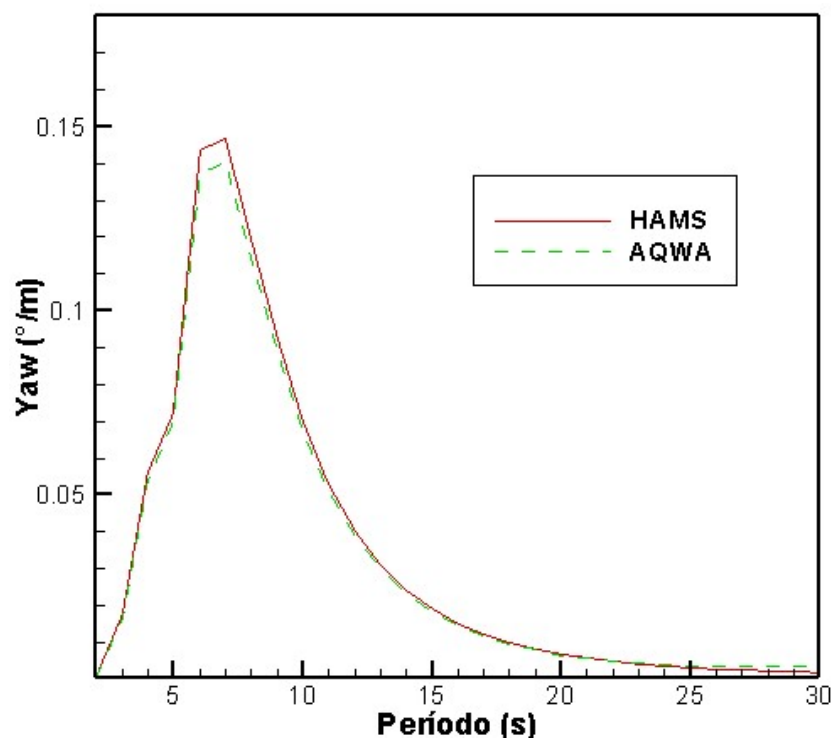
Fonte: Autor, 2023.

Figura A 20: RAO em Pitch com incidência de onda a $67,5^\circ$.

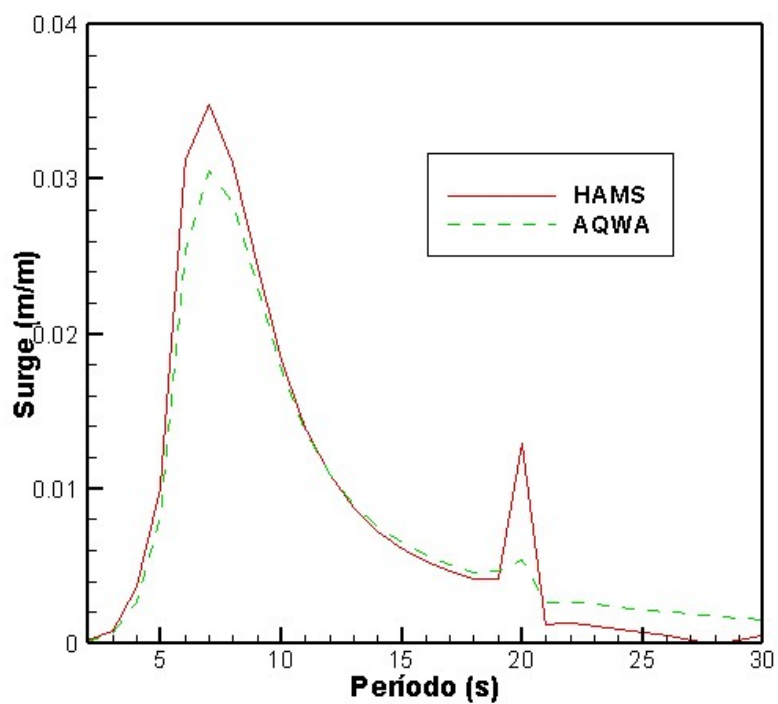


Fonte: Autor, 2023.

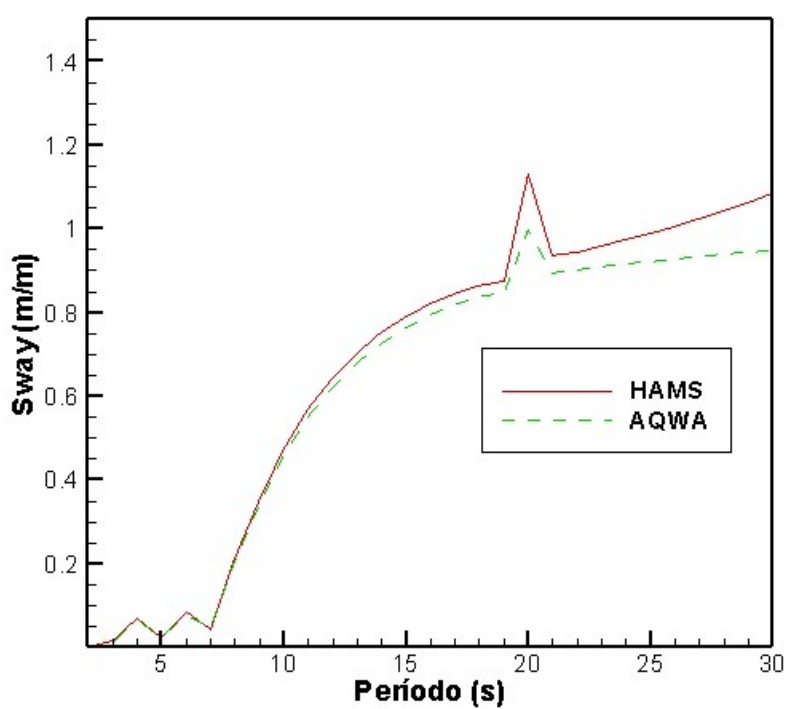
Figura A 21: RAO em Yaw com incidência de onda a $67,5^\circ$.



Fonte: Autor, 2023.

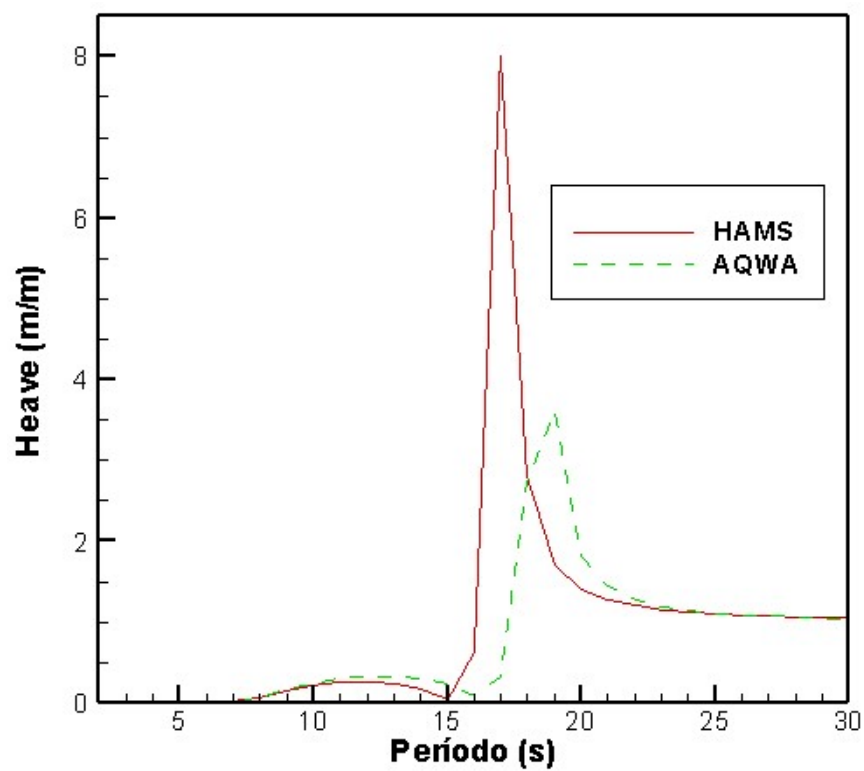
5. RAO com incidência de onda a 90° .Figura A 22: RAO em Surge com incidência de onda a 90° .

Fonte: Autor, 2023.

Figura A 23: RAO em Sway com incidência de onda a 90° .

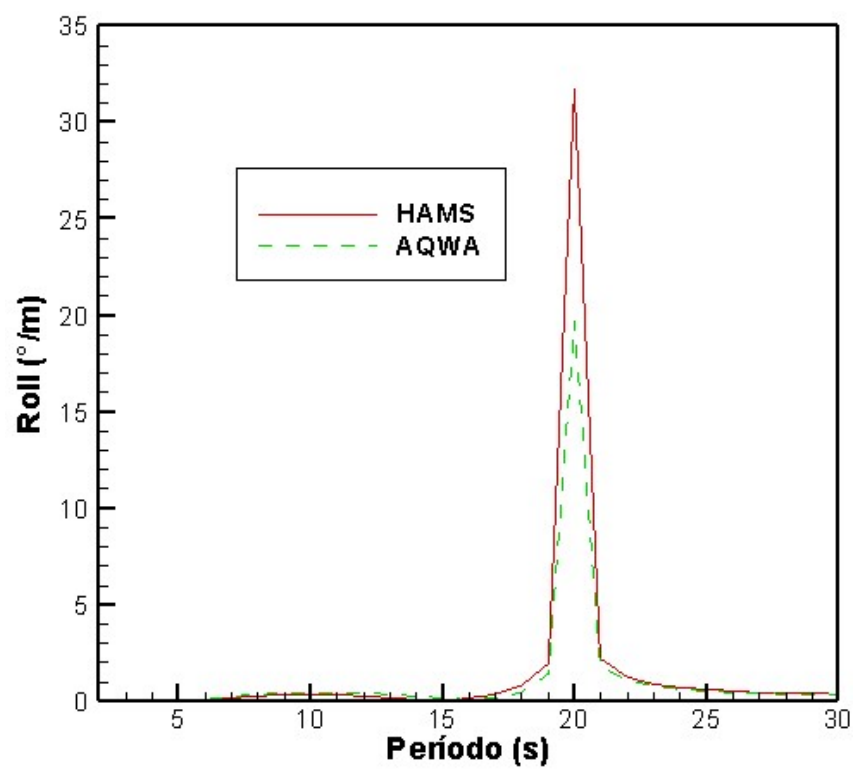
Fonte: Autor, 2023.

Figura A 24: RAO em Heave com incidência de onda a 90° .



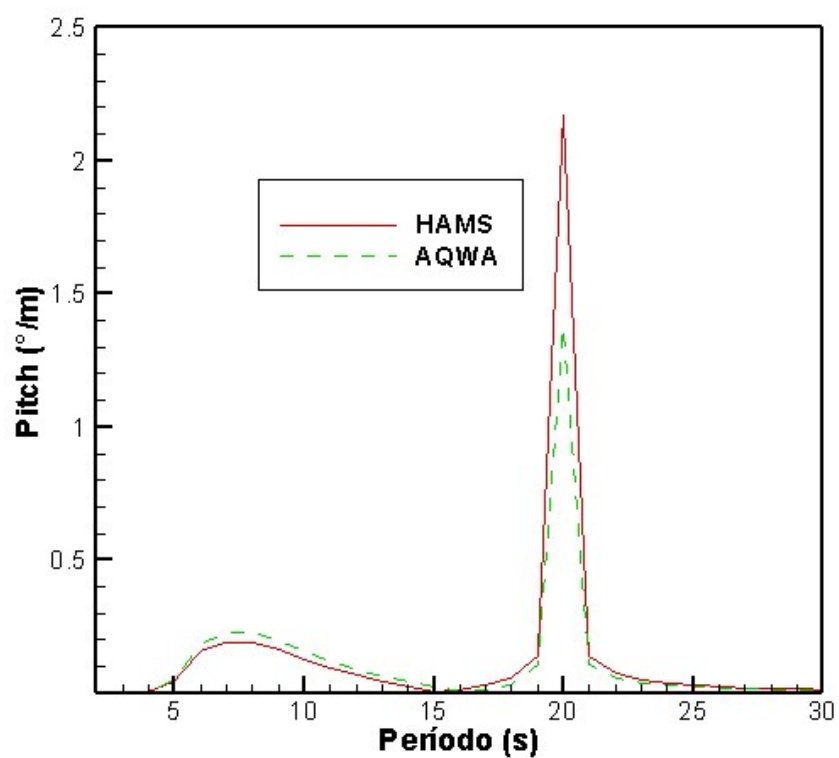
Fonte: Autor, 2023.

Figura A 25: RAO em Roll com incidência de onda a 90° .



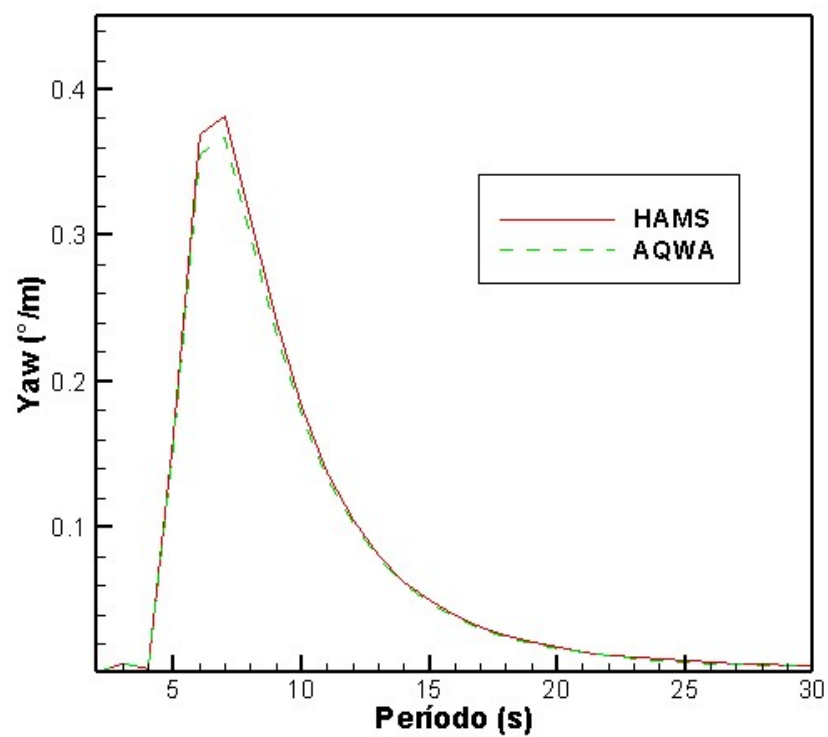
Fonte: Autor, 2023.

Figura A 26: RAO em Pitch com incidência de onda a 90°.

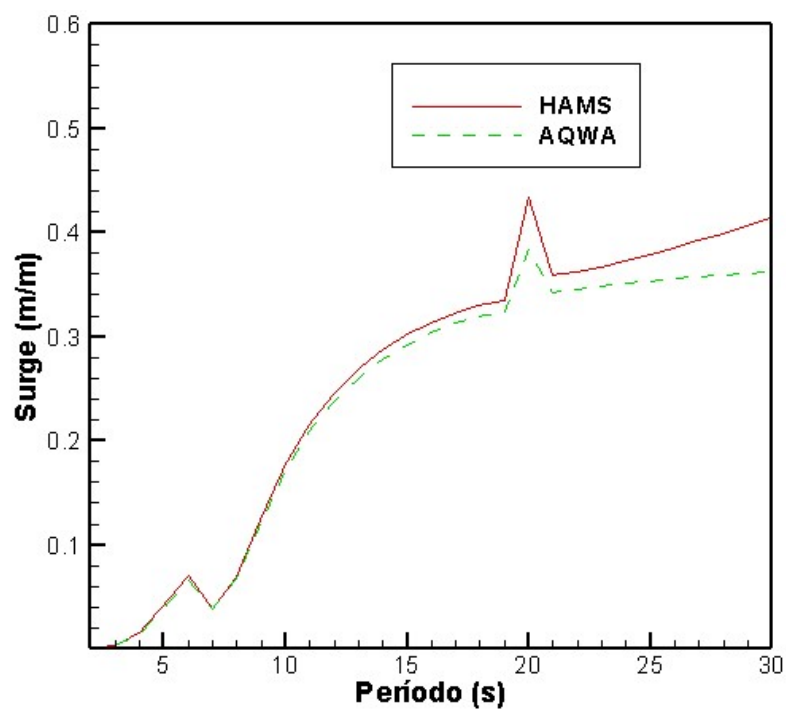


Fonte: Autor, 2023.

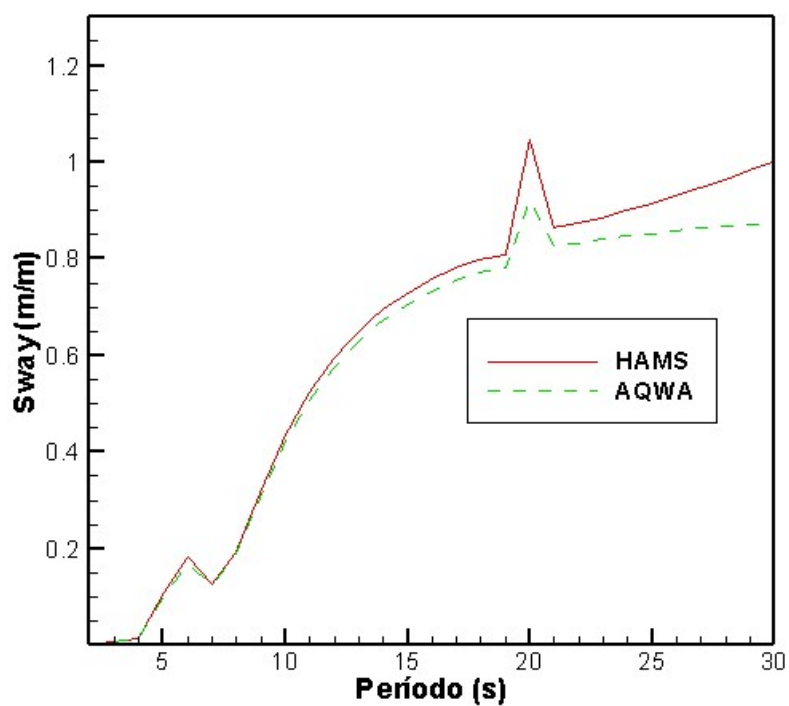
Figura A 27: RAO em Yaw com incidência de onda a 90°.



Fonte: Autor, 2023.

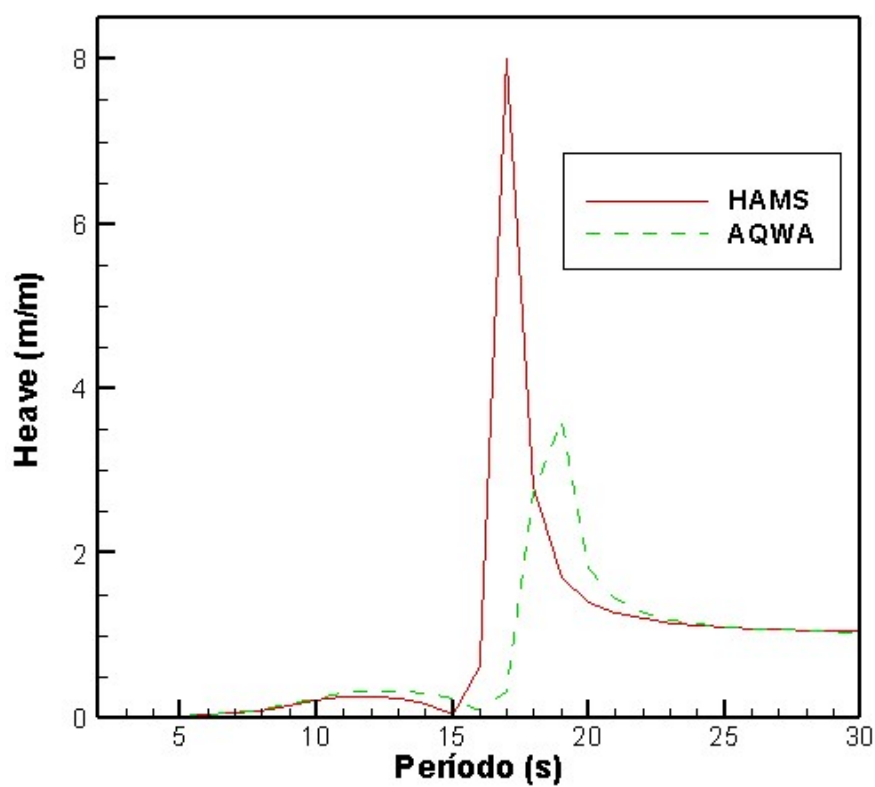
6. RAO com incidência de onda a 112.5° .Figura A 28: RAO em Surge com incidência de onda a $112,5^\circ$.

Fonte: Autor, 2023.

Figura A 29: RAO em Sway com incidência de onda a $112,5^\circ$.

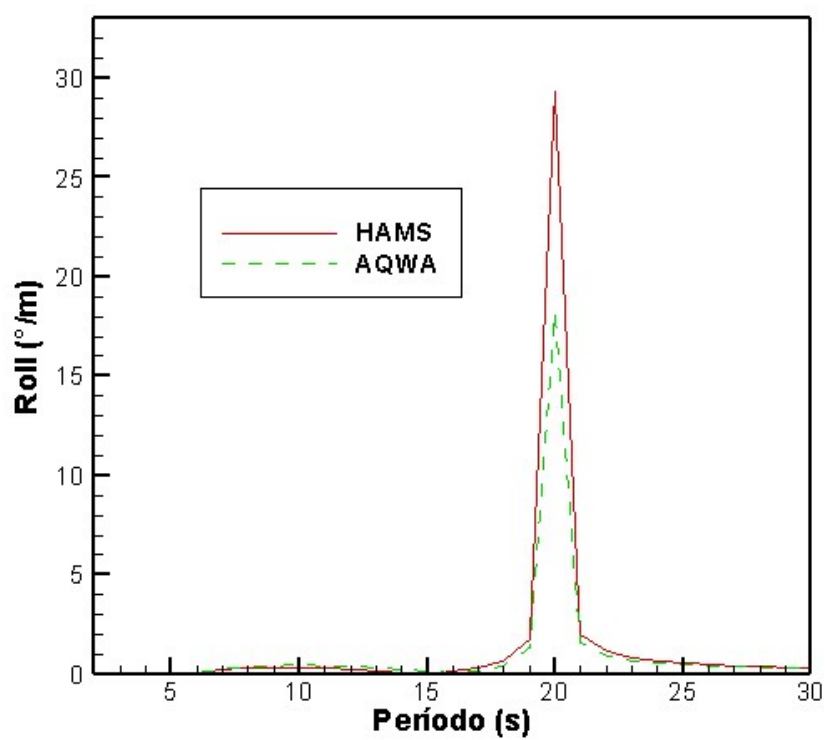
Fonte: Autor, 2023.

Figura A 30: RAO em Heave com incidência de onda a $112,5^\circ$.



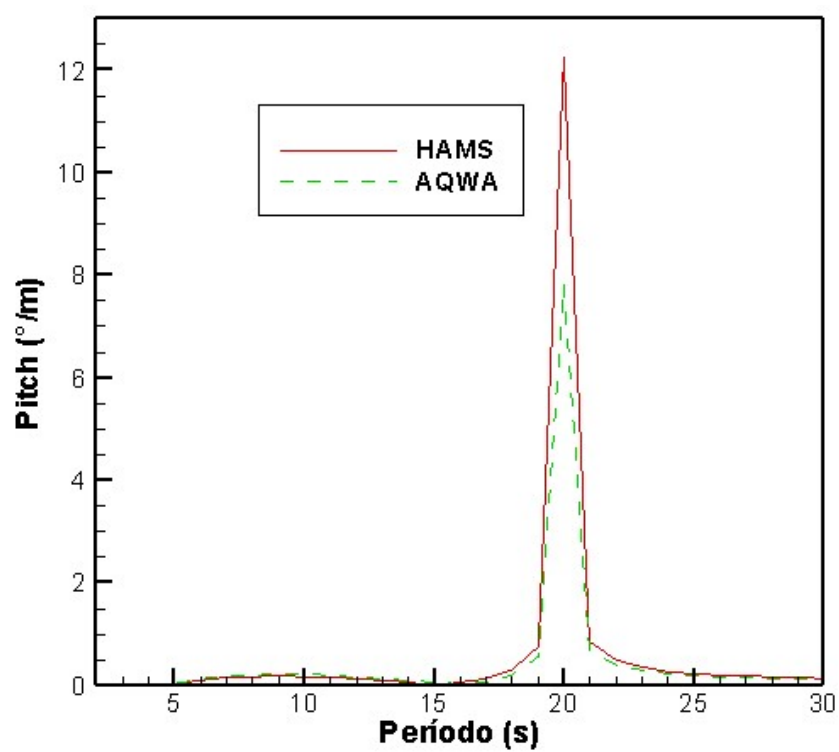
Fonte: Autor, 2023.

Figura A 31: RAO em Roll com incidência de onda a $112,5^\circ$.



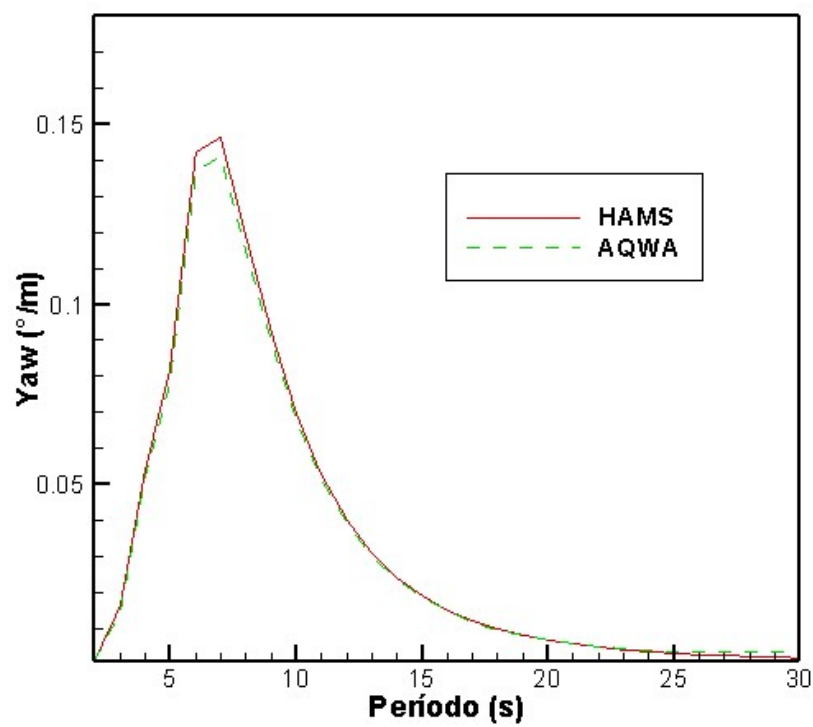
Fonte: Autor, 2023.

Figura A 32: RAO em Pitch com incidência de onda a $112,5^\circ$.

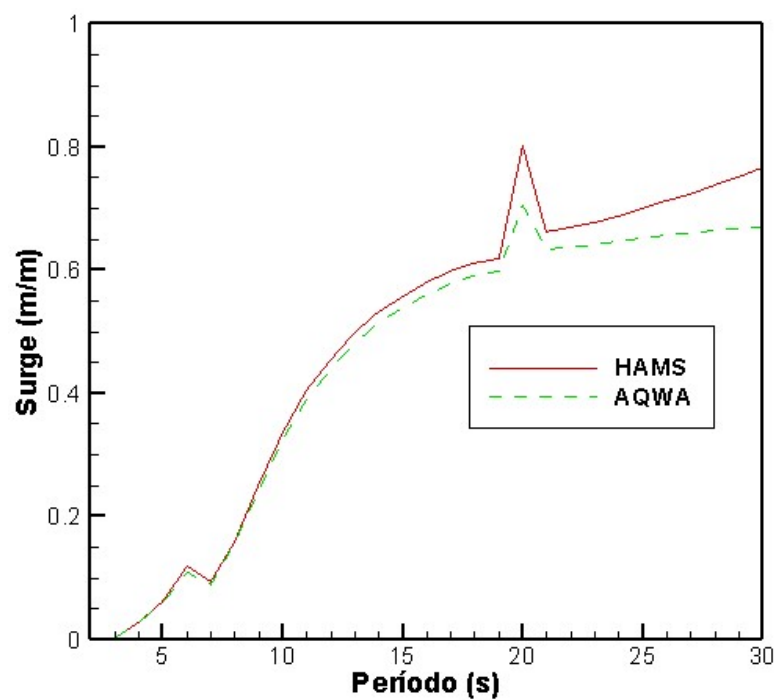


Fonte: Autor, 2023.

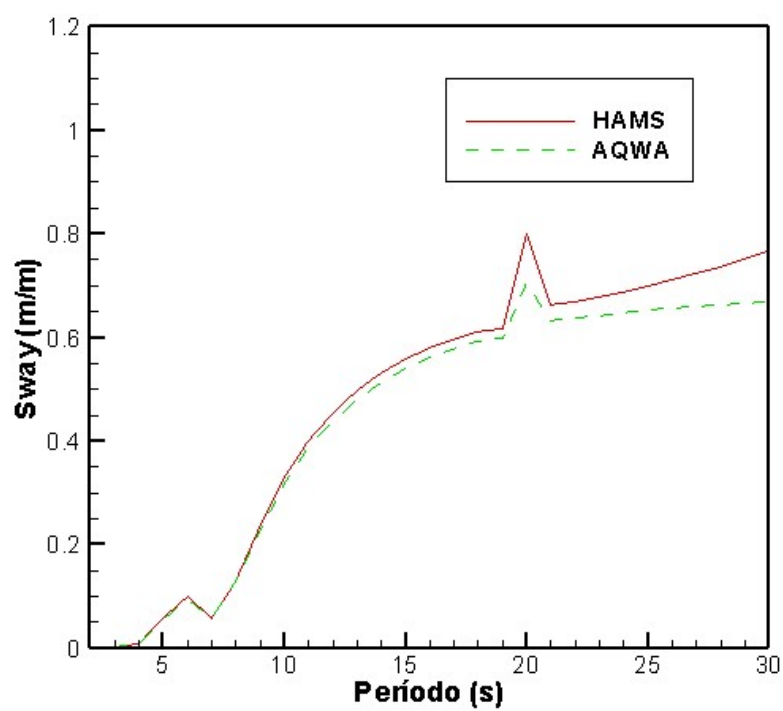
Figura A 33: RAO em Yaw com incidência de onda a $112,5^\circ$.



Fonte: Autor, 2023.

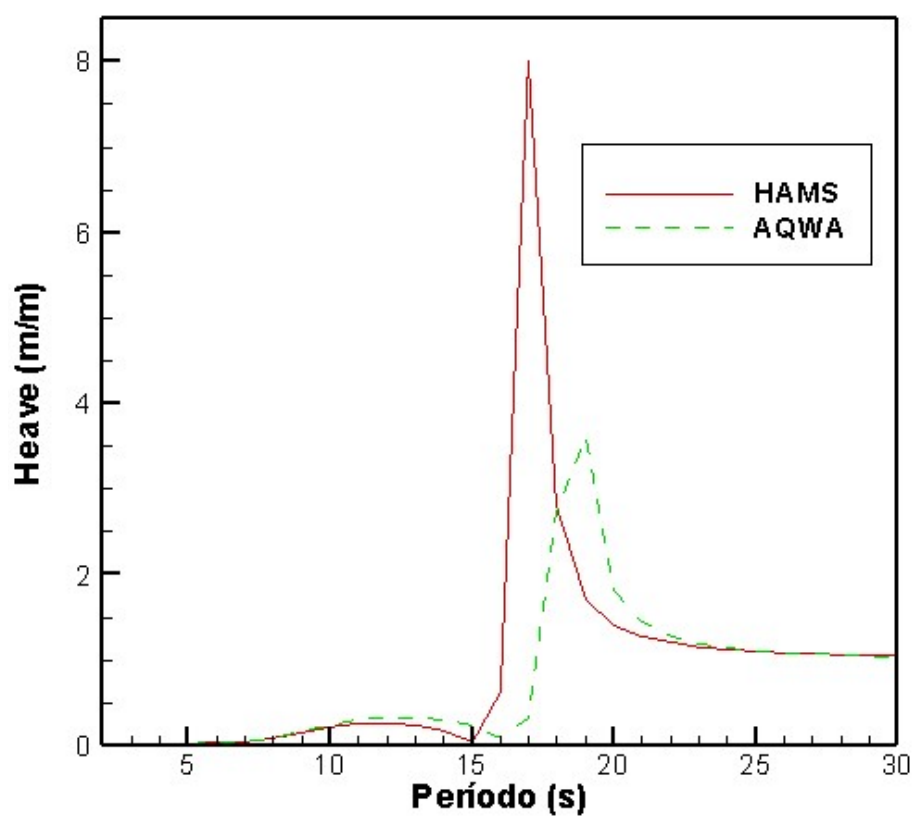
7. RAO com incidência de onda a 135° .Figura A 34: RAO em Surge com incidência de onda a 135° .

Fonte: Autor, 2023.

Figura A 35: RAO em Sway com incidência de onda a 135° .

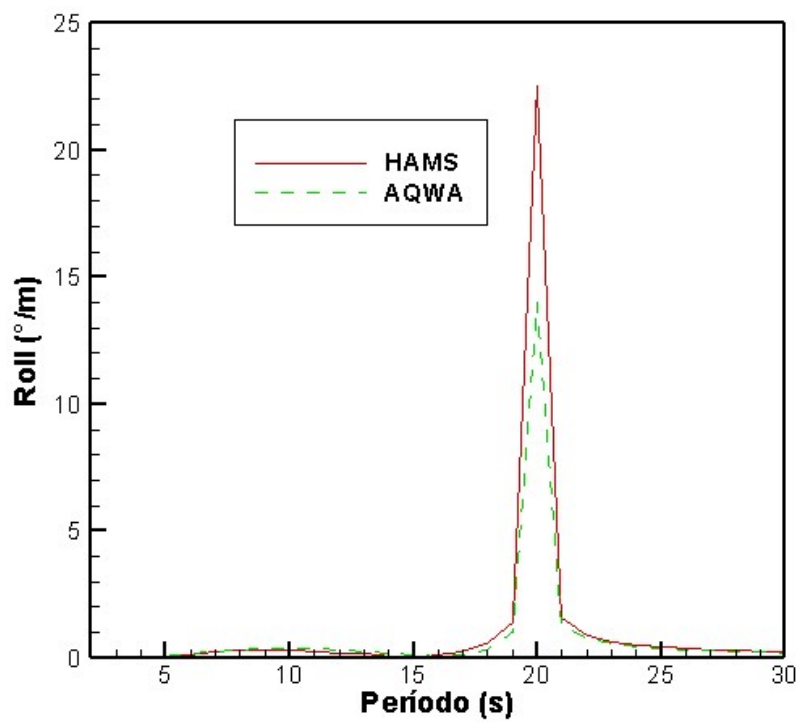
Fonte: Autor, 2023.

Figura A 36: RAO em Heave com incidência de onda a 135°.



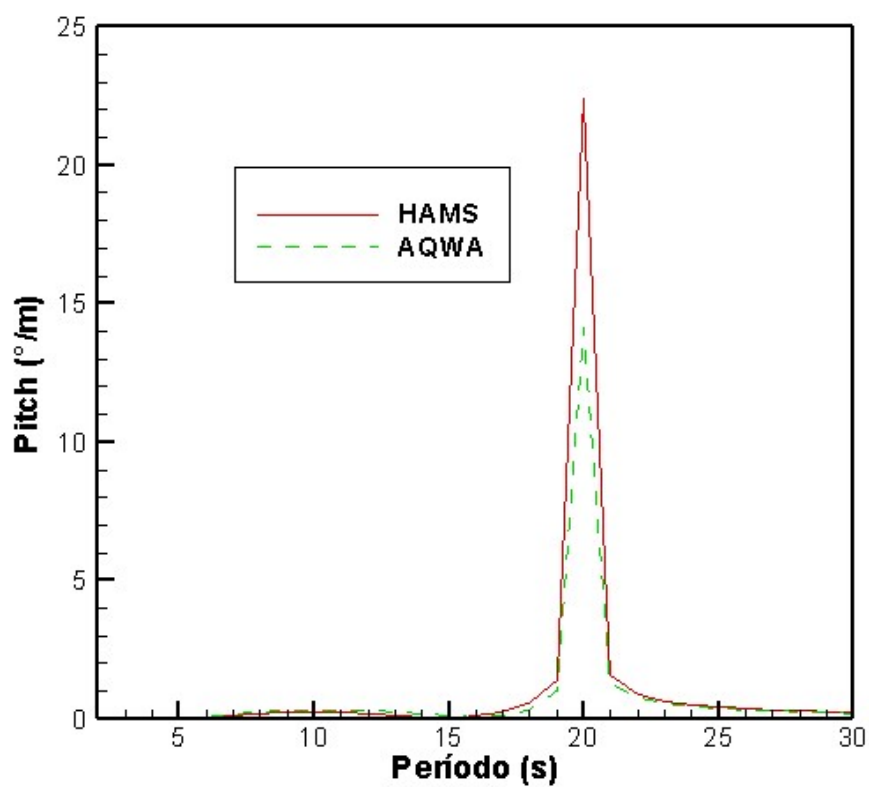
Fonte: Autor, 2023.

Figura A 37: RAO em Roll com incidência de onda a 135°.



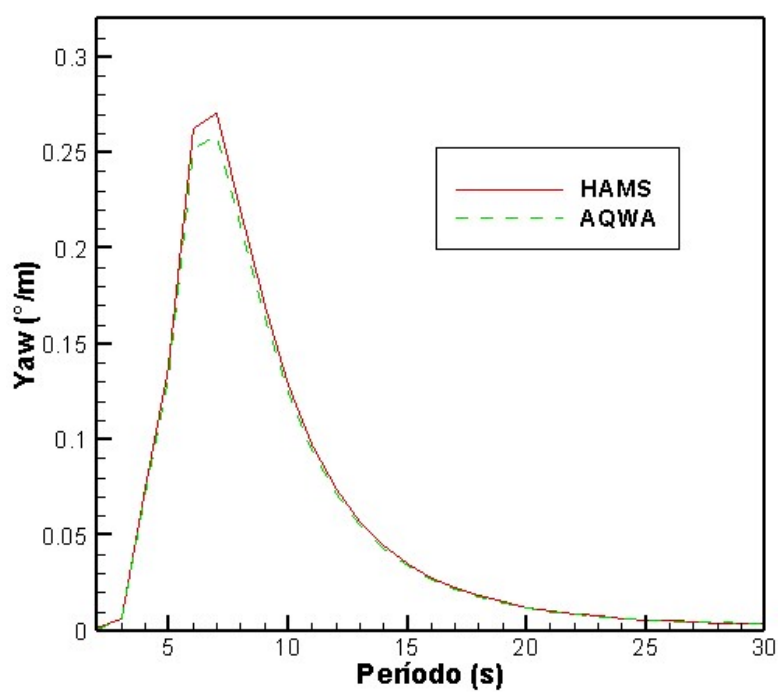
Fonte: Autor, 2023.

Figura A 38: RAO em Pitch com incidência de onda a 135°.

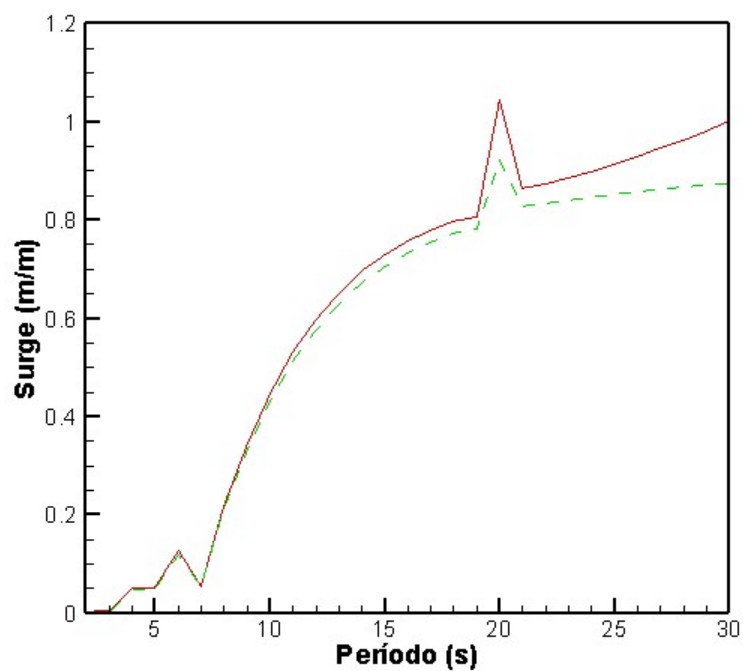


Fonte: Autor, 2023.

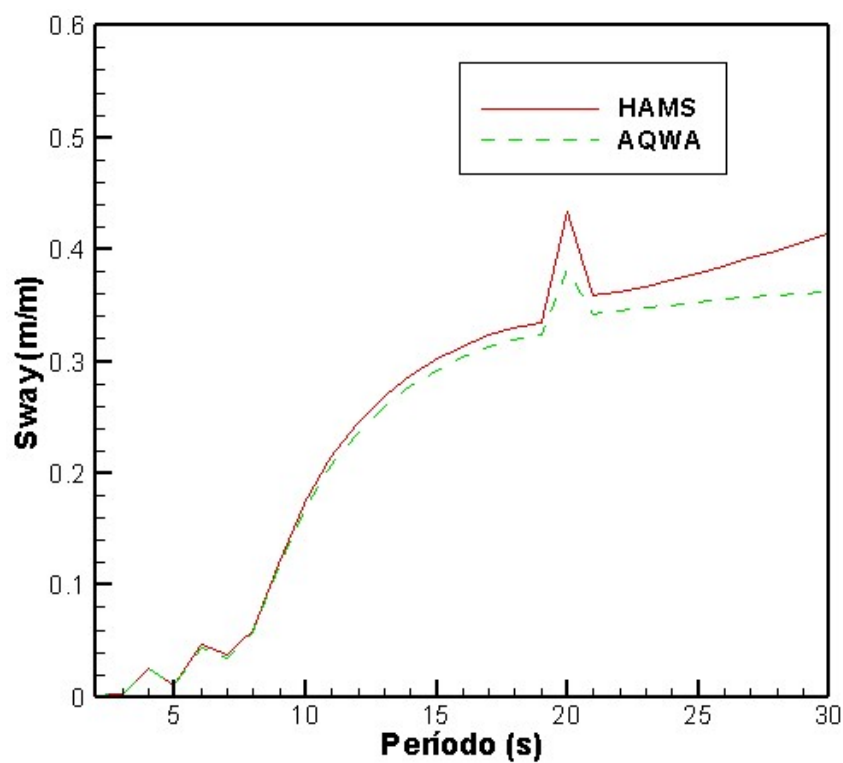
Figura A 39: RAO em Yaw com incidência de onda a 135°.



Fonte: Autor, 2023.

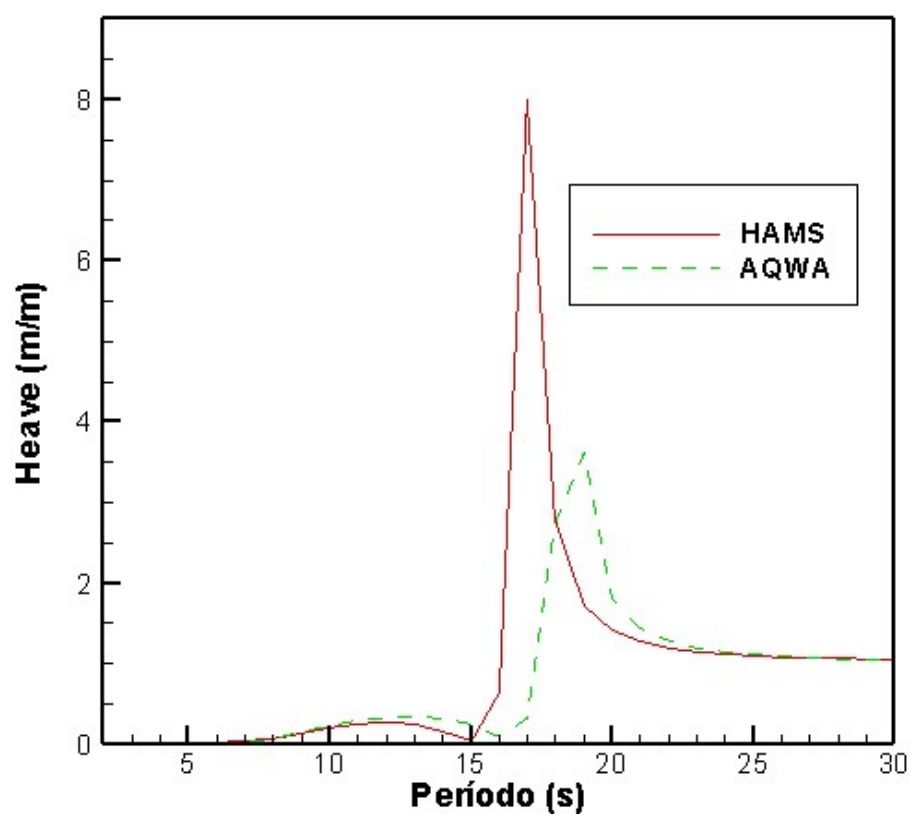
8. RAO com incidência de onda a $157,5^\circ$.Figura A 40: RAO em Surge com incidência de onda a $157,5^\circ$.

Fonte: Autor, 2023.

Figura A 41: RAO em Sway com incidência de onda a $157,5^\circ$.

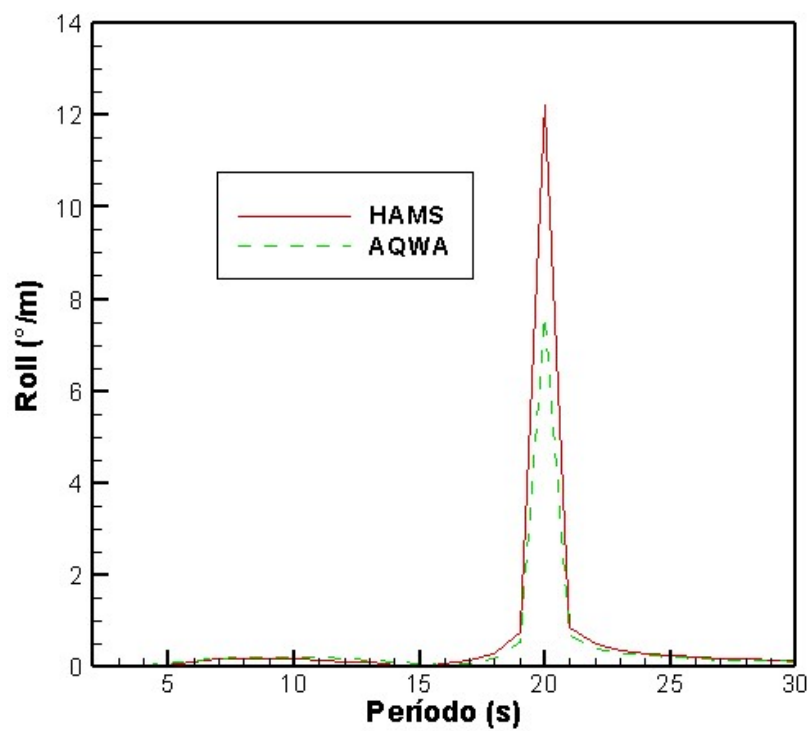
Fonte: Autor, 2023.

Figura A 42: RAO em Heave com incidência de onda a $157,5^\circ$.



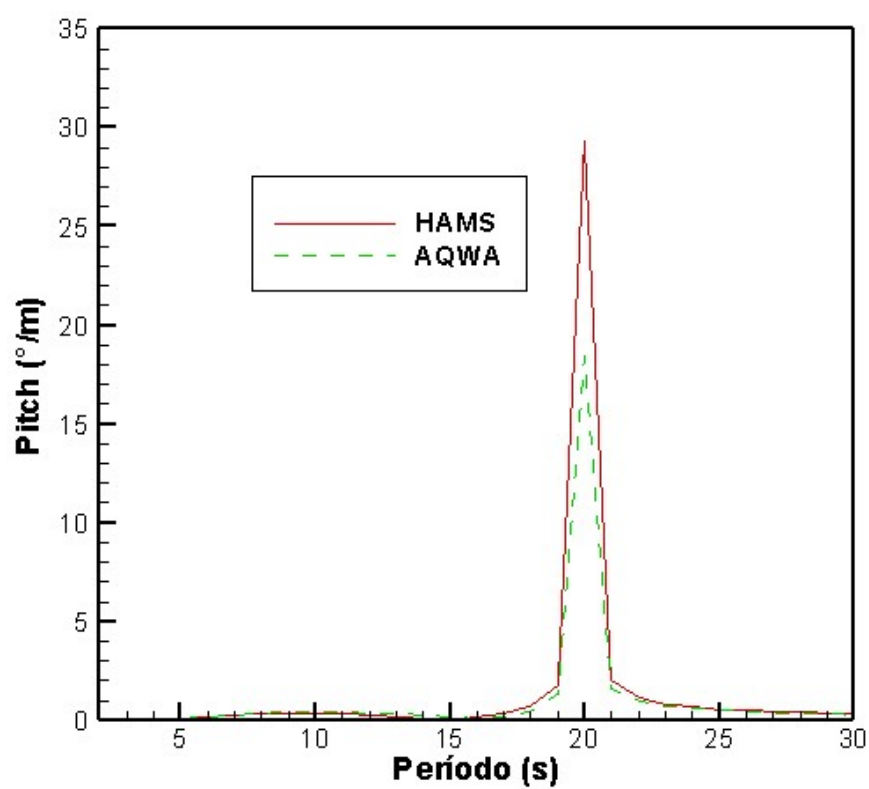
Fonte: Autor, 2023.

Figura A 43: RAO em Roll com incidência de onda a $157,5^\circ$.



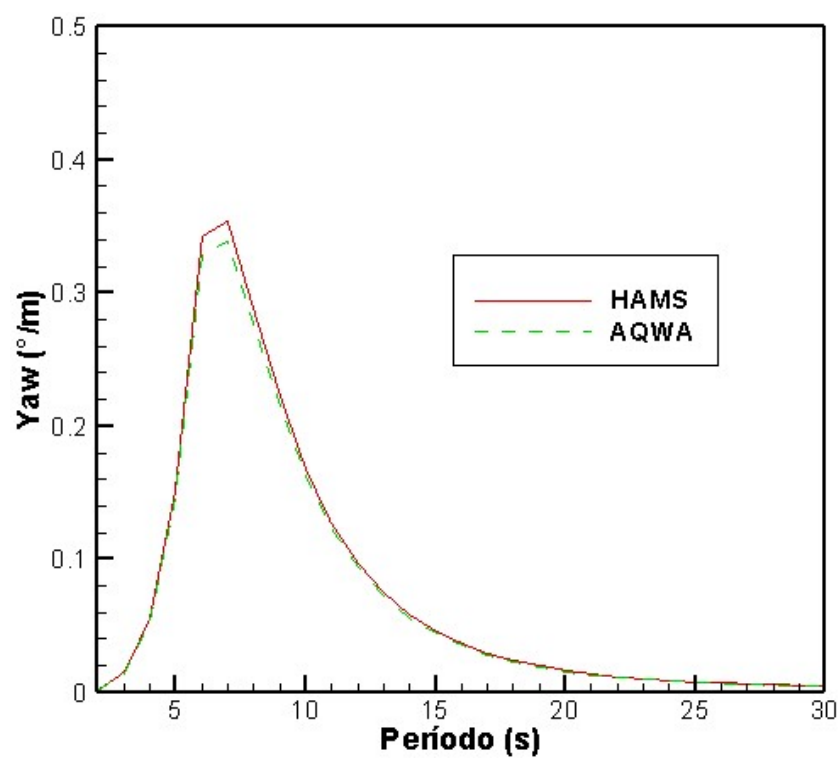
Fonte: Autor, 2023.

Figura A 44: RAO em Pitch com incidência de onda a 157,5°.

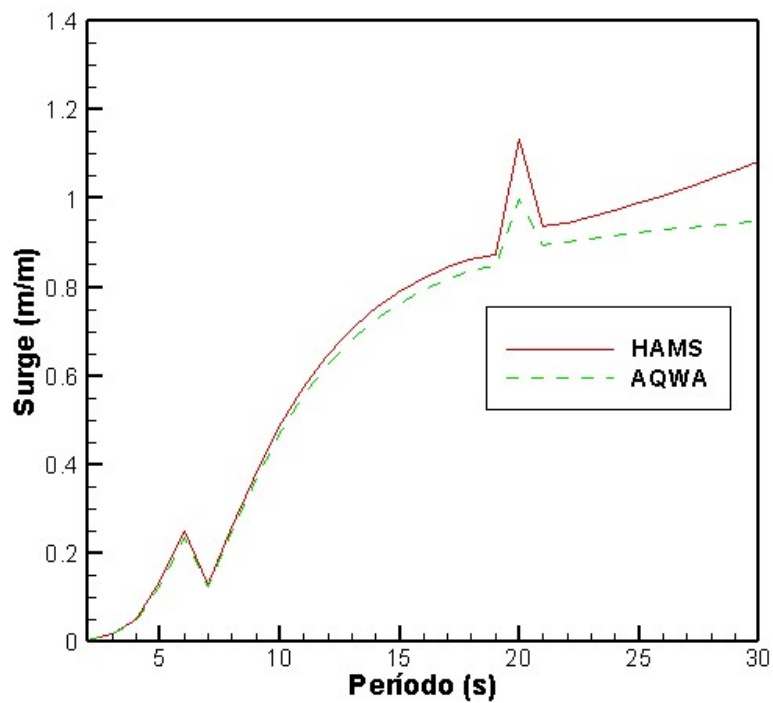


Fonte: Autor, 2023.

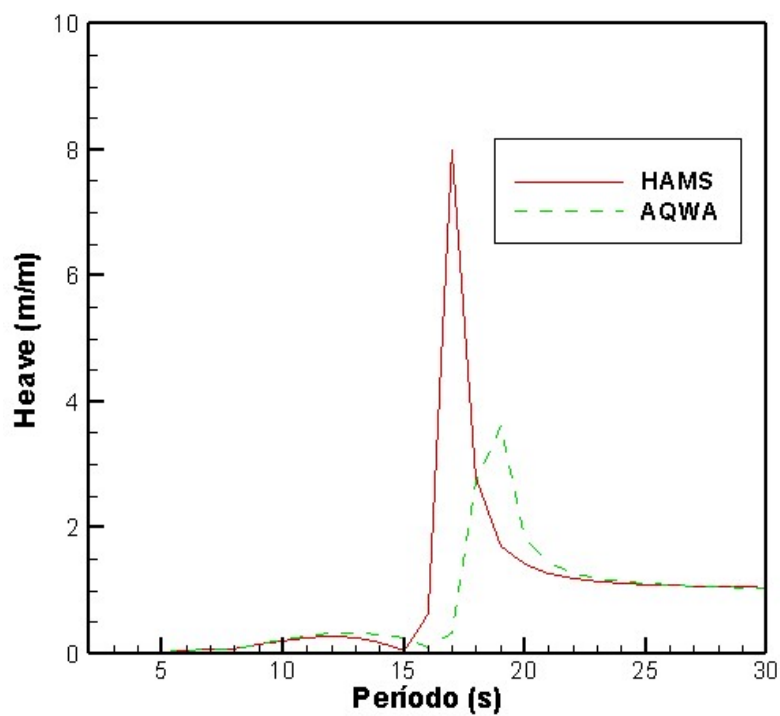
Figura A 45: RAO em Yaw com incidência de onda a 157,5°.



Fonte: Autor, 2023.

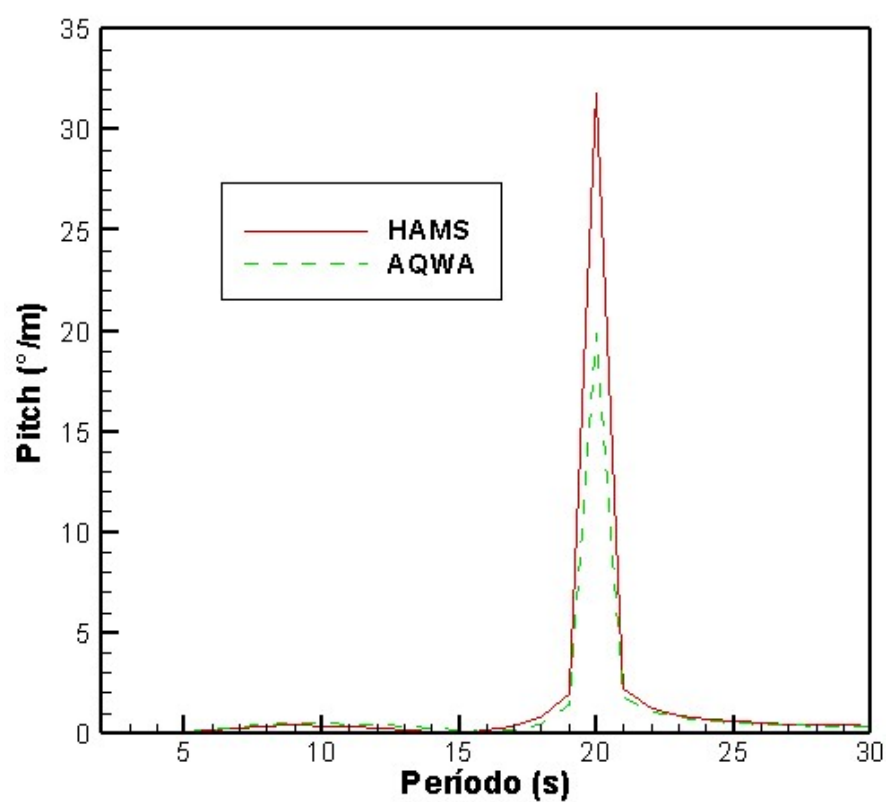
9. RAO com incidência de onda a 180° .Figura A 46: : RAO em Surge com incidência de onda a 180° .

Fonte: Autor, 2023.

Figura A 47: RAO em Heave com incidência de onda a 180° .

Fonte: Autor, 2023.

Figura A 48: RAO em Pitch com incidência de onda a 180°.



Fonte: Autor, 2023.