



PROJETO E COMPORTAMENTO GLOBAL DE UM CORPO FLUTUANTE DO TIPO
TLP SUPORTANDO UMA TURBINA EÓLICA DE 10 MW

Victor de Oliveira Petrus Levy

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Oceânica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Oceânica.

Orientador(es): Paulo de Tarso Themistocles
Esperança
Gilberto Bruno Ellwanger

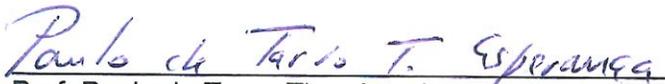
Rio de Janeiro
Junho de 2019

PROJETO E COMPORTAMENTO GLOBAL DE UM CORPO FLUTUANTE DO TIPO
TLP SUPORTANDO UMA TURBINA EÓLICA DE 10 MW

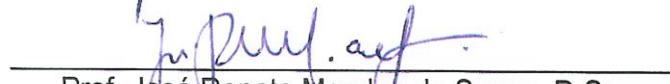
Victor de Oliveira Petrus Levy

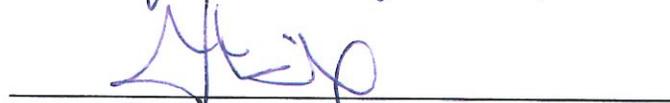
DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA OCEÂNICA.

Examinada por:


Prof. Paulo de Tarso Themistocles Esperança, D.Sc.


Prof. Gilberto Bruno Ellwanger, D.Sc.


Prof. José Renato Mendes de Sousa, D.Sc.


Dr. Paulo Mauricio Videiro, Ph.D.

Levy, Victor de Oliveira Petrus

Projeto e Comportamento Global de um Corpo Flutuante do Tipo TLP Suportando uma Turbina Eólica de 10 MW/
Victor de Oliveira Petrus Levy – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

XVII, 97 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Paulo de Tarso Themistocles Esperança
Gilberto Bruno Ellwanger

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Oceânica, 2019.

Referências Bibliográficas: p. 85-87.

1. Eólica Offshore 1. 2. TLP 2. 3. Aero-Hidrodinâmica. I. Esperança, Paulo de Tarso Themistocles *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Oceânica. III. Título.

Aos meus pais Luiz e Jandira, a minha irmã Isabelle e aos meus Tios Carmem e Jorge

Agradecimentos

À minha mãe Jandira, pelo carinho e apoio durante toda minha jornada.

Ao meu pai Luiz, pelos ensinamentos e pela referência durante a minha trajetória.

À minha irmã Isabelle, pelo suporte e companheirismo.

Aos meus orientadores Paulo de Tarso e Gilberto, pelos conselhos e orientações para a elaboração da dissertação.

Ao American Bureau of Shipping pela oportunidade de cursar o mestrado e pela compreensão durante o curso.

Aos amigos do American Bureau of Shipping, pelos conselhos técnicos e pelas palavras de motivação.

A todos os meus amigos, pelos momentos de alegria que vivemos.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

PROJETO E COMPORTAMENTO GLOBAL DE UM CORPO FLUTUANTE DO TIPO
TLP SUPORTANDO UMA TURBINA EÓLICA DE 10 MW

Victor de Oliveira Petrus Levy

Junho/2019

Orientadores: Paulo de Tarso Themistocles Esperança
Gilberto Bruno Ellwanger

Programa: Engenharia Oceânica

Nas últimas décadas, a busca por soluções de projeto para a geração de energia eólica vem crescendo e superando barreiras como a do mar. Alternativas de projeto como turbinas eólicas flutuantes que até o século passado eram desconhecidas, hoje já apresentam projetos maduros e em plena operação.

O presente trabalho apresenta o projeto de uma turbina eólica offshore do tipo TLP, os critérios de projeto e as análises pertinentes para a verificação do projeto de acordo com critérios pré-estabelecidos. A estrutura do tipo TLP é composto por três pontoons e uma coluna central e a turbina eólica objeto de análise é a DTU com capacidade instalada de 10 MW.

Para as análises hidrodinâmicas da turbina eólica offshore, o software Ansys AQWA foi utilizado e para as análises aerodinâmicas o software Aerodyn do NREL foi utilizado.

Avaliando o atendimento aos critérios a partir dos resultados das diversas análises realizadas, foi possível obter um melhor entendimento do comportamento global de uma turbina eólica offshore do tipo TLP para os cenários ambientais propostos.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

DESIGN AND GLOBAL PERFORMANCE ANALYSIS OF A 10 MW FLOATING WIND
TURBINE SUPPORTED BY AN TLP STRUCTURE

Victor de Oliveira Petrus Levy

June/2019

Advisors: Paulo de Tarso Themistocles Esperança
Gilberto Bruno Ellwanger

Department: Ocean Engineering

On the last decades the research of design solutions for wind energy generation systems have been growing and former barriers such as the sea have been broken. Design alternatives such as offshore wind turbines that until the end of last century were not known, today provide an array of mature projects that are in full operation.

The current work presents the design of a floating offshore wind turbine supported by an TLP floating structure, the design criteria and the associated analysis the verify those criteria. The TLP floating structure is composed of three pontoons and on main column, the wind turbine selected for the design is the DTU 10MW turbine.

For the hydrodynamic analysis the Ansys AQWA software have been considered and for the aerodynamics analysis the Aerodyn software from NREL has been used.

Assessing the pre-established design criteria compliance through the results of the various analyses performed, it was possible to obtain a deeper understanding of the global behavior of a TLP type floating offshore wind turbine for the environmental cases proposed.

Sumário

1	Introdução	1
1.1	A Energia Eólica.....	1
1.2	A Energia Eólica Offshore	2
1.3	Turbinas Flutuantes Offshore	3
1.3.1	Projetos Maduros de Turbinas Eólicas Flutuantes.....	6
1.4	Objetivo da Dissertação	7
2	Teoria.....	9
2.1	Hidrodinâmica de um Corpo Flutuante Estacionário.....	9
2.1.1	A equação de movimentos no domínio da frequência	9
2.1.2	O problema de valor de contorno	15
2.1.3	Teoria Potencial de Segunda Ordem	18
2.2	Aerodinâmica da Turbina Eólica.....	21
2.2.1	Teoria do momentum unidimensional.....	21
2.2.2	Teoria de Momentum de Elemento de Pá	22
2.2.3	Método Generalizado de Esteira Dinâmica	28
2.3	Métodos para solução analítica	31
2.3.1	Análise no domínio da frequência	31
2.3.2	Análise no domínio do tempo	31
3	Projeto da Turbina Eólica Flutuante	33
3.1	Critérios de Projeto	34
3.2	A Turbina Eólica.....	35
3.3	A Estrutura Flutuante	37
3.4	O Sistema de Ancoragem do Tipo TLP	39
3.5	Resumo da turbina eólica Flutuante	41
4	Análise Hidrostática e Hidrodinâmica no Domínio da Frequência.....	43
4.1	Estabilidade Hidrostática.....	43
4.2	Resultados de Primeira Ordem da Análise Hidrodinâmica	46
4.2.1	Forças de Excitação.....	47

4.2.2	Massa Adicional	48
4.2.3	Amortecimento Potencial	49
4.2.4	Amortecimento Viscoso.....	50
4.2.5	RAO de Primeira Ordem	52
4.2.6	Períodos Naturais	53
5	Análise Dinâmica no Domínio do Tempo.....	57
5.1	Teste de Decaimento	58
5.2	Teste de Vento Constante.....	63
5.3	Análise Semi-Acoplada em Ondas Irregulares e Vento Turbulento	66
5.3.1	Análise de Movimentos da TEF-TLP	70
5.3.2	Análise de Acelerações em pontos da TEF-TLP	73
5.3.3	Análise de Air-Gap da TEF-TLP	74
5.3.4	Análise do Sistema de Ancoragem do tipo TLP	76
6	Conclusões e Desenvolvimentos Futuros.....	82
6.1	Resumo e Conclusão	82
6.2	Trabalhos Futuros	83
7	Referências Bibliográficas	85
	Apêndice A – Modelo do AQWA	88
	Apêndice B – Fluxograma de Utilização dos Softwares.....	97

Lista de Figuras

Figura 1-1 – Evolução do tamanho e da capacidade instalada das turbinas eólicas [3]	2
Figura 1-2 – Previsão da capacidade total instalada de energia eólica offshore até 2030 [5]	3
Figura 1-3 – Tipos de Estruturas Flutuantes para geração de Energia eólica offshore [7]	6
Figura 1-4 – Protótipos Windfloat 1 a esquerda e Hywind a direita [9]	7
Figura 2-1 – Definições dos movimentos do corpo flutuante	9
Figura 2-2 – Domínio do problema de valor de contorno	16
Figura 2-3 - Exemplo de sinal de resposta nos fenômenos de springing e ringing [14]	18
Figura 2-4 – Variações da pressão e da velocidade do vento no plano longitudinal do rotor da turbina eólica	22
Figura 2-5 – Segmentos anulares considerados na teoria BEM [15]	23
Figura 2-6 – Escoamento de vento e forças nos elementos de pá [15]	24
Figura 2-7 - Padrão de esteira helicoidal devido a efeitos de ponta de pá	26
Figura 2-8 – Correção de Glauert [15]	28
Figura 2-9 – Comparação entre os métodos GDW e BEM	30
Figura 3-1 – Sistema de coordenadas e graus de liberdade da TEF-TLP	33
Figura 3-2 – Turbina eólica DTU 10MW	35
Figura 3-3 – Potência da DTU 10-MW em função da velocidade do vento	36
Figura 3-4 – Ilustração das variações paramétricas propostas por Bachynski [22]	37
Figura 3-5 – Estrutura Flutuante do Tipo TLP	38
Figura 3-6 – Modelo no AQWA acoplado da estrutura flutuante e dos tendões	41
Figura 3-7 – Vista em perspectiva da TEF-TLP	42
Figura 4-1 – Condição de Flutuação da TEF-TLP pré-operação	45
Figura 4-2- Curva de braço de endireitamento (GZ) na condição de pré-operação	45
Figura 4-3 – Definição da direção de incidência das forças ambientais	46
Figura 4-4 – Forças e Momentos de excitação	47
Figura 4-5 – Massa adicional	48
Figura 4-6 Amortecimento Potencial	49
Figura 4-7 RAOs de Yaw (90 graus) e Surge (0 graus) com e sem amortecimento	51
Figura 4-8 RAOs de Primeira Ordem	52
Figura 4-9 – Visualização gráfica do cálculo dos períodos naturais da TEF-TLP	54
Figura 5-1 Teste de decaimento de surge	59
Figura 5-2 Teste de decaimento de sway	60
Figura 5-3 Teste de decaimento de heave	60

Figura 5-4 Teste de decaimento de roll.....	61
Figura 5-5 Teste de decaimento de pitch.....	61
Figura 5-6 Teste de decaimento de yaw.....	62
Figura 5-7 – Variação temporal do ângulo de passo, rotação do rotor, empuxo, torque, surge e pitch para vento constante de 11,4 m/s.....	64
Figura 5-8 Resultados do teste de vento constante para velocidades de vento entre 4 m/s e 24 m/s.....	65
Figura 5-9 – Comparativo entre o espectro Kaimal (IEC) e o espectro NPD (API).....	67
Figura 5-10 – Localização de campos potenciais para a produção de energia eólica offshore na Europa.....	68
Figura 5-11 – Definição de incidência de onda e vento.....	70
Figura 5-12 – Movimento de surge para o caso EX com ondas e ventos a 0°.....	70
Figura 5-13 - Movimento de pitch para o caso EX com ondas e ventos a 0°.....	71
Figura 5-14 Movimento de Surge para os diversos casos analisados.....	71
Figura 5-15 Movimento de Pitch para os diversos casos analisados.....	72
Figura 5-16 Aceleração horizontal no eixo do rotor para o caso EX com ondas e ventos a 0°.....	73
Figura 5-17 Aceleração vertical no eixo do rotor para o caso EX com ondas e ventos a 0°.....	73
Figura 5-18 Air-gap para o caso EX com ondas e ventos a 0°.....	75
Figura 5-19 Air-gap para o caso OP3 com ondas e ventos a 0°.....	75
Figura 5-20 Mapa de Air-gap do convés principal da coluna central.....	76
Figura 5-21 Tração no Tendão 1 para o caso EX com ondas e ventos a 0°.....	77
Figura 5-22 Tração no Tendão 2 para o caso EX com ondas e ventos a 0°.....	77
Figura 5-23 Tração no Tendão 3 para o caso EX com ondas e ventos a 0°.....	77
Figura 5-24 Tração no Tendão 1 para o caso OP3 com ondas e ventos a 0°.....	78
Figura 5-25 Tração no Tendão 2 para o caso OP3 com ondas e ventos a 0°.....	78
Figura 5-26 Tração no Tendão 3 para o caso OP3 com ondas e ventos a 0°.....	78
Figura 5-27 Distribuição de Probabilidade de Trações nos Tendões 2 e 3.....	81
Figura App. A-1 – Modelo de superfícies da TEF-TLP.....	88
Figura App. A-2 – Malha da TEF-TLP.....	89
Figura App. A-3 – Exemplo de definição do Deck 3.....	90
Figura App. A-4 – Exemplo de definição do Deck 4.....	90
Figura App. A-5 – Exemplo de definição do Deck 5.....	90
Figura App. A-6 – Exemplo de definição do Deck 6.....	91
Figura App. A-7 – Exemplo de definição do Deck 7.....	92
Figura App. A-8 – Exemplo de definição do Deck 11.....	93

Figura App. A-9 – Exemplo de definição do Deck 13	94
Figura App. A-10 – Exemplo de definição do Deck 14	95
Figura App. A-11 – Exemplo de definição do Deck 15	95
Figura App. A-12 – Exemplo de definição do Deck 16	96
Figura App. A-13 – Exemplo de definição do Deck 18	96
Figura App. B-14 – Fluxograma de Utilização dos Softwares.....	97

Lista de Tabelas

Tabela 3-1 – Fatores de escala	33
Tabela 3-2 – Características principais da turbina eólica DTU 10 MW	36
Tabela 3-3 – Características principais da estrutura flutuante do tipo TLP.....	38
Tabela 3-4 – Posição das conexões finais dos tendões.....	39
Tabela 3-5 – Características do sistema de ancoragem	40
Tabela 3-6 – Coeficientes da matriz de rigidez dos tendões	40
Tabela 3-7 – Resumo das características Principais da TEF-TLP.....	41
Tabela 4-1 – Variação do KM com a área de linha d'água	44
Tabela 4-2 Condição de flutuação da TEF-TLP	44
Tabela 4-3 Coeficientes da diagonal principal da matriz de amortecimento viscoso ...	50
Tabela 4-4 – Coeficientes de rigidez, restauração massa e massa adicional considerados no cálculo dos períodos naturais.....	55
Tabela 4-5 – Períodos Naturais da TEF-TLP	55
Tabela 4-6 – Períodos Natural da TEF-TLP de 5MW desenvolvida por Bachynski [22]	55
Tabela 5-1 Parâmetros considerados nos testes de decaimento	59
Tabela 5-2 – Período naturais obtidos através do teste de decaimento	62
Tabela 5-3 – Porcentagem do amortecimento crítico	63
Tabela 5-4 – Comparação de Resultados entre o BEM e o GDW.....	66
Tabela 5-5 – Características do campo Norway 5.....	69
Tabela 5-6 – Cenários ambientais considerados	69
Tabela 5-7 Máximo Offset da TEF-TLP.....	72
Tabela 5-8 Máximas acelerações na nacelle	74
Tabela 5-9 – Trações no Tendão 1	79
Tabela 5-10 Trações no Tendão 2.....	79
Tabela 5-11 Trações no Tendão 3.....	80

Lista de Símbolos e Abreviações

kW : Kilowatts

MW : Megawatts

GW : Gigawatts

TEF: Turbina Eólica Flutuante

TLP: Tension Leg Platform

TEF-TLP: Turbina eólica flutuante do tipo TLP

DTU: Denmark Technical University

NREL: National Renewable Energy Laboratory

g : aceleração da gravidade

\vec{x} : vetor deslocamento do corpo.

$\vec{\dot{x}}$: vetor velocidade

$\vec{\ddot{x}}$: vetor aceleração

P_s : pressão hidrostática

P_h : pressão hidrodinâmica

P_{irr} : campo de pressões de irradiação

\vec{n} : normal generalizada à superfície do corpo, apontando para fora da superfície do corpo

P_w : potencial de onda incidente

\vec{f}_{ext} : vetor de forças e momentos externos

\vec{f}_s : força hidrostática

\vec{f}_d : força de difração

\vec{f}_{fk} : força de Froude-Krilov

\vec{f}_{irr} : força de irradiação

$[M]$: matriz de massa

[A]: matriz de massa adicional

[B]: matriz de amortecimento potencial

[C] : matriz de restauração hidrostática

[K]: matriz de rigidez adicional

I_{xx}, I_{yy}, I_{zz} : inércias de massa em seus respectivos graus de liberdade

m : massa do corpo

x_g, y_g e z_g : coordenadas do centro de gravidade do corpo.

A_{wl} : área de linha d'água;

A_{xx}, A_{yy} e A_{xy} : momentos de inércia de área de linha d'água;

ρ : a massa específica do meio fluido;

y_f e x_f : coordenadas do centro de flutuação;

x_b, y_b e z_b : coordenadas do centro de carena

V : volume deslocado pelo corpo flutuante.

ϕ_{irr} : potencial de velocidades de irradiação

T_n : pre-tração do tendão

L : comprimento do tendão

A_n : área seccional do tendão

I_x e I_y : momentos de inercia de área em torno de x e y do tendão

T_{11} : período natural de surge

T_{22} : período natural de sway

T_{33} : período natural de heave

T_{44} : período natural de roll

T_{55} : período natural de pitch

T_{66} : período natural de yaw

A_i : amplitudes de onda

ω_i : frequências de onda

ϵ_i : são os ângulos de fase

$F_1^{SV}, F_2^{SV}, F_3^{SV}$: componentes de força na frequência diferença nas direções x, y e z

$F_4^{SV}, F_5^{SV}, F_6^{SV}$: componentes de momento na frequência diferença em torno de x, y e z

T_{jk}^{ic} e T_{jk}^{is} : coeficientes da função de transferência na frequência diferença

ϕ_1 : potencial de primeira ordem

ϕ_2 : potencial de segunda ordem

T : empuxo do rotor

P : potência do rotor

Q : torque do rotor

A : área do rotor

V_0 : velocidade incidente do vento

u : velocidade do vento no plano do rotor

u_1 velocidade do vento na esteira

C_p velocidade coeficientes de potência da turbina eólica

C_T força de empuxo no rotor

U_∞ : a velocidade média do vento

a : fator de indução axial

a' : fator de indução rotacional

r : raio local do rotor

Ω : velocidade de rotação do rotor

φ : ângulo que relaciona a força de sustentação e a força de arrasto

β : ângulo de passo local da pá

α : ângulo de ataque

F_N : forças normais ao rotor

F_T : forças tangenciais ao rotor

D : força de arrasto

L : força de sustentação

C_N : coeficientes da força normal

C_T : coeficientes força tangencial

C_L : coeficientes das forças de sustentação

C_D : coeficientes das forças de arrasto

F : fator de correção para perdas de ponta de pá

Φ^V : componente do campo de pressões relativo à variação espacial da distribuição de pressão

Φ^A : componente do campo de pressões relativo à variação temporal da distribuição de pressão

GM: a distância vertical entre o metacentro e o centro de gravidade

KM: a distância vertical entre o metacentro e a quilha da unidade

BM: a distância vertical entre o metacentro e o centro de empuxo

I_u : o fator que determina a intensidade da turbulência do vento

1 Introdução

1.1 A Energia Eólica

A partir da segunda metade do século 20, a energia eólica, por muitos considerada insignificante, começou a apresentar sinais de crescimento. Nesta época, marcada pelo surgimento de diversas tecnologias para a conversão eficaz de combustíveis fósseis para energia, o vento era considerado um improvável candidato a ser uma importante fonte de geração de energia. Entretanto, no final da década de 1960, os primeiros sinais de uma retomada da energia eólica foram observados, retomada esta que se perpetuou nas décadas subsequentes e se consolidou no século 21 [1].

Para entender esta retomada é necessário observar os seguintes fatores [1]:

- 1) **A Necessidade**: A consciência do setor energético que os recursos das reservas de combustíveis fósseis são limitados, e a preocupação a respeito dos efeitos adversos que a queima destes combustíveis pode causar à humanidade, incentivaram a busca por fontes de energia alternativas.
- 2) **O Potencial**: É possível fazer a geração de energia eólica em diversos pontos do planeta Terra, pois o vento é um recurso presente em todas as partes do planeta.
- 3) **A Tecnologia**: Desenvolvimentos tecnológicos em outros setores da indústria foram aplicados às turbinas de vento e puderam revolucionar a maneira em que elas operam.
- 4) **A Vontade Política**: No início do ressurgimento da energia eólica, o custo da energia gerada por turbinas de vento ainda era muito superior ao custo da energia gerada pela queima de combustíveis fósseis e, neste sentido, o apoio governamental era primordial para o desenvolvimento da energia eólica. Os Estados Unidos, a Dinamarca e a Alemanha foram os primeiros países a darem suporte a esta iniciativa.

A partir do início da expansão da indústria de energia eólica diversos avanços tecnológicos foram realizados, avanços esses que propiciaram um crescimento tanto no tamanho das turbinas eólicas quanto na capacidade instalada das mesmas. A motivação do aumento do tamanho das turbinas se deu para que fosse possível explorar os ventos em elevadas altitudes que possuem uma capacidade energética superior. Entretanto, deve se observar as condições de contorno dessa expansão, apesar da potência instalada aumentar com o aumento do diâmetro do rotor, a massa e consequentemente

o custo de construção são proporcionais ao diâmetro do rotor ao cubo. Estas proporções levaram engenheiros a buscar projetos e materiais que reduzissem tanto o peso da turbina quanto o custo [2]. A Evolução do tamanho e da capacidade instalada das turbinas eólicas pode ser observado na Figura 1-1:

Evolution of wind turbine heights and output

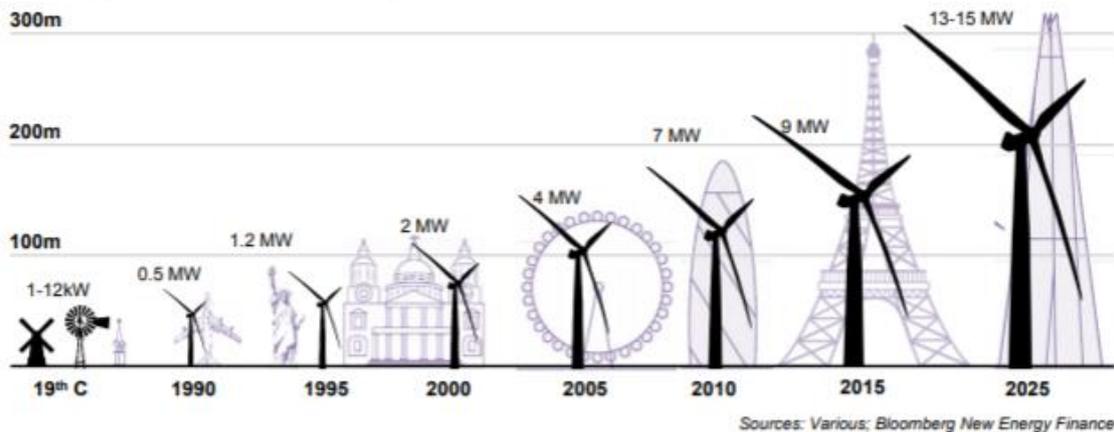


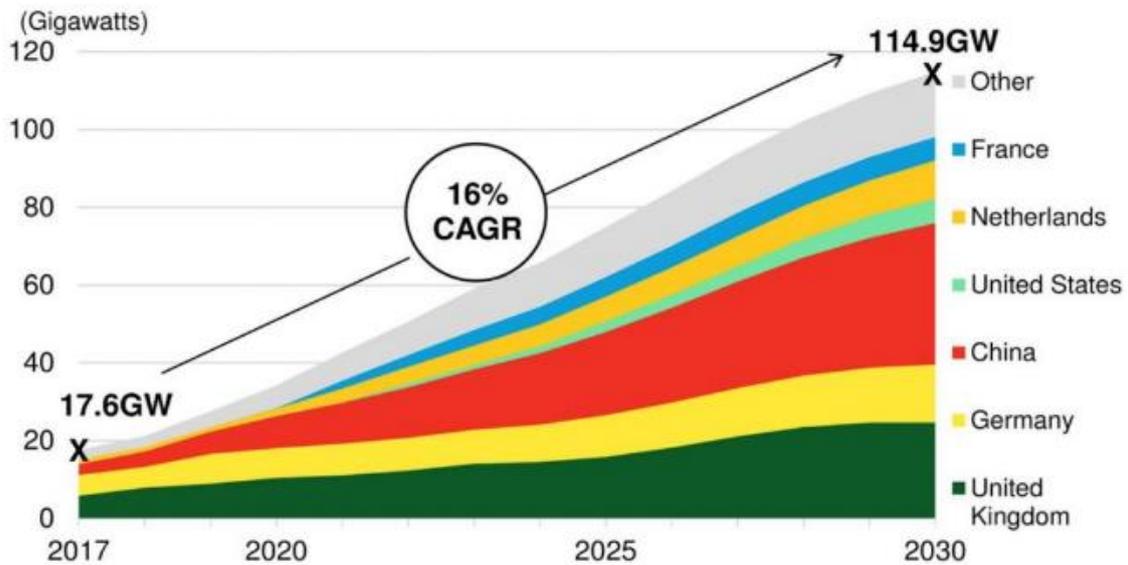
Figura 1-1 – Evolução do tamanho e da capacidade instalada das turbinas eólicas [3]

1.2 A Energia Eólica Offshore

A primeiro projeto de energia eólica offshore se deu na costa sudeste da Dinamarca em 1991. Este projeto, chamado de Vindeby, marcou a transição da terra para o mar das turbinas eólicas, e durante sua operação até 2017 foi constituído de 11 turbinas de 450 KW totalizando uma capacidade instalada de 4,95 MW [4].

A partir de Vinderby, diversos projetos de turbinas eólicas offshore foram realizados e em 2017 todas as turbinas instaladas totalizavam uma capacidade instalada de 17,6GW. Este mercado encontra-se em plena expansão e tem a previsão de crescimento de 16% ao ano, compostos anualmente, de 2017 a 2030, chegando a uma capacidade total instalada de aproximadamente 115 gigawatts em 2030. [5]

Global offshore wind cumulative installation forecast



Source: BNEF

Figura 1-2 – Previsão da capacidade total instalada de energia eólica offshore até 2030 [5]

1.3 Turbinas Flutuantes Offshore

Uma turbina eólica flutuante (TEF) consiste de diversos subsistemas principais, incluindo a estrutura flutuante (o casco da estrutura e a torre) a turbina eólica (montagem do rotor da nacelle e seus componentes) e o sistema de posicionamento, incluindo âncoras, linhas de ancoragem (ou tendões) e seus demais componentes [6].

Os conceitos de estruturas flutuantes que vem sendo considerados como suporte para turbinas eólicas offshore são os mesmos que já eram considerados na indústria de óleo e gás, adaptados para a geração de energia eólica. Entre os diversos conceitos propostos podemos destacar as estruturas do tipo Semi-submersível, do tipo Spar e do tipo Tension Leg Platform (TLP) como os principais conceitos. A Figura 1-3 ilustra os três principais conceitos de estruturas flutuantes e um breve resumo das características principais de cada um dos conceitos está exposto a seguir:

- 1) **Semi-submersível:** consiste em uma estrutura flutuante normalmente formada por colunas verticais conectadas e por sapatas e/ou pontoons que são normalmente inseridas nas bases inferiores das colunas para proporcionarem uma flutuabilidade adicional. A torre eólica pode ser conectada diretamente no topo de uma das colunas.

A estrutura semi-submersível é projetada de forma que seus períodos naturais de movimento se encontrem fora da região dos períodos das ondas com alta energia, entretanto, movimentos na frequência de ondas podem ser significantes, especialmente em condições ambientais extremas. Adicionalmente, devido a sua grande área submersa, forças devido às correntes são importantes para este tipo de estrutura.

O sistema de posicionamento típico de um semi-submersível é composto por linhas de ancoragem em catenárias que podem vir a sofrer cargas dinâmicas significativas na frequência das ondas. Os movimentos da semi-submersível e as cargas de ancoragem não são normalmente sensíveis às cargas de alta frequência geradas pela rotação do rotor e pelas respostas aero elásticas da turbina eólica.

2) **Spar:** estrutura de forma cilíndrica de calado profundo que normalmente é subdividida em três componentes, o casco superior, o central e o inferior. O casco superior suporta a torre eólica e tem como função proporcionar a flutuação da estrutura e também contém compartimentos destinados a tanques de lastro variável. A parte central (que pode ser uma estrutura de treliça) contém normalmente as placas de *heave*, que são uma série de placas horizontais que tem como função limitar os movimentos verticais da Spar por meio de amortecimento hidrodinâmico e massa adicional. O casco inferior é a região onde os lastros fixos são geralmente alocados. Os lastros fixos fazem com que o centro de gravidade da Spar fique consideravelmente abaixo de seu metacentro, o que proporciona a essa estrutura uma boa estabilidade e as características desejáveis de movimento.

Devido à grande área submersa, as forças dominantes na Spar são as forças de corrente, que podem ser intensificadas pelo arrasto ocasionado por oscilações induzidas por vórtices de baixa frequência. Os períodos naturais da Spar, em seus seis graus de liberdade, estão geralmente fora da faixa dos períodos das ondas e a Spar costuma ter movimentos verticais de baixa amplitude devido ao seu calado profundo, uma vez que as pressões dinâmicas decaem exponencialmente com a profundidade.

De forma similar à semi-submersível, o sistema de ancoragem da Spar é composto por linhas na forma de catenárias, que geralmente não são sujeitas a cargas elevadas devido à baixa amplitude dos movimentos, e as cargas de alta frequência geradas pela turbina eólica não tem significativo impacto tanto no movimento da Spar quanto nas cargas das linhas de ancoragem.

3) **TLP**: estrutura flutuante composta por colunas verticais e *pontoons*, ancorada verticalmente de forma que o excesso de flutuabilidade mantém a tração nos tendões. Na estrutura tipo TLP, a turbina eólica é posicionada no topo da coluna vertical e os tendões são conectados nos pontoons e descem verticalmente até a sua fundação no fundo do mar, onde são ancorados.

Uma estrutura do tipo TLP difere fundamentalmente dos demais conceitos de estruturas flutuantes nos seguintes aspectos:

- A rigidez dos tendões, ao invés da restauração hidrostática proporcionada pela área da “linha d’água”, governa os movimentos verticais e os movimentos angulares de roll e pitch.
- A TLP é sensível a variações de peso, tendo estas, impacto direto nas trações estáticas dos tendões (pré-trações).
- Possui poucas restrições a movimentos horizontais (surge, sway e yaw), mas é altamente restringida nos movimentos verticais (heave) e nos movimentos angulares de roll e pitch.
- Forças de ordem superior em diferentes frequências-soma podem gerar respostas ressonantes (*springing*) ou transientes (*ringing*) na direção vertical, que podem ter impacto significativo nas cargas dos tendões.
- É suscetível ao efeito de *set-down*, que é o acoplamento cinemático entre os movimentos horizontais (surge e sway) com o movimento vertical (heave). A magnitude do efeito de *set-down* impacta diretamente na carga nos tendões e na distância da elevação de onda ao convés da TLP (*air-gap*).

A estrutura flutuante do tipo TLP está sujeita a movimentos horizontais na frequência das ondas da mesma magnitude daqueles sofridos por uma semi-submersível de tamanho similar. Em contrapartida, a TLP se comporta como uma estrutura fixa, com movimentos verticais praticamente nulos às forças de excitação de ondas, sendo as mesmas contrabalanceadas pela rigidez do sistema de tendões.

A flexibilidade da turbina eólica pode ter influência nos períodos naturais de roll e pitch da plataforma e diferentemente da Spar e da Semi-Submersível, as cargas de alta frequência geradas pela turbina eólica podem introduzir respostas ressonantes e/ou transientes nos movimentos verticais, o que pode aumentar significativamente as cargas nos tendões.

A Figura 1-3 ilustra os tipos de estruturas flutuantes discutidos anteriormente.



Figura 1-3 – Tipos de Estruturas Flutuantes para geração de Energia eólica offshore [7]

1.3.1 Projetos Maduros de Turbinas Eólicas Flutuantes

Entre os projetos que já foram ou estão sendo implementados para sistema flutuantes de geração de energia eólica podemos destacar os projetos Hywind e Windfloat, que tiveram seus protótipos instalados em 2009 e 2011 respectivamente.

O primeiro protótipo de turbina eólica instalado foi o Hywind da Equinor, que ficou em operação por oito anos na costa da Noruega. O Projeto Hywind cujo protótipo teve capacidade instalada de 2,3 MW é um dos projetos mais maduros atualmente do cenário de estruturas flutuantes offshore para a geração de energia eólica. O primeiro parque eólico deste projeto foi instalado em outubro de 2017 contendo cinco turbinas de 6 MW suportadas pela estrutura flutuante do tipo Spar. [8]

O protótipo Windfloat com capacidade de 2MW foi instalado a 5 km na costa de Aguçadoura, Portugal em outubro de 2011. Após 5 anos de operação, tendo gerado mais de 16GWh de eletricidade para a rede de distribuição local, foi descomissionado em julho de 2016. A empresa Principle Power, projetista do Windfloat possui planos de

instalar a nova geração de turbinas flutuantes com capacidade instalada variando entre 5 e 10 MW, otimizadas e adaptadas a partir da experiência e da coleta de dados operacionais dos 5 anos de operação do protótipo. [9]



Figura 1-4 – Protótipos Windfloat 1 a esquerda e Hywind a direita [9]

1.4 Objetivo da Dissertação

O objetivo deste trabalho é estabelecer o projeto de uma estrutura flutuante do tipo TLP para suportar a turbina eólica DTU (*Denmark Technical University*) de 10 MW. A partir do projeto estabelecido, serão indicados diversos critérios para a avaliação do projeto e uma série de análises serão realizadas e seus resultados tratados a fim de se verificar o atendimento aos critérios previamente estabelecidos. Para a avaliação do comportamento global da TEF-TLP, foi selecionado um campo offshore localizado no mar do norte com potencial para a geração de energia eólica offshore. Por o Mar do Norte possuir condições ambientais extremas, este campo é adequado para se observar respostas críticas da TEF-TLP e assim obter um entendimento profundo a respeito do comportamento global da TEF-TLP e de fatores de críticos de seu projeto.

As seguintes análises serão realizadas:

- Análise Hidrostática da TLP pré-operação
- Análise Hidrodinâmica no domínio da frequência
- Análise Aero-Hidrodinâmica no domínio do tempo

Para as análises hidrodinâmicas o software Ansys AQWA (versão 14.5) [10] será utilizado, para as análises aerodinâmicas o software Aerodyn do NREL (versão 14.04) [11] será empregado e por fim, a análise hidrostática será realizada no software SEASAFE (versão 2010).

A presente dissertação tem o seu texto organizado na seguinte forma:

- Capítulo 1: Contextualiza o desenvolvimento da energia eólica offshore e indica as estruturas flutuantes mais populares que estão sendo consideradas como soluções de projeto.
- Capítulo 2: destaca as principais teorias e equações envolvendo a aerodinâmica de um corpo elástico de uma turbina de vento e a hidrodinâmica de um corpo rígido flutuante
- Capítulo 3: indica as características de todos os componentes considerados no projeto da turbina eólica com fundação flutuante do tipo TLP e os critérios de projeto que serão considerados para as análises
- Capítulo 4: apresenta os resultados e comentários das análises hidrostáticas da TLP pré-operação e hidrodinâmica no domínio de frequência
- Capítulo 5: apresenta as metodologias a serem usadas para a resolução do problema da dinâmica da turbina eólica flutuante do tipo TLP no domínio do tempo, as condições de carregamento propostas abrangendo os cenários operacionais, os resultados e comentários das análises no domínio do tempo.
- Capítulo 6: apresenta as conclusões dos estudos realizados no presente trabalho e recomendações para trabalhos futuros.

2 Teoria

2.1 Hidrodinâmica de um Corpo Flutuante Estacionário

2.1.1 A equação de movimentos no domínio da frequência

Para que possamos estabelecer a equação dinâmica que fornece os movimentos de corpos flutuantes no domínio de frequência, vamos considerar o corpo representado na Figura 2-1

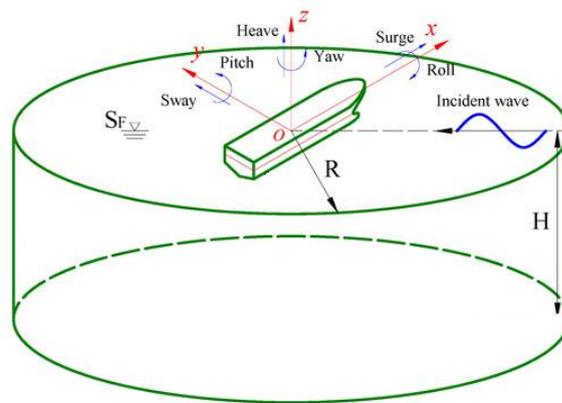


Figura 2-1 – Definições dos movimentos do corpo flutuante

Os seis graus de liberdade dos movimentos do corpo flutuante indicados na Figura 2-1 são denominados como a seguir:

- Surge: Movimento de translação ao longo do eixo longitudinal.
- Sway: Movimento de translação ao longo do eixo transversal.
- Heave: Movimento de translação ao longo do eixo vertical.
- Roll: Movimento de rotação em torno do eixo longitudinal.
- Pitch: Movimento de rotação em torno do eixo transversal.
- Yaw: Movimento de rotação em torno do eixo vertical.

A segunda lei de Newton, válida para os seis graus de liberdade do corpo é dada pela equação matricial:

$$[M] \cdot \vec{\ddot{x}}(t) = \vec{f}_{ext}(t) \quad (2-1)$$

onde $[M]$ é a matriz de massa, $\vec{\ddot{x}}(t)$ é o vetor aceleração do centro de massa e $\vec{f}_{ext}(t)$ é o somatório das forças e momentos externos atuantes no centro de massa do corpo.

As forças externas atuantes no corpo flutuante devido à incidência de ondas podem ser divididas em forças de natureza hidrostática e forças de natureza hidrodinâmica. Desse modo, essas forças podem ser obtidas através da integração das pressões sobre a superfície do corpo:

$$\vec{f}_{ext}(t) = - \int_S (P_s + P_h) \vec{n} dS \quad (2-2)$$

onde: P_s é a pressão hidrostática resultante

P_h é a pressão hidrodinâmica

\vec{n} é a normal generalizada à superfície do corpo, apontando para fora da superfície do corpo

Analisando separadamente as duas parcelas das forças atuantes no corpo temos que a força hidrostática (\vec{f}_s) é dada pela integração da pressão hidrostática (P_s), sobre a variação da superfície do corpo (Δs), quando este se movimenta da posição de equilíbrio, onde o peso do corpo e o empuxo se anulam, sendo portanto, desconsiderados no cálculo da parcela hidrostática da força.

$$\vec{f}_s = - \int_{\Delta s} P_s \cdot \vec{n} dS \quad (2-3)$$

A integração da equação (2-3) fornece como resultado a seguinte equação matricial:

$$\vec{f}_s = -[C]\vec{x}(t) \quad (2-4)$$

onde $[C]$ é a matriz de restauração hidrostática e $\vec{x}(t)$ o deslocamento do corpo.

A força hidrodinâmica pode ser dividida em duas componentes. A primeira componente deve-se à existência da onda, a qual é responsável pelo contínuo fornecimento de energia, do meio fluido para o corpo, considerado como fixo. Tal componente, chamada de força de excitação, pode ser dividida em duas parcelas. A primeira parcela é determinada considerando-se que o corpo não perturba a onda incidente. Para o cálculo desta força, conhecida como força de Froude-Krilov (\vec{f}_{fk}), admite-se que o corpo é virtual e calcula-se a pressão dinâmica de onda devido ao potencial de onda incidente (P_w):

$$\vec{f}_{fk} = - \int_S P_w \cdot \vec{n} dS \quad (2-5)$$

A segunda parcela da força de excitação é determinada considerando-se que o corpo, ainda fixo, perturba o escoamento da onda incidente de forma que o corpo cria um potencial de difração, que dá origem a um campo de pressões de difração (P_d), responsável pela força de difração (\vec{f}_d):

$$\vec{f}_d = - \int_s P_d \cdot \vec{n} dS \quad (2-6)$$

Contabilizando as parcelas da força de Froude-Krilov e da força de difração, temos que a primeira componente da força hidrodinâmica, a força de excitação, é dada por:

$$\vec{f}_{ext} = \vec{f}_{fk} + \vec{f}_d \quad (2-7)$$

A segunda componente da força hidrodinâmica é causada pela oscilação do corpo. O corpo cria um potencial de irradiação que dá origem a um campo de pressões de irradiação (P_{irr}) e gera a força de irradiação:

$$\vec{f}_{irr} = - \int_s P_{irr} \cdot \vec{n} dS \quad (2-8)$$

A força de irradiação pode ser separada em duas parcelas, a primeira é proporcional a aceleração do corpo e está associada a uma matriz $[A]$, conhecida como matriz de massa adicional. A segunda é proporcional a velocidade do corpo, gerando uma matriz $[B]$, conhecida como matriz de amortecimento potencial:

$$\vec{f}_{irr} = -[A]\ddot{\vec{x}} - [B]\dot{\vec{x}} \quad (2-9)$$

Substituindo todas as parcelas da força externa descritas anteriormente na equação de Newton teremos:

$$[M] \cdot \ddot{\vec{x}} = -[A]\ddot{\vec{x}} - [B]\dot{\vec{x}} - [C]\vec{x} + \vec{f}_{fk} + \vec{f}_d \quad (2-10)$$

Manipulando a equação (2-10), temos então a equação dinâmica de movimentos:

$$([M] + [A])\ddot{\vec{x}} + [B]\dot{\vec{x}} + [C]\vec{x} = \vec{f}_{ext} \quad (2-11)$$

As forças de excitação e os deslocamentos indicados na equação dinâmica de movimentos, Eq. (2-11), são harmônicos de forma que podem ser representados da seguinte maneira:

$$\vec{f}_{ext} = f_{aj} \cdot e^{-i\omega t} \quad (2-12)$$

$$\vec{x} = x_{aj} \cdot e^{-i(\omega t + \delta_j)} \quad (2-13)$$

As velocidades e as acelerações podem então ser representadas como:

$$\vec{\dot{x}} = -i\omega x_{aj} \cdot e^{-i(\omega t + \delta_j)} \quad (2-14)$$

$$\vec{\ddot{x}} = -\omega^2 x_{aj} \cdot e^{-i(\omega t + \delta_j)} \quad (2-15)$$

Substituindo as equações (2-12) até (2-15) na equação (2-11), temos então a forma matricial da equação de movimentos:

$$[-\omega^2([M] + [A]) - i\omega[B] + [C]] x_{aj} \cdot e^{-i(\omega t + \delta_j)} = f_{aj} \cdot e^{-i\omega t} \quad (2-16)$$

Considerando o sistema de coordenadas representado na Figura 2-1 com origem na linha d'água na vertical que passa sobre o centro de gravidade do corpo podemos estabelecer a matriz de massa como a seguir:

$$[M] = \begin{bmatrix} m & 0 & 0 & 0 & m \cdot z_g & 0 \\ 0 & m & 0 & -m \cdot z_g & 0 & 0 \\ 0 & 0 & m & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -m \cdot z_g & 0 & I_{xx} & 0 & 0 \\ m \cdot z_g & 0 & 0 & 0 & I_{yy} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & I_{zz} \end{bmatrix} \quad (2-17)$$

onde: m é a massa do corpo

z_g é a coordenada vertical do centro de gravidade do corpo.

I_{xx}, I_{yy}, I_{zz} , são as inércias de massa em seus respectivos graus de liberdade

Para casos em que a origem do sistema de coordenadas de referência não se encontra na mesma vertical do centro de gravidade do corpo flutuante, temos a matriz de massa completa como indicada na equação (2-18).

$$[M] = \begin{bmatrix} m & 0 & 0 & 0 & m \cdot z_g & -m \cdot y_g \\ 0 & m & 0 & -m \cdot z_g & 0 & m \cdot x_g \\ 0 & 0 & m & m \cdot y_g & -m \cdot x_g & 0 \\ 0 & -m \cdot z_g & m \cdot y_g & I_{xx} & -I_{xy} & -I_{xz} \\ m \cdot z_g & 0 & -m \cdot x_g & -I_{xy} & I_{yy} & -I_{yz} \\ -m \cdot y_g & m \cdot x_g & 0 & -I_{xz} & -I_{yz} & I_{zz} \end{bmatrix} \quad (2-18)$$

onde: m é a massa do corpo

x_g, y_g e z_g são as coordenadas do centro de gravidade do corpo.

$I_{xx}, I_{yy}, I_{zz}, I_{xy}, I_{xz}, I_{yz}$ são as inércias de massa em seus respectivos graus de liberdade

A matriz de restauração hidrostática pode ser representada da seguinte forma:

$$[C] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \rho g A_{wl} & \rho g A_{wl} y_f & -\rho g A_{wl} x_f & 0 \\ 0 & 0 & \rho g A_{wl} y_f & \rho g V(z_b - z_g) + \rho g A_{yy} & -\rho g A_{xy} & 0 \\ 0 & 0 & -\rho g A_{wl} x_f & -\rho g A_{xy} & \rho g V(z_b - z_g) + \rho g A_{xx} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2-19)$$

onde: A_{wl} é área de linha d'água;

A_{xx}, A_{yy} e A_{xy} são os momentos de inércia de área de linha d'água;

ρ é a massa específica do meio fluido;

g é a aceleração da gravidade;

y_f e x_f são as coordenadas do centro de flutuação;

z_b e z_g são as coordenadas verticais do centro de carena e do centro de gravidade, respectivamente;

V é o volume deslocado pelo corpo flutuante.

A obtenção dos coeficientes de massa adicional e amortecimento é feita através da equação da força de irradiação (2-8). Estes coeficientes são obtidos a partir da força atuante na estrutura quando esta sofre um movimento de amplitude unitária em cada um dos seis graus de liberdade. O potencial de velocidades de irradiação, conceito que será abordado de forma mais compreensiva na seção 2.1.2, pode ser expresso por:

$$\phi_{irr}(x, y, z) = \sum_{j=1}^6 \phi_j \eta_j \quad (2-20)$$

De forma que podemos expressar a equação (2-8), que representa a força de irradiação, da seguinte forma:

$$\vec{f}_{irr} = - \int_s P_{irr} \cdot \vec{n} dS = i\omega\rho \int_s \phi_j n_k dS \quad \text{para } \begin{cases} k = 1,2, \dots, 6 \\ k = 1,2, \dots, 6 \end{cases} \quad (2-21)$$

ou ainda:

$$(\omega^2 A_{kj} + i\omega B_{kj}) = i\omega\rho \int_s \phi_j n_k dS \quad (2-22)$$

Logo, as matrizes de massa adicional e amortecimento são dadas por:

$$A_{kj}(\omega) = \Re e \left(i \frac{\rho}{\omega} \int_s \phi_j n_k dS \right) \quad (2-23)$$

$$B_{kj}(\omega) = \text{Im} \left(i\rho \int_s \phi_j n_k dS \right) \quad (2-24)$$

A equação de movimento e as componentes indicadas até aqui consideram um corpo flutuando livremente, entretanto, o objeto de análise do presente trabalho é um corpo ancorado por tendões de aço. As contribuições da rigidez adicional dos tendões devem ser consideradas na equação de movimentos como uma matriz de rigidez adicional $[K]$ relativa aos tendões:

$$\begin{aligned} [-\omega^2([M] + [A]) - i\omega[B] + ([C] + [K])] x_{aj} \cdot e^{-i(\omega t + \delta_j)} \\ = f_{aj} \cdot e^{-i\omega t} \end{aligned} \quad (2-25)$$

Os coeficientes dessa matriz são dados como a seguir [12]:

$$K_{11} = K_{22} = \sum_{n=1}^N \frac{T_n}{L} \quad (2-26)$$

$$K_{33} = \sum_{n=1}^N \frac{EA_n}{L} \quad (2-27)$$

$$K_{44} = \frac{EI_x}{L}, I_x = \sum_{n=1}^N A_n y_n^2 \quad (2-28)$$

$$K_{55} = \frac{EI_y}{L}, I_y = \sum_{n=1}^N A_n x_n^2 \quad (2-29)$$

$$K_{66} = \sum_{n=1}^N \frac{T_n}{L} (x_n^2 + y_n^2) \quad (2-30)$$

onde: T_n : pre-tração do tendão
 L : comprimento do tendão
 A_n : área seccional
 I_x e I_y : momentos de inercia de área em torno de x e y

A partir da definição de todos os termos que compõem a equação dinâmica de movimento é possível calcular os períodos naturais de movimento de acordo com as seguintes equações:

$$T_{11} = 2\pi \sqrt{\frac{M_{11} + A_{11}}{K_{11}}} \quad (2-31)$$

$$T_{22} = 2\pi \sqrt{\frac{M_{22} + A_{22}}{K_{22}}} \quad (2-32)$$

$$T_{33} = 2\pi \sqrt{\frac{M_{33} + A_{33}}{K_{33} + C_{33}}} \quad (2-33)$$

$$T_{44} = 2\pi \sqrt{\frac{M_{44} + A_{44}}{K_{44} + C_{44}}} \quad (2-34)$$

$$T_{55} = 2\pi \sqrt{\frac{M_{55} + A_{55}}{K_{55} + C_{55}}} \quad (2-35)$$

$$T_{66} = 2\pi \sqrt{\frac{M_{66} + A_{66}}{K_{66}}} \quad (2-36)$$

2.1.2 O problema de valor de contorno

A formulação de um problema de valor de contorno nada mais é do que expressar, em termos matemáticos, uma situação física, tal que exista uma única solução, não trivial, para o modelo matemático.

A Figura 2-2 ilustra o problema que queremos resolver. Nesta figura, a região Ω é limitada por quatro contornos. O primeiro é a superfície do fundo do mar S_b localizada a uma cota $-d$, constante. O contorno S_f é definido pela superfície livre. O contorno S_c é definido pela superfície do corpo. Finalmente, o contorno S_∞ é definido pela superfície de um cilindro, com raio grande o suficiente para que as ondas irradiadas do corpo tenham amplitude tendendo a zero.

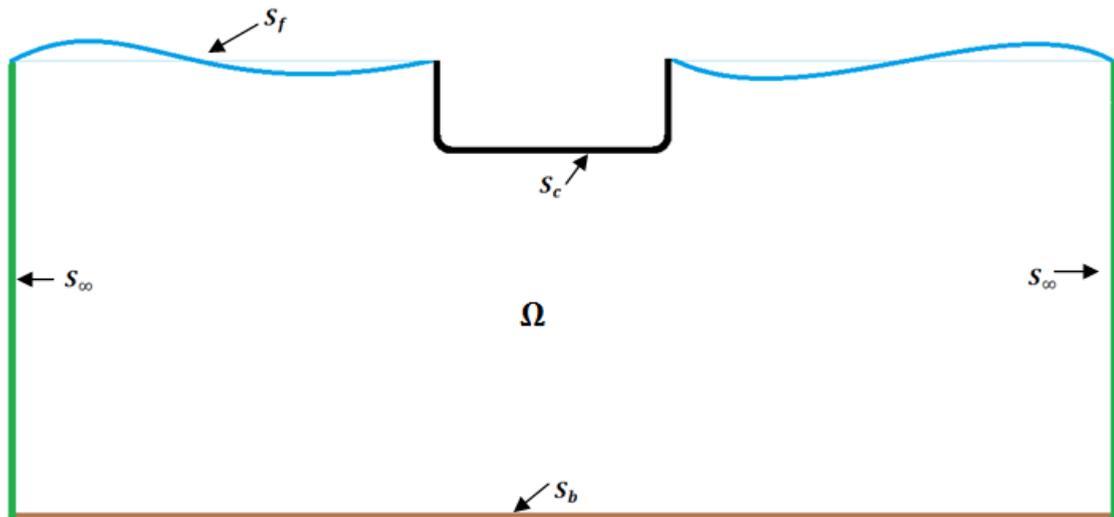


Figura 2-2 – Domínio do problema de valor de contorno

Para que possamos equacionar o problema de valor de contorno temos inicialmente supor que o fluido é incompressível e os efeitos viscosos são desprezíveis, supondo então que o escoamento é irrotacional de forma que o potencial de velocidades (ϕ) possa ser resolvido através da equação de Laplace, válida em todo o domínio fluido:

$$\frac{\partial^2 \phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \phi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \phi}{\partial z^2} = 0 \quad (2-37)$$

Visto que a equação (2-37) possui infinitas soluções, devemos impor condições de contorno para resolvermos a solução do potencial de velocidades $\phi(x, y, z, t)$ que estamos procurando.

Primeiramente, devemos considerar a condição de impenetrabilidade das superfícies do contorno. Esta condição estabelece que a componente normal da velocidade de um ponto qualquer do contorno, num dado instante de tempo, deve ser igual a componente normal da velocidade da partícula fluida que, neste instante, estiver em contato com o ponto do contorno. A expressão matemática para esta condição é dada por:

$$\frac{\partial \phi}{\partial n} = \vec{\nabla} \phi \cdot \vec{n} = \vec{v}_c \cdot \vec{n} \quad (2-38)$$

onde \vec{n} é a normal ao contorno

$\vec{\nabla} \phi \cdot \vec{n}$ é a velocidade da partícula na direção normal

\vec{v}_c é a velocidade do ponto do contorno em contato com a partícula fluida

A condição de impenetrabilidade aplicada à superfície do fundo onde a velocidade das partículas é zero pode ser expressa por:

- Condição de contorno na superfície do fundo (S_b):

$$\frac{\partial \phi}{\partial n} = 0 \text{ em } z = -d \quad (2-39)$$

A condição de impenetrabilidade aplicada à superfície do corpo impõe que a velocidade do fluido na direção normal a esta superfície seja igual à velocidade do corpo nesta direção (\vec{U})

- Condição de contorno na superfície do corpo (S_c):

$$\frac{\partial \phi}{\partial n} = \vec{U} \cdot \vec{n} \quad (2-40)$$

A superfície livre é um contorno móvel e sua condição de contorno deve respeitar a condição dinâmica e a condição cinemática. A condição dinâmica impõe que a pressão na superfície livre deve ser constante e igual à pressão dos agentes externos. A condição cinemática impõe que deve haver concordância entre os movimentos da superfície livre e da partícula fluida, ou seja, uma partícula que pertence a superfície livre em um determinado instante continuará pertencendo a esta superfície. A condição linearizada na superfície livre pode ser vista na equação (2-41)

- Condição de contorno na superfície livre (S_f)

$$\frac{\partial^2 \phi}{\partial t^2} + g \frac{\partial \phi}{\partial z} = 0 \quad (2-41)$$

A condição de contorno de radiação na superfície de uma casca cilíndrica, com raio grande o suficiente para que as ondas irradiadas do corpo tenham amplitude tendendo a zero, é também conhecida como condição de Sommerfeld. Esta condição de contorno garante a unicidade da solução, impondo que as ondas partem do corpo para o infinito. A condição de contorno de radiação permite que não necessitemos avaliar nosso problema de valor de contorno no fundo e na superfície livre até o infinito. A tradução matemática para esta condição de contorno pode ser vista na equação (2-42).

- Condição de contorno no infinito (S_∞):

$$\lim_{R \rightarrow \infty} \sqrt{R} \left(\frac{\partial \phi}{\partial R} - ik\phi \right) = 0 \quad (2-42)$$

onde R é o raio vetor posição

$$k = \frac{\omega^2}{g}$$

2.1.3 Teoria Potencial de Segunda Ordem

A solução do problema da dinâmica de um corpo estacionário discutida até o presente momento considera que a condição de contorno na superfície livre e na superfície do corpo são satisfeitas na posição média da superfície livre e do corpo submerso, respectivamente. Adicionalmente, a pressão do fluido e a velocidade das partículas fluidas na superfície livre são linearizadas. Na teoria de segunda ordem, a condição de contorno na superfície do corpo é contabilizada na posição instantânea do corpo, a condição de contorno na superfície livre é considerada na posição instantânea da mesma, de forma a contabilizar de maneira mais apropriada a igualdade entre a pressão atmosférica e a pressão fluida, e as não linearidades na velocidade das partículas na superfície livre são consideradas de forma mais adequada.

Na teoria de segunda ordem, os resultados lineares de primeira ordem são mantidos e resultados adicionais de forças médias, forças oscilando na frequência soma e na frequência diferença são adicionados a solução linear.

Cargas de deriva média e deriva lenta (carga na frequência diferença) são importantes em diversas análises de estruturas oceânicas. Podemos citar por exemplo: análises de sistemas de ancoragem de estruturas flutuantes, análises de oscilações lentas de heave pitch e roll em estruturas de grande volume submerso e pequena área de linha d'água, entre outras. Forças na frequência soma são de importante consideração em estruturas do tipo TLP, pois podem excitar oscilações ressonantes em heave pitch e roll, fenômeno este que é normalmente intitulado de "springing" na literatura e pode contribuir para a fadiga dos tendões [13]. Os fenômenos de "springing" e "ringing" podem ser observados na Figura 2-3.

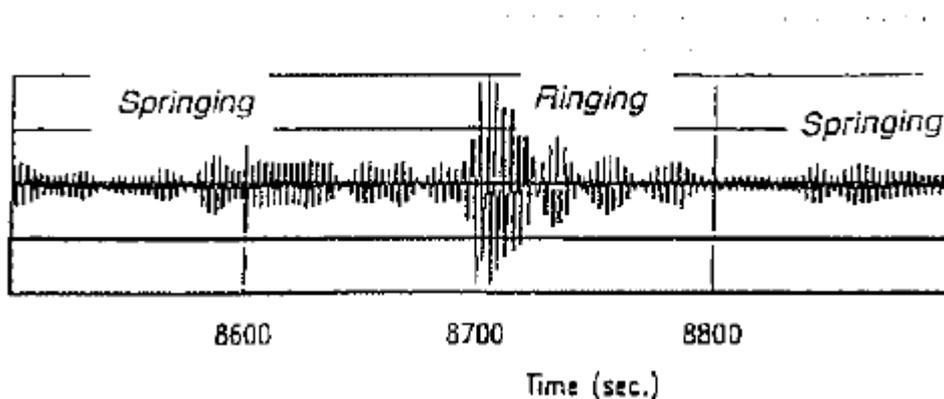


Figura 2-3 - Exemplo de sinal de resposta nos fenômenos de springing e ringing [14]

Uma maneira simples de se ilustrar a presença de efeitos não lineares é considerar o termo quadrático da velocidade na equação de Bernoulli para a pressão do fluido, conforme indicado na equação (2-43) extraída da página 133 do livro do Faltinsen [13].

$$-\frac{\rho}{2}(V_1^2 + V_2^2 + V_3^2) = -\frac{\rho}{2}|\nabla\phi|^2 \quad (2-43)$$

sendo $\vec{V} = (V_1, V_2, V_3)$ o vetor de velocidade do fluido.

Considerando um estado de mar ideal, que consiste em duas ondas com frequências angulares ω_1 e ω_2 , uma aproximação para a componente longitudinal do vetor de velocidades pode ser escrita como:

$$V_1 = A_1 \cos(\omega_1 t + \epsilon_1) + A_2 \cos(\omega_2 t + \epsilon_2) \quad (2-44)$$

Ao substituímos a equação (2-44) na equação (2-43) temos então:

$$-\frac{\rho}{2}V_1^2 = -\frac{\rho}{2}\left[\frac{A_1^2}{2} + \frac{A_2^2}{2} + \frac{A_1^2}{2}\cos(2\omega_1 t + 2\epsilon_1) + \frac{A_2^2}{2}\cos(2\omega_2 t + 2\epsilon_2) + A_1 A_2 \cos[(\omega_1 - \omega_2)t + \epsilon_1 - \epsilon_2] + A_1 A_2 \cos[(\omega_1 + \omega_2)t + \epsilon_1 + \epsilon_2]\right] \quad (2-45)$$

Observando os termos que compõem a equação (2-45), podemos dividi-la em três componentes de força:

- 1) Forças de deriva média: representada pelo termo constante $-\frac{\rho}{2}\left(\frac{A_1^2}{2} + \frac{A_2^2}{2}\right)$
- 2) Forças na frequência diferença: representada pelos termos de pressão oscilando na frequência $(\omega_1 - \omega_2)$
- 3) Forças na frequência soma: representada pelos termos de pressão oscilando na frequência $(\omega_1 + \omega_2)$

A discussão sobre as forças na frequência soma e as forças na frequência diferença será detalhada a seguir para um maior entendimento

Forças na frequência diferença

Forças na frequência diferença podem excitar movimento na deriva lenta, que são oscilações excitadas pela interação não linear entre as ondas e o movimento do corpo. Para uma estrutura ancorada, oscilações na deriva lenta ocorrem em surge, sway e yaw. A fórmula geral para as forças na deriva lenta para N componentes de onda pode ser obtida por [13]:

$$F_i^{SV} = \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^N A_j A_k [T_{jk}^{ic} \cos\{(\omega_k - \omega_j)t + (\epsilon_k - \epsilon_j)\} + T_{jk}^{is} \sin\{(\omega_k - \omega_j)t + (\epsilon_k - \epsilon_j)\}] \quad (2-46)$$

onde: $A_i \rightarrow$ são as amplitudes de onda

$\omega_i \rightarrow$ são as frequências de onda

$\epsilon_i \rightarrow$ são os ângulos de fase

$N \rightarrow$ representa o número de componentes de ondas

$F_1^{SV}, F_2^{SV}, F_3^{SV} \rightarrow$ são as componentes de força nas direções x, y e z

$F_4^{SV}, F_5^{SV}, F_6^{SV} \rightarrow$ são as componentes de momento em torno de x, y e z

T_{jk}^{ic} e $T_{jk}^{is} \rightarrow$ são os coeficientes da função de transferência

É importante ressaltar que os coeficientes T_{jk}^{ic} e T_{jk}^{is} são independentes das amplitudes de onda mas são funções das frequências ω_k e ω_j e podem ser calculados independentemente do estado de mar

Forças na frequência soma

Analisando a equação (2-45) é possível perceber que a existência de efeitos não lineares devido ao termo quadrático da velocidade da equação de Bernoulli. Estes termos podem criar forças de excitação em frequências maiores que as frequências dominantes do espectro de onda. Este efeito é devido aos termos $2\omega_1, 2\omega_2$ e $(\omega_1 + \omega_2)$. Para estrutura do tipo TLP, objeto de análise do presente trabalho, esses termos podem ser importantes para a excitação de oscilações ressonante em heave, roll e pitch.

O potencial de segunda ordem é obtido através da resolução da condição de contorno na superfície livre não homogênea [13]:

$$\phi_{2u} + g\phi_{2z} = -\frac{\partial}{\partial t}(\phi_{1x}^2 + \phi_{1y}^2 + \phi_{1z}^2) + \frac{1}{g}\phi_{1t}\frac{\partial}{\partial z}(\phi_{1u} + g\phi_{1z}) \quad (2-47)$$

onde: ϕ_1 denota o potencial de primeira ordem

ϕ_2 denota o potencial de segunda ordem

g é a aceleração da gravidade

A equação (2-47) é empregada no cálculo das forças na frequência soma na superfície livre ($z=0$) sendo que o índice 1 denota o potencial de primeira ordem e o índice 2 o potencial de segunda ordem.

2.2 Aerodinâmica da Turbina Eólica

Modelos numéricos para a avaliação aerodinâmica de turbinas eólicas variam desde modelos baseados na teoria do momentum unidimensional até modelos tridimensionais com a solução completa das equações de Navier-Stokes. Na prática, modelos numéricos baseados tanto no momentum de elemento de pá (*Blade Element Momentum – BEM*) quanto no método generalizado de esteira dinâmica (*Generalized Dynamic Wake – GDW*) se apresentam como soluções computacionais eficientes para solução do problema aerodinâmico da turbina.

O programa que será usado neste trabalho para a obtenção das cargas aerodinâmicas será o AeroDyn [15]. Esse programa foi originalmente desenvolvido por Craig Hansen e pesquisadores da Universidade de Utah e da empresa Windward Engineering, e foi posteriormente atualizado pelo laboratório dos Estados Unidos National Renewable Energy Laboratory (NREL), que atualmente o mantém operando e atualizado.

O AeroDyn tem a capacidade de operar tanto com o método GDW quanto com o BEM, de forma que o usuário pode selecionar o método que é mais adequado para a análise em questão. O usuário também tem a opção de não considerar os efeitos de esteira calculados pelos métodos indicados anteriormente, o que é útil para análises nas quais as turbinas estão em modo estacionado. Além das cargas no rotor da turbina, o AeroDyn também é capaz de calcular as cargas na torre através da teoria de escoamento potencial ao redor de um cilindro.

As próximas seções irão apresentar as principais equações envolvidas no problema aerodinâmico de uma turbina eólica incluindo as equações dos métodos BEM e GDW.

2.2.1 Teoria do momentum unidimensional

Para uma compreensão inicial da aerodinâmica de uma turbina eólica é interessante examinar a teoria unidimensional para um rotor ideal. O rotor, de acordo com esta teoria, é um disco considerado sem fricção e cuja esteira não possui movimento rotacional. A turbina eólica extrai energia mecânica a partir da energia cinética do vento, de forma que o rotor atua como um dispositivo de empuxo diminuindo a velocidade incidente do vento V_0 até u no plano do rotor e u_1 na esteira. O empuxo é obtido através de uma queda da pressão não perturbada distante da turbina (p_0) no plano do rotor antecedida por um pequeno aumento de pressão. As variações de pressão e velocidade podem ser observadas na Figura 2-4. [16]

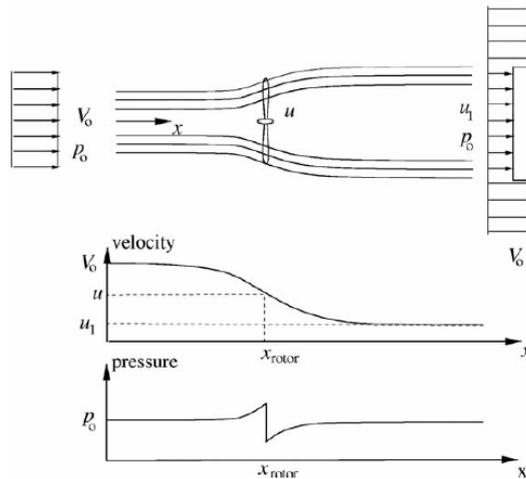


Figura 2-4 – Variações da pressão e da velocidade do vento no plano longitudinal do rotor da turbina eólica

Considerando o rotor como ideal, é possível estabelecer as seguintes relações entre as velocidades V_0 , u , e u_1 , a força de empuxo T e a potência disponível no eixo da turbina P :

$$T = \Delta p A \quad (2-48)$$

$$P = \frac{1}{2} \rho A V_0^3 \quad (2-49)$$

sendo A igual a área seccional do rotor dada por $A = \pi R^2$

Sendo que tanto a potência disponível quanto a força de empuxo são tratadas em suas formas adimensionais, os coeficientes de potência (C_P) e da força de empuxo (C_T) podem ser expressos de acordo com as seguintes equações:

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2} \rho V_0^2 A} \quad (2-50)$$

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho V_0^3 A} \quad (2-51)$$

2.2.2 Teoria de Momentum de Elemento de Pá

Na teoria do momentum unidimensional, a geometria do rotor, incluindo o número de pás e suas características, não é considerada; desta forma, é necessário um método para se considerar essas características para o cálculo da força de empuxo e da potência da turbina. A teoria de momentum de pá (*Blade Element Momentum Theory* ou BEM) aplica divisões nas seções das pás do rotor e assume que as forças exercidas sobre essas seções podem ser calculadas a partir das características de um aerofólio e

suas dimensões. A teoria BEM, geralmente atribuída a Glauert [17], é originada a partir de duas diferentes teorias:

- 1) **Teoria de elemento de pá:** assume que a pá pode ser dividida em pequenos elementos, independentes dos elementos vizinhos a este, e operar aerodinamicamente como um aerofólio bidimensional cuja força aerodinâmica pode ser calculada baseada em escoamentos locais. As forças em cada elemento são somadas ao longo do comprimento da pá para calcular as forças e os momentos exercidos na turbina.
- 2) **Teoria de momentum:** assume que perda de pressão ou momento no plano do rotor é causada pelo trabalho realizado pelo escoamento de ar que passa pelo plano do rotor e pelos elementos de pá e através da perda de momentum é possível calcular as velocidades induzidas do vento.

A teoria BEM, derivada das teorias indicadas acima, assume que os elementos de pá giram em volta do eixo do rotor em segmentos anulares, conforme indicados na Figura 2-5, através dos quais o balanço de momentos acontece. Estes segmentos anulares também são a região onde as velocidades induzidas pela variação de esteira modificam a velocidade do vento incidente no plano do rotor. [15]

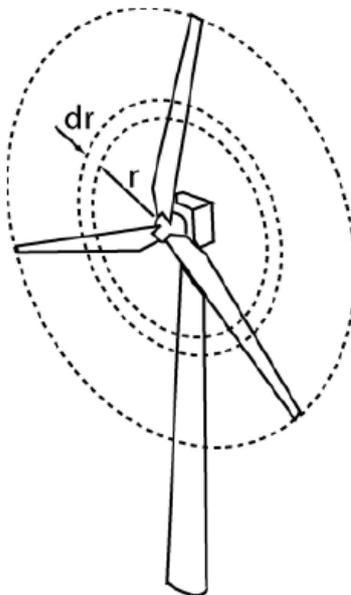


Figura 2-5 – Segmentos anulares considerados na teoria BEM [15]

A Figura 2-6 indica um exemplo de aerofólio considerado na teoria BEM, as componentes de força, a velocidade incidente do vento e seus ângulos de incidência. As forças atuantes da pá são categorizadas como força de arrasto (drag) e força de sustentação (lift). O ângulo que relaciona a força de sustentação e a força de arrasto (φ)

é dado pela soma do ângulo de passo local da pá (β) e ângulo de ataque (α). O ângulo de passo local da pá (β) é dependente da geometria da pá, deflexões elásticas e do sistema de controle de passo já o ângulo de ataque (α) é função do vetor de velocidade local. A equação (2-52) indica a relação entre ângulo de ataque (α), ângulo de passo local da pá (β) e o ângulo que relaciona a força de sustentação e a força de arrasto (φ). A equação (2-53) indica a definição da tangente do ângulo que relaciona a força de sustentação e a força de arrasto (φ).

$$\alpha = \varphi - \beta \quad (2-52)$$

$$\tan \varphi = \frac{U_{\infty}(1-a)}{\Omega r(1+a')} \quad (2-53)$$

onde: U_{∞} é a velocidade média do vento

a é fator de indução axial

a' é o fator de indução rotacional

r é o raio local do rotor

Ω é a velocidade de rotação do rotor

A força de sustentação é causada principalmente pela diferença de pressões nos dois lados do aerofólio, onde a pressão é menor na superfície superior do que na inferior, já a força de arrasto é devida tanto à diferença de pressão quanta às forças viscosas.

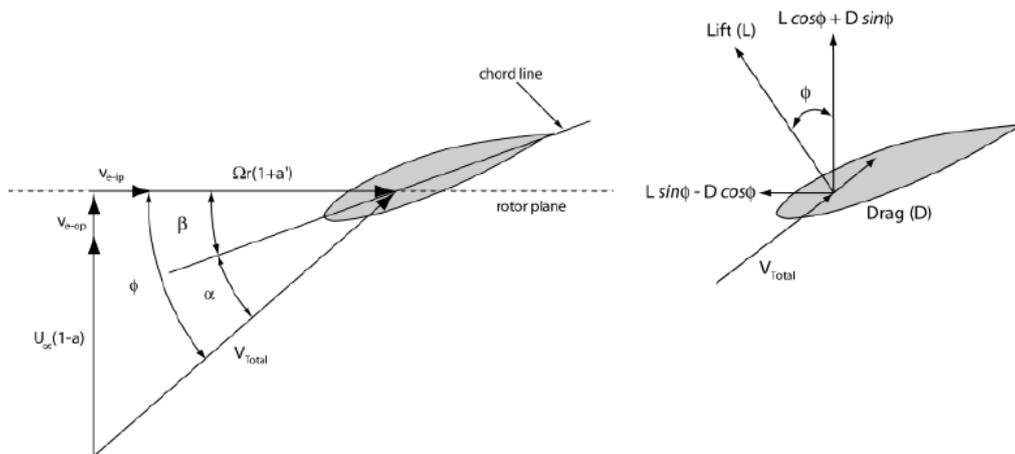


Figura 2-6 – Escoamento de vento e forças nos elementos de pá [15]

O empuxo e o torque em cada seção anular indicada na Figura 2-5 podem ser obtidos através das seguintes expressões:

$$dT = 4\pi r \rho U_{\infty}^2 a(1-a)dr \quad (2-54)$$

$$dQ = 4\pi r^2 \rho U_{\infty} \Omega(1-a)a'dr \quad (2-55)$$

onde: T é o empuxo do rotor

Q é o torque do rotor

ρ é a massa específica do ar

As forças normais (F_N) e tangenciais (F_T) ao plano do rotor podem ser definidas a partir da força de arrasto (D), da força de sustentação (L) e do ângulo que relaciona ambas as forças (φ). Os coeficientes da força normal (C_N) e da força tangencial (C_T) podem ser definidos a partir das seguintes equações:

$$C_N = C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi \quad (2-56)$$

$$C_T = C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi \quad (2-57)$$

sendo que C_L e C_D são os coeficientes das forças de sustentação e arrasto, respectivamente.

Os fatores de indução axial (a e a') são definidos de acordo com as seguintes equações:

$$a = \frac{1}{\frac{4 \sin^2 \varphi}{\sigma C_N} + 1} \quad (2-58)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4 \sin \varphi \cos \varphi}{\sigma C_T} - 1} \quad (2-59)$$

Com as equações principais da teoria BEM definidas, é possível então estabelecer um processo iterativo para o cálculo das cargas em cada elemento de pá. A seguinte sequência deve ser aplicada no cálculo [16]:

- 1) Estimar um valor inicial para os fatores de indução axial. Como estimativa inicial $a = a' = 0$ é geralmente usado.
- 2) Calcular o ângulo que relaciona as forças de arrasto e de sustentação (φ) através equação (2-53).
- 3) Calcular o ângulo de ataque através da equação (2-52).
- 4) Obter os coeficientes tabulares das forças de sustentação e arrasto em função do ângulo de ataque $C_L(\alpha)$ e $C_D(\alpha)$.
- 5) Calcular os coeficientes das força normal e tangencial ao plano do rotor C_N e C_T através das equações (2-56)e (2-57).

- 6) Calcular os fatores de indução axial (a e a') através das equações (2-58) e (2-59).
- 7) Se os fatores a e a' tiveram uma variação significativa da estimativa inicial, de acordo com uma tolerância pré-determinada, deve-se retornar a etapa 2 com os novos valores calculados. Se houve a convergência, deve-se seguir para a próxima etapa.
- 8) Calcular as cargas nos segmentos das pás.

As oito etapas definidas anteriormente caracterizam o método BEM para obtenção das cargas no rotor da turbina eólica. Entretanto, correções devem ser aplicadas a este método para a obtenção de resultados consistentes. As correções serão discutidas a seguir.

Correção de Prandtl para perdas na ponta da pá (Tip-Loss)

Uma das grandes limitações do método BEM é que ele, por ser definido no plano bidimensional perpendicular ao eixo da pá, não considera os efeitos de perdas na ponta da pá como a influência da formação de vórtices nas pontas das pás que se propagam para a esteira do rotor. Esses vórtices criam diversos escoamentos helicoidais como podem ser vistos na Figura 2-7, que exercem um papel importante na distribuição de velocidades no plano do rotor.

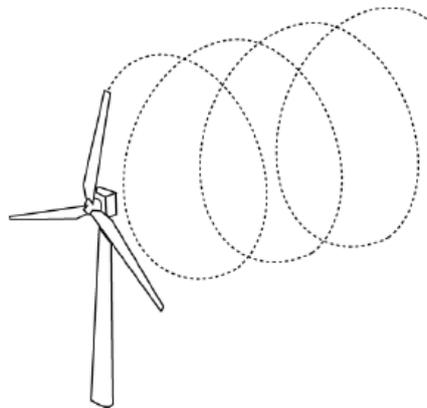


Figura 2-7 - Padrão de esteira helicoidal devido a efeitos de ponta de pá

Para compensar esta deficiência no método BEM, um fator de correção (F) deve ser aplicado nas equações (2-54) e (2-55):

$$dT = 4\pi r \rho U_{\infty}^2 a(1-a)Fdr \quad (2-60)$$

$$dQ = 4\pi r^2 \rho U_{\infty} \Omega(1-a)a'Fdr \quad (2-61)$$

sendo o fator F dado por:

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} e^{-f} \quad (2-62)$$

O fator f é dado por:

$$f = \frac{B}{2} \frac{R - r}{r \sin \varphi} \quad (2-63)$$

onde B é o número de pás, R é o raio do rotor e r é o raio local e φ o ângulo do escoamento com o plano do rotor.

Considerando as equações (2-60) e (2-61) para obtenção dos fatores de indução axial, alteram-se esses fatores para consideração dos efeitos de ponta de pá:

$$a = \frac{1}{\frac{4 F \sin^2 \varphi}{\sigma C_N} + 1} \quad (2-64)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4 F \sin \varphi \cos \varphi}{\sigma C_T} - 1} \quad (2-65)$$

Correção de Glauert para valores elevados do fator de indução axial (a)

Quando temos fatores de indução axial superiores a 0,4, a teoria BEM se apresenta como inadequada. Isto ocorre em turbinas operando em regimes de elevada razão de velocidade de pá (turbina com velocidade constante em ventos de velocidade baixa), no qual o rotor entra no chamado regime de esteira turbulenta. De acordo com a teoria de momentum, este estado operacional começa quando um escoamento na esteira longe do rotor começa a se propagar em sentido contrário, gerando uma turbulência da esteira o que gera uma diminuição no escoamento atrás do rotor, mas não ocasiona uma diminuição no empuxo, como sugere a teoria BEM não corrigida. É importante observar que fisicamente, esta reversão de escoamento não pode ocorrer; o que acontece é que escoamentos que estavam fora da esteira entram na mesma aumentando a turbulência.

Para compensar esta limitação, Glauert [18] propôs uma correção, baseada em dados experimentais, para a relação entre o coeficiente de empuxo (C_T) e o fator de indução (a), que está indicada na equação (2-66) e pode ser visualizada graficamente na Figura 2-8.

$$C_T = \begin{cases} 4a(1-a)F & \text{para } a \leq 1/3 \\ 4a \left(1 - \frac{1}{4}(5-3a)a \right) F & \text{para } a > 1/3 \end{cases} \quad (2-66)$$

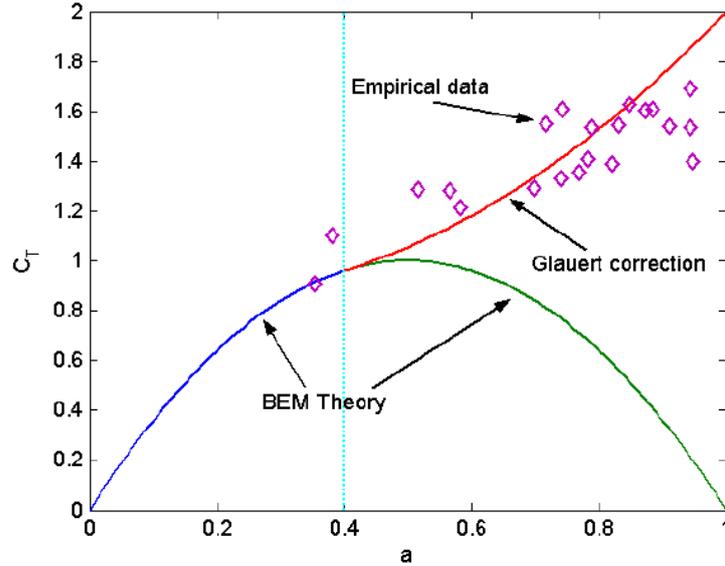


Figura 2-8 – Correção de Glauert [15]

2.2.3 Método Generalizado de Esteira Dinâmica

O método generalizado de esteira dinâmica (*Generalized Dynamic Wake GDW*) é baseado no trabalho de Peters e He [19] que foi inicialmente desenvolvido para a indústria de helicópteros.

As equações que governam o método GDW são derivadas das equações de Euler. As equações da conservação de movimento são dadas por:

$$\frac{\partial u}{\partial t} + U_{\infty} \frac{\partial u}{\partial x} + V_{\infty} \frac{\partial u}{\partial y} + W_{\infty} \frac{\partial u}{\partial z} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (2-67)$$

$$\frac{\partial v}{\partial t} + U_{\infty} \frac{\partial v}{\partial x} + V_{\infty} \frac{\partial v}{\partial y} + W_{\infty} \frac{\partial v}{\partial z} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial y} \quad (2-68)$$

$$\frac{\partial w}{\partial t} + U_{\infty} \frac{\partial w}{\partial x} + V_{\infty} \frac{\partial w}{\partial y} + W_{\infty} \frac{\partial w}{\partial z} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial z} \quad (2-69)$$

A conservação de massa pode ser representada por:

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = 0 \quad (2-70)$$

A equação para a distribuição de pressão é definida pela equação de Laplace:

$$\nabla^2 p = 0 \quad (2-71)$$

É conveniente adimensionalizar estas equações com a velocidade do rotor (Ω):

$$\text{Tempo:} \quad \hat{t} = \Omega t \quad (2-72)$$

$$\text{Deslocamentos:} \quad \hat{x} = \frac{x}{R} \quad (2-73)$$

$$\text{Velocidades:} \quad \hat{u} = \frac{u}{\Omega R} \text{ e } \hat{U}_\infty = \frac{U_\infty}{\Omega R} \quad (2-74)$$

$$\text{Pressão:} \quad \Phi = \frac{p}{\rho(\Omega R)^2} \quad (2-75)$$

É importante notar que as variáveis adimensionais definidas nas equações (2-72) a (2-75), por serem dependentes da velocidade do rotor (Ω), que pode variar ao longo do curso da simulação, devem ser calculadas no começo de cada intervalo de tempo.

As equações que governam o método GDW em sua forma adimensional podem ser então escritas como a seguir:

$$\frac{\partial \hat{u}}{\partial \hat{t}} + \hat{U}_\infty \frac{\partial \hat{u}}{\partial \hat{x}} + \hat{V}_\infty \frac{\partial \hat{u}}{\partial \hat{y}} + \hat{W}_\infty \frac{\partial \hat{u}}{\partial \hat{z}} = -\frac{\partial \Phi}{\partial \hat{x}} \quad (2-76)$$

$$\frac{\partial \hat{v}}{\partial \hat{t}} + \hat{U}_\infty \frac{\partial \hat{v}}{\partial \hat{x}} + \hat{V}_\infty \frac{\partial \hat{v}}{\partial \hat{y}} + \hat{W}_\infty \frac{\partial \hat{v}}{\partial \hat{z}} = -\frac{\partial \Phi}{\partial \hat{y}} \quad (2-77)$$

$$\frac{\partial \hat{w}}{\partial \hat{t}} + \hat{U}_\infty \frac{\partial \hat{w}}{\partial \hat{x}} + \hat{V}_\infty \frac{\partial \hat{w}}{\partial \hat{y}} + \hat{W}_\infty \frac{\partial \hat{w}}{\partial \hat{z}} = -\frac{\partial \Phi}{\partial \hat{z}} \quad (2-78)$$

$$\nabla^2 \Phi = 0 \quad (2-79)$$

As condições de contorno aplicadas a essas equações diferenciais são:

- Cargas aerodinâmicas são aplicadas nas pás da turbina;
- A pressão retorna a pressão ambiente em regiões distantes do rotor;
- A descontinuidade de pressão ao redor do plano do rotor é dada pela força de magnitude igual à da força de empuxo do rotor;

O campo de pressão pode ser dividido em dois componentes:

- O primeiro modelando a variação espacial da distribuição de pressão (Φ^V);
- O segundo modelando a variação temporal da distribuição de pressão (Φ^A);

$$\Phi = \Phi^V + \Phi^A \quad (2-80)$$

Dividindo o campo de pressões em duas parcelas como indicado na equação (2-80) é possível reescrever as equações (2-76) a (2-78):

$$\frac{\partial \hat{u}}{\partial \hat{t}} = -\frac{\partial \Phi^A}{\partial \hat{x}} \quad \hat{U}_\infty \frac{\partial \hat{u}}{\partial \hat{x}} + \hat{V}_\infty \frac{\partial \hat{u}}{\partial \hat{y}} + \hat{W}_\infty \frac{\partial \hat{u}}{\partial \hat{z}} = -\frac{\partial \Phi^V}{\partial \hat{x}} \quad (2-81)$$

$$\frac{\partial \hat{v}}{\partial \hat{t}} = -\frac{\partial \Phi^A}{\partial \hat{y}} \quad \hat{U}_\infty \frac{\partial \hat{v}}{\partial \hat{x}} + \hat{V}_\infty \frac{\partial \hat{v}}{\partial \hat{y}} + \hat{W}_\infty \frac{\partial \hat{v}}{\partial \hat{z}} = -\frac{\partial \Phi^V}{\partial \hat{y}} \quad (2-82)$$

$$\frac{\partial \hat{w}}{\partial \hat{t}} = -\frac{\partial \Phi^A}{\partial \hat{z}} \quad \hat{U}_\infty \frac{\partial \hat{w}}{\partial \hat{x}} + \hat{V}_\infty \frac{\partial \hat{w}}{\partial \hat{y}} + \hat{W}_\infty \frac{\partial \hat{w}}{\partial \hat{z}} = -\frac{\partial \Phi^V}{\partial \hat{z}} \quad (2-83)$$

A distribuição do campo de pressão que satisfaz a equação de Laplace e que considera a descontinuidade de pressão através do disco do rotor está indicada em sistema de coordenadas elipsoidal na equação (2-84).

$$\Phi(v, \eta, \psi, \hat{t}) = \sum_{m=0}^{\infty} \sum_{n=m+1, m+3}^{\infty} P_n^m(v) Q_n^m(i\eta) [C_n^m(\hat{t}) \cos(m\psi) + C_n^m(\hat{t}) \sin(m\psi)] \quad (2-84)$$

Analogamente, a equação (2-85) indica a expressão para distribuição da velocidade induzidas em séries infinitas:

$$\hat{u}(\hat{r}, \psi, \hat{t}) = \sum_{r=0}^{\infty} \sum_{j=r+1, r+3}^{\infty} \phi_j^r(v) [\alpha_j^r(\hat{t}) \cos(r\psi) + \beta_j^r(\hat{t}) \sin(m\psi)] \quad (2-85)$$

No presente trabalho, iremos usar tanto o método BEM quando o método GDW para as análises no domínio do tempo a serem apresentadas no capítulo 5. A Figura 2-9 indica as principais diferenças entre os dois métodos.

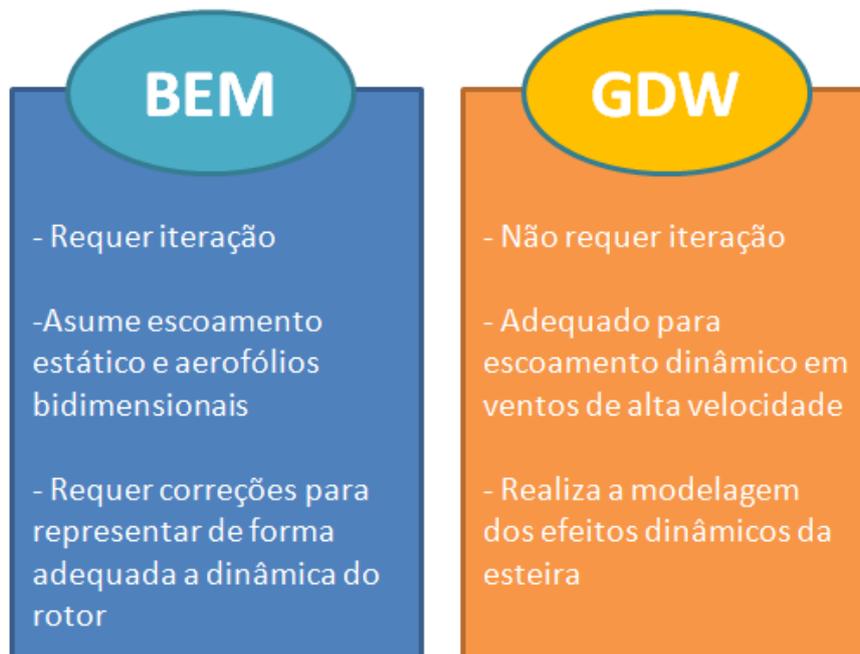


Figura 2-9 – Comparação entre os métodos GDW e BEM

2.3 Métodos para solução analítica

2.3.1 Análise no domínio da frequência

A análise no domínio da frequência é realizada a fim de se obter a solução para a equação do movimento considerando o problema de valor de contorno estabelecido. A partir de uma análise no domínio da frequência, é possível obter resultados das variáveis de interesse em função da frequência.

2.3.2 Análise no domínio do tempo

A análise do domínio do tempo é a direta integração das equações do movimento, tornando possível a inclusão de não linearidades do sistema. Este tipo de análise é normalmente utilizado para estágios finais e de detalhamento de projeto e para verificações dos resultados anteriormente obtidos no domínio de frequência.

A vantagem primordial da análise do domínio do tempo é a possibilidade de se incluir o efeito das variações das condições de contorno e os efeitos das não linearidades das funções de força e rigidez da TLP (caso existam não linearidades). Uma desvantagem de análises no domínio do tempo é o tempo computacional requerido e necessidade de se realizar uma sequência repetida de análises até que se possa atingir estatísticas consistentes e estacionárias.

Métodos de solução no domínio do tempo de estrutura flutuantes sujeitas a cargas ambientais foram sugeridos por diversos autores, entre eles Cummings [20], e Pauling [21]. A formulação de Cummings é baseada na ideia de um deslocamento impulsivo, o corpo flutuante em sua posição de repouso no instante de tempo $t = t_0$ é submetido a um deslocamento impulsivo Δx a uma velocidade constante V .

$$\Delta x = V \cdot \Delta t \quad (2-86)$$

Este deslocamento impulsivo afeta o movimento do fluido durante este período, mas também mais adiante no tempo, para qual a função de retardação R_{ij} é usada. Para um movimento variando arbitrariamente ao longo do tempo, o movimento pode ser considerado como uma sucessão de todos os deslocamentos impulsivos.

A equação de movimentos linear considerando a função de retardação pode ser escrita como:

$$\sum_{j=1}^6 \left\{ (M_{ij} + A_{ij}) \ddot{x}_j + \int_{-\infty}^t R_{ij}(t - \tau) \dot{x}_j d\tau + C_{ij} x_j \right\} = F_{ext}(t) \quad (2-87)$$

Com os deslocamentos e suas derivadas no tempo, uma simulação pode ser continuada como pequenos intervalos de tempo para que se possa obter a velocidade e acelerações nos intervalos de tempo. Supondo que a velocidade é uma unidade de impulso, as forças de radiação podem ser representadas pela integral de convolução:

$$F_{rad}(x, t) = -A_{\infty} \cdot \ddot{x}_j - \int_{-\infty}^t R_{ij}(t - \tau) \cdot \dot{x}_j d\tau \quad (2-88)$$

A primeira parte da equação (2-88) representa as forças relacionadas à aceleração e A_{∞} é a matriz de massa adicional e a segunda parte representa os efeitos da memória fluida, que captura energia transferida do movimento da estrutura flutuante para as ondas radiadas. A parte relativa a convolução é conhecida como o modelo de memória fluida.

3 Projeto da Turbina Eólica Flutuante

Uma turbina eólica flutuante consiste em um conjunto de subsistemas que podem ser divididos entre três sistemas principais:

- 1) A turbina eólica que inclui a torre, a nacelle, o rotor e o cubo do rotor.
- 2) A estrutura flutuante.
- 3) O sistema de posicionamento ou sistema de ancoragem.

No presente capítulo, serão apresentadas as principais características dos três sistemas principais indicados anteriormente, os critérios de projeto considerados e as características do sistema completo da turbina eólica flutuante.

A origem do sistema de coordenadas está localizada no centro da coluna principal da estrutura flutuante, na superfície livre, sendo a coordenada vertical Z positiva acima da superfície livre e a coordenada horizontal X alinhada com a direção do vento. Seis graus de liberdade são considerados conforme indicados na Figura 3-1

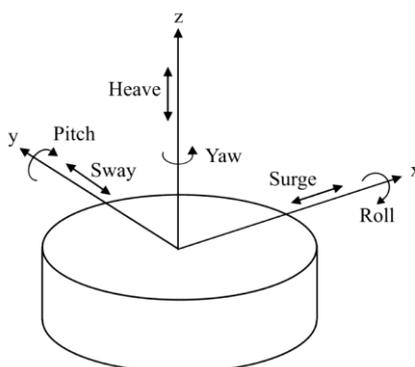


Figura 3-1 – Sistema de coordenadas e graus de liberdade da TEF-TLP

A turbina de DTU 10MW suportada por uma estrutura flutuante do tipo TLP será apresentada. Para a obtenção das características do flutuante, fatores de escala de acordo com Lei de Reynolds foram aplicados a uma TEF-TLP de 5MW apresentada por Bachynski [22]. Os fatores de escala indicados na Tabela 3-1 foram considerados.

Dimensões lineares (comprimento, altura, diâmetro, etc)	f^1
Massa	f^3
Momento de inércia de massa	f^5

Tabela 3-1 – Fatores de escala

Sendo que o fator de escala f é dado pela seguinte expressão:

$$f = \sqrt{10/5} \tag{3-1}$$

O fator de escala indicado na equação (3-1) é o mesmo empregado pela Technical University of Denmark [23] para a obtenção das características da turbina de 10 MW a partir da turbina de 5 MW. Para fins de concordância na escala empregada tanto na turbina eólica quanto na estrutura flutuante, usaremos o mesmo fator de escala em ambas. Desta forma o fator de escala da equação (3-1) será aplicado às dimensões lineares, massa e inércia da estrutura flutuante que suporta a turbina de 5 MW para a obtenção dessas características para a estrutura flutuante que vai suportar a turbina de 10 MW.

3.1 Critérios de Projeto

O principal objetivo do projeto de uma turbina flutuante deve ser minimizar o custo da geração de energia, que também pode ser entendido como maximizar a produção de energia e minimizar os custos de construção, instalação e operação. De forma a minimizar os custos de construção e custos com materiais, é necessário minimizar a quantidade de aço empregada tanto nos tendões quanto nas estruturas, ao passo que, para minimizar os custos operacionais, é importante buscar as menores cargas e variações de cargas nos tendões, na estrutura flutuante, na torre, nacelle e nas pás [24].

Considerando as variáveis expostas anteriormente, são sugeridos os seguintes critérios de projeto:

- 1) Os períodos naturais de surge e sway devem ser superiores a 25 segundos de forma a evitar excitações de onda de primeira ordem. Os períodos não amortecidos e não acoplados de surge e sway podem ser estimados de acordo com as equações (2-31) e (2-32).
- 2) Os períodos naturais de roll e pitch devem ser inferiores a 3,5 segundos de forma a evitar excitações de onda de primeira ordem. Os períodos não amortecidos não acoplados de roll e pitch podem ser estimados de acordo com as equações (2-34) e (2-35).
- 3) Para que se possa limitar o ângulo nas conexões dos tendões tanto com a estrutura tanto com a fundação no fundo do mar, o passeio da unidade quando submetida a ação de ventos ondas e correntes deve ser de no máximo 5% da lâmina d'água.

- 4) Estabilidade estática avaliada através das curvas de braço de endireitamento (Curva de GZ) para condições de operação de uma TLP normalmente não é empregada visto que a estabilidade da TLP é tipicamente provida pela pré-tração e rigidez dos tendões. A fim de se manter a estabilidade da TLP é necessário que os tendões estejam tracionados em todas as condições.

Nas condição de flutuação pré-operação a TEF-TLP deve atender o critério de estabilidade referente a altura metacêntrica (GM) conforme requerido pelo ABS [25] de acordo com a equação (3-2):

$$GM > 0 m \quad (3-2)$$

3.2 A Turbina Eólica

A turbina escolhida como objeto de análise foi a mesma desenvolvida pela Technical University of Denmark com capacidade instalada de 10MW chamada de “DTU 10MW”. O projeto desta turbina foi inspirado no modelo numérico da turbina de 5 MW desenvolvido pelo NREL [26], a partir da qual fatores de escala foram aplicados, seguidos de ajustes, até que se chegou a concepção final da DTU 10 MW [23]. É possível ver uma ilustração da “DTU 10MW” na Figura 3-2. A Tabela 3-2 indica as principais características da “DTU 10MW”.



Figura 3-2 – Turbina eólica DTU 10MW

Velocidade mínima do vento para geração de energia	4 m/s
Velocidade máxima do vento para geração de energia	25 m/s
Velocidade do vento nominal	11,4 m/s
Potência nominal	10 MW
Número de Pás	3
Diâmetro do rotor	178,3 m
Diâmetro do cubo do rotor	5,6 m
Altura do cubo do rotor	119 m
Velocidade mínima do rotor	6 rpm
Velocidade máxima do rotor	9,6 rpm
Massa da nacelle	446,036 ton
Massa do rotor	230,667 ton
Massa da torre	628,442 ton
Massa total da turbina	1305,145 ton
Centro longitudinal de gravidade (Xg)	0,3 m
Centro transversal de gravidade (Yg)	0,0 m
Centro vertical de gravidade (Zg)	95,5 m

Tabela 3-2 – Características principais da turbina eólica DTU 10 MW

A turbina DTU 10MW inicia a produção de energia a partir de ventos com velocidade de 4 m/s e atinge sua capacidade nominal em ventos de 11,4 m/s. A partir de ventos de 12,0 m/s é possível perceber na Figura 3-3 que não existe ganho na potência gerada pela turbina, que permanece basicamente constante até aproximadamente 25,0 m/s. Para ventos superiores a 25 m/s a turbina para de operar e permanece no modo estacionado para que se possa evitar danos causados por ventos de alta intensidade.

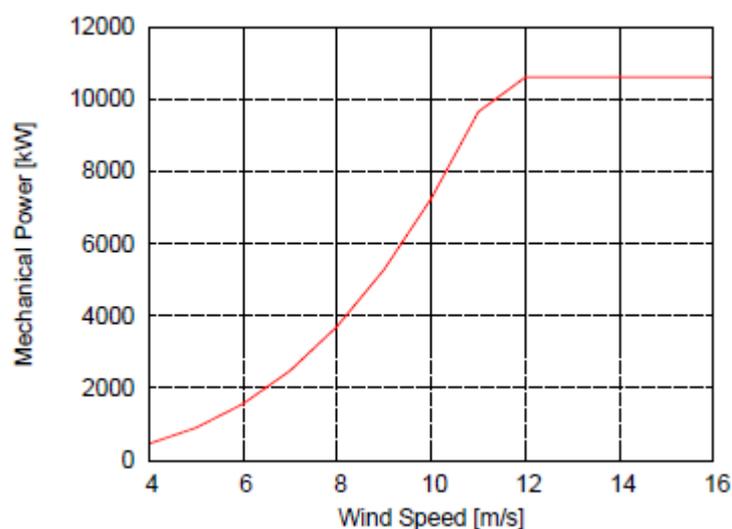


Figura 3-3 – Potência da DTU 10-MW em função da velocidade do vento

3.3 A Estrutura Flutuante

O conceito de turbina eólica flutuante do tipo TLP (TEF-TLP) foi inicialmente proposto pelo Massachusetts Institute of Technology (MIT). Na dissertação de pós doutorado de Withee [27], foi apresentada uma das primeiras concepções de projeto para TEF-TLP que consistia em uma turbina de 1,5 MW suportada por uma estrutura do tipo TLP em uma lâmina d'água de 200 metros. Desde então, diversos trabalhos foram apresentados neste campo no sentido de estudar os componentes do projeto de uma TEF-TLP.

Em 2014, Bachynski [22] estudou variações de projeto de estruturas flutuantes do tipo TLP suportando a turbina de 5 MW do NREL [26] para obter um melhor entendimento de como as escolhas de projeto afetam o comportamento global da plataforma, avaliar os procedimentos de análise no campo da modelação hidrodinâmica e indicar um caminho para futuras otimizações de projeto. Uma ilustração das variações de projeto propostas por Bachynski [22] está indicada na Figura 3-4:

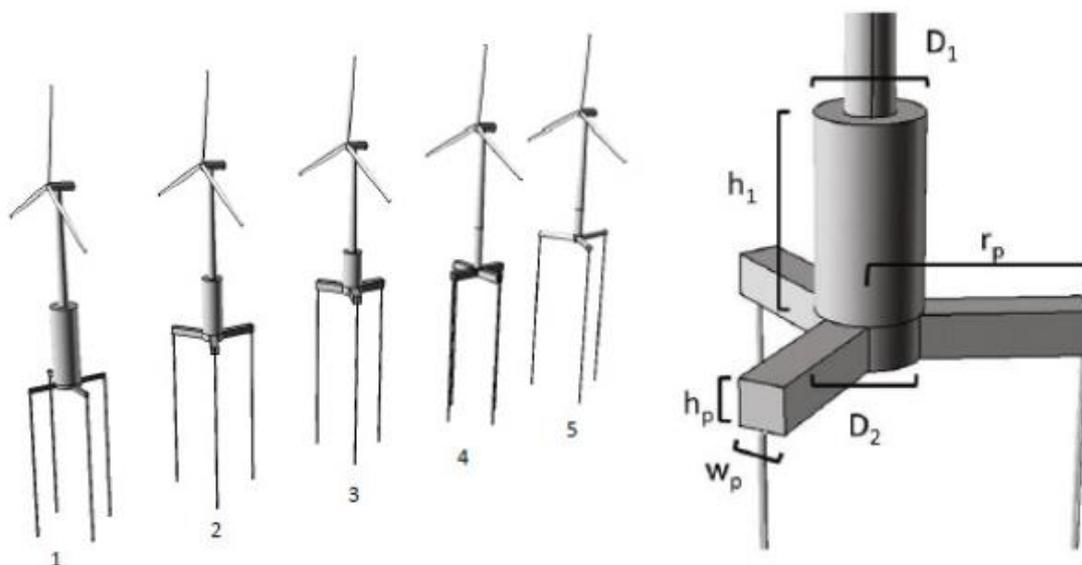


Figura 3-4 – Ilustração das variações paramétricas propostas por Bachynski [22]

No presente trabalho, a terceira turbina (TLPWT-3) proposta por Bachynski [22] foi considerada e fatores de escala, conforme a Tabela 3-1 foram aplicados a ela. A Figura 3-5 apresenta a estrutura flutuante; a mesma é composta por três pontões e uma coluna central dividida em duas partes (uma inferior e outra superior) todas feitas de aço cuja massa específica é 7850 kg/m^3 . Os pontões são uniformemente espaçados em torno da coluna central inferior, rotacionados a ângulos de 120 graus. Tanto a coluna superior quanto a inferior possuem o mesmo diâmetro, entretanto, a coluna central inferior, por ser a conexão dos três pontões, foi projetada de forma a ter uma espessura de aproximadamente o dobro da espessura da coluna superior. Adicionalmente, está

presente na coluna central inferior um lastro fixo de concreto de 4456 toneladas cuja massa específica é de $2562,5 \text{ kg/m}^3$; este lastro é necessário para se atingir o calado requerido do flutuante. É possível ver uma ilustração da “DTU 10MW” na Figura 3-5. A Tabela 3-3 indica as principais características da “DTU 10MW”.

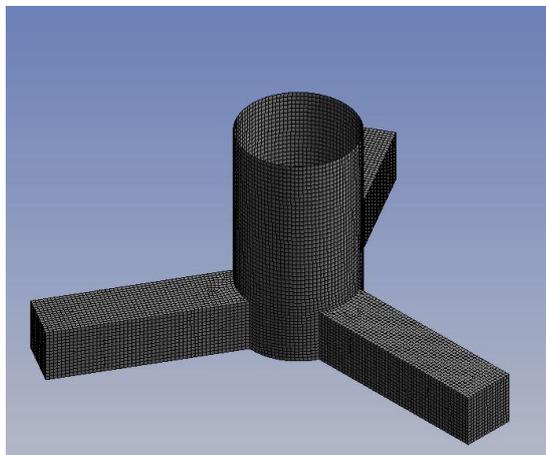


Figura 3-5 – Estrutura Flutuante do Tipo TLP

Profundidade	H	200	m
Calado	T	35,3	m
Borda livre	BL	10	m
Diâmetro da coluna central	D_1	19,8	m
Altura da coluna central	h_1	45,3	m
Raio do pontoon	r_p	39,6	m
Altura do pontoon	h_p	8,5	m
Largura do pontoon	w_p	8,5	m
Volume deslocado total	V	16692,1	m^3
Massa total	M	8124,92	ton
Centro longitudinal de gravidade	XG	0	m
Centro transversal de gravidade	YG	0	m
Centro vertical de gravidade	ZG	-26.87	m
Momento de Inercia de Massa de Roll	I_{xx}	5,584E+9	$kg * m^2$
Momento de Inercia de Massa de Pitch	I_{yy}	5,584E+9	$kg * m^2$
Momento de Inercia de Massa de Yaw	I_{zz}	1,129E+9	$kg * m^2$

Tabela 3-3 – Características principais da estrutura flutuante do tipo TLP

É importante ressaltar que as características indicadas na Tabela 3-3 se referem somente a estrutura flutuante. As características do sistema completo, incluindo a torre eólica podem ser observadas na Tabela 3-7.

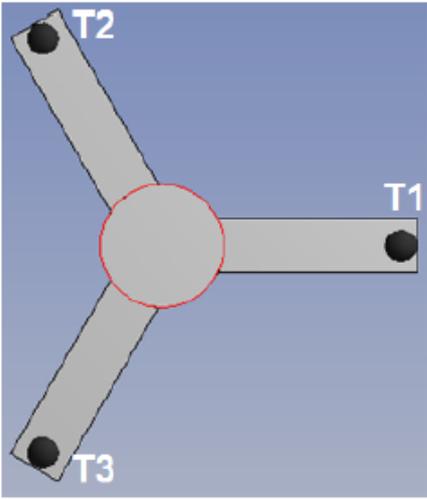
3.4 O Sistema de Ancoragem do Tipo TLP

A partir da Tabela 3-3, pode-se perceber que o deslocamento da estrutura flutuante no calado de operação é aproximadamente o dobro do seu peso, de forma que para se atingir o calado de operação é necessário uma força vertical adicional. Diferentemente das outras estruturas flutuantes, nas quais o peso da estrutura é igual ao empuxo, na TLP existe um componente adicional que é a pré-tração dos tendões. O equilíbrio de forças verticais na TLP é dado por:

$$F_{grav} + T_{tendões} = E \quad (3-3)$$

sendo que F_{grav} corresponde à força vertical de gravidade da TEF-TLP, $T_{tendões}$ corresponde a força de tração total dos tendões e E corresponde ao empuxo da estrutura flutuante.

Os tendões propostos neste projeto são estruturas tubulares de aço com espessura de 90 mm. Em cada um dos três pontoons, estará posicionado um tendão totalizando três pontos fixos de amarração; é importante notar que a não redundância do número de tendões nos pontoons é aceita devido ao fato da TEF-TLP ser não tripulada. Os três tendões estão dispostos verticalmente pela lâmina água, conectando a estrutura flutuante à fundação no fundo do mar. As posições das conexões com a estrutura flutuante e com as âncoras no fundo do mar estão indicadas na Tabela 3-4. As características consideradas no sistema de ancoragem estão indicadas na Tabela 3-5.



Tendão #	Conexão com a estrutura flutuante			Conexão no fundo do mar		
	X	Y	Z	X	Y	Z
T1	38,0	0,0	-35,3	38,0	0,0	-200
T2	-19,0	32,9	-35,3	-19,0	32,9	-200
T3	-19,0	-32,9	-35,3	-19,0	-32,9	-200

Tabela 3-4 – Posição das conexões finais dos tendões

Número de tendões de ancoragem	n_t	3	
Raio Externo do tendão	r_e	1,35	m
Raio Interno do tendão	r_i	1,26	m
Espessura da parede do tendão	e_t	0.09	m
Massa específica do aço	$\rho_{aço}$	7850	kg/m ³
Modulo de Young	E	2.11E+11	Pa
Massa por unidade de comprimento	M_t	5737	kg/m
Rigidez do tendão	k_t	931845	kN/m
Pré-tração na linha	T_t	25101	KN
Pré-tração total do Sistema de ancoragem	$T_{Tendões}$	75303	KN

Tabela 3-5 – Características do sistema de ancoragem

Para a análise hidrodinâmica no domínio da frequência, os tendões conforme descritos na Tabela 3-4 e na Tabela 3-5 não serão modelados diretamente no AQWA, ou seja, para contabilizar a contribuição devido aos tendões, será incluída uma matriz de rigidez adicional. Na análise do domínio da frequência a ser apresentada no capítulo 4, esta matriz foi considerada. Os coeficientes da matriz de rigidez foram calculados através das equações (2-26) a (2-30) e os mesmos estão apresentados na Tabela 3-6.

K_{11}	4.57E+05	N/m
K_{22}	4.57E+05	N/m
K_{33}	2.80E+09	N/m
K_{44}	2.02E+12	Nm/rad
K_{55}	2.02E+12	Nm/rad
K_{66}	6.60E+08	Nm/rad

Tabela 3-6 – Coeficientes da matriz de rigidez dos tendões

Para as análises a serem apresentadas no domínio do tempo contidas no capítulo 5, os tendões foram modelados em segmentos de 10 metros. A representação da estrutura flutuante acoplada aos tendões pode ser observada na Figura 3-6.

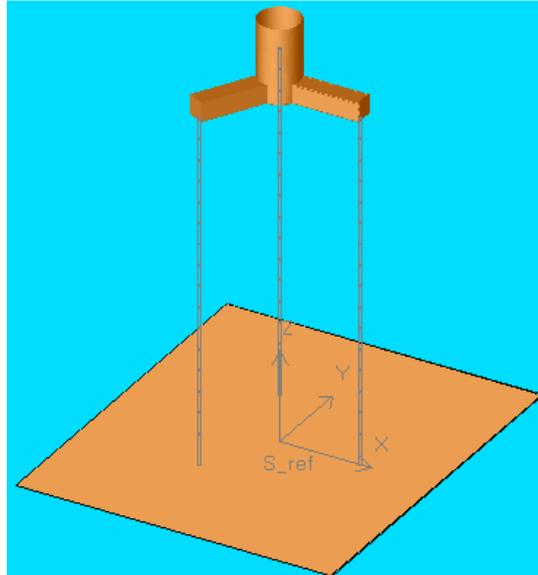


Figura 3-6 – Modelo no AQWA acoplado da estrutura flutuante e dos tendões

3.5 Resumo da turbina eólica Flutuante

Considerando os sistemas que compõem TEF-TLP apresentados nesse capítulo, é possível então apresentar o projeto completo a ser estudado no presente trabalho. Um resumo das principais características do projeto aqui apresentado está indicado na Tabela 3-7. É possível ver uma ilustração da turbina eólica e da estrutura flutuante na Figura 3-7.

Massa total da TEF-TLP	M_{total}	9430,02	ton
Centro longitudinal de gravidade	XG	0,04	m
Centro transversal de gravidade	YG	0	m
Centro vertical de gravidade	ZG	-9,934	m
Momento de Inercia de Massa de Roll	I_{xx}	2,526E+10	$kg * m^2$
Momento de Inercia de Massa de Pitch	I_{yy}	2,527E+10	$kg * m^2$
Momento de Inercia de Massa de Yaw	I_{zz}	1,311E+9	$kg * m^2$
Diâmetro da coluna central	D_1	19,8	m
Raio do pontoon	r_p	39,6	m
Altura/Largura do pontoon	w_p/h_p	8,5	m
Profundidade	H	200	m
Calado	T	35,3	m
Volume deslocado total	V	16692,1	m^3
Potencial Nominal da Turbina	Pot	10	MW
Intervalo Operacional de Velocidade de Vento	V_{vento}	4~25	m/s
Número de Pás	$n_{pás}$	3	
Altura do cubo do rotor	H_{Cubo}	119	m
Diâmetro do rotor	D_{rotor}	178,3	m

Tabela 3-7 – Resumo das características Principais da TEF-TLP

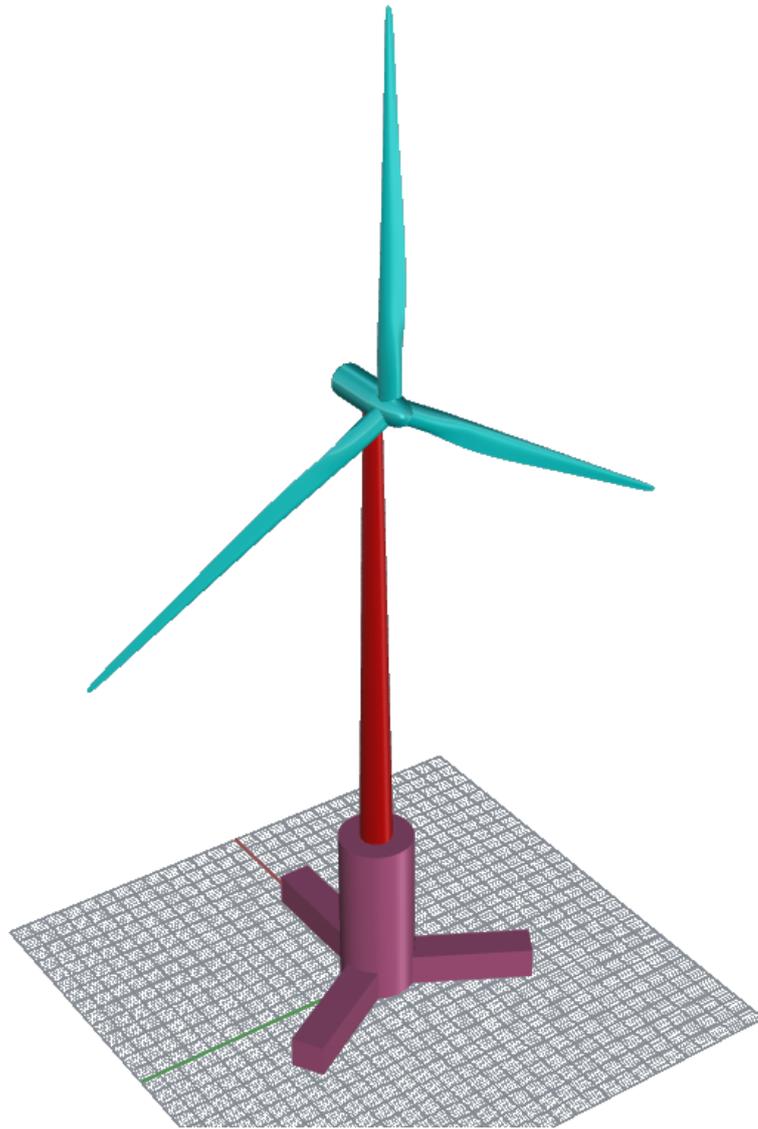


Figura 3-7 – Vista em perspectiva da TEF-TLP

4 Análise Hidrostática e Hidrodinâmica no Domínio da Frequência

4.1 Estabilidade Hidrostática

Para a avaliação da estabilidade hidrostática da TEF-TLP foi usado o software SEASAFE. Conforme estabelecido no capítulo 3.1, a estabilidade estática da TEF-TLP somente será avaliada na condição de pré-operação, onde a unidade estará em condição de flutuação em seu carregamento de peso leve sem os tendões instalados.

O critério referente a altura metacêntrica positiva estabelecido no capítulo 3.1 é o mesmo requerido para TEF-TLP pelo ABS [25]:

$$GM > 0 \text{ m} \quad (4-1)$$

É importante ressaltar que a distância do centro de carena até o metacentro (BM) é um parâmetro diretamente proporcional à inércia de linha d'água ($I_{\text{linha d'água}}$) sendo esta, por sua vez, proporcional à área de linha d'água. Considerando isso, é importante que no calado de flutuação, a área de linha d'água seja a maior possível, ou seja, o calado esteja na região dos pontoons.

$$GM = KM - KG \quad (4-2)$$

$$KM = KB + BM \quad (4-3)$$

$$BM = \frac{I_{\text{linha d'água}}}{V} \quad (4-4)$$

sendo: GM a distância vertical entre o metacentro e o centro de gravidade

KM a distância vertical entre o metacentro e a quilha da unidade

BM a distância vertical entre o metacentro e o centro de empuxo

$I_{\text{linha d'água}}$ a inércia de área de linha d'água

V o volume deslocado

A Tabela 4-1 apresenta a variação do KM com os calados. É possível observar uma variação brusca para calados superiores a 8,5 metros acima da linha de base, que coincide exatamente com o término dos pontoons.

Calado Moldado <i>m</i>	Inercia de Linha d'água <i>m⁴</i>	Área de linha d'água <i>m²</i>	BM <i>m</i>	KM <i>m</i>
8,20	270029,00	1073,18	30,68	34,79
8,30	270029,00	1073,18	30,32	34,47
8,40	270029,00	1073,18	29,95	34,16
8,50	273242,00	1073,18	29,95	34,07
8,60	7535,00	307,81	0,82	5,09
8,70	7535,00	307,81	0,82	5,10
8,80	7535,00	307,81	0,82	5,11
8,90	7535,00	307,81	0,82	5,13

Tabela 4-1 – Variação do KM com a área de linha d'água

Observando a Tabela 4-1 é possível inferir que, caso a TEF-TLP estivesse em seu calado de flutuação na região da coluna principal, o atendimento ao critério estabelecido pela equação (4-1) seria dificultado, uma vez que a área de linha d'água e, conseqüentemente, o KM caem drasticamente. Como o TEF-TLP se encontra flutuando em um calado de 7,37 metros, temos uma situação confortável para o atendimento do critério prescrito na equação (4-1). Os parâmetros de flutuação da TEF-TLP estão na Tabela 4-2.

Displacement		t	8124,92
KG	Above BaseLine	m	8,43
LCG		m	0,04
TCG		m	0
Heel	SB:+	deg	0
Trim	ByBow:+	m	-0,47
D.Mean	Moulded	m	7,37
D.AP	Moulded	m	7,61
D.FP	Moulded	m	7,14
GM solid		m	29,46
GM fluid		m	29,46
Area WP		m ²	1042
LCF		m	0,27
TCF	SB:+	m	0
VCF	Above BL	m	7,61
Sea Dens.		t/m ³	1,025
KG fluid		m	8,43
KMt		m	37,89

Tabela 4-2 Condição de flutuação da TEF-TLP

A representação gráfica da condição de flutuação e a curva de braço de endireitamento para a condição de peso leve da TEF-TLP podem ser vistas na Figura 4-1 e na Figura 4-2, respectivamente.

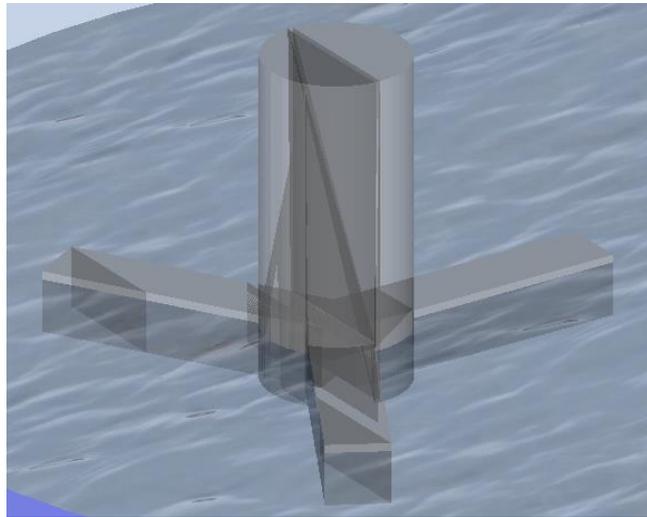


Figura 4-1 – Condição de Flutuação da TEF-TLP pré-operação

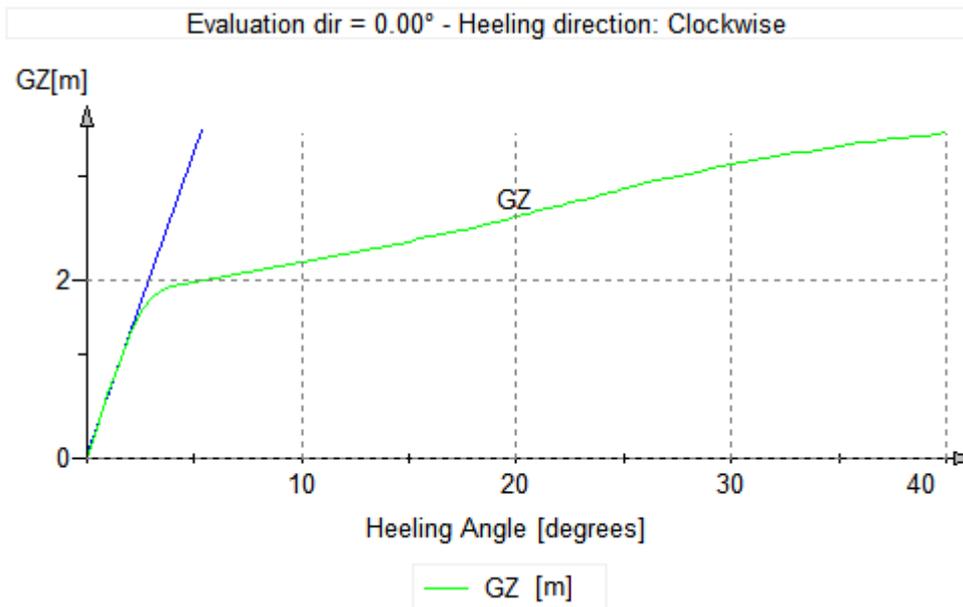


Figura 4-2- Curva de braço de endireitamento (GZ) na condição de pré-operação

4.2 Resultados de Primeira Ordem da Análise Hidrodinâmica

A partir da definição do modelo estabelecido no capítulo 3, é possível então realizar a análise hidrodinâmica de primeira ordem através do software AQWA, que se baseia na teoria de radiação e difração tridimensional. Esta seção discute os resultados obtidos incluindo as forças de excitação, os RAOs de primeira ordem e os coeficientes hidrodinâmicos. No Apêndice A é possível ver detalhes adicionais a respeito do modelo construído no software Ansys AQWA.

Para análise foram consideradas ondas com amplitude unitária e frequências variando entre 0,1 rad/s e 3,3 rad/s em intervalos de 0,08 rad/s. Devido à simetria longitudinal da TEF-TLP foram consideradas incidências de onda variando entre 0 graus e 180 graus conforme indicado na Figura 4-3.

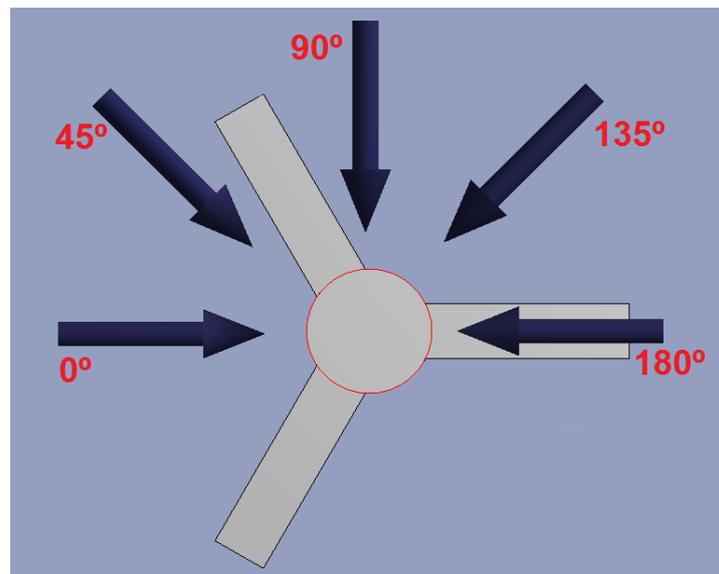


Figura 4-3 – Definição da direção de incidência das forças ambientais

Nas próximas seções deste capítulo, iremos apresentar os resultados obtidos no domínio da frequência para:

- Forças e momentos de excitação
- Massa Adicional
- Amortecimento Potencial
- Contribuições de Amortecimento viscoso
- RAOs de primeira ordem

4.2.1 Forças de Excitação

A forças e momentos de excitação de primeira ordem podem ser visualizados na Figura 4-4. É possível observar que para frequências superiores a 2 rad/s as forças e momentos são de baixa amplitude. Devido à simetria da TEF-TLP, é possível observar que as forças de surge e sway e os momentos em roll e pitch são idênticos.

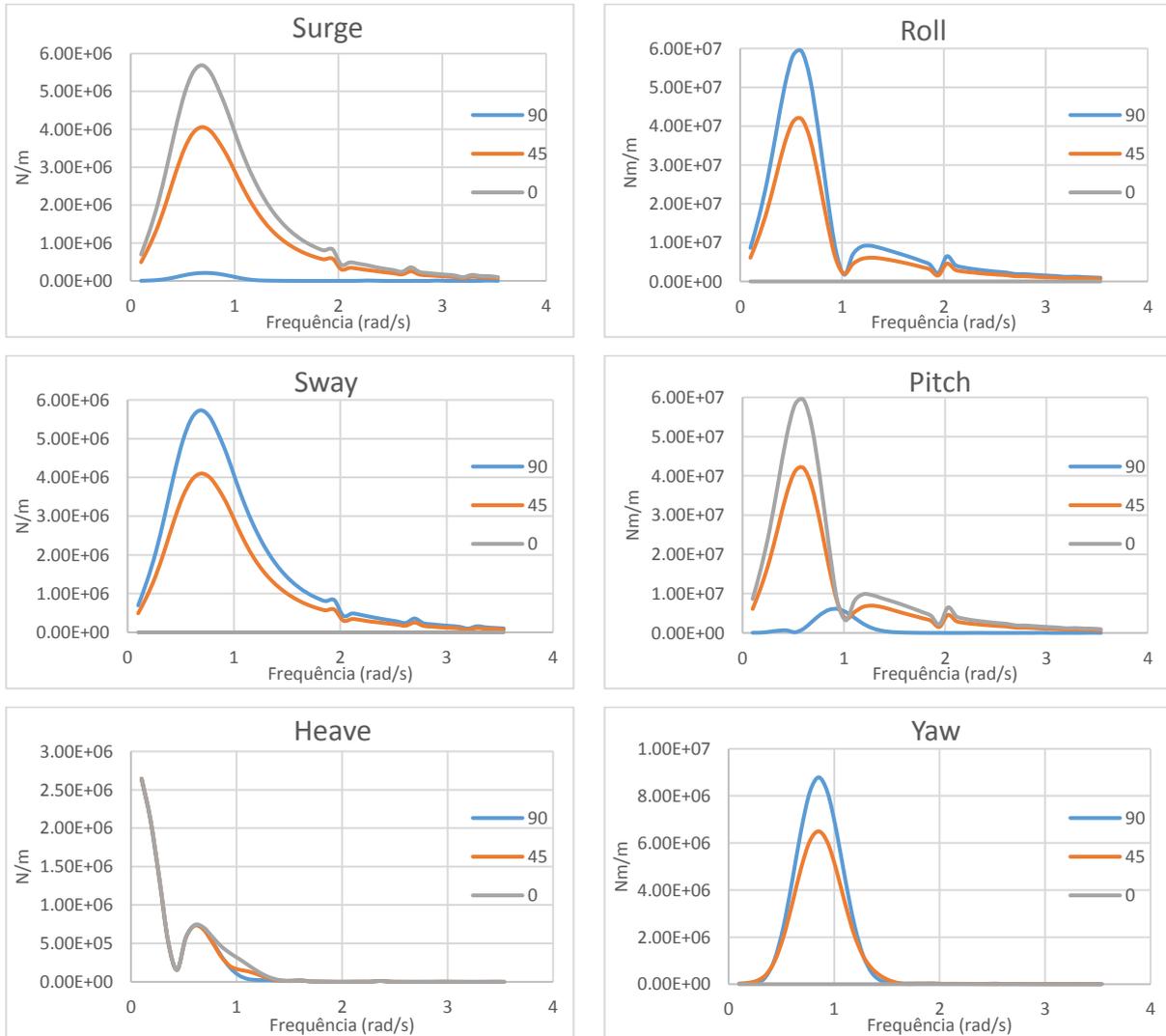


Figura 4-4 – Forças e Momentos de excitação

4.2.2 Massa Adicional

Devido à simetria da TEF-TLP, os coeficientes de massa adicional de surge e sway e de roll e pitch são idênticos. A Figura 4-5 indica os coeficientes da diagonal principal da matriz de massa adicional para as diversas frequências analisadas. É possível observar uma variação mais acentuada dos coeficientes de massa adicional para frequências inferiores a 2 rad/s. Para frequências superiores a 2 rad/s, os coeficientes de massa adicional tendem a se estabilizar até ficarem constantes. A massa adicional em heave e em sway para frequências superiores a 2 rad/s é praticamente igual à massa estrutural da TEF-TLP. A massa adicional em heave é menor devido à menor área seccional nesta direção.

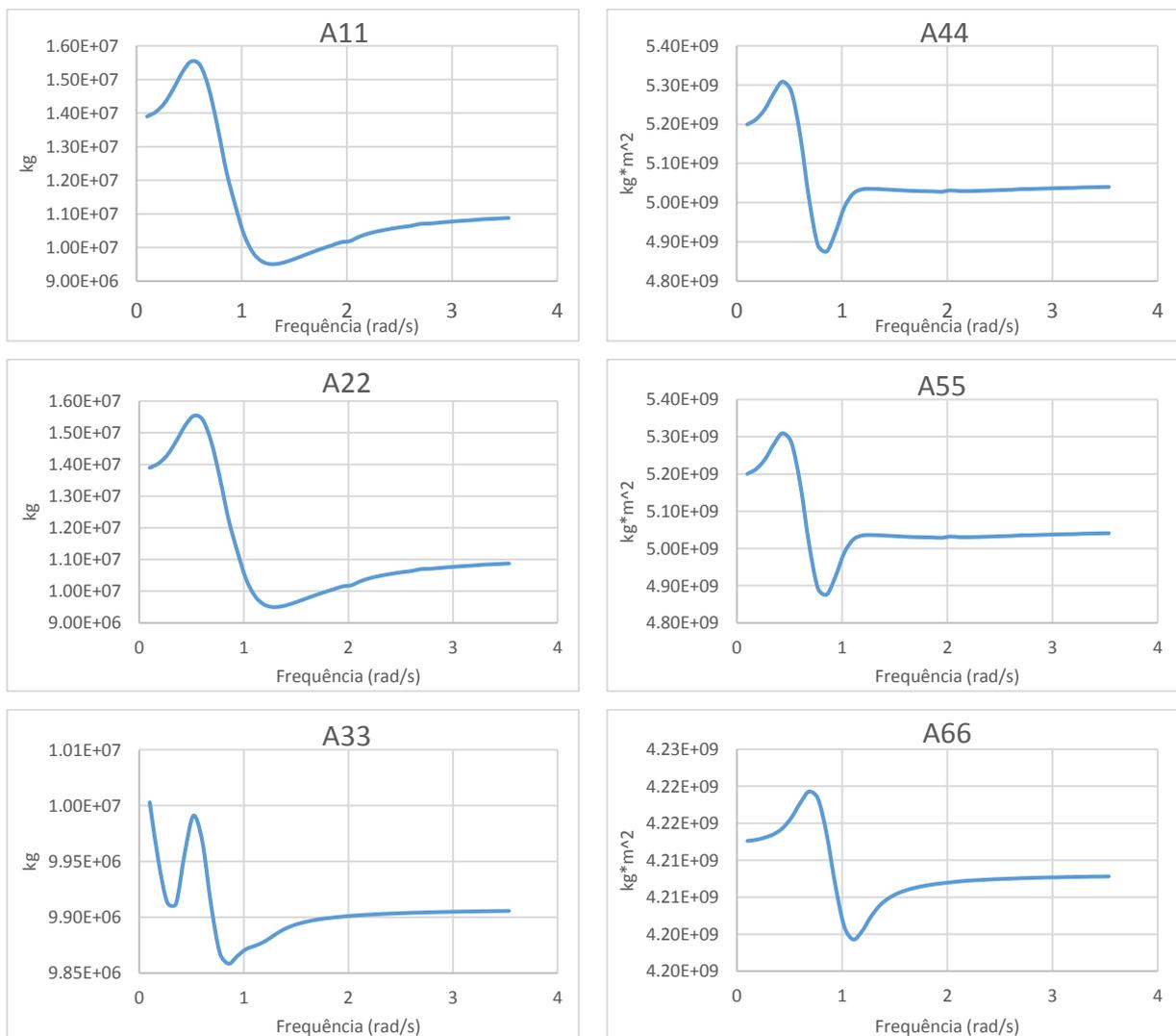


Figura 4-5 – Massa adicional

4.2.3 Amortecimento Potencial

A Figura 4-6 apresenta o amortecimento potencial da TEF-TLP nos diversos graus de liberdade. É importante recordar que o amortecimento potencial está correlacionado com a capacidade do corpo em “gerar ondas”. Em ondas de comprimentos longos, a TEF-TLP “acompanha” as ondas invés de interagir com as mesmas, de forma que as ondas geradas pela TEF TLP são pequenas, o que explica o fato do amortecimento tender a zero em regiões de baixas frequências.

Na Figura 4-6, analogamente aos outros coeficientes hidrodinâmicos até aqui apresentados, o amortecimento potencial tende a zero para frequências superiores a 2 rad/s.

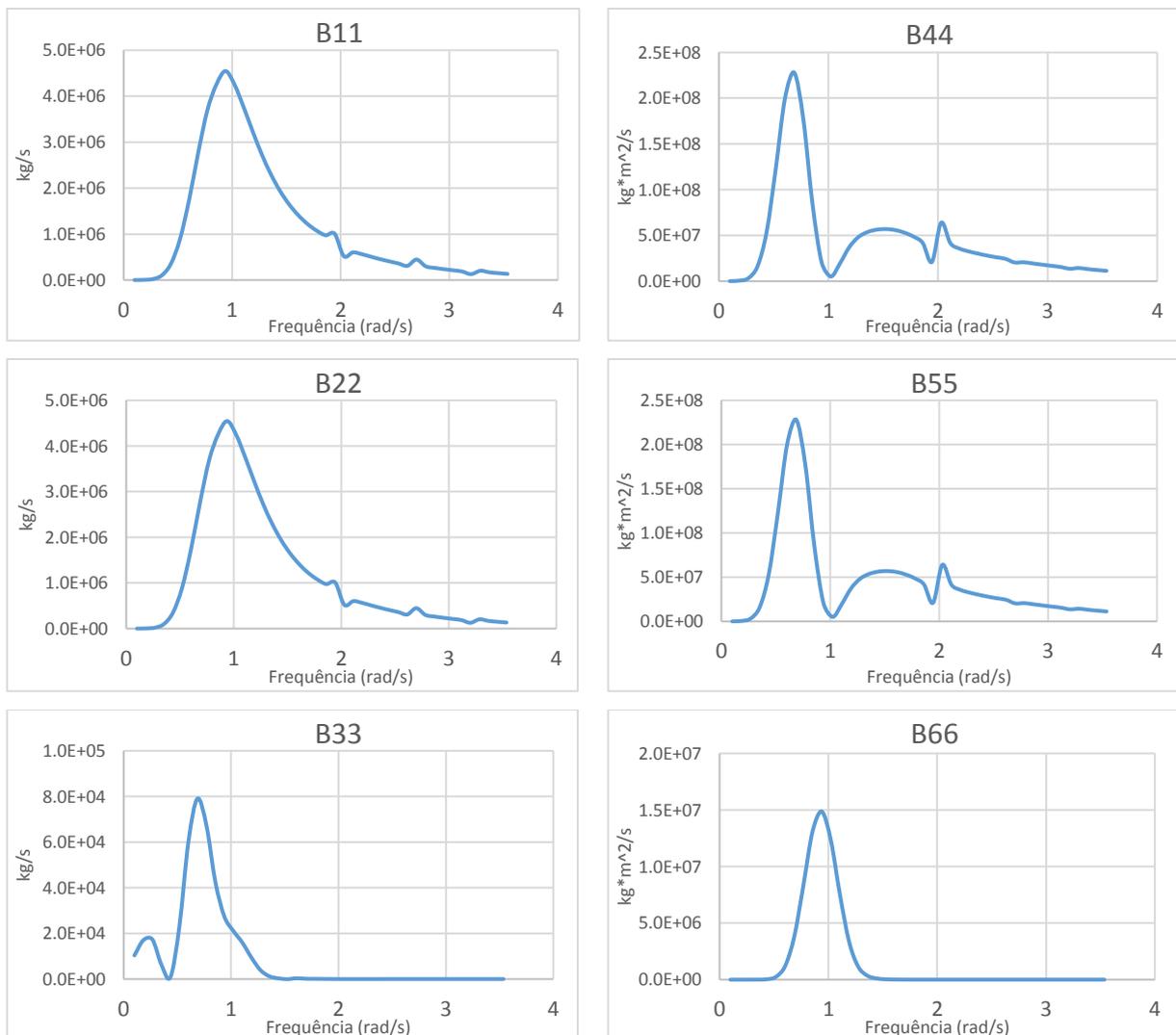


Figura 4-6 Amortecimento Potencial

4.2.4 Amortecimento Viscoso

A força de amortecimento é definida como a força atuante na parte do corpo submerso que oscila em fase com a velocidade de oscilação. Este amortecimento é influenciado tanto por efeitos viscosos quanto potenciais. A parte viscosa desse amortecimento é proporcional ao quadrado da velocidade relativa fluido-estrutura.

$$F_{visc} = B'_{ij} \dot{X}_j | \dot{X}_j | \quad (4-5)$$

Como estamos resolvendo um modelo linear, a força viscosa foi linearizada para que os resultados sejam consistentes. Tal linearização foi realizada criando-se uma força viscosa linear equivalente como função da amplitude do movimento do corpo flutuante.

Para cálculo desta força, modelou-se a parte submersa do corpo flutuante por cilindros e a formulação de Morison foi utilizada. A linearização é obtida através do cálculo de energia dissipada pela força de arrasto não-linear, durante um ciclo harmônico e igualando-a a uma força de arrasto linear equivalente. Com esta hipótese, a força linear equivalente toma a seguinte forma:

$$F_{visc} = \frac{8}{3\pi} \left(\frac{1}{2} \rho C_d A \right) \omega X \cdot \dot{X} \quad (4-6)$$

onde C_d é o coeficiente de arrasto, A a área projetada na direção do escoamento, ω é a frequência de oscilação. Com base nesta equação, os coeficientes da matriz de amortecimento viscoso foram obtidos e inseridos no modelo linear que calcula os movimentos do corpo em ondas. Os coeficientes da diagonal principal da matriz de amortecimento viscoso podem ser visualizados na Tabela 4-3.

B_{11}^{visc}	4,399E+05	$\frac{N}{m/s}$
B_{22}^{visc}	4,204E+05	$\frac{N}{m/s}$
B_{33}^{visc}	3,333E+05	$\frac{N}{m/s}$
B_{44}^{visc}	8,834E+06	$\frac{Nm}{\circ/s}$
B_{55}^{visc}	9,202E+06	$\frac{Nm}{\circ/s}$
B_{66}^{visc}	3,514E+06	$\frac{Nm}{\circ/s}$

Tabela 4-3 Coeficientes da diagonal principal da matriz de amortecimento viscoso

Após a obtenção dos resultados do modelo linear incluindo o amortecimento viscoso é possível concluir que esse amortecimento não exerceu grande influência na amplitude dos movimentos a não ser no grau de liberdade do movimento de yaw, que possui a maior área projetada a ser inserida na equação (4-6). A Figura 4-7 indica a influência do amortecimento viscoso nos movimentos de surge e yaw:

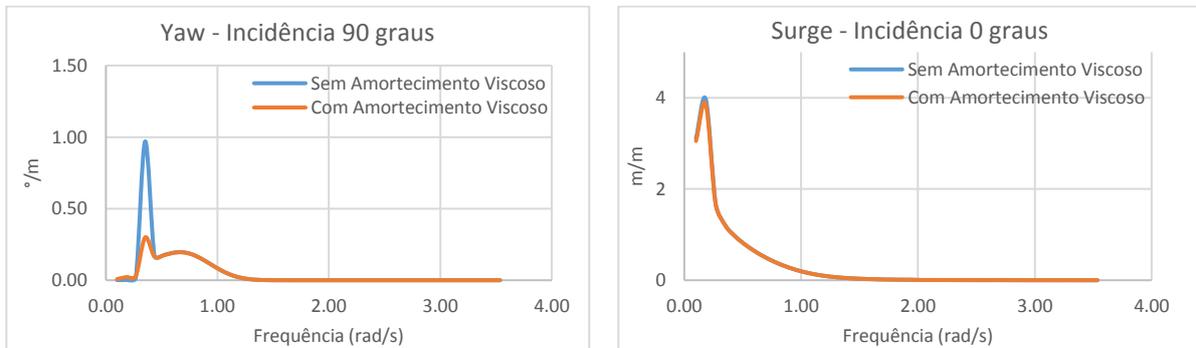


Figura 4-7 RAOs de Yaw (90 graus) e Surge (0 graus) com e sem amortecimento

4.2.5 RAO de Primeira Ordem

Os operadores de amplitude de resposta de surge, sway, heave, roll, pitch e yaw para as incidências de onda de 0, 45 e 90 graus estão indicados na Figura 4-8. Devido à simetria, o RAO de Surge na incidência de ondas a 0 graus é idêntico ao RAO de Sway com incidência de ondas a 90 graus, e a máxima amplitude ocorre na frequência de 0.1838 rad/s. Adicionalmente, tanto os movimentos de heave e pitch são excitados na frequência natural de surge, o que sugere que os mesmos estão acoplados cinematicamente com o movimento de surge, fenômeno este que é conhecido como *set-down*.

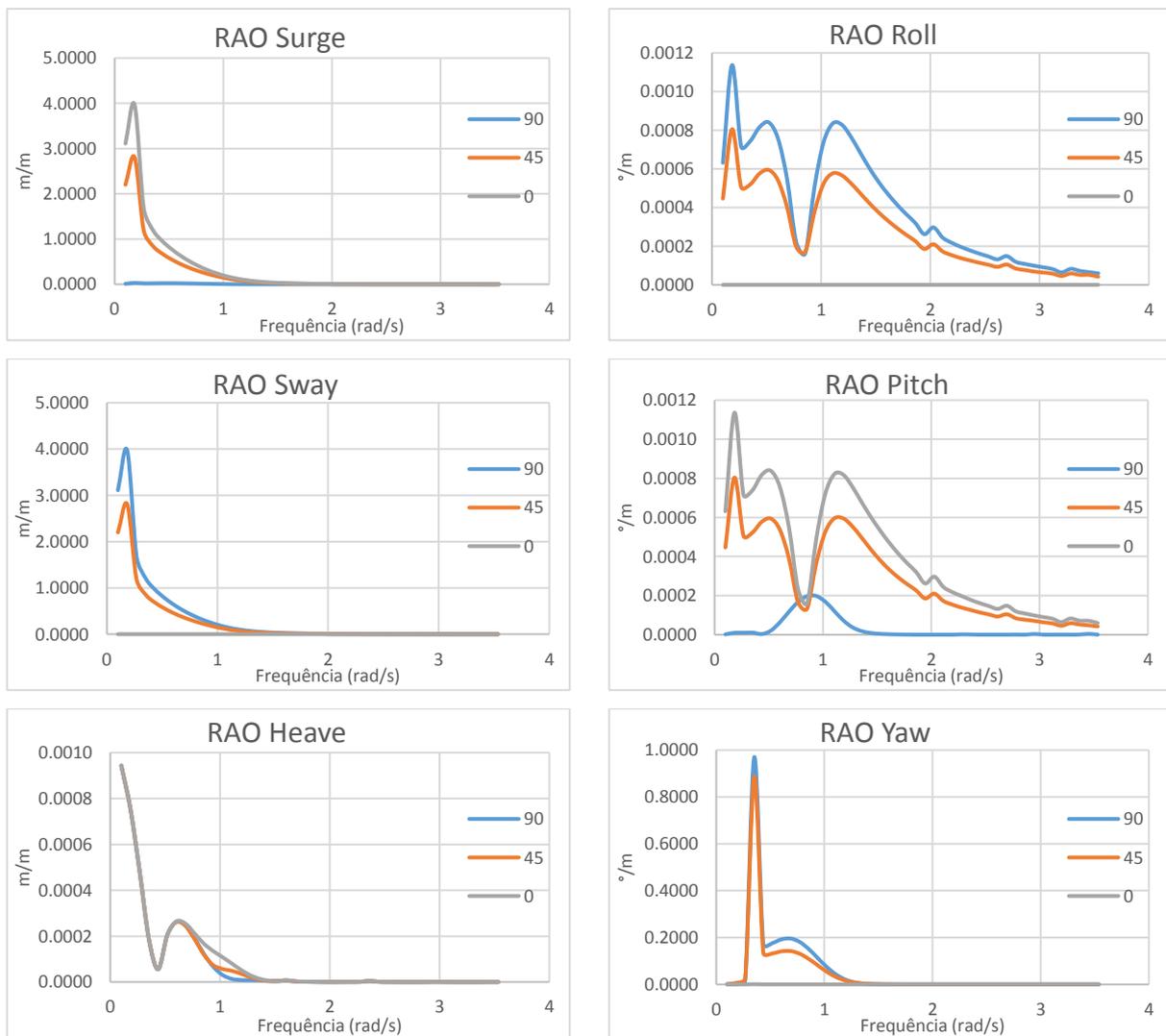


Figura 4-8 RAOs de Primeira Ordem

4.2.6 Períodos Naturais

A partir dos resultados do modelo construído no software AQWA, é possível fazer uma primeira definição dos períodos naturais da TEF-TLP. Nesta primeira estimativa, a estrutura completa foi assumida como um corpo rígido e seus seis graus de liberdade desacoplados. As fórmulas para o cálculo dos períodos naturais não amortecidos, anteriormente apresentadas no capítulo 2.1, estão reescritas a seguir:

$$T_{11} = 2\pi \sqrt{\frac{M_{11} + A_{11}}{K_{11}}} \quad (4-7)$$

$$T_{22} = 2\pi \sqrt{\frac{M_{22} + A_{22}}{K_{22}}} \quad (4-8)$$

$$T_{33} = 2\pi \sqrt{\frac{M_{33} + A_{33}}{K_{33} + C_{33}}} \quad (4-9)$$

$$T_{44} = 2\pi \sqrt{\frac{M_{44} + A_{44}}{K_{44} + C_{44}}} \quad (4-10)$$

$$T_{55} = 2\pi \sqrt{\frac{M_{55} + A_{55}}{K_{55} + C_{55}}} \quad (4-11)$$

$$T_{66} = 2\pi \sqrt{\frac{M_{66} + A_{66}}{K_{66}}} \quad (4-12)$$

Conforme apresentado na seção 4.2.2 deste capítulo, a massa adicional em cada grau de liberdade varia de acordo com a frequência; então para se ter uma maior precisão no cálculo dos períodos naturais, gráficos foram plotados com os parâmetros envolvidos nas equações (4-7) até (4-12) a fim de se obter os períodos naturais. Os gráficos plotados estão indicados na Figura 4-9.

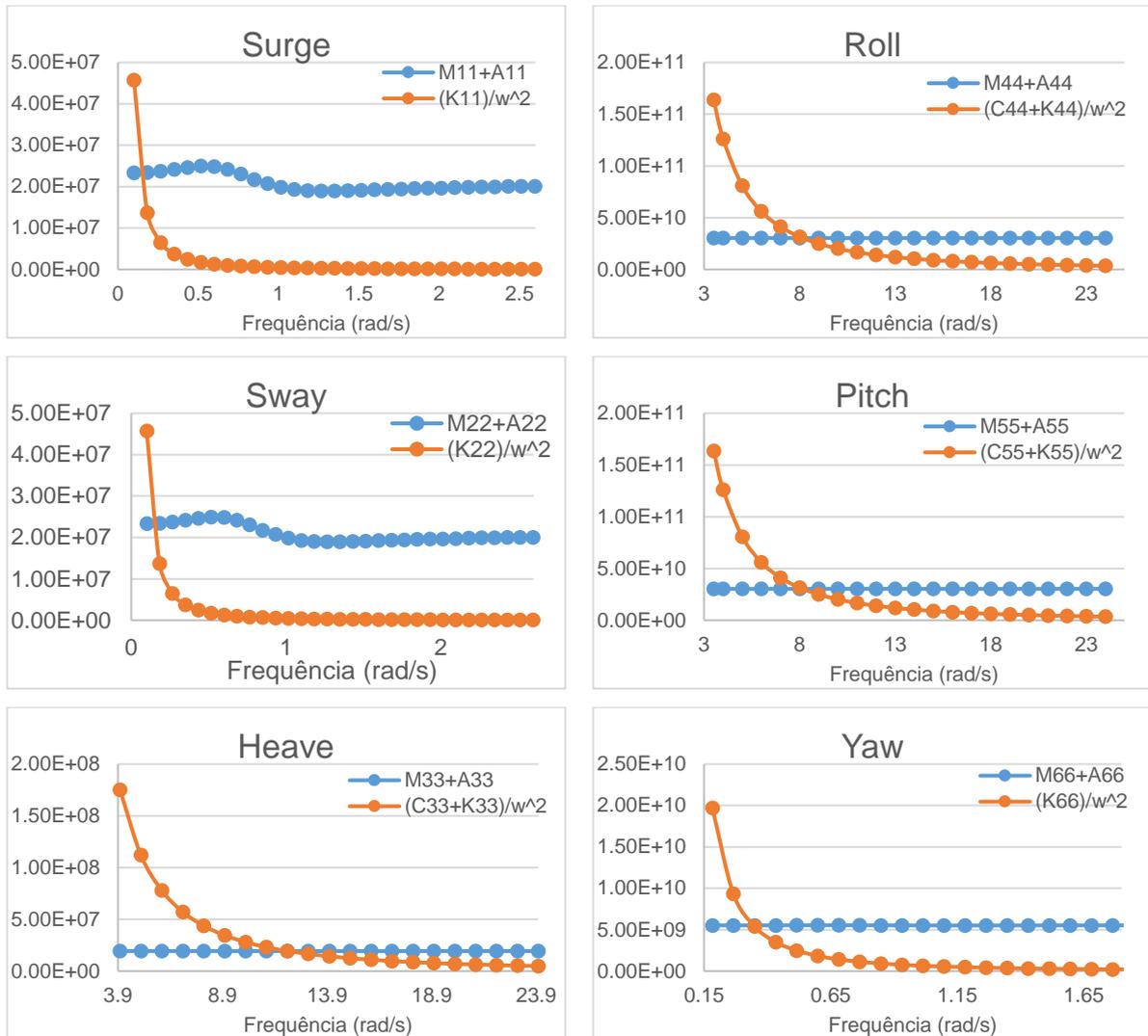


Figura 4-9 – Visualização gráfica do cálculo dos períodos naturais da TEF-TLP

Os períodos naturais foram determinados a partir da interseção das duas curvas plotadas para cada grau de liberdade. A Tabela 4-4 indica os parâmetros considerados no cálculo dos períodos naturais. Como a massa adicional varia de acordo com a frequência, os valores de massa adicional apresentados para os seis graus de liberdade correspondem aos valores de massa adicional na frequência natural de oscilação.

Coeficientes de rigidez e restauração				
C_{11}			K_{11}	$4.57E+5$ N/m
C_{22}			K_{22}	$4.57E+5$ N/m
C_{33}	$2.88E+6$	N/m	K_{33}	$2.80E+9$ N/m
C_{44}	$-2.12E+9$	Nm/rad	K_{44}	$2.02E+12$ Nm/rad
C_{55}	$-2.12E+9$	Nm/rad	K_{55}	$2.02E+12$ Nm/rad
C_{33}			K_{66}	$6.60E+8$ Nm/rad

Coeficientes de massa e massa adicional					
M_{11}	9430020	kg	A_{11}	1.40E+7	kg
M_{22}	9430020	kg	A_{22}	1.40E+7	kg
M_{33}	9430020	kg	A_{33}	9.91E+6	kg
M_{44}	2.53E+10	$kg * m^2$	A_{44}	5.04E+9	$kg * m^2$
M_{55}	2.53E+10	$kg * m^2$	A_{55}	5.04E+9	$kg * m^2$
M_{66}	1.31E+9	$kg * m^2$	A_{66}	4.21E+9	$kg * m^2$

Tabela 4-4 – Coeficientes de rigidez, restauração massa e massa adicional considerados no cálculo dos períodos naturais

A partir desses parâmetros pode-se obter os períodos naturais do corpo rígido da TEF-TLP conforme indicados na Tabela 4-5.

T_{11}	44,90	s
T_{22}	44,90	s
T_{33}	0,52	s
T_{44}	0,77	s
T_{55}	0,77	s
T_{66}	18,10	s

Tabela 4-5 – Períodos Naturais da TEF-TLP

No capítulo 5 deste trabalho, serão calculados os períodos naturais acoplados do sistema completo da TEF-TLP através do teste de decaimento numérico, entretanto, uma comparação preliminar dos períodos naturais com os mesmos da TEF-TLP, que suporta da turbina da 5MW do NREL, desenvolvida por Bachynski [22], é razoável para que se consiga analisar a coerência do modelo até então desenvolvido. Os períodos naturais para a TEF-TLP de número 3 do trabalho de Bachynski estão indicados na Tabela 4-6.

T_{11} (Bachynski)	41,19	s
T_{22} (Bachynski)	41,19	s
T_{33} (Bachynski)	0,58	s
T_{44} (Bachynski)	0,87	s
T_{55} (Bachynski)	0,87	s
T_{66} (Bachynski)	17,87	s

Tabela 4-6 – Períodos Natural da TEF-TLP de 5MW desenvolvida por Bachynski

[22]

Ao compararmos os valores da Tabela 4-5 com os valores da Tabela 4-6 pode-se perceber uma certa coerência entre os mesmos o que indica que os parâmetros de projeto definidos no capítulo 3 podem ser considerados satisfatórios.

5 Análise Dinâmica no Domínio do Tempo

No capítulo 4, foram apresentados os resultados no domínio da frequência para a TEF-TLP. Entretanto, para a TEF-TLP é necessário estudar as não linearidades do sistema completo e para isso a equação do movimento deve ser resolvida no domínio do tempo. No presente capítulo, iremos apresentar resultados no domínio do tempo calculados através do software AQWA, que utiliza a integral de convolução apresentada anteriormente na seção 2.3.2. Os seguintes estudos serão realizados no domínio do tempo:

- Teste de decaimento nos seis graus de liberdade
- Estudo do comportamento global da TEF-TLP submetida a forças ambientais de vento onda e corrente, incluindo:
 - Movimentos e Passeio máximo da TEF-TLP.
 - Acelerações máximas em pontos específicos da TEF-TLP.
 - Altura relativa da onda para o convés da TEF-TLP (Análise de Air-Gap)
- Comportamento global dos tendões da TLP, incluindo:
 - Trações máximas nos tendões.

De acordo com o ABS [6], existem três maneiras de se realizar a análise no domínio do tempo:

1. **Análise Acoplada:** Os vários tipos de interação dos diferentes sistemas da TEF-TLP são considerados. Basicamente, os sistemas completos de equações do corpo rígido da estrutura flutuante, do corpo elástico da turbina e seus componentes, e do corpo esbelto dos tendões são resolvidos simultaneamente no domínio do tempo usando um método não-linear.
2. **Análise Semi-Acoplada:** A turbina e seus componentes são modelados como parte do corpo rígido da estrutura flutuante de forma que os efeitos aero-elásticos são desprezados e os efeitos de aero-controle podem ser representados através da força de arrasto do rotor, cuja magnitude pode ser expressa como função da velocidade do vento e da condição da operação da turbina. As cargas aerodinâmicas são modeladas como forças de ventos aplicadas no topo da torre. A estrutura flutuante e os tendões são acoplados dinamicamente através desse método
3. **Análise Desacoplada:** Somente o sistema de equações referentes ao corpo rígido é resolvido no domínio do tempo, de forma que a turbina e seus componentes podem ser considerados conforme descrito na análise semi-

acoplada, mas os tendões devem ser modelados considerando molas não lineares e forças de restauração quase-estáticas. Todos os demais efeitos de acoplamento entre a estrutura flutuante e os tendões (contribuições de amortecimento, etc) devem ser pré-calculados e inseridos na análise como dados de entrada.

No presente trabalho, o método semi-acoplado será utilizado para a avaliação do comportamento global da TEF-TLP. Para a obtenção da força de arrasto do rotor e das demais forças aerodinâmicas da turbina, o software Aerodyn da NREL será utilizado. As forças de ventos obtidas através do Aerodyn serão transferidas como coeficientes de forças de vento para análise no domínio do tempo no AQWA. O Apêndice B indica o fluxograma de utilização e interação dos Softwares Ansys AQWA e Aerodyn.

5.1 Teste de Decaimento

A realização de um teste de decaimento numérico é interessante para que se possa obter os períodos naturais do sistema e as percentagens de amortecimento crítico nos seis graus de liberdade. Diferentemente da obtenção dos períodos naturais feita na seção 4.2.6, a obtenção dos períodos através do teste de decaimento é capaz de considerar as não linearidades da rigidez dos tendões quando os mesmos sofrem deslocamentos, visto que os tendões, nesta análise, são modelados como elementos finitos.

Para o cálculo dos períodos naturais, temos que o decremento logarítmico (δ) entre duas oscilações sucessivas é expresso por:

$$\delta = \ln \frac{s_1}{s_2} \quad (5-1)$$

A taxa de amortecimento (ζ) é dada por:

$$\zeta = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{2\pi}{\delta}\right)^2}} \quad (5-2)$$

Temos então que o intervalo de tempo entre oscilações (T_d) será dado por:

$$T_d = \frac{2\pi}{\omega_n \sqrt{1 - \zeta^2}} \quad (5-3)$$

E o período natural do sistema (T_n) pode ser escrito como:

$$T_n = T_d \sqrt{1 - \zeta^2} \quad (5-4)$$

Para o teste de decaimento foram aplicados deslocamentos iniciais na TEF-TLP de forma que a mesma esteja deslocada de sua posição de equilíbrio. Durante o teste de decaimento, a turbina deve estar em sua posição estacionada de forma que toda a estrutura da turbina se mantenha fixa.

Os parâmetros considerados no teste de decaimento da TEF-TLP são indicados na Tabela 5-1. É possível observar que os incrementos nos intervalos de tempo considerados nos graus de liberdade de heave roll e pitch são menores que nos demais graus liberdade. Esta consideração se faz necessária para a obtenção de resultados mais sólidos para estes movimentos.

Grau de Liberdade	Deslocamento inicial	Tempo de simulação	Incremento de tempo considerado
Surge	1,0 m	500 seg	0,1 seg
Sway	1,0 m	500 seg	0,1 seg
Heave	0,06 m	400 seg	0,01 seg
Roll	0,05 graus	300 seg	0.01 seg
Pitch	0,05 graus	300 seg	0.01 seg
Yaw	15,0 graus	300 seg	0,1 seg

Tabela 5-1 Parâmetros considerados nos testes de decaimento

As Figura 5-1 até a Figura 5-6 apresentam as respostas dos testes de decaimento de surge, sway, heave, roll, pitch e yaw, respectivamente.

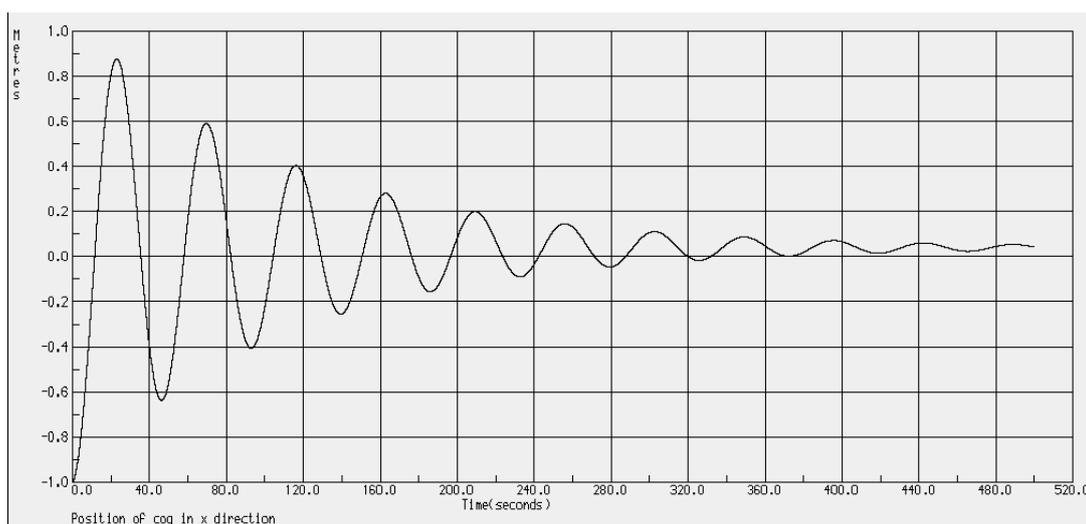


Figura 5-1 Teste de decaimento de surge

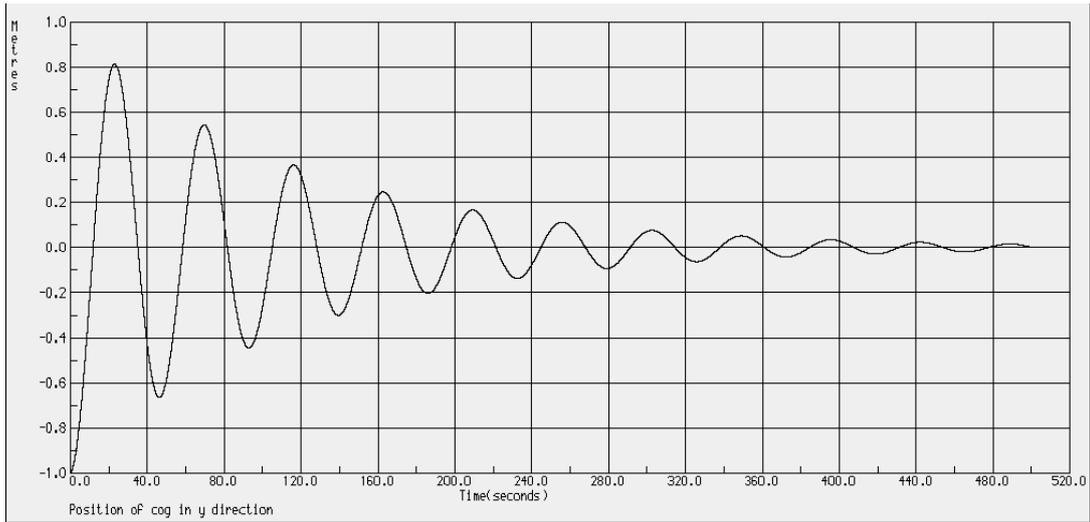


Figura 5-2 Teste de decaimento de sway

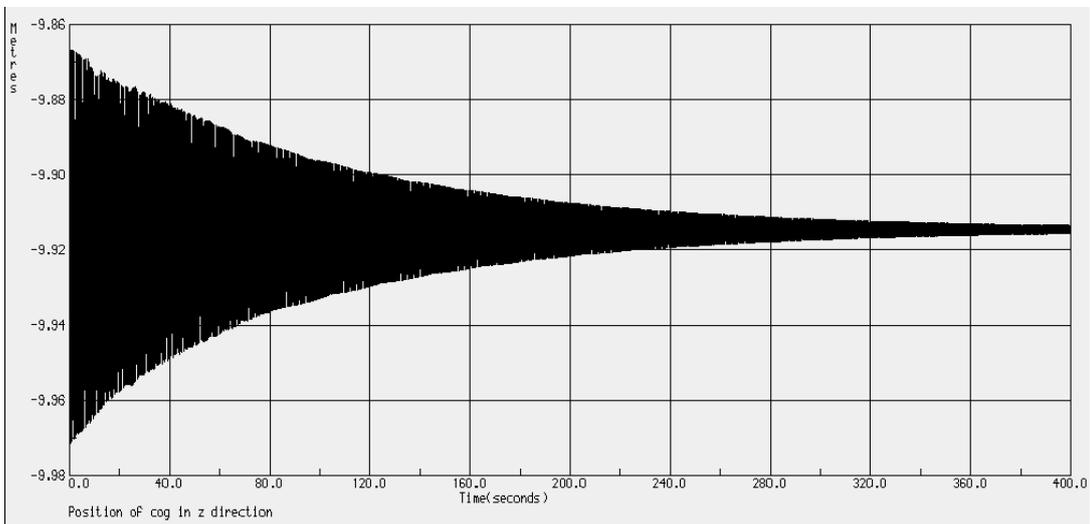


Figura 5-3 Teste de decaimento de heave

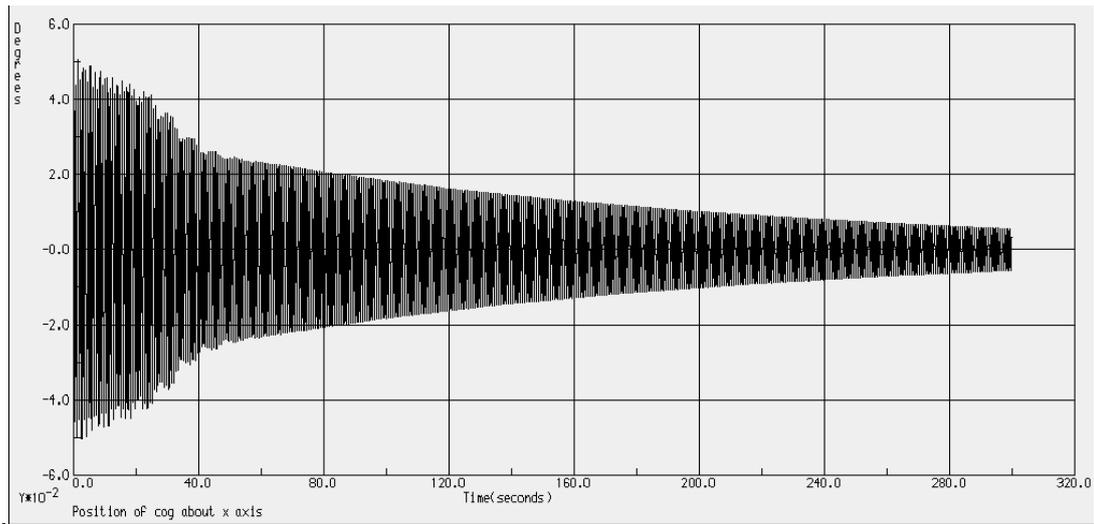


Figura 5-4 Teste de decaimento de roll

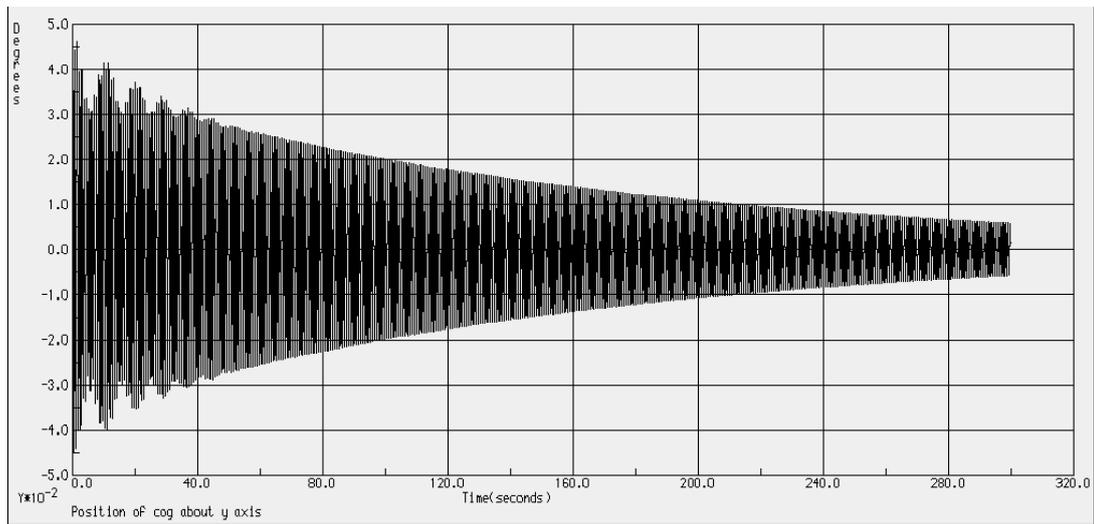


Figura 5-5 Teste de decaimento de pitch

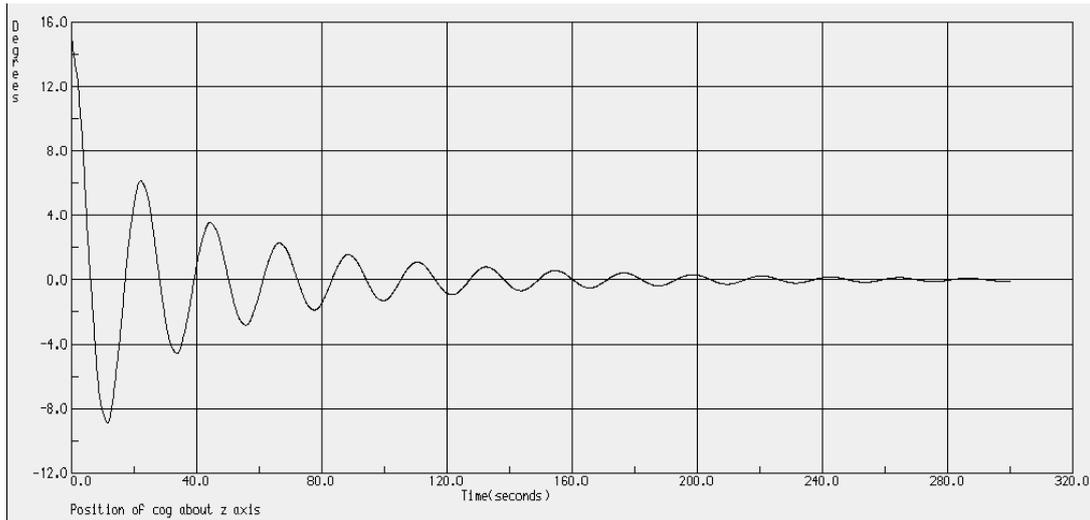


Figura 5-6 Teste de decaimento de yaw

A Tabela 5-2 lista os períodos naturais obtidos através dos testes de decaimentos. Fazendo uma comparação com os períodos naturais previamente calculados na seção 4.2.6, é possível perceber que os períodos naturais para os graus de liberdade de heave, roll e pitch são praticamente idênticos aos anteriormente calculados, já os períodos naturais em surge, sway e yaw apresentam uma pequena variação. Esta variação pode ser explicada pelo fato que, em surge, sway e yaw, a componente de restauração hidrostática é nula, sendo a restauração feita somente pelos tendões. Como a restauração feita pelos tendões possui um maior peso nesses graus de liberdade, suas não linearidades podem ter um maior impacto, de forma a causar a variação observada nos períodos naturais.

T_{11}	46.66	s
T_{22}	46.65	s
T_{33}	0.52	s
T_{44}	0.75	s
T_{55}	0.75	s
T_{66}	22.09	s

Tabela 5-2 – Período naturais obtidos através do teste de decaimento

A Tabela 5-3 apresenta as porcentagens de amortecimento crítico observados no decaimento das curvas nos graus de liberdade. O amortecimento viscoso considerado foi o mesmo indicado na seção 4.2.4.

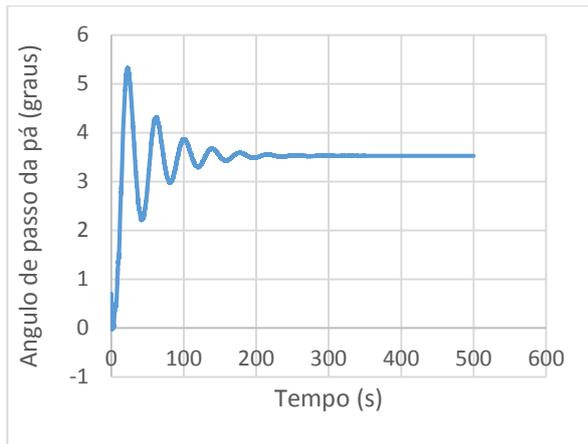
Surge	6.53	%
Sway	6.24	%
Heave	0.08	%
Roll	0.08	%
Pitch	0.08	%
Yaw	4.95	%

Tabela 5-3 – Porcentagem do amortecimento crítico

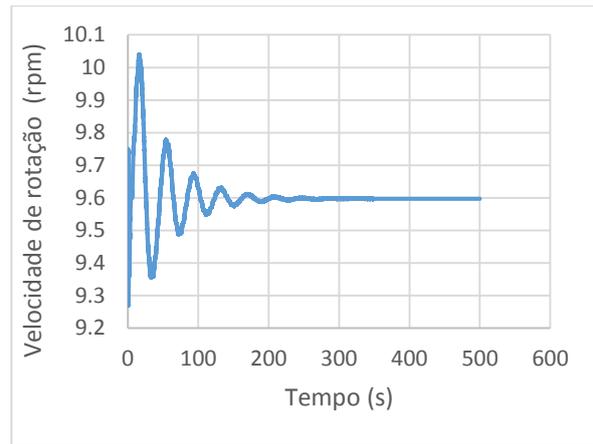
5.2 Teste de Vento Constante

Para analisar o desempenho da turbina em diversos cenários operacionais, foram realizados testes de vento constantes variando a velocidade do vento entre 4 m/s e 24 m/s. Para velocidades de vento inferiores ou iguais a 8m/s, o método BEM foi utilizado, para velocidade de vento superiores a 8 m/s o método GDW foi utilizado. Inicialmente, foram realizadas simulações com duração de 800 segundos, porém os parâmetros analisados chegam à estabilidade em aproximadamente 300 segundos nos testes realizados, de forma que os resultados apresentados aqui estão truncados no tempo de 500 segundos.

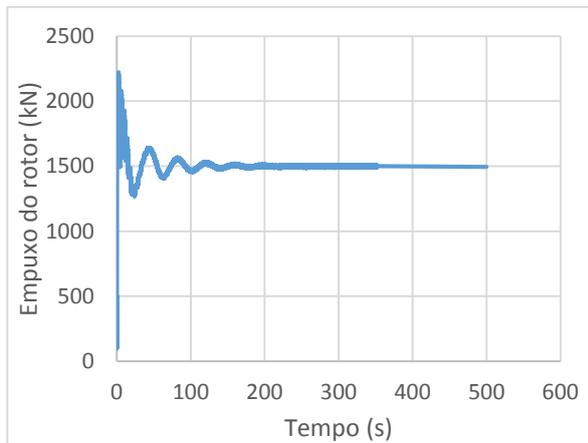
A Figura 5-7 indica o comportamento de alguns dos parâmetros analisados ao longo do tempo para o vento constante de 11,4 m/s. Conforme mencionado anteriormente, é possível observar a estabilização da variação a partir de 300 segundos de simulação.



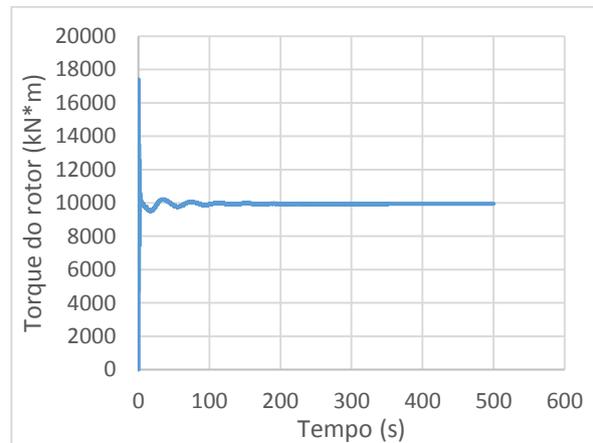
(a)



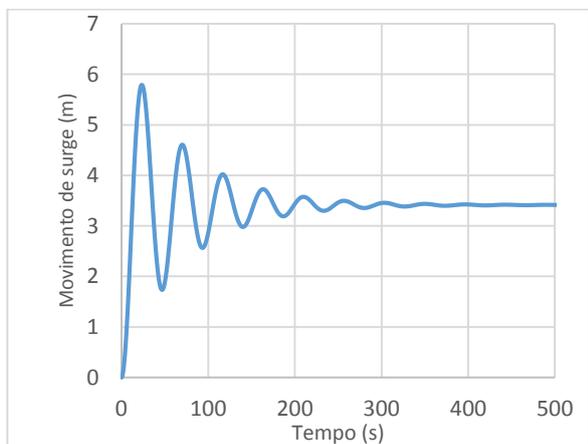
(b)



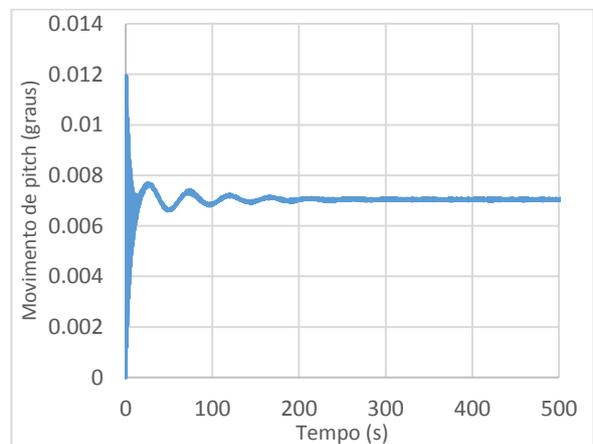
(c)



(d)



(e)



(f)

Figura 5-7 – Variação temporal do ângulo de passo, rotação do rotor, empuxo, torque, surge e pitch para vento constante de 11,4 m/s

A Figura 5-8 indica os resultados obtidos dos testes de vento constante realizados para as diversas velocidades de vento. É possível observar que os parâmetros analisados crescem de forma acentuada até a velocidade de vento nominal da turbina de 11,4 m/s. A partir desta velocidade, a rotação do rotor, o torque e a potência gerada

permanecem constantes e iguais aos valores nominais de projeto de 9,6 rpm, 9950 kN*m, e 10 MW respectivamente. O empuxo no rotor e por consequência as amplitudes dos movimentos de surge e pitch atingem seus valores máximo também na velocidade nominal da turbina de 11,4 m/s, mas os mesmos começam a decair em velocidades superiores a esta.

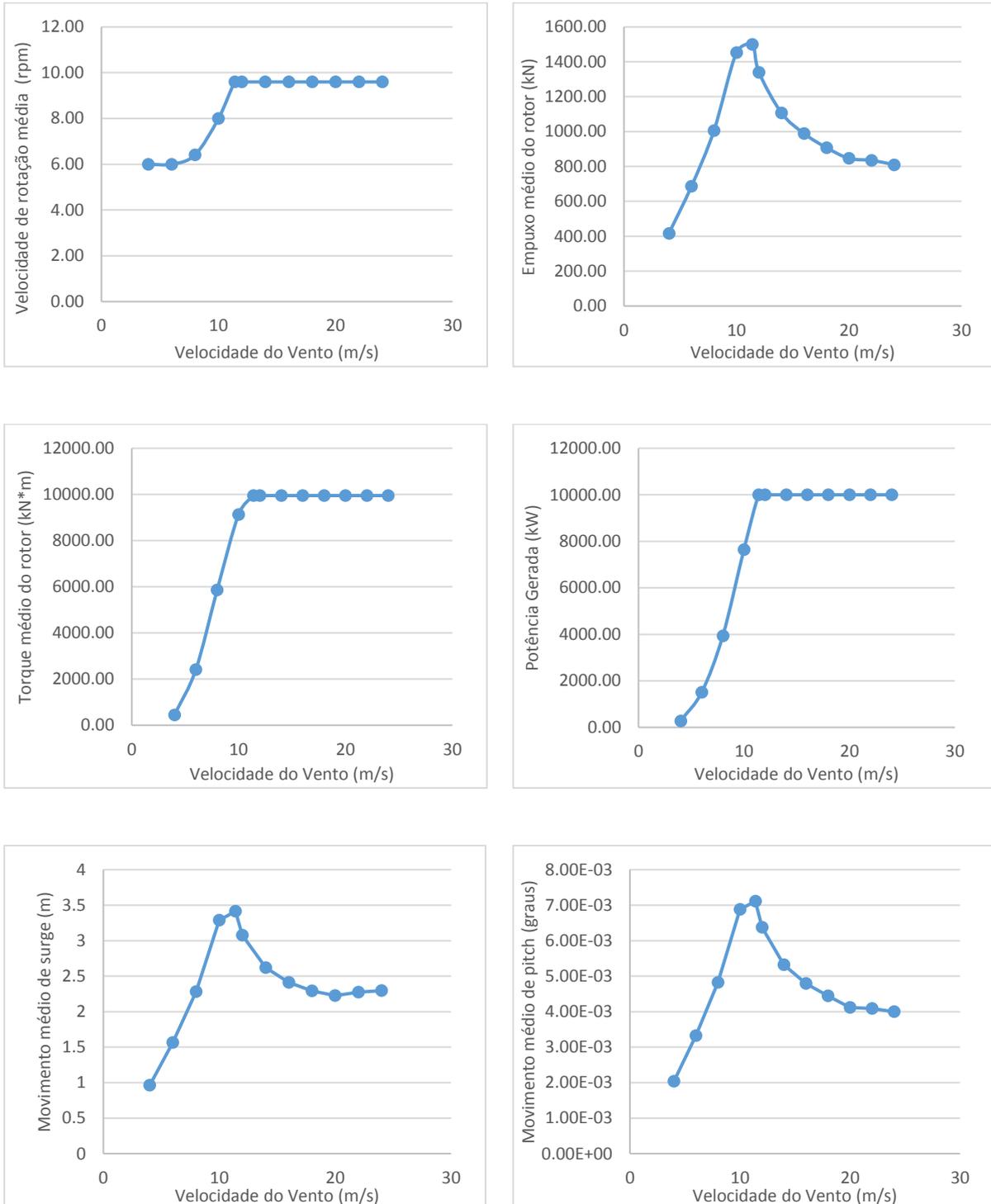


Figura 5-8 Resultados do teste de vento constante para velocidades de vento entre 4 m/s e 24 m/s

Para um melhor entendimento dos resultados obtidos tanto através do método GDW quanto através do BEM, eles foram comparados para a faixa de velocidades de 8 m/s até 14 m/s. Esta comparação pode ser observada na Tabela 5-4.

Velocidade de rotação (rpm)				Empuxo do rotor (kN)			
Velocidade do vento (m/s)	BEM	GDW	Diferença (%)	Velocidade do vento (m/s)	BEM	GDW	Diferença (%)
8	6.32	6.41	1,51%	8	979	1005	2,60%
10	7.88	8.00	1,50%	10	1413	1453	2,76%
11.4	9.60	9.60	0,00%	11.4	1499	1499	0,00%
12	9.60	9.60	0,00%	12	1348	1339	-0,65%
14	9.60	9.60	0,00%	14	1107	1107	-0,07%

Torque do rotor (kN*m)				Potência Gerada (kW)			
Velocidade do vento (m/s)	BEM	GDW	Diferença (%)	Velocidade do vento (m/s)	BEM	GDW	Diferença (%)
8	5693	5870	3,02%	8	3765	3942	4,49%
10	8861	9132	2,97%	10	7312	7650	4,42%
11.4	9950	9950	0,00%	11.4	10000	10000	0,00%
12	9950	9950	0,00%	12	10000	10000	0,00%
14	9950	9950	0,00%	14	10000	10000	0,00%

Tabela 5-4 – Comparação de Resultados entre o BEM e o GDW

A partir da Tabela 5-4, é possível observar que a partir da velocidade de projeto de 11,4 m/s as diferenças entre os resultados obtidos pelos dois métodos tendem a zero, com diferenças maiores, em velocidades inferiores a 11,4 m/s.

5.3 Análise Semi-Acoplada em Ondas Irregulares e Vento Turbulento

No projeto de uma turbina eólica flutuante, as combinações de condições ambientais de ondas irregulares e vento turbulento são consideradas como condições críticas para o projeto e devem ser avaliadas de forma criteriosa para que se possa verificar a segurança da unidade.

No presente trabalho, vamos considerar o espectro de vento NPD definido pela API Bulletin 2INT-MET [28], que é o mesmo recomendado pela ISO 19901-1 [29], também

conhecido como modelo de vento de Frøya. A velocidade do vento $u(z, t)$ a uma altura z acima da superfície livre no tempo t pode ser definida como:

$$u(z, t) = U(z) [1 - 0.41I_u(z) \ln(t/t_0)] \quad (5-5)$$

onde: $U(z) = U_0 \left[1 + C \ln\left(\frac{z}{10}\right) \right]$

$$C = 0.0573 \sqrt{1 + 0.15U_0}$$

$$I_u = 0.06 [1 + 0.043U_0] \left(\frac{z}{10}\right)^{-0.22}$$

, sendo I_u o fator que determina a intensidade da turbulência do vento

U_0 = Velocidade média do vento a 10 metros da superfície livre em 1 hora

z = Altura acima da superfície livre

t = tempo

t_0 = tempo de referência estabelecido como 3600 segundos (1 hora)

É importante notar que a IEC 61400-1 [30] recomenda a utilização do espectro de vento Kaimal para o vento turbulento de turbinas eólicas, porém após avaliação dos resultados comparativos entre o espectro Kaimal e o espectro NPD realizados pelo ABS [31] pode-se observar uma certa coerência entre os respectivos perfis e densidades espectrais, conforme indicado na Figura 5-9.

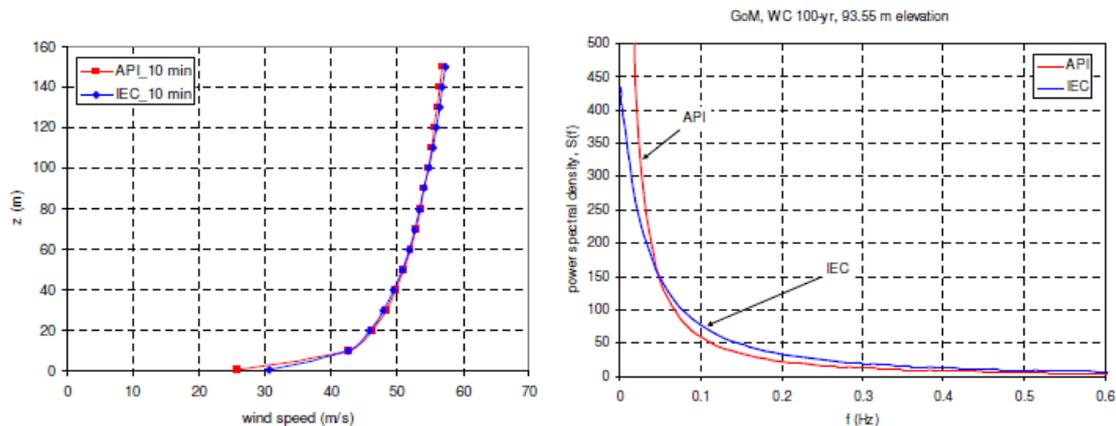


Figura 5-9 – Comparativo entre o espectro Kaimal (IEC) e o espectro NPD (API)

Para a consideração de ondas irregulares iremos usar o espectro de JONSWAP. A função de densidade espectral de JONSWAP pode ser visualizada na equação

$$S(\omega) = \frac{ag^2}{\omega^5} e^{-\frac{5}{4}\left(\frac{\omega_m}{\omega}\right)^4} \gamma^\delta \quad (5-6)$$

onde:

$$\delta = -\frac{(\omega - \omega_m)^2}{2\sigma^2\omega_m^2}$$

$$a = 0.076\bar{x}^{(-0.22)}$$

$$\bar{x} = \frac{gx}{U^2}$$

$$\sigma = \begin{cases} 0.07 & \text{para } \omega \leq \omega_m \\ 0.09 & \text{para } \omega > \omega_m \end{cases}$$

ω = frequência
 ω_m = frequência de pico
 γ = fator de amplificação de pico
 σ = fator de forma ou de largura de pico

No estudo de caso do presente trabalho, iremos considerar o campo Norway 5 [32] no Mar do Norte. A localização deste campo pode ser visualizada na Figura 5-10.



Figura 5-10 – Localização de campos potenciais para a produção de energia eólica offshore na Europa

As características principais do campo Norway 5 estão indicadas na Tabela 5-5.

Nome do Campo	Norway 5
Localização	Mar do Norte
Distância da costa	30 km
Profundidade	202 m
Densidade média de potência de vento a 80 m de altura	1094,84 W/m ²
Velocidade média do vento a 10 m (período de retorno de 50 anos)	33,49 m/s
Altura média de onda (período de retorno de 50 anos)	10,96 m
Período de pico	11,06 s

Tabela 5-5 – Características do campo Norway 5

Para que possamos avaliar o comportamento da TEF-TLP em diversas condições ambientais, iremos avaliar o seu comportamento em quatro cenários, sendo três operacionais e um extremo. Os cenários operacionais podem ser divididos em faixas de velocidade de vento abaixo da velocidade nominal, acima da velocidade nominal e na velocidade nominal. No cenário extremo, iremos considerar a turbina na sua posição estacionada para que a mesma não esteja susceptível a possíveis danos. A Tabela 5-6 indica um resumo dos cenários ambientais considerados, que foram propostos a partir das características do campo Norway 5 [32].

Cenário	U_{129} (m/s)	H_s (m)	T_p (s)	Status da Turbina
OP1	8,0	2,0	10,3	Operacional
OP2	11,4	3,0	10,2	Operacional
OP3	20,0	4,0	10,5	Operacional
EX	40	10,96	11,06	Estacionada

Tabela 5-6 – Cenários ambientais considerados

Iremos considerar as incidências de onda e vento conforme indicado na Figura 5-11. Para os quatro casos indicados na Tabela 5-6, iremos considerar ondas e ventos alinhados na direção de 0 graus. Adicionalmente, iremos estudar o efeito do desalinhamento de ondas e vento, mantendo o vento a 0 graus e variando a incidência de ondas entre 0 e 90 graus.

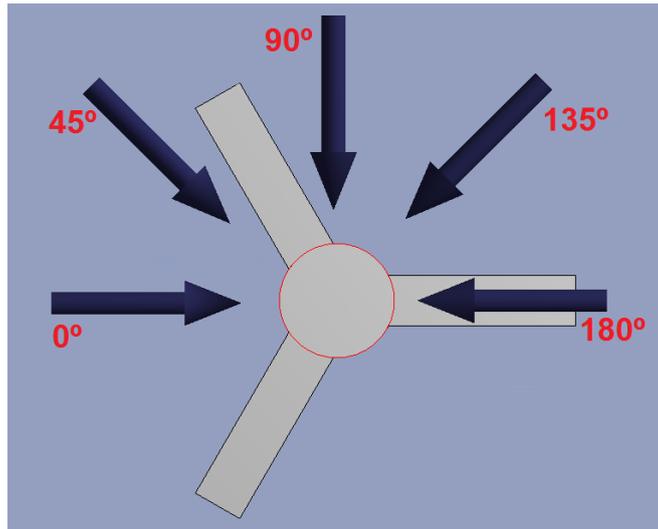


Figura 5-11 – Definição de incidência de onda e vento

5.3.1 Análise de Movimentos da TEF-TLP

A análise de movimentos no domínio do tempo realizada tem como objeto avaliar o passeio da plataforma de forma a que se possa evitar a colisão com outra estrutura oceânica que possa estar posicionada próxima a TEF-TLP. Como as amplitudes de movimento de um TEF-TLP são pequenas quando comparadas a outros tipos de estruturas flutuantes, é esperado que seu passeio seja menor que as demais estruturas flutuantes.

Além do passeio da unidade, iremos também analisar as amplitudes do movimento de surge e pitch ao longo do tempo. As Figura 5-12 e Figura 5-13 apresentam um sinal da resposta ao longo do tempo para os movimentos de surge e pitch da TEF-TLP para o caso extremo com ondas e ventos alinhados a 0 graus.

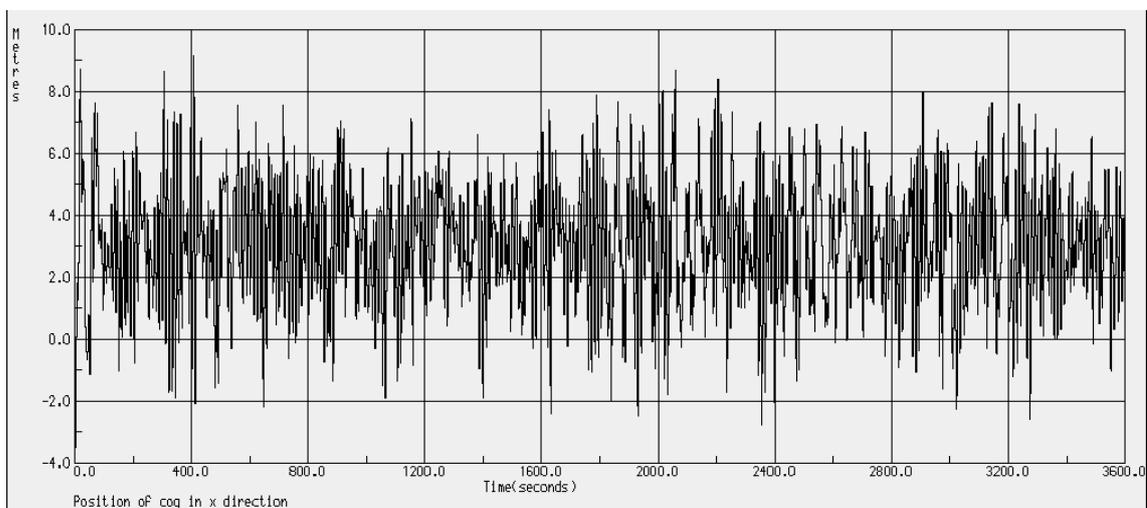


Figura 5-12 – Movimento de surge para o caso EX com ondas e ventos a 0°

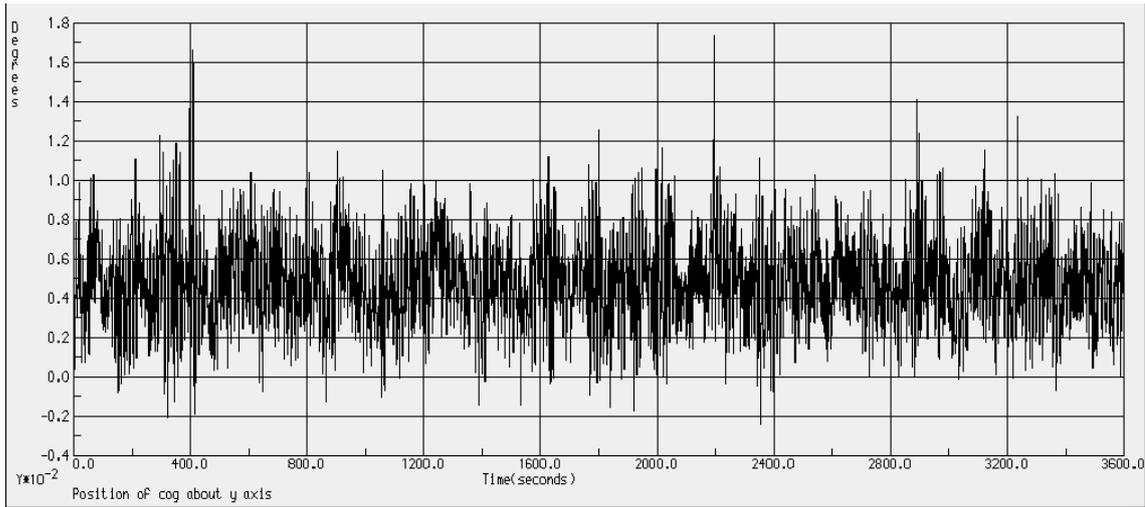


Figura 5-13 - Movimento de pitch para o caso EX com ondas e ventos a 0°

A partir dos sinais de resposta dos casos analisados, é possível então tratá-los para a obtenção dos valores máximos, médios e do desvio padrão. As Figura 5-14 e Figura 5-15 indicam estes valores para os diversos casos analisados.

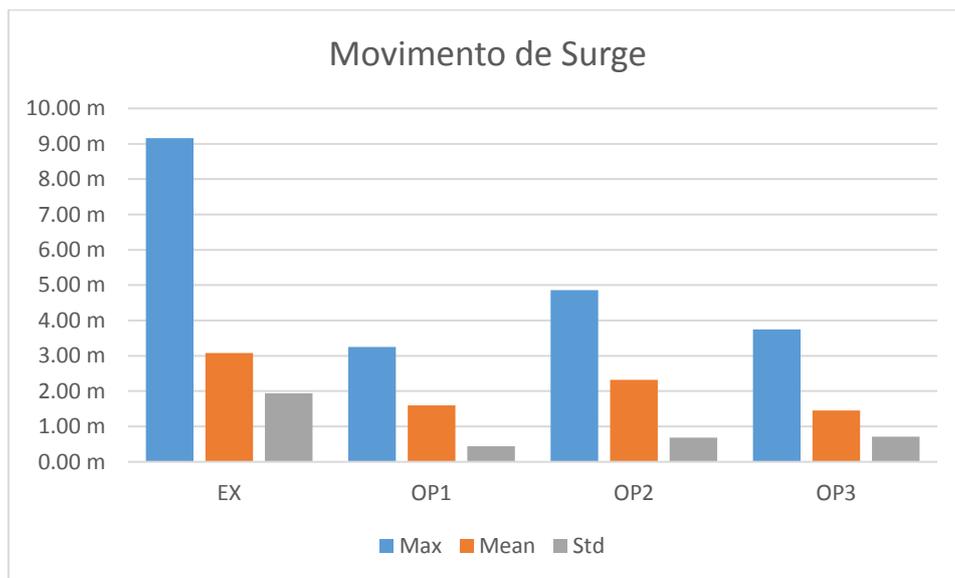


Figura 5-14 Movimento de Surge para os diversos casos analisados

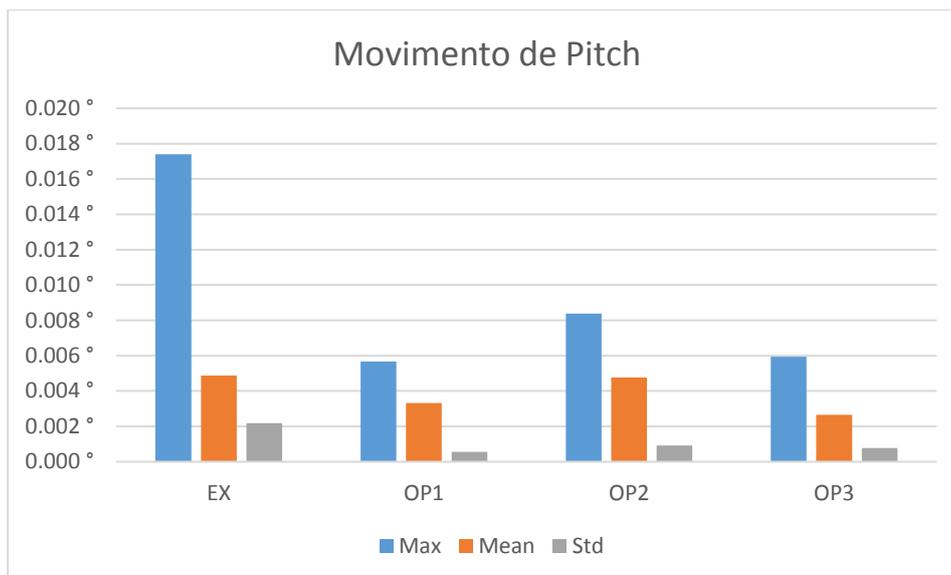


Figura 5-15 Movimento de Pitch para os diversos casos analisados

É possível observar que os valores máximos de pitch para os casos analisados são muito pequenos de forma que podem ser considerados como desprezíveis.

Para a análise do offset foi considerado o caso extremo com a turbina estacionada e também o desalinhamento entre vento e ondas, de forma que o vento se manteve constante a 0 graus e a onda variando em 0, 45 e 90 graus. A Tabela 5-7 indica os resultados de offset para os diversos analisados.

Maximo Offset				
Caso	Surge (m)	Sway (m)	Max Offset (m)	% WL
EX - Onda 0	9.158	0	9.16	4.6%
EX - Onda 45	7.765	4	8.73	4.4%
EX - Onda 90	6.112	5.119	7.97	4.0%

Tabela 5-7 Máximo Offset da TEF-TLP

O critério de projeto para o offset estabelecido na seção 3.1 é que esse não seja superior a 5% da lâmina d'água. Com os resultados indicados na Tabela 5-7 é possível observar que este critério está sendo atendido mesmo na condição extrema de operação.

5.3.2 Análise de Acelerações em pontos da TEF-TLP

A estrutura da turbina estará sujeita a diversas acelerações quando sujeita as forças ambientais em operação. É necessário observar se a magnitude das mesmas não excede a aceleração máxima prevista de projeto. Como os equipamentos sensíveis a acelerações estão posicionados na nacelle do rotor, iremos indicar as acelerações ao longo do tempo de um ponto na nacelle.

As Figura 5-16 e Figura 5-17 indicam o sinal de resposta o longo do tempo das acelerações verticais e transversais na nacelle.

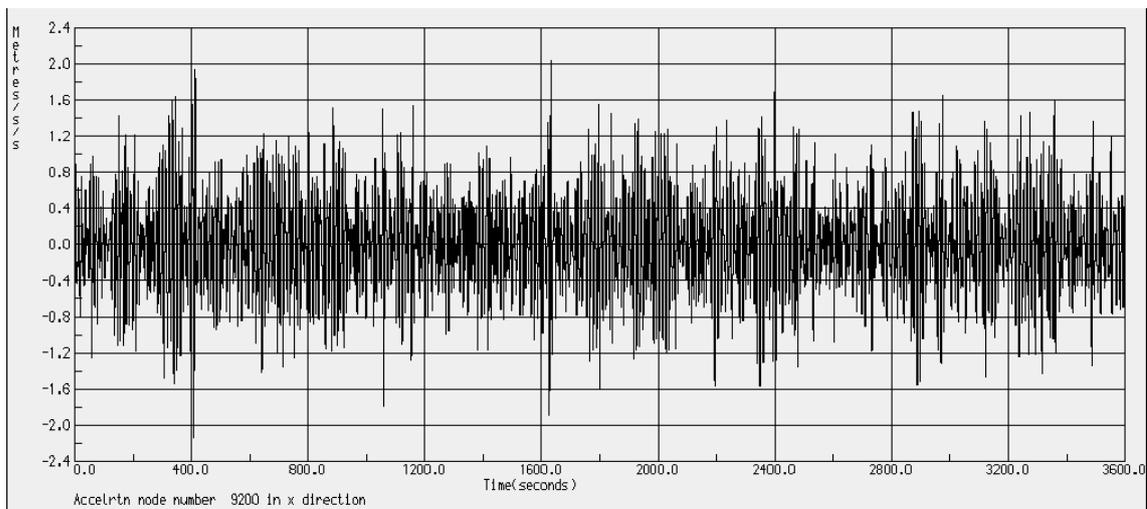


Figura 5-16 Aceleração horizontal no eixo do rotor para o caso EX com ondas e ventos a 0°

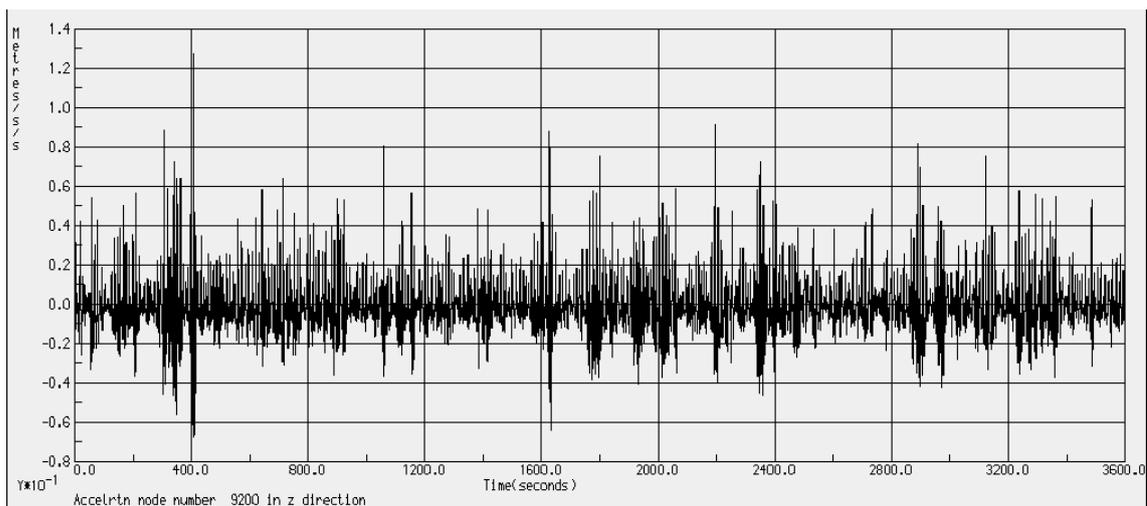


Figura 5-17 Aceleração vertical no eixo do rotor para o caso EX com ondas e ventos a 0°

Após o tratamento dos sinais de resposta indicados é possível observar as máximas acelerações transversais e verticais na nacelle conforme indicado na Tabela 5-8.

Maxima Aceleração na nacelle			
Vertical (m/s ²)	Horizontal (m/s ²)	Max Aceleração (m/s ²)	% g
0.1276	2.035	2.04	20.7%

Tabela 5-8 Máximas acelerações na nacelle

Não foi estabelecido um critério de projeto objetivo com relação as acelerações máximas permitidas na nacelle uma vez que este critério depende tanto da seleção de equipamentos quanto no dimensionamento dos componentes estruturais da nacelle. Os resultados obtidos através dessa análise devem servir como base para a seleção de equipamentos e dimensionamento da estrutura para que essas resistam as acelerações mencionadas na Tabela 5-8.

5.3.3 Análise de Air-Gap da TEF-TLP

A não ser que as estruturas do convés exposto, equipamentos, torre eólica e outras estruturas relevantes sejam apropriadamente dimensionadas para a passagem e o impacto direto de ondas, um espaço livre entre a crista da onda e o convés exposto deve ser estabelecido para todas as condições de operação.

O ABS requer um Air-Gap mínimo de 1,5 metros para o caso extremo com período de retorno de 50 anos entre a crista da onda e convés de menor altura onde as estruturas não foram consideradas para impacto de onda. Como no presente trabalho não existe detalhamento de conveses da TEF_TLP, iremos analisar a altura relativa da crista da onda para o convés principal da estrutura flutuante, onde a turbina eólica está apoiada.

Para a análise de Air-gap, foram discretizados diversos pontos ao redor do convés da principal da TEF-TLP. As Figura 5-18 e Figura 5-19 indicam os sinais de resposta obtidos para os casos EX e OP3 em um dos pontos discretizados no convés da TEF-TLP.

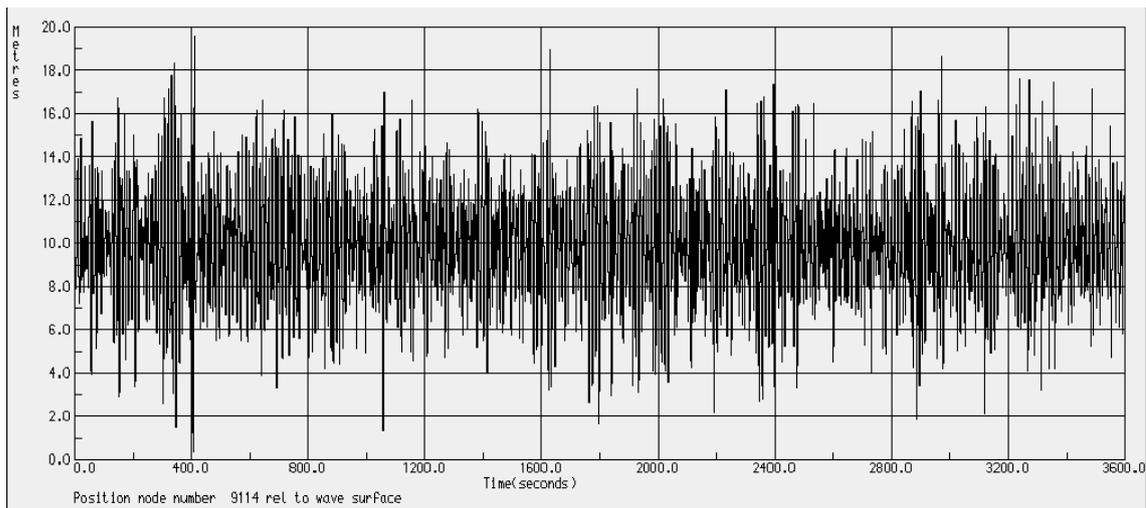


Figura 5-18 Air-gap para o caso EX com ondas e ventos a 0°

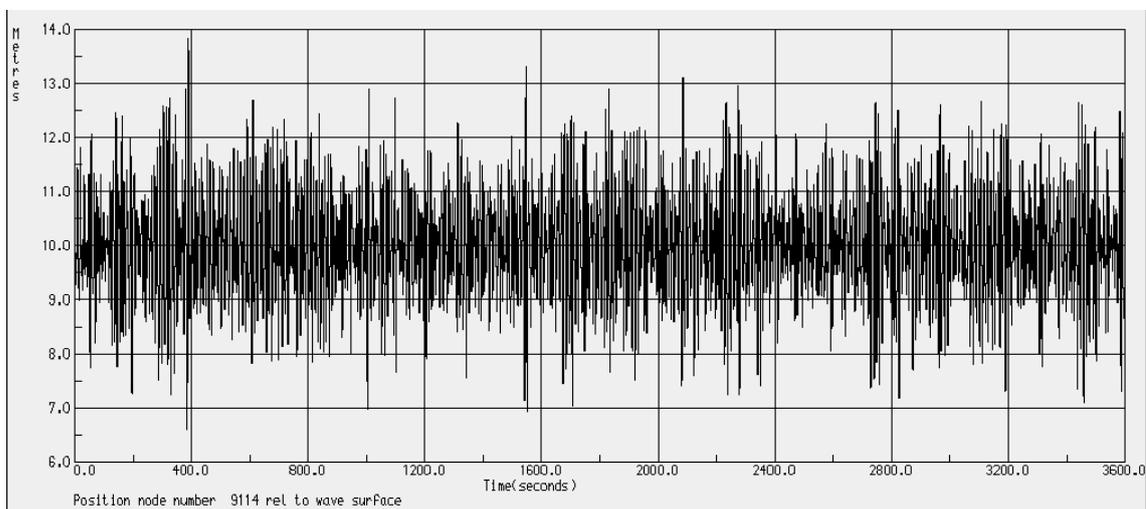


Figura 5-19 Air-gap para o caso OP3 com ondas e ventos a 0°

A Figura 5-20 indica os pontos discretizados ao longo do convés da TEF-TLP e air-gap mínimo obtido através das diversas simulações. É possível observar que em nenhum dos pontos a TEF-TLP atende o critério de 1,5 metros recomendado pelo ABS e, nos pontos do convés próximo a incidência de ondas e ventos, a altura de onda chega a ultrapassar a altura do convés.

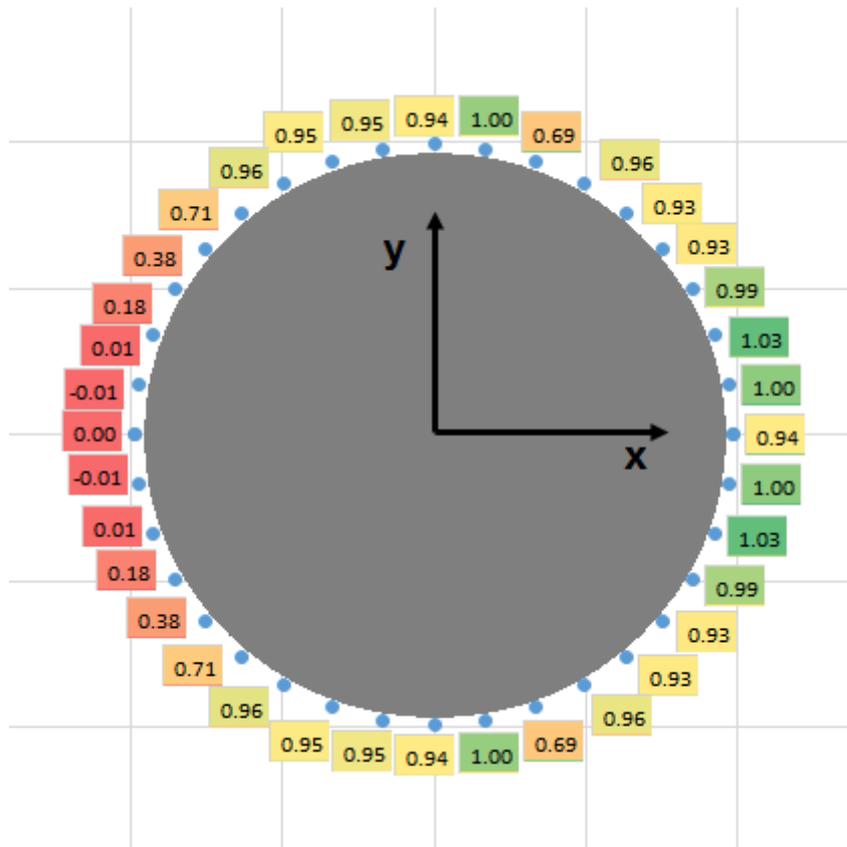


Figura 5-20 Mapa de Air-gap do convés principal da coluna central

O não atendimento ao critério de air-gap indica que todos os equipamentos e estruturas presentes no convés principal, bem como a fundação da turbina eólica devem ser dimensionados a fim de suportar essa passagem e cargas de ondas. Deve-se recordar que os valores obtidos através da simulação numérica devem ser confirmados e calibrados através de modelos de teste.

5.3.4 Análise do Sistema de Ancoragem do tipo TLP

As Figura 5-21 até Figura 5-26 indicam os sinais de resposta das trações nos três tendões obtidos para o caso EX e OP3 nas simulações com duração de 1 hora realizadas. Affis simulações que apresentam as maiores trações nos tendões são aquelas onde o vento a as ondas estão alinhados a zero graus e é possível observar que o nível de trações nos tendões 2 e 3 é superior ao nível de tração no tendão 1 para esta incidência. A partir desta observação, deve-se focar que o tendão 1 não atinja compressões e que as trações nos tendões 2 e 3 não excedam a tração máxima permissível.

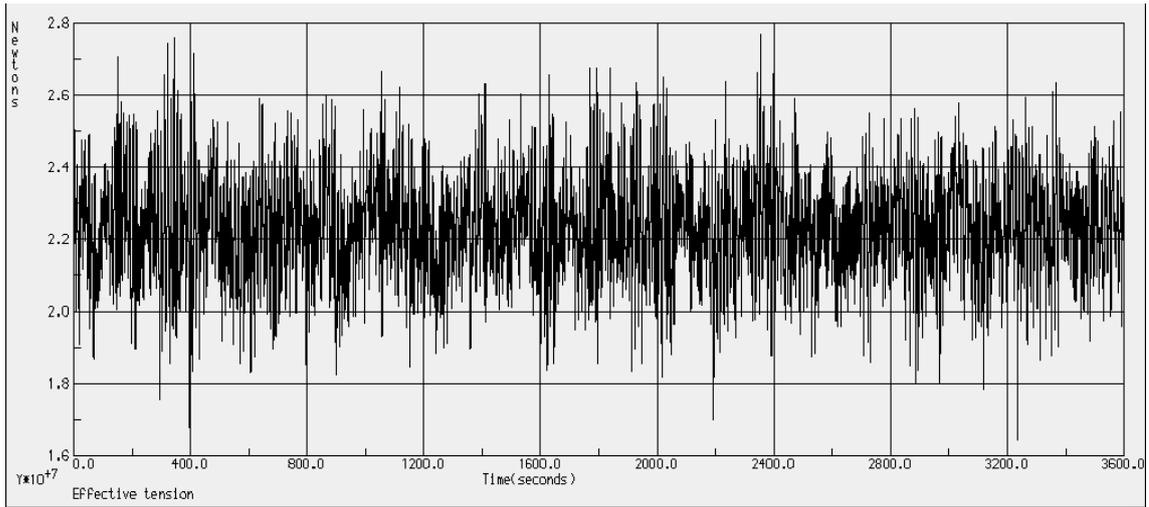


Figura 5-21 Tração no Tendão 1 para o caso EX com ondas e ventos a 0°

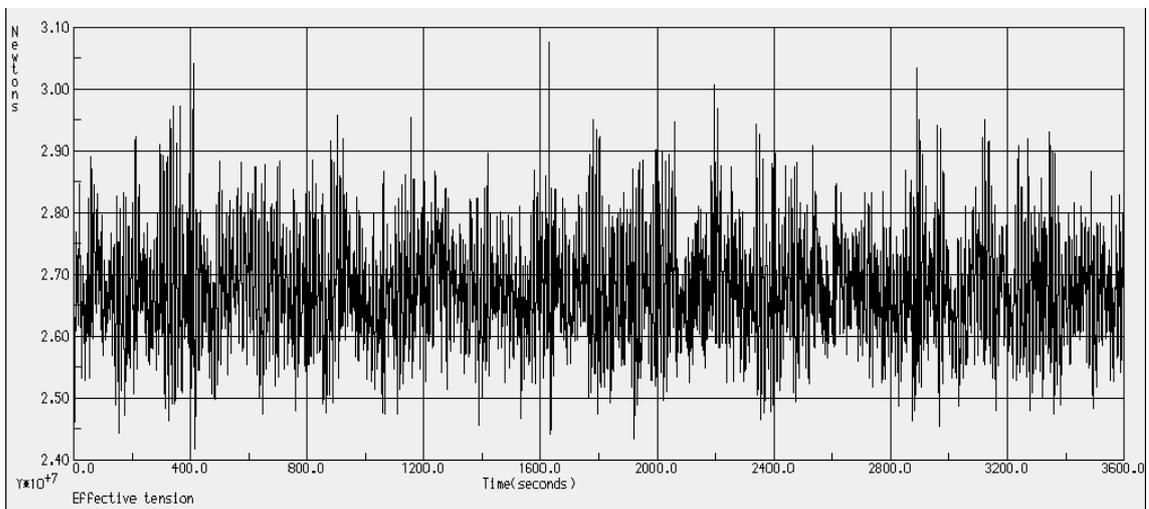


Figura 5-22 Tração no Tendão 2 para o caso EX com ondas e ventos a 0°

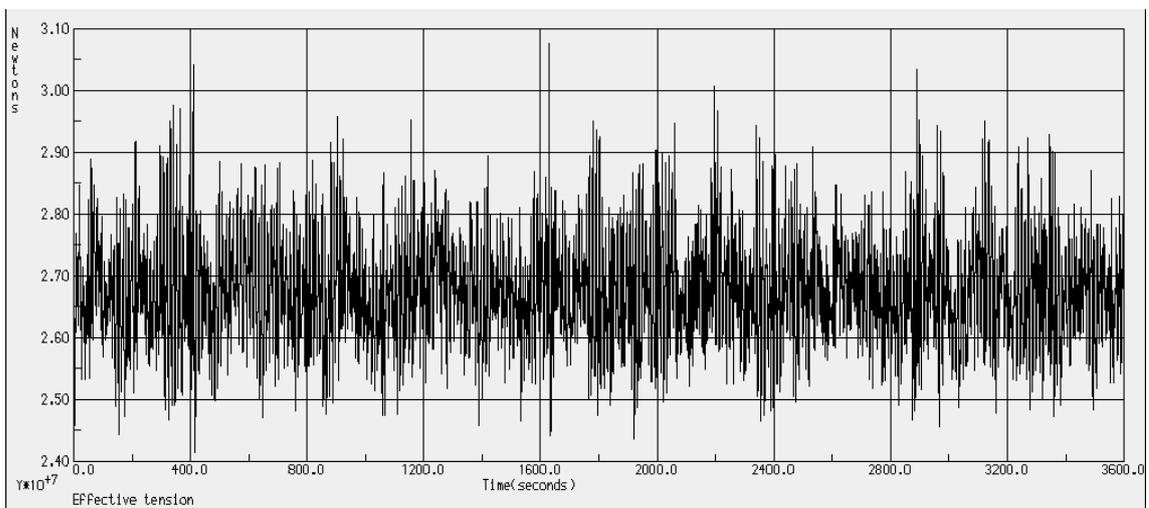


Figura 5-23 Tração no Tendão 3 para o caso EX com ondas e ventos a 0°

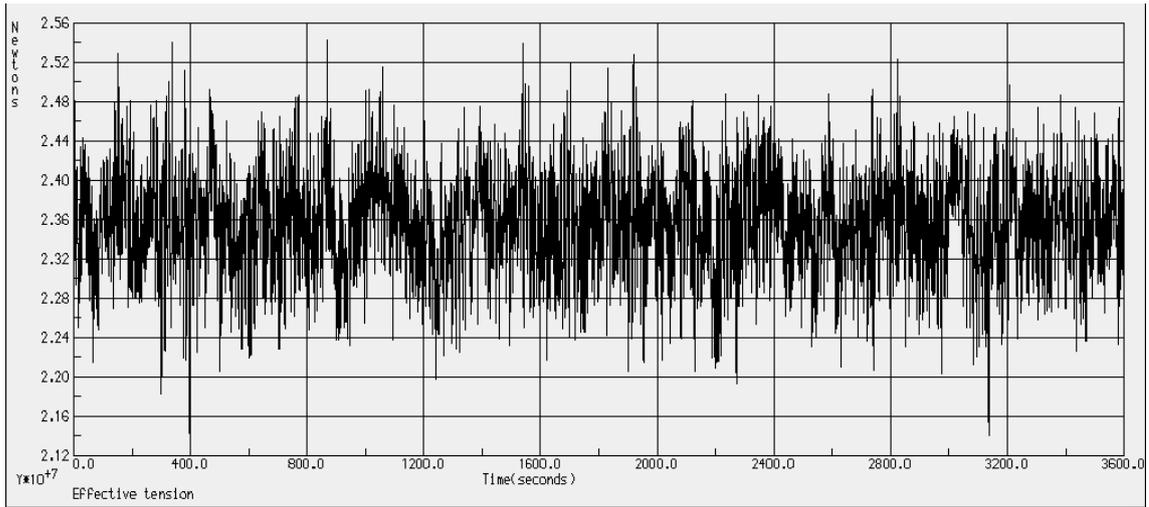


Figura 5-24 Tração no Tendão 1 para o caso OP3 com ondas e ventos a 0°

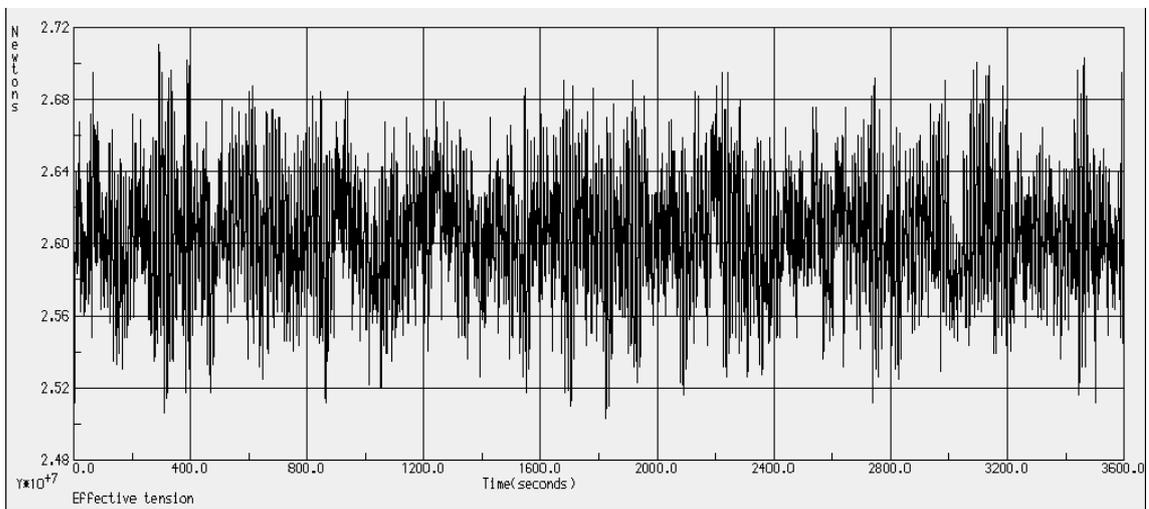


Figura 5-25 Tração no Tendão 2 para o caso OP3 com ondas e ventos a 0°

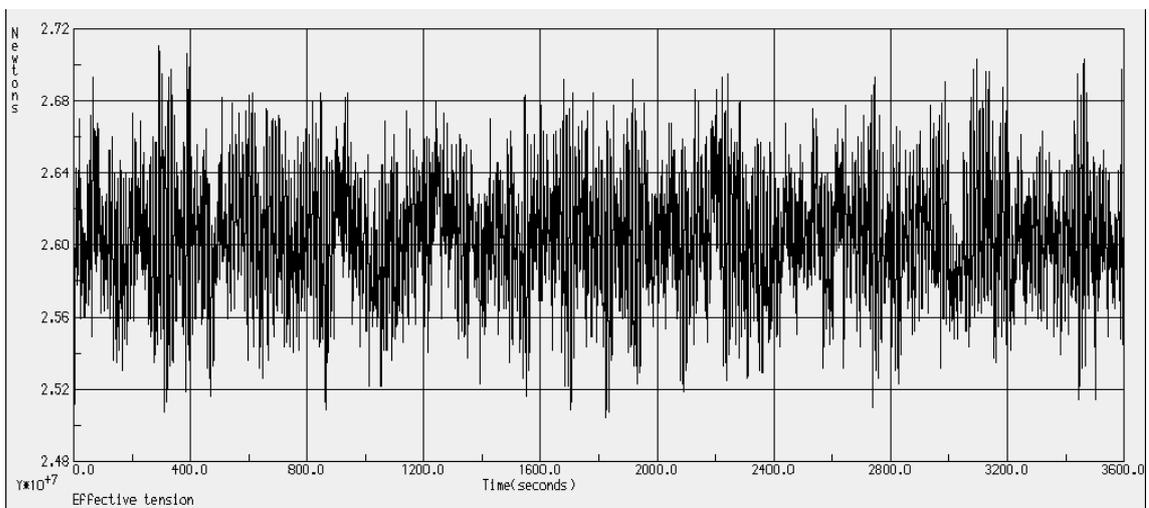


Figura 5-26 Tração no Tendão 3 para o caso OP3 com ondas e ventos a 0°

A partir dos sinais de resposta dos casos analisados, é possível então tratá-los estatisticamente para a obtenção dos valores máximos, médios, mínimos e do desvio padrão. As Tabela 5-9, Tabela 5-10 e Tabela 5-11 indicam estes valores para os diversos casos analisados.

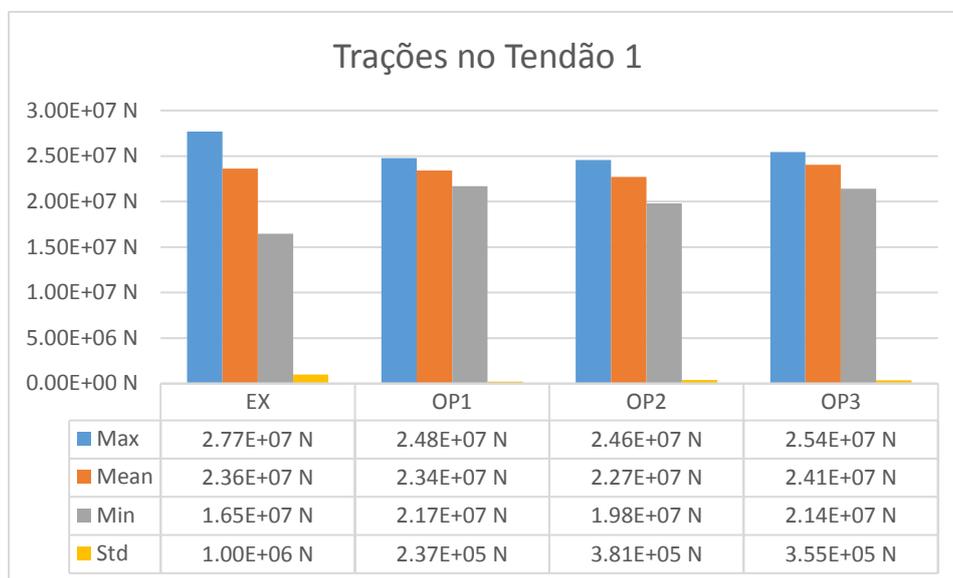


Tabela 5-9 – Trações no Tendão 1

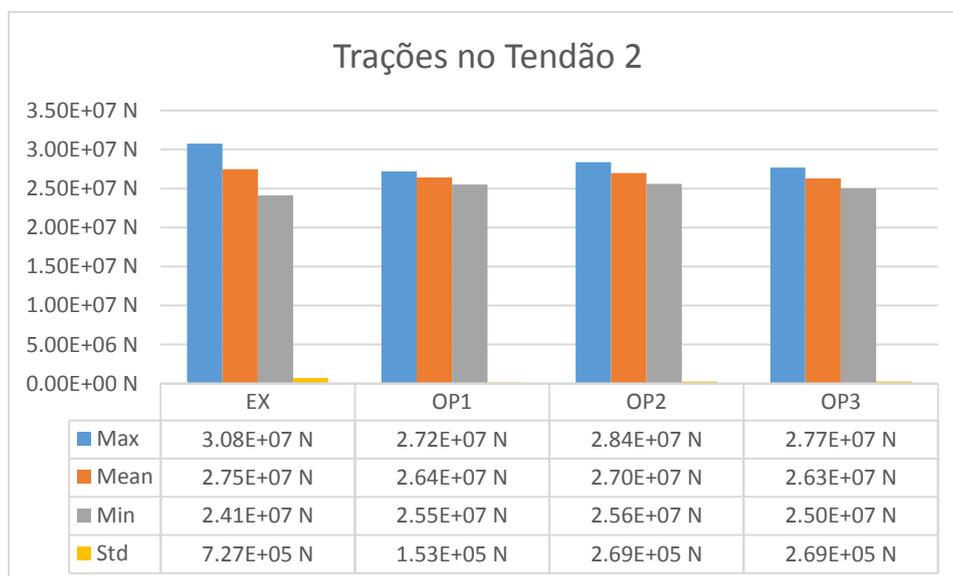


Tabela 5-10 Trações no Tendão 2

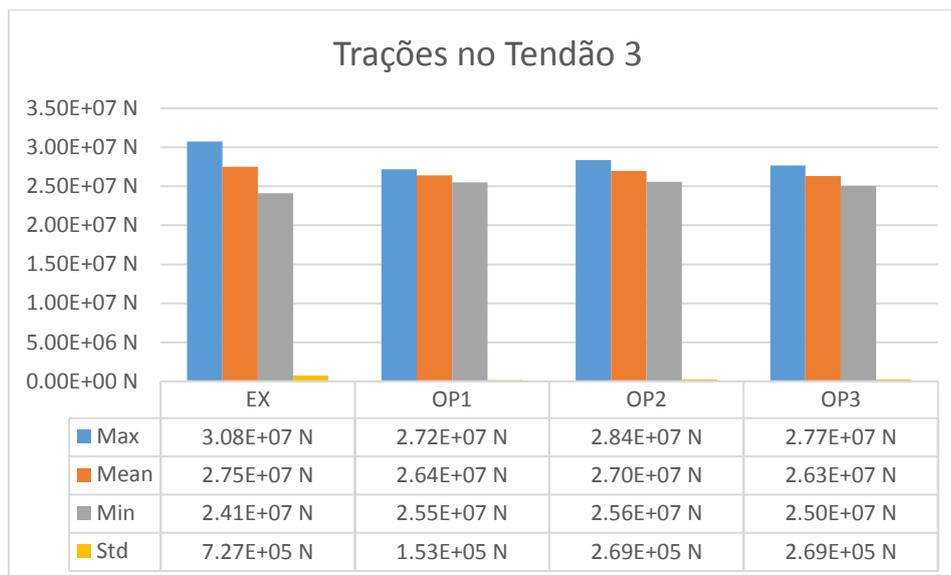


Tabela 5-11 Trações no Tendão 3

A Tabela 5-9 indica que para o caso EX a tração mínima no tendão 1 é de $1,65e+7$ Newton, o que ainda é superior do que a pré-tração em água tranquilas, o que nos leva a concluir que a TEF-TLP, mesmo em condições ambientais extremas, mantém tração positiva em todos os tendões e, conseqüentemente, mantém a estabilidade.

As Tabela 5-10 e Tabela 5-11 indicam que as trações máximas nos tendões 2 e 3 são de $3,08e+7$ Newtons. Assumindo que a tensão limite $\sigma_y = 250 \text{ MPa}$ a máxima tração axial nos tendões deve ser:

$$F_t = \sigma_y A_t = 250 \times 10^3 \times 0.73083 = 1.83 \times 10^8 \text{ N} \quad (5-7)$$

Pode-se verificar então que as trações máxima nos tendões não excedem o valor limite, e possuem uma boa margem de segurança para a tração axial limite conforme indicada na equação (5-7).

A distribuição de probabilidade de Trações nos tendões 2 e 3 pode ser observada na Figura 5-27.

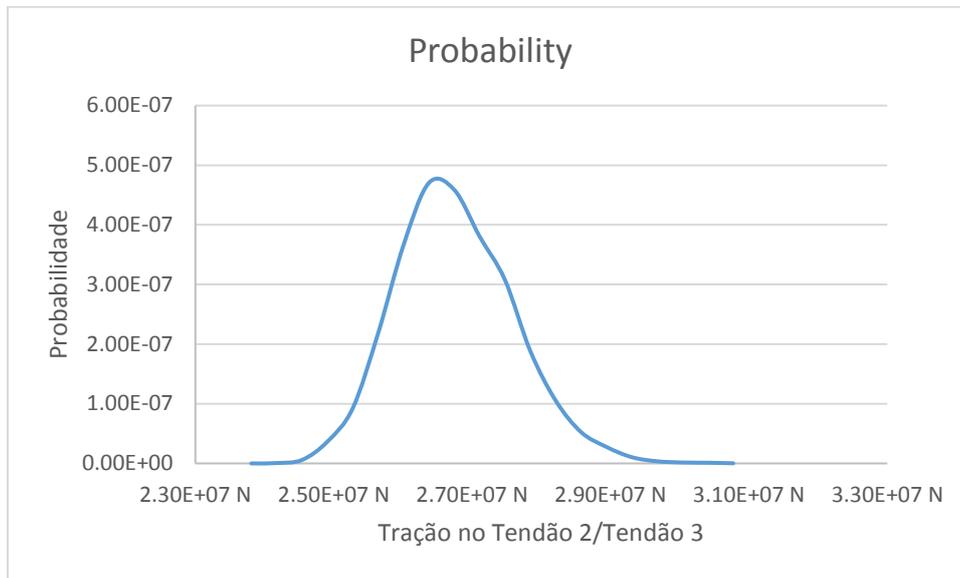


Figura 5-27 Distribuição de Probabilidade de Trações nos Tendões 2 e 3.

6 Conclusões e Desenvolvimentos Futuros

6.1 Resumo e Conclusão

A aplicação de turbinas eólicas flutuantes na data do presente trabalho está limitada a águas rasas. Devido ao potencial de vento em regiões de águas profundas, o mercado vem buscando soluções de turbinas cada vez maiores em água cada vez mais profundas, o que torna esse tipo de aplicação desafiadora. Porém, onde existem desafios, existem oportunidades, e é possível observar a mobilização de diversas empresas, que no passado focavam somente na exploração de combustíveis fósseis para a geração de energia, destinando parcelas de investimento para a exploração de energias renováveis incluindo a eólica offshore

Esta dissertação apresentou o projeto e a análise do comportamento global de uma turbina eólica flutuante do tipo TLP de 10 MW em diversos cenários operacionais. Três softwares foram utilizados para a obtenção dos resultados, o software SEASAFE foi usada para a análise de estabilidade estática pré-operação, o software Aerodyn foi utilizado para a dinâmica da turbina no domínio do tempo e o Software AQWA foi utilizado para a análise hidrodinâmica no domínio do tempo e no domínio da frequência.

Na análise de estabilidade pré-operação, foi possível verificar que a mesma atende os requisitos de estabilidade aplicáveis.

Os períodos naturais obtidos da TEF-TLP estão compatíveis com os períodos obtidos no projeto com características semelhantes suportando uma turbina de 5 MW [22]. É possível observar que os períodos em surge e sway e yaw são consideravelmente maiores que os períodos em heave, pitch e roll, o que se deve a alta rigidez do sistema de ancoragem do tipo TLP. Os períodos naturais obtidos atendem os critérios de projeto e estão fora da faixa de maior energia das ondas.

Devido as condições ambientais severas do Mar do Norte, foi possível analisar os critérios de projeto relativos ao comportamento global próximo dos seus limites. O comportamento global da TEF-TLP é satisfatório em todos os aspectos com exceção ao mínimo air-gap requerido, que mesmo sem ser atendido, não interfere no funcionamento da turbina eólica, somente se faz necessária a consideração de embarque de água no dimensionamento estrutural. Os movimentos verticais da TEF-TLP são pequenos devido ao sistema de tendões. O movimento horizontal é inferior ao estabelecido nos critérios de projeto, e, mesmo em condições ambientais extremas, o offset máximo da TEF-TLP atende ao critério de 5% da linha d'água estabelecido.

6.2 Trabalhos Futuros

A presente tese tem como objetivo uma análise preliminar do comportamento global da turbina eólica flutuante do tipo TLP, os estudos realizados e resultados obtidos possuem algumas limitações. As seguintes sugestões são recomendadas para trabalhos futuros:

- 1) A análise semi-acoplada entre a dinâmica da estrutura flutuante e os tendões e a dinâmica da turbina eólica, embora prevista e empregada na indústria, não considera os efeitos aero-elásticos e não representa os efeitos de aero-controle em cada intervalo de tempo, de forma que é sugerido para investigações futuras, uma análise totalmente acoplada e um estudo comparativo entre os resultados da mesma e os resultados apresentados no presente trabalho.
- 2) Apesar da proposta de um tendão por *pontoon* ser uma alternativa “econômica” e respeitar a classificação de segurança para estruturas não tripuladas, é recomendado que sejam instalados tendões adicionais em cada *pontoon* e que seja verificada as variações de cargas nos mesmos com relação ao sistema não redundante proposto no presente trabalho.
- 3) A utilização de modelos numéricos para a representação da dinâmica de corpos flutuantes é sempre um primeiro estágio de verificação, sendo que estes modelos devem ser calibrados e verificados subsequentemente através de modelo de testes. É recomendado que se façam testes em tanques de ondas e ventos para a verificação dos resultados obtidos no presente trabalho e para a calibração do modelo numérico.
- 4) A análise de fadiga dos tendões e dos elementos da estrutura flutuante não foi objeto de análise do presente trabalho. Para que seja possível a aplicação do sistema de tendões proposto, uma análise de fadiga detalhada deverá ser realizada a fim de se verificar a adequação do sistema para a vida proposta da TEF-TLP
- 5) A utilização de outras estruturas flutuantes como a Spar e a Semi-Submersível devem ser consideradas e estudadas para o suporte de uma turbina eólica de 10MW.
- 6) Devido ao embarque de água no convés apresentado na seção 5.3.3, um estudo das fundações da base da turbina eólica e de dimensionamento estrutural apropriada do convés e conexões com a turbina deve ser realizado.
- 7) Os resultados obtidos através do método GDW e através do método BEM apresentaram diferenças em velocidades inferiores a velocidade de projeto. Apesar do GDW ser mais adequado para o cálculo em velocidades altas de

vento, os valores obtidos através do BEM para velocidades superiores à de projeto se apresentaram coerentes com os resultados do GDW. Uma análise detalhada considerando várias condições de vento constante e vento turbulento deve ser realizada para se obter uma comparação mais completa entre os dois métodos.

- 8) A partir das respostas obtidas, não foi possível observar a ocorrência dos fenômenos de ringing e springing. Recomenda-se que uma análise mais extensa, com uma variação maior das condições ambientais seja realizada para que se possa averiguar possíveis ocorrências destes fenômenos na TEF-TLP.

7 Referências Bibliográficas

- [1] J. F. Manwell, J. G. Mcgowan e A. L. Rogers, *Wind Energy Explained - Theory, Design and Application*, Wiley, 2009.
- [2] R. Thresher e M. Robinson, “Wind Energy Technology: Current Status and R&D Future,” National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2008.
- [3] B. N. E. F. (BNEF), “London summit,” em *Breaking Clean*, 2017.
- [4] “4c Offshore,” [Online]. Available: <https://www.4coffshore.com/windfarms/windfarms.aspx?windfarmId=DK06>. [Acesso em 2018].
- [5] B. N. E. F. (BNEF), “Global Offshore Wind Market Set to Grow Sixfold by 2030,” 2018. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/blog/global-offshore-wind-market-set-to-grow-sixfold-by-2030/>.
- [6] American Bureau of Shipping (ABS), “Guidance Notes on Global Performance Analysis For Floating Offshore Wind Turbin Installations,” 2014.
- [7] US Office of Enegy Efficiency & Renewable Energy, “Top 10 Things You Didn’t Know About Offshore Wind Energy,” 2018. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/wind/articles/top-10-things-you-didn-t-know-about-offshore-wind-energy>. [Acesso em Dezembro 2018].
- [8] Equinor, “Hywind—the world’s leading floating offshore wind solution,” [Online]. Available: <https://www.equinor.com/en/what-we-do/hywind-where-the-wind-takes-us.html>. [Acesso em Março 2019].
- [9] Principle Power Inc, “WindFloat,” 2019. [Online]. Available: <http://www.principlepowerinc.com/en/windfloat>. [Acesso em Março 2019].
- [10] Ansys, Inc., “AQWA Reference Manual (Version 14.5),” 2012.
- [11] NREL, “User’s Guide to the Wind Turbine Aerodynamics Computer Software AeroDyn”.
- [12] N. Senjanovic e M. Tomic, “On the Linear Stiffness of Tension Leg Platforms”.

- [13] O. M. Faltinsen, *Sea Loads on Ships and Offshore Structures*, Cambridge University Press, 1999.
- [14] S. K. Chakrabarti, *Handbook of Offshore Engineering*, 2005.
- [15] P. Moriarty e A. Hansen, "AeroDyn Theory Manual," National Renewable Energy Laboratory, 2005.
- [16] M. O. L. Hansen, "Aerodynamics of Wind Turbines," Earthscan, 2008.
- [17] H. Glauert, "Airplane Propellers," em *Aerodynamic Theory (W. F. Durand, ed.)*, Berlin, Springer Verlag, 1935, pp. Div. L, Chapter XI.
- [18] H. Glauert, "A General Theory of the Autogyro," 1926.
- [19] D. Peters e C. He, "Correlation of Measured Induced Velocities with a Finite-State Wake Model," *Journal of American Helicopter Society*, 1991.
- [20] W. Cummins, "The impulse response function and ship motions," 1962.
- [21] J. R. Pauling, "MULTISIM: Time Domain Platform Motion Simulation, Theory and User's Guide," 2000.
- [22] E. E. Bachynski, "Design and Dynamic Analysis of Tension Leg Platform Wind Turbines," 2014.
- [23] C. Bak, F. Zahle, R. Bitsche, T. Kim, A. Yde, L. C. Henriksen, A. Natarajan e M. Hansen, "Description of the DTU 10 MW Reference Wind Turbine. DTU Wind Energy Report-I-0092," 2013.
- [24] T. Moan e E. E. Bachynsky, "Design Considerations for Tension Leg Platform Wind Turbines," *Elsevier - Marine Structures*, 2012.
- [25] American Bureau of Shipping , "Guide for Building and Classing Floating Wind Turbine Installations," 2018.
- [26] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial e G. Scott, "Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development. Technical Report NREL/TP-500-38060, NREL, 2009.," 2009.
- [27] J. E. Withee, "Fully coupled dynamic analysis of a floating wind turbine system," 2004.

- [28] American Petroleum Institute, "Interim guidance on Hurricane Conditions in the Gulf of Mexico," 2007.
- [29] International Organization for Standardization, "Petroleum and natural gas industries. Specific requirements for offshore structures - Metocean design and operating considerations," 2015.
- [30] International Electrotechnical Commission, "Wind Energy Generation System - Part 1: Design Requirements," 2019.
- [31] American Bureau of Shipping, "Design Standards for Offshore Wind Farms," 2011.
- [32] L. Li, Z. Gao e T. Moan, "Joint Environmental Data at Five European Offshore Sites for Design of Combined Wind and Wave Energy Devices," 2013.

Apêndice A – Modelo do AQWA

No presente trabalho o software Ansys AQWA versão 14.5 foi usada para executar as análises hidrodinâmicas da dissertação. Dentre os diversos módulos disponíveis no AQWA, três foram utilizados para a execução dos cálculos. Os módulos utilizados estão identificados a seguir [10]:

- 1) **AQWA Line:** também chamado de módulo da difração, o AQWA Line realiza os cálculos no domínio da frequência e fornece resultados como forças e momentos de excitação, amortecimento potencial, massa adicional e RAOs de movimento. Os resultados obtidos através do AQWA Line são transferidos para um arquivo com extensão “.hyd”, que serve de base para os demais módulos do AQWA.
- 2) **AQWA Librium:** calcula a posição de equilíbrio da estrutura flutuante. Neste módulo, os tendões da TEF-TLP foram modelados por elementos finitos e assim foi possível se obter tanto as trações estáticas em cada tendão quanto a posição de equilíbrio da unidade. A posição de equilíbrio inicial, calculada pelo AQWA Librium, é considerada para as análises no domínio do tempo realizadas no AQWA Drift
- 3) **AQWA Drift:** o módulo usado para se realizar análises no domínio do tempo. A posição de equilíbrio obtida através do AQWA Librium é considerada e parâmetros como condições ambientais, tempo de simulação, intervalo de tempo são inseridos para a realização da simulação no domínio do tempo.

Para a modelação do objeto de análise, o módulo de modelação do pacote Ansys chamado de “*Design Modeler*” foi usado. Neste módulo é possível modelar as superfícies da TEF-TLP que serão posteriormente usadas para a geração de malha. A Figura App. A-1 ilustra o modelo de superfícies gerado pelo “*Design Modeler*”.

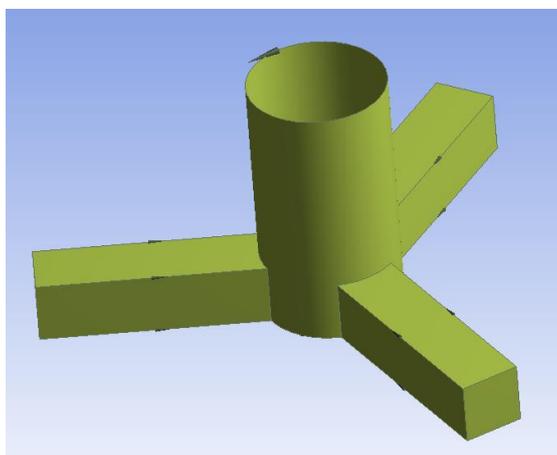


Figura App. A-1 – Modelo de superfícies da TEF-TLP

A partir do modelo de superfícies, é possível gerar a malha de elementos que será usada para as análises hidrodinâmicas. Para a geração da malha, a interface “*Workbench*” do AQWA foi usada. Nesta interface, o AQWA, a partir do seu modelo de superfícies, gera a malha baseada nas frequências em que se quer trabalhar. Quanto maior a frequência limite, menor o tamanho dos elementos. O intervalo de frequências escolhido foi de 0,1 rad/s até 3,3 rad/s em intervalos de 0,08 rad/s. Para esse intervalo, foi gerada uma malha com 8137 nós e 7989 elementos, que podem ser tanto na forma quadrilátera quanto na forma triangular. A Figura App. A-2 ilustra a malha elaborada para a TEF-TLP.

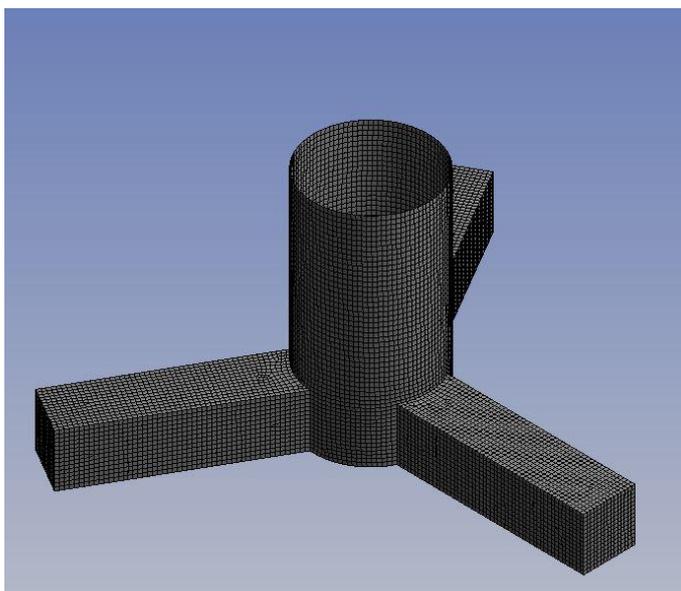


Figura App. A-2 – Malha da TEF-TLP

A partir da definição da malha, é necessário estabelecer os demais parâmetros a serem considerados nas análises. Os arquivos de entrada do AQWA são organizados em “*Decks*”, que contém as informações necessárias para a execução das análises. A definição de cada “*Deck*” considerado nas análises está indicada a seguir:

- **Deck 0:** definição do tipo de análise que se quer realizar e das opções das análises.
- **Deck 1:** definição das coordenadas dos nós que compõe a malha e das coordenadas do centro de gravidade.
- **Deck 2:** definição dos elementos que compõe a malha baseados nos nós definidos no deck 1.

- **Deck 3:** definição da massa da estrutura considerada. A Figura App. A-3 ilustra um exemplo de definição dos parâmetros de entrada deste deck.

```

*****
***** DECK 3 *****
*****
      MATE
1      98000  9430020.
END

```

Figura App. A-3 – Exemplo de definição do Deck 3

- **Deck 4:** definição dos momentos de inércia de massa considerados. A Figura App. A-4 ilustra um exemplo de definição dos parâmetros de entrada deste deck.

```

*****
***** DECK 4 *****
*****
      GEOM
1PMAS  98000  2.5262e10      0.      0.  2.5271e10      0.  1.31103e9
END

```

Figura App. A-4 – Exemplo de definição do Deck 4

- **Deck 5:** definição da profundidade, da massa específica do fluido e da aceleração da gravidade. A Figura App. A-5 ilustra um exemplo de definição dos parâmetros de entrada deste deck.

```

*****
***** DECK 5 *****
*****
      GLOB
DPTH   200.
DENS   1025.
ACCG   9.80665
END

```

Figura App. A-5 – Exemplo de definição do Deck 5

- **Deck 6:** definição das frequências e das incidências de ondas consideradas. A Figura App. A-6 ilustra um exemplo de definição dos parâmetros de entrada deste deck.

```

*****
***** DECK 6 *****
*****
FDR1
1HRTZ 1 1 1.5915e-2
1HRTZ 2 2 2.9255e-2
1HRTZ 3 3 4.2594e-2
1HRTZ 4 4 5.5933e-2
1HRTZ 5 5 6.9273e-2
1HRTZ 6 6 8.2612e-2
1HRTZ 7 7 9.5951e-2
1HRTZ 8 8 0.1092904
1HRTZ 9 9 0.1226297
1HRTZ 10 10 0.1359689
1HRTZ 11 11 0.1493082
1HRTZ 12 12 0.1626475
1HRTZ 13 13 0.1759868
1HRTZ 14 14 0.189326
1HRTZ 15 15 0.2026653
1HRTZ 16 16 0.2160046
1HRTZ 17 17 0.2293438
1HRTZ 18 18 0.2426831
1HRTZ 19 19 0.2560224
1HRTZ 20 20 0.2693617
1HRTZ 21 21 0.2827009
1HRTZ 22 22 0.2960402
1HRTZ 23 23 0.3093795
1HRTZ 24 24 0.3227188
1HRTZ 25 25 0.336058
1HRTZ 26 26 0.3493973
1HRTZ 27 27 0.3627366
1HRTZ 28 28 0.3760758
1HRTZ 29 29 0.3894151
1HRTZ 30 30 0.4027544
1HRTZ 31 31 0.4160937
1HRTZ 32 32 0.4294329
1HRTZ 33 33 0.4427722
1HRTZ 34 34 0.4561115
1HRTZ 35 35 0.4694507
1HRTZ 36 36 0.48279
1HRTZ 37 37 0.4961293
1HRTZ 38 38 0.5094686
1HRTZ 39 39 0.5228078
1HRTZ 40 40 0.5361471
1HRTZ 41 41 0.5494864
1HRTZ 42 42 0.5628257
1DIRN 1 1 -180.
1DIRN 2 2 -135.
1DIRN 3 3 -90.
1DIRN 4 4 -45.
1DIRN 5 5 0.
END

```

Figura App. A-6 – Exemplo de definição do Deck 6

- **Deck 7:** definição da matriz de amortecimento viscoso e da matriz de rigidez adicional devido aos tendões. A matriz de rigidez adicional somente é requerida no módulo do AQWA Line, nos demais módulos, os tendões são modelados como elementos finitos e suas propriedades e contribuições são diretamente contabilizadas. A Figura App. A-7 ilustra um exemplo de definição dos parâmetros de entrada deste deck.

```

*****
*****
***** DECK 7 *****
*****
*****
WFS1
FIDP      1  440000.      0.      0.      0. -13210230      0.
FIDP      2      0.  420000.      0.  12409177      0. 251338.82
FIDP      3      0.      0.  333000.      0. -251229.39      0.
FIDP      4      0.  12400000      0. 5.06141e8      0. 10317480
FIDP      5 -13200000      0. -251000.      0. 5.27244e8      0.
FIDP      6      0.  251000.      0. 10317480      0. 2.0132e8

07SSTF    1  4.57E+05  0.00E+00  0.00E+00  0.00E+00 -1.16E+07  0.00E+00
07SSTF    2  0.00E+00  4.57E+05  0.00E+00  1.16E+07  0.00E+00 -1.83E+04
07SSTF    3  0.00E+00  0.00E+00  2.80E+09  0.00E+00  1.12E+08  0.00E+00
07SSTF    4  0.00E+00  1.16E+07  0.00E+00  2.02E+12  0.00E+00 -4.64E+05
07SSTF    5 -1.16E+07  0.00E+00  1.12E+08  0.00E+00  2.02E+12  0.00E+00
07SSTF    6  0.00E+00 -1.83E+04  0.00E+00 -3.48E+06  0.00E+00  6.60E+08

07SFRC    1      0.0      0.0 -7.5304E07      0.0      0.0      0.0

```

Figura App. A-7 – Exemplo de definição do Deck 7

- **Deck 8:** definição das forças de deriva média atuando na estrutura nas frequências e direções previamente definidas. Este deck não foi utilizado para a análise da TEF-TLP. A ilustra um exemplo de definição dos parâmetros de entrada deste deck.
- **Deck 9:** definição do amortecimento e massa adicional nas frequências da deriva média. Este deck não foi utilizado para a análise da TEF-TLP.
- **Deck 10:** definição de coeficientes de arrasto e de empuxo para a estrutura flutuante. Este deck não foi utilizado para a análise da TEF-TLP.

- **Deck 11:** definição das direções e dos coeficientes de forças e momentos de vento e de corrente atuantes na estrutura flutuante. Este deck somente foi usado para as análises no módulo AQWA Drift. A Figura App. A-8 ilustra um exemplo de definição dos parâmetros de entrada deste deck.

```

10      HLD1
10DIRN  1  1  -180.
10DIRN  2  2  -135.
10DIRN  3  3  -90.
10DIRN  4  4  -45.
10DIRN  5  5   0.
10DIRN  6  6   45.
10DIRN  7  7   90.
10DIRN  8  8  135.
10DIRN  9  9  180.

10WIFX  1  1   0.
10WIFY  1  1   0.
10WIFZ  1  1   0.
10WIRX  1  1   0.
10WIRY  1  1   0.
10WIRZ  1  1   0.

10WIFX  2  2   0.
10WIFY  2  2   0.
10WIFZ  2  2   0.
10WIRX  2  2   0.
10WIRY  2  2   0.
10WIRZ  2  2   0.

10WIFX  3  3   0.
10WIFY  3  3   0.
10WIFZ  3  3   0.
10WIRX  3  3   0.
10WIRY  3  3   0.
10WIRZ  3  3   0.

10WIFX  4  4   0.
10WIFY  4  4   0.
10WIFZ  4  4   0.
10WIRX  4  4   0.
10WIRY  4  4   0.
10WIRZ  4  4   0.

10WIFX  5  5  1433.
10WIFY  5  5   0.
10WIFZ  5  5   0.
10WIRX  5  5   0.
10WIRY  5  5 140200.
10WIRZ  5  5   0.

```

END10

Figura App. A-8 – Exemplo de definição do Deck 11

- **Deck 12:** este deck não foi utilizado para a análise da TEF-TLP.
- **Deck 13:** definição dos parâmetros ambientais considerados na análise no domínio do tempo. Este deck somente foi usado para as análises no módulo AQWA Drift. A Figura App. A-9 ilustra um exemplo de definição dos parâmetros de entrada deste deck.

```

13  SPEC
13NPDW
13WIND      40.0      0.      129.
13HRTZ
13SPDN      0.
13SEED      0
13JONH      1.5915e-2 0.55      3.3      10.96  9.042e-2
END13

```

Figura App. A-9 – Exemplo de definição do Deck 13

- **Deck 14:** definição dos segmentos e terminações dos tendões da TEF-TLP. A Figura App. A-10 ilustra um exemplo de definição dos parâmetros de entrada deste deck.

```

14    MOOR

14TELM17001180161900019000
14TELM18016180151900019000
14TELM18015180141900019000
14TELM18014180131900019000

14TELM18013180121900019000
14TELM18012180111900019000
14TELM18011180101900019000
14TELM18010180091900019000

14TELM18009180081900019000
14TELM18008180071900019000
14TELM18007180061900019000
14TELM18006180051900019000

14TELM18005180041900019000
14TELM18004180031900019000
14TELM18003180021900019000
14TELM18002180011900019000

14TSPV          6.0562E+066.0562E+06
14TSPA          6.0562E+066.0562E+06

14TETH    116001    017001
14TETH    116002    017002
14TETH    116003    017003

END14

```

Figura App. A-10 – Exemplo de definição do Deck 14

- **Deck 15:** definição da posição inicial da análise do domínio do tempo realizada pelo AQWA Drift. A Figura App. A-11 ilustra um exemplo de definição dos parâmetros de entrada deste deck.

```

15    STRT
15POS1          0.0      0.0    -9.915      0.0      0.0      0.0

END15

```

Figura App. A-11 – Exemplo de definição do Deck 15

- **Deck 16:** definição do tempo de simulação e do intervalo de tempo considerado nas análises no domínio do tempo realizadas pelo AQWA Drift. A Figura App. A-12 ilustra um exemplo de definição dos parâmetros de entrada deste deck.

```

16      TINT
16TIME      36000      0.1      0.0
END16

```

Figura App. A-12 – Exemplo de definição do Deck 16

- **Deck 17:** este deck não foi utilizado para a análise da TEF-TLP.
- **Deck 18:** definição das opções de formatação dos resultados e de pontos específicos da TEF-TLP para a obtenção dos resultados. A Figura App. A-13 ilustra um exemplo de definição dos parâmetros de entrada deste deck.

```

18GREV      1
      TPRV      500
      TGRV      1

18NODE      116001      017001
18NODE      116002      017002
18NODE      116003      017003
18NODE      1 9200

18ALLM
18ZRON
18NODE      1 9100
18NODE      1 9101
18NODE      1 9102
18NODE      1 9103
18NODE      1 9104
18NODE      1 9105
18NODE      1 9106
18NODE      1 9107
18NODE      1 9108
18NODE      1 9109
18NODE      1 9110
18NODE      1 9111
18NODE      1 9112
18NODE      1 9113
18NODE      1 9114
18NODE      1 9115
18NODE      1 9116
18NODE      1 9117
18NODE      1 9118

END18

```

Figura App. A-13 – Exemplo de definição do Deck 18

Apêndice B – Fluxograma de Utilização dos Softwares

A Figura App. B-14 indica um fluxograma da interação entre os softwares Ansys AQWA (versão 14.5) e Aerodyn (versão 14.04).

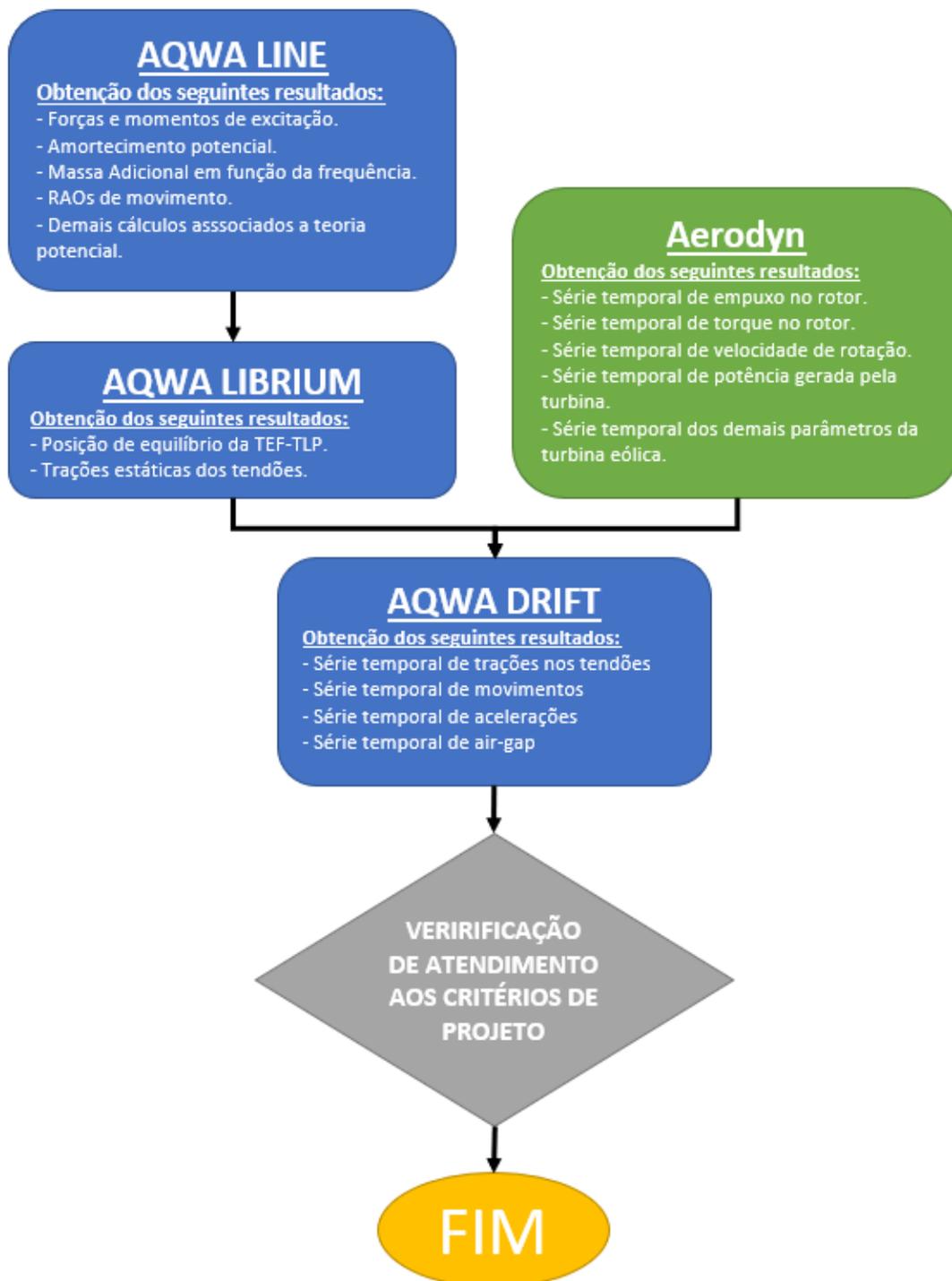


Figura App. B-14 – Fluxograma de Utilização dos Softwares