



TÉCNICO
LISBOA

Análise da Integridade Estrutural dum Fundação Flutuante para Energia Eólica Offshore

Diogo Rosário Dias

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia Mecânica

Orientadores: Prof. Luís Filipe Galvão dos Reis
Eng. Mário Alberto Silveira Costa Vieira

Júri

Presidente: Prof. Paulo Rui Alves Fernandes

Orientador: Prof. Luís Filipe Galvão dos Reis

Vogal: Dr. Marco Aurélio de Araújo Alves

Novembro 2017

Agradecimentos

Agradeço ao Professor Luís Reis pelo seu apoio, conselhos e críticas apresentadas no decorrer deste trabalho. Agradeço também ao Eng. Mário Vieira e ao Eng. Rui Diogo pela disponibilidade total e acompanhamento constante, sem eles este trabalho não teria sido possível.

Agradeço ao Professor Nuno Silvestre pelos pareceres que me deu acerca das considerações à modelação de elementos finitos.

Aos meus colegas e amigos Gabriel Maciel e Miguel Viana pela constante trocas de ideias e apoio, o meu muito obrigado. Agradeço também aos meus amigos Fábio Almeida e Nelson Costa pela sua ajuda.

Aos meus amigos, principalmente àqueles que me acompanharam no meu percurso académico, obrigado por todas as memórias que levarei sempre comigo.

Agradeço à Belén Guimaraens pelos momentos livres de preocupações que me ofereceu ao longo destes meses, pelo seu apoio incondicional e por todas as palavras de motivação. Agradeço também pela estabilidade que me proporcionou.

Por último, o meu maior obrigado aos meus pais, aos meus irmão e a Ele, pois são os pilares da pessoa que sou hoje.

Resumo

As turbinas eólicas em fundações flutuantes apresentam-se como uma solução promissora à expansão da exploração da energia eólica em ambientes *offshore*, pois não estão limitadas pela profundidade das águas e permitem a instalação de turbinas de grandes dimensões. No entanto, são uma tecnologia ainda em demonstração, existindo apenas alguns protótipos à escala real por todo o mundo. Nesta dissertação é estudada a integridade estrutural da plataforma semi-submersível criada pelo consórcio *DeepCwind*, com o objetivo de validar os códigos numéricos *aero-hydro-servo-elastic*. Assim, o foco desta dissertação passou pelo desenvolvimento de um modelo numérico que se adequasse à análise estrutural da fundação. O FAST 8, um código numérico *aero-hydro-servo-elastic*, foi utilizado para determinar os vários carregamentos a que a estrutura está sujeita. Estes carregamentos foram pré-processados e introduzidos no modelo de elementos finitos da fundação criado com o *software* ANSYS. Utilizou-se a técnica de submodelos para analisar em maior detalhe e precisão as zonas de concentração de tensões da estrutura. Os resultados das análises estruturais estáticas e transientes permitiram encontrar as zonas críticas da fundação, e iniciar um processo iterativo do seu reforço, possibilitando estudar a aptidão desta estrutura para uso em ambiente *offshore*. Posteriormente foram determinados os modos de vibração e a resposta hidrodinâmica da estrutura reforçada e comparada com a estrutura original.

Palavras-chave: energia eólica *offshore*, flutuante, semi-submersível, *DeepCwind*, análise estrutural, elementos finitos, submodelos

Abstract

Floating wind power is a promising solution to the expansion of offshore wind power, as a consequence of not being limited by the water depth and because it allows the usage of large wind turbines. Nonetheless, this technology is still in demonstration, with just a few full-scale prototypes all over the world. On this thesis it is studied the structural integrity of a semisubmersible floating foundation for offshore wind power, created within the DeepCwind consortium in order to validate aero-hydro-servo-elastic numerical codes. Thereby, the focus of this is on the development of an appropriate numerical model for the structural analysis of the foundation. FAST 8, an aero-hydro-servo-elastic numerical code, was used to obtain the loads applied on the structure. These loads were preprocessed before their input on a finite element model developed using ANSYS software. A submodeling technique was used to analyze with more precision and detail the stress concentration regions of the structure. Static and transient structural analyses allowed to find the critic regions of the foundation and hence begin an iterative reinforcement process, allowing the study of the structure's suitability for use in offshore environments. Moreover, a modal analysis and a hydrodynamic response analysis of both the original and reinforced structures were made and their results compared.

Keywords: offshore wind power, floating, semisubmersible, DeepCwind, structural analysis, finite elements, submodeling

Conteúdo

Agradecimentos	iii
Resumo	v
Abstract	vii
Lista de Tabelas	xi
Lista de Figuras	xiii
Lista de Símbolos	xv
Glossário	xxi
1 Introdução	1
1.1 Motivação	1
1.2 Enquadramento	1
1.3 Objetivos	2
1.4 Estrutura	2
2 Revisão bibliográfica	3
2.1 Recursos energéticos e a importância da energia eólica	3
2.2 Turbinas eólicas	6
2.2.1 Componentes	6
2.2.2 Sistemas de controlo	7
2.2.3 Tipos de rotores	8
2.2.4 Tipos de fundações <i>offshore</i>	9
2.3 <i>DeepCwind</i> , OC3/4 e fundação flutuante semi-submersível	13
2.4 Ferramentas de análise numérica	15
3 Conceitos teóricos	19
3.1 Conceitos relativos ao estado do mar e do vento	20
3.1.1 Probabilidade conjunta	20
3.1.2 Distribuição da velocidade do vento	21
3.1.3 Cinemática das ondas através de espectros de frequência	22
3.1.4 Correntes marítimas	23
3.2 Aerodinâmica	24
3.3 Hidrodinâmica	25

3.4	Modelo do sistema de amarrações	29
3.5	Estabilidade	30
4	Modelos numéricos	31
4.1	Descrição do <i>DeepCwind</i>	31
4.1.1	Características estruturais	31
4.1.2	Características do sistema de controlo	35
4.1.3	Características hidrodinâmicas da fundação	36
4.2	Definição das ações externas dependentes da localização	37
4.2.1	Probabilidade conjunta do estado do mar e do vento	38
4.2.2	Vida marinha	40
4.3	Carregamentos do modelo de elementos finitos	40
5	Análise estrutural	45
5.1	Definição das análises	45
5.2	Modelo de elementos finitos	46
5.2.1	Modelo global - <i>shell</i>	46
5.2.2	Submodelos - sólidos	47
5.3	Metodologia de análise	48
5.4	Reforço da fundação	49
5.4.1	Fundação original	49
5.4.2	Reforço interno das <i>Base Column</i>	50
5.4.3	Aumento de espessura dos <i>pontoons</i> e <i>Main Column</i>	51
5.4.4	Reforço interno da <i>Main Column</i>	52
5.5	Fundação final	53
5.5.1	Características da fundação final	53
5.5.2	Resultados das análises transientes	54
5.5.3	Frequências naturais e modos de vibração	57
5.5.4	Alteração da resposta da estrutura	59
6	Conclusões e desenvolvimentos futuros	63
6.1	Conclusões	63
6.2	Desenvolvimentos futuros	64
	Referências	67
A	Código MATLAB - Pré-processamento FAST para ANSYS	71

Lista de Tabelas

4.1	Diâmetros exteriores, comprimentos e espessuras dos membros de <i>DeepCwind</i> [35]. . .	32
4.2	Posições do membros [35].	33
4.3	Propriedades inerciais da fundação [35].	33
4.4	Propriedades do sistema de amarrações [35].	34
4.5	Propriedades da torre [35].	34
4.6	Características principais da turbina de referência NREL 5 MW [13].	35
4.7	Características do conjunto completo da estrutura do <i>DeepCwind</i>	35
4.8	Coeficientes hidrodinâmicos do <i>DeepCwind</i> necessários à teoria das faixas e equação de <i>Morison</i>	37
4.9	Casos considerados para análise e suas características	39
4.10	Variação da espessura e densidade da vida marinha em relação ao nível médio das águas (MSL) [24].	40
5.1	Sumário das espessuras resultantes do processo iterativo de aumento de espessura. . .	51
5.2	Características inerciais da fundação final com respetivos lastros.	54
5.3	Características dos lastros da fundação final.	54
5.4	Matriz de restituição hidrostática da fundação final.	54
5.5	Frequências naturais dos modos de vibração do conjunto original e final.	58
5.6	Frequências da resposta da estrutura com a fundação final.	61

Lista de Figuras

2.1	Potência cumulativa mundial instalada em turbinas eólicas a nível mundial [3].	4
2.2	Potência instalada a nível mundial em turbinas eólicas [3].	4
2.3	Potência cumulativa instalada em turbinas offshore [3].	5
2.4	Perfis logarítmicos típicos de aumento da velocidade média do vento com a altura para localizações <i>onshore</i> e <i>offshore</i> [5].	5
2.5	Tipos de orientações do eixo de rotação do rotor [5].	8
2.6	Tipos de turbinas de eixo horizontal segundo a orientação ao vento.	9
2.7	Fundações segundo a profundidade das águas, e estado de desenvolvimento da tecnologia [14].	9
2.8	Fundações para águas pouco profundas [15].	10
2.9	Fundações para águas de transição [15].	10
2.10	Parcelas de cada tipo de fundações utilizadas (unidades em 2012) [15].	11
2.11	Graus de liberdade das estruturas eólicas <i>offshore</i> flutuantes (Adaptado de [17]).	11
2.12	Triângulo de estabilidade e classificação de vários conceitos existentes (Adaptado de [18]).	12
2.13	Diferentes tipos de fundações <i>offshore</i> flutuantes [15].	13
2.14	Fundação semi-submersível <i>DeepCwind</i>	15
2.15	Diagrama de funcionamento do FAST 8 [22].	16
3.1	Carregamentos a que uma turbina eólica em fundação flutuante está sujeita [18].	20
3.2	Espectro de densidade de ondas de JONSWAP para diferentes valores de γ [25].	22
3.3	Forças atuantes num perfil alar (adaptado de [33])	24
3.4	Representação esquemática da discretização das amarrações e das forças internas e externas aplicadas nos nós [38].	29
4.1	Vistas do <i>DeepCwind</i> com membros legendados tal como na referência [35].	32
4.2	Características de funcionamento da turbina devido ao sistema de controlo consoante a velocidade do vento.	36
4.3	Localização da turbina considerada para a análise (adaptado de [39]).	38
4.4	Probabilidade conjunta do estado do mar condicionada pela velocidade do vento e respectivas linhas de tendência (adaptado de [10]).	38
4.5	Forma como o FAST percebe os membros da estrutura [22].	41

4.6	Discretização da fundação para obtenção de resultados no FAST.	42
5.1	Modelo global e submodelos.	46
5.2	Meio-corte do submodelo inferior da MC com os raios de concordância indicados.	47
5.3	Fluxograma da metodologia de análise	48
5.4	Resultados do caso 1 ($\bar{u}_v = 11,4 \text{ m s}^{-1}$) da análise estática da estrutura original.	49
5.5	Conceitos de reforços para as BC	50
5.6	Tensões nas BC reforçadas quando aplicada pressão hidrostática criada pelos lastros e pela água exterior.	51
5.7	Resultados da análise estática c/ BC reforçada e espessuras aumentadas dos <i>pontoons</i> e MC.	52
5.8	Resultados da análise transiente com BC reforçada e espessuras aumentadas.	53
5.9	Reforços da MC.	53
5.10	Tensões de von Mises máximas das análises transientes do caso 1 - fundação final.	55
5.11	Tensões de von Mises máximas das análises transientes do caso 2 - fundação final.	55
5.12	Tensões de von Mises máximas das análises transientes do caso 3 - fundação final.	55
5.13	Tensões máximas do caso 3 na fundação final: modelo global e submodelo superior da MC.	56
5.14	Tensões equivalentes máximas das três análises transientes - fundação final.	57
5.15	Modos de vibração <i>Side-to-Side</i> da torre.	59
5.16	Modos de vibração <i>Fore-Aft</i> da torre.	59
5.17	1º modo de vibração de torção da torre.	59
5.18	Resposta da estrutura com a fundação final.	60

Lista de Símbolos

Símbolos gregos

α	Ângulo de ataque.
β	Membro genérico.
δ	Delta de Kronecker.
γ	Parâmetro de pico de espectro.
ι	Unidade imaginária.
λ	Comprimento de onda.
ω	Frequência angular da onda.
ω_p	Frequência angular de pico espectral.
ρ	Densidade da água.
ρ_a	Densidade do ar.
σ_ζ^2	Desvio padrão do espectro de densidade das ondas.
σ_{ced}	Tensão de cedência.
$\sigma_{m\acute{a}x}$	Tensão equivalente de von Mises máxima.
σ_{u_v}	Desvio padrão da turbulência do vento.
ζ	Elevação da água.

Símbolos romanos

A	Amplitude.
a	Expoente da Lei de Potência.
A_0	Área do plano de água da fundação na posição inicial.
A^J	Área da extremidade livre J .
c	Corda do perfil alar.

C_a	Coeficiente de massa adicionada transversal.
C_{az}	Coeficiente de massa adicionada axial.
C_d	Coeficiente de resistência transversal.
C_{dz}	Coeficiente de resistência axial.
C_{ij}^{hydr}	Matriz de restituição hidrostática.
C_L	Coeficiente de sustentação.
C_M	Coeficiente de momento.
C_{ij}^{moor}	Matriz de restituição devida às amarrações.
C_p	Coeficiente de pressão dinâmica transversal.
C_{pz}	Coeficiente de pressão dinâmica axial.
D	Força aerodinâmica resistente.
d	Profundidade.
D_{\emptyset}	Diâmetro do membro.
D_{\emptyset}^J	Diâmetro da extremidade livre J .
D_{\emptyset}^N	Diâmetro do membro no nó N .
F	Força aerodinâmica resultante.
F	Força hidrodinâmica total, obtida pela teoria das faixas.
f	Frequência.
f_0	Primeira frequência natural.
f_{1P}	Gama de frequências 1P.
f_{1P}	Gama de frequências 3P.
F_{AM}	Força hidrodinâmica de massa adicionada.
F_B	Impulsão.
F_D	Força hidrodinâmica resistente.
F_{FAM}	Força hidrodinâmica de massa adicionada devido ao lastros.
F_{FB}	Impulsão negativa devido a lastros.
F_i^{hydr}	Forças e momentos totais devidos à hidrostática.
F_I	Força hidrodinâmica de inércia.

- \underline{F}_M Força distribuída ao longo do comprimento do membro, obtida pela equação de Morison.
- F^J Força total no nó J , localizado numa extremidade livre de um membro da fundação.
- F_{MG} Peso da vida marinha.
- $F_{MG\ AM}$ Força hidrodinâmica de massa adicionada devido à vida marinha.
- F_i^{moor} Forças e momentos totais devidos às amarrações.
- $F_i^{moor,0}$ Forças e momentos totais devidos às amarrações na posição inicial.
- F^{TN} Média da força hidrodinâmica total, distribuída ao longo do troço T do membro N .
- g Aceleração gravítica.
- H_s Altura significativa das ondas.
- J Nó localizado numa extremidade livre de um membro da fundação.
- KC Número de *Keulegan-Carpenter*.
- L Força de sustentação aerodinâmica.
- L_u Integral de escala de comprimento.
- M Momento de picada.
- m_f Massa total dos lastros.
- m_{mg} Massa total da vida marinha.
- N Nós de cada troço T , $N = (1, 2, 3)$.
- P^J Pressão hidrodinâmica numa extremidade livre da fundação.
- P^{TN} Pressão hidrodinâmica média aplicada no troço T do membro N .
- q Graus de liberdade da fundação.
- \ddot{q}_M Aceleração do membro.
- \dot{q}_M Velocidade do membro.
- r_c Raio de concordância.
- $S_{\zeta,PM}$ Espectro de densidade das ondas.
- S_{kaimal} Espectro de densidade de frequência *Kaimal*.
- $S_{\zeta,JONSWAP}$ Espectro de densidade de frequência de JONSWAP.
- $S_{\zeta,PM}$ Espectro de densidade de frequência de *Pierson-Moskowitz*.
- T Troço de um membro.

t	Tempo.
t_h	Espessura.
T_p	Período de pico de onda.
\dot{u}	Aceleração do escoamento (hidrodinâmica).
u	Velocidade do escoamento (hidrodinâmica).
u_c	Velocidade da corrente.
$u_{c,sub}$	Velocidade da corrente sub-superficial.
$u_{c,wind}$	Velocidade da corrente superficial à altura de referência.
$u_{c,wind}(z)$	Velocidade da corrente superficial à altura z .
$u_v(10m, 1hour)$	Velocidade média do vento ao longo de uma hora à altura de 10 metros.
u_{rel}	Velocidade relativa do escoamento.
u_v	Velocidade do vento segundo.
u'_v	Componente aleatória da velocidade do vento em torno da sua velocidade média.
\bar{u}_v	Velocidade média do vento.
V_0	Volume de água deslocado pela fundação na posição inicial.
$W(\omega)$	Transformada de Fourier.
(x_b, y_b, z_b)	Coordenadas do centro de impulsão da fundação na posição inicial.
(x_f, y_f, z_f)	Coordenadas do centro de massa dos lastros na posição inicial.
(x_{mg}, y_{mg}, z_{mg})	Coordenadas do centro de massa da vida marinha na posição inicial.
z	Altura.
z_{ref}	Altura de referência.

Subscritos

\underline{F}	Quando forças se encontrarem sublinhadas significa que são forças distribuídas por unidade de comprimento do membro.
i, j	Índices dos seis graus de liberdade da fundação: 3 rotações e 3 translações: 1= <i>surge</i> ; 2= <i>sway</i> , 3= <i>heave</i> , 4= <i>roll</i> , 5= <i>pitch</i> , 6= <i>yaw</i> .
$máx$	Máximo.
min	Minimo.

Sobrescritos

\vec{F} Notação vetorial: quando usada em forças ou pressões significa que estas estão definidas segundo as direções x , y e z de forma independentemente.

Glossário

BC	<i>Base Column</i>
BEM	<i>Blade Element Method</i>
CB	<i>Cross Brace</i>
CFD	<i>Computer Fluid Dynamics</i>
CI	<i>Centro de Impulsão</i>
CM	<i>Centro de Massa</i>
CS	<i>Coeficiente de Segurança</i>
DLC	<i>Design Load Case</i>
DL	<i>Delta Lower pontoon</i>
DNV	<i>Det Norske Veritas</i>
DU	<i>Delta Upper pontoon</i>
FAST	<i>Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence</i>
FEM	<i>Finite Element Method</i>
GL	<i>Germanischer Lloyd</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
JONSWAP	<i>Joint North Sea Wave Observatory Project</i>
KC	<i>Número de Keulegan-Carpenter</i>
MC	<i>Main Column</i>
MSL	<i>Mean Sea Level</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NTM	<i>Normal Turbulence Model</i>
OC3/4	<i>Offshore Code Comparison Collaboration / Continuation</i>
OC	<i>Offset Column</i>
SWL	<i>Sea Water Level</i>
TLP	<i>Tension Leg Platform</i>
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i>
UP	<i>Upper Column</i>
YL	<i>Y Lower pontoon</i>

YU

Y Upper pontoon

Capítulo 1

Introdução

1.1 Motivação

As alterações climáticas, e as suas consequências a nível social, económico e ambiental, são atualmente um dos maiores desafios da humanidade. A sua principal causa está na forte dependência de fontes de energia não renováveis, nomeadamente combustíveis fósseis, que são responsáveis por grande parte das emissões de CO₂, NO_x e outros poluentes [1]. Com diretivas europeias e protocolos como o protocolo de Quioto, os governos têm sido pressionados a encontrar alternativas menos poluentes, e que ao mesmo tempo consigam satisfazer as necessidades energéticas crescentes [2]. Durante as últimas décadas a energia eólica evoluiu como uma das mais fortes alternativas às energias fósseis na indústria de produção de energia eléctrica [3]. No entanto, a exploração do vento *offshore* com plataformas flutuantes, destinadas para uso em águas profundas, ainda se encontra em fase de demonstração. Do ponto de vista de engenharia, os problemas que este tipo de fundação apresenta são bastante desafiantes. Para fundações flutuantes, para além de ser necessário garantir todos os requisitos de estabilidade, é também necessário que a sua integridade estrutural esteja assegurada.

1.2 Enquadramento

Atualmente, a Europa apresenta já explorados a maioria dos locais adequados ao aproveitamento da energia eólica, tanto em ambiente *onshore* como *offshore* de águas pouco profundas. As emissões de ruído das turbinas, a proximidade de zonas residenciais e o seu impacto visual são as principais limitações à instalação de maior capacidade *onshore*. Assim, as fundações flutuantes, apresentam-se como uma solução à expansibilidade de exploração deste recurso natural [4]. Estas permitem a instalação de turbinas a maior distância da costa, minimizando o impacto visual e eliminando limitações de proximidade a zonas residenciais. As condições do vento *offshore* também apresentam características atrativas por apresentar maior velocidade média e menor turbulência [5]. No entanto, este tipo de tecnologia ainda não é comercializado e está numa fase de demonstração, existindo apenas alguns protótipos à escala real por todo o mundo.

1.3 Objetivos

Nesta dissertação pretende-se analisar estruturalmente a fundação flutuante semi-submersível para uso em ambiente *offshore*, segundo as normas respetivas. Pretende-se desenvolver um modelo numérico adequado à análise estrutural para que se possam avaliar potenciais zonas críticas da fundação e possíveis melhoramentos, com base nos resultados destas análises. Para isso há que desenvolver dois modelos computacionais: um que permita determinar os carregamentos a que está sujeita a estrutura, e outro modelo de elementos finitos da plataforma que permita a sua análise estrutural.

1.4 Estrutura

A presente dissertação divide-se em seis capítulos:

- **Capítulo 1 - Introdução:** apresenta a motivação e o enquadramento do tema, os objetivos desta dissertação e a sua estrutura;
- **Capítulo 2 - Revisão bibliográfica:** é apresentado um resumo da história da energia eólica e enquadra-se o leitor com os vários tipos de turbinas e os seus componentes e sistemas. É apresentada a fundação a ser analisada e o seu enquadramento. São também mencionados os vários *softwares* necessários à realização desta dissertação;
- **Capítulo 3 - Conceitos teóricos:** descrevem-se os vários modelos das condições de mar e de vento, assim como os modelos de cálculo aerodinâmico e hidrodinâmico utilizados. Também se apresenta sucintamente o modelo de amarrações da estrutura;
- **Capítulo 4 - Modelos numéricos:** descreve-se em detalhe a estrutura e as características da turbina, sistema de controlo e das amarrações. São também apresentados os coeficientes hidrodinâmicos da fundação e as ações externas a que está sujeito todo o conjunto (estado de mar, vento e vida marinha). Por fim é apresentado o pré-processamento dos carregamentos do modelo de elementos finitos;
- **Capítulo 5 - Análise estrutural:** Apresentam-se os modelos de elementos finitos utilizados nas análises e a metodologia de análise. São identificadas zonas críticas da fundação e o processo de reforço da estrutura. Apresentam-se os resultados das análises estruturais, modais e de resposta hidrodinâmica da estrutura;
- **Capítulo 6 - Conclusões e desenvolvimentos futuros:** apresentam-se as principais conclusões e sugerem-se desenvolvimentos futuros.

Capítulo 2

Revisão bibliográfica

2.1 Recursos energéticos e a importância da energia eólica

O vento é, em grande parte, um recurso decorrente do armazenamento da energia solar na atmosfera terrestre. É a consequência de um aquecimento não homogêneo da superfície terrestre – o equador recebe mais calor que as zonas junto dos polos devido à posição relativa da terra em relação ao sol; as porções de terra tendem a ter maiores oscilações na temperatura que as porções de água, aquecendo e arrefecendo mais rapidamente. Esta distribuição de temperatura irregular leva a diferenças de pressão na atmosfera. As massas de ar que estão junto à superfície terrestre, ao aquecerem, expandem, o que leva a uma diminuição de pressão. Estas parcelas de ar quente de densidade inferior tendem a subir. O oposto acontece às massas de ar frio, que ao apresentarem maior densidade, tendem a descer. Assim, numa tentativa de restituir o equilíbrio, as massas de ar com maior pressão tendem a deslocar-se para as zonas de pressão inferior, criando vento. No entanto, estes movimentos são afetados pelo efeito de Coriolis, que deflecte os ventos polares – massas de ar frias nos polos que se movem em direção ao equador – soprando também em direção a oeste [4]. Desta forma, o vento é uma fonte de energia renovável, por ser natural e por se gerar a uma taxa superior à taxa de remoção [6].

A humanidade tem tido necessidades energéticas desde o princípio da civilização. O interesse em aproveitar a energia eólica remonta há vários milénios, movendo assim embarcações e moinhos. Foi apenas nos últimos séculos que o aproveitamento desta energia passou a servir não apenas para gerar potência mecânica, mas também elétrica [5].

No entanto, e apesar de em 1887 ter sido gerada energia elétrica a partir de uma turbina eólica, a descoberta do petróleo como fonte de alta densidade energética e de armazenamento fácil levou ao atraso no desenvolvimento de outras formas de obtenção de energia face à vantagem económica que apresentava [5]. Foi apenas com a crise petrolífera de 1973 que o aproveitamento de outras fontes de energia ganhou interesse por vários governos, de forma a combater a crise energética [7, 8].

Devido ao rápido crescimento económico, industrialização, e estilo de vida cada vez mais citadino, o consumo energético da população tem aumentado de forma galopante. Desta forma, fontes de energia não renováveis como o petróleo, o carvão e o gás natural continuaram a ocupar uma grande percentagem na produção energética a nível mundial. Estas formas de energia, para além de estarem dependentes de matérias primas esgotáveis, levam a alterações climáticas, apresentam grandes riscos no seu transporte/exploração e gestão de resíduos, e ainda, o seu preço de mercado é altamente sensível a instabilidades geopolíticas [8]. Uma maior consciencialização destas problemáticas tem criado uma maior preocupação das populações, pressionando os governos a apresentar alternativas através de diretivas comunitárias e acordos como o protocolo de Quioto e o acordo de Paris [2].

Devido ao investimento realizado nas últimas décadas em energias renováveis, no final de 2016 contabilizavam-se 486,8 GW de energia eólica instalados a nível mundial (Figura 2.1). Também é notório o crescente investimento em turbinas eólicas (Figura 2.2) com potências instaladas anuais que ultrapassaram os 63 GW em 2015, afirmando assim a energia eólica como uma das energias renováveis mais promissoras [3].

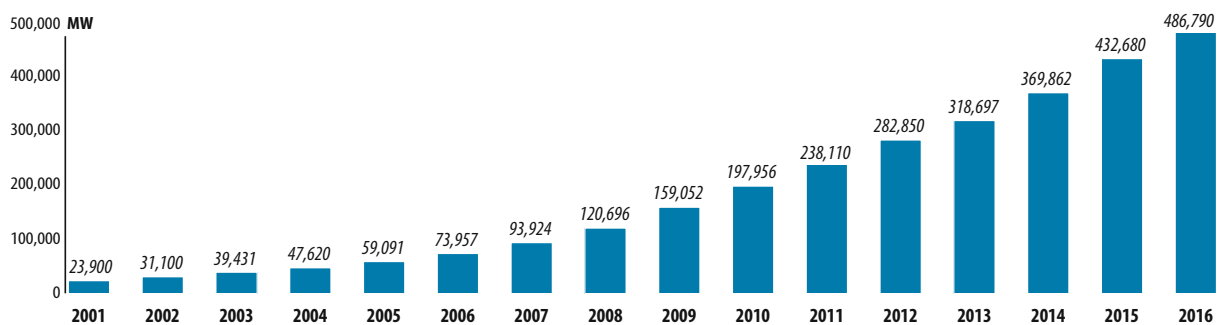


Figura 2.1: Potência cumulativa mundial instalada em turbinas eólicas a nível mundial [3].

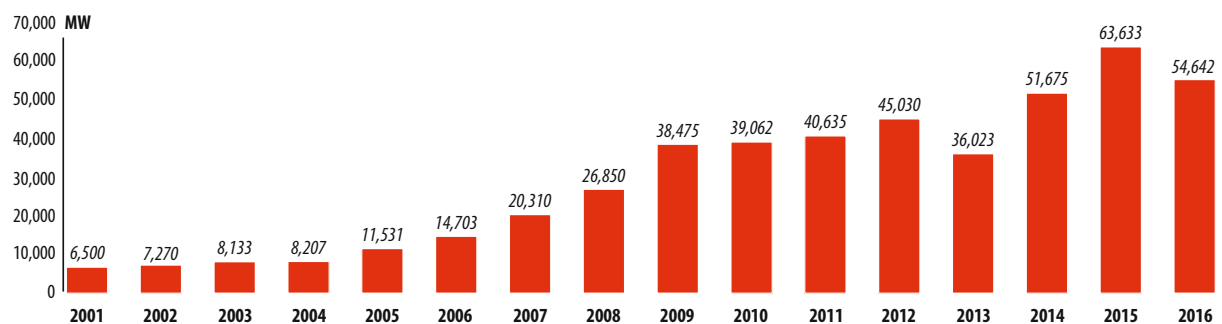


Figura 2.2: Potência instalada a nível mundial em turbinas eólicas [3].

Importância da energia eólica *offshore*

As turbinas eólicas *offshore* (do inglês, significa fora da costa) são uma tecnologia de energia renovável com um potencial significativo para suportar a economia europeia e reduzir as emissões de carbono e outros poluentes. Desde a instalação do primeiro parque eólico *offshore* na Dinamarca em 1991, a capacidade dos parques eólicos *offshore* na Europa tem crescido significativamente [4]. No final de

2016, a potência instalada em parques eólicos *offshore* a nível mundial superou os 14 GW, tendo vindo a aumentar de forma acentuada, tal como evidencia a figura 2.3. Do total da potência *offshore* instalada, aproximadamente 88% encontra-se na costa de países europeus, sendo atualmente o Reino Unido e a Alemanha os dois países com maior potência *offshore* instalada a nível mundial, com 36% e 29% respetivamente [3].

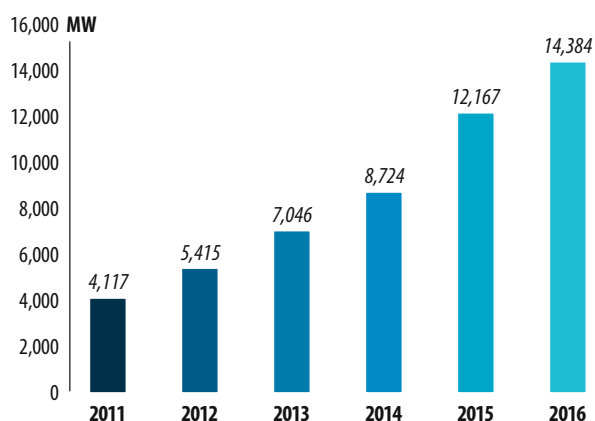


Figura 2.3: Potência cumulativa instalada em turbinas offshore [3].

Do ponto de vista europeu, o interesse na exploração *offshore* reside no facto de muitas das áreas que se consideram produtivas e rentáveis já se encontrarem exploradas, existindo já uma densidade relativamente alta de turbinas instaladas *onshore* (do inglês, significa em terra). Isto já se previa há 20-25 anos, o que motivou o desenvolvimento da tecnologia *offshore*, por oferecer maiores áreas de exploração disponíveis, vento menos turbulento e com velocidade média superior (ver figura 2.4), e impacto visual e sonoro reduzidos [4, 9]. Entre outras vantagens, o tamanho dos equipamentos não está limitado pelas estradas ou caminhos de ferro usados para o transporte dos componentes, caso estes sejam fabricados junto ao mar.

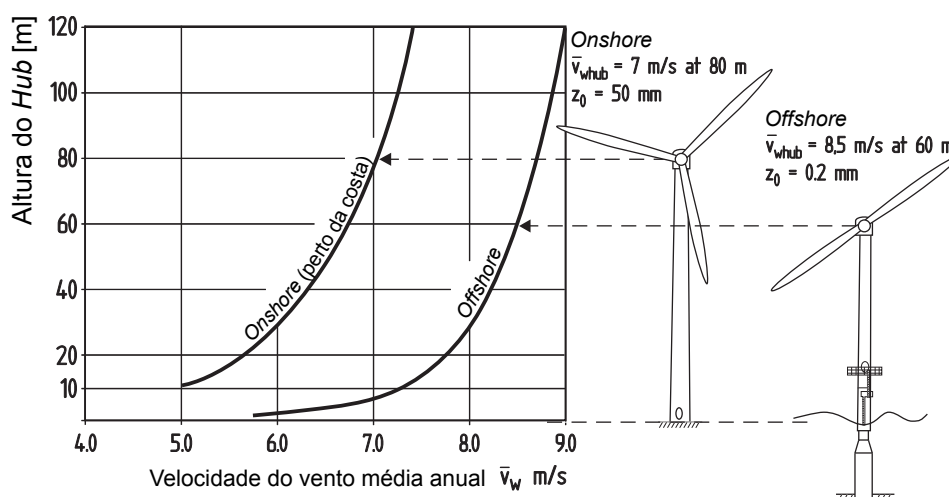


Figura 2.4: Perfis logarítmicos típicos de aumento da velocidade média do vento com a altura para localizações *onshore* e *offshore* [5].

No entanto, existem algumas desvantagens para estas tecnologias, como o aumento dos custos dos equipamentos, fundação, instalação e manutenção pela necessidade de adaptação ao ambiente

marinho, maior inacessibilidade aumentando o tempo de resposta em caso de avaria, maiores custos na ligação à rede eléctrica (caso a distância da costa seja considerável) e maior complexidade de projeto, pois para além das forças aerodinâmicas passam a existir forças hidrodinâmicas que têm de ser consideradas [10].

2.2 Turbinas eólicas

Para uma melhor compreensão dos tópicos que se seguem, apresenta-se uma breve descrição dos principais componentes de uma turbina.

2.2.1 Componentes

- **Torre:** é um elemento necessário para posicionar o rotor a uma altura adequada ao seu funcionamento. Com a elevação do rotor, é possível capturar ventos a velocidades superiores e menos perturbados pela rugosidade do terreno. O tipo de torre mais utilizada hoje em dia são as torres cónicas em aço. Também existem outros tipos de torre, como as torres em treliça. No entanto, estas são menos utilizadas pelo seu maior impacto visual e maior dificuldade de fabrico, o que leva a maiores custos de produção. Principalmente nos casos *offshore*, dada a maior agressividade que o ambiente marinho apresenta, a torre treliçada apresenta-se mais vulnerável à corrosão [11, 12];
- **Rotor:** é o componente mais característico deste tipo de produção energética e é responsável pela extração da energia cinética do vento convertendo-a em energia mecânica de rotação. Parte do conjunto do rotor fazem parte também o cubo (*hub*) e as pás;
- **Cubo (*hub*):** componente onde são ligadas as pás e o eixo de baixa velocidade. Caso exista, contém o sistema de controlo de passo das pás que lhes ajusta o ângulo de ataque [11].
- **Cabina (*Nacelle*):** local onde normalmente estão os componentes do aerogerador, tais como o gerador, caixa de velocidades, sistema de controlo de *yaw* (em inglês *yaw control*), e veios de alta e baixa velocidade [11];
- **Caixa de velocidades:** Sistema de engrenagens com determinada relação de transmissão existente entre o rotor e o gerador. Tendo como entrada a rotação do rotor pelo eixo de baixa velocidade, converte-a a uma velocidade superior que sai pelo eixo de alta velocidade;
- **Gerador:** responsável pela conversão da energia mecânica de rotação extraída pelo rotor em energia eléctrica;
- **Fundação:** a principal função é garantir a estabilidade do aerogerador durante a sua vida. Recebe os esforços produzidos pelo conjunto Torre+Cabina+Rotor e transfere-os para o solo no caso *onshore*, e para o solo e água no caso *offshore*;

- **Amarrações:** o conjunto de amarrações apenas existe em algumas das configurações em ambiente *offshore*, em concreto as que utilizam uma fundação flutuante, de forma a que não estejam à deriva.

2.2.2 Sistemas de controlo

Existem vários sistemas de controlo nas atuais turbinas eólicas. Os sistemas de controlo têm as funções de otimizar a produção de energia e de proteger a turbina de velocidades de vento extremas. É necessário introduzir os seguintes conceitos para uma melhor compreensão dos sistemas de controlo existentes:

- *Cut-in Speed*: Velocidade do vento a partir da qual a turbina começa a produzir potência. Antes de ser atingida esta velocidade, a potência extraída ao vento serve apenas para acelerar o rotor antes de ser ligado o gerador;
- *Rated Speed*: Velocidade do vento a partir da qual a turbina é capaz de produzir energia à sua potência nominal;
- *Cut-out Speed*: Velocidade do vento à qual a turbina deixa de produzir energia elétrica por ser muito elevada. É uma medida de proteção da turbina quando sujeita a condições extremas.

Segue-se uma breve descrição dos principais sistemas de controlo das turbinas eólicas modernas:

Sistema de controlo de passo das pás

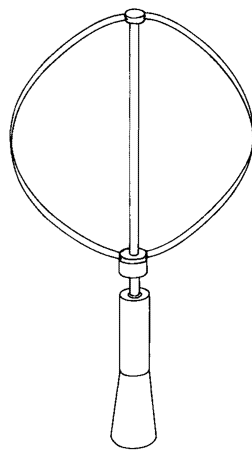
Do inglês *blade pitch control system*, este sistema é responsável pelo controlo do ângulo que a pá faz sobre o seu próprio eixo longitudinal. Medindo a velocidade e o torque do gerador, este sistema regula o ângulo de passo das pás (que por sua vez altera o ângulo de ataque), de forma a otimizar a produção de energia elétrica. Os sistemas mais comuns permitem a variação do ângulo no intervalo $[0^\circ; 90^\circ]$, sendo que para 0° o rotor é capaz de aproveitar o máximo possível da energia existente no vento (rendimento máximo do rotor) e que para 90° não é extraída energia do vento (rendimento nulo). Considerando as pás, corpos finos que têm duas faces (superior e inferior), 0° representa que as pás têm as suas faces praticamente perpendiculares ao escoamento, e 90° representa que as faces estão alinhadas com o escoamento. A maioria dos sistemas de controlo do ângulo de passo mantêm ângulos de 0° para velocidades de vento entre a *Cut-in Speed* até à *Rated Speed*, estando neste intervalo a turbina a produzir menos potência que a sua potência nominal. Para velocidades de vento superiores à *Rated Speed* e menores que a *Cut-out Speed*, o sistema vai incrementando os ângulos de passo das pás, permitindo que se gere energia à potência nominal, sem nunca a ultrapassar. Quando o vento ultrapassa a velocidade *Cut-out Speed*, a grande maioria dos sistemas de controlo do passo das pás coloca-as a 90° e detêm a rotação do rotor. Esta é a principal medida de proteção da turbina contra ventos de velocidades extremas [13].

Sistema de controlo de yaw

O controlo de *yaw* consiste num sistema de controlo que alinha o eixo de rotação do rotor com a direção principal do vento. Tem com objetivo evitar ventos laterais e garantir o máximo aproveitamento do vento.

2.2.3 Tipos de rotores

Muitas vezes, as turbinas classificam-se pelo tipo de rotor que têm. Os tipos de turbinas podem dividir-se em duas categorias segundo a orientação do eixo de rotação do rotor: as de eixo de rotação vertical (figura 2.5(a)) e as de eixo de rotação horizontal (figura 2.5(b)).



(a) Turbina de eixo vertical.



(b) Turbina de eixo horizontal.

Figura 2.5: Tipos de orientações do eixo de rotação do rotor [5].

As turbinas de eixo de rotação vertical apresentam vantagens tais como o conjunto caixa de velocidades e gerador poder estar ao nível do solo e não necessitarem de um sistema de controlo de *yaw* que alinhe a turbina com a direção predominante do vento. Contudo, entre várias desvantagens, destacam-se a quantidade significativamente menor de potência gerada em relação às turbinas com eixo de rotação horizontal utilizadas hoje em dia e por normalmente ser impossível terem um sistema de controlo do ângulo de passo das pás [5].

As principais vantagens das turbinas com o eixo de rotação horizontal são [5]:

- Velocidade do rotor e potência produzida poderem ser controladas pelo ângulo de passo das pás (*blade pitch control*). É importante voltar a mencionar que o sistema de controlo do passo das pás é o sistema mais eficaz na proteção da turbina ante situações de velocidades do vento extremas;
- A geometria das pás do rotor pode ser controlada, sendo que atinge máxima eficiência quando a sustentação aerodinâmica é explorada ao máximo.

Das turbinas com eixo de rotação horizontal, estas dividem-se em dois tipos [5]: turbinas *downwind* e turbinas *upwind* (ver figura 2.6).

- *Upwind*: o vento incide na parte frontal da turbina, na parte “da frente” das pás (figura 2.6(a));

- *Downwind*: o vento incide na parte traseira da turbina, na parte “de trás” das pás (figura 2.6(b)).

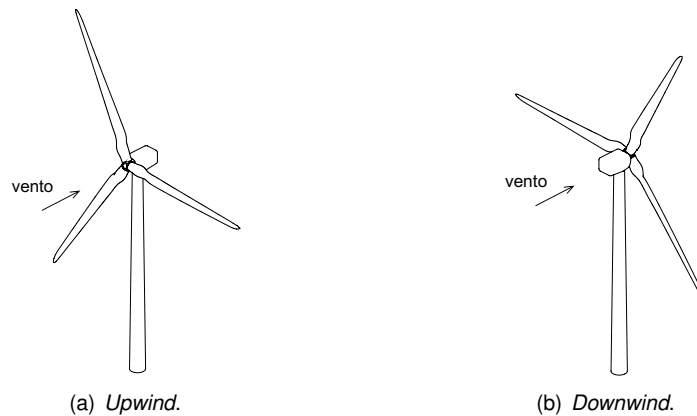


Figura 2.6: Tipos de turbinas de eixo horizontal segundo a orientação ao vento.

Destaca-se o tipo de turbinas *upwind* por ser o tipo mais usado atualmente, sendo também este o tipo de turbina utilizado no desenvolvimento desta dissertação.

2.2.4 Tipos de fundações *offshore*

O tipo de fundação a ser utilizado em ambientes *offshore* está intrinsecamente dependente da profundidade das águas. Normalmente, a profundidade das águas divide-se em três grupos [14]: (Figura 2.7)

- Águas pouco profundas, até 30 metros de profundidade;
- Águas de transição, de 30 a 60 metros de profundidade;
- Águas profundas, a partir de 60 metros de profundidade.

Quanto às plataformas, existem dois tipos: fundações de base fixa e fundações flutuantes [15].

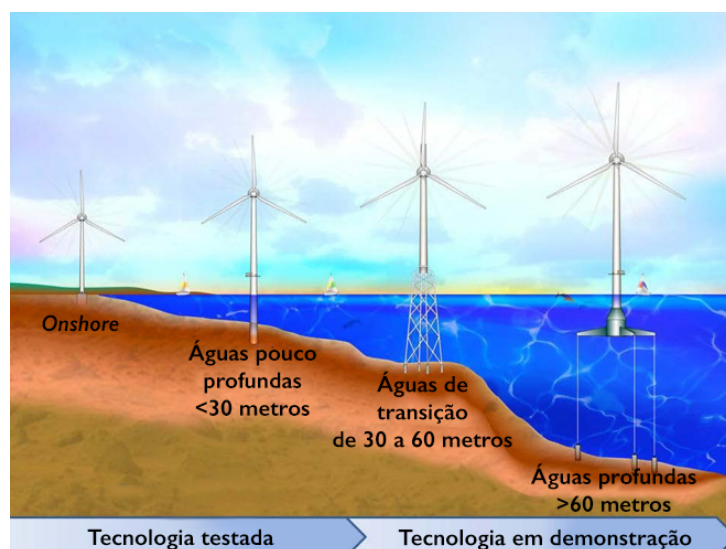


Figura 2.7: Tipos de fundações segundo a profundidade das águas, e estado de desenvolvimento da tecnologia [14].

Fundações fixas

As fundações fixas são utilizadas para suportar turbinas em águas pouco profundas ou de transição. Atualmente representam quase a totalidade das fundações das turbinas instaladas em ambientes *offshore* [15].

As fundações mais comuns para águas pouco profundas são: (ver figura 2.8)

- Monoestaca: (em inglês *monopile*) são estruturas bastante simples e de fácil adaptação da terra para o mar. Atualmente são as fundações mais utilizadas em turbinas *offshore* (figura 2.8(a)) [15];
- Fundação de Gravidade: (em inglês *gravity-based structure*) é o tipo de fundação mais utilizada depois da monoestaca (figura 2.8(b)) [15].

No entanto, existem outros tipos de fundações a serem estudadas para águas pouco profundas, como é o caso das fundações por “âncora de sucção” (do inglês *suction bucket*) [14].

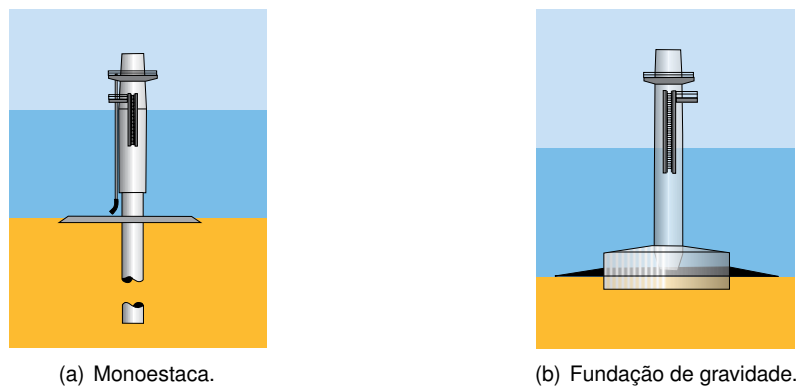


Figura 2.8: Fundações para águas pouco profundas [15].

Para águas de transição as fundações também são fixas (figura 2.9). A quantidade de turbinas instaladas com este tipo de fundação é muito reduzida comparativamente com a quantidade de turbinas instaladas em águas pouco profundas [15]. O tipo de fundações resumem-se a: tripé, treliçada, tri-estaca e ainda de gravidade (do inglês *tripod*, *jacket*, *tri-pile* e *gravity based* respectivamente).

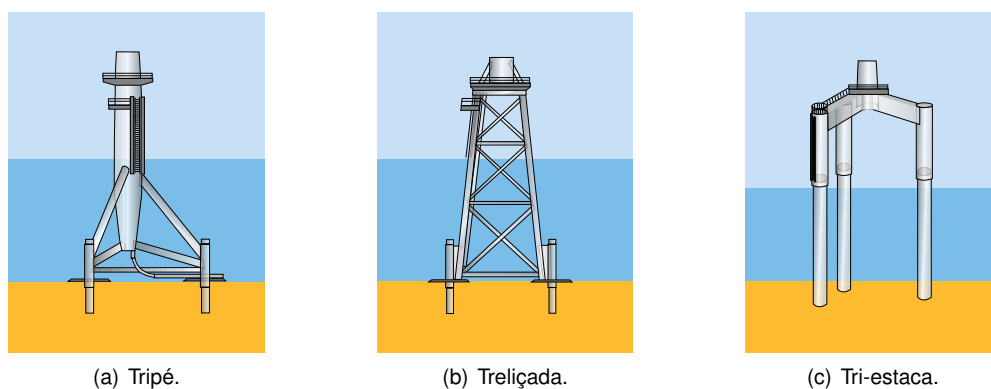


Figura 2.9: Fundações para águas de transição [15].

Como a maior parte das turbinas eólicas instaladas estão em águas pouco profundas, estruturas do tipo monoestaca e gravidade são as mais comuns em ambientes *offshore*. Existem algumas estrutu-

ras instaladas em águas de transição, e apenas uma quantidade muito reduzida em águas profundas (fundações flutuantes). Na figura 2.10 é possível avaliar a cota correspondente a cada tipo de fundação instalada no panorama da produção de energia elétrica *offshore* [15].

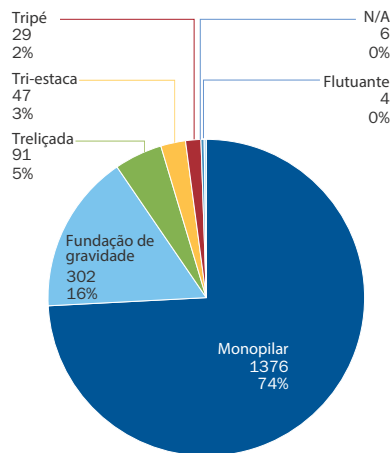


Figura 2.10: Parcelas de cada tipo de fundações utilizadas (unidades em 2012) (adaptado de [15]).

Fundações flutuantes

As fundações flutuantes apresentam-se como uma solução promissora para a exploração da energia eólica em águas profundas. Existem apenas algumas turbinas instaladas em fundações flutuantes em todo o mundo, e têm carácter demonstrativo [4]. A potência das turbinas ativas em fundações flutuantes está entre os 2 MW e os 7 MW da turbina MHI 7 MW instalada na costa este do Japão [16]. Servem de testes a futuras turbinas que poderão ter potências bastante superiores, em torno dos 10 MW [15]. Em contraste com as turbinas de fundação fixa, as turbinas em fundações flutuantes apresentam seis graus de liberdade adicionais associados às translações e rotações da fundação. Apresenta-se a figura 2.11 de forma a ilustrar cada um deles.

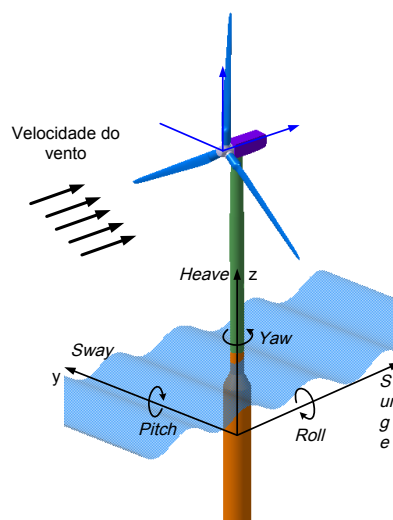


Figura 2.11: Graus de liberdade das estruturas eólicas *offshore* flutuantes (Adaptado de [17]).

De forma a facilitar este tipo de projeto, o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) criou o chamado triângulo de estabilidade (figura 2.12), originando assim um sistema de classificação qualitativo dos princípios físicos ou estratégias utilizadas para conseguir a estabilidade. Os princípios são [18]:

- Lastros: plataformas que são estáveis devido ao peso dos lastros localizados em tanques inferiores, o que cria um momento de restituição e elevada inércia a *pitch* e *roll*, apresentando ainda um calado (distância entre o nível da água e o ponto mais profundo da estrutura) suficientemente alto para minimizar movimentos *heave* (verticais).
- Amarrações: plataformas que atingem a estabilidade devido à tensão das amarrações.
- Área de flutuação: plataformas que atingem a flutuabilidade devido à impulsão distribuída, através da influência do segundo momento de área da área plana de flutuação da fundação.

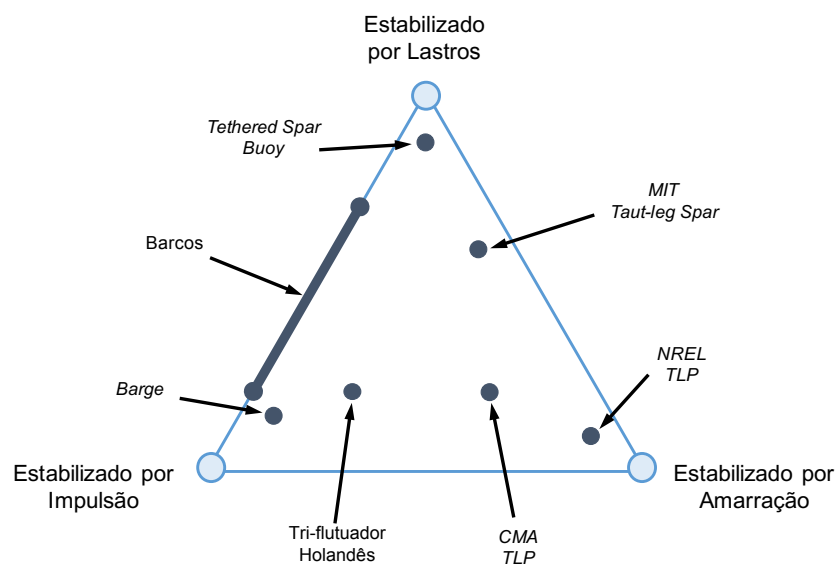


Figura 2.12: Triângulo de estabilidade e classificação de vários conceitos existentes (Adaptado de [18]).

Na prática, todas as estruturas flutuantes dependem das três estratégias para a sua estabilidade, apesar de uma ser a principal fonte de estabilidade [18]. Assim, as fundações flutuantes semi-submersíveis, como é o caso do *DeepCwind* (objeto de estudo desta dissertação, descrito na secção 4.1), têm como base o mesmo conceito que o Tri-flutuador Holandês, e, desta forma, estariam localizadas na mesma zona do triângulo de estabilidade.

De acordo com os três princípios de estabilidade, seguem-se exemplos de conceitos de estruturas que os usam: (ver figura 2.13) [15, 18]

- **TLP** (*Tension Leg Platform*): Uma fundação com uma elevada impulsão é utilizada. Para este tipo de conceitos, as amarrações são tensionadas de forma a obrigar a fundação a submergir parcial ou totalmente. Assim, a tensão das amarrações é a principal causa de estabilidade da estrutura criando os momentos de restituição necessários à estabilidade;

- **Semi-submersível** (*semisubmersible*): Este tipo de fundação baseia-se na impulsão causada pelos tanques que a constituem associada à área plana de flutuação para criar os momentos de restituição necessários. Para além disso, a massa das longas correntes que servem de amarração ainda lhe oferece uma resistência ao adernamento adicional. Podem também conter lastros que ajudam à estabilidade apesar de não serem os principais responsáveis. A massa da própria estrutura e dos lastros (caso existam) também cria uma grande inércia à rotação;
- **Spar**: Uma estrutura de grandes dimensões e normalmente esbelta, estabilizada devido ao lastro. Devido à grande massa na zona inferior, esta estrutura apresenta um centro de gravidade baixo e um centro de impulsão relativamente alto, sendo este o principal mecanismo da sua estabilidade.

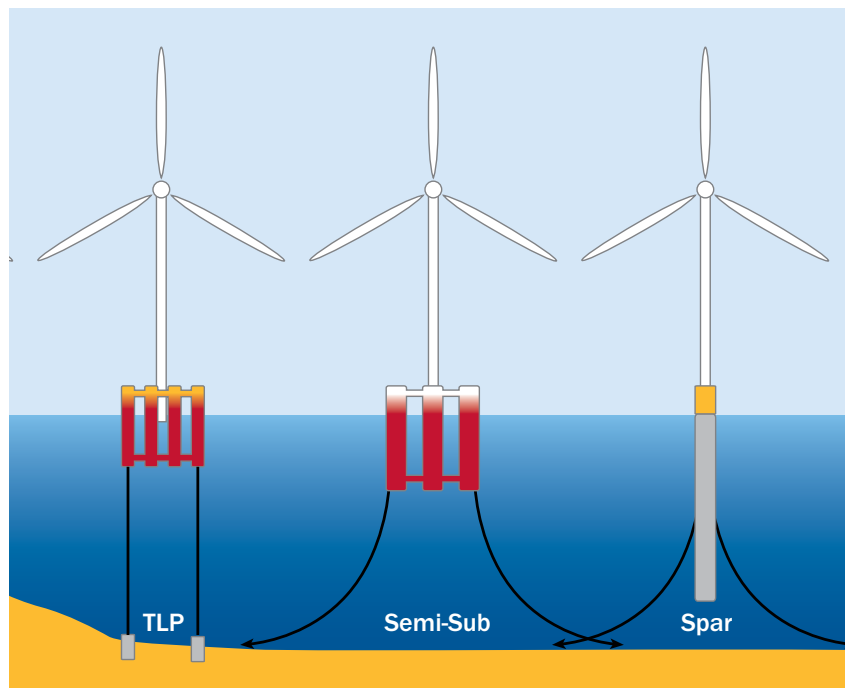


Figura 2.13: Diferentes tipos de fundações offshore flutuantes [15].

2.3 *DeepCwind*, OC3/4 e fundação flutuante semi-submersível

A plataforma a ser analisada nesta dissertação, assim como a sua origem são apresentadas neste capítulo.

Consórcio *DeepCwind*

Grupo de investigação que pretende desenvolver a tecnologia eólica *offshore* para águas profundas para um estado de maturidade. Tem o objetivo de instalar 5 GW de potência de turbinas eólicas flutuantes ao longo da costa de Maine, nos Estados Unidos da América. Este consórcio é conduzido pela universidade de Maine, financiada pelo *U.S. Department of Energy* envolvendo também outras universidades, institutos de pesquisa, parceiros sem fins lucrativos e indústrias. Alguns protótipos dos conceitos

desenvolvidos foram testados tanto em tanques de ondas como em ambientes *offshore*. Um desses conceitos é o modelo utilizado para análise nesta dissertação. Deste consórcio faz parte o NREL que tem desenvolvido ao longo dos anos modelos de análise numérica dos conceitos desenvolvidos pelo consórcio e validando-os numa fase mais avançada do projeto *DeepCwind*.

OC3/4 – Offshore Code Comparison Collaboration / Continuation

Para prever o comportamento e a dinâmica de turbinas eólicas são utilizadas ferramentas numéricas. A análise de turbinas *onshore* utiliza códigos *aero-servo-elastic* que permitem determinar os carregamentos aerodinâmicos e esforços estruturais no domínio do tempo, tendo em conta o funcionamento do sistema de controlo (*servo*) da turbina. As turbinas *offshore* estão sujeitas a carregamentos adicionais, com origem na interação hidrodinâmica, pelo que, os códigos numéricos utilizados têm de ser capazes de os considerar - códigos *aero-hydro-servo-elastic*. Os dados disponíveis para validação destes códigos são escassos, e, por esta razão, foi criado entre 2005 e 2009 o OC3 - *Offshore Code Comparison Collaboration* - para verificar a sua conformidade. O NREL iniciou a comparação entre os vários códigos para as diferentes profundidades de águas, em conjunto com universidades, centros de investigação e parceiros industriais. O OC4 – *Offshore Code Comparison Collaboration Continuation*, que terminou em 2013, é desta forma uma continuação do OC3. Na segunda fase deste projeto, analisou-se a fundação flutuante semi-submersível, objeto de análise desta dissertação.

Fundação flutuante semi-submersível

A geometria desta plataforma, criada no âmbito do consórcio *DeepCwind*, é o ponto de partida da análise da integridade estrutural que se procederá nesta dissertação. Esta fundação é composta de três colunas arranjadas segundo um triângulo equilátero que lhes asseguram a estabilidade e a flutuabilidade (figura 2.14). Cada uma destas colunas é composta por duas partes: a coluna superior e a coluna inferior. As colunas inferiores, pelos diâmetros muito superiores que apresentam relativamente às colunas superiores, têm a função de criar resistência ao movimento vertical (*heave*) devido à elevada resistência hidrodinâmica (*drag*) que esta geometria lhes oferece (em inglês pode dar-se o nome de *heave plates* pela função que desempenham). Graças a esta resistência adicional, a fundação flutuante vê os seus movimentos melhorados, para além de um amortecimento significativamente maior para movimentos do tipo *pitch*, *roll* e *heave*. As colunas superiores e inferiores estão separadas por uma chapa, o que permite que sejam colocados lastros nas colunas superiores e inferiores e que estes sejam ajustados de forma independente permitindo desta forma um ajuste da localização do centro de massa da fundação. No centro do triângulo equilátero existe a coluna principal, que serve de base à turbina. Todas as colunas estão ligadas entre si por membros esbeltos, posicionados horizontalmente ou de forma cruzada. A fundação é mantida num determinado perímetro devido às três amarrações catenárias que perfazem um ângulo de 120°, colocadas em cada uma das colunas base. Este tipo de amarrações é instalado previamente por arrasto. Comparativamente às amarrações verticalmente tensionadas, utilizadas por fundações do tipo *TLP*, estas são muito menos dispendiosas de instalar e

causam menores esforços estruturais por permitirem uma maior liberdade de movimentos à fundação. Uma descrição detalhada desta fundação pode ser encontrada na secção 4.1.

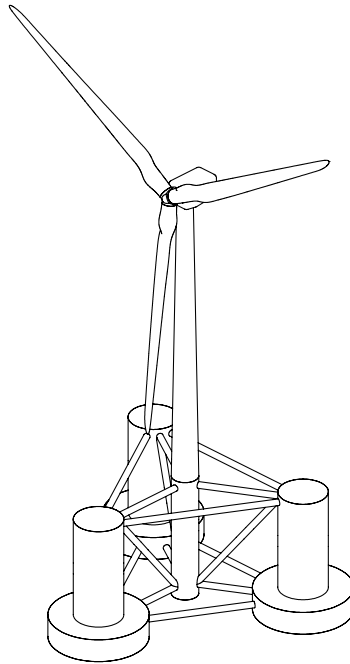


Figura 2.14: Fundação semi-submersível *DeepCwind*.

2.4 Ferramentas de análise numérica

Para a realização da análise estrutural da fundação, foi necessário obter os carregamentos a que a estrutura está sujeita. Para isso, recorreu-se a códigos numéricos *aero-hydro-servo-elastic*. Depois de obtidos os carregamentos a que a estrutura está sujeita, houve que introduzi-los num programa de elementos finitos. No entanto, foi necessário pré-processar estes carregamentos antes de serem introduzidos num programa de elementos finitos. Para isso, desenvolveram-se códigos *Matlab* de pré-processamento que automatizam todo o processo. Para a criação das séries espaço-temporais de vento necessários aos códigos *aero-hydro-servo-elastic* houve que recorrer a software específico, o *TurbSim*.

FAST – *Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence*

O FAST é um código *aero-hydro-servo-elastic* de distribuição livre desenvolvido pelo NREL. É usado para a simular a resposta de turbinas eólicas de eixo horizontal em ambientes *onshore* e *offshore*. Os resultados obtidos com este *software* são bastante consistentes com ensaios experimentais realizados em tanques e com outros códigos numéricos, tais como Risø-DTU HAWC2 e NREL ADAMS [19, 20, 21].

É conveniente apresentar uma breve explicação da forma como o FAST 8 e os seus sub-módulos de cálculo interagem, o que permitirá fazer paralelismos entre a teoria e o funcionamento do programa

posteriormente. Apresentam-se os sub-módulos necessários à simulação de um sistema flutuante em conjunto como uma breve descrição de cada um deles: [22]

- **InflowWind**: recebe os ficheiros de dados gerados pelo *TurbSim*. Para modelos simples de vento, e.g vento a velocidade constante e não turbulento, este módulo é capaz de o modelar. Para casos de vento mais complexos com modelos de turbulência, lê os ficheiros de dados gerados pelo *TurbSim*;
- **AeroDyn**: neste módulo são definidas as propriedades aerodinâmicas da torre e das pás. Recebe informação do vento do *InflowWind*, e calcula as forças aerodinâmicas aplicadas na torre e pás;
- **HydroDyn**: é onde se define a geometria da fundação e as suas propriedades hidrodinâmicas. É também responsável pela geração do estado do mar e pelo cálculo das forças hidrodinâmicas a que a estrutura está sujeita;
- **ServoDyn**: este módulo é o responsável pelo controlo da turbina, mais em concreto pelo controlo do ângulo de passo das pás;
- **MoorDyn**: onde está definido o sistema de amarrações e é calculada a sua dinâmica, tendo em conta a sua interação com o solo e com a água;
- **ElastoDyn**: considera-se o *glue code* do FAST, pois é este o módulo que interage com todos os outros módulos. Realiza todos os cálculos relacionados com a dinâmica de sistemas mecânicos (*multibody dynamics*), utilizando as forças calculadas pelos módulos *AeroDyn*, *HydroDyn*, e *MoorDyn*. Tem capacidade de cálculo estrutural de alguns elementos do sistema, nomeadamente da torre e das pás, sendo que apenas estes são considerados como corpos flexíveis. O cálculo estrutural é realizado por elementos finitos unidimensionais.

De modo a que a interação entre os vários módulos seja mais clara, apresenta-se a figura 2.15.

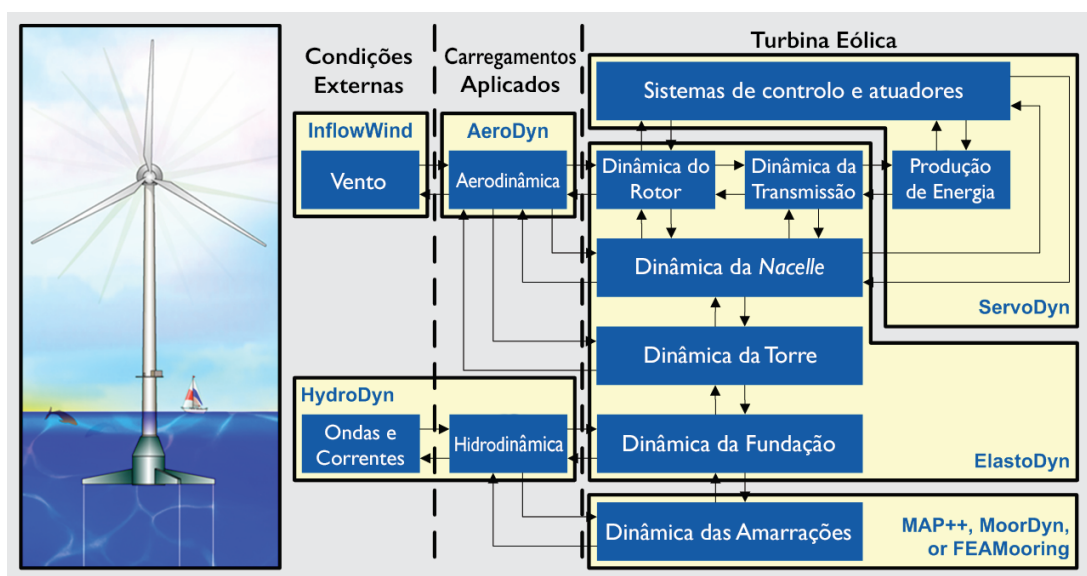


Figura 2.15: Diagrama de funcionamento do FAST 8 [22].

TurbSim

Este *software* é responsável pela criação das séries espaço-temporais de vento necessárias às simulações a realizar com o FAST ou outros códigos. Baseia-se em modelos estatísticos (em oposição a modelos físicos) para criar séries temporais de vento turbulento segundo as três dimensões espaciais (x , y e z) [23].

ANSYS®

ANSYS é um programa comercial de análise numérica. Foram utilizadas as capacidades de elementos finitos para realizar as análises estruturais necessárias durante o desenvolvimento desta dissertação.

Solidworks 2016

Este software de CAD foi utilizado para modelar a geometria da estrutura a ser analisada no software de elementos finitos. Permite também calcular a massa, posição de centro de massa, posição do centro geométrico e as inércias de translação e de rotação da estrutura com grande facilidade.

Capítulo 3

Conceitos teóricos

De forma a realizar uma análise de integridade estrutural, é necessário caracterizar os carregamentos a que a estrutura está sujeita. Para o caso das estruturas *offshore* destinadas à exploração da energia eólica, existem normas que indicam o tipo de hipóteses ou aproximações que devem ser feitas de forma a consegui-lo. Em conjunto com códigos *aero-hydro-servo-elastic*, nomeadamente o FAST, é possível quantificar estes carregamentos a que a estrutura está sujeita. De forma orientativa, utilizaram-se as normas GL, DNV-GL e IEC 61400–1/3 [24, 25, 26, 27], bem como sugestões existentes no manual do FAST e respetivos sub-módulos (o modo de funcionamento do FAST foi explicado na secção 2.4).

O conjunto de carregamentos a que uma estrutura flutuante está sujeita depende da sua localização e das condições meteorológicas a que está sujeita. Uma estrutura em ambiente *offshore* está submetida a ações devidas a:

- aceleração gravítica;
- ventos turbulentos com possível existência de esteiras devido à proximidade de outras turbinas;
- ondas;
- marés e correntes marítimas;
- pressão hidrostática e efeitos de impulsão associados;
- vida marinha que, naturalmente, cresce na superfície submergida da estrutura;
- efeitos de erosão no fundo do mar, junto às amarrações.

Existem ainda solicitações adicionais devido a eventos esporádicos, tais como:

- estações do ano: durante o inverno, com as baixas temperaturas pode criar-se gelo nas pás e também na superfície da água, que por sua vez impacta com a estrutura;
- atividade sísmica;
- tempestades, que criam grande agitação marítima e variação acentuada do nível da água na estrutura e trovoadas;

Outro tipo de solicitações que devem ser consideradas é o eventual impacto de embarcações com a plataforma quando é necessária a deslocação de pessoas à plataforma para realizar operações de

manutenção ou inspeção. De forma a ilustrar este conjunto de carregamentos a que estão sujeitas este tipo de estruturas, apresenta-se a figura 3.1.

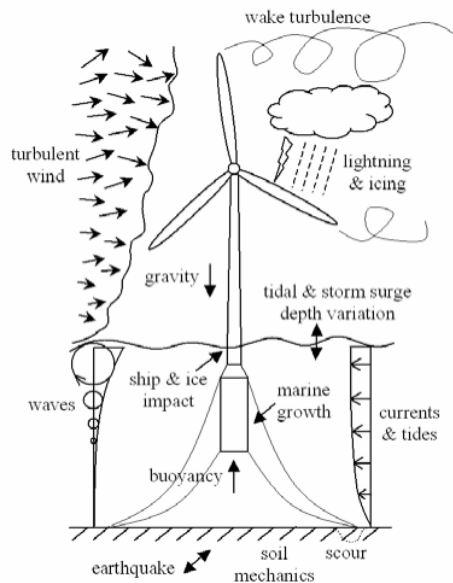


Figura 3.1: Carregamentos a que uma turbina eólica em fundação flutuante está sujeita [18].

Todos estes efeitos têm de ser considerados aquando do projeto. No entanto, para uma abordagem inicial, faz sentido considerar apenas efeitos de vento, ondas e correntes marítimas, por representarem a generalidade da vida da turbina. Os conceitos utilizados para a definição dos estados de mar e de vento serão apresentados na secção 3.1.

3.1 Conceitos relativos ao estado do mar e do vento

As ações do vento e das ondas estão relacionadas. De forma geral, pode dizer-se que as ondas são criadas devido às ações do vento. Quanto maior a velocidade do vento, quanto mais tempo ele soprar e quanto maior for a área de mar sobre a qual sopra, maior será a onda por ele criada. Assim, o vento é um parâmetro de grande importância, por, de certa forma, governar algumas das condições externas.

3.1.1 Probabilidade conjunta

Como indicado nas normas GL e IEC 61400-3 (referências [24, 27]), as análises devem ter em conta as condições externas de uma localização específica. Portanto, é necessário acesso aos dados temporais do estado de mar e do vento para proceder às análises estruturais pretendidas.

Introduz-se o conceito de altura significativa das ondas H_s , que diz respeito à média do terço mais elevado das ondas num determinado intervalo de tempo. A H_s , é dependente da velocidade média do vento, \bar{u}_v , e, de forma a realizar as simulações necessárias, é necessário definir como se relacionam. A distribuição de probabilidade que define este comportamento simultâneo é a Distribuição de

Probabilidade Conjunta. Deste modo, é possível obter o Valor Esperado Condicional, que para este caso em particular é representado por $E[H_s, \bar{u}_v]$, que se lê valor esperado de altura de onda, H_s , dado que se registou a velocidade do vento \bar{u}_v [10]. De forma análoga existe o conceito de probabilidade conjunta para o tempo de pico das ondas T_s condicionado pela velocidade do vento, $E[T_p, \bar{u}_v]$. Para mais informação sobre o procedimento a seguir, recomenda-se a consulta de [28]. No entanto, é importante referir que, o estado do mar não só depende da velocidade do vento que existe em determinado momento mas também do vento que existiu nos instantes anteriores (últimos dias), uma vez que o processo de formação das ondas decorre ao longo do tempo, onde a energia do vento é transferida para a onda pelas tensões que cria na superfície do mar.

3.1.2 Distribuição da velocidade do vento

O vento incidente na turbina pode dividir-se em três componentes: ventos longitudinais u_v , ventos laterais v_v , e ventos verticais w_v ; que atuam segundo as componentes x , y e z , respetivamente. Cada um dos fenómenos que se anunciam em seguida atua sobre estas três componentes; porém, a componente u_v é a principal e, deste modo, apresentam-se em ordem à mesma. Conhecendo os valores de velocidade média do vento que se pretendem utilizar nas simulações, é necessário definir o modelo de turbulência utilizado. A velocidade do vento longitudinal (segundo o eixo do rotor) define-se pela equação 3.1, onde a componente \bar{u}_v representa a sua velocidade média e u'_v a componente que descreve a variação da velocidade do vento em torno da sua velocidade média, i.e. a componente turbulenta.

$$u_v(t) = \bar{u}_v + u'_v(t) \quad (3.1)$$

Se os dados de velocidade média do vento conhecidos são a uma cota distinta à do centro do rotor, é necessário convertê-los para a cota do centro do rotor, z . A conversão é feita através da Lei de Potência definida pela equação 3.2, em que z é a altura a que se encontra o centro do rotor, z_{ref} a altura a que foram medidos os dados e a o expoente da Lei de Potência. Apenas é aplicada à velocidade média do vento longitudinal \bar{u}_v , pois só essa corresponde aos dados conhecidos.

$$\bar{u}_v(z) = \bar{u}_v(z_{ref}) \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^a \quad (3.2)$$

A norma IEC 61400 define espectros de densidade que servem de base à definição da componente turbulenta do vento, u'_v [23]. Os espectros de *Von Karman* e *Kaimal* são normalmente os mais utilizados. O espectro de *Von Karman* é capaz de descrever melhor a turbulência em túneis de vento; o de *Kaimal* a turbulência atmosférica [29]. Por esta razão, para as análises realizadas, optou-se pelo uso do espectro de *Kaimal*, S_{kaimal} , descrito pela equação 3.3 [29].

$$S_{kaimal}(f) = \frac{4 \sigma_{u_v}^2 \frac{L_{u_v}}{\bar{u}_v}}{\left(1 + 6f \frac{L_{u_v}}{\bar{u}_v}\right)^{\frac{5}{3}}} \quad (3.3)$$

onde: σ_{u_v} = desvio padrão da turbulência, é dependente do nível de turbulência desejado¹;

L_{u_v} = integral de escala do comprimento²;

f = frequência.

3.1.3 Cinemática das ondas através de espectros de frequência

Comumente, devido à aleatoriedade das ondas do mar, quando se definem os parâmetros das ondas necessários às simulações, também se recorre a espectros de densidade de frequência baseados em abordagens probabilísticas. Os espectros recomendados pela normas GL, DNV-GL e IEC 61400-3 [24, 25, 27], são o de *Pierson-Moskowitz* e o *Joint North Sea Wave Observation Project* (JONSWAP). A principal diferença entre estes dois espectros reside no estado de desenvolvimento das ondas. O espectro de *Pierson-Moskowitz*, baseia-se no conceito de mar totalmente desenvolvido (*fully developed sea*) enquanto o JONSWAP considera que o mar nunca está totalmente desenvolvido. O conceito de mar totalmente desenvolvido tem que ver com a transferência energética existente entre o vento e o mar, considerando que se atinge um estado de equilíbrio onde a energia da onda se mantém constante [30]. Por outro lado, o espectro de JONSWAP considera que o estado do mar nunca está totalmente desenvolvido, o que implica que as ondas continuam a crescer ao longo da distância que percorrem (ou tempo). Na prática, o espectro de JONSWAP é uma extensão do espectro de *Pierson-Moskowitz*, pois quando o parâmetro de pico de espectro $\gamma = 1$ o espectro de JONSWAP é igual ao de *Pierson-Moskowitz* [31]. A principal diferença entre os dois espectros é que o espectro de JONSWAP apresenta um pico mais acentuado, tal como se pode ver na figura 3.2.

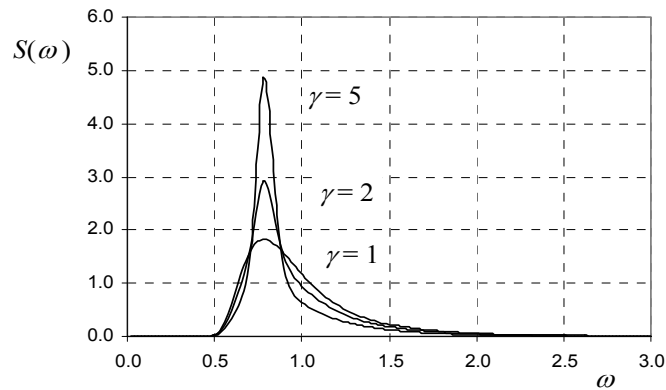


Figura 3.2: Espectro de densidade de ondas de JONSWAP para diferentes valores de γ [25].

Apresentam-se as equações 3.4 e 3.5 que descrevem o espectro de *Pierson-Moskowitz* e *JONSWAP*, respetivamente [25].

$$S_{\zeta,PM}(\omega) = \frac{5}{16} H_s^2 \omega_p^4 \omega^{-5} \exp \left[-\frac{5}{4} \left(\frac{\omega_p}{\omega} \right)^4 \right] \quad (3.4)$$

$$S_{\zeta,JONSWAP}(\omega) = S_{\zeta,PM}(\omega) \cdot (1 - 0,287 \ln \gamma) \cdot \gamma^{\exp \left[-\frac{1}{2} \left(\frac{\omega - \omega_p}{\sigma \omega_p} \right)^2 \right]} \quad (3.5)$$

¹Consultar a norma IEC61400-1 [26] que define o nível de turbulência normal (NTM) em 6.3.1.3.

²Definido em 6.3 (b) de IEC61400-1 [26].

onde: ζ = elevação da água;

S_ζ = espectro de frequência das ondas, $S_\zeta(\omega) = 2\pi S_\zeta(f)$;

ω = frequência angular da onda, $\omega = 2\pi f$;

γ = parâmetro de pico de espectro, quando $\gamma = 1$ tem-se o espectro de *Pierson-Moscowitz*;

ω_p = frequência angular de pico espectral definida por $\omega_p = 2\pi/T_p$.

O Modelo de *Airy* é utilizado para a modelação cinemática das ondas (equação 3.6). É um modelo simples, mas um dos mais utilizados. Este modelo é válido para ondas onde o comprimento de onda λ e a profundidade d são muito superiores à amplitude A [11].

$$\zeta(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} W(\omega) \sqrt{2\pi S_\zeta(\omega)} e^{i\omega t} d\omega \quad (3.6)$$

A equação 3.6 representa a elevação das partículas de água na forma de transformada inversa de Fourier do espectro de densidades S_ζ , onde i é a unidade imaginária. $W(\omega)$ é a transformada de Fourier de uma série temporal de ruído branco gaussiano (*white gaussian noise*) de distribuição normal padrão (i.e. média zero e variância, em média, igual a $\sigma_\zeta^2 = \int_{-\infty}^{+\infty} S_\zeta^{2-sided}(\omega) d\omega$) [10, 32]. Este modelo foi utilizado por ser o único disponibilizado pelo *HydroDyn*.

3.1.4 Correntes marítimas

Podemos ter as seguintes origens para as correntes marítimas:

- geradas pelas tensões de corte do vento sobre a superfície marítima;
- marés;
- pressões barométricas;
- geradas pelas ondas (junto à costa na zona de rebentação).

No entanto, nesta dissertação, apenas foram consideradas as correntes geradas pelo vento por serem das com maior influência e pela inexistência de informação, para o local considerado. As correntes dividem-se em correntes superficiais e correntes sub-superficiais. A equação 3.7 define a velocidade da corrente $u_c(z)$ em função da distância à superfície da água (positiva para cima), sendo a soma das velocidades da corrente sub-superficial $u_{c,sub}$ e da corrente superficial $u_{c,wind}$ [24].

$$u_c(z) = u_{c,sub}(z) + u_{c,wind}(z) \quad (3.7)$$

Como apenas se consideram correntes geradas pelo vento, que são superficiais, a equação 3.7 reduz-se apenas ao segundo termo. Como indica a norma IEC 61400-3, o perfil de velocidade $u_{c,wind}(z)$, definido pela equação 3.8, varia linearmente com a profundidade, onde ao nível médio da superfície da água a velocidade da corrente é $u_{c,wind}$ e à profundidade de referência z_{ref} é zero, sendo $z_{ref} = 20$ m [27].

$$u_{c,wind}(z) = \begin{cases} u_{c,wind} \cdot \left(\frac{z_{ref}+z}{z_{ref}} \right), & z \in [-z_{ref}, 0]. \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (3.8)$$

A velocidade $u_{c,wind}$ é determinada pela equação 3.9, onde $u(10m, 1hour)$ significa a velocidade média ao longo de uma hora à altura de 10 metros [24, 27].

$$u_{c,wind} = 0,015 \cdot u_v(10m, 1hour) \quad (3.9)$$

3.2 Aerodinâmica

Nesta secção apresentam-se as considerações feitas pelo *AeroDyn* para o cálculo dos esforços que o vento induz na estrutura, mais precisamente nas pás e torre. Tem em conta as deformações destes componentes, calculados no *ElastoDyn*, permitindo-lhe avaliar os carregamentos dinâmicos exercidos na estrutura.

Carregamentos aerodinâmicos

O *AeroDyn* baseia-se no método BEM (*Blade Element Method*), para o cálculo das forças aerodinâmicas exercidas nas pás do rotor. Este método aproxima o escoamento tridimensional em torno das pás a um escoamento bidimensional nas suas secções. A distribuição de pressão e das tensões de corte exercidas são aproximadas por forças de sustentação (*lift*) e resistência aerodinâmicas (*drag*) e por momentos de picada (*pitching moments*) nos nós correspondentes a cada uma das secções, como mostra a figura 3.3.

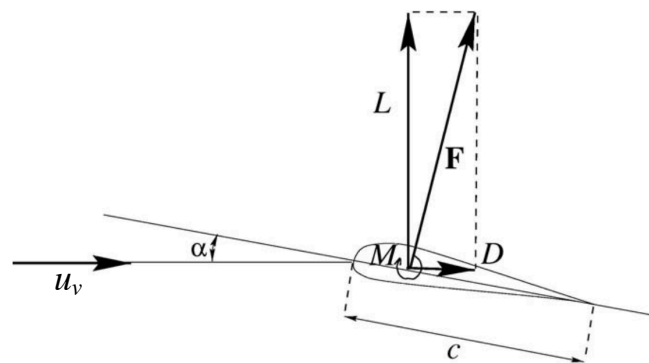


Figura 3.3: Forças atuantes num perfil alar (adaptado de [33]).

Os nós utilizados para esta análise estão distribuídos ao longo do comprimento de cada uma das pás. As forças e momentos são determinados para cada nó como carregamentos distribuídos por unidade de comprimento, que, posteriormente, são integrados ao longo do comprimento para obter a totalidade dos esforços tridimensionais atuantes. O método BEM é um dos métodos mais utilizados para calcular as forças aerodinâmicas induzidas por escoamentos estacionários. No entanto, como um

escoamento estacionário não corresponde ao escoamento real, o *AeroDyn* utiliza várias medidas corretivas, considerando assim escoamentos estacionários [33, 34]. Este método também é aplicado para calcular as forças aerodinâmicas exercidas na torre, apesar da geometria ser mais simples. Para uma explicação detalhada do método BEM, recomenda-se a consulta de [33]. A geometria da secção da pá ou torre define a distribuição de pressão, que por sua vez define a sustentação L e resistência aerodinâmica D , e momento M . O cálculo dos carregamentos está associado a coeficientes adimensionais: coeficiente de sustentação C_L , coeficiente de resistência aerodinâmica C_d , e coeficiente de momento C_M . Estes coeficientes são obtidos de forma experimental ou através de análises CFD e variam com o ângulo de ataque da secção α . As equações 3.10 definem o modo como as forças se relacionam com o valor de cada coeficiente, em função da velocidade relativa do escoamento u_{rel} , da densidade do ar ρ_a e do comprimento da corda do perfil alar c [33]. Estes carregamentos obtêm-se por unidade de comprimento [34].

$$C_L(\alpha) = \frac{L}{1/2 \rho_a u_{rel}^2 c} \quad (3.10a)$$

$$C_d(\alpha) = \frac{D}{1/2 \rho_a u_{rel}^2 c} \quad (3.10b)$$

$$C_M(\alpha) = \frac{M}{1/2 \rho_a u_{rel}^2 c} \quad (3.10c)$$

A presença da torre induz perturbações no escoamento tanto a montante como a jusante. O *AeroDyn* simula estes efeitos baseando-se em teorias de escoamento potencial ou em modelos de sombra da torre (*tower shadow models*) dependendo do tipo de turbina, caso sejam do tipo *upwind* ou *downwind*, respetivamente [32]. Uma explicação mais detalhada do procedimento de cálculo encontra-se no manual teórico do *AeroDyn* [34].

3.3 Hidrodinâmica

A hidrodinâmica é uma componente fundamental no projeto de estruturas *offshore*, responsável por grandes carregamentos aplicados nas estruturas. Para o caso de estruturas flutuantes, a hidrodinâmica ganha especial importância devido à estabilidade da estrutura que tem de estar assegurada, e pela forma como esta influencia toda a dinâmica da estrutura, i.e. translações e rotações da estrutura no seus seis graus de liberdade, o que para além das consequências estruturais, tem consequências na produção energética [4].

Carregamentos hidrodinâmicos

O *HydroDyn* é o módulo de cálculo responsável pelo problema hidrodinâmico e apresenta duas teorias de cálculo para os carregamentos: Escoamento Potencial e Equação de *Morison*. Quando a problemática deste tipo de estruturas começou a surgir, mais em concreto com o aparecimento de es-

truturas para exploração petrolífera *offshore*, a equação de *Morison* tornou-se o método mais utilizado para determinar os esforços atuantes na estrutura e hoje em dia ainda o é, sendo que a maioria dos programas informáticos específicos ainda se baseiam neste método [4, 35].

No entanto, para o caso de estruturas flutuantes, constituídas por membros com diâmetros de grandes dimensões, por vezes, a utilização de cálculo baseado na teoria de escoamento potencial pode ser favorável, por considerar efeitos de refração e difração. Por outro lado, quando existe separação do escoamento é mais vantajoso utilizar a equação de *Morison*, pois as forças viscosas são as dominantes. A separação do escoamento ganha importância quando o número de *Keulegan-Carpenter*, KC , (definido pela equação 3.11) é maior que 2 [35].

$$KC = \frac{uT_p}{D_\emptyset} \quad (3.11)$$

Como este número é inversamente proporcional ao diâmetro do membro em causa D_\emptyset , para membros de elevado diâmetro, o efeito de separação ganha menor importância. Ainda assim, este efeito pode ser importante caso a velocidade local do escoamento u , e o período da onda T_p sejam elevados o suficiente de forma a compensar o elevado diâmetro. Adicionalmente, se o rácio entre o diâmetro e o comprimento de onda λ , D_\emptyset/λ for superior a 0,2, os efeitos de difração são importantes. Consequentemente, de forma geral, percebe-se que, para estados de mar mais agitados, i.e. com elevado período, comprimento e altura de onda, é mais propício acontecer separação do escoamento, pelo que se deve usar a equação de *Morison*. O contrário também se pode afirmar: a teoria de escoamento potencial deve ser utilizada para os estados de mar mais calmos [35].

Para além das considerações enunciadas, o *HydroDyn* apresenta limitações relativamente às saídas (*outputs*) permitidas ao utilizador, que condicionam a decisão do método de cálculo hidrodinâmico utilizado. O *HydroDyn* só é capaz de fornecer as forças distribuídas ao longo dos vários membros da estrutura quando o cálculo é realizado pela equação de *Morison*. No caso de o cálculo ser realizado com a teoria de escoamento potencial, as forças passíveis de aceder pelo utilizador são apenas as forças e momentos resultantes aplicados no centro da fundação, pelo que, para o objetivo desta dissertação, não é interessante. É provável que seja possível aceder a estes valores de força distribuída quando se utiliza escoamento potencial, no entanto, isso passaria pela alteração do código fonte do *HydroDyn* na tentativa de as intercepar. Por ser um trabalho extremamente moroso, com elevado risco de fracasso, e por ainda poder introduzir instabilidade numérica, decidiu-se optar pelo cálculo hidrodinâmico utilizando a teoria das faixas que se baseia na equação de *Morison*. Tendo consciência das limitações ditas por esta escolha, para análise apenas foram considerados estados de mar de moderada a alta agitação, que correspondem a velocidades de vento entre a *Rated Speed* e a *Cut-out Speed*. A escolha também parece adequada por corresponder às situações que, em princípio, solicitarão mais a estrutura.

Teoria das faixas e equação de Morison

Apresenta-se a equação de Morison (equação 3.12) para o caso particular de membros móveis com escoamento transversal de velocidade u_v , onde ρ é a densidade da água do mar (1025 kg m^{-3}), D_\emptyset o diâmetro do membro, \dot{q}_m a sua velocidade, C_m o coeficiente de inércia, e C_a é o coeficiente de massa adicionada. \underline{F}_M é a força distribuída obtida pela equação de Morison.

$${}^3 \underline{F}_M = \underbrace{\frac{1}{2} C_d \rho D_\emptyset (u - \dot{q}_m) |u - \dot{q}_m|}_{F_D} + \underbrace{C_m \rho \frac{\pi D_\emptyset^2}{4} \dot{u} - C_a \rho \frac{\pi D_\emptyset^2}{4} \ddot{q}_m}_{F_I} \quad [\text{N m}^{-1}] \quad (3.12)$$

Para o caso de *heave plates*, que a fundação a estudar possui, e para o caso genérico, ou seja, de membros com diversas orientações espaciais e com escoamentos não apenas transversais, a equação sofre algumas adaptações. A equação adaptada para o caso das *heave plates* pode ser encontrada na secção 4.3.3.2 de [35], e a equação de Morison genérica pode ser encontrada na secção 7.5 do manual teórico do *HydroDyn* [36].

A equação de Morison calcula os termos que dizem respeito à resistência e à inércia. Contudo, fazendo uso da teoria das faixas (secção 3.13), o *HydroDyn* tem em conta outras contribuições, tais como: impulsão \vec{F}_B ; peso da vida marinha⁴ \vec{F}_{MG} , impulsão (negativa) devido a lastros \vec{F}_{FB} , massa adicionada \vec{F}_{AM} , massa adicionada devido à vida marinha \vec{F}_{MGAM} , e massa adicionada devido aos lastros \vec{F}_{FAM} . Assim, a força total \vec{F} é calculada pela equação 3.13. Uma descrição detalhada do cálculo de cada uma destas forças encontra-se no manual teórico do *HydroDyn* [36], fazendo-se acompanhar pela equação correspondente. A teoria das faixas (equação 3.13) pode aplicar-se tanto para as secções intermédias dos membros como também para as suas extremidades [36].

$$\vec{F} = \underbrace{\vec{F}_D + \vec{F}_I}_{\text{eq. de Morison}} + \vec{F}_B + \vec{F}_{MG} + \vec{F}_{FB} + \vec{F}_{AM} + \vec{F}_{MGAM} + \vec{F}_{FAM} \quad (3.13)$$

Consequentemente, é necessário definir os coeficientes hidrodinâmicos necessários ao cálculo segundo a teoria das faixas para cada um dos respetivos membros. São necessários definir os coeficientes transversais e axiais de resistência C_d e de inércia C_m , que é composto pelo coeficiente de pressão dinâmica C_p somado do coeficiente de massa adicionada C_a , ou seja $C_m = C_p + C_a$. É importante referir que as pressões hidrodinâmicas que atuam na estrutura apresentam valores mais elevados junto ao nível da água SWL (*sea water level*) e decaem com a profundidade, pois as pressões hidrodinâmicas devido às ondas apresentam um decaimento exponencial com a profundidade, uma vez que oscilam em torno do SWL [36].

³Para o caso de forças distribuídas, estas distinguem-se por estarem sublinhadas, e.g. \underline{F} . Quanto a forças segundo as três direcções (x, y, z) estas apresentam-se em notação vectorial, e.g. \vec{F}

⁴Note-se que efeitos de massa adicionada não dizem respeito ao peso adicional que representa a vida marinha, mas sim a uma força hidrodinâmica provocada pelo deslocamento do fluido envolvente ao membro que se está a deslocar.

Impulsão e restituição hidrostática

Ainda para o cálculo hidrodinâmico, há que definir a matriz de restituição hidrostática da fundação C_{ij}^{hidr} (equação 3.15), i.e. uma matriz que multiplicada pelos deslocamentos da fundação induz as forças e momentos de restituição provocados pela alteração da impulsão. Isto é necessário porque o *HydroDyn* calcula as alterações na impulsão utilizando um modelo linear (admitindo pequenos deslocamentos). Este modelo consiste na utilização desta matriz, usada para o cálculo das forças e momentos totais devidos à hidrostática F_i^{hidr} , que se calculam segundo a equação 3.14, escrita em notação de Einstein [36].

$$F_i^{hidr}(q) = \rho g V_0 \delta_{i3} - C_{ij}^{hidr} q_j \quad (3.14)$$

onde: g = aceleração gravítica = $9,81 \text{ m s}^{-2}$;
 V_0 = volume de água deslocado pela fundação na posição inicial;
 δ_{i3} = componente $(i,3)$ da função Delta de Kronecker (i.e. matriz identidade);
 C_{ij}^{hidr} = componente (i,j) da matriz de restituição hidrostática linear devido aos efeitos do plano de água no centro de impulsão;
 q_j = conjunto dos seis graus de liberdade da fundação;
 i e j = representam cada um dos graus de liberdade da fundação, vão de 1 a 6, onde: 1=*surge*; 2=*sway*, 3=*heave*, 4=*roll*, 5=*pitch*, 6=*yaw*.

$$\begin{aligned} C_{3,3}^{hidr} &= \rho g A_0 \\ C_{3,4}^{hidr} &= \rho g \iint_{A_0} y \, dA \\ C_{3,5}^{hidr} &= -\rho g \iint_{A_0} x \, dA \\ C_{4,4}^{hidr} &= \rho g \iint_{A_0} y^2 \, dA + \rho g V_0 z_b - m_{mg} g z_{mg} - m_f g z_f \\ C_{4,5}^{hidr} &= -\rho g \iint_{A_0} xy \, dA \\ C_{4,6}^{hidr} &= -\rho g V_0 x_b - m_{mg} g x_{mg} - m_f g x_f \\ C_{5,5}^{hidr} &= \rho g \iint_{A_0} x^2 \, dA + \rho g V_0 z_b - m_{mg} g z_{mg} - m_f g z_f \\ C_{5,6}^{hidr} &= -\rho g V_0 y_b - m_{mg} g y_{mg} - m_f g y_f \end{aligned} \quad (3.15)$$

onde: A_0 = área de plano de água da fundação na posição inicial;
 (x_b, y_b, z_b) = coordenadas do centro de impulsão da fundação na posição inicial;
 m_{mg} = massa total da vida marinha;
 (x_{mg}, y_{mg}, z_{mg}) = coordenadas do centro de massa da vida marinha na posição inicial;
 m_f = massa total dos lastros;
 (x_f, y_f, z_f) = coordenadas do centro de massa dos lastros.

$C_{i,j}^{hidr} = C_{j,i}^{hidr}$, (i.e. matriz simétrica) à excepção de $C_{4,6}$ e $C_{5,6}$. Para os restantes índices i, j , $C_{i,j} = 0$. Em particular, $C_{4,6} = C_{5,6} = 0$ [36, 37].

É importante referir que a fundação é tratada como um corpo rígido, o que faz com que não seja

possível obter as suas deformações, implicando que todos os seus movimentos sejam definidos em relação ao seu referencial. O cálculo hidrodinâmico também é limitado pela incapacidade de calcular forças acima da linha de água da estrutura do instante inicial, pois ainda não tem implementadas teorias de alongamento de ondas (*wave stretching theories*) [36].

3.4 Modelo do sistema de amarrações

É comum serem utilizados modelos lineares, devido à simplicidade que apresentam. No entanto, o seu uso assume que se despreza a inércia e o amortecimento do sistema de amarrações. Neste caso, os carregamentos das amarrações aplicados na fundação F_i^{moor} são dados pela equação 3.16, onde $F_i^{moor,0}$ representa os carregamentos provocados pelas amarrações que atuam na estrutura na posição inicial e $C_{i,j}^{moor}$ a matriz de restituição devido às amarrações. Assim, da mesma forma que temos a equação 3.14 para os carregamentos hidrostáticos, temos a equação 3.16 para os carregamentos devidos às amarrações [35, 31].

$$F_i^{moor}(q) = F_i^{moor,0} - C_{i,j}^{moor} q_j \quad (3.16)$$

No entanto, o comportamento de um sistema de amarrações é altamente não linear, principalmente para o caso de plataformas flutuantes pois estas apresentam elevados deslocamentos [35]. Dado que a fundação a estudar é flutuante, considera-se que o uso de um modelo linear não será o mais indicado.

Foi utilizado o módulo *MoorDyn*, pois incorpora um modelo capaz de prever a dinâmica das várias linhas de amarração. É um modelo de massas concentradas que discretiza cada uma das amarrações em pequenos segmentos interligados por nós, como esquematizado na figura 3.4 [38].

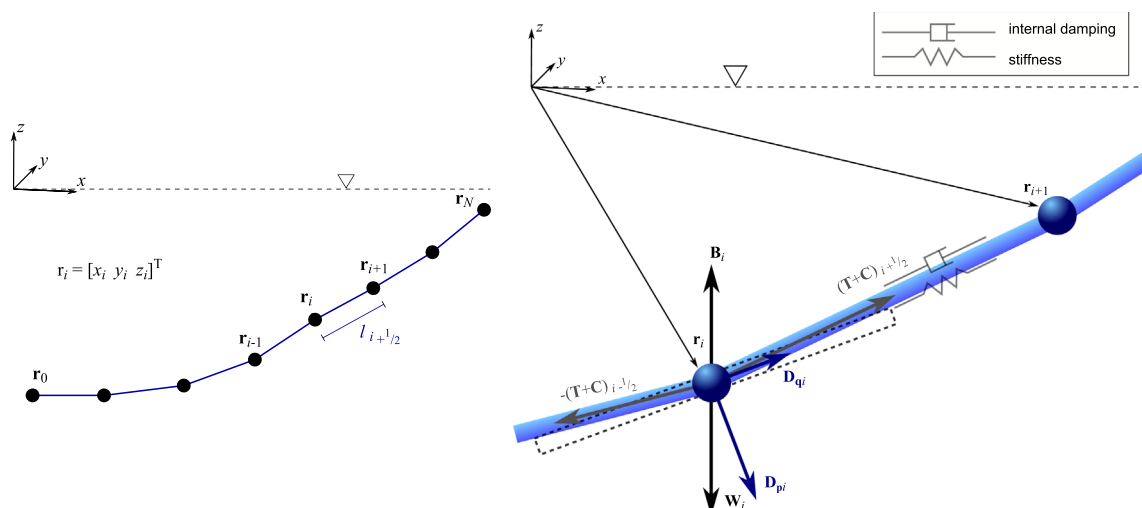


Figura 3.4: Representação esquemática da discretização das amarrações e das forças internas e externas aplicadas nos nós [38].

Este modelo tem em consideração: inércia da amarração, rigidez e amortecimento axiais, impulso, forças hidrodinâmicas resistentes e de inércia, e ainda a interação com o solo marinho. Despreza

a rigidez à flexão das amarrações (caso sejam correntes corresponde à realidade, mas caso sejam cordas não) o que, no entanto, se demonstrou ter pouco impacto na sua dinâmica [38]; despreza ainda a interação com as ondas. Uma descrição detalhada deste modelo pode ser encontrada em [38] onde este é validado utilizando um modelo à escala 1:50 da fundação a ser estudada nesta dissertação.

3.5 Estabilidade

A estabilidade de uma estrutura flutuante está dependente de muitos fatores: tais como a posição do centro de massa em relação ao centro de impulsão, lastros, *heave plates*, amortecimento hidrodinâmico e do sistema de amarrações, e ainda da restituição hidroestática e das amarrações. Trata-se um problema complexo e multidisciplinar. Assim, as simulações realizadas, que têm em conta todos estes fatores, comprovam a estabilidade da estrutura. Por esta razão, não se entrará em maior detalhe neste tópico.

Capítulo 4

Modelos numéricos

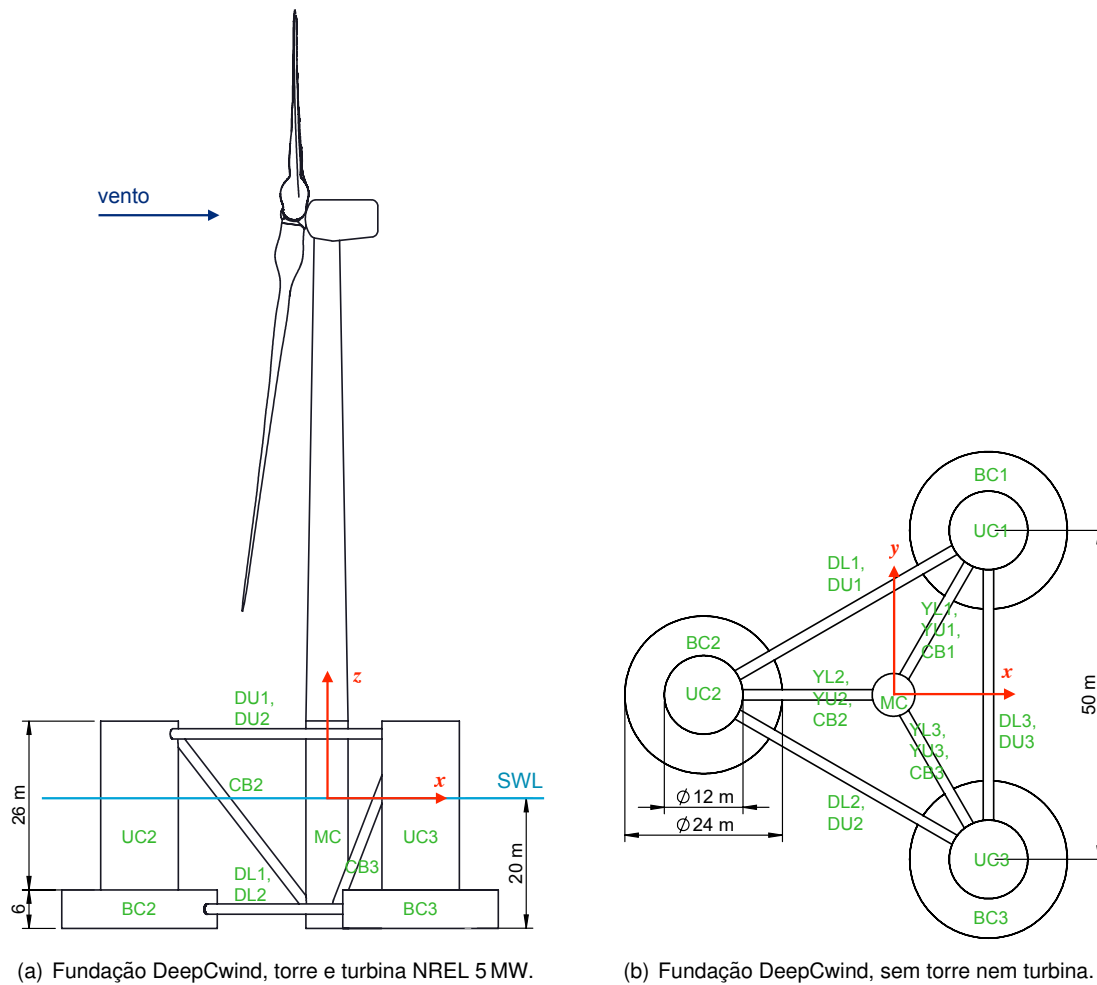
Os objetivos desta dissertação prendem-se na análise estrutural da fundação flutuante *DeepCwind* semi-submergível. Para isso, foram realizadas simulações utilizando o código numérico FAST de forma a caracterizar os carregamentos a que a estrutura está sujeita. Assim, realiza-se uma descrição detalhada das características da fundação e da respetiva turbina, tão bem como das várias considerações necessárias às várias simulações realizadas. Para além disso, como cada área geográfica tem características específicas, há que definir as distribuições de probabilidade conjunta entre o vento e o mar consideradas.

4.1 Descrição do *DeepCwind*

4.1.1 Características estruturais

O fundação *DeepCwind* é composta por 3 colunas descentradas (OC - *offset columns*). No centro existe uma coluna central (MC - *main column*) onde assenta a torre que eleva uma turbina de referência da NREL de 5 MW. Cada uma das OC subdividem-se na coluna superior (UC - *upper column*) e na coluna inferior (BC - *base column*) de grande diâmetro, que serve de *heave plate*, suprimindo movimentos indesejados da estrutura. As OC estão dispostas nos vértices de um triângulo equilátero de 50 m de lado, estando a MC no seu centro. Conectando estas colunas entre si existem membros de menores dimensões: travessas diagonais (CB - *cross braces*) que conectam a parte inferior da MC à parte superior das OC; travessas dispostas sobre os lados do triângulo, conectando os topos das UC (DU - *delta upper pontoons*), e conectando as BC (DL - *delta lower pontoons*); e ainda travessas dispostas em forma de Y conectando a parte superior e inferior da MC às respetivas partes das OC (superior: YU - *Y upper pontoons*; inferior: YL - *Y lower pontoons*). Ao conjunto dos DU, DL, YU, YL e CB será referido como *pontoons*. Na figura 4.1 apresentam-se os planos do *DeepCwind* e a disposição dos membros acima anunciados. Esta plataforma é construída em aço e cada um dos conjuntos de membros apresenta diferentes espessuras. As BC e as UC estão parcialmente cheias de água (lastros) de forma a que se equilibre o peso e a impulsão da estrutura, pois foi projetada para que tenha 20 m de calado (*draft* - distância entre a linha de água e o ponto mais profundo da estrutura) [35].

Todos os membros da fundação são cilíndricos e a sua geometria apresenta-se na tabela 4.1, que contém informação de diâmetros exteriores, comprimentos e respectivas espessuras dos membros que a compõem. As suas posições apresentam-se na tabela 4.2. Também se apresentam as propriedades da massa e dos lastros da fundação na tabela 4.3, não considerando a torre, o conjunto *nacelle* e rotor, nem o sistema de amarrações [35].



(a) Fundação DeepCwind, torre e turbina NREL 5 MW.

(b) Fundação DeepCwind, sem torre nem turbina.

Figura 4.1: Vistas do *DeepCwind* com membros legendados tal como na referência [35].

Tabela 4.1: Diâmetros exteriores, comprimentos e espessuras dos membros de *DeepCwind* [35].

Membro	Diâmetro [m]	Comprimento [m]	Espessura [mm]
MC	6,5	30	30
UC	12	26	60
BC	24	6	60
DU	1,6	38	17,5
DL	1,6	26	17,5
YU	1,6	19,62	17,5
YL	1,6	13,62	17,5
CB	1,6	32,04	17,5

Tabela 4.2: Posições do membros [35].

Calado (<i>draft</i>)	20 m
Elevação da base da torre acima do SWL ¹	12 m
Elevação das OC acima do SWL	12 m
Elevação dos YU e DU acima do SWL	10 m
Elev. das extremidades dos CD acima do SWL	9,13 m
Profundidade dos YL e DL abaixo do SWL	17 m
Profundidade do topo das BC ao SWC	14 m
Prof. das extremidades dos CB abaixo do SWL	16,2 m

Tabela 4.3: Propriedades inerciais da fundação [35].

Densidade do aço	7850 kg m ⁻³
Massa de aço	3,8522E+5 kg
Densidade dos lastros (água)	1025 kg m ⁻³
Altura de lastro nas UC	7,83 m
Altura de lastro nas BC	5,0478 m
Massa de lastros	9,6208E+6 kg
Massa total	1,3473E+7 kg
Posição do CM abaixo do SWL ²	13,46 m
Inércia da fundação <i>xx</i> (<i>roll</i>)	6,827E+9 kg m ⁻²
Inércia da fundação <i>yy</i> (<i>pitch</i>)	6,827E+9 kg m ⁻²
Inércia da fundação <i>zz</i> (<i>yaw</i>)	1.226E+10 kg m ⁻²

Esta fundação flutuante está fixa ao fundo do mar por meio de 3 amarrações em catenária que pre-fazem entre si um ângulo de 120°. Os cabeços (componentes que fixam as amarrações à fundação) estão colocados nas BC a um raio de 40,85 m desde o centro da MC. De forma a que não se visse alterado o sistema de amarrações do OC4 (testes realizados com esta fundação para verificar as capacidades de cálculo do FAST [38]), consideraram-se águas com uma profundidade genérica de 200 m. Desta forma, as âncoras estão colocadas a 200 m de profundidade a um raio de 837,6 m desde o centro da plataforma, considerando que esta está na posição não deslocada. Uma das linhas está direcionada segundo o eixo *x* no sentido negativo (plano *xz*). O resumo das propriedades do sistema de ancoragem apresenta-se na tabela 4.4 [35].

¹Originalmente 10. Adicionados 2 m de forma a resolver incompatibilidades geométricas entre os YU e a conicidade da torre.

²A posição do CM da estrutura foi ajustada com os lastros de forma a corresponder à posição de um modelo à escala 1:50 utilizado para verificar as capacidades do FAST com estruturas flutuantes [35].

Tabela 4.4: Propriedades do sistema de amarrações [35].

Nº de amarrações	3
Ângulo entre amarrações consecutivas	120 °
Profundidade das águas	200 m
Raio desde o centro da plataforma às âncoras	837,6 m
Raio desde o centro da plataforma aos cabeços	40,87 m
Comprimento das amarrações não tensionadas	835,5 m
Diâmetro das amarrações	0,0766 m
Densidade linear das amarrações	113,35 kg m ⁻¹
Densidade linear aparente das amarrações (água)	108,63 kg m ⁻¹
Rigidez axial equivalente das amarrações	7,536E+9 N
Coeficiente de resistência hidrodinâmico das amarrações	1,1
Coeficiente de massa adicionada das amarrações	1,0
Coeficiente de resistência com o fundo do mar	1,0
Coeficiente de amortecimento das amarrações	2 %

O *DeepCwind* utiliza a torre da turbina de referência da NREL 5 MW [13]. No entanto, por esta ser uma torre de 87,6 m de altura projetada para elevar a turbina a 90 m de altura, o seu tamanho teve de ser ajustado de forma a que a turbina continuasse a 90 m de altura, uma vez que o topo da MC já apresenta uma determinada elevação em relação ao SWL. O diâmetro da base da torre também teve de ser alterado para corresponder ao diâmetro da MC [35]. Define-se uma densidade 8500 kg m⁻³ para o aço da torre, um valor acima do normal (7850 kg m⁻³), de forma a contabilizar com pintura, parafusos, cordões de soldadura e flanges que não são considerados na espessura (ver tabela 4.5) [35].

Tabela 4.5: Propriedades da torre [35].

Elevação do topo da torre ao SWL	87,6 m
Elevação da base da torre ao SWL	12 m
Comprimento da torre	75,6 m
Diâmetro / espessura no topo da torre	3,87 / 0,019 m
Diâmetro / espessura na base da torre	6,5 / 0,027 m
Densidade do aço da torre	8500 kg m ⁻³
Massa total da torre	2,497E+5 kg
Localização do CM da torre acima do SWL	43,4 m

A turbina NREL 5 MW é uma turbina do tipo *upwind* com um rotor de 3 pás. Quanto às características aerodinâmicas da turbina, estas podem ser consultadas em [13], pelo que não será feita nenhuma descrição neste documento. Apresenta um sistema de controlo do ângulo de passo das pás. Utiliza-se normalmente, para turbinas *onshore*, a potência do gerador como variável observada de controlo. No entanto, de forma a evitar amortecimentos negativos do sistema, indesejado especialmente em de plataformas flutuantes em ambientes *offshore*, utiliza-se o torque do gerador em detrimento da potência como variável observada [35]. A tabela 4.6 apresenta as características principais da turbina NREL 5 MW. As propriedades aerodinâmicas e estruturais das pás do rotor podem ser consultadas em [13]. Algumas características de conjunto fundação+torre+nacelle+hub+pás encontram-se resu-

midas na tabela 4.7. As amarrações são desprezadas. Para uma descrição completa da estrutura a estudar, consultar [13, 35].

Tabela 4.6: Características principais da turbina de referência NREL 5 MW [13].

Potência nominal	5 MW
Velocidade do vento <i>cut-in / rated / cut-out</i>	3 / 11,4 / 25 m s ⁻¹
Velocidade do rotor para <i>cut-in / rated</i>	6,9 / 12,1 rpm
Velocidade da ponta da pá <i>rated</i>	80 m s ⁻¹
Altura do cubo (<i>hub</i>) acima do SWL	90 m
Diâmetro do cubo (<i>hub</i>)	3 m
Diâmetro do rotor	126 m
Número de pás do rotor	3
Massa do rotor	1,10E+5 kg
Massa da cabina (<i>nacelle</i>)	2,40E+5 kg

Tabela 4.7: Características do conjunto completo da estrutura do *DeepCwind*, à exceção das amarrações [35].

Massa total	1,439E+7 kg
Coordenadas do centro de massa (CM)	(-0,009; 0; -9,830) m
Coordenadas do centro de impulsão (CI)	(0; 0; -13,174) m
Frequência natural <i>surge</i>	0,009 Hz
Frequência natural <i>heave</i>	0,058 Hz
Frequência natural <i>pitch</i>	0,039 Hz

4.1.2 Características do sistema de controlo

O controlo do ângulo de passo das pás realiza-se em 5 regiões de controlo: 1, 1½, 2, 2½ e 3 [13]. A região 1 controla a turbina antes de o vento atingir a velocidade de *cut-in*, onde o torque do gerador é zero e conseqüentemente nenhuma potência eléctrica é produzida. Assim, toda a energia extraída do vento contribui para o aceleração inicial da turbina necessário para posteriormente ser ligada. Na região 2, uma vez já iniciada a produção de energia, é otimizada a produção de energia. Assim, o torque do gerador é proporcional ao quadrado da sua velocidade, o que garante que se mantenha um *tip speed ratio* (TSR - rácio entre a velocidade linear da ponta da pá e a velocidade do vento) ótimo [13]. Na região 3, iniciada quando a velocidade do vento é igual ou superior à *rated speed*, mantém-se o torque do gerador constante (anteriormente potência produzida mas como explicado acima alterado a torque). Nesta região a turbina trabalha à potência nominal, e é neste momento que o controlo de passo das pás é ativado. As pás da turbina rodam sobre si mesmas (variando o ângulo de passo) com o aumento da velocidade do vento entre a *rated speed* e a *cut-out speed*. Desta forma, os coeficientes aerodinâmicos vêm-se alterados, que de forma geral reduzem o rendimento da turbina com o aumento do ângulo de passo. Isto garante que a turbina mantenha a potência extraída constante (nominal). As regiões 1½ e 2½ são regiões de transição [13]. A figura 4.2 apresenta o modo de funcionamento da turbina consoante a velocidade do vento.

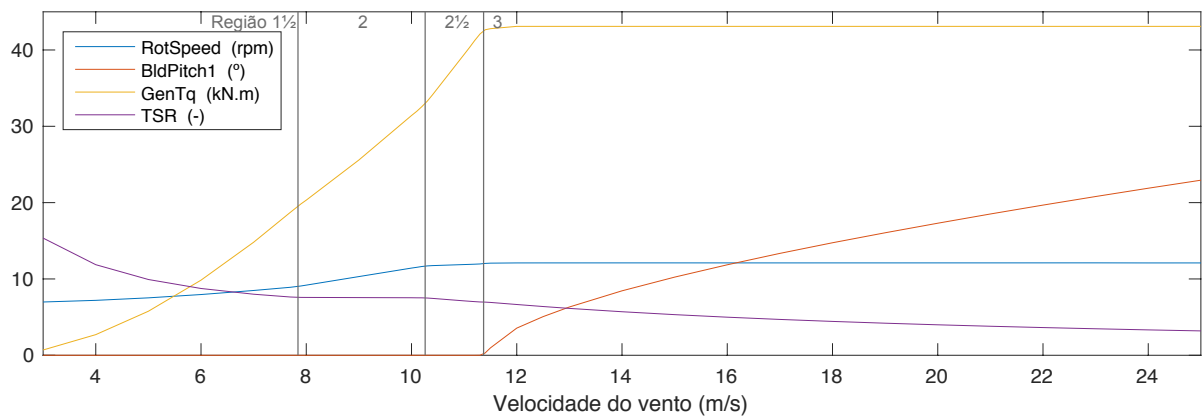


Figura 4.2: Características de funcionamento da turbina devido ao sistema de controlo a velocidade do vento. Para isto, realizaram-se vários testes à turbina em regime estacionário para vento a velocidade constante e não turbulento. As velocidades foram incrementadas desde os 3 até aos 25 m s^{-1} . Os resultados obtidos estão de acordo com os descritos no documento de definição da turbina de referência NREL 5 MW [13].

4.1.3 Características hidrodinâmicas da fundação

Como já referido na secção 3.3, os carregamentos aplicados na estrutura serão determinados fazendo uso da equação de *Morison* em conjunto com a teoria das faixas. Desta forma, é fundamental definir os coeficientes hidrodinâmicos de resistência C_d , massa adicionada C_a e pressão C_p , necessários ao uso deste método. Estes coeficientes são definidos ao longo do documento que define a fundação *DeepCwind* [35] e do documento de verificação das capacidades flutuantes do FAST 8 [19]. Apesar dos coeficientes de resistência e de massa adicionada dependerem do diâmetro do membro, do número de *Reynolds* e do número de *Keulegan Carpenter*, estes documentos apresentam coeficientes médios. Os coeficientes hidrodinâmicos separam-se segundo a orientação do escoamento: transversal ou axial. Relativamente a escoamentos transversais, os coeficientes C_a tomaram o valor de 0,63 em todos os membros, à exceção das BC. Para o caso das BC, considerou-se 1 para as bases e 0,428 para as zonas superiores. O coeficiente de resistência, C_d , como já foi referido anteriormente, tem uma forte dependência do número de *Reynolds* e do diâmetro do membro cilíndrico. Assim, a sua variação não é linear e por isso é difícil definir valores exatos para esta propriedade. Contudo, o NREL no documento [35] refere que a diâmetros de 1,6 m, 6,5 m, 12 m e 24 m, característicos das colunas e membros da fundação, estão associados, normalmente, valores de C_d iguais a 0,63, 0,56, 0,61 e 0,68, respetivamente. Ainda para escoamento transversal, admitiu-se também que os C_p tomaram todos o valor de 1 menos no topo das BC ($z = -14$), onde aí foi 0,5. Quanto à componente axial do escoamento, os coeficientes tomam valores importantes particularmente para o caso das *heave plates*, ou seja, as BC, devido às suas funções de estabilização da estrutura. Também para o caso da extremidade inferior da MC, por ser uma extremidade livre, apresenta coeficientes a ter em conta. Assim, os C_{pz} (z remete à componente axial do membro) têm o valor de 1 tanto para a extremidade da MC como para as bases das BC ($z = -20$). Quanto aos C_{dz} , as partes superiores e inferiores das BC apresentam o valor de 4,8. Como indicado pela documentação, considera-se apenas o arrasto nas bases das BC, pelo que se duplica o valor de C_{dz} , sendo 9,8 o valor considerado. Resta referir que sempre que os coeficientes apresentam valores diferentes em cada uma das extremidades (caso das BC), a variação do coeficiente

ao longo do membro é feita de forma linear. A tabela 4.8 resume os coeficientes utilizados ao longo da estrutura e os documentos [35, 19] apresentam detalhadamente os procedimentos utilizados na obtenção destes coeficientes.

Tabela 4.8: Coeficientes hidrodinâmicos do *DeepCwind* necessários à teoria das faixas e equação de *Morison*.

	C_d	C_{dz}	C_a	C_{az}	C_p	C_{pz}
MC	0,560	0	0,630	0	1	1
UC	0,610	0	0,630	0	1	0
BC $z = -14$	0,680	0	0,428	0	0,5	0
BC $z = -20$	0,680	9,6	1	0	1	1
<i>Pontoons</i>	0,630	0	0,630	0	1	0

Como referido anteriormente na secção 3.3, o *HydroDyn* requer que seja introduzida uma matriz de restituição hidrostática da fundação. A matriz desta estrutura está definida nos ficheiros de *input* dos testes de certificação do FAST. Assim, no ficheiro de *input* do *HydroDyn* do *CertTest 25* (teste de certificação do FAST onde o *DeepCwind* foi utilizado), encontra-se já definida uma matriz de restituição hidrodinâmica, no entanto, esta não contempla os termos relativos aos lastros nem vida marinha. O documento que descreve o *DeepCwind* fornece a matriz que contém apenas esses termos, e que terá de ser adicionada à já definida no ficheiro de *input*, apenas quando sejam utilizados modelos de cálculo que desprezem os efeitos de impulsão da fundação, como é o caso da equação de *Morison* [35]. Deste modo, a matriz de restituição hidrostática da fundação é a definida pela equação 4.1.

$$\begin{aligned}
 C_{3,3}^{hydr} &= 3,836 \times 10^6 \text{ N m}^{-1} \\
 C_{4,4}^{hydr} &= 1,074 \times 10^9 \text{ N m rad}^{-1} \\
 C_{5,5}^{hydr} &= 1,074 \times 10^9 \text{ N m rad}^{-1}
 \end{aligned}
 \tag{4.1}$$

4.2 Definição das ações externas dependentes da localização

Segundo indicação das normas GL e IEC 61400-3 (referências [24, 27]), para estudar o comportamento estrutural de turbinas *offshore* é necessário ter em conta o local onde esta se pretende instalar. Desta forma, utilizou-se a mesma localização considerada no relatório feito pelo NREL [10], onde também são estudados os carregamentos que atuam numa turbina flutuante. Quanto às condições exteriores estas dizem respeito ao estado de mar e de vento, e ainda à vida marinha que cresce nas superfícies da fundação. A localização considerada tem de latitude 61°20'N e longitude 0°0'E, ou seja, a norte das ilhas Shetland a nordeste da Escócia (figura 4.3). Este local é adequado dadas as condições extremas de mar e vento que apresenta, pelo que, se o resultado da análise estrutural for favorável, a fundação em causa poderá ser utilizada em praticamente qualquer ponto do globo [10].



Figura 4.3: Localização da turbina considerada para a análise (adaptado de [39]).

4.2.1 Probabilidade conjunta do estado do mar e do vento

Os dados estatísticos de mar e de vento utilizados são os apresentados no documento [10], como já foi referido. É importante referir que, como na maioria dos casos, os dados da velocidade de vento existentes não são à altura do rotor (90 m). A altura a que foram recolhidos os dados (z_{ref}) foi de 10 m acima do nível médio das águas. Assim, como explicado em 3.1.2, utilizou-se a Lei de Potência (equação 3.2) com expoente $a = 0,14$, o que está de acordo com a normal GL [24]. Também durante este processo de tratamento estatístico, foi tido em conta que o espectro de ondas a utilizar seria o de *Pierson-Moskowitz*. A forma como os dados foram obtidos tanto para o mar e todo o seu processamento encontra-se devidamente documentado em [10]. A figura 4.4 apresenta a distribuição de probabilidade conjunta de altura significativa de onda assim como os intervalos de período de pico associados, condicionados pela velocidade de vento à altura do rotor, i.e. $E[H_s|\bar{u}_v]$ e $E[T_p|\bar{u}_v]$, respetivamente. Também estão representadas as linhas de tendência correspondentes. As equações 4.2 representam as linhas de tendência encontradas para o dados considerados.

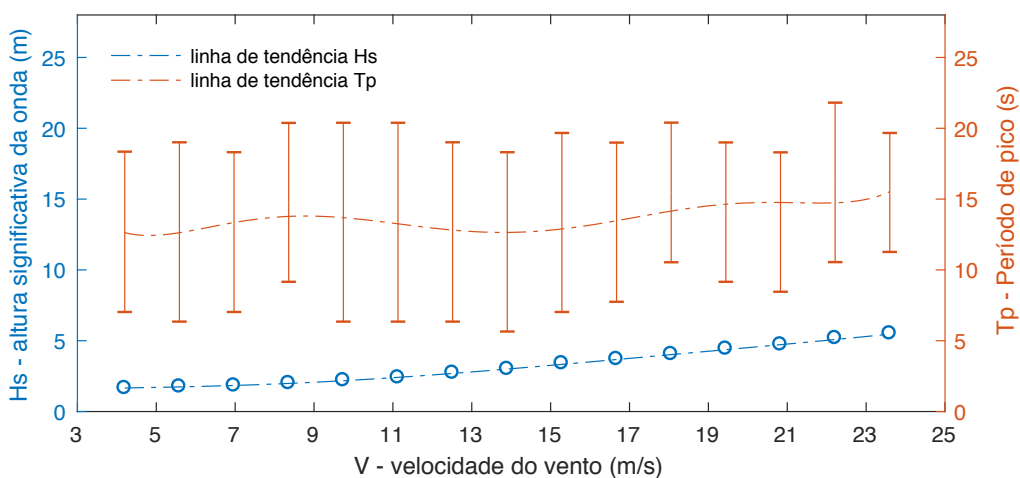


Figura 4.4: Probabilidade conjunta do estado do mar condicionada pela velocidade do vento e respectivas linhas de tendência (adaptado de [10]).

$$f_{H_s}(\bar{u}_v) = -4,90e-8 \cdot \bar{u}_v^6 + 6,64e-6 \cdot \bar{u}_v^5 - 3,09e-4 \cdot \bar{u}_v^4 + 6,38e-3 \cdot \bar{u}_v^3 - 5,28e-2 \cdot \bar{u}_v^2 + 2,40e-1 \cdot \bar{u}_v + 1,20 \quad (4.2a)$$

$$f_{T_p}(\bar{u}_v) = 1,49e-5 \cdot \bar{u}_v^6 - 1,25e-3 \cdot \bar{u}_v^5 + 4,11e-2 \cdot \bar{u}_v^4 - 6,74e-1 \cdot \bar{u}_v^3 + 5,72e+1 \cdot \bar{u}_v^2 - 2,34e+1 \cdot \bar{u}_v + 48,9 \quad (4.2b)$$

Definem-se agora as condições do estado de mar e do estado de vento a usar em cada análise. Para a certificação de turbinas eólicas *offshore* a norma GL [24] indica nove DLC (*Design Load Cases*), alguns com várias alíneas. Esta dissertação irá centrar-se no DLC 1.1, pois a norma indica-o para a verificação à cedência e à fadiga. Consiste na simulação da situação de funcionamento normal da turbina, com ventos desde a velocidade de *cut-in* à velocidade de *cut-out*. Considera ventos com níveis normais de turbulência (NTM) e sem rajadas, e também ondas tanto regulares como irregulares. Como já foi referido na secção 3.3, a validade do uso da equação de *Morison* recai sobretudo para estados de mar agitados. Desta forma, decidiu-se realizar análises apenas entre a *rated speed* e a *cut-out speed*. Geraram-se ficheiros de vento utilizando o código *TurbSim* segundo o espectro de *Kaimal* (como referido na secção 3.1.2) e o modelo de turbulência normal (NTM) de intensidade B (média). As ondas foram modeladas no *HydroDyn* segundo o modelo de *Airy* com a densidade espectral de *Pierson-Moskowitz*. Foram consideradas correntes superficiais, criadas devido às tensões de corte do vento sobre a superfície marítima. A norma indica que devem ser realizadas simulações de pelo menos 10 minutos. Outros DLC não foram abordados por representarem situações esporádicas do funcionamento da turbina, o que só fazem sentido ser abordados uma vez que a estrutura esteja verificada à cedência e à fadiga em funcionamento normal.

Devido ao custo computacional das análises de elementos finitos, apenas se analisaram três casos distintos (tabela 4.9). Sendo que é a velocidade de vento que define as condições externas associadas ao mar e ao vento, definiram-se as velocidades de vento a $11,4 \text{ m s}^{-1}$, 18 m s^{-1} e 24 m s^{-1} . Não se realizou nenhuma análise a 25 m s^{-1} de modo a evitar que o gerador deixe de produzir energia caso a velocidade do vento \bar{u}_v ultrapasse a velocidade de *cut-out*. Quanto às questões que se prendem aos custos computacionais, estas serão discutidas mais adiante.

Tabela 4.9: Casos considerados para análise e suas características

Caso	DLC	Vento		Ondas		Correntes	
		\bar{u} [m s^{-1}]	características	H_s [m]	T_p [s]	características	tipo
1	1.1	11,4	<i>Kaimal</i> , NTM, B	2,466	13,159	PM, <i>Airy</i>	Superficial
2	1.1	18,0	<i>Kaimal</i> , NTM, B	4,005	14,129	PM, <i>Airy</i>	Superficial
3	1.1	24,0	<i>Kaimal</i> , NTM, B	5,585	16,162	PM, <i>Airy</i>	Superficial

4.2.2 Vida marinha

O crescimento de vida marinha é algo que, com o passar do tempo, acontece em todas as estruturas *offshore* e que tem um impacto considerável, principalmente em estruturas flutuantes. A vida marinha tem vários efeitos sobre os carregamentos que a estrutura sofre. Leva ao aumento exterior dos diâmetros dos membros submersos, o que pode significar uma alteração da área do plano da água da estrutura A_0 . Aumenta a massa da estrutura e altera o volume de água deslocada. Para além do aumento da massa da estrutura, os efeitos de massa adicionada vêm-se amplificados, o que implica uma redução da frequência natural da estrutura. Aumenta as forças de resistência hidrodinâmica, por levar a um natural aumento do coeficiente de resistência hidrodinâmica C_d . A norma GL [24] refere que se deve ter em consideração a vida marinha acumulada na estrutura, que nela cresce com o passar do tempo. Devido à falta de informação relevante para a localização considerada, utilizaram-se os valores indicados pela norma para condições climatéricas normais (tabela 4.10), quanto aos coeficientes hidrodinâmicos relativos às zonas cobertas por vida marinha foram mantidos inalterados, tal como se apresentam na tabela 4.8.

Tabela 4.10: Variação da espessura e densidade da vida marinha em relação ao nível médio das águas (MSL) [24].

Profundidade [m]	Espessura [mm]	Densidade [kg m ⁻³]
> +1,5	0	1400
[+1,5 ; -4,0]	160	1400
[-4,0 ; -15,0]	100	1400
< -15,0	50	1400

No entanto, o *HydroDyn* apresenta algumas limitações quanto às considerações da vida marinha. Este não é capaz de considerar vida marinha nas extremidades livres das estruturas, ou seja, para o caso do *DeepCwind*, os topos e as bases das BC e a extremidade da MC não contêm vida marinha. Desta forma, o aumento de massa devido à vida marinha é inferior ao que na realidade existiria.

4.3 Carregamentos do modelo de elementos finitos

Apesar de o FAST não ser capaz de realizar uma análise estrutural da fundação, pretende-se utilizar o seu cálculo de carregamentos aplicados sobre a estrutura para que desta forma a análise possa ser feita. Assim, estes carregamentos podem ser introduzidos num modelo computacional de cálculo estrutural segundo o método de elementos finitos (FEM). Para isso, há que definir que resultados se pretendem obter com o FAST para serem introduzidos no ANSYS, o que leva à necessidade de discretização da estrutura.

De forma a que seja realizada uma discretização adequada da estrutura, é necessário conhecer as particularidades de cálculo do FAST. Ainda que o FAST tenha em conta o diâmetro de cada um dos

membros para efeitos de cálculo dos carregamentos, o modelo geométrico considera que cada um dos membros constituintes da estrutura são linhas, tal como mostra a figura 4.5. Consequentemente, o FAST não é capaz de considerar os efeitos da pressão hidrostática que está aplicada sobre a estrutura, que provocam esmagamento dos membros, mas sim apenas as resultantes forças de impulsão. Isto acontece porque a componente horizontal da pressão hidrostática é anulada uma vez aplicada numa linha, ao contrário da componente vertical, onde isso não acontece uma vez que a pressão varia com a profundidade. Foi explicado na secção 3.3 que o *HydroDyn* não considera efeitos de alteração da impulsão, o que faz com que estas forças sejam constantes ao longo do tempo e compensadas pela existência da matriz de restituição hidrostática C_{ij}^{hydr} . Em concreto, isto é equivalente a aplicar uma pressão hidrostática em toda a superfície submersa da estrutura no modelo de elementos finitos, e, de forma independente, aplicar também as forças e momentos de restituição hidrostáticos. Resumidamente, no modelo de elementos finitos foram aplicadas as pressões hidrostáticas exteriormente (devido ao calado da fundação) e interiormente (devido aos lastros) nas respetivas superfícies, e as forças e momentos de restituição nas superfícies inferiores da estrutura, i.e. base das BC e extremidade da MC (cota $z = -20$ m).

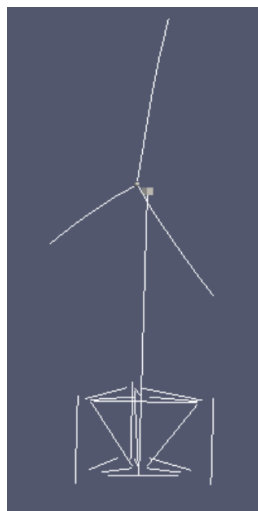


Figura 4.5: Forma como o FAST percebe os membros da estrutura [22].

A realização de uma análise estrutural segundo FEM requer que o modelo matemático seja restringido de alguma forma. Para o caso do *DeepCwind*, por ser uma estrutura com movimentos complexos, apresenta algumas dificuldades na forma como constranger o problema (definir as condições de fronteira adequadas). A solução encontrada foi aplicar na primeira secção da torre (a de cota inferior) os deslocamentos e rotações correspondentes obtidos com o FAST (ponto assinalado a roxo na figura 4.6).

Foi explicado na secção 3.3 que a fundação sofre carregamentos de magnitude superior junto à superfície livre da água. Por essa razão, discretizam-se os carregamentos a obter com o FAST dependendo da profundidade, tal como mostra a figura 4.6. A figura 4.6 esquematiza a discretização feita à estrutura no FAST, onde se obtêm os resultados necessários, que após devido processamento poderão ser introduzidos no ANSYS. A divisão é feita por um plano horizontal à cota de -3 m, dividindo assim

os carregamentos em dois tipos: superficiais, que vão dos 0 aos -3 m; e profundos, dos -3 m aos -20 m. Deste modo, dividem-se os membros que são atravessados por este plano em dois troços, que se atribui a nomenclatura de $\beta.1$ para o troço profundo e $\beta.2$ para o superficial, onde β representa um membro genérico (segundo as siglas presentes na tabela 4.1), e.g. MC.1, UC3.2, etc.. Contudo, como nem todos os membros são atravessados pelo plano $z = -3$ m, estes contêm apenas um troço pelo que não requerem o uso desta nomenclatura. Também é importante referir que os membros acima do SWL não sofrem qualquer carregamento hidrodinâmico tal como explicado anteriormente, e, por esta razão, não foram considerados para obtenção de resultados com o FAST.

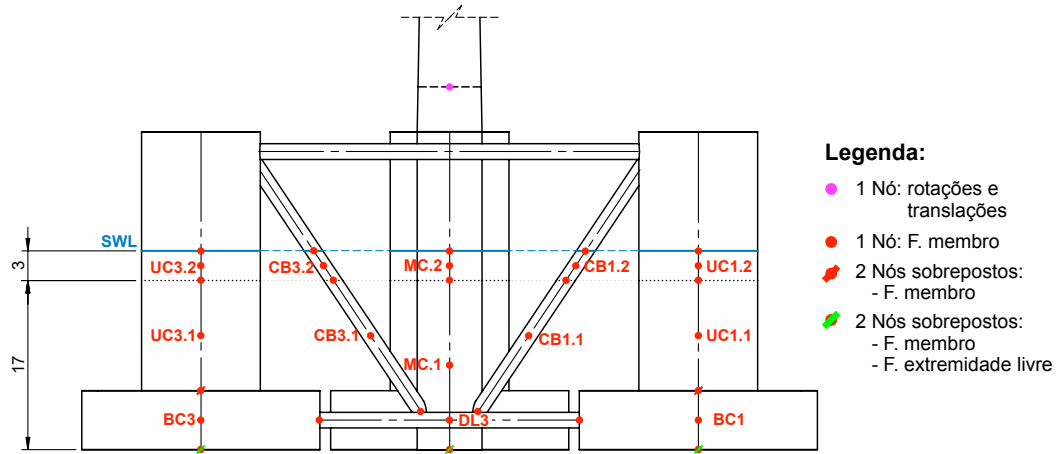


Figura 4.6: Discretização da fundação para obtenção de resultados no FAST.

Nas extremidades livres, i.e. bases das BC e MC, existem efeitos de carregamentos axiais nos membros tal como mencionado aquando da introdução das características hidrodinâmicas da fundação. Esses efeitos são capturados como carregamentos pontuais nas extremidade do membro respetivo (nós indicados com linha verde na figura 4.6), em que a unidade da grandeza é Newton [N]. Nestes nós obtêm-se os valores de força aplicados em cada uma das extremidades livres J . Estas forças são obtidas para cada um dos termos constituintes da teoria das faixas. A força total \vec{F}^J , segundo cada uma das componentes x , y e z , é a soma de todos estes os termos da teoria das faixas, como indica a equação 4.3. Como foi acima mencionado, as forças de impulsão \vec{F}_B e \vec{F}_{FB} já são consideradas pela introdução de pressão hidrostática, pelo que estes termos não devem ser considerados na soma. Os efeitos de vida marinha não são modelados pelo *HydroDyn* nas extremidades dos membros, pelo que não fazem parte da soma.

$$\vec{F}^J = \vec{F}_D^J + \vec{F}_I^J + \vec{F}_B^J + \vec{F}_{FB}^J + \vec{F}_{AM}^J \quad [\text{N}] \quad (4.3)$$

Apesar de estas forças serem obtidas em Newton diretamente do FAST, de um ponto de vista computacional, é mais vantajoso que sejam introduzidas como pressão em cada uma das superfícies das bases das BC e da MC. Assim, depois de calculada a força total segundo cada uma das componentes espaciais, esta pode facilmente ser convertida a pressão (segundo a componente respetiva) pela equação 4.4,

$$\vec{P}^J = \frac{\vec{F}^J}{A^J} = \frac{\vec{F}^J}{\frac{\pi}{4}(D_\emptyset^J)^2} \quad (4.4)$$

onde \vec{P}^J ³ é a pressão aplicada na extremidade J que se obtém da conversão da força segundo as várias componentes x, y e z , A^J a área da extremidade livre e D_{\varnothing}^J é o diâmetro da mesma.

As forças aplicadas ao longo do membros da fundação variam ao longo do seu comprimento. Consequentemente, quanto maior for o número de resultados obtidos com o FAST, melhor será a representação de forças. No entanto, foi encontrado um compromisso entre quantidade de resultados a obter com o FAST de forma a ter relativa precisão, e permitindo uma implementação razoável no ANSYS. Forças por unidade de comprimento dos membros⁴ (em $[N\ m^{-1}]$) são obtidas com o FAST (nos pontos vermelhos da figura 4.6), pelo que, não é possível o seu uso direto no ANSYS. A forma encontrada passa também pela sua conversão a pressão constante ao longo do comprimento do membro, aplicada a cada um dos troços. Para isso, o primeiro passo é determinar a força total aplicada em cada nó N , que se calcula pela teoria das faixas, de forma análoga às forças nas extremidades livres J . Pela mesma razão, os membros que dizem respeito à impulsão não devem ser considerados, como indica a equação 4.5.

$$\underline{\vec{F}}^{TN} = \underline{\vec{F}}_D^{TN} + \underline{\vec{F}}_I^{TN} + \underline{\vec{F}}_B^{TN} + \underline{\vec{F}}_{MG}^{TN} + \underline{\vec{F}}_{FB}^{TN} + \underline{\vec{F}}_{AM}^{TN} + \underline{\vec{F}}_{MG\ AM}^{TN} + \underline{\vec{F}}_{F\ AM}^{TN} \quad [N\ m^{-1}] \quad (4.5)$$

Para a obtenção da pressão a aplicar nas superfícies dos membros, é necessário determinar a força média entre os três nós $N = (1,2,3)$ que compõem cada troço T . Para que se converta esta força média distribuída ao longo do membro a uma pressão, basta dividi-la pelo diâmetro respetivo do membro (equação 4.6). Este processo é realizado segundo as três componentes,

$$\vec{P}^T = \frac{\frac{1}{3} \sum_{N=1}^3 \underline{\vec{F}}^{TN}}{\pi D_{\varnothing}^N} \quad (4.6)$$

onde \vec{P}^T é a pressão aplicada no troço T segundo cada uma das direções, $\underline{\vec{F}}^{TN}$ é a força distribuída no nó N do troço T e D_{\varnothing}^N o diâmetro do respetivo troço.

Como todo este procedimento se realiza para todos os troços (i.e 16 membros, 23 troços, e 58 nós o que representa um total de 1203 *outputs* por simulação) e tem de ser repetido para cada instante de tempo das análises, houve a necessidade de automatizar todo o processamento dos resultados do FAST de forma a que pudessem ser introduzidos no ANSYS. Construiu-se um código MATLAB que realiza-se este procedimento para todos os troços em causa e para todos os tempo de análise. Este código pode ser consultado no anexo A.

³A notação vectorial, para o caso das forças e pressões, indica que estão definidas independentemente segundo cada uma das três componentes x, y e z , e.g. \vec{P} .

⁴Forças distribuídas distinguem-se por estarem sublinhadas, e.g. \underline{F} .

Capítulo 5

Análise estrutural

5.1 Definição das análises

Como anunciado na secção 4.2.1, a análise estrutural guia-se pela norma GL [24] de forma orientativa. Para verificar a integridade estrutural de uma estrutura *offshore* o DLC 1.1 é, naturalmente, o primeiro caso sujeito a verificação por ser representativo do funcionamento normal da turbina, e, por isso, é o caso de estudo desta dissertação. Após verificado o DLC 1.1, há que verificar uma série de outros casos de funcionamento para que seja possível certificar a estrutura. A norma indica que, para este DLC, devem ser realizadas várias simulações de 10 minutos (600 segundos), com velocidades de vento entre a *cut-in* e a *cut-out*, sendo que os incrementos não devem ser superiores a 2 m s^{-1} . Foi referido na secção 4.2 que a análise de estruturas para produção de energia eólica *offshore* tem de ser feita segundo as condições existentes na localização onde se pretende instalar a turbina. A tabela 4.9 apresenta uma descrição das condições externas utilizadas para cada um dos três casos a que se pretende sujeitar a estrutura de modo a testar a sua integridade estrutural.

Como os primeiros instantes de tempo de simulação no Ansys e no FAST não são representativos do comportamento real da fundação, porque existem efeitos numéricos iniciais que afetam a dinâmica da estrutura, no FAST definiu-se um tempo de simulação total de 1000 segundos, ao invés dos 600 segundos mencionados na norma GL [24]. Assim, dos resultados obtidos com o FAST, desprezam-se todos os dados referentes aos primeiros 200 segundos de simulação. Por conseguinte, no Ansys apenas é introduzida a informação referente aos últimos 800 segundos de cada simulação. Contudo, como as condições iniciais definidas neste software não coincidem (velocidade inicial zero), o comportamento dinâmico inicial da estrutura não corresponde à realidade. Desta forma, e para evitar qualquer incoerência nos resultados, os primeiros 200 segundos de simulação no Ansys são, igualmente, desprezados. Desta forma, a distribuição de tensões na estrutura é verificada para os últimos 600 segundos representativos do funcionamento normal da turbina.

5.2 Modelo de elementos finitos

Sendo as análises de elementos finitos computacionalmente dispendiosas, tentou-se encontrar uma metodologia que permitisse obter os resultados com o máximo de precisão possível num tempo de computação razoável. Desta forma, foi utilizada a técnica de submodelos (em inglês *cut-boundary displacement method*) na modelação em elementos finitos, que permite resultados mais precisos numa determinada região do domínio - zonas que necessitem maior refinamento tais como zonas de concentração de tensões, como descrito em [40, 41]. É uma técnica que requer dois modelos, um normalmente referido como modelo global, a respectiva solução, e um submodelo da região do domínio que necessite maior refinamento. O modelo global utiliza uma malha relativamente grosseira de modo a poupar tempo computacional e a sua solução providencia as condições a aplicar nas fronteiras (*cut-boundaries*) do submodelo [42]. Assim, é possível reduzir o custo computacional das análises. Esta técnica baseia-se no princípio de Saint-Venant, que afirma que, se determinada distribuição de forças for substituída por um conjunto equivalente, a distribuição de tensões e extensões apenas se vê alterada junto às regiões de aplicação de força. Isto implica que, se as fronteiras dos submodelos estiverem suficientemente afastadas das regiões de interesse (regiões de concentração de tensões), é possível obter soluções com razoável nível de precisão nos submodelos [43].

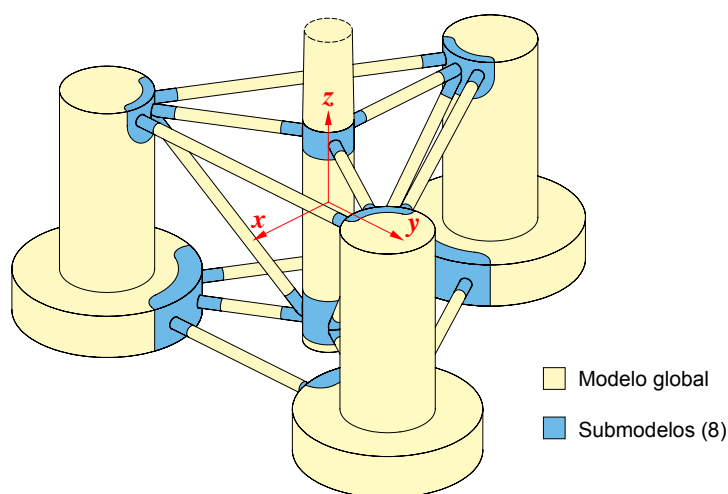


Figura 5.1: Modelo global e submodelos.

5.2.1 Modelo global - *shell*

Para o modelo global da estrutura, optou-se por utilizar elementos do tipo *shell* [44]. Segundo Sadowaski et al. [45], para o caso de membros tubulares com espessuras t_h até $D_\varnothing/t_h = 20$ e em regime elástico, o uso de elementos finitos bidimensionais (*shell*), com formulação baseadas na deformação (*finite strain shell formulation*), apresentam bons resultados em comparação ao uso de elementos sólidos. Para além disso, devido às dimensões que apresenta a estrutura, é aceitável considerar estados de tensão plana, o que vai de acordo com a formulação do elementos do tipo *shell*. O uso destes ele-

mentos apresentam maior facilidade na criação de malha quando a relação D_{\varnothing}/t_h é elevada e menor custo computacional, comparativamente a elementos sólidos. Em contrapartida, apresentam limitações na zonas de ligação entre membros, em particular, nas zonas onde existem cordões de soldadura que fazem a ligação entre os vários membros (zonas de concentração de tensões), por não serem capazes de modelar com precisão os raios de concordância aí existentes. Estas zonas, por serem zonas de concentração tensões, são desde o princípio consideradas como possíveis zonas críticas, e, conseqüentemente, necessitam especial cuidado. De forma a que as tensões possam ser determinadas com precisão, é necessário o uso de elementos sólidos nestas regiões que permitam uma modelação adequada da geometria. Para isso, foram criados submodelos destas zonas. Para o modelo global utilizaram-se elementos SHELL181. São elementos de quatro nós, com seis graus de liberdade cada um; três translações e três rotações segundo x , y e z , e formulam-se segundo a deformação. Uma descrição detalhada do elemento pode ser encontrada na *help section* do ANSYS [46]. A análise de convergência foi realizada até se atingir um erro relativo menor que 1% no valor da tensão. No modelo global não se avaliaram as tensões distribuídas ao longo da torre e na união da torre com a MC uma vez que estas apresentam efeitos localizados de tensões devido à forma como o problema foi constrangido, com deslocamentos e rotações junto à base da torre. É necessário restringir o problema de outro modo caso se queira analisar a torre e a sua união com a MC.

5.2.2 Submodelos - sólidos

Os submodelos foram modelados tendo em conta os raios de concordância entre membros soldados, pois têm grande influência nas zonas de concentração de tensões. Como indica a norma GL [24], os raios de concordância r_c criados pelos cordões de soldadura devem estar compreendidos entre a metade da espessura e a espessura do membro a soldar, ou seja $t_h/2 \leq r_c \leq t_h$. Optou-se por $r_c = t_h$ de forma a que os efeitos de concentração de tensões fosse o menor possível.

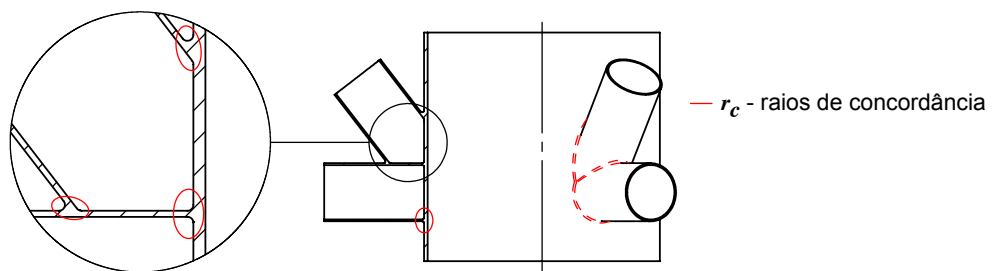


Figura 5.2: Meio corte do submodelo inferior da MC, com os raios de concordância indicados.

As malhas dos submodelos foram mais refinadas junto aos raios de concordância, de forma a que a geometria fosse capturada e a distribuição de tensões fosse a melhor possível. Utilizaram-se elementos sólidos (tridimensionais) tetraédricos SOLID187. São elementos de dez nós, com três graus de liberdade por nó: translações segundo x , y e z . Estes elementos tetraédricos foram preferidos em relação a elementos quadriláteros pela maior facilidade em modelar geometrias irregulares, o que facilita também a criação de malha. Realizou-se uma análise de convergência até se obter um erro relativo também

de 1% relativamente às tensões. Não foi utilizado um refinamento de malha maior pois as análises estruturais transientes dos submodelos já demoravam à volta de quatro dias. No entanto, uma malha refinada apresentaria uma melhor distribuição de tensões. Uma descrição detalhada do elemento pode ser consultada na *help section* do ANSYS [46]. Tanto para o modelo global como para os submodelos foi usada formulação completa, pois, apesar do seu maior custo computacional, tende a apresentar resultados mais fidedignos.

5.3 Metodologia de análise

Como será apresentado adiante, a fundação original não é capaz de suportar os carregamentos a que está sujeita. Desta forma, foi necessário definir uma metodologia de análise (figura 5.3), que permitisse iterar a geometria da fundação, na tentativa de encontrar uma geometria capaz de suportar as ações externas.

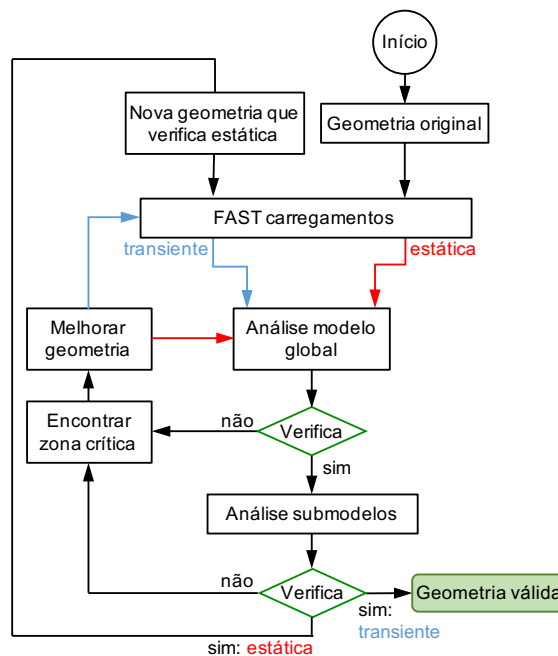


Figura 5.3: Fluxograma da metodologia de análise.

Inicialmente, realiza-se uma análise estática da estrutura original. Como esta não é capaz de suportar os carregamentos aplicados, é iniciado o processo iterativo de melhoria da geometria, recorrendo a análises estruturais estáticas. As análises FEM estáticas utilizam apenas os carregamentos de um instante de tempo intermédio da simulação realizada com o FAST para a estrutura original. Apesar de tal não ser correto, é uma aproximação realizada apenas com o intuito de agilizar o processo iterativo. Este procedimento não afetará a validade da fundação uma vez que esta só é efetivamente validada com as análises FEM transientes realizadas em último lugar. Esta agilização é necessária pois cada análise transiente leva aproximadamente quatro dias a calcular. Assim, uma vez que se encontre uma geometria que valide a estática, esta terá de ser verificada com análises transientes a todo o domínio do tempo, onde se prevê obter valores superiores de tensão graças aos efeitos dinâmicos que este tipo

de análise contempla. Para isso, voltam-se a determinar os carregamentos com o FAST, com a geometria que verificou a estática, e são realizadas as análises transientes que verificarão efetivamente a integridade da estrutura. Caso a estrutura não verifique as análises transientes, novos melhoramentos à geometria têm de ser feitos. Ao contrário do que acontece com as iterações utilizando análises estáticas (que têm como principal objectivo acelerar o processo iterativo), as análises transientes requerem que novos carregamentos sejam obtidos com o FAST, de modo a que os carregamentos sejam os efetivamente associados à fundação a analisar. Se tal não for feito, os carregamentos aplicado à estrutura são errados: correspondem a carregamentos associados a outra fundação, o que elimina a validade da análise.

A norma GL [24] indica que o valor a considerar para tensão de cedência dos aços estruturais usados de ser $\sigma_{ced} = 355$ MPa. Indica também que o valor de coeficiente de segurança à cedência (CS) nunca deve ser inferior a 1,1 em todo o tempo das análises FEM, sendo esta a condição de verificação, i.e. $\sigma_{max} \leq 322,7$ MPa. Caso se encontre uma geometria final, esta será a que verifique as análises transientes dos três casos apresentados na tabela 4.9. No entanto, a sua certificação requer que se verifiquem todos os DLC apresentados na norma GL [24], pelo que os casos considerados nesta dissertação se revelam insuficientes.

5.4 Reforço da fundação

5.4.1 Fundação original

A primeira análise a ser realizada foi para o caso 1 da tabela 4.9, com uma velocidade do vento média de $\bar{u}_v = 11,4 \text{ m s}^{-1}$. Tal como descrito na secção 5.3, realizou-se uma análise FEM estática a um instante de tempo dos 600 s totais. Como se pode concluir da figura 5.4, a fundação não é capaz de suportar os carregamentos. Apresenta várias zonas onde as tensões estão bastante acima da tensão de cedência,

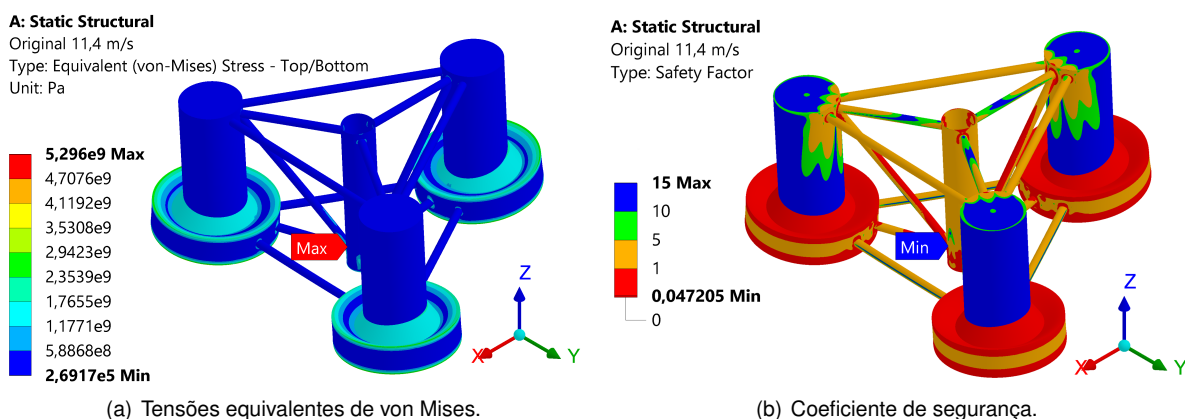


Figura 5.4: Resultados do caso 1 ($\bar{u}_v = 11,4 \text{ m s}^{-1}$) da análise estática da estrutura original.

o que era esperado dadas as baixas espessuras que toda a fundação apresenta. A cedência pode ser facilmente observada pelo coeficiente de segurança (figura 5.4(b)), identificando-se pelas zonas a

vermelho ($CS < 1$). As BC não são capazes de suportar a pressão hidrostática a que estão sujeitas, e alguns *pontoons* e zonas de união entre membros cedem.

5.4.2 Reforço interno das *Base Column*

Como a estrutura tem de ser capaz de suportar a pressão hidrostática, foram realizadas primeiramente iterações à espessura do conjunto UC e BC, apesar de que se previsse que tal não fosse suficiente, uma vez que as BC apresentam 24 m de diâmetro. Como previsto, o aumento de espessura a 120 mm não se mostrou suficiente, pelo que reforços internos tiveram de ser introduzidos às BC. A figura 5.5 apresenta os principais conceitos de reforços, desde o conceito inicial até ao final.

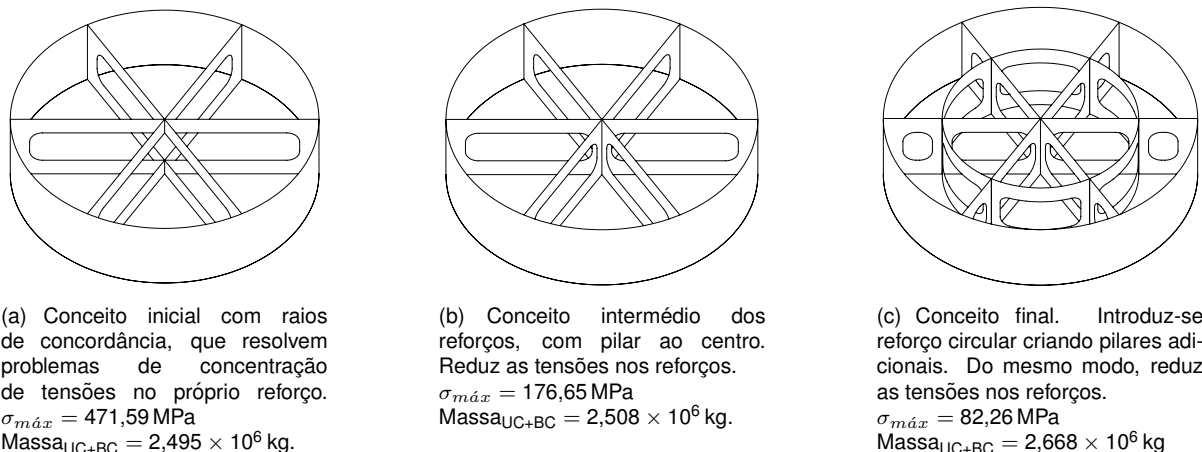


Figura 5.5: Conceitos de reforços para as BC. Foi ocultada a face superior para que se possam ser visualizados.

De forma a reforçar as BC, decidiu-se começar pela configuração da figura 5.9(a). Poderiam ter sido considerados reforços inteiriços (placas inteiras na mesma disposição mas sem lhe ser retirada a parte interior). Tal não foi feito por compartimentar as BC, interferindo com lastros existentes, para além do peso adicional que implicaria. Por esta razão, os reforços inicialmente considerados foram em forma de moldura segundo diâmetros das BC, com raios de concordância entre as partes verticais e horizontais para reduzir a concentração de tensões. Esta configuração, apesar de reduzir as tensões sentidas nas BC, apresentava grandes tensões, o que era espectável pelo seu vão de 24 m, ou seja, todo o diâmetro. A solução passou por reduzir este vão, como mostra a figura 5.9(b), onde se reduziu a meio diâmetro, 12 m, com a introdução de uma espécie de pilar central. Mesmo reduzindo significativamente a distribuição de tensões, o vão de 12 m ainda se demonstrou elevado, assim como as tensões existentes no centro de cada secção circular formada entre reforços. Um reforço circular de 15 m de diâmetro foi acrescentado, segundo a configuração apresentada na figura 5.9(c). Em cada uma das interseções deste reforço com os reforços segundo o diâmetro já existentes, introduziu-se um pilar. A esta configuração iteraram-se as dimensões dos reforços que proporcionassem a melhor distribuição de tensões na tentativa de utilizar o menor volume de aço possível. Assim, a solução final dos reforços usa chapas de 100 mm de espessura, em forma de molduras de 1,5 m de altura no seu contorno, medidos desde as superfícies exteriores das BC. Os raios de concordância são de 1 m entre partes da moldura. A figura 5.6 apresenta a distribuição de tensões nas BC reforçadas quando sujeitas à pressão

hidrostática criada pelos lastros e pela água exterior.

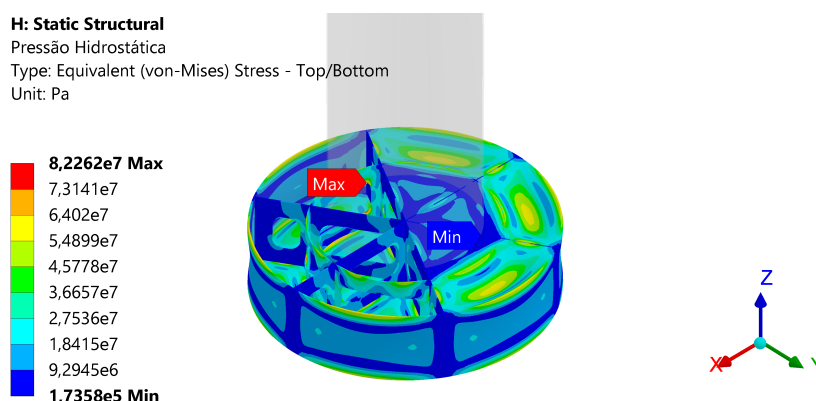


Figura 5.6: Tensões nas BC reforçadas quando aplicada pressão hidrostática criada pelos lastros e pela água exterior. A metade esquerda da parte superior da BC foi omitida para que se possa ver a distribuição de tensões no seu interior.

5.4.3 Aumento de espessura dos *pontoons* e *Main Column*

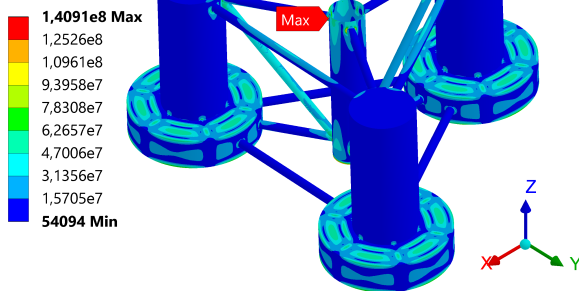
Na figura 5.4(a) é possível verificar que, para além das BC, também os CB e as uniões dos *pontoons* com os restantes membros são zonas de cedência. Tal como o reforço das BC e UC passou, em parte, por um aumento de espessura, o reforço dos *pontoons* e MC realizou-se da mesma forma. Após um processo iterativo, chegou-se a 50 mm de espessura para os *pontoons* e 100 mm para a MC. Os raios de concordância, existentes nas localizações dos cordões de soldadura, dependem essencialmente da espessura dos *pontoons*. De acordo com o apresentado na secção 5.2.2, os r_c utilizados nos submodelos, entre os *pontoons* e os membros aos quais se unem, foram iguais à espessura dos *pontoons*, pois são os membros de menor espessura, ou seja $r_c = 50$ mm. O aumento de espessura dos *pontoons*, para além de aumentar a resistência dos próprios membros, permite r_c maiores, o que reduz efeitos de concentração de tensões, revelando-se particularmente importante. A tabela 5.1 resume as novas espessuras dos membros da fundação. Segundo uma das indústrias de referência nacionais, ASM Industries, é possível processar chapa para uso em fundações *offshore* até 150 mm [47]. No entanto, decidiu-se limitar aos membros de maiores dimensões o uso de chapas com espessuras até 120 mm para limitar o aumento de peso da estrutura, e para os *pontoons* até 50 mm de modo a evitar problemas de calandragem. A figura 5.7 apresenta a distribuição de tensões desta configuração.

Tabela 5.1: Sumário das espessuras resultantes do processo iterativo de aumento de espessura.

Membro	Espessura original [mm]	Espessura final [mm]
MC	30	100
UC	60	120
BC	60	120
<i>Pontoons</i>	17,5	50

A: Static Structural

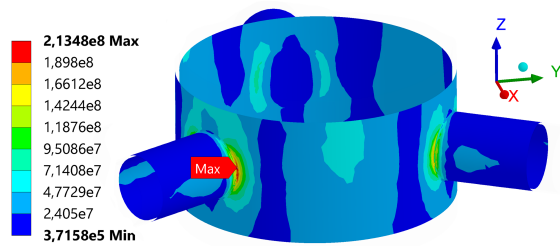
Iteração à espessura com BC reforçadas - 11,4 m/s
Type: Equivalent (von-Mises) Stress - Top/Bottom
Unit: Pa



(a) Modelo global.

E: Static Structural - Submodels

Iteração à espessura com BC reforçadas - 11,4 m/s
Type: Equivalent (von-Mises) Stress
Unit: Pa



(b) Submodelo superior da MC, onde se localiza a tensão máxima.

Figura 5.7: Resultados da análise estática para o caso 1 ($\bar{u}_v = 11,4 \text{ m s}^{-1}$) da fundação com BC reforçadas e novas espessuras apresentadas na tabela 5.1.

Com esta geometria, a tensão máxima localiza-se numa zona de concentração de tensões (figura 5.7(b)), a qual, tal como previsto, o modelo global não é capaz de capturar devidamente. A sua localização corresponde entre o modelo global e os submodelos, no entanto, o seu valor difere bastante. No modelo global a tensão máxima é $\sigma_{m\acute{a}x} = 140,91 \text{ MPa}$ face aos $213,48 \text{ MPa}$ do submodelo. Com a introdução de reforços nas BC e o aumento de espessura da parede dos membros, chegou-se a uma geometria capaz de verificar as análises estáticas, com um coeficiente de segurança de $CS = 1,66 (\geq 1,1)$.

5.4.4 Reforço interno da *Main Column*

Uma vez verificada as análises estáticas, realizaram-se análises transientes. Para estas, houve que determinar as novas características da fundação, e.g. massa, localização do centro de massa, lastros, etc.¹, introduzi-las no FAST, e determinar os novos carregamentos a que a estrutura está sujeita. Da análise transiente realizada com o modelo global, obteve-se em $t = 511 \text{ s}$ na união das YU com a MC, a tensão equivalente de von Mises máxima de $\sigma_{m\acute{a}x} = 681,23 \text{ MPa}$, um valor bastante acima da cedência do material ($CS = 0,52 < 1,1$). Não apenas na zona de união dos YU com a MC, mas também na zona de união das YL com a MC, o CS mínimo não foi cumprido. Em $t = 505 \text{ s}$ teve-se a tensão equivalente máxima dessa região de $\sigma_{m\acute{a}x} = 391,79 \text{ MPa}$, ou seja $CS = 0,91 < 1,1$. Para além destes dois instantes da análise, existiram outros onde o CS mínimo não foi verificado, pelo que a estrutura necessita de alterações à sua geometria. A distribuição de tensões neste instante de tempo apresenta-se na figura 5.8.

Assim, decidiu-se reforçar a MC em ambas regiões. Numa tentativa de aumentar a resistência destas uniões, começou-se por introduzir um reforço anelar em cada umas das regiões superior e inferior, alinhado-os com os centros dos membros YU e YL respetivamente.

¹ Apenas serão apresentadas as novas características para a última geometria considerada, secção 5.5.1.

Transient Structural

Iteração à espessura com BC reforçadas - 11,4 m/s

Type: Equivalent (von-Mises) Stress - Top/Bottom

Unit: Pa

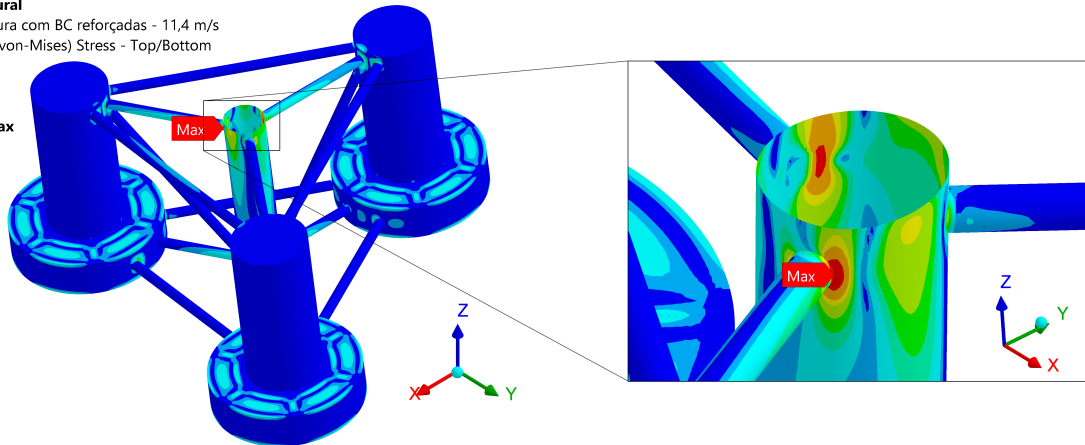
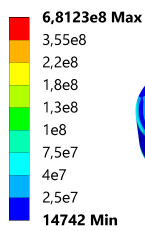


Figura 5.8: Resultados da análise transiente em $t = 511$ s com BC reforçada e espessuras aumentadas.

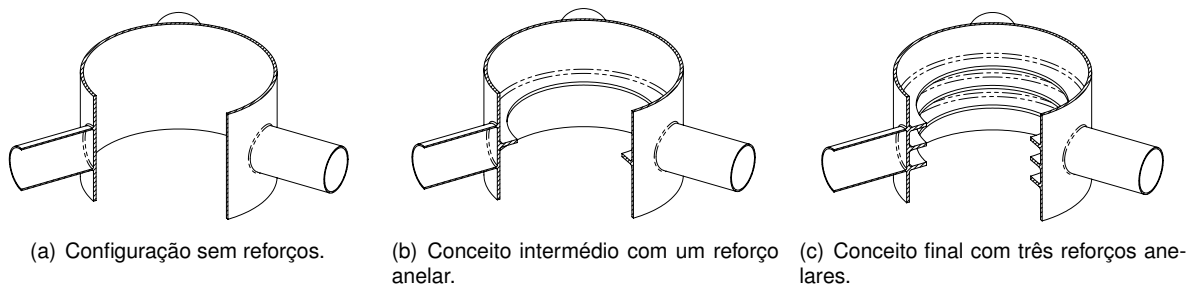


Figura 5.9: Submodelo superior da MC em meio corte ilustrando os conceitos reforço da MC, desde a configuração inicial sem reforço à configuração final utilizada. As configurações consideradas para os submodelos inferiores da MC são análogos.

As geometria apresentada pela figura 5.9, em conjunto com as alterações apresentadas anteriormente, foi a última a ser considerada para esta fundação. Desta forma, antes de se apresentarem os resultados obtidos, apresentam-se as características desta configuração.

5.5 Fundação final

5.5.1 Características da fundação final

Com o aumento de espessura dos membros e a introdução de reforços, as características da fundação viram-se alteradas. As novas inércias da fundação são apresentadas na tabela 5.2. Com a alteração da massa de aço da fundação, houve que reduzir os lastros da fundação de forma a que a estrutura não alterasse a sua massa, mantendo assim o mesmo calado. Na tentativa de alterar o mínimo (ou até não alterar, se possível) a posição do CM, apenas se consideram lastros nas BC, eliminando-se assim os lastros das UC (tabela 5.3). Mesmo assim, para a fundação final considerada, não foi possível manter a posição do CM que passou de 13,46 m para 12,13 m abaixo do SWL (considerando também os lastros). O centro de massa de todo o conjunto deslocou-se de 9,83 m a 8,81 m abaixo do SWL.

Tabela 5.2: Características inerciais da fundação final com respetivos lastros.

Característica	Original	Final
Massa de aço	3,8522E+6 kg	9,1882E+6 kg
Massa total	1,3473E+7 kg	1,3473E+7 kg
Posição do CM abaixo do SWL ²	13,46 m	12,13 m
Inércia da fundação <i>xx</i> (<i>roll</i>)	6,827E+9 kg m ⁻²	6,836E+9 kg m ⁻²
Inércia da fundação <i>yy</i> (<i>pitch</i>)	6,827E+9 kg m ⁻²	6,836E+9 kg m ⁻²
Inércia da fundação <i>zz</i> (<i>yaw</i>)	1,226E+10 kg m ⁻²	1,116E+10 kg m ⁻²

Tabela 5.3: Características dos lastros da fundação final.

Característica	Original	Final
Altura de lastro nas UC	7,830 m	- m
Altura de lastro nas BC	5,048 m	3,196 m
Massa de lastros	9,621E+6 kg	4,285E+6 kg

Com a alteração da massa e CM dos lastros, houve que recalcular a matriz de restituição hidrostática da fundação para que fosse redefinida no FAST. A nova matriz de restituição hidrostática da fundação apresenta-se na tabela 5.4. As entradas não apresentadas são zero.

Tabela 5.4: Matriz de restituição hidrostática da fundação final.

Entradas	Original	Final
$C_{3,3}^{hydr}$	3,836E+6 N m ⁻¹	3,836E+6 N m ⁻¹
$C_{4,4}^{hydr}$	1,074E+9 N m rad ⁻¹	1,702E+9 N m rad ⁻¹
$C_{5,5}^{hydr}$	1,074E+9 N m rad ⁻¹	1,702E+9 N m rad ⁻¹

5.5.2 Resultados das análises transientes

Analisou-se a geometria final para os três casos descritos na tabela 4.9. Calcularam-se as tensões equivalentes de von Mises máximas ao longo do tempo das análises tanto para o modelo global como para os submodelos.

A figura 5.10 apresenta os resultados relativos às análises do caso 1 ($\bar{u}_v = 11,4 \text{ m s}^{-1}$, $H_s = 2,466 \text{ m}$ e $T_s = 13,159 \text{ s}$). A tensão máxima das análises é $\sigma_{máx} = 225,76 \text{ MPa}$ em $t = 481 \text{ s}$, o que significa um CS mínimo de 1,57 (verifica $CS > 1$). É possível comparar estes resultados com os da análise da secção 5.4.4, pois partilham as mesmas condições de análise. O valor máximo de tensão, que se tinha obtido, reduziu de 681,23 MPa a 225,76 MPa, demonstrando a eficácia dos reforços introduzidos na MC. Observando os picos de tensão existentes, existe coerência entre os resultados do modelo global e os submodelos. Tal como esperado, os submodelos são capazes de capturar efeitos de concentração de tensões que o modelo global não o é, apresentando geralmente valores superiores de tensão máxima na existência de um pico. A existência de um mínimo de tensão máxima ao longo da análise é consequência da pressão hidrostática que atua sobre a fundação.

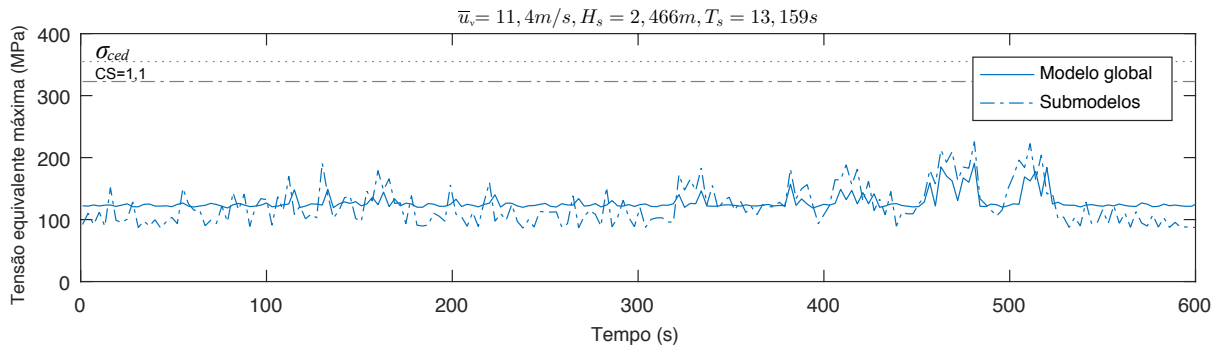


Figura 5.10: Tensões de von Mises máximas das análises transientes do caso 1 realizadas com a fundação final.

O caso 2 ($\bar{u}_v = 18 \text{ m s}^{-1}$, $H_s = 4,005 \text{ m}$ e $T_s = 14,129 \text{ s}$) apresenta valores de tensão bastante superiores e com mais picos comparativamente ao caso 1, como se observa na figura 5.11. Apesar de a tensão de cedência não ser ultrapassada, apenas em $t = 169 \text{ s}$ não se cumpre a condição $CS > 1,1$. Nesse instante temos a tensão equivalente máxima do caso 2, $\sigma_{m\acute{a}x} = 342,86 \text{ MPa}$, que corresponde a um $CS = 1,035$. Apesar de não se ultrapassar a tensão de cedência, o CS mínimo não é cumprido, pelo que a geometria não é válida. Tal como para as análises do caso 1, existe coerência nos resultados entre o modelo global e os submodelos.

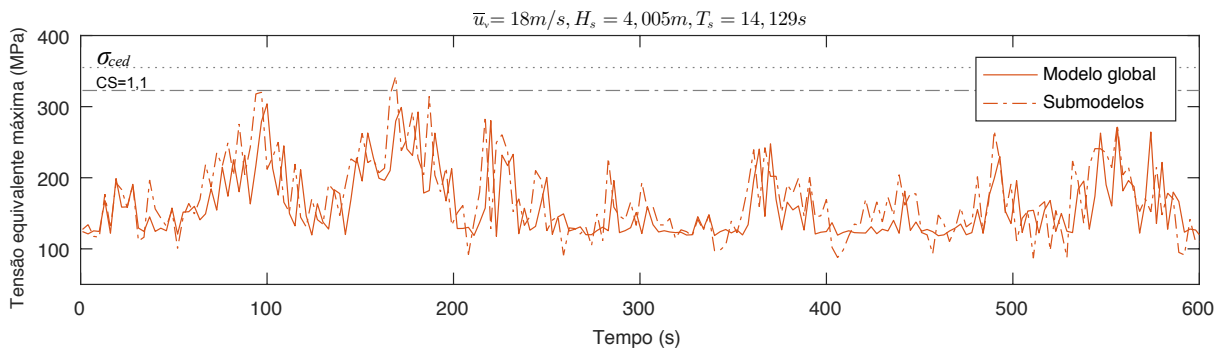


Figura 5.11: Tensões de von Mises máximas das análises transientes do caso 2 realizadas com a fundação final.

O terceiro e último caso analisado ($\bar{u}_v = 24 \text{ m s}^{-1}$, $H_s = 5,585 \text{ m}$ e $T_s = 16,162 \text{ s}$) comprova efetivamente a inaptidão da fundação para uso em ambiente *offshore* caso não sejam feitas alterações à geometria adicionais. O CS mínimo não foi cumprido, chegando-se a atingir tensões superiores à tensão de cedência. A tensão máxima foi $\sigma_{m\acute{a}x} = 378,63 \text{ MPa}$ ao que corresponde um $CS = 0,94 < 1,1$, em $t = 292 \text{ s}$. Uma boa coerência entre resultados também é verificada para estas análises.

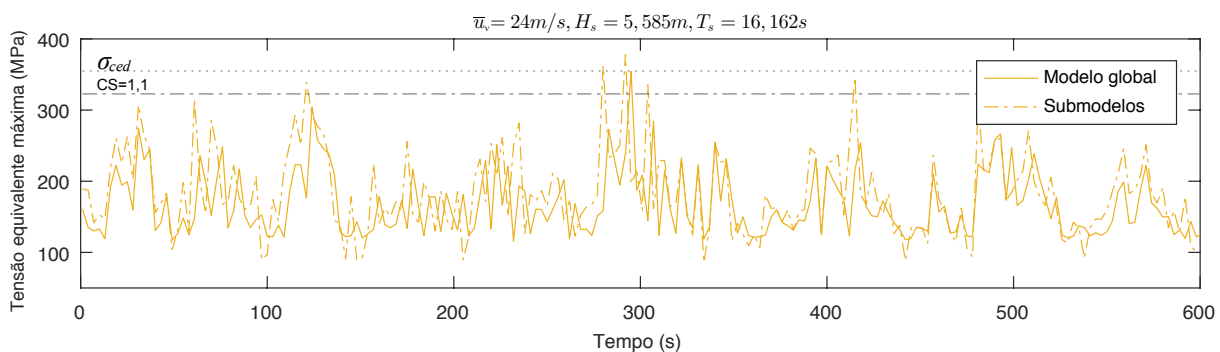


Figura 5.12: Tensões de von Mises máximas das análises transientes do caso 3 realizadas com a fundação final.

Em todos os casos analisados, a região onde foram sentidas as maiores tensões manteve-se na união das YU com a MC, tal como se apresenta na figura 5.13. Apesar dos três reforços anelares introduzidos, estes não se mostraram suficientes para suportar os carregamentos para os casos de mar mais agitados. As tensões máxima mostram uma tendência em aumentar com o aumento da velocidade média do vento \bar{u}_v . No entanto, para as análises realizadas, um aumento da velocidade média do vento leva a um aumento da altura significativa da onda H_s e do seu tempo de pico T_p . Acredita-se que este aumento de tensão é devido principalmente às forças inerciais tidas em conta pelas análises transientes. As forças inerciais, em princípio, dependerão maioritariamente da aceleração da estrutura, que por sua vez depende em grande parte de H_s e de T_p . No entanto, é necessário realizar testes a esta hipótese para que seja confirmada, realizando testes incrementando H_s e de T_p enquanto \bar{u}_v é mantido constante.

Suspeita-se que não será possível encontrar uma geometria reforçada, viável de construir e que mantenha inalterada a geometria exterior, capaz de suportar estes esforços. Com as elevadas espessuras já consideradas para os membros da fundação, a massa de metal da estrutura apresenta um valor bastante elevado.

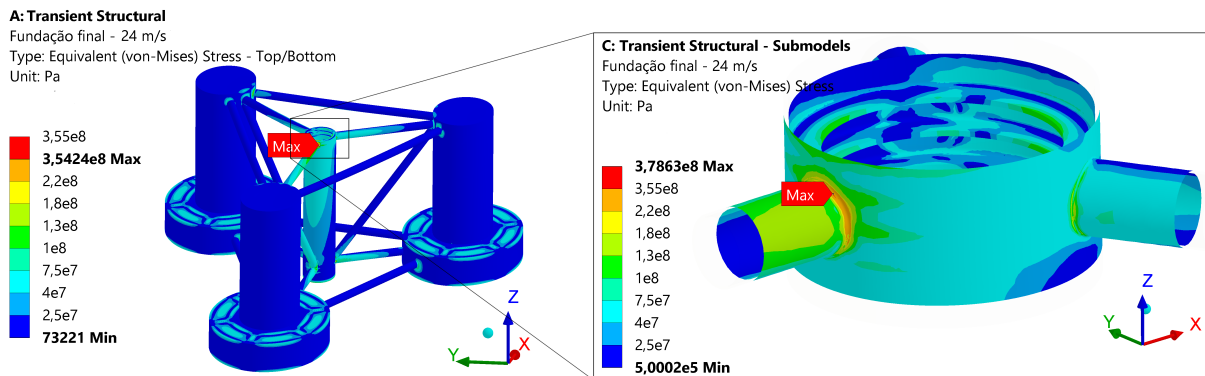


Figura 5.13: Localização das tensões máximas do caso 3 para a fundação final no modelo global (à esquerda) e no submodelo superior da MC (à direita), em $t = 295$ s e $t = 292$ s, respetivamente.

Apresenta-se na figura 5.14 o resumo das tensões máximas ao longo do tempo para cada um dos casos. As tensões apresentadas resultam do máximo existente entre os vários modelos analisados (modelo global e submodelos). Observa-se na figura 5.14 que as tensões tendem a apresentar valores superiores com o aumento da velocidade de vento \bar{u}_v , que por sua vez leva ao aumento da altura de onda significativa H_s e do tempo de pico T_p . Acredita-se que estará associado às forças inerciais que possivelmente dependem maioritariamente de H_s e T_p , uma vez que têm maior influência na aceleração da estrutura. No entanto, para que esta hipótese se possa confirmar, são necessários testes em que \bar{u}_v seja mantido constante e se aumente progressivamente H_s e T_p .

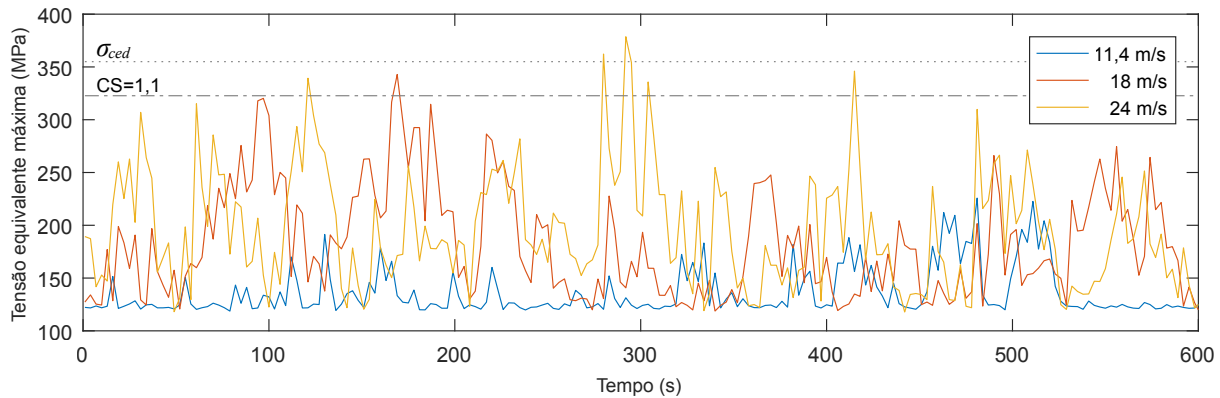


Figura 5.14: Tensões equivalentes máximas das três análises transientes realizadas com a fundação final.

5.5.3 Frequências naturais e modos de vibração

As turbinas eólicas *offshore*, devido à sua geometria esbelta com uma grande massa na base e outra massa rotativa no topo, são sensíveis às excitações dinâmicas pois as suas frequências naturais encontram-se bastante próximas das frequências dos carregamentos exteriores e mecânicos [48]. Os principais carregamentos que atuam neste tipo de turbinas são [48]:

- Carregamentos devidos à turbulência existente no vento;
- Ondas que impactam com a fundação, que para o local considerado variam entre os 6 e os 20 s, correspondendo a uma gama de frequências entre os 0,05 e os 0,167 Hz;
- Carregamentos devidos a vibrações induzidas por desequilíbrios do rotor. Esta frequência é igual à frequência de rotação, referida na literatura como carregamento 1P. É importante notar que, como a maioria das turbinas industriais apresentam um intervalo de velocidade de funcionamento, este carregamento representa-se por uma banda de frequências. Para o caso da turbina de referência NREL 5MW, que funciona entre as 6,9 e as 12,1 rpm, apresenta uma gama de frequências 1P entre os $f_{1P,min} = 0,115$ Hz e os $f_{1P,máx} = 0,202$ Hz;
- Carregamentos na torre causados por efeitos sombra com passagem das pás. Para o caso da turbina considerada, com três pás, esta gama de frequências referida como 3P, por ser três vezes superior à velocidade de rotação do rotor. Esta banda de frequências está entre $f_{3P,min} = 0,345$ Hz e $f_{3P,máx} = 0,605$ Hz.

Caso a estrutura seja excitada por carregamentos com uma frequência próxima das frequências naturais da estrutura, esta pode entrar em ressonância, pelo que é da maior importância que esta seja projetada de modo a que isto não aconteça. É importante que tal seja evitado pois tem um impacto importante na vida à fadiga da estrutura, mas em casos extremos pode chegar a levar à cedência. Do ponto de vista de projeto, três soluções são possíveis. Estas classificam-se segundo a primeira frequência natural da estrutura f_0 ³ [48]:

- *Soft-soft*: está a baixo da banda de frequências 1P, i.e. $f_0 < f_{1P,min}$, significando uma estrutura bastante flexível;

³Estas soluções devem localizar-se com um intervalo de segurança de 10% de cada uma destas gamas de frequência [49].

- *Soft-stiff*: está entre a banda de frequências 1P e 3P, i.e. $f_{1P,máx} < f_0 < f_{3P,min}$, sendo uma estrutura com uma flexibilidade intermédia;
- *Stiff-stiff*: encontra-se acima da banda de frequências 3P, i.e. $f_0 > f_{3P,máx}$, correspondendo a uma estrutura muito rígida.

Realizaram-se análises modais de vibração livre com o modelo global, onde o conjunto *nacelle+hub+rotor* foi aproximado por uma massa pontual com as inércias correspondentes. O mesmo foi feito a cada um dos lastros. Foram analisadas a fundação original e a fundação final. Uma vez aproximado o conjunto *nacelle+hub+rotor* a uma massa pontual, os modos relativos às pás não foram considerados na análise. Apresenta-se na tabela 5.5 as principais frequências naturais do conjunto, mais especificamente dos três primeiros modos de flexão segundo cada uma das direções (segundo o plano *yz* e *xz*, referidos por *Side-to-Side* e *Fore-Aft*, respetivamente) e ainda do primeiro modo de torção, segundo o eixo *z*.

Tabela 5.5: Frequências naturais dos modos de vibração do conjunto original e final.

Descrição do modo	Frequência [Hz]	
	Original	Final
1º <i>Side-to-Side</i>	0,2843	0,3094
1º <i>Fore-Aft</i>	0,2854	0,3096
1º Torção	0,3659	0,7456
2º <i>Side-to-Side</i>	0,5540	1,7327
2º <i>Fore-Aft</i>	0,5544	1,7564
3º <i>Side-to-Side</i>	1,3468	4,7055
3º <i>Fore-Aft</i>	1,4442	4,7127

Uma vez alteradas as propriedades inerciais da estrutura e, com o seu reforço, a sua rigidez, naturalmente alteraram-se os modos de vibração e frequências naturais associadas. Neste caso, a torre e o conjunto *nacelle+hub+rotor* mantiveram-se inalterados, alterando-se apenas a fundação. O aumento da massa de aço com o seu reforço levou a uma redução dos lastros, pelo que a massa total da estrutura se manteve inalterada. Desta forma, o aumento da rigidez da estrutura mantendo-se a massa total, levou a um aumento das frequências naturais da fundação, como se verifica na tabela 5.5. Os modos de vibração entre cada uma das configurações são bastante similares alterando-se essencialmente a frequência natural que lhe corresponde, pelo que se apresentam nas figuras 5.15, 5.16 e 5.17 apenas os modos de vibração da estrutura com a fundação final.

A primeira frequência natural ($f_0 = 0,3094$ Hz) encontra-se entre as gamas de frequências 1P e 3P com 10% de intervalo de segurança, $1,1 \times f_{1P,máx} < f_0 < 0,9 \times f_{3P,min}$, ou seja, $0,222 < f_0 < 0,311$. A estrutura é do tipo *soft-stiff*, o que evita que entre em ressonância e melhora a vida à fadiga da estrutura. f_0 é também superior à frequência de excitação da ondas. No entanto, apesar de não se ter considerado a vorticidade gerada a jusante da torre e do rotor, tal deve ser feito.

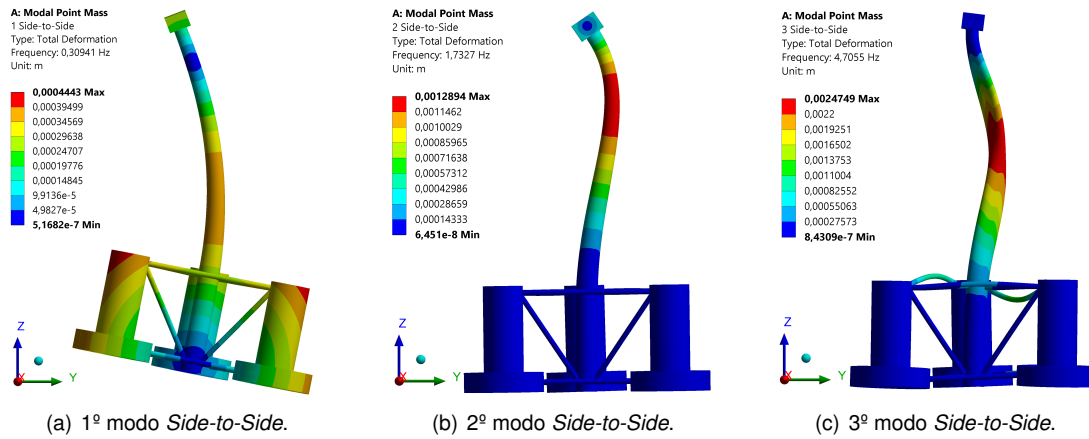


Figura 5.15: Modos de vibração *Side-to-Side* da torre com fundação final.

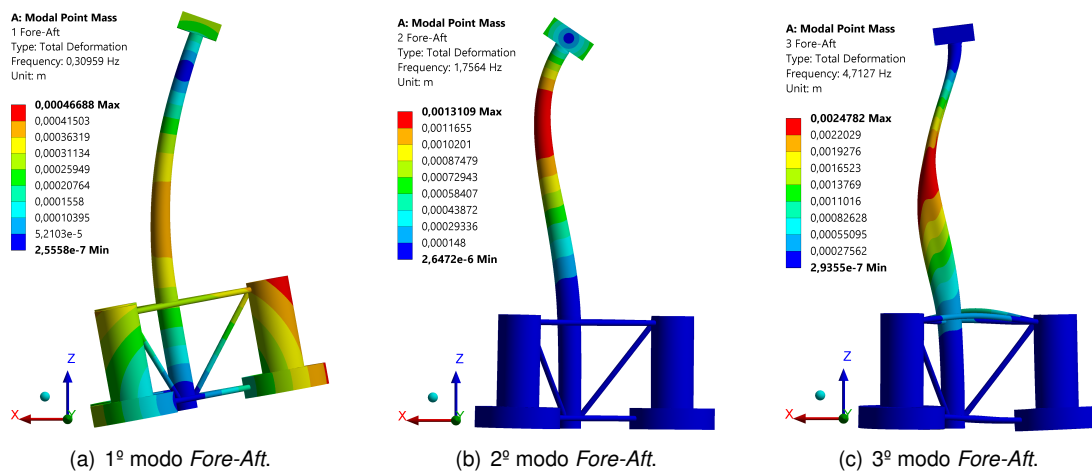


Figura 5.16: Modos de vibração *Fore-Aft* da torre com fundação final.

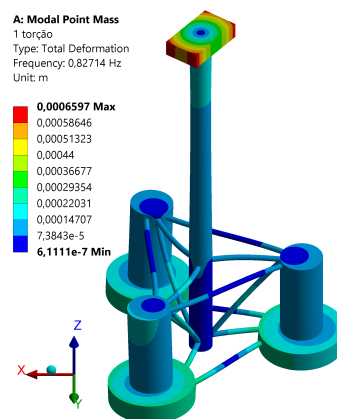
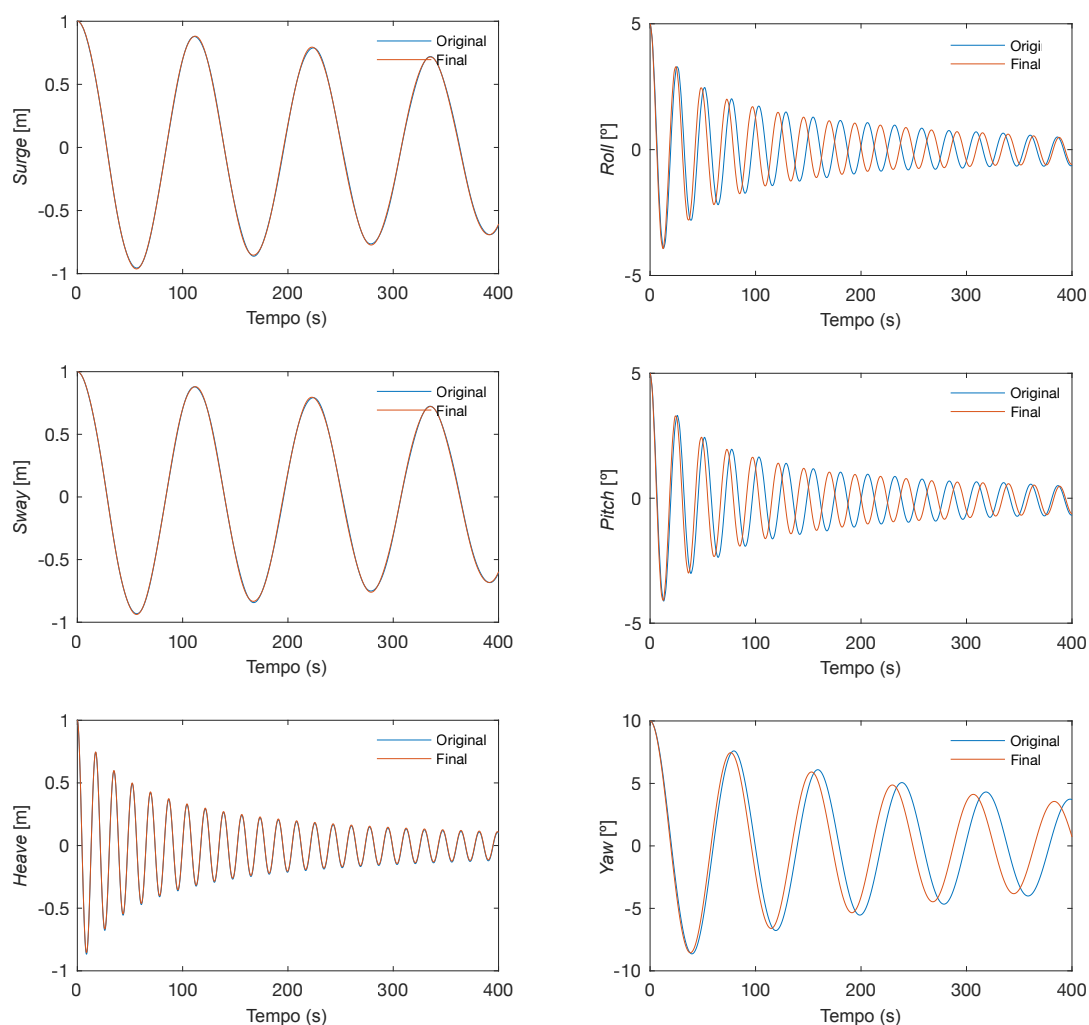


Figura 5.17: 1º modo de vibração de torção da torre com fundação final.

5.5.4 Alteração da resposta da estrutura

Apesar da massa global da estrutura se manter, algumas das suas propriedades inerciais alteraram, como é o caso das inércias de rotação e da localização do centro de massa. Desta forma, apesar de esta não ser uma geometria que tenha sido validada, provavelmente está próxima de o ser, pelo que se realizaram análises de modo a comprar efetivamente alterações na resposta.

Para esta análise, considerou-se condições ideais de mar sem quaisquer ondas ou perturbações, vento inexistente, e turbina parada e travada evitando qualquer rotação do rotor. Quanto ao método de cálculo hidrodinâmico, como o estado do mar não é agitado e o objectivo não era determinar carregamentos atuantes na estrutura mas sim a sua resposta, é preferível o uso da teoria de escoamento potencial para este tipo de análise. Realizaram-se distintas análises para cada um dos seis graus de liberdade da fundação, iniciadas com um desalinhamento inicial apenas segundo o grau de liberdade a analisar - este desalinhamento pode ser quantificado observando o instante $t = 0$ das análises. A figura 5.18 apresenta os resultados das análises segundo cada um dos graus de liberdade.



(a) Resposta da fundação segundo os graus de liberdade de translação.

(b) Resposta da fundação segundo os graus de liberdade de rotação.

Figura 5.18: Resposta da estrutura com a fundação final e comparação com a fundação original.

A alteração das propriedades inerciais da fundação tiveram impacto apenas na resposta da fundação segundo os graus de liberdade de rotação. Isto acontece pois a resposta das translações *surge* e *sway* (segundo x e y respetivamente) dependem principalmente da massa da estrutura e do sistema de amarrações os quais não sofreram quaisquer alterações. A resposta *heave* (translação segundo z) também se mantém inalterada pois a massa total da estrutura não se vê alterada, uma vez que se re-

duziram os lastros para que tal acontecesse. Também a área A_0 da fundação não se alterou, pelo que a entrada $C_{3,3}^{hidr}$ da matriz de restituição hidrostática se manteve igual. Como o conjunto de amarrações se manteve inalterado assim como a entrada $C_{3,3}^{hidr}$, a resposta *heave* manteve-se. Quanto às respostas segundo *roll* e *pitch* (rotação segundo x e y , respetivamente) estas foram afetadas pela alteração da posição do CM da estrutura, pela alteração das inércias de rotação da fundação e também pela alteração dos coeficientes de restituição hidrostática $C_{4,4}^{hidr}$ e $C_{5,5}^{hidr}$, que sofreram alterações devido ao ajuste dos lastros. Quanto à resposta segundo *yaw* (rotação segundo z), esta depende essencialmente do sistema de amarrações (que se manteve inalterado), e da inércia de rotação do conjunto segundo este eixo, que, ao ter sido alterada, foi a principal causa da alteração da resposta. Apresenta-se a tabela 5.6 com o resumo das frequências obtidas para as respostas, tanto para a fundação original como para a fundação final.

Tabela 5.6: Frequências da resposta da estrutura com a fundação final.

Grau de liberdade	Frequência [Hz]	
	Original	Final
x Surge	0,009	0,009
y Sway	0,009	0,009
z Heave	0,058	0,058
x Roll	0,039	0,041
y Pitch	0,039	0,041
z Yaw	0,016	0,013

Capítulo 6

Conclusões e desenvolvimentos futuros

6.1 Conclusões

Neste trabalho estudou-se a fundação flutuante utilizada no âmbito do consórcio *DeepCwind*, um modelo criado essencialmente para validar códigos numéricos, e concluiu-se que não está devidamente projetada para uso à escala real. As BC, com função de estabilizar a estrutura (*heave plates*), apresentam uma geometria incapaz de suportar apenas a pressão hidrostática a que estão sujeitas. Assim duas soluções são vistas como possíveis de implementar:

- Reforço interno das BC, tal como o apresentado nesta dissertação, ou com configurações alternativas;
- Alteração da geometria exterior, substituindo as BC por *heave plates* sem volume livre interior, de modo a que não sejam afetadas pela pressão hidrostática. Dá-se o exemplo do conceito utilizado no *WindFloat*.

Quanto ao resto da fundação, esta mostrou apresentar espessuras de parede dos membros demasiado baixas para a magnitude dos carregamentos a que está sujeita. Foi incrementada a espessura dos membros, solução que fez com que a fundação fosse capaz de verificar o CS mínimo na maioria do seu domínio, à exceção da região de união dos *pontoons* com o topo da MC, a região mais débil da fundação final considerada. Reforços internos nestas zonas da MC foram introduzidos, e, apesar de reduzirem bastante as tensões, não o fizeram de forma suficiente. Apesar de esta dissertação não ter passado pela alteração da geometria exterior da fundação, acredita-se que uma solução capaz de tornar a fundação viável (capaz de cumprir o CS mínimo) passaria pelo aumento do diâmetro dos *pontoons* e/ou a diminuição do lado do triângulo equilátero formado pelos conjuntos UC+BC - esta última solução pode levar a problemas de estabilidade que têm de ser analisados. Alternativamente, podem ser considerados reforços internos (e.g. de menores dimensões e menos espaçados) nos vários membros, de forma a evitar o aumento da espessura, mas tal tem de ser devidamente analisado.

As várias análises transientes realizadas permitiram observar que o aumento da velocidade do vento \bar{u}_v levou a um aumento das tensões máximas. Ao aumento de \bar{u}_v está associado o aumento de H_s e de T_p . Acredita-se que o aumento de tensões máximas deve-se ao aumento das forças inerciais, criadas pela aceleração da estrutura. Deste modo, pensa-se que o aumento de H_s e de T_p estão mais associados a este fenómeno. No entanto, é necessário testar esta hipótese realizando análises estruturais em que \bar{u}_v era mantido constante e se aumentasse progressivamente H_s e T_p . Estes carregamentos inerciais têm um maior impacto em estruturas flutuantes que nas fixas, devido à liberdade de movimentos que apresentam.

Quanto à análise modal, observou-se um aumento das frequências naturais da fundação final relativamente à original, tal como seria de esperar uma vez que se aumentou a rigidez da estrutura e a sua massa se manteve inalterada. A primeira frequência natural da estrutura encontra-se acima da frequência das ondas e entre a gama de frequências de excitação devidas à rotação do rotor e a gama de frequências de passagem das pás pela torre, cumprindo as indicações da norma DNV/RisØ [49]. A resposta hidrodinâmica da estrutura não se alterou significativamente com as alterações à fundação. Apesar da fundação final não verificar o CS mínimo, esteve perto de o fazer, pelo que os resultados da análise modal podem apresentar uma aproximação dos que se poderiam obter com uma geometria da fundação capaz de o fazer.

Uma análise da integridade estrutural requer que, após a verificação da estrutura à cedência, se realizem análises de fadiga. No entanto, uma vez que não se obteve uma fundação suficientemente melhorada, capaz de verificar a cedência, não se realizaram análises de fadiga da fundação.

6.2 Desenvolvimentos futuros

Como desenvolvimentos futuros apresentam-se os seguintes trabalhos, segundo a ordem decrescente de importância:

- Análise estrutural que permita avaliar os esforços ao longo da torre e na união com a MC. Sugere-se utilizar o modelo global apresentado, aplicando como constrangimento as translações e rotações obtidas com o FAST na secção da MC correspondente ao centro da fundação e introduzir os carregamentos que atuam na torre (aerodinâmicos ao longo da torre e resultantes do conjunto *nacelle+hub+rotor* no seu topo);
- Estudo de alternativas às BC que cumpram a função de *heave plate* mas que não sejam afetadas pela pressão hidrostática a que estão submetidas (por exemplo as *heave plates* do *WindFloat*);
- Dimensionamento de fundação semelhante que use *pontoons* de maior diâmetro e/ou menor lado do triângulo equilátero entre os vários conjuntos UC+BC, e posterior análise estrutural e análise estática de estabilidade, recorrendo a *software* específico como o *SESAME HydroD*;

- Considerar o uso de outro tipo de reforços que permitam espessuras menores que as utilizadas na fundação final desta dissertação;
- Uma vez se encontre uma fundação capaz de verificar o CS mínimo, realizar análises de fadiga;
- Avaliar a aplicabilidade de sistemas de monitorização para cálculo do dano induzido na estrutura durante a operação;
- Impacto do uso de turbinas multi-MW (15-20MW) no redesenho de fundações flutuantes para vento *offshore*.

Referências

- [1] V. Smil. *Energy Transitions: history, requirements, prospects*. Praeger, 2010.
- [2] J. M.B.P. Cruz and S. J.N.A António. *Energia das Ondas: Introdução aos Aspectos Tecnológicos, Económicos e Ambientais*. Enclave, 2004.
- [3] GWEC. Global Wind Report - Annual Market Update 2016. Technical report, Global Wind Energy Council, 2017.
- [4] J. Cruz and M. Atcheson. *Floating Offshore Wind Energy: the next generation of wind energy*. Spinger, 2016.
- [5] E. Hau. *Wind Turbines - Fundamentals, Technologies, Applications, Economics*. Spinger, 2006.
- [6] R. Janssen. *Renewable Energy...into the mainstream*. IEA, 2002.
- [7] T. J. Price. James Blyth — Britain's First Modern Wind Power Pioneer. *Wind Engineering*, 29, 2005.
- [8] M. Rüdiger. The 1973 oil crisis and the designing of a Danish energy policy. *Historical Social Research*, 39, 2014.
- [9] X. Sun, D. Huang, and G. Wu. The Current State of Offshore Wind Energy Technology Development. *Energy*, 41, 2012.
- [10] J. M. Jonkman. Dynamics modeling and loads analysis of an offshore floating wind turbine. Technical report, NREL, 2007.
- [11] R. Alves. *Acções Dinâmicas em Estruturas Offshore: Torres Eólicas em Plataformas Flutuantes*. Master's thesis, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 2011.
- [12] T. R. Correia. *Problemas de Estruturas em Torres Eólicas*. Master's thesis, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 2010.
- [13] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial, and G. Scott. Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development. Technical report, NREL, 2009.
- [14] W. Musial and B. Ram. Large-Scale Offshore Wind Power in the United States: Assessment of Opportunities and Barriers. Technical Report Setembro, NREL, 2010.

- [15] European Wind Energy Association. *Deep water - The next step for offshore wind energy*. Number Julho. 2013.
- [16] Fukushima Offshore Wind Consortium. Fukushima Floating Offshore Wind Farm Demonstration Project - Construction of Phase II. Technical report, Fukushima FORWARD, 2016.
- [17] T. Tran, D. Kim, and J. Song. Computational fluid dynamic analysis of a floating offshore wind turbine experiencing platform pitching motion. *Energies*, 2014.
- [18] S. Butterfield, W. Musial, and J. Jonkman. Engineering Challenges for Floating Offshore Wind Turbines. 2007.
- [19] F. Wendt, A. Robertson, J. Jonkman, and G. Hayman. Verification of New Floating Capabilities in FAST v8. *Proceedings of the AIAA SciTech*, 2015.
- [20] J. M. Jonkman, T. Larsen, A. C. Hansen, T. Nygaard, K. Maus, M. Karimirad, Z. Gao, T. Moan, I. Fylling, J. Nichols, M. Kohlmeier, J. P. Vergara, D. Merino, W. Shi, and H. Park. Offshore code comparison collaboration within IEA Wind Task 23: Phase IV results regarding floating wind turbine modeling. Technical report, NREL, 2010.
- [21] A. Robertson, J. Jonkman, F. Vorpahl, J. Qvist, L. Frøyd, X. Chen, J. Azcona, E. Uzunoglu, C. G. Soares, C. Luan, F. Pengcheng, A. Yde, T. Larsen, R. Buils, L. Lei, T. A. Nygard, A. Heege, S. R. Vatne, T. Duarte, C. Godreau, H. Fabricius, A. W. Nielsen, H. Riber, C. Le, R. Abele, F. Beyer, A. Yamaguchi, K. Jin, H. Shin, W. Shi, H. Park, M. Alves, and M. Guérinel. Offshore code comparison collaboration, Continuation within IEA wind Task 30: Phase II results regarding a floating semisubmersible wind system. *Proceedings of the 33rd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering (OMAE2014)*, 2014.
- [22] B. J. Jonkman and J. M. Jonkman. FAST v8.16.00a-bjj User's Guide, 2016.
- [23] N. Neil Kelley, Bonnie Jonkman. TurbSim User's Guide: Version 1.50 TurbSim User's Guide:. 2009.
- [24] GL. Rules and Guidelines Industrial Services Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines. Norma, Germanischer Lloyd (GL), 2012.
- [25] DNV-GL-RP-C205. Environmental conditions and environmental - recommended practice. Norma, 2010.
- [26] IEC 61400-1. Wind turbines - Part 1: Design Requirements. Norma, International Electrotechnical Commission (IEC), 2005.
- [27] IEC 61400-3. Wind turbines - Part 3: Design Requirements for Offshore Wind Turbines. Norma, International Electrotechnical Commission (IEC), 2006.
- [28] D. C. Montgomery and G. C. Rounger. *Applied Statistics and Probability for Engineers*. John Wiley & Sons, Inc., 3ª edição edition, 2003.

- [29] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, and E. Bossanyi. *Wind Energy Handbook*. John Wiley & Sons, Inc., 2013.
- [30] J. F. Wilson and J. Wiley. *Dynamics of Offshore Structures*. John Wiley & Sons, Inc., 2003.
- [31] A. Crozier. Design and dynamic modeling of the support structure for a 10 MW offshore wind turbine. Master's thesis, Norwegian University of Science and Technology, 2011.
- [32] J. M. Jonkman, A. N. Robertson, and G. J. Hayman. HydroDyn User's Guide and Theory Manual HydroDyn User's Guide and Theory Manual. Technical report, NREL, 2015.
- [33] M. O. Hansen. *Aerodynamics of Wind Turbines*. 2015.
- [34] P. J. Moriarty and A. C. Hansen. Aerodyn theory manual. *Renewable Energy*, 2005.
- [35] A. Robertson, J. Jonkman, and M. Masciola. Definition of the Semisubmersible Floating System for Phase II of OC4. *Golden, CO*, 2014.
- [36] J. M. Jonkman, A. N. Robertson, and G. J. Hayman. HydroDyn User's Guide and Theory Manual. 2015.
- [37] WAMIT User Manual, 2013.
- [38] M. Hall and A. Goupee. Validation of a lumped-mass mooring line model with DeepCwind semi-submersible model test data. *Ocean Engineering*, 104, 2015.
- [39] Q. Elizabeth, B. Sea, J. Mayen, K. Sea, B. Lake, H. Valley, G. Bay, L. Erie, S. Juan, and R. Sea. Political Map of the World. URL https://www.lib.utexas.edu/maps/world_maps/. Último acesso a 06 de Setembro de 2017.
- [40] E. Narvydas and N. Puodziuniene. Applications of sub-modeling in structural mechanics. In *Mechanika*, 2014.
- [41] ANSYS. Reduction Techniques, Part 1: Sub-modeling Applicability and Example, 2012.
- [42] E. Madenci and I. Guven. *The finite element method and applications in engineering using ANSYS*. Spinger, 2006.
- [43] ANSYS. ANSYS advanced analysis techniques guide. *Ansys Help*, (November), 2007.
- [44] C. Luan, Z. Gao, and T. Moan. Development and verification of a time-domain approach for determining forces and moments in structural components of floaters with an application to floating wind turbines. *Marine Structures*, 2016.
- [45] A. J. Sadowski and J. M. Rotter. Solid or shell finite elements to model thick cylindrical tubes and shells under global bending. *International Journal of Mechanical Sciences*, 2013.
- [46] Ansys Workbench Software Help Section.

- [47] A. Industries. Onde fazemos. URL <http://asm-industries.com/pt-pt/asm-marine/>. Último acesso a 18 de Agosto de 2017.
- [48] L. Arany, S. Bhattacharya, J. Macdonald, and S. J. Hogan. Simplified critical mudline bending moment spectra of offshore wind turbine support structures. *Wind Energy*, 2014.
- [49] DNV/RisØ. Guidelines for design of wind turbines. Norma, 2002.

Anexo A

Código MATLAB - Pré-processamento FAST para ANSYS

FAST2ANSYS

Main:

```
1  %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
2  %                                     FAST2ANSYS                                     %
3  %Esta funcao tem como objectivo processar os carregamentos calculados pelo FAST de mod%
4  %o a que possam ser introduzidos no Ansys. Converte forcas e forcas distribuidas a pre%
5  %ssoes, dependendo do tipo de input. Informacoes relativas a estrutura, como: Nome de %
6  %membros/trocos, comprimentos, diametros, etc.. estao 'hardcoded'. Quanto a ordem ou %
7  %estrutura dos ficheiros de input, esta nao e fixa, pelo que podem ser acrescentados %
8  %ou retirados inputs calculados pelo FAST que o programa continuara a funcionar.     %
9  %
10 %ATENCAO: 'HARDCODED' para a discretizacao do DEEPCWIND anunciada nesta tese        %
11 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
12 clear all
13
14 filename1='Susbtituir pelo nome do ficheiro de output do FAST 1.outb';
15 nos = {'M1', 'M2', 'M3', 'M4', 'M5', 'M6', 'M7', 'M8', 'M9'};
16 nomes = {'MC', 'UC1', 'UC2', 'UC3', 'BC1', 'BC2', 'BC3', 'DL1', 'DL2'};
17 map_out1 = containers.Map(nos, nomes);
18
19 filename2='Susbtituir pelo nome do ficheiro de output do FAST 2.outb';
20 nos = {'M1', 'M2', 'M3', 'M4', 'M5', 'M6', 'M7'};
21 nomes = {'DL3', 'YL1', 'YL2', 'YL3', 'CB1', 'CB2', 'CB3'};
22 map_out2 = containers.Map(nos, nomes);
23
24 %Chama funcao para processar ficheiros do FAST
25 [ oMoor, oT, oR, oJF1, oJM1, oAddF1, oAddM1, oMF1, oMM1, ~ ] = ProcessFunction( ...
    filename1, map_out1 );
26
27 [ oMoor, oT, oR, oJF2, oJM2, oAddF2, oAddM2, oMF2, oMM2, Time] = ProcessFunction( ...
    filename2, map_out2 );
28
29 %Processamento dos deslocamentos da torre
30 Z_initial.subtract=[16.466663687618052, 20.777754496355797, 29.4000228948313, ...
    38.022205780387694, 46.644442506, 55.266686193328326, 63.888892966472730, ...
    72.511084896310860, 85.444452795146470];
31 oTR = containers.Map;
32 for j=1:9
33     aux = bsxfun(@minus, oT(num2str(j)), [0 0 Z_initial.subtract(j)]);
34     oTR(num2str(j)) = horzcat(aux ,oR(num2str(j)));
35 end
36
37 %Processamento das forcas das amarracoes
38 b=[-39,-39,-39];
```

```

39 a=[30,-90,-210];
40 x = cosd(b) .* sind(a);
41 y = cosd(b) .* cosd(a);
42 z = sind(b);
43 for i=1:3
44     key = strcat('FAIR' , num2str(i));
45     aux = zeros(length(oMoor(key)), 3);
46     aux(:,1) = x(i) * oMoor(key);
47     aux(:,2) = y(i) * oMoor(key);
48     aux(:,3) = z(i) * oMoor(key);
49     oMoor(key) = aux;
50 end
51
52 %Criacao de variaveis para inserir no ANSYS
53 outputs = {oMoor, oTR, oMF1, oMM1, oJF2, oJM2, oAddM2, oMF2, oMM2};
54 suffix_table = {'F_', 'TR_', 'F_', 'M_', 'F_', 'M_', 'M_', 'F_', 'M_'};
55 for j=1:length(outputs)
56     container = outputs(j);
57     container = container{1}; % remove celula
58     k = keys(container);
59     for i=1:length(k)
60         x = k(i);
61         if container(x{1}) == 0
62             continue % ignorar forcas com matrizes de zeros
63         end
64         container(x{1}) = horzcat(Time, container(x{1})); % Adicionar coluna tempo
65         varname = strcat(suffix_table(j), strrep(k(i), '.', '_'));
66         genvarname(varname);
67         eval([varname{1} '= container(x{1});']);
68     end
69 end
70
71 %Apagar mapas de dados
72 clear oJF1 oJF2 oJM1 oJM2 oMF1 oMF2 oMM1 oMM2 oR oT oAddF1 oAddF2 oAddM1 oAddM2 oMoor oTR
73
74 %Apagar restantes variaveis
75 clear ans container filename1 filename2 i j k map.out1 map.out2 nomes nos outputs ...
    suffix_table varname aux a b x y z key Z_initial.subtract
76
77 %Gravar resultados em ficheiro externo
78 save('Outputs')

```

Funções:

```

1 % Funcao de processamento de inputs do FAST
2 function [ output_container_Moor, output_container_T, output_container_R, ...
    output_container_JF, output_container_JM, output_container_AddF, ...
    output_container_AddM, output_container_MF, output_container_MM, Time] = ...
    ProcessFunction( filename, outputs.names_map )
3
4 % Inicializacao
5 trustworthy_time=800; %tempo definido a inserir no ANSYS ( > 600s )
6
7 % 3x -----
8 % Nome dos membros
9 % Diametros respetivos
10 % Criacao de mapas
11 nomes = {'UC', 'MC', 'BC', 'DL', 'CB', 'YL'};
12 dM = {12, 6.5, 24, 1.6, 1.6, 1.6};
13 dM_table = containers.Map(nomes, dM);
14
15 nomes = {'MC.1', 'MC.2', 'UC1.1', 'UC1.2', 'UC2.1', 'UC2.2', 'UC3.1', 'UC3.2', 'BC1', ...
    'BC2', 'BC3', 'DL1', 'DL2', 'DL3', 'YL1', 'YL2', 'YL3', 'CB1.1', 'CB1.2', ...
    'CB2.1', 'CB2.2', 'CB3.1', 'CB3.2'};
16 L = {17, 3, 11, 3, 11, 3, 11, 3, 6, 6, 6, 26, 26, 13.62, 13.62, 13.62, 16.696044, ...
    3.793536, 16.696044, 3.793536, 16.696044, 3.793536};
17 L_table = containers.Map(nomes, L);
18
19 nomes = {'J1', 'J2', 'J3', 'J4'};
20 dJ = {6.5, 24, 24, 24};

```

```

21 dJ-table = containers.Map(nomes, dJ);
22 % -----
23
24 % Definicao das expressoes regulares
25 Mexpression='(M[1-9]N[1-9]).+(x|y|z)i';
26 Jexpression='(J[1-9]).+(x|y|z)i';
27 Texpression='TwHt([1-9]).+P(x|y|z)i';
28 Addexpression='(Add).+(x|y|z)i';
29 Moorexpression='(ANCH|FAIR)TEN([1-3])';
30
31 % Ler ficheiro binario FAST (.outb)
32 [Channels, ChanName, ChanUnit, FileID, DescStr] = ReadFASTBinary(filename);
33
34 % Elimina da 'Channels Matrix' excedentes aos 800 segundos finais
35 % (thrustworthy_time/step_size steps)
36 step_size = Channels(2,1) - Channels(1,1);
37 Channels = Channels(max(length(Channels) - trustworthy_time/step_size, 1) : end , :); ...
    %Max():end
38 Time(:,1) = 0:step_size:trustworthy_time;
39
40 map_Mforces = containers.Map;
41 map_Mmoments = containers.Map;
42 map_JF = containers.Map;
43 output_container_JF = containers.Map;
44 output_container_JM = containers.Map;
45 map_AddF = containers.Map;
46 output_container_AddF = containers.Map;
47 output_container_AddM = containers.Map;
48 output_container_T = containers.Map;
49 output_container_R = containers.Map;
50 output_container_Moor = containers.Map;
51
52 % Encontrar outputs do HydroDyn-----
53 for i=1:length(ChanName)
54     % procurar por M's
55     [map_Mforces, map_Mmoments] = find_outputs(Channels, ChanName, ChanUnit, i, ...
        Mexpression, '(N/m)', '(N)', map_Mforces, map_Mmoments);
56
57     % procurar por J's
58     [map_JF, output_container_JM] = find_outputs(Channels, ChanName, ChanUnit, i, ...
        Jexpression, '(N)', '(N-m)', map_JF, output_container_JM);
59
60     % procurar por Add's
61     [map_AddF, output_container_AddM] = find_outputs(Channels, ChanName, ChanUnit, i, ...
        Addexpression, '(N)', '(N.m)', map_AddF, output_container_AddM);
62
63     % procurar por T's e R's
64     [output_container_T, output_container_R] = find_outputs(Channels, ChanName, ...
        ChanUnit, i, Texpression, '(m)', '(deg)', output_container_T, output_container_R);
65
66     % procurar por outputs das amarracoes
67     match = regexp(char(ChanName(i)), Moorexpression, 'tokens');
68     if isempty(match) ~= 1
69         key = strcat(match{1}(1), match{1}(2)); %concatenar token 1 e 2
70         output_container_Moor(key{1}) = Channels(:,i);
71     end
72 end
73
74 % Processa Forcas e Momentos-----
75 output_container_MF = containers.Map;
76 output_container_MM = containers.Map;
77
78 % Forcas M - Processamento de forca distribuida a pressao
79 for k=49:57 % 49 -> '1' em ASCII ate 57 -> '9' em ASCII
80     % Testa se existe MkN1 (49 -> '1' em ASCII)
81     if map_Mforces.isKey( strcat('M', k, 'N', 49)) ~= 1
82         break
83     end
84
85     partial_name = strcat('M', k, 'N');
86     % Testa se existe MkN5 (53 -> '5' em ASCII)
87     if map_Mforces.isKey(strcat('M', k, 'N', 53)) == 1
88         m1 = (map_Mforces(strcat(partial_name, '1')) + map_Mforces(strcat(partial_name, ...

```

```

        '2')) + map_Mforces(strcat(partial_name, '3')) / 3;
89     nome = strcat(outputs_names_map(strcat('M', k)), '.1');
90     output_container_MF(nome) = m1/(pi * dM_table(nome(1:2)));
91
92     m2 = (map_Mforces(strcat(partial_name, '3')) + map_Mforces(strcat(partial_name, ...
93         '4')) + map_Mforces(strcat(partial_name, '5')) / 3;
94     nome = strcat(outputs_names_map(strcat('M', k)), '.2');
95     output_container_MF(nome) = m2/(pi * dM_table(nome(1:2)));
96 else
97     m1 = (map_Mforces(strcat(partial_name, '1')) + map_Mforces(strcat(partial_name, ...
98         '2')) + map_Mforces(strcat(partial_name, '3')) / 3;
99     nome = outputs_names_map(strcat('M', k));
100    output_container_MF(nome) = m1 / (pi * dM_table(nome(1:2)));
101 end
102
103 % Momentos M
104 for k=49:57 % 49 -> '1' em ASCII ate 57 -> '9' em ASCII
105     %Testa se existe Mk (53 -> '1' em ASCII)
106     if map_Mmoments.isKey( strcat('M', k, 'N', 49)) ~= 1
107         break
108     end
109     partial_name = strcat('M', k, 'N');
110     %Testa se existe Mkn5 (53 -> '5' em ASCII)
111     if map_Mmoments.isKey(strcat('M', k, 'N', 53)) == 1
112         m1 = (map_Mmoments(strcat(partial_name, '1')) + ...
113             map_Mmoments(strcat(partial_name, '2')) + map_Mmoments(strcat(partial_name, ...
114                 '3')) / 3;
115         nome = strcat(outputs_names_map(strcat('M', k)), '.1');
116         output_container_MM(nome) = m1 * L_table(nome);
117
118         m2 = (map_Mmoments(strcat(partial_name, '3')) + ...
119             map_Mmoments(strcat(partial_name, '4')) + map_Mmoments(strcat(partial_name, ...
120                 '5')) / 3;
121         nome = strcat(outputs_names_map(strcat('M', k)), '.2');
122         output_container_MM(nome) = m2 * L_table(nome);
123     else
124         m1 = (map_Mmoments(strcat(partial_name, '1')) + ...
125             map_Mmoments(strcat(partial_name, '2')) + map_Mmoments(strcat(partial_name, ...
126                 '3')) / 3;
127         nome = outputs_names_map(strcat('M', k));
128         output_container_MM(nome) = m1 * L_table(nome);
129     end
130 end
131
132 % Converte Forcas de Restituicao Hidrodinamica-----
133 % e em Juntas e soma as pressoes resultantes-----
134 output_container_JF = containers.Map;
135 if isempty(map_AddF) == 0
136     output_container_AddF= map_AddF('Add')/1390.35; %Converte a pressao AddF
137
138 % Forcas Jx
139 for k=49:52 % 49 -> '1' em ASCII ate 52 -> '4' em ASCII
140     %Testa se existe Jk (53 -> '1' em ASCII)
141     if map_JF.isKey( strcat('J', k)) ~= 1
142         break
143     end
144     nome = strcat('J', k);
145     output_container_JF(nome) = map_JF(nome)/(pi/4 * dJ_table(nome)^2) + ...
146         output_container_AddF;
147 end
148 end
149 end
150
151 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
152 % Funcao generica para encontrar cada tipo de output
153 function [map1, map2] = find_outputs(Channels, ChanName, ChanUnit, index, Rexpression, ...
154     unit1, unit2, map1, map2)
155 match = regexp(char(ChanName(index)), Rexpression, 'tokens');
156 if isempty(match) ~= 1
157     aux = zeros(length(Channels(:,1)),3);

```



```

151     b = match{1}(2); % token 2 (x, y ou z)
152     switch b{1}
153         case 'x'
154             aux(:,1) = Channels(:,index);
155         case 'y'
156             aux(:,2) = Channels(:,index);
157         case 'z'
158             aux(:,3) = Channels(:,index);
159         otherwise
160             warning('Erro na direcao')
161     end
162     c = match{1}(1); % token 1 (ChanName)
163     if strcmp(ChanUnit(index), unit1) == 1
164         map1 = update_map(c{1}, aux, map1);
165     elseif strcmp(ChanUnit(index), unit2) == 1
166         map2 = update_map(c{1}, aux, map2);
167     end
168 end
169 end
170
171 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
172 % Funcao para atualizar mapas
173 function map = update_map(key, value, map)
174     if map.isKey(key) == 0
175         map(key) = value;
176     else
177         map(key) = map(key) + value;
178     end
179 end

```

