

Modelo Numérico de uma Fundação Mono-Estaca para uma Turbina Eólica Offshore

Miguel Francisco Cantinho Viana

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. João Orlando Marques Gameiro Folgado

Orientador: Prof. Luís Filipe Galvão dos Reis

Vogal: Dr. Marco Aurélio de Araújo Alves

Junho 2018

Agradecimentos

Agradeço ao Professor Luís Reis pelos seus conselhos e apoio presenteados no decorrer deste trabalho. Agradeço também ao Eng. Rui Diogo pelos seus ensinamentos e a sua disponibilidade. Ao Eng. Mário Vieira um muito obrigado pela orientação prestada, acompanhamento constante e motivação transmitida ao longo deste percurso.

Queria também agradecer à Eng. Laura Caldeira do Laboratório Nacional de Engenharia Civil pela disponibilidade prestada e por ter cedido valores essenciais ao desenvolvimento dos modelos p-y.

Aos engenheiros Diogo Dias e Gabriel Maciel uma especial gratidão. Pelo seu companheirismo, pelas trocas de ideias e pelo seu apoio, fundamentais para a finalização do trabalho.

Queria agradecer a todos os meus amigos que me acompanharam no decorrer destes anos. Dirijo-me aos que não me acompanharam diretamente na realização do curso, mas que sempre contribuíram para o meu desenvolvimento pessoal e para os momentos de descontração.

Aos meus amigos e colegas de curso, um profundo obrigado. Esta caminhada não seria igual sem eles. Alcançar este objetivo ao seu lado foi dos maiores prazeres da minha vida. Levarei comigo todas as memórias passadas com eles.

Por último, o meu maior obrigado à minha família, especialmente aos meus pais e ao meu irmão, pois são a minha maior fonte de amor e os pilares da pessoa que sou hoje.

Resumo

A energia eólica *offshore* é uma fonte de energia renovável com uma elevada perspectiva de desenvolvimento, possibilitando a redução das emissões de gases poluentes e a independência energética. Hoje em dia, as plataformas flutuantes estão sob desenvolvimento, pela sua versátil utilização em águas profundas. Contudo, as fundações fixas são as mais utilizadas na indústria, nomeadamente a fundação *monopile*, devido aos seus baixos custos de produção e instalação, quando comparados com outras fundações como os *jackets* ou os *tripods*. Nesta dissertação, é estudada a integridade estrutural de uma fundação *monopile*, para um caso de estudo na costa portuguesa. Foi desenvolvido um modelo numérico apropriado de uma fundação e da torre para a sua análise estrutural, sobre uma turbina de referência do NREL de 5 MW. O *software* FAST 8, um código *aero-hydro-servo-elastic* capaz de calcular carregamentos aero e hidrodinâmicos numa turbina em funcionamento, foi usado para obter os carregamentos aplicados na estrutura. Os carregamentos são pré-processados antes da sua introdução no modelo de elementos finitos, desenvolvido sobre o *software* ANSYS 16. A ligação *grout*, que liga a mono-estaca à peça de transição através de atrito, é modelada sobre uma condição de contacto não linear. Para modelar a interação solo-estaca, foi utilizado o modelo p-y, sobre os comandos do ANSYS APDL. Para entender se a estrutura é adequada para operar em ambientes *offshore*, realizam-se análises estáticas e transientes no *software* de elementos finitos. Diferentes interações com o solo são formuladas e os seus resultados são comparados em análises modais e transientes.

Palavras-Chave: Vento *offshore*, mono-estaca, análise estrutural, modelo p-y, FAST v8, método dos elementos finitos

Abstract

Offshore wind energy is a renewable source with strong prospects of development, allowing both the reduction of greenhouse gas emissions and the achievement of energy independence. Nowadays, floating wind solutions are under development, since they are suited for bigger depths. However, fixed-bottom foundations are the most used by farm operators, namely the monopile foundation, due to its low production and installation costs, when compared with more costly platforms, such as jacket or tripod foundations. In this work, a monopile foundation for offshore wind power in the Portuguese coast is studied for its structural integrity. Thereby, an appropriate numerical model for the structural analysis of the foundation and tower was developed. FAST 8, an aero-hydro-servo-elastic numerical code that can compute aerodynamic and hydrodynamic loads on a running wind turbine, was used to obtain the loads applied on the structure. These loads are pre-processed before their input on a finite element model, developed using ANSYS 16 software. The grout connection, which connects the monopile to the transition piece through friction, is modeled under a changing-status nonlinearity condition. To model the soil-pile interaction, the p-y model was used, by means of the ANSYS APDL commands. Static and transient structural analyses allow the study of the structure's suitability for use in offshore environments. Different soil interactions are modeled, and their results are compared in the transient and modal analysis.

Keywords: Offshore wind, monopile, structural analysis, p-y model, FAST v8, finite element method

Índice

Agradecimentos	iii
Resumo	v
Abstract	vii
Lista de Tabelas.....	xiii
Lista de Figuras	xv
Lista de Símbolos.....	xxi
Glossário	xxv
1. Introdução	1
1.1. Necessidade e Procura Energética.....	1
1.2. Energias Renováveis	2
1.2.1. Energia Eólica <i>Onshore</i> e <i>Offshore</i>	2
1.3. Motivação e Objetivos	6
1.4. Estrutura do Documento	7
2. Revisão Bibliográfica	9
2.1. Fundações <i>Offshore</i>	9
2.1.1. Plataformas Flutuantes.....	9
2.1.2. Fundações Fixas	10
2.2. Componentes e Instalação da Estrutura.....	15
2.3. Carregamentos.....	17
2.3.1. Carregamentos Aerodinâmicos	18
2.3.2. Carregamentos Hidrodinâmicos	20
2.3.3. Carregamentos Externos Esporádicos.....	25
2.3.4. Peso Próprio e Dinâmica do Rotor	26

2.4. Ligações Estruturais.....	26
2.4.1. Ligação Torre - Peça de Transição.....	26
2.4.2. Ligação Peça de Transição - Mono-Estaca.....	27
2.4.3. Ligação Solo – Mono-Estaca.....	29
3. Modelos Numéricos	35
3.1. FAST.....	35
3.1.1. Módulos.....	35
3.1.2. Sistema de Controlo.....	36
3.2. Características Estruturais da Turbina e Propriedades dos Materiais do Sistema.....	39
3.3. Definição das Ações Externas e Caso de Estudo.....	41
3.4. SolidWorks – Modelação 3D.....	43
3.5. ANSYS.....	46
3.5.1. Interação Solo-Estaca.....	46
3.5.2. Ligação <i>Grout</i>	48
3.6. Análises Numéricas.....	49
3.6.1. Simplificações no Modelo.....	49
3.6.2. União FAST- ANSYS.....	51
3.6.3. Definição das Análises.....	52
4. Resultados Numéricos	59
4.1. Análises Estruturais Estáticas.....	59
4.2. Análises Modais.....	63
4.3. Análises Estruturais Transientes.....	68
5. Conclusões e Desenvolvimentos Futuros.....	77
5.1. Conclusões.....	77
5.2. Desenvolvimentos Futuros.....	78
Referências	79

Anexo A – Pré-Processamento das Análises de Elementos Finitos: Carregamentos Exteriores e Deslocamentos do Submodelo da Ligação <i>Grout</i>	85
Anexo B – Seleção dos pontos da curva do modelo p-y para as análises transientes.....	89
Anexo C – Introdução do modelo p-y, via ANSYS APDL, no pré-processamento das análises transientes	93

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Características principais da turbina de 5 MW do NREL.....	39
Tabela 2 – Propriedades da torre da turbina	39
Tabela 3 – Propriedades dos materiais estruturais do sistema	40
Tabela 4 – Ângulos testados para o ângulo cônico da ligação <i>grout</i>	43
Tabela 5 – Cotas utilizadas no <i>input</i> das forças do FAST para o ANSYS e sub-módulo associado	51
Tabela 6 – Condição de carregamento, no topo da torre, para as análises estáticas.....	52
Tabela 7 – Códigos dos diferentes modelos utilizados nas análises modais/transientes	56
Tabela 8 – <i>Design Load Case</i> utilizado nas análises transientes.....	56
Tabela 9 – Frequências naturais dos modelos Enc_0 , Est_0 e Arg_0 , com e sem <i>grout</i>	63
Tabela 10 - Frequências naturais dos modelos Arg_0 , Est_0 e Enc_7 , na direção <i>side-side</i>	65

Lista de Figuras

Figura 1 – Consumo energético mundial (adaptado de [2]).....	1
Figura 2 – Capacidade de energia renovável instalada globalmente, nos anos 2006-2015 (adaptado de [7])	2
Figura 3 – Turbinas eólicas em ambiente <i>onshore</i> (esquerda [10]) e <i>offshore</i> (direita [11]).....	3
Figura 4 – Representação dos perfis médio e real da velocidade no espaço [13].....	4
Figura 5 – Perfis típicos de aumento da velocidade média do vento com a altura para localizações <i>onshore</i> e <i>offshore</i> (adaptado de [16]).....	5
Figura 6 – Previsão do crescimento da produção de energia eólica na União Europeia 2017-2030 (adaptado de [20])	6
Figura 7 – Tipos de fundações, segundo a profundidade da água (adaptado de [21])	9
Figura 8 – Tipos de plataformas flutuantes em função da profundidade do mar [24]	10
Figura 9 – Fundação <i>tripod</i> [26]	11
Figura 10 – Fundação <i>Jacket</i> , aquando do seu transporte para o local de utilização [27]	11
Figura 11 – Fundações gravíticas [28].....	12
Figura 12 – <i>Monopile</i> [30].....	13
Figura 13 – Fundações fixas de águas pouco profundas e de águas de transição (adaptado de [31])	13
Figura 14 – Distribuição percentual do tipo de fundações <i>offshore</i> (unidades de 2015) (valores de [32])	14
Figura 15 – Esquematização de uma fundação <i>monopile</i> [33].....	14
Figura 16 – Componentes estruturais de uma turbina eólica (adaptado de [35]).....	15
Figura 17 – Tipos de turbinas de eixo horizontal segundo a orientação do vento (adaptado de [19])	16
Figura 18 – Instalação da mono-estaca no mar [38].....	17
Figura 19 – Forças atuantes num perfil alar [21]	19

Figura 20 – Espectro de densidade de ondas de <i>JONSWAP</i> para diferentes valores de γ [43]	21
Figura 21 – Tipos de modelos de correntes [44].....	22
Figura 22 – Cilindro sobre a ação de uma corrente marítima não uniforme [45]	23
Figura 23 – Representação de uma ligação <i>grout</i> cilíndrica na fundação <i>monopile</i>	27
Figura 24 – Distribuição da pressão e das forças de atrito no <i>grout</i> , quando sujeito a flexão	28
Figura 25 – Representação das <i>shear keys</i> numa ligação <i>grout</i> cilíndrica	28
Figura 26 – Extensão lateral acumulada do solo em função dos ciclos de carregamento lateral, para uma fundação <i>monopile</i> (adaptado de [55])	30
Figura 27 – Interação solo-estaca, sobre modelo de 2 molas (translacional e rotacional) (adaptado de [57])	31
Figura 28 – Modelo p-y para uma estaca carregada na direção lateral (adaptado de [55]).....	31
Figura 29 – Variação das curvas p-y com a profundidade (adaptado de [55])	32
Figura 30 – (a) Módulo inicial de reação de subcamada em função de ϕ [59]; (b) Coeficientes C_1 , C_2 e C_3 em função de ϕ [60]	33
Figura 31 – Curva de potência de uma turbina de 45 KW [13].....	36
Figura 32 – Variação do ângulo de passo com a velocidade, para uma turbina de 5 MW	37
Figura 33 – Força axial no rotor em função da velocidade do vento, para uma turbina de 5 MW	37
Figura 34 – Configuração do programa FAST v8 [13]	38
Figura 35 – (a) WindFloat [68]; (b) Demogravi3 [69].....	41
Figura 36 – Número de observações associadas a cada valor de período de pico num intervalo de 12 anos.....	42
Figura 37 – Altura significativa em função da velocidade média do vento à altura do <i>hub</i>	42
Figura 38 – Variação de L_g com o ângulo cônico da ligação e a sua diferença percentual entre $L_{g\alpha_i}$ e $L_{g\alpha=0}$	43
Figura 39 – Vista da ligação <i>grout</i> , segundo um corte sobre o plano <i>YZ</i>	44

Figura 40 – Representação da parte da estaca que se encontra penetrada no solo marítimo L_{MP_S}	45
Figura 41 – Curva força-deflexão, não linear, do elemento COMBIN39	46
Figura 42 – Representação da <i>Fixed Joint</i> , responsável por conectar os elementos sólidos da estaca aos elementos linha da mesma (elementos que estão em contacto com o solo).....	47
Figura 43 – Representação do contacto entre duas superfícies, segundo a formulação <i>Augmented Lagrange</i> [73].....	48
Figura 44 – Submodelo da ligação <i>grout</i>	49
Figura 45 – Representação da simplificação do modelo, sem a contabilização da ligação <i>grout</i>	50
Figura 46 – Malha final da estrutura	50
Figura 47 – (a) Deflexão de uma estaca rígida sobre uma força lateral excêntrica; (b) Representação da reação do solo; (c) Representação do diagrama de momento flector em L_{MP_S}	53
Figura 48 – Variáveis ϕ , k e γ dos diferentes tipos de solo.....	54
Figura 49 – Curvas p-y para os diferentes tipos de solo, para as profundidades 4 m, 7 m, 9 m e 15 m.....	54
Figura 50 – Translação das molas não lineares com a profundidade de erosão	55
Figura 51 – Valor das tensões normais máximas nas direções tangencial, axial e radial no <i>grout</i> em função do ângulo cónico da ligação	59
Figura 52 – Tensão normal tangencial para (a) $\alpha = 1,25^\circ$ e (b) $\alpha = 3,75^\circ$ [Pa]	60
Figura 53 – Distribuição da pressão de contacto entre a peça de transição e o <i>grout</i> para $\alpha = 1,25^\circ$ [Pa].....	60
Figura 54 – Variação da tensão equivalente máxima na estaca e da deflexão no topo da torre com o aumento de L_{MP_S}	61
Figura 55 – Deflexão horizontal da estaca penetrante para os dois tipos de solo	61
Figura 56 – Reação do solo nos casos (a) Português e (b) OC3	62
Figura 57 – Resposta harmónica dos modelos Enc_i	64

Figura 58 – Variação das frequências naturais do sistema com a profundidade de erosão para o caso encastrado e solo argiloso.....	64
Figura 59 – Variação das frequências naturais do 1º modo de torção com a profundidade de erosão.....	66
Figura 60 – (a) Primeiro modo de flexão (<i>side-side</i>); (b) Segundo modo de flexão (<i>side-side</i>); (c) Terceiro modo de flexão (<i>side-side</i>); (d) Primeiro modo de torção.....	67
Figura 61 – Valores de tensão máxima de von Mises, das análises transientes, para os modelos Enc_0 e Arg_0	68
Figura 62 – Diferença percentual das tensões máximas de von Mises, das análises transientes, entre os modelos $Enc_0 - Arg_0$ e $Enc_0 - Est_0$	68
Figura 63 – (a) Distribuição global das tensões de von Mises para o modelo Enc_0 e localização da sua tensão máxima; (b) Representação da zona de tensão de von Mises máxima [Pa].....	69
Figura 64 – Distribuição global das tensões axiais nos elementos linha, para o modelo Arg_0 , e localização da sua tensão mínima [Pa]	70
Figura 65 – Valores de tensão máxima de von Mises, das análises transientes, para os modelos Enc_0 e Enc_7	70
Figura 66 – Valores de tensão máxima de von Mises, das análises transientes, para os modelos Arg_0 e Arg_7	70
Figura 67 – Valores do deslocamento máximo no topo da torre, das análises transientes, para a totalidade dos modelos	71
Figura 68 – Módulo das tensões axiais mínimas, das análises transientes, para os modelos Arg_0 e Arg_7	72
Figura 69 – Diferença percentual das tensões axiais mínimas, das análises transientes, entre os modelos $Arg_0 - Est_0$ e $Arg_0 - Arg_7$	72
Figura 70 – Valores das tensões normais máximas no <i>grout</i> nas direções axial, tangencial e radial	73
Figura 71 – Distribuição global das tensões no <i>grout</i> nas direções (a) axial, (b) tangencial e (c) radial, segundo um corte sobre o plano <i>YZ</i> [Pa].....	74
Figura 72 – Distribuição global das tensões no <i>grout</i> nas direções (a) axial, (b) tangencial e (c) radial [Pa]	75

Figura 73 – Representação dos declives inicial m_i e final m_f , da curva discretizada p-y	89
Figura 74 – Erro relativo entre m_i e $\left. \frac{dp}{dy} \right _{y=0}$, em função da profundidade x , para $d_1 = 0,5 \text{ mm}$..	90
Figura 75 – m_f , em função da profundidade x , para $d_{n-1} = 0,89 \text{ m}$ e $d_n = 0,90 \text{ m}$	91
Figura 76 – Representação dos dois nós do elemento mola COMBIN39	93
Figura 77 – Representação dos elementos linha, representativos de L_{MP_s}	93

Lista de Símbolos

Símbolos Gregos

α	Ângulo cônico da ligação <i>grout</i> .
β	Ângulo de ataque.
γ	Peso efetivo do solo.
γ_m	<i>Material factor of grout connection</i> .
ζ	Elevação da água.
μ	Coefficiente de atrito.
ν	Coefficiente de <i>Poisson</i> .
ρ	Densidade da água.
ρ_a	Densidade do ar.
σ_{ax}	Tensão normal na direção axial.
σ_c	Tensão de cedência à compressão.
σ_{rad}	Tensão normal na direção radial.
σ_t	Tensão de cedência à tração.
σ_{tan}	Tensão normal na direção tangencial.
σ_u	Desvio padrão da turbulência do vento.
σ_{VM}	Tensão equivalente de von Mises.
ϕ	Ângulo de fricção interno do solo.
ω	Frequência ondular da onda.
ω_p	Frequência angulas de pico espectral.
ω_R	Velocidade angular do rotor.

Símbolos Romanos

A	Fator de condição de carregamento cíclico ou estático.
a	Expoente da Lei de Potência.
Arg_0	Modelo total, em solo argiloso e profundidade de erosão de 0 m.
Arg_3	Modelo total, em solo argiloso e profundidade de erosão de 3 m.
Arg_5	Modelo total, em solo argiloso e profundidade de erosão de 5 m.
Arg_7	Modelo total, em solo argiloso e profundidade de erosão de 7 m.
b_s	Amortecimento genérico de um sistema.

c	Comprimento da corda do aerofólio.
C_D	Coefficiente de resistência transversal.
C_I	Coefficiente inércia.
C_L	Coefficiente de sustentação.
C_M	Coefficiente de momento.
D	Diâmetro exterior da mono-estaca.
d	Diâmetro do membro.
D_{ext}	Diâmetro exterior do membro.
E	Módulo de <i>Young</i> .
Enc_0	Modelo total, com estaca encastrada e profundidade de erosão de 0 m.
Enc_3	Modelo total, com estaca encastrada e profundidade de erosão de 3 m.
Enc_5	Modelo total, com estaca encastrada e profundidade de erosão de 5 m.
Enc_7	Modelo total, com estaca encastrada e profundidade de erosão de 7 m.
Est_0	Modelo total, em solo estratificado e profundidade de erosão de 0 m.
F	Força resultante.
f	Frequência.
f_0	Primeira frequência natural.
f_{1P}	Gama de frequências 1P.
f_{3P}	Gama de frequências 3P.
F_{AM}	Força hidrodinâmica de massa adicionada.
F_B	Força de Impulsão.
F_D	Força hidrodinâmica resistente.
F_I	Força hidrodinâmica de inércia.
F_{MG}	Peso da vida marinha.
f_s	Força exterior genérica num sistema.
G	Módulo de torção.
H_s	Altura significativa de onda.
k	Módulo inicial de reação de subcamada.
k_{rr}	Rigidez da mola rotacional, face a uma rotação.
k_{rt}	Rigidez da mola rotacional, face a uma translação.
k_s	Rigidez genérica de um sistema.
k_{solo}	Matriz rigidez do solo.
k_{tr}	Rigidez da mola translacional, face a uma rotação.
k_{tt}	Rigidez da mola translacional, face a uma translação.

L_g	Comprimento efetivo do <i>grout</i> .
L_{MPS}	<i>Length of monopile in soil.</i>
L_u	Integral de escala de comprimento.
M	Momento resultante.
m_a	Massa adicionada.
m_i	Declive da curva p-y no intervalo $[d_0; d_1]$.
m_f	Declive da curva p-y no intervalo $[d_{n-1}; d_n]$.
m_s	Massa genérica de um sistema.
M_t	Torque de fricção máximo.
p	Pressão do solo sobre a mono-estaca.
p_{nom}	Pressão nominal de contacto máxima.
p_p	Pressão nominal de contacto, devido ao peso do conjunto turbina-torre.
p_u	Resistência última do solo.
R^2	Quadrado do coeficiente de correlação.
R_{int}	Raio interior da mono-estaca.
R_{pt}	Raio exterior do topo do tubo mais interior da ligação <i>grout</i> .
R_p	Média do raio exterior do tubo mais interior da ligação <i>grout</i> .
S	Profundidade de erosão.
$S_{\zeta, JONSWAP}$	Espectro de densidade de frequência de <i>JONSWAP</i> .
S_{kaimal}	Espectro de densidade de frequência <i>Kaimal</i> .
$S_{\zeta, PM}$	Espectro de densidade de frequência de <i>Pierson-Moskowitz</i> .
t	Tempo.
t_g	Espessura do <i>grout</i> .
t_{MP}	Espessura da parede do <i>monopile</i> .
T_p	Período de pico de onda.
u'	Variações do valor da velocidade do vento devido à turbulência.
U	Valor da velocidade do vento.
\bar{u}_{ref}	Velocidade média do vento à altura z_{ref} .
u_{rel}	Velocidade relativa do escoamento.
\bar{u}	Velocidade média do vento.
$\bar{u}(10\text{ m}, 1\text{ hora})$	Velocidade média do vento durante 1 hora à altura de 10 metros.
v	Velocidade da corrente.
\dot{v}	Aceleração do escoamento (hidrodinâmica).

v_{ref}	Velocidade da corrente à superfície.
x	Profundidade do solo.
X, Y, Z	Referencial cartesiano.
y	Deflexão da estaca na direção horizontal.
\dot{y}	Velocidade da estaca na direção horizontal.
z	Cota genérica.
z_{ref}	Altura de referência.

Glossário

API	<i>American Petroleum Institute.</i>
BEM	<i>Blade Element Momentum.</i>
CAPEX	<i>Capital expenditure.</i>
CM	<i>Centro de Massa.</i>
DLC	<i>Design Load Cases.</i>
DNV	<i>Det Norske Veritas.</i>
FAST	<i>Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence.</i>
GL	<i>Germanischer Lloyd.</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission.</i>
JONSWAP	<i>Joint North Sea Wave Observatory Project.</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory.</i>
NTM	<i>Normal Turbulence Model.</i>
OC3	<i>Offshore Code Comparison Collaboration.</i>
OPEX	<i>Operational expenditure.</i>
PM	<i>Pierson-Moskowitz.</i>

1. Introdução

1.1. Necessidade e Procura Energética

As fontes de energia não renováveis como o carvão, petróleo, gás natural e nuclear têm, ao longo das últimas décadas, vindo a ser utilizadas como as principais fontes de energia à escala global. Devido ao crescimento demográfico e económico, à industrialização e ao aumento da mentalidade consumista da sociedade, surge cada vez mais a necessidade abrupta de obtenção de energia em abundância e a preços economicamente competitivos (Figura 1) [1].

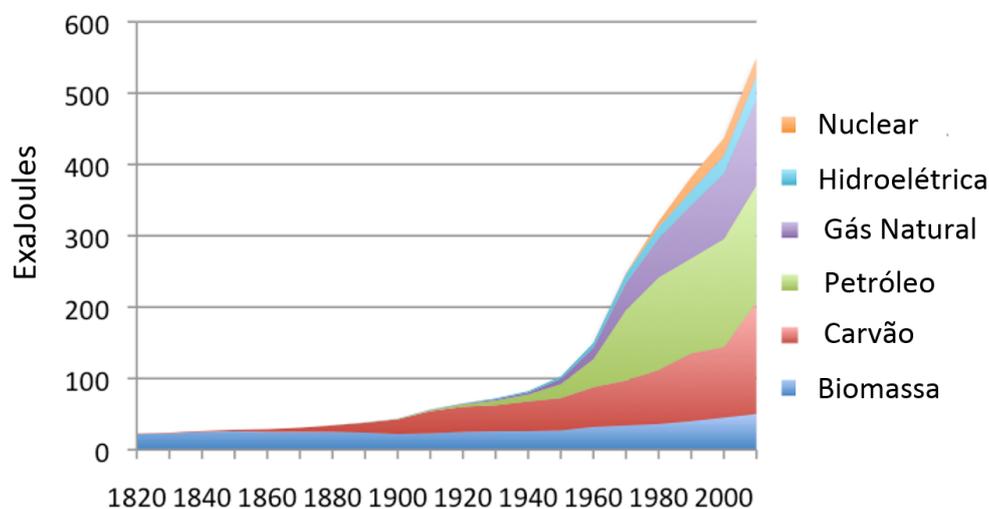


Figura 1 – Consumo energético mundial (adaptado de [2]).

São publicadas periodicamente notícias de previsões e estimativas que apontam para o fim de recursos não renováveis como o carvão, petróleo, gás natural e energia nuclear num espaço temporal menor que uma centena de anos [3]. A intensificação da demanda por recursos energéticos motiva um crescente número de pesquisas que pretendem apontar vias possíveis para a sustentabilidade intemporal desses recursos [4]. As fontes de energia previamente referidas não só são não renováveis e, portanto, dependentes de matérias-primas esgotáveis, como são nocivas para o meio ambiente, envolvendo ainda perigos extremos em situações de acidente na fase de exploração, transporte e na localização do despejo dos resíduos [3]. Para além destes fatores, os interesses económicos dos países envolvidos na Geopolítica do Petróleo, são das principais fontes de conflitos internacionais, como é o caso da instabilidade no Médio Oriente [5].

1.2. Energias Renováveis

A sociedade que está cada vez mais consciente da poluição e dos efeitos prejudiciais que estes recursos provocam no meio ambiente padece de uma grande preocupação, principalmente numa altura em que estes efeitos começam a ser notórios, quer pelo aumento da frequência de ocorrência de catástrofes naturais, quer pela alteração climática que se sente em muitos pontos do planeta, quer pelos efeitos nocivos diretos que a poluição tem sobre as populações. A necessidade de apresentar soluções para a produção de energia é uma realidade atual dos governos, que são cada vez mais pressionados relativamente a esta temática. Todos estes fatores somados têm levado a uma mudança de mentalidades dos países que, baseando-se num desenvolvimento sustentável como o caminho a seguir, admitem que as energias renováveis são uma das melhores soluções para os problemas de esgotabilidade de matérias-primas e de emissões poluentes [3].

1.2.1. Energia Eólica *Onshore* e *Offshore*

As energias renováveis como a hídrica, a solar e a eólica são as mais utilizadas na obtenção de energia limpa, nos dias de hoje. Porém, a eólica, desde o início do século XXI, é vista como uma das mais promissoras fontes de energia renováveis e, como se pode ver na Figura 2, foi a que teve o maior desenvolvimento geral e o segundo maior desenvolvimento percentual nos últimos anos [6].

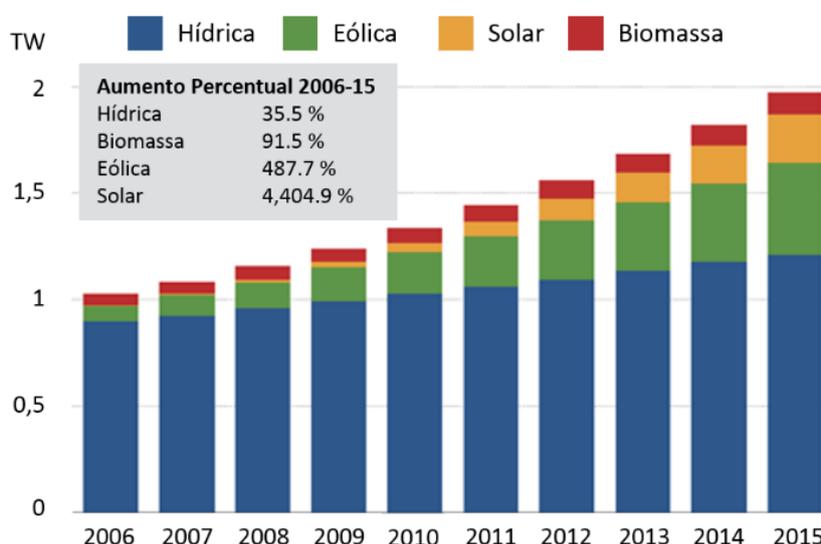


Figura 2 – Capacidade de energia renovável instalada globalmente, nos anos 2006-2015 (adaptado de [7]).

Caracterizada por ser já uma tecnologia madura, a transformação da energia eólica encontra-se por todo o mundo, mas é na China e nos EUA onde existem os maiores parques eólicos. Com o desenvolvimento deste tipo de energia, podem-se encontrar parques *onshore* (turbinas implementadas em terra) e *offshore* (turbinas implementadas em mar), com uma capacidade até 6 GW [8] e 630 MW [9], respetivamente (Figura 3).



Figura 3 – Turbinas eólicas em ambiente *onshore* (esquerda [10]) e *offshore* (direita [11]).

Os aerogeradores, ou turbinas eólicas, possuem um mecanismo que converte a energia dos ventos em energia elétrica e o seu aproveitamento é altamente dependente das condições do vento, tais como a sua velocidade média e os desvios da velocidade causados por fenómenos de turbulência. A primeira grandeza depende ainda da altura, em que para uma altura $z_1 > z_0$, a velocidade média é superior. A Figura 4 mostra o perfil da velocidade do vento para um certo instante, confirmando o descrito anteriormente. Por sua vez, o valor da velocidade do vento na sua componente horizontal pode ser definido por [12]:

$$U(z, t) = \bar{u}(z) + u'(z, t) \quad (1)$$

Onde: t = variável tempo;

$\bar{u}(z)$ = velocidade média, em função da altura e representa o regime quase-estacionário de energia disponível para a turbina;

$u'(z, t)$ = variações bruscas do valor da velocidade devido à turbulência. Afeta também a energia disponível, mas de forma indireta, uma vez que a turbina não reage a flutuações rápidas de direção do vento.

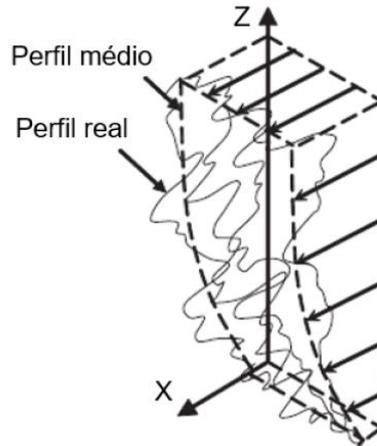


Figura 4 – Representação dos perfis médio e real da velocidade no espaço [13].

A componente vertical da velocidade do vento será também composta pelas parcelas velocidade média e velocidade turbulenta. Para além da altura z , a velocidade varia com a situação meteorológica (fortemente dependente da época do ano) e com a altura do dia. A transformação da energia é quantificada pela potência produzida pela turbina e verifica-se que esta potência varia com o cubo do valor da velocidade do vento, na direção horizontal (equação 2) [12, 14].

$$\text{Potência} \propto U^3 \quad (2)$$

Interessa que o escoamento se encontre em regime laminar para que a transformação de energia ocorra o mais livre de interferências possível e para que os sistemas de controlo, tais como o *pitch control* (controlo do ângulo de passo) e o *yaw control* (controlo de orientação direcional), tenham tempos de resposta suficientemente rápidos para que se obtenha sempre o rendimento máximo. Os obstáculos e a rugosidade da superfície têm uma influência significativa na turbulência e na velocidade média do escoamento, originando efeitos de esteira e de sombra. O vento ao contornar um obstáculo perde velocidade (e conseqüentemente a sua energia disponível) e verifica-se a criação de uma zona turbulenta a jusante desse obstáculo (esteira). Por estas razões, é de fácil entendimento que o vento *offshore*, em relação ao *onshore*, detém condições mais apropriadas para a produção de energia elétrica, pelas maiores velocidades e por se registar escoamentos mais laminares fora da costa [15]. A Figura 5 mostra como uma turbina fora da costa capta ventos mais energéticos que outra na costa, para uma mesma cota do *hub* (cubo).

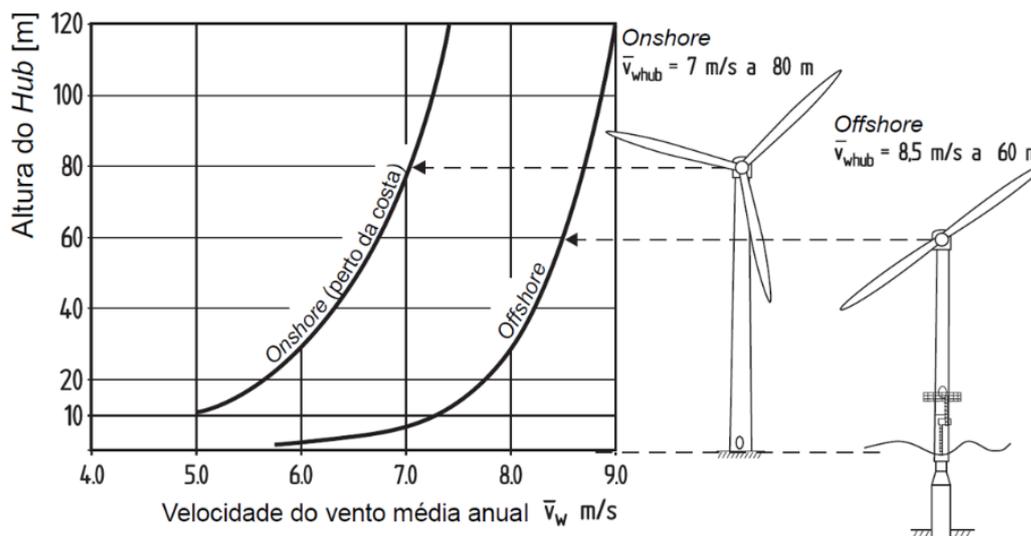


Figura 5 – Perfis típicos de aumento da velocidade média do vento com a altura para localizações *onshore* e *offshore* (adaptado de [16]).

Numa perspetiva económica, os parques eólicos *offshore* possuem, na generalidade, um CAPEX (*capital expenditure*) e um OPEX (*Operational expenditure*) superior aos *onshore* devido a custos de instalação e de manutenção, respetivamente, pelo seu difícil acesso, por possuírem estruturas mais robustas e de dimensões superiores e ainda por exigirem uma proteção melhorada contra corrosão por se encontrarem num meio mais corrosivo [17].

O impacto visual que os parques eólicos têm é de extrema importância na sociedade e, na realidade, um dos requisitos do *design* das estruturas é que seja o mais simples possível [17]. Ao contrário do impacto sonoro, que pode ter consequências graves nas rotas migratórias de animais e na saúde das populações que habitam nas periferias dos parques, como distúrbios no sono e risco de depressão, não existem fórmulas que limitam distâncias de segurança entre a civilização e os parques eólicos, quando se fala em impacto visual [18]. Existem, porém, estudos que afirmam que o impacto visual pode induzir problemas, diretos ou indiretos, na saúde da população como ataques de epilepsia devido ao fenómeno de *shadow flicker* [18]. A instalação longe da costa traz como vantagem a possibilidade de produzir rotores de maiores dimensões, pela facilitação do transporte dos seus constituintes em mar alto, resultando num melhor aproveitamento energético do processo com diminuição do impacto visual. Apesar disso, estes parques eólicos usufruem da enorme vantagem da atenuação de ruído, por se encontrarem longe da civilização até um máximo atual de 112 km [19]. Para além de todos estes fatores, é de notar que muitas das áreas de grande potencial eólico *onshore* já estão ocupadas e a solução *offshore* tem vindo a ser bastante promissora para o desenvolvimento sustentável de recursos energéticos [19]. A Figura 6 confirma a previsão do aumento da taxa de crescimento da tecnologia em ambiente *offshore* em relação ao *onshore*, nos anos que se seguem, na União Europeia.

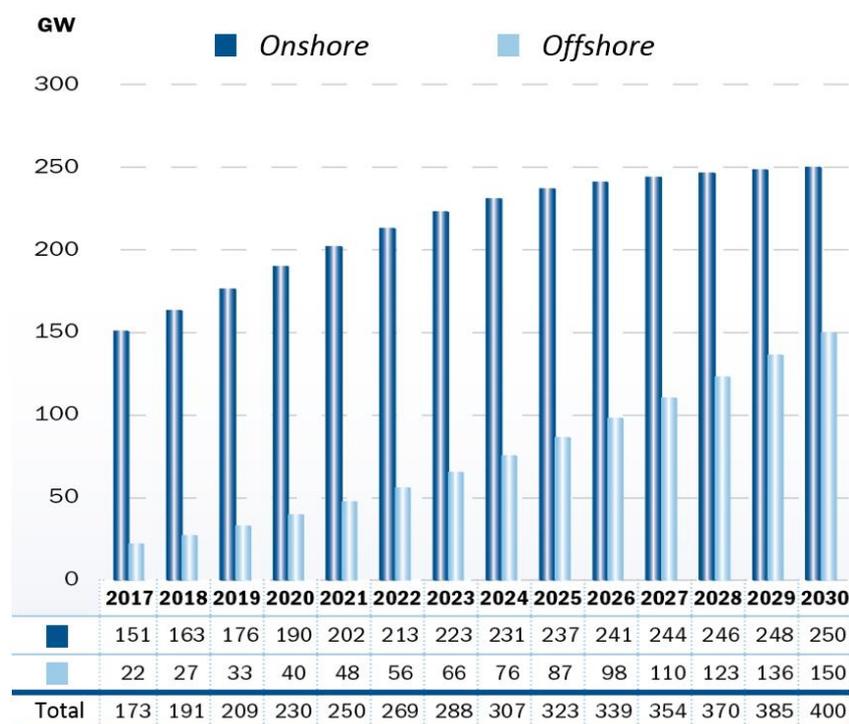


Figura 6 – Previsão do crescimento da produção de energia eólica na União Europeia 2017-2030 (adaptado de [20]).

1.3. Motivação e Objetivos

Pelas razões já mencionadas, o interesse em saber mais sobre esta solução de obter energia limpa e de uma maneira sustentável foi foco de motivação para a escolha deste tema para a dissertação de mestrado. A análise estrutural e o projeto mecânico das turbinas eólicas são fundamentais para a sua produção e implementação, tanto a nível tecnológico como económico.

Nesta dissertação pretende-se analisar a fundação *monopile* para uso em ambiente *offshore*, segundo as normas de projeto. Pretende-se desenvolver um modelo numérico adequado à análise estrutural, para que se possam avaliar potenciais zonas críticas da fundação, tal como o comportamento dinâmico da estrutura. Para isso, é essencial desenvolver um primeiro modelo que determina os carregamentos a que a estrutura está sujeita e, de seguida, um outro modelo de elementos finitos que permita modelar as diferentes ligações estruturais e avaliar a sua análise estrutural.

1.4. Estrutura do Documento

Este documento divide-se em cinco capítulos:

- **Capítulo 1 – Introdução:** apresenta o enquadramento do tema, os objetivos desta dissertação e a sua estrutura;
- **Capítulo 2 – Revisão bibliográfica:** são apresentadas algumas fundações atualmente mais utilizadas no mercado. É mencionado como é constituída a fundação *monopile* e como esta é instalada. De seguida, descrevem-se os carregamentos que a estrutura está sujeita, tal como os modelos hidrodinâmicos e aerodinâmicos que se utilizam no trabalho, para o cálculo dos respetivos carregamentos. Por último, são apresentadas as principais ligações estruturais fundamentais à implementação do modelo numérico final;
- **Capítulo 3 – Modelos numéricos:** descreve-se o funcionamento do *software* FAST (*Fatigue, Aerodynamics, Structural and Turbulence*), utilizado para o cálculo das forças aerodinâmicas e hidrodinâmicas, as propriedades estruturais da turbina em estudo e uma breve explicação do seu sistema de controlo. É enunciado como os diferentes *softwares* interagem entre si (FAST – ANSYS) e, no final, são descritos os pré-processamentos das análises a efetuar no programa de elementos finitos, para a totalidade dos modelos formulados;
- **Capítulo 4 – Resultados numéricos:** são analisados os resultados das análises descritas no capítulo anterior. Entre estas destacam-se as análises modais dos diferentes modelos e as respetivas análises transientes, que permitem estudar o estado de tensão dos componentes do sistema;
- **Capítulo 5 – Conclusões e desenvolvimentos futuros:** apresentam-se as principais conclusões e sugerem-se desenvolvimentos futuros.

2. Revisão Bibliográfica

2.1. Fundações *Offshore*

Existe uma variedade significativa de estruturas *offshore*, caracterizadas por três grupos distintos: plataformas de águas de profundidades baixas ($z < 30\text{ m}$), profundidades intermédias ($30\text{ m} < z < 60\text{ m}$) e profundidades elevadas ($z > 60\text{ m}$), tal como se pode ver na Figura 7.

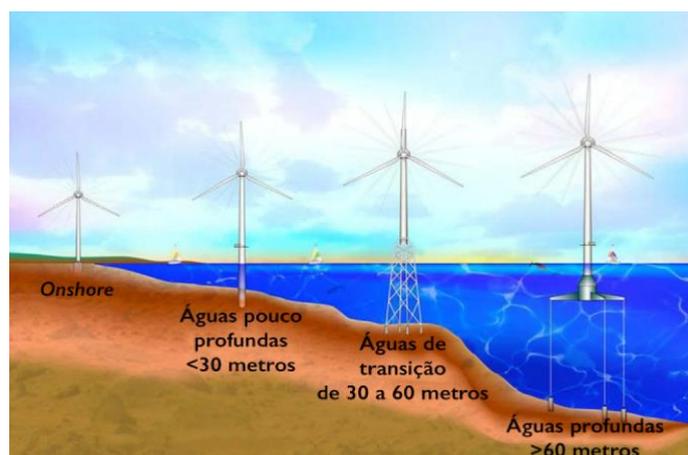


Figura 7 – Tipos de fundações, segundo a profundidade da água (adaptado de [21]).

2.1.1. Plataformas Flutuantes

As plataformas de profundidades elevadas são também conhecidas como plataformas flutuantes. Estas plataformas estão mais suscetíveis a instabilidades do que as *onshore*, devido às interações hidrodinâmicas adicionais que se fazem sentir na base, devidas às correntes oceânicas e ondas superficiais [22]. Estas plataformas são ainda classificadas em três categorias básicas segundo o princípio físico fundamental que usam para conseguir a estabilização [23]:

- Cabos de Ancoragem (TLP – *Tension-leg platform*): fazem uso da tensão nos cabos de ancoragem para manterem a estabilidade;
- Flutuação (*Semi-Sub*): usam o princípio das embarcações para a estabilização. Deste modo, tiram partido de uma grande área plana de flutuação sobre a superfície marinha para obterem momentos de restituição.
- Balastro (*Spar*): adquirem estabilidade usando peso de balastro abaixo dum tanque de flutuação central. Este por sua vez cria um momento de correção e valores elevados de inércia de rotação no plano horizontal;

A Figura 8 demonstra os três tipos de plataformas flutuantes mencionados anteriormente. Todas elas possuem cabos de ancoragem, no entanto no segundo e terceiro casos, a função destes é apenas constrianger os seus movimentos de translação para que a plataforma se mantenha no mesmo local.

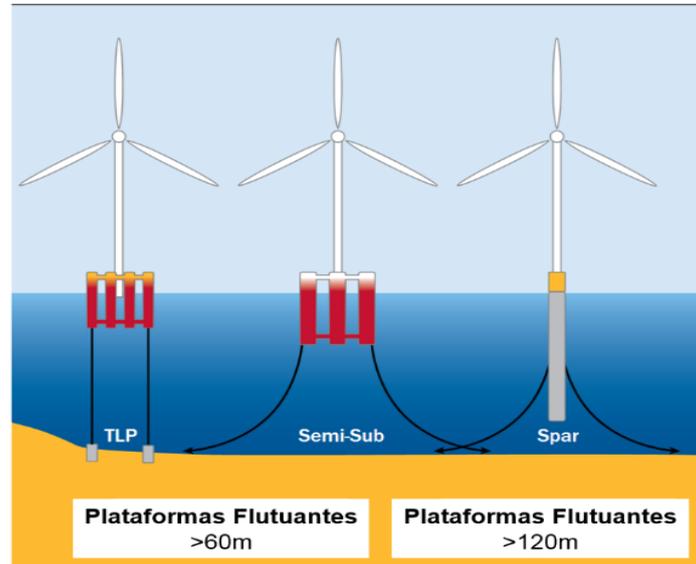


Figura 8 – Tipos de plataformas flutuantes em função da profundidade do mar [24].

2.1.2. Fundações Fixas

Os outros dois tipos de plataformas são fixos ao solo, no fundo do mar, e estes também possuem *designs* diferentes para responderem às condições a que se apresentam. Existem quatro tipos fundamentais de fundações mais utilizados na indústria *offshore* [25]:

- *Tripods, jackets* (profundidades intermédias);
- Fundações gravíticas e *monopiles* (profundidades baixas).

Tripods

Os *tripods* consistem num varão central ligado a três membros tubulares de aço que são fixos ao solo (Figura 9) [25].



Figura 9 – Fundação *tripod* [26].

Jackets

As fundações *jackets* possuem uma estrutura diferente da dos *tripods*, pois são constituídas por inúmeros membros tubulares de aço soldados, com um formato de treliça em três dimensões, como se pode ver na Figura 10. Cada perna do *jacket* é fixa ao solo marítimo e, tal como os *tripods*, o seu transporte e instalação são muito caros [25]. Além disso, a robustez dos *jackets* e os inúmeros cordões de soldadura conduzem a uma maior exposição aos efeitos corrosivos e são fontes de concentrações de tensões.



Figura 10 – Fundação *Jacket*, aquando do seu transporte para o local de utilização [27].

Fundações gravíticas

As fundações gravíticas são estruturas que usam o seu peso próprio para resistir aos carregamentos hidro e aerodinâmicos (Figura 11). Na generalidade, estas fundações requerem não só meios de transporte especializados capazes de suportar os seus pesos elevados, como também mecanismos que assegurem a sua instalação no mar. A tecnologia e recursos necessários para o seu transporte e fixação no local de funcionamento faz com que estas fundações sejam mais caras que os *monopiles*, quando os seus custos de produção são menores [25]. As fundações gravíticas são usadas em casos especiais onde os *monopiles* não podem ser fixos ao solo (i.e. em solos rochosos) e, apesar de ainda serem utilizadas no Norte da Europa, a indústria evoluiu no desenvolvimento e na implementação dos *monopiles*, pelas suas vantagens económicas.



Figura 11 – Fundações gravíticas [28].

Monopiles

A fundação *monopile* é a solução comumente mais utilizada, para profundidades até 36 m [29], que consiste numa estaca de aço, cilíndrica e oca, que penetra no solo marítimo (Figura 12). As suas características geométricas e a profundidade de penetração no solo dependem fortemente das condições do solo, da profundidade da água, das condições ambientais, das normas do projeto e da turbina que suportam [25].



Figura 12 – Monopile [30].

Em comparação com as plataformas flutuantes, a penetração no solo das fundações fixas limita muito os deslocamentos globais da estrutura. A ação constante dos ventos, ondas e correntes origina oscilações dinâmicas na estrutura e, por sua vez, nas pás, resultando em variações temporais nos ângulos de ataque destas. A estabilidade das fundações permite, então, conseguir-se controlar melhor os ângulos ótimos entre as pás e o vento para que o aproveitamento energético seja o maior possível. A Figura 13 ilustra as fundações fixas referidas.

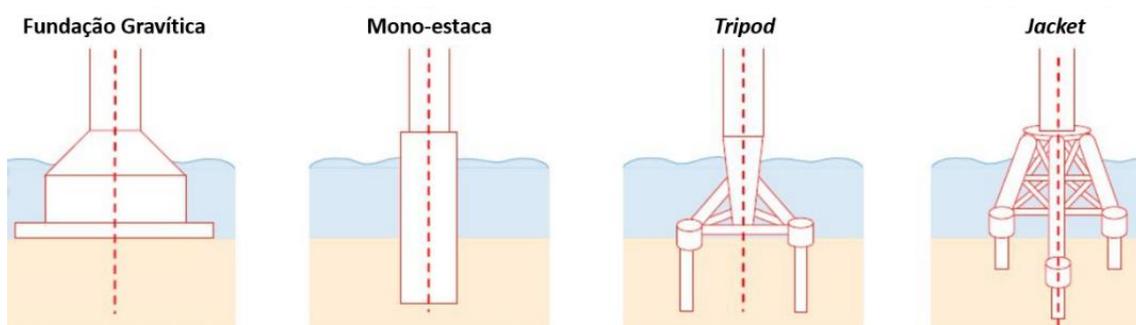


Figura 13 – Fundações fixas de águas pouco profundas e de águas de transição (adaptado de [31]).

Os *monopiles* são a solução mais utilizada em todo o globo, dentro de todas as fundações (Figura 14), por possuírem a estrutura mais simplificada e, principalmente, por possuírem os custos de produção e de transporte mais baixos.

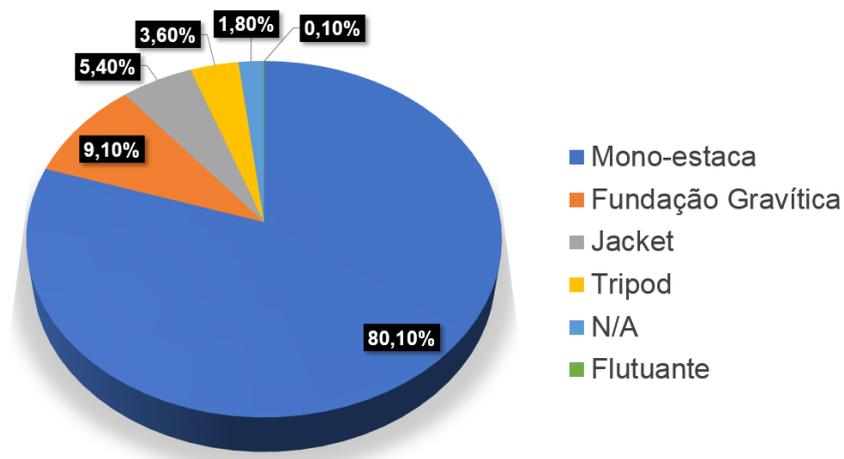


Figura 14 – Distribuição percentual do tipo de fundações *offshore* (unidades de 2015) (valores de [32]).

O desenvolvimento deste trabalho vai-se basear neste tipo de fundação e a sua estrutura final terá, então, o aspeto da Figura 15.

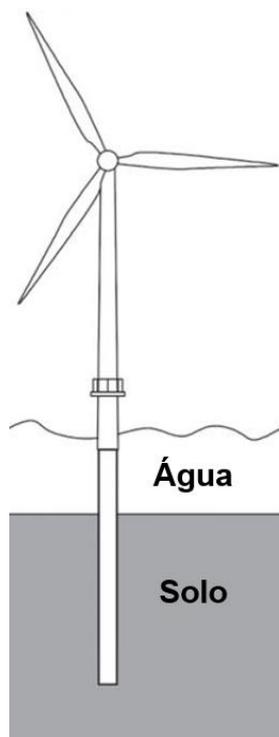


Figura 15 – Esquematização de uma fundação *monopile* [33].

2.2. Componentes e Instalação da Estrutura

Para este estudo é utilizada uma turbina de referência de 5 MW, criada pelo NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), constituída por uma torre, uma *nacelle* e um rotor (Pás da turbina mais *hub*), tal como mostra a Figura 16. No âmbito deste trabalho, e uma vez que o seu estudo é à volta da análise estrutural, não foi detalhada toda a complexidade da *nacelle*, a qual contém todo o corpo transformador da energia mecânica em energia elétrica e, em certos casos, uma plataforma de aterragem de helicópteros, para facilitar a manutenção da turbina [34].

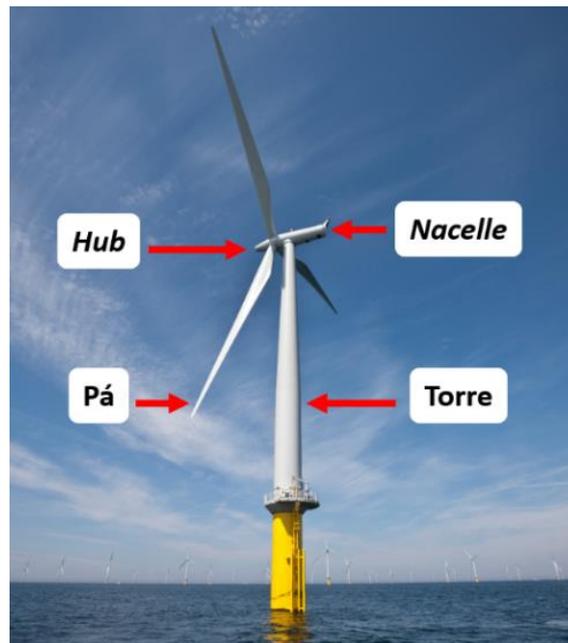


Figura 16 – Componentes estruturais de uma turbina eólica (adaptado de [35]).

A turbina de referência é caracterizada por:

- Apresentar um eixo de rotação horizontal de três pás;
- Ser uma turbina do tipo *upwind*.

A escolha do eixo de rotação deve-se ao facto de que as turbinas com eixo horizontal de três pás são, nos dias de hoje, as únicas a ser instaladas *offshore*. Uma turbina do tipo *upwind* é caracterizada pela incidência do vento na parte frontal da turbina, ao contrário das turbinas de tipo *downwind* (Figura 17). Nas turbinas *downwind* o escoamento é perturbado pela torre antes de incidir no rotor, provocando efeito de sombra e turbulência e reduzindo a eficiência do processo. As turbinas *upwind* são as mais correntemente utilizadas, apresentando como principal vantagem o facto de o vento incidir frontalmente em relação às pás. Deste modo, o vento só passa pela torre após ter passado a área de varrimento do rotor, pelo que não existe distúrbio da torre no fluxo de vento [3].

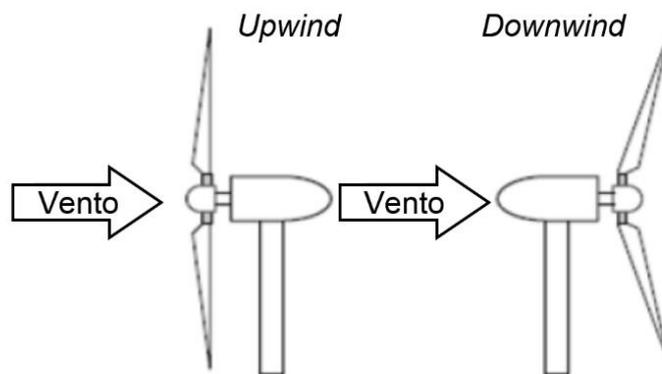


Figura 17 – Tipos de turbinas de eixo horizontal segundo a orientação do vento (adaptado de [19]).

A fundação *monopile* suporta a turbina e todos os seus componentes. A subestrutura pode ainda ser separada nos seus constituintes principais: mono-estaca e peça de transição. O tubo de aço que penetra no solo, permitindo a estabilidade da estrutura e oferecendo a rigidez estrutural, dá-se pelo nome de mono-estaca enquanto que o tubo de aço que conecta a mono-estaca com a torre da turbina tem o nome de peça de transição. A ligação da peça de transição com a mono-estaca e com a torre dá-se por uma ligação *grout* e uma ligação aparafusada, respetivamente, abordadas mais adiante. A peça de transição possui outros constituintes, menos importantes no que diz respeito à análise estrutural, tais como as plataformas de manutenção e os tubos J, internos ou externos, que contêm os cabos portadores de eletricidade.

As mono-estacas, as peças de transição e toda a turbina são transportadas por via de navios de grande porte, que possuem sistemas de grua responsáveis pela transferência dos componentes para o seu local de funcionamento (Figura 18). A estaca é fixa ao solo com o auxílio de martelos pneumáticos ou técnicas de vibração, ou uma combinação dos dois. As elevadíssimas tensões de corte criadas entre o solo e a estaca tornam o processo de perfuração bastante complicado, logo as frequências das técnicas de vibração são ajustadas no local até provocar uma liquefação do solo com o intuito de facilitar o procedimento [34]. A ação dinâmica das correntes no fundo do mar provoca a erosão dos detritos à volta da estaca e, por isso, é efetuada uma proteção contra esse fenómeno (*scour protection*), de baixo custo, que consiste em colocar rochedos na base [36]. De seguida, a peça de transição é colocada, geralmente, em torno da estaca. A lacuna entre os dois membros tubulares de diferentes diâmetros é enchida com *grout* após se ter nivelado a peça de transição, uma vez que nunca se consegue uma verticalidade perfeita na fixação da estaca ao solo [37]. Na secção 2.4.2 é explicada mais detalhadamente a dita ligação como algumas das suas características. O próprio navio contém um misturador de *grout* para a criação do *grout*. Quanto à ligação entre a peça de transição e a torre, esta é uma ligação aparafusada e a sua montagem é realizada por um conjunto de operários que se encontram dentro da peça de transição, alinham as duas flanges (com o auxílio de cabos) e apertam os parafusos por dentro.



Figura 18 – Instalação da mono-estaca no mar [38].

A peça de transição tem um papel muito importante nas fundações porque serve de ajuste vertical da torre da turbina mas também uma ligação aparafusada entre a estaca e a torre poderia deter imperfeições associadas, pelo dano causado no topo da estaca aquando da fixação desta ao solo marítimo.

2.3. Carregamentos

Para a análise estrutural e o projeto mecânico dos componentes estruturais da turbina eólica *offshore*, é fulcral conhecer os carregamentos a que estes elementos estão sujeitos. Apenas desta forma se consegue conhecer os seus estados de tensão. Tais carregamentos podem ser separados em carregamentos externos e internos causados por:

- **Carregamentos externos:** Vento; ondas superficiais; correntes; reações da interação com o solo; acontecimentos esporádicos.
- **Carregamentos internos:** Peso próprio; movimentos dinâmicos do rotor.

Os agentes corrosivos não causam carregamentos de forma direta, mas são responsáveis por eventuais alterações dos estados de tensão dos componentes. Estes carregamentos atuam no rotor da turbina, mas similarmente em toda a estrutura que suporta todo o aerogerador em todas as três direções do eixo cartesiano. A variedade dos carregamentos torna o projeto deste tipo de estruturas complexo, tendo em conta a variação temporal dos fenómenos atmosféricos e marítimos. No caso do estudo das estruturas *offshore* destinadas à transformação da energia eólica, existem normas que definem como se deve proceder para alcançar o seu *design*. Através de suposições e aproximações nos modelos utilizados, as normas permitem quantificar os carregamentos na estrutura e, com o auxílio de códigos *aero-hydro-servo-elastic*, proceder a simulações computacionais o mais realistas possíveis.

2.3.1. Carregamentos Aerodinâmicos

As ações das ondas estão relacionadas com o vento. Os ventos que geram as ondas são ventos que já sopraram noutra local, noutra altura e não os ventos registados no local de funcionamento. Na realidade, a onda será tanto maior quanto maior for a velocidade do vento, quanto maior for a área de mar sobre a qual sopra e quanto mais duradouro for o seu sopro [21]. Em relação às correntes marítimas, estas podem ser geradas pelas marés, pelas ondas (junto às zonas de rebentação) e pelas tensões de corte que o vento cria na superfície marítima. Estas últimas correntes são as mais frequentes e, conseqüentemente, foram as únicas consideradas no trabalho [39]. Como se pode concluir, o vento é um parâmetro de importância extrema por direta e indiretamente, influenciar os carregamentos de natureza aero e hidrodinâmica, respetivamente. Como referido na secção 1.2, o valor do vento resulta da soma da sua velocidade média com a componente turbulenta do mesmo. A norma IEC 61400 define espectros de densidade que servem de base à definição da componente turbulenta do vento: os espectros de *Von Karman* e de *Kaimal*. O primeiro é capaz de descrever melhor a turbulência em túneis de vento, contudo é o espectro de *Kaimal* que melhor modela a turbulência atmosférica, logo foi este que foi usado no desenvolvimento do trabalho (equação 3), segundo um modelo de turbulência normal (NTM) de intensidade B (média) [40].

$$S_{kaimal}(f) = \frac{4\sigma_u^2 \frac{L_u}{\bar{u}}}{\left(1 + 6f \frac{L_u}{\bar{u}}\right)^{\frac{5}{3}}} \quad (3)$$

Onde: f = frequência;

σ_u = desvio padrão da turbulência;

\bar{u} = velocidade média do vento;

L_u = integral de escala do comprimento.

O vento, ao incidir na estrutura, mais precisamente nas pás e torre, gera os carregamentos aerodinâmicos. Neste trabalho foi utilizado o método BEM (*Blade Element Momentum*), no cálculo das forças aerodinâmicas existentes na estrutura, que aproxima o escoamento tridimensional em torno dos corpos a um escoamento bidimensional ao longo das secções destes. Um dos pressupostos primários declara que o escoamento à volta do aerofólio está sempre em equilíbrio, de modo a que os cálculos sejam efetuados em condições estáticas. Quando se regista alterações das condições do escoamento, segundo o movimento do rotor, o equilíbrio é alcançado por um processo iterativo. Depois de se conhecer os esforços em cada segmento, as forças e momentos aerodinâmicos totais são calculados pelo somatório dos contribuintes. Devido à sua simplicidade, este método tem algumas limitações. O método BEM não suporta grandes deflexões nas pás, fora do plano perpendicular ao eixo do rotor. Uma outra

limitação prende-se no facto de que a teoria não modela a criação de vórtices nas extremidades das pás e no *hub*. No entanto, o programa FAST utiliza medidas corretivas para minimizar os erros do modelo, considerando assim escoamentos quasi-estacionários [41]. A ação do vento nos corpos gera um conjunto de carregamentos que podem ser aproximados por forças de sustentação (*Lift*), forças de resistência aerodinâmica (*Drag*) e momentos de *pitch* no eixo longitudinal da pá, que são altamente dependentes da velocidade (Figura 19).

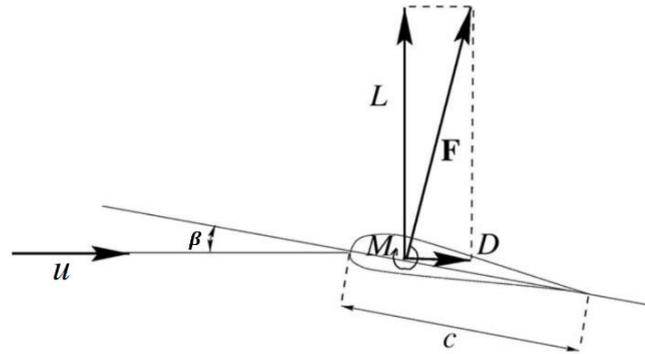


Figura 19 – Forças atuantes num perfil alar [21].

As geometrias da torre e das pás ditam a distribuição de pressão, que por sua vez define os carregamentos aerodinâmicos. O cálculo dos carregamentos está associado a coeficientes adimensionais como o coeficiente de sustentação C_L , coeficiente de resistência aerodinâmica C_D e coeficiente de momento C_M . A obtenção destes coeficientes é realizada experimentalmente e, no caso das pás, variam com o ângulo de ataque da secção β . A equação 4 demonstra como os coeficientes se relacionam com os carregamentos:

$$C_i(\beta) = \frac{i}{1/2 \rho_a u_{rel}^2 c} \quad (4)$$

Onde: $i = L, D, M$

u_{rel} = velocidade relativa do escoamento;

ρ_a = densidade do ar;

c = comprimento da corda do aerofólio.

A velocidade média do vento varia com a altura z e é tanto maior quanto maior for a altura. Trata-se de uma relação descrita por uma Lei de Potência, como se observa na equação 5.

$$\bar{u}(z) = \bar{u}_{ref} \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^a \quad (5)$$

Onde: \bar{u}_{ref} = velocidade média à altura z_{ref} ;

a = coeficiente exponencial (0,14 em ambientes *offshore* [42])

Imediatamente, percebe-se que as velocidades no rotor sejam superiores às velocidades na torre, garantindo-se ventos mais energéticos para a transformação de energia.

O fenómeno de esteira também pode ser relevante num parque eólico, pela proximidade das turbinas. O vento, à medida que incide nas turbinas, perde energia, de tal modo que a sua velocidade média decresce, mas a sua componente turbulenta aumenta.

2.3.2. Carregamentos Hidrodinâmicos

As ondas e o vento são as ações dinâmicas principais na análise de estruturas *offshore*. A sua natureza aleatória é assinalada pela ocorrência de fenómenos com efeitos diferentes, mesmo quando as condições iniciais são idênticas. Estes processos podem-se chamar também de processos estocásticos e os seus modelos são baseados em teorias probabilísticas. As ondas oceânicas são, então, irregulares e aleatórias em forma, altura, comprimento, período, direção e velocidade de propagação. São caracterizadas por grandezas associadas, das quais se destacam a altura de onda significativa H_s e o período de pico de onda T_p . A altura de onda significativa é definida pela média do terço mais elevado das ondas num determinado intervalo de tempo enquanto que o período de pico de onda refere-se ao período correspondente à banda de frequência com o valor máximo de densidade espectral, que é representativo das ondas mais energéticas presentes no registo [3]. Ambas estas grandezas são dependentes da velocidade média do vento e a sua relação pode ser modelada por uma Distribuição de Probabilidade Conjunta [21]. A norma IEC61400-3 exige uma correlação entre as grandezas características das ações dinâmicas de interesse e um Valor Esperado Condicional é obtido, que para estes casos é representado por $E[H_s, \bar{u}]$ e $E[T_p, \bar{u}]$, onde $E[H_s, \bar{u}]$ representa o valor esperado da altura da onda significativa H_s , sabendo que se registou a velocidade média do vento \bar{u} . Tal como no caso dos ventos, as normas de projeto das estruturas *offshore*, definem os parâmetros das ondas recorrendo a espectros de densidade de frequência baseados em abordagens probabilísticas. Os espectros recomendados pelas normas DNV-GL e IEC 61400-3 são os espectros de ondas irregulares de *Pierson-Moskowitz* (PM) e o *Joint North Sea Wave Observation Project* (JONSWAP), que diferem no estado de desenvolvimento das ondas. Para melhor entendimento dos espectros, é necessário introduzir o conceito de mar totalmente desenvolvido, que afirma

que se atinge um estado de equilíbrio, na transferência energética entre o vento e o mar, onde a onda preserva a sua energia. Dito isto, o espectro de PM apoia-se no conceito de mar totalmente desenvolvido enquanto que o JONSWAP considera que o mar nunca atinge esse equilíbrio, implicando um crescimento gradual das ondas ao longo do seu percurso [43]. Na prática, pode-se dizer que o espectro de JONSWAP é uma extensão do de PM, quando o pico de espectro que o caracteriza toma o valor de 1 [43]. As equações que descrevem ambos os espectros são:

$$S_{\zeta,PM}(\omega) = \frac{5}{16} H_s^2 \omega_p^4 \omega^{-5} \exp \left[-\frac{5}{4} \left(\frac{\omega}{\omega_p} \right)^{-4} \right] \quad (6)$$

$$S_{\zeta,JONSWAP}(\omega) = S_{\zeta,PM}(\omega) (1 - 0.287 \ln(\gamma)) \gamma^{\exp \left[-\frac{1}{2} \left(\frac{\omega - \omega_p}{\sigma \omega_p} \right)^2 \right]} \quad (7)$$

Onde: ζ = elevação da onda;

S_{ζ} = espectro de frequência das ondas;

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

γ = parâmetro de pico de espectro;

ω_p = frequência angular de pico espectral, $\omega_p = 2\pi/T_p$;

σ = parâmetro de largura espectral.

O parâmetro de pico de espectro introduzido no código *aero-hydro-servo-elastic* foi o recomendado pela norma IEC 61400-3 anexo B [44]. Como se pode ver na Figura 20, o espectro de JONSWAP apresenta um pico mais acentuado, para valores de $\gamma > 1$.

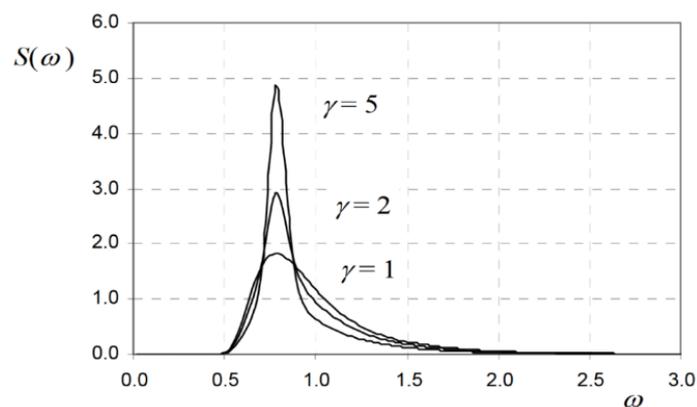


Figura 20 – Espectro de densidade de ondas de JONSWAP para diferentes valores de γ [43].

A cinemática das ondas foi modelada pela teoria de *Airy*, que tanto pode ser usada para ondas regulares ou irregulares. Para ondas regulares, a elevação da onda é representada como uma senoide com apenas uma amplitude de onda e frequência. No caso das ondas irregulares,

estas podem ser representadas como uma soma ou uma sobreposição de um conjunto múltiplo de ondas regulares. A equação 8 representa a elevação das partículas de água na forma da transformada inversa de *Fourier* do espectro de densidades S_ζ , onde j é um número imaginário e $W(\omega)$ é a transformada de *Fourier* de uma série temporal de ruído branco gaussiano (*white Gaussian noise*) de distribuição normal padrão. A distribuição referida garante que as ondas produzidas apresentem uma fase aleatória, mas com uma elevação normalmente distribuída de média zero e variância de $\sigma_\zeta^2 = \int_{-\infty}^{+\infty} S_\zeta(\omega) d\omega$ [44].

$$\zeta(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} W(\omega) \sqrt{2\pi S_\zeta(\omega)} e^{j\omega t} d\omega \quad (8)$$

Este modelo é válido para ondas onde o comprimento de onda e a profundidade da água são muito superiores à amplitude da onda [21].

Como é dito na secção 2.3.1, apenas foram consideradas as correntes geradas pelas tensões de corte que se criam na interação do vento com a superfície marítima. Existem três diferentes submodelos que respeitam a norma IEC 61400-3, nomeadamente as correntes sub-superficiais, superficiais e paralelas ao solo (Figura 21), mas apenas o segundo contabiliza a criação da corrente pela ação do vento. Este modelo é caracterizado por uma distribuição linear da velocidade, a variar com a profundidade da água, e toma o valor de zero numa altura de referência z_{ref} (equação 9) [44].

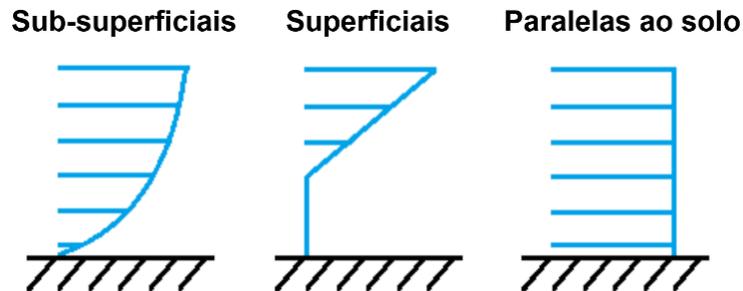


Figura 21 – Tipos de modelos de correntes [44].

$$\begin{cases} v(z) = v_{ref} \left(\frac{z + z_{ref}}{z_{ref}} \right), & z \in [-h_{ref}, 0] \\ v(z) = 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (9)$$

Onde: z = profundidade de medida;

$$v_{ref} = 0.015 * \bar{u}(10 \text{ m}, 1 \text{ hora});$$

$\bar{u}(10 \text{ m}, 1 \text{ hora})$ = velocidade média do vento durante 1 hora à altura de 10 m.

As ondas e correntes, ao incidir na estaca e na peça de transição, originam os carregamentos hidrodinâmicos. O método mais utilizado para a sua caracterização é o de

Morison, que tem como condições principais desprezar efeitos de difração, efeitos de refração e considerar a existência de separação do escoamento, logo foi o método utilizado. O FAST contém outro modelo de cálculo dos esforços hidrodinâmicos (teoria do Escoamento Potencial), contudo este deve ser aplicado quando estão presentes cilindros de maiores dimensões, como no caso de estruturas flutuantes [44]. Os esforços hidrodinâmicos aplicados nos membros podem ser calculados pela equação 10. A equação de *Morison* reduz-se aos termos das forças inerciais e de arrasto. Assumindo um cilindro sujeito a uma corrente horizontal de velocidade $v(z, t)$, como se pode ver na Figura 22, o carregamento hidrodinâmico infinitesimal que um elemento de volume deste cilindro sofre é dado pela fórmula de *Morison* (equação 11) [45]:

$$\vec{F} = \vec{F}_I + \vec{F}_D + \vec{F}_B + \vec{F}_{MG} + \vec{F}_{AM} \quad (10)$$

Onde: F_I = força inercial;

F_D = força de resistência hidrodinâmica;

F_B = força de impulsão;

F_{MG} = força do peso da vida marinha;

F_{AM} = forças associadas à massa adicionada.

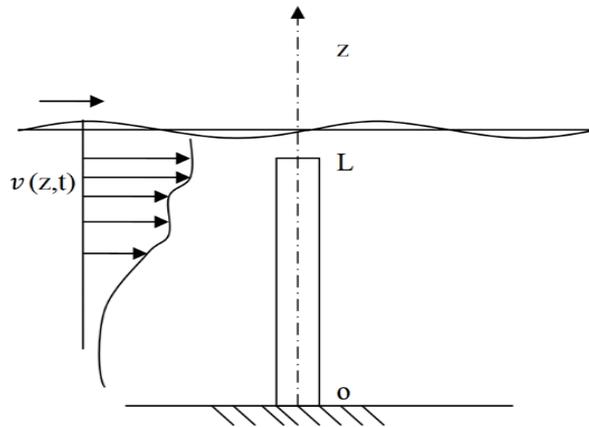


Figura 22 – Cilindro sobre a ação de uma corrente marítima não uniforme [45].

$$dF(z, t) = C_M \rho \frac{\pi}{4} d^2 \dot{v}(z, t) dz + C_D \rho d \frac{1}{2} v(z, t) |v(z, t)| dz \quad (11)$$

Onde: C_I = coeficiente de inércia;

C_D = coeficiente de *drag*;

d = diâmetro do cilindro;

ρ = densidade da água.

A força total e o momento na estrutura, em relação à origem (ponto 0 na Figura 22), são obtidos pelos integrais 11 e 12, respetivamente [45].

$$F(t) = \int_{z=0}^{z=L} dF(z, t) \quad (12)$$

$$M(t) = \int_0^L z dF(z, t) \quad (13)$$

Quanto à força de impulsão, esta é desprezada, ao contrário dos *jackets* e dos *tripods*. As superfícies de contacto entre a mono-estaca e o meio marítimo apresentam todas vetores normais horizontais, logo a força de impulsão hidrostática é nula. O peso da vida marinha acrescentado é diretamente transferido para a carga axial da mono-estaca, porém é importante perceber que esta adição de camadas irregulares sobre o aço aumenta, não só o seu peso próprio, mas também a sua inércia e as forças viscosas do fluido. As frequências naturais podem ainda decair e a proteção contra corrosão poderá ser afetada [44]. Na perspetiva de perceber as forças produzidas pela massa adicionada, segue-se um pequeno esclarecimento do conceito. Para casos de movimentos dinâmicos de corpos dentro de água, forças adicionais, resultantes de movimentos fluídicos, têm de ser consideradas. A este efeito chama-se massa adicionada [46]. Fisicamente, trata-se de uma força que surge devido ao facto de que um corpo acelerado tem de mover volumes de água que o envolvem. Um sistema caracterizado por uma equação 14 básica do movimento toma a forma da equação 15 [46]:

$$m_s \ddot{x} + b_s \dot{x} + k_s x = f_s(t) \quad (14)$$

$$m_s \ddot{x} + b_s \dot{x} + k_s x = f_s(t) - m_a \ddot{x} \quad (15)$$

Onde: m_s = massa do sistema;

b_s = amortecimento do sistema;

k_s = rigidez do sistema;

$f_s(t)$ = força exterior;

m_a = massa adicionada.

Organizando a equação, obtém-se:

$$(m_s + m_a) \ddot{x} + b_s \dot{x} + k_s x = f_s(t) \quad (16)$$

A modelação das condições do mar não considera turbulência nem corrosão. A propagação de fissuras em ambiente de fadiga com corrosão não foi, nesse caso, tida em conta, quando este é considerado um dos problemas mais comuns nas estruturas que operam em ambientes marítimos [47].

2.3.3. Carregamentos Externos Esporádicos

Face a tudo isto, o solo desempenha uma função muito importante: resistir a todos os carregamentos anteriormente discutidos. A fixação da fundação no fundo do mar pode ser vista como uma analogia a um encastramento, porém verifica-se que os graus de liberdade da mono-estaca não são nulos e que, na realidade, as forças de reação distribuem-se pela profundidade do solo marítimo. Na secção 2.4.3 será explicado, mais detalhadamente, os modelos de interação com o solo.

Existem ainda outras hipóteses de possíveis carregamentos externos na estrutura que não são tão frequentes: o impacto das embarcações, impactos de gelo e tempestades. Quando é necessária a manutenção de componentes, poderá haver pequenos impactos das embarcações transportadoras dos operários, mas estes são muito pouco relevantes no projeto. Temperaturas baixas podem levar à criação de gelo na superfície marítima que por sua vez leva ao impacto desse gelo na estrutura com as ações dinâmicas das ondas. No entanto, a criação de gelo é mais crítica nas pás da turbina, levando à diminuição do seu tempo de vida e da sua performance. A adesão do gelo, juntamente com as forças centrífugas que surgem da rotação das pás, gera tensões de corte na interface entre os dois materiais. Além disso, o peso adicional da pá será mais um contribuinte na adição da inércia e, conseqüentemente, dos carregamentos na estrutura [48].

Quanto às tempestades, estas criam agitações marítimas enormes e ventos mais energéticos do que os ventos em que a turbina opera. Ao atingir velocidades superiores à velocidade *cut-out* (velocidade limite de funcionamento da turbina), a rotação das pás é interrompida e o seu ângulo de *pitch* é mantido constante para assegurar a segurança dos componentes, no entanto a força de arrasto na torre admite valores tanto maiores, quanto maior for a velocidade do vento.

2.3.4. Peso Próprio e Dinâmica do Rotor

Os três membros tubulares de aço estruturais (mono-estaca, peça de transição e torre) sofrem um esforço axial permanente, devido ao seu peso próprio. Todos eles sustentam as toneladas originárias da *nacelle* e do rotor e, naturalmente, os elementos de cota inferior estão sempre mais sobrecarregados por todo o peso adicional que sustentam. Existe ainda uma descentralização do centro de massa do sistema *nacelle* mais rotor, no sentido da velocidade do vento, em relação ao eixo axial da torre que induz um momento estático sobre a estrutura.

É importante entender que a dinâmica do rotor influencia também, bastante, a vibração da estrutura. A rotação do rotor pode provocar vibrações longitudinais e rotacionais, logo é fundamental que as frequências de vibração de funcionamento do sistema não se aproximem das suas frequências naturais. A frequência de excitação provocada pelo movimento do rotor é calculada a partir da velocidade de rotação com que este trabalha, sendo designada, normalmente por 1P ($1P = \frac{\omega_R}{2\pi}$). Uma vez que a turbina do presente trabalho opera entre as 6,9 rpm e as 12,1 rpm, as frequências 1P variam entre $f_{1P,min} = 0,115 \text{ Hz}$ e $f_{1P,max} = 0,202 \text{ Hz}$. Por outro lado, a frequência de excitação provocada pela passagem das pás, denominada por 3P ($3P = 3 \cdot 1P$) (por se tratar de uma turbina composta por três pás) estará compreendida entre $f_{3P,min} = 0,345 \text{ Hz}$ e $f_{3P,max} = 0,605 \text{ Hz}$. Do ponto de vista de projeto, três soluções são possíveis. Estas classificam-se segundo a primeira frequência natural da estrutura f_0 [49]:

- *Soft-soft*: Estrutura bastante flexível, i.e. $f_0 < f_{1P,min}$;
- *Soft-stiff*: Estrutura com uma flexibilidade intermédia, i.e. $f_{1P,max} < f_0 < f_{3P,min}$;
- *Stiff-stiff*: Estrutura bastante rígida, i.e. $f_0 > f_{3P,max}$.

2.4. Ligações Estruturais

2.4.1. Ligação Torre - Peça de Transição

A ligação da peça de transição com a torre da turbina carece de ser amovível, caso seja necessário a remoção dos componentes, como no fim de vida do seu funcionamento. A ligação aparafusada é, então, a solução eleita na indústria. Trata-se de uma solução que garante elevadas resistências à estática e fadiga, tal como na soldadura. As flanges da ligação são soldadas à peça de transição e à torre, segundo a norma DNV-OS-J101, por soldas de topo com penetração total e estas são unidas no interior dos cilindros para que a ligação esteja protegida do ambiente corrosivo a que se encontra, tal como para facilitar a sua instalação e manutenção [50].

2.4.2. Ligação Peça de Transição - Mono-Estaca

A união entre a mono-estaca e a peça de transição, como dito anteriormente, é garantida pela ligação *grout*. Aquando da fixação da mono-estaca, imperfeições geométricas podem surgir e o seu eixo axial pode não se encontrar paralelo ao eixo vertical global. A colocação posterior da peça de transição e da turbina permite, assim, corrigir essa imperfeição, garantindo a verticalidade do eixo da torre e, como consequência, diminuir os esforços de flexão que estariam associados a uma instalação incorreta.

O *grout* é um material cementoso com uma resistência mecânica à compressão muito elevada, uma coesão interna alta (ou seja, não se dissolve na água do mar), possui alta qualidade até temperaturas próximas de 2°C e detém uma elevada resistência à fadiga, que lhe dá a durabilidade pretendida do tempo de vida da turbina. Para além disso, a irregularidade superficial do material cementoso, é ideal para que o coeficiente de atrito entre o aço e o *grout* seja o maior possível [51]. A transferência de esforços realizada entre a mono-estaca e a peça de transição é realizada principalmente por fricção e são as tensões normais de compressão aplicadas nas interfaces de contacto que produzem as tensões de corte desejadas [52]. Nesta ligação não existe adesão entre o *grout* e o aço. A garantia de que as forças normais provenientes do contacto sejam apenas de compressão torna-se crucial pelo facto de o *grout* se tratar de um material muito frágil à tração ($\frac{\sigma_t}{\sigma_c} \cong 0,23$) [53]. A Figura 23 representa uma ligação *grout* cilíndrica, numa fundação *monopile* e na Figura 24 pode-se verificar, em duas dimensões, como são distribuídas a pressão e as tensões de corte no *grout* quando são aplicados uma força e um momento.

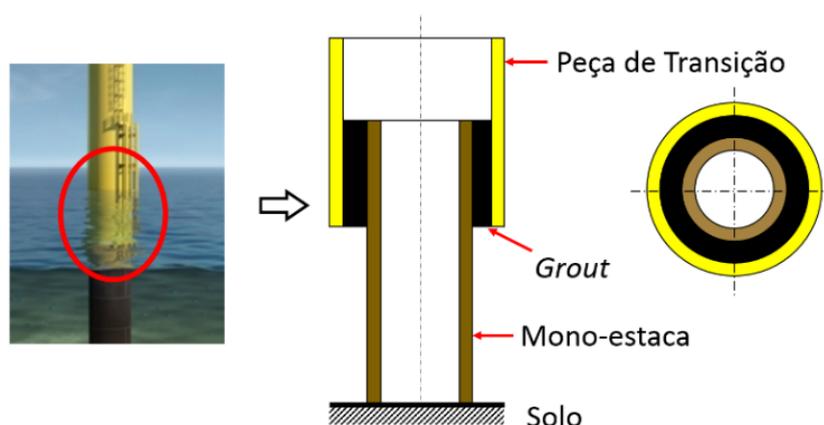


Figura 23 – Representação de uma ligação *grout* cilíndrica na fundação *monopile*.

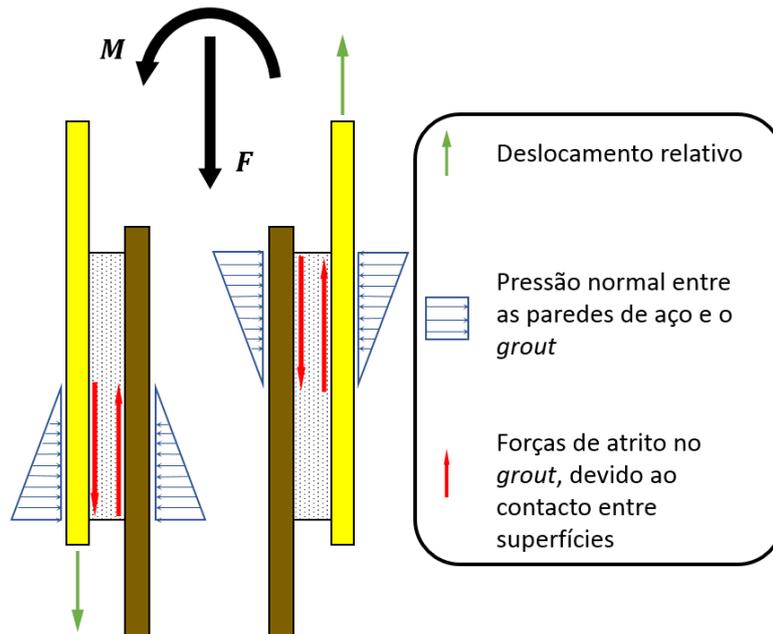


Figura 24 – Distribuição da pressão e das forças de atrito no *grout*, quando sujeito a flexão.

As tensões axiais nos elementos estruturais, provocadas pelos momentos fletores, são usualmente muito maiores que as provocadas pelo peso da estrutura acima da ligação. A ação destes momentos, oriundos dos esforços aerodinâmicos no rotor e na torre, leva ao aparecimento de tensões de tração na direção axial que podem exceder a capacidade do material cementoso. Devido à relação $\frac{D_{ext}}{thickness} \gg 1$ dos cilindros, ocorre uma ovalização destes e um espaçamento é aberto entre o *grout* e o aço, no caso de uma aplicação de momentos elevados [37].

As ligações *grout* em forma cilíndrica fazem parte da indústria da extração de petróleo e gás nos *jackets* desde há muitos anos. Esta tipologia começou a ser usada no mar do Norte nos anos 70. Nessa altura não havia qualquer utilização de *shear keys* na ligação (Figura 25), que mais tarde foram introduzidas na indústria para transferir esforços axiais.

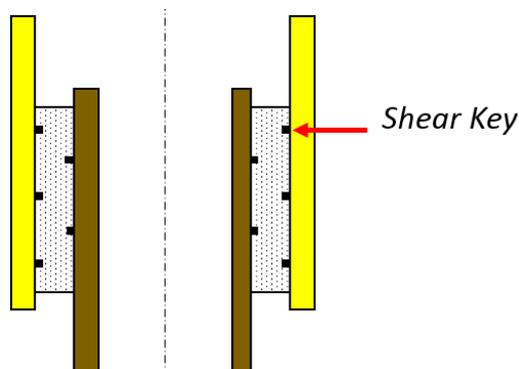


Figura 25 – Representação das *shear keys* numa ligação *grout* cilíndrica.

Estudos posteriores vieram afirmar que a utilização de *shear keys* podia ser prejudicial para a ligação, porque se tratava de um ponto de concentração de tensões, abrindo fendas no *grout* sobre os carregamentos dinâmicos e estocásticos que a ligação está sujeita [54], logo, por essas razões, as *shear keys* não foram consideradas no desenvolvimento do trabalho.

Quando se começou a introduzir a ligação *grout* nas turbinas *offshore*, comprovou-se que uma ligação cilíndrica sem *shear keys* era capaz de alcançar as funcionalidades requeridas. No entanto, nasceu uma nova solução que assentava no projeto de uma ligação cónica. Ao impor alguma inclinação na zona da ligação, garante-se o aparecimento de uma força resultante vertical, pela soma vetorial das componentes normais e tangenciais da reação do aço com o *grout*, ao contrário de uma ligação cilíndrica em que apenas as componentes tangenciais da reação contribuem para essa força [53]. Concluindo, a ligação *grout* é uma solução adequada para este tipo de estruturas, resistente às baixas temperaturas e carregamentos dinâmicos e, uma vez que apenas se coloca o material cementoso depois do ajusto da peça de transição, consegue-se estabelecer a verticalidade da turbina.

2.4.3. Ligação Solo – Mono-Estaca

A fixação da mono-estaca requer um estudo detalhado do comportamento do solo. Este pode ser classificado em diversas formas como pelo seu processo de formação, tamanho dos grãos, idade, estrutura mineralógica, etc. À parte disso, pode-se confirmar que a relação tensão-extensão que este apresenta é altamente não linear, com a sua rigidez a depender fortemente do seu histórico de tensões. Existe literatura que defende que, em alguns casos, o solo pode deter um comportamento anisotrópico, no entanto quase todos os modelos desta interação não o consideram assim [55]. Os carregamentos cíclicos que o solo sofre, através da interação solo-estaca, produzem extensões que, devido à plasticidade do material associada, se vão acumulando ao longo do tempo. Segundo os modelos que defendem esta acumulação de extensões, esta depende não só do número de ciclos, mas também das propriedades do material e das tensões estabelecidas. Porém, nenhum destes modelos considera explicitamente uma interação solo-estaca sobre carregamentos laterais [55]. M. Arshad *et al.* [55] descreve alguns desses modelos e como diferem nas suas variáveis experimentais, i.e., pelo diâmetro das estacas, pelas propriedades do solo, pela profundidade de penetração, etc., contudo todos apresentam uma evolução semelhante da acumulação de extensões com o número de ciclos, tal como se pode observar na Figura 26.

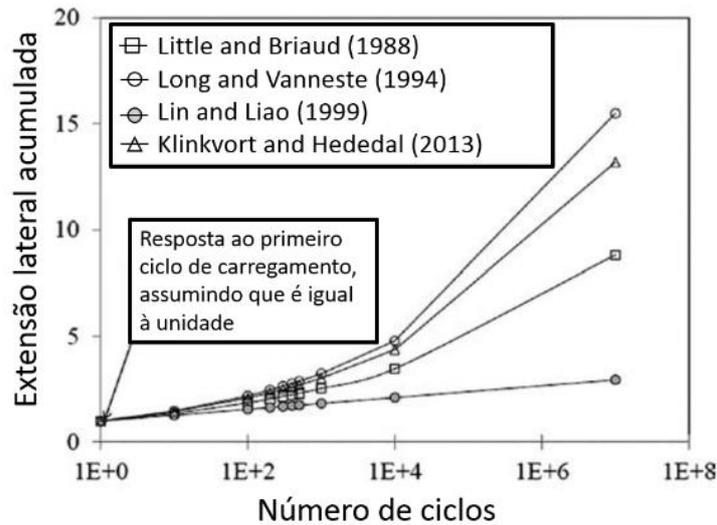


Figura 26 – Extensão lateral acumulada do solo em função dos ciclos de carregamento lateral, para uma fundação *monopile* (adaptado de [55]).

Modelos de interação entre o solo e cilindros admitem, usualmente, que as reações que o solo oferece dependem somente dos deslocamentos e rotações do corpo penetrante. Como tal, quando se fala na capacidade de o solo resistir a variações no valor dos graus de liberdade de translação e rotação, na verdade estamos a referir-nos à rigidez deste. Esta rigidez pode ser vista como um conjunto de molas, situadas no fundo do mar, caracterizada por uma matriz 6x6 em que a entrada ij corresponde à rigidez da mola i face a um deslocamento, ou rotação, j [56]. Os modelos em questão são então compostos por três molas translacionais e outras três rotacionais, para cada um dos seis graus de liberdade existentes, no entanto é comum admitir uma simplificação dos modelos em que apenas são considerados o movimento de translação na direção do vento e o de rotação na direção perpendicular à velocidade do vento, de maneira a se tratar de um problema em duas dimensões (Figura 27). A matriz, neste caso, é descrita pela equação 17 [56]:

$$k_{solo} = \begin{bmatrix} k_{tt} & k_{tr} \\ k_{rt} & k_{rr} \end{bmatrix} \quad (17)$$

Onde: t = direção translacional;

r = direção rotacional.

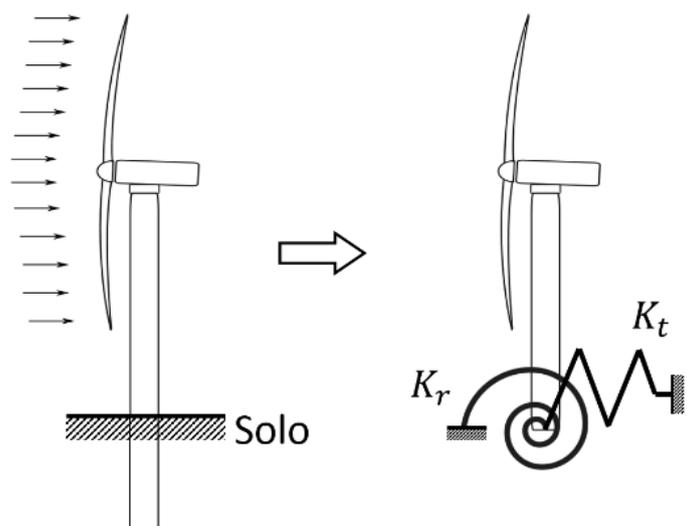


Figura 27 – Interação solo-estaca, sobre modelo de 2 molas (translacional e rotacional) (adaptado de [57]).

Modelo p-y

O API (*American Petroleum Institute*) desenvolveu uma série de estudos em redor da interação de estacas penetrantes no solo marítimo para as indústrias de gás e petróleo. O modelo p-y é, hoje em dia, o mais aceite na indústria e na comunidade científica. Este modelo é caracterizado por providenciar uma interação solo-estaca que é diretamente independente dos esforços nesta [58]. A interação consiste nas curvas p-y ($p = f(y, x)$), em que p é a força resultante por unidade de comprimento, y a deflexão na direção horizontal e x a profundidade (Figura 28) [55]. As curvas p-y são particulares para cada profundidade, logo costuma-se modelar o problema como uma viga suportada por uma série de molas elasto-plásticas não lineares desacopladas, que representam a reação do solo, como se pode verificar na Figura 29 [55].

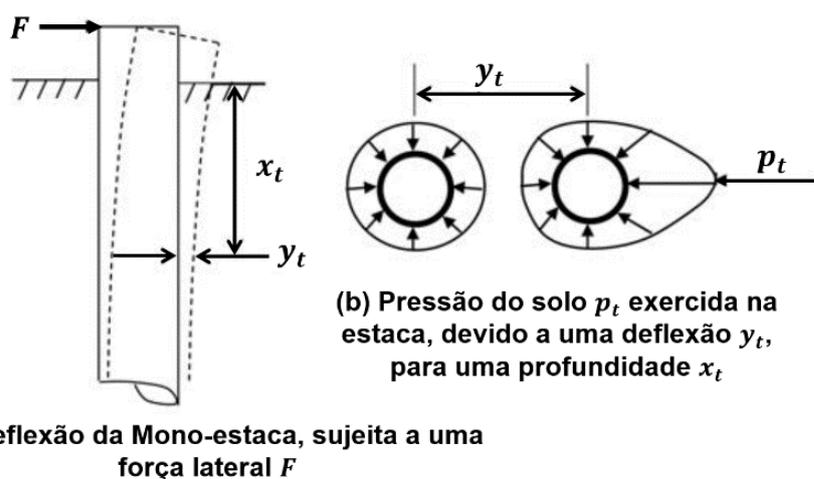


Figura 28 – Modelo p-y para uma estaca carregada na direção lateral (adaptado de [55]).

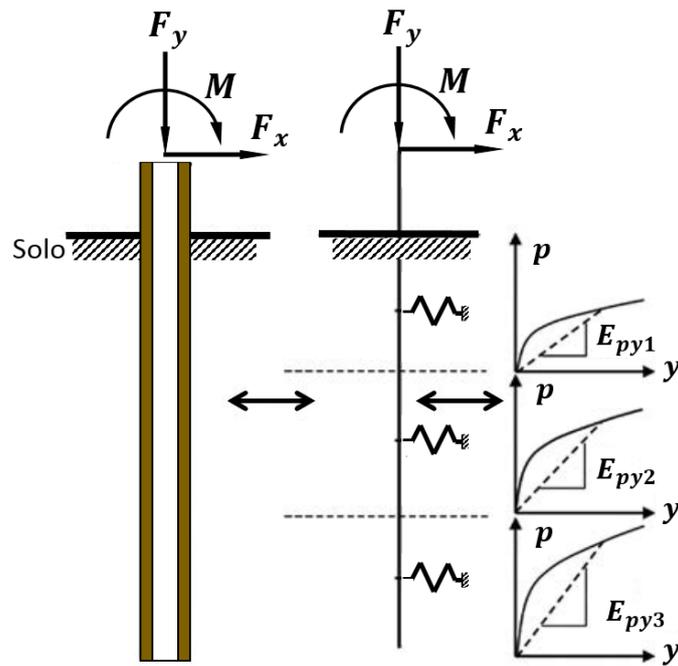


Figura 29 – Variação das curvas p-y com a profundidade (adaptado de [55]).

O modelo p-y afirma que a reação do solo varia de um modo altamente não linear com a deflexão na direção horizontal. Entretanto já existem certos estudos que dizem que a saturação destes solos deveria ser tida em conta, como fator de amortecimento do sistema. Neste caso as curvas que caracterizam a interação solo-estaca denominar-se-iam curvas $p - y - \dot{y}$, e a força de reação dependeria não só da deflexão da viga, mas também do valor da sua velocidade [58]. Trata-se de um estudo recente e que ainda não foi implementado no projeto das fundações *offshore*, não fazendo assim parte deste trabalho.

A equação 18 demonstra a expressão do modelo p-y, para uma profundidade x .

$$p = A p_u \tanh \left[\frac{k x}{A p_u} y \right] \quad (18)$$

Onde: p = reação do solo;

A = fator de condição de carregamento cíclico ou estático;

p_u = resistência última à flexão, a uma profundidade x ;

k = módulo inicial de reação de subcamada;

y = deflexão lateral;

O parâmetro k está relacionado com a densidade relativa do material e com o ângulo de fricção interno ϕ (Figura 30 (a)). Este descreve a rigidez da curva, enquanto que p_u relaciona-se com a resistência. O cálculo de p_u é realizado segundo o sistema de equações seguinte:

$$\begin{cases} p_{us} = (C_1 x + C_2 D) \gamma x \\ p_{ud} = C_3 D \gamma x \\ p_u = \min \{p_{us}, p_{ud}\} \end{cases} \quad (19)$$

Onde: γ = peso efetivo do solo;

D = Diâmetro exterior da mono-estaca;

C_1, C_2, C_3 = coeficientes, funções de ϕ (Figura 30 (b)).

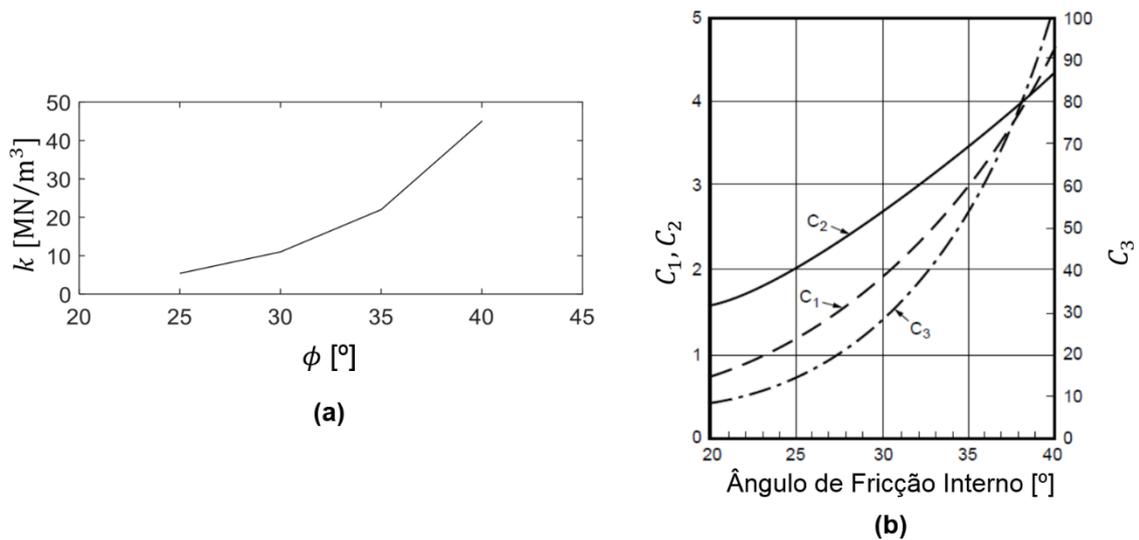


Figura 30 – (a) Módulo inicial de reação de subcamada em função de ϕ [59]; (b) Coeficientes C_1, C_2 e C_3 em função de ϕ [60].

A relação obtida pelo API deriva de resultados empíricos para estacas com diâmetros aproximadamente de 2 m ou menos, em que a relação $\frac{L}{D} > 30$, enquanto que as fundações das turbinas têm um rácio menor que 10. A aplicação do modelo no caso de estudo, poderá conter problemas associados, por se estar perante um caso de extrapolação de resultados [61]. Tal como referido anteriormente, os carregamentos dinâmicos podem levar à plasticidade do solo, alterando as condições deste. Este fenómeno conduz a reduções nas frequências naturais do sistema que podem ser prejudiciais ao aproximar-se das frequências de funcionamento [59].

3. Modelos Numéricos

3.1. FAST

Para que o desenvolvimento do projeto mecânico deste tipo de estruturas seja efetuado de uma maneira rigorosa e realista, deverá seguir-se as normas e modelos mencionados no capítulo 2. A definição e implementação dos modelos aerodinâmicos, hidrodinâmicos e da interação solo-estaca são de extrema importância para que se proceda a simulações numéricas semelhantes aos casos reais. Só assim será possível estudar a resposta dinâmica da estrutura e o estado de tensão dos componentes. Todo o estudo dos estados de tensão e do comportamento dinâmico foi efetuado sobre o programa numérico de elementos finitos ANSYS, que necessitou de *inputs* aero e hidrodinâmicos provenientes do FAST.

3.1.1. Módulos

O FAST é um código *aero-hydro-servo-elastic* que é usado para simular a resposta de turbinas eólicas de eixo horizontal em ambientes *onshore* e *offshore*. Os resultados obtidos com esta ferramenta computacional são bastante consistentes em comparação com outros códigos existentes [23]. Este programa engloba módulos de aerodinâmica (*aero*), hidrodinâmica (*hydro*), controlo (*servo*) e módulos dinâmicos estruturais (*elastic*), permitindo uma simulação acoplada dos vários módulos. Os dados de entrada para o FAST são fornecidos através de ficheiros de texto, associados aos módulos respetivos, em que se podem destacar, para o desenvolvimento deste trabalho [62]:

- ***InflowWind***: recebe a informação relativa ao vento. Para modelos simples de vento, como num escoamento perfeitamente laminar, este módulo é capaz de modelar o seu próprio vento. Porém, para casos de vento mais complexos, como ventos turbulentos, processa os ficheiros gerados pelo *TurbSim*.
- ***AeroDyn***: inclui todas as propriedades aerodinâmicas do conjunto rotor-*nacelle*-torre e calcula as forças aerodinâmicas neste conjunto, segundo a informação do vento que recebe do *InflowWind*.
- ***ServoDyn***: responsável por todo o controlo da turbina, nomeadamente o controlo de *pitch* das pás e o de orientação direcional.
- ***HydroDyn***: simula o estado do mar e contém as propriedades físicas e hidrodinâmicas da fundação, calculando as forças incidentes na estrutura, originais das ondas, correntes e da vida marinha.

- **ElastoDyn**: módulo que interage com todos os outros módulos. Realiza todos os cálculos relacionados com a dinâmica de sistemas mecânicos, ao utilizar a informação dos outros módulos. Efetua os cálculos estruturais de alguns dos elementos do sistema, como da torre e das pás, que somente estes, são considerados corpos flexíveis.

TurbSim - Este *software* é responsável pela criação das séries temporais de vento. É um simulador de vento turbulento estocástico, que utiliza modelos estatísticos para simular numericamente séries temporais de vento turbulento no espaço [62].

3.1.2. Sistema de Controlo

De seguida, segue-se um breve resumo de um controlo genérico de uma turbina eólica, para um melhor entendimento de como o módulo *ServoDyn* opera. Com o objetivo de maximizar a produção de energia, de uma forma segura, as turbinas possuem sistemas de controlo capazes de mudar os estados operacionais da turbina no tempo. Tanto a sua potência produzida, como o ângulo de passo (*pitch angle*), são dependentes da componente horizontal da velocidade do vento e, como se pode verificar na Figura 31, quatro regiões distintas são definidas, delimitadas por certos valores característicos de velocidade. Estes são:

- **Cut-in speed**: Valor mínimo de velocidade do vento para o qual a turbina começa a produzir energia. Antes de ser atingida esta velocidade, a potência extraída serve apenas para acelerar o rotor antes de ser ligado o gerador.
- **Rated speed**: Valor da velocidade do vento a partir da qual a turbina produz energia à sua potência nominal.
- **Cut-out speed**: valor máximo da velocidade do vento para qual a turbina ainda produz energia.

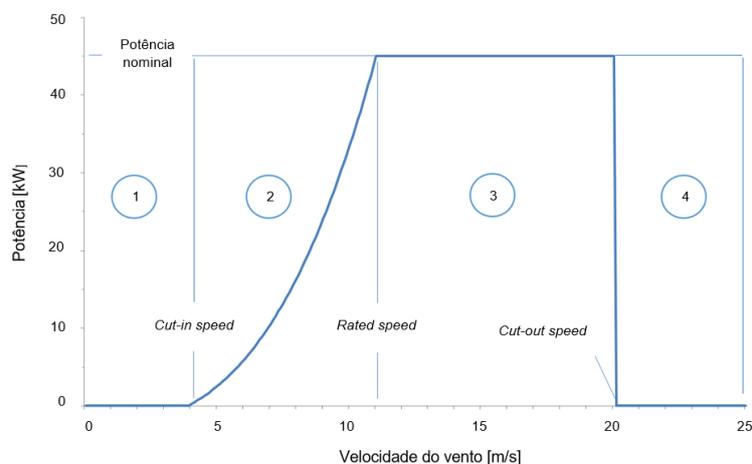


Figura 31 – Curva de potência de uma turbina de 45 KW [13].

Quanto ao controlo do ângulo de passo, este também varia com a velocidade do vento (Figura 32). Este ângulo é ajustado de forma a garantir uma produção de energia no valor da potência nominal da turbina. Com o aumento da velocidade do vento, o rotor, a *nacelle* e a torre têm tendência a sofrer esforços aerodinâmicos muito elevados. Logo, para velocidades superiores à *rated speed* a pá roda sobre o seu eixo longitudinal, diminuindo a sua superfície frontal em relação ao vento e resultando numa diminuição da força axial aplicada no rotor (Figura 33) [13].

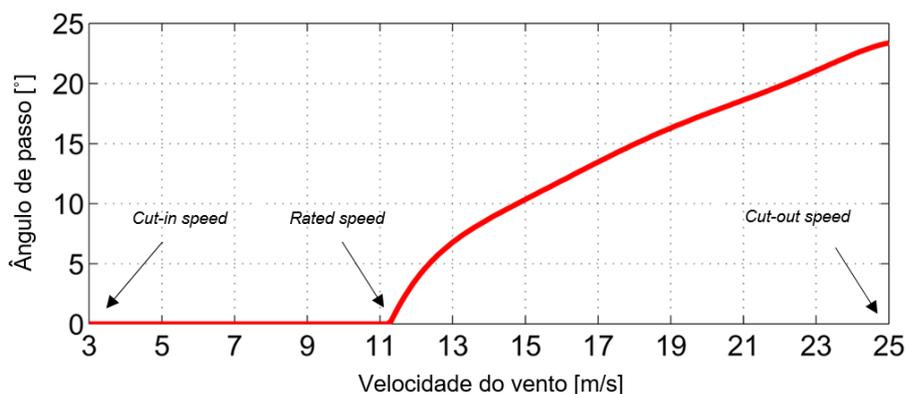


Figura 32 – Variação do ângulo de passo com a velocidade, para uma turbina de 5 MW.

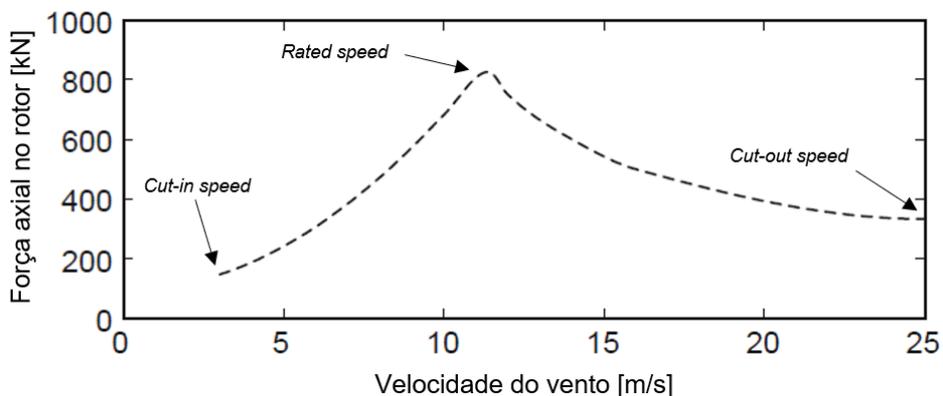


Figura 33 – Força axial no rotor em função da velocidade do vento, para uma turbina de 5 MW.

Este tipo de controlo mantém os seus componentes em segurança e permite que a turbina opere sempre na sua potência nominal, para valores de velocidade de vento superiores ou iguais à *rated speed* e inferiores à *cut-out speed*. Quando a velocidade do vento excede o valor da *cut-out speed*, a turbina, por razões de segurança, deixa de trabalhar e o ângulo de passo é orientado a 90°, para que as pás não estejam sujeitas a esforços bastante elevados. O sistema de controlo da turbina garante ainda que o rotor se mantenha alinhado na mesma direção da velocidade do vento. Este dá-se pelo nome de sistema de orientação direcional (*yaw control*) e permite que o rotor rode sobre o eixo da torre, sempre que o vento mude de direção [13].

O FAST v8 é a versão mais atual deste programa e aquela que foi utilizada neste projeto. A Figura 34 pretende esclarecer melhor como os seus módulos interagem entre si.

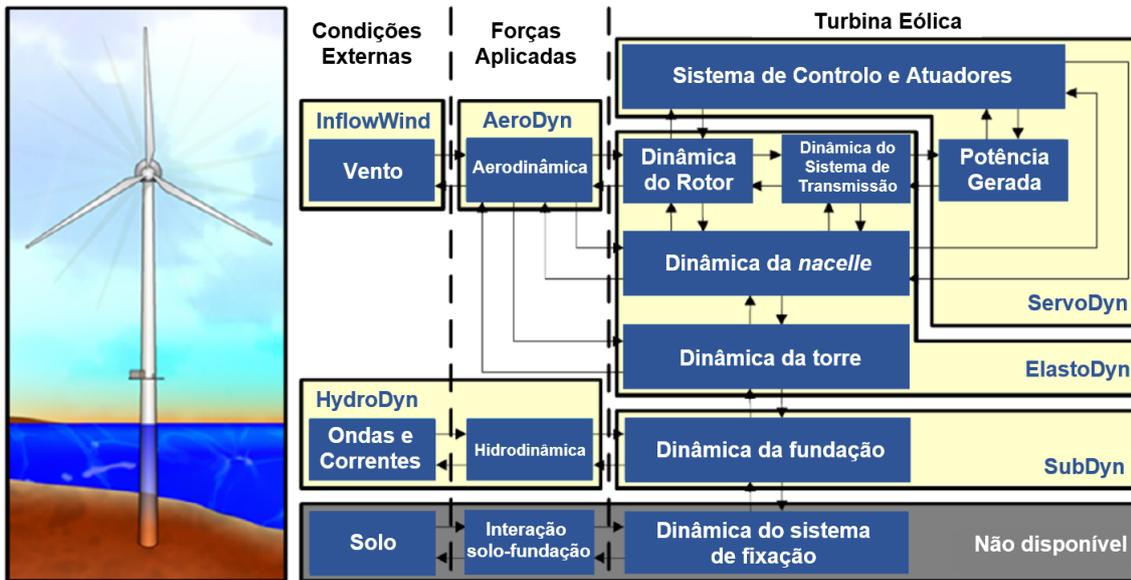


Figura 34 – Configuração do programa FAST v8 [13].

O FAST não analisa qualquer estado de tensão dos componentes, apesar das geometrias e propriedades dos materiais serem contabilizados para a resposta do sistema. Ao utilizar-se o programa de elementos finitos, em conjunto com o referido anteriormente, surge uma enorme vantagem de se realizarem simulações numéricas estruturais, respeitando os modelos aero e hidrodinâmicos que as normas requerem e, assim, adquirir estados de tensões realistas. Contudo, o diagrama da Figura 34 demonstra que esta versão é limitada, pois não possui modelos de interação solo-estaca. Na secção 3.5.1 será esclarecido como esta interação é introduzida nas simulações numéricas do presente trabalho.

3.2. Características Estruturais da Turbina e Propriedades dos Materiais do Sistema

A fundação *monopile* é composta essencialmente por três elementos estruturais: a estaca, a peça de transição e o *grout*. A peça de transição é, por sua vez, onde a torre da turbina assenta. Criada com base nos protótipos da *REpower 5M machine*, a turbina utilizada foi desenvolvida pelo NREL, sendo usada como uma referência para equipas de investigação [63]. Como se pode ver na Figura 23 da secção 2.4.2 (página 27), a estaca é o corpo que penetra o solo, interagindo com este, o *grout* envolve a estaca e a peça de transição envolve o *grout*, formando a ligação *grout* nessa zona. A Tabela 1 e a Tabela 2 resumem algumas características estruturais da turbina e da torre, essenciais para o projeto da fundação, respetivamente. As propriedades geométricas e estruturais das pás, *hub* e *nacelle* podem ser consultadas em [63], pelo que não será feita nenhuma descrição das mesmas. O referencial global do problema, encontra-se sobre o eixo da torre, ao nível médio de água.

Tabela 1 – Características principais da turbina de 5 MW do NREL.

Potência nominal	5 MW
Orientação; configuração do rotor	<i>Upwind</i> ; 3 pás
Diâmetro do rotor; <i>hub</i>	126; 3 [m]
<i>Cut-in</i>; <i>rated</i>; <i>cut-out speed</i>	3,0; 11,4; 25,0 [m/s]
<i>Cut-in</i>; <i>rated rotor speed</i>	6,9; 12,1 [rpm]
Massa do rotor; <i>nacelle</i>	$1,10 \cdot 10^5$; $2,40 \cdot 10^5$ [kg]
I_{xx}; I_{yy}; I_{zz} do conjunto rotor-<i>nacelle</i>	4,37; 2,35; 2,54 [$10^7 \text{kg} \cdot \text{m}^2$]
CM (X; Y; Z) do conjunto rotor-<i>nacelle</i>	(-0,414; 0,000; 89,570) [m]

Tabela 2 – Propriedades da torre da turbina.

Comprimento total da torre	77,6 [m]
Diâmetro; espessura no topo	3,870; 0,019 [m]
Diâmetro; espessura na base	6,000; 0,027 [m]
Massa	$2,37 \cdot 10^5$ [kg]
I_{xx}; I_{yy}; I_{zz}	161,37; 161,37; 1,53 [$10^6 \text{kg} \cdot \text{m}^2$]
CM (X; Y; Z)	(0,00; 0,00; 43,81) [m]

A torre, peça de transição e estaca são constituídas por aço, enquanto que o *grout* é um material cementoso com propriedades muito diferentes. A Tabela 3 apresenta algumas dessas propriedades estruturais, correspondentes a estes dois materiais, fundamentais à modelação 3D dos componentes.

Tabela 3 – Propriedades dos materiais estruturais do sistema.

	Grout	Aço estrutural
Densidade, ρ	2180,0 $kg \cdot m^{-3}$	8500,0 $kg \cdot m^{-3}$
Módulo de Young, E	32,0 GPa	210,0 GPa
Coefficiente de Poisson, ν	0,25	0,33
Módulo de torção, G	12,8 GPa	78,8 GPa
Tensão de cedência à tração, σ_t	25,0 MPa	355,0 MPa
Tensão de cedência à compressão, σ_c	110,0 MPa	355,0 MPa

Analisando a Tabela 3, pretende-se destacar certos valores invulgares. Por exemplo, a densidade do aço difere do valor típico de $7850 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$, de modo a que sejam considerados os pesos adicionais das tintas, parafusos, cordões de soldadura e flanges [63]. O *grout*, ao contrário do aço, é um material frágil e possui resistências bastante diferentes, consoante a maneira como é solicitado (tração ou compressão) e, por esta razão, teve-se especial atenção às tensões normais positivas que surgiram no material, aquando das simulações. Ainda de referir que os valores da tabela, correspondentes ao *grout*, baseiam-se em resultados experimentais, quando o material apresenta um desenvolvimento final (aproximadamente 28 dias de cura) a uma temperatura de $20^\circ C$, ou seja quando se apresenta totalmente solidificado [50, 64].

3.3. Definição das Ações Externas e Caso de Estudo

Pretendeu-se escolher um local de instalação, requisitado pelas normas GL e IEC 61400-3, para que se pudesse proceder ao *design* da estrutura em estudo. Foi providencial considerar Portugal como local de instalação, uma vez que este apresenta um grande potencial para a exploração da energia eólica *offshore*. Os problemas económicos que o país demonstrou nos últimos anos e o conseqüente resgate financeiro resultaram em fortes medidas de austeridade que comprometeram o aparecimento de novos investimentos públicos nesta área [65]. Contudo, alguns projetos na área da tecnologia eólica *offshore* têm sido desenvolvidos com o apoio de empresas portuguesas, como são os casos do WindFloat e do Demogravi3. O protótipo WindFloat (Figura 35 (a)), instalado em 2011, consiste numa plataforma flutuante, semi-submersível, que suporta uma turbina de 2 MW. Esta plataforma já concluiu o seu período de testes, com uma produção total de 16 GWh, aproximadamente num período de 5 anos [66]. No que diz respeito ao Demogravi3, este foi um projeto que começou em 2016, e consistia numa fundação por gravidade constituída por três colunas de betão, por um tripé metálico e por uma peça de transição, que é depois conectada à turbina eólica (Figura 35 (b)) [67].

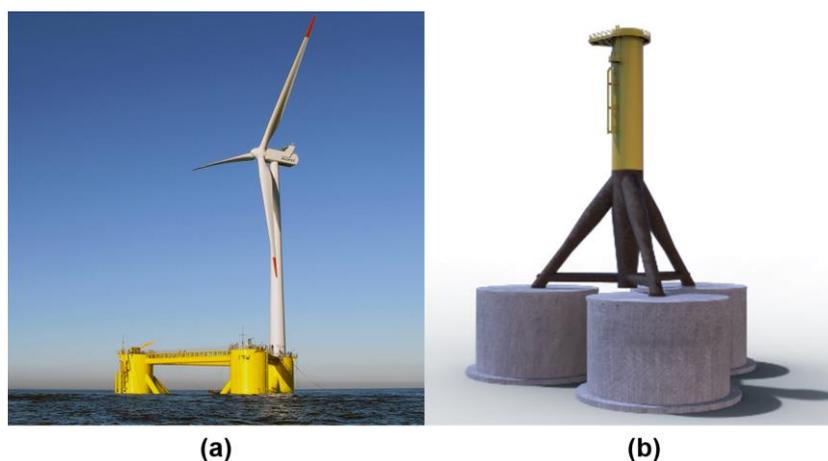


Figura 35 – (a) WindFloat [68]; (b) Demogravi3 [69].

O local de instalação escolhido foi, então, na costa norte de Portugal, perto da Póvoa de Varzim. É de grande interesse considerar uma implementação de uma fundação *monopile*, líder mundial na energia eólica *offshore*, na costa portuguesa pois, cada vez mais, os especialistas no ramo admitem que esta é a fundação do futuro [70]. Caracterizada pelos seus baixos custos de produção e de transporte, o *monopile* é a escolha a seguir, comparativamente a estruturas mais dispendiosas como são o caso dos *jackets* e dos *tripods*. A seleção do local de instalação é elementar para o projeto da fundação. Todos os lugares são particulares, logo apresentam condições meteorológicas diferentes, nomeadamente os estados de vento e de mar que, posteriormente, são os que definem os carregamentos exteriores aero e hidrodinâmicos, respetivamente.

Tal como referido na secção 2.3.1 (página 18), as ondas e correntes são dependentes da velocidade do vento. Para encontrar uma relação quantitativa entre a velocidade do vento e as variáveis do estado do mar, usou-se os dados de [13], onde se realizou um tratamento de dados do *Windguru*. Este *site* disponibiliza valores de altura de onda, período de pico de onda e velocidade do vento a 10 m de altura, num intervalo de tempo de 12 anos. O período de pico de onda observado no local de instalação foi de $T_p = 11$ s (Figura 36) [13] e este foi o utilizado nas simulações.

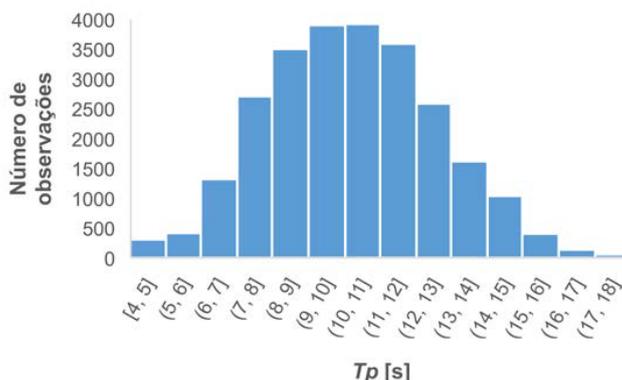


Figura 36 – Número de observações associadas a cada valor de período de pico num intervalo de 12 anos.

O gráfico da Figura 37 relaciona a velocidade local do vento no *hub* com a altura de onda. A escolha do polinómio de 4º grau deveu-se por este apresentar o maior quadrado do coeficiente de correlação, R^2 , entre os vários tipos de funções estudadas. Este valor é muito baixo, para que se pudesse considerar uma relação direta entre as variáveis. Na realidade, os ventos que geram as ondas, são ventos que já sopraram noutra local, noutra altura e não os ventos locais. Por esta razão, a altura de onda considerada para as análises foi a maior registada nos 12 anos: 10,2 m [13].

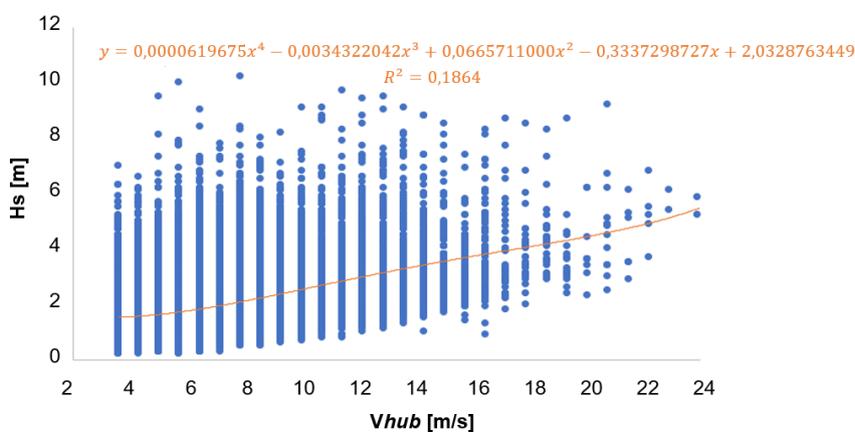


Figura 37 – Altura significativa em função da velocidade média do vento à altura do *hub*.

3.4. SolidWorks – Modelação 3D

O programa utilizado para modelar a estrutura em 3D foi o SolidWorks 2017. A experiência da ligação *grout* aponta para uma ligação cônica apta de suportar os carregamentos axiais na ligação, quando a pressão estabelecida na ligação entre o aço e o *grout* não for suficientemente grande para produzir as tensões de corte mínimas. Segundo a norma DNV-OS-J101 [50], o ângulo cônico da ligação tem de ser menor que 4°. Nesse caso, foram realizados, primeiramente, alguns testes estáticos de forma a avaliar o impacto deste no comportamento estrutural desta ligação. O ângulo α é o ângulo que a superfície cônica faz com a vertical e, para os testes estáticos, usaram-se os valores da Tabela 4.

Tabela 4 – Ângulos testados para o ângulo cônico da ligação *grout*.

α [degº]	1,25	2,50	3,75
-----------------	------	------	------

A espessura do *grout* e o coeficiente de atrito entre os materiais definidos foram de $t_g = 125 \text{ mm}$ e $\mu = 0,7$, respetivamente, de acordo com a norma DNV-ST-0126. Quanto ao comprimento efetivo do *grout* (L_g), definiu-se um comprimento de referência para a ligação cilíndrica de 9 m , respeitando os valores recomendados da norma DNVGL-ST-0126 [36]. Ao admitir que o raio exterior da estaca e do topo da peça de transição são constantes e iguais a 3 m , deparou-se com um problema: o comprimento efetivo da ligação *grout* variava proporcionalmente com o inverso de $\sin(\alpha)$ ($L_g \propto \frac{1}{\sin(\alpha)}$). A Figura 38 demonstra os comprimentos efetivos da ligação cônica e como estes variam percentualmente, em relação a uma ligação cilíndrica e admitindo $L_g = 9000 \text{ mm}$ para esse caso.

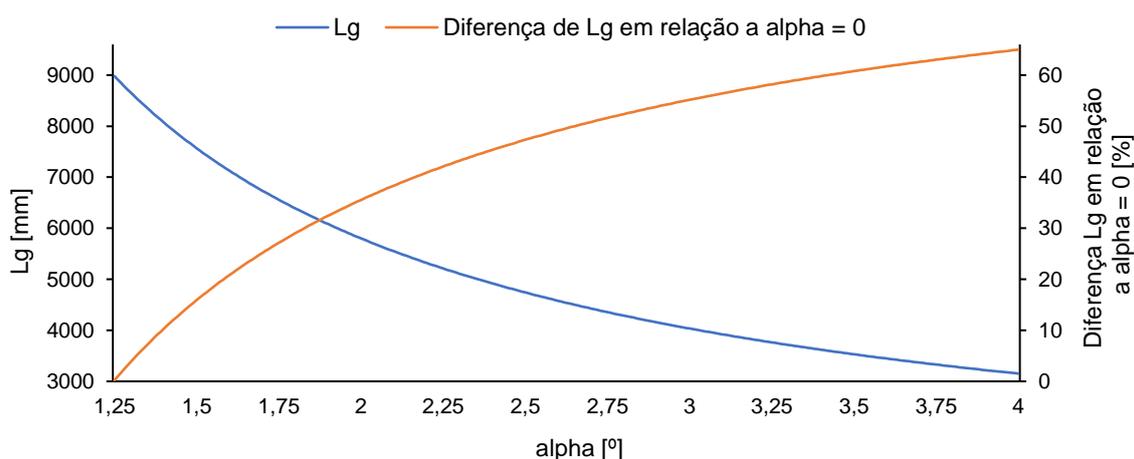


Figura 38 – Variação de L_g com o ângulo cônico da ligação e a sua diferença percentual entre

$$L_{g\alpha_i} \text{ e } L_{g\alpha=0}.$$

Ao olhar para as equações 20 e 21, que definem as variáveis pressão nominal de contacto máxima (p_{nom}) e o torque de fricção máximo (M_t), respetivamente, verifica-se que L_g influencia bastante o valor das variáveis [50].

$$p_{nom} = \frac{3\pi \cdot M}{R_p \cdot L_g^2(\pi + 3\mu) + 3\pi \cdot \mu \cdot R_p^2 \cdot L_g} \quad (20)$$

Onde: M = momento de flexão;

R_p = média do raio exterior do tubo mais interior da ligação;

μ = coeficiente de atrito entre aço e *grout*.

$$M_t = \frac{2\pi}{\gamma_m} p_p \cdot \mu \cdot L_g \left(R_{pt}^2 + R_{pt} \cdot L_g \sin(\alpha) + \frac{L_g^2}{3} \sin^2(\alpha) \right) \quad (21)$$

Onde: γ_m = *material factor* (1,0);

R_{pt} = raio exterior do topo do tubo mais interior da ligação;

p_p = pressão nominal de contacto, devido ao peso do conjunto turbina-torre.

Na análise das equações supracitadas decorre que, apesar de um maior ângulo gerar uma capacidade axial da ligação superior, a sua conseqüente diminuição no comprimento efetivo da ligação poderá causar defeitos na sua capacidade à flexão, que é bastante mais relevante que a primeira. Pelas características frágeis do *grout*, os primeiros testes estáticos foram feitos com vista a estudar que ângulos suportavam, tanto axialmente como à flexão, o conjunto turbina-torre e que configuração apresentava estados de tensão menores. A análise transiente da ligação foi feita com a configuração que obteve melhores resultados, dos primeiros testes. A Figura 39 mostra o aspeto da ligação. A pequena porção do *grout* sem inclinação surge para minimizar concentração de tensões, como indica a norma DNV-OS-J101 [50].

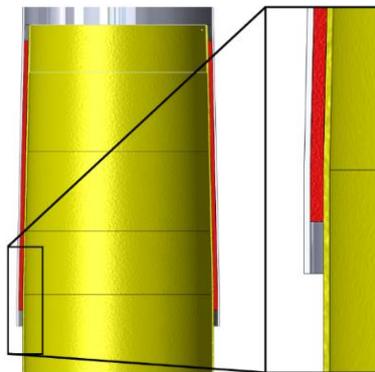


Figura 39 – Vista da ligação *grout*, segundo um corte sobre o plano YZ.

Como os dados disponíveis são escassos para a validação dos códigos *aero-hydro-servo-elastic* complexos, foi criado, pelo NREL, o OC3 – *Offshore Code Comparison Collaboration* para verificar a conformidade desses códigos. O OC3 considera, então, algumas propriedades do sistema, tais como a espessura da mono-estaca (0,06 m), a altura da base da torre (10 m) e a profundidade oceânica (20 m) [71]. Uma vez que o OC3 não considera uma peça de transição na sua modelação, com a torre e a estaca ligados diretamente por uma *fixed joint*, a espessura da peça de transição considerada foi, igualmente à da estaca, de 0,06 m. Com estas configurações, a altura do *hub* situa-se a 90 m. A modelação da estaca, no SolidWorks, foi realizada sobre estas características, resultando num cilindro oco de diâmetro exterior $D = 6\text{ m}$, espessura $t_{MP} = 0,06\text{ m}$ e com a base a coincidir com o solo marítimo ($z = -20\text{ m}$). Todavia, não se modelou qualquer comprimento adicional no SolidWorks, representativo da parte da estaca que se encontra no solo. Essa modelação foi feita no ANSYS, esclarecida na secção seguinte. A parte da estaca referida, está representada na Figura 40 como L_{MP_S} , para facilitar o entendimento do tema. No seguimento do documento, L_{MP_S} será utilizado como referência desta parte da estaca no solo.

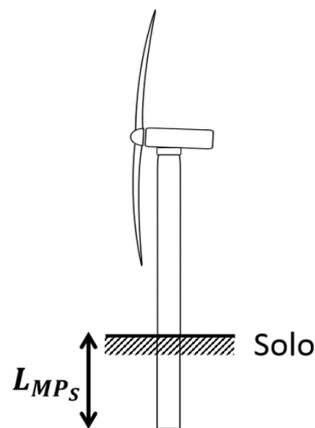


Figura 40 – Representação da parte da estaca que se encontra penetrada no solo marítimo

L_{MP_S} .

3.5. ANSYS

3.5.1. Interação Solo-Estaca

A razão de se realizar a modelação de L_{MP_S} no ANSYS esteve inteiramente relacionada com a implementação dos modelos de interação solo-estaca. Tal como referido na secção 2.4.3 (página 29), a modelação da reacção do solo pode ser feita através um conjunto de molas não lineares desacopladas ao longo do comprimento da estaca. O ANSYS possui um elemento finito unidimensional, capaz de relacionar deflexões com forças de um modo não linear: COMBIN39. Este elemento é considerado um elemento mola que tanto pode atuar longitudinalmente como torsionalmente em aplicações de uma, duas ou três dimensões [72]. O elemento tem também a enorme vantagem de a descarga poder ser feita linearmente. Ao considerar que o material do solo é elasto-plástico, como dito na secção 2.4.3, os históricos dos carregamentos produzem extensões irreversíveis, significando que se atingiu a plasticidade deste. Como tal, o COMBIN39 tem a opção de se poder fazer uma descarga paralela ao declive na origem (representativo da zona elástica) e, assim, considerar efeitos de histerese [72]. Concluindo, este elemento foi definido por uma curva força-deflexão generalizada (Figura 41), possuindo dois nós, em que um deles foi fixo e o outro coincide com um nó de L_{MP_S} .

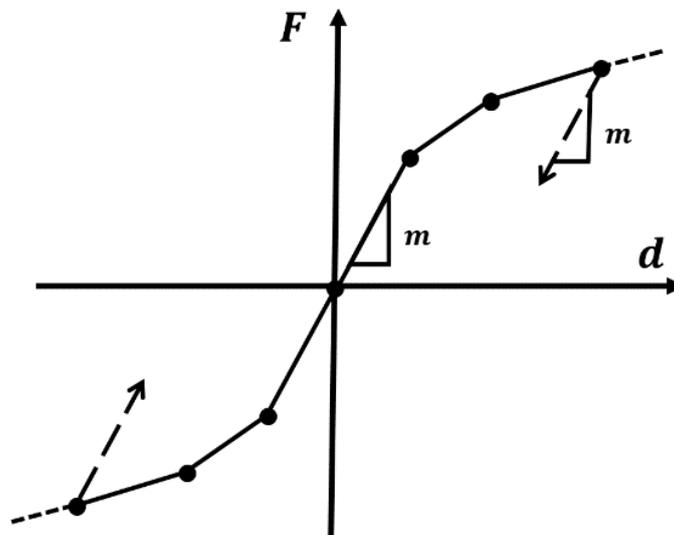


Figura 41 – Curva força-deflexão, não linear, do elemento COMBIN39.

Por esta razão, L_{MP_S} foi modelado como um conjunto de elementos linha (PIPE288), para que se conseguisse que a mola não linear exercesse a força de reacção a uma cota definida, sobre uma secção da estaca (correspondente a um nó do elemento linha). Uma vez que as deflexões têm uma natureza bidimensional (no plano XY) em cada cota, dois elementos molas iguais, perpendiculares, foram definidos. Cada par de molas perpendiculares distanciaram $1 m$ entre eles, na vertical. A conexão entre o primeiro elemento linha (elemento mais próximo da

superfície do solo marítimo) e os elementos sólidos concretizou-se por uma *fixed joint* (Figura 42), responsável pela transferência de todas as forças e momentos, com um erro menor que 1 % em deslocamento máximo.

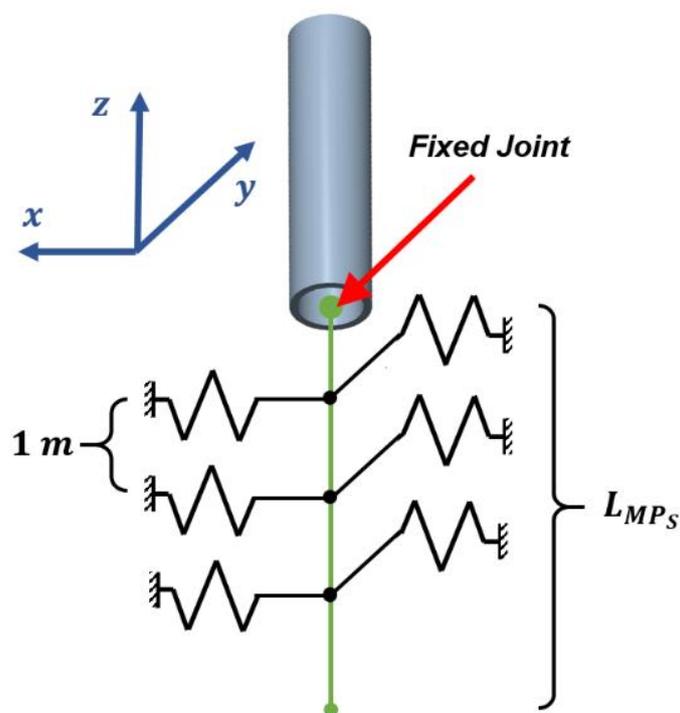


Figura 42 – Representação da *Fixed Joint*, responsável por conectar os elementos sólidos da estaca aos elementos linha da mesma (elementos que estão em contacto com o solo).

A utilização do elemento PIPE288 é adequada para estruturas de maior ou menor esbelte e é baseado na teoria de viga de Timoshenko. Trata-se de um elemento com seis graus de liberdade em cada nó (três de translação e três de rotação) e com uma excelente aplicabilidade em problemas de flexão, tração/compressão e torsionais, sejam eles lineares ou de grandes deformações. O PIPE288 possui uma característica que pode ser vista como um ponto fraco, comparativamente a uma modelação de elementos sólidos: os esforços transversos são constantes nas secções, o que quer dizer que estas mantêm-se planas e indeformáveis [72]. Estruturas como a mono-estaca, que têm um rácio $\frac{D_{ext}}{thickness} \gg 1$, têm a tendência a ovalizar quando sujeitas a momentos de valor elevado, mas, por outro lado, estas estruturas encontram-se no solo marítimo e, por isso, apresentam altas quantidades de massa no seu interior, minimizando as deformações nas suas secções. O resto dos corpos foram constituídos pelo elemento SOLID187. Este é um elemento tridimensional tetraédrico, composto por 10 nós (com três graus de liberdade translacionais em cada um), adequado para modelar geometrias irregulares [72].

3.5.2. Ligação *Grout*

A modelação da ligação *grout*, em elementos finitos, é altamente complexa. Não linearidades, devido ao contacto entre corpos, estão constantemente presentes em análises desta natureza logo é necessário escolher as formulações adequadas para cada problema e trabalhá-lo com o máximo rigor. Neste caso, definiu-se um contacto do tipo fricção entre as superfícies que, na sua natureza física, padece das seguintes características [73]:

- Não se interpenetram;
- Forças normais de compressão e forças tangenciais de fricção são transmitidas;
- Não existem forças de tração associadas. Elas são livres de se separarem.

A não linearidade surge da variação da força normal nas superfícies, consoante a condição do contacto. Nas análises, o ANSYS prevê a possibilidade de existir penetração entre os corpos e, conseqüentemente, assume uma compatibilidade de contacto entre estes. Para corpos sólidos, as formulações mais usadas são baseadas em métodos corretivos, ou seja, a força normal varia segundo o valor da penetração (equação 22) [73]. A Figura 43 é representativa de uma destas formulações.

$$\text{Augmented Lagrange: } F_{normal} = k_{normal} \cdot x_{penetração} + \lambda \quad (22)$$

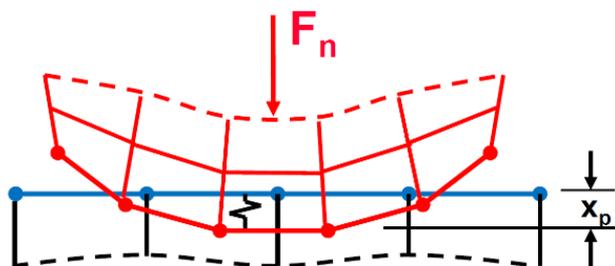


Figura 43 – Representação do contacto entre duas superfícies, segundo a formulação *Augmented Lagrange* [73].

Idealmente, seria possível anular estas penetrações, para um k_{normal} infinito. Isto não é numericamente possível para estes métodos, contudo os resultados são precisos quando $x_{penetração}$ toma valores muito pequenos. A equação 22, demonstra a formulação *Augmented Lagrange*, mais apropriada para problemas de fricção de grandes deformações e, por isso, foi a formulação utilizada neste trabalho. O termo λ permite que este método seja menos sensível à magnitude da rigidez de contacto k_{normal} , que acaba por ser uma mais valia nos problemas de convergência. A rigidez de contacto foi, então, calculada iterativamente para minimizar dificuldades de convergência na simulação. Por fim, admitiu-se que este comportamento é simétrico, ou seja, tanto as superfícies do *grout* como do aço são impedidas de penetrar entre si [73].

3.6. Análises Numéricas

3.6.1. Simplificações no Modelo

Devido à complexidade numérica das simulações que envolvem contacto e o consequente aumento do tempo computacional associado, certas alterações foram aplicadas no modelo inicial. Em vez de se ter uma modelação, como mencionado, com peça de transição, *grout*, estaca e torre, a ligação *grout* foi analisada através da técnica de submodelação (Figura 44). A não linearidade existente nas simulações com contacto resulta em cálculos iterativos que são muito dispendiosos computacionalmente, atrasando significativamente o tempo necessário para correr as análises transientes.



Figura 44 – Submodelo da ligação *grout*.

Por esta razão, a introdução de uma peça de transição no modelo inicial foi desnecessária uma vez que a função desta está diretamente relacionada com a ligação *grout*. Logo, tal como o modelo do OC3, a torre foi conectada diretamente à mono-estaca. Para evitar eventuais erros de convergência desta ligação, fosse ela definida como uma *fixed joint* ou como uma *bonded connection*, e como o material dos dois corpos é o mesmo, assumiu-se que o conjunto torre-estaca era um corpo apenas. No entanto, as espessuras da base da torre e do topo da estaca não eram iguais, o que poderia provocar erros na criação da malha e concentração de tensões. Por isso, estendeu-se o raio interno da mono-estaca, $R_{int} = 2940 \text{ mm}$, até este intersectar a superfície interna da torre (Figura 45).

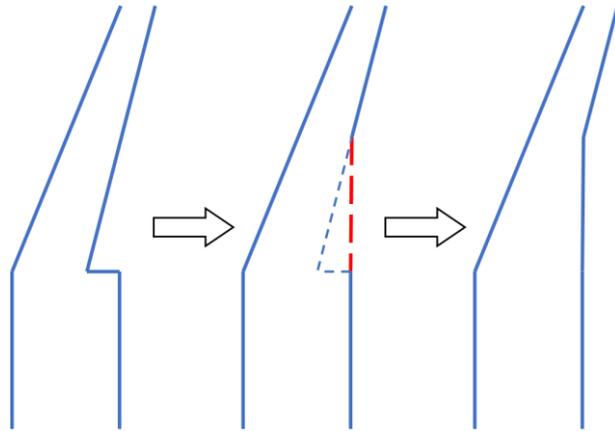


Figura 45 – Representação da simplificação do modelo, sem a contabilização da ligação *grout*.

O segmento de reta a vermelho da Figura 45 corresponde à respetiva correção da espessura, com um comprimento de 2427 mm e encontra a superfície interna da torre a um grau suave de $179,22^\circ$. Com todas estas configurações definidas, a Figura 46 mostra a malha final de um dos modelos que contém os elementos linha, após uma análise de convergência com um erro inferior a 1 % em tensão equivalente máxima, com um total de 18084 nós e 2612 elementos.

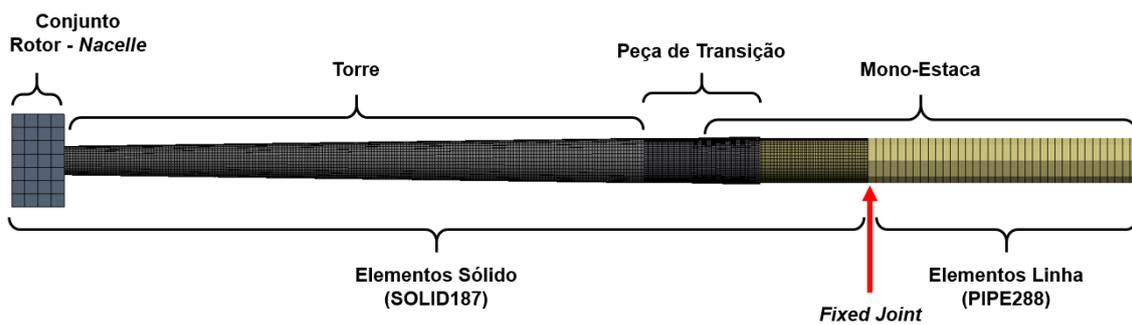


Figura 46 – Malha final da estrutura.

3.6.2. União FAST- ANSYS

Para analisar os estados de tensão dos componentes e o seu comportamento dinâmico, o ANSYS necessitou de *inputs* provenientes do FAST, que tanto pode conceder *outputs* de deslocamentos e rotações, como de forças e momentos. Ambos são usados em estudos estruturais comuns, mas, uma vez que a resposta dinâmica do sistema dependerá fortemente da interação da estaca com o solo, neste trabalho usaram-se os valores dos carregamentos sobre a estrutura. Ao usar-se os valores dos deslocamentos, realizar-se-ia uma análise incorreta, pois os deslocamentos sem implementação do modelo p-y (deslocamentos do FAST), não são os mesmos quando este modelo é implementado. Dito isto, a estrutura foi dividida em diversos troços, delimitados por circunferências. O centro de cada circunferência coincidiu com a localização de determinados pontos da geometria do FAST. Assim, os valores dos carregamentos fornecidos pelo FAST num determinado ponto foram definidos no ANSYS como estando associados à circunferência cujo centro coincide com este. A partição da estrutura foi maior na torre por esta ser o componente de maiores dimensões. A Tabela 5 apresenta as cotas utilizadas e os sub-módulos que calculam os carregamentos a essas alturas.

Tabela 5 – Cotas utilizadas no *input* das forças do FAST para o ANSYS e sub-módulo associado.

Sub-módulo	Altura [m]		
<i>ElastoDyn</i>	87,60		
<i>AeroDyn</i>	79,84	72,08	64,32
	56,56	48,80	41,04
	33,28	25,52	17,76
<i>HydroDyn</i>	7,50	2,50	-2,50
	-7,50	-12,50	-17,50
	-22,50*	-26,00*	-

Tanto o *AeroDyn* como o *HydroDyn* devolvem uma força por unidade de comprimento, logo foi necessário convertê-la para força. Em relação aos valores dos carregamentos na cota mais alta, estes são as reações do conjunto *nacelle*-rotor no topo da torre e surgem do *ElastoDyn*. As duas cotas com asterisco (*) apenas foram utilizadas, como cota de *input* das forças do FAST, nos modelos que contabilizaram o fenómeno de erosão.

3.6.3. Definição das Análises

Os testes que se realizaram podem ser divididos em:

- Análises estruturais estáticas;
- Análises modais;
- Análises estruturais transientes.

Análises estruturais estáticas

Como dito em 3.4, uma primeira análise estática da ligação *grout* foi realizada para perceber que ângulo melhor se adequava ao problema. Para este teste usou-se o modelo completo, no caso em que a estaca está encastrada ao solo, com valores de força e momento aplicados no topo da torre como se pode ver na Tabela 6. Estes valores surgiram dos valores máximos das respetivas variáveis, numa simulação do FAST, para a *rated wind speed*, por ser a velocidade que causa carregamentos de maior intensidade no rotor.

Tabela 6 – Condição de carregamento, no topo da torre, para as análises estáticas.

Força rotor	Momento rotor
900,0 [KN]	$3,4 \cdot 10^3$ [KN · m]

A outra análise estática esteve relacionada com o dimensionamento da mono-estaca. O comprimento da mono-estaca dentro do solo era desconhecido e precisou de ser definido. Para se poder prosseguir com as análises transientes, uma estimativa desse comprimento foi calculada sobre uma análise estática. A estrutura ao ser excitada, predominantemente num sentido (sentido da direção do vento e da corrente), tem um comportamento semelhante a uma viga, com valores de esforço transversal e momento fletor elevados na superfície do solo marítimo. O solo é, então, responsável por contrariar esses carregamentos e garantir o equilíbrio da estrutura. A excitação preponderante num sentido permite aproximar este caso a um problema a duas dimensões, para um melhor entendimento do método de dimensionamento. A ação dos agentes exteriores produz para zonas mais superficiais deflexões da estaca no seu sentido de atuação e, por isso, reações do solo no sentido contrário são originadas, contribuindo para o aumento do momento fletor com a profundidade. Desta maneira verifica-se que existe um ponto caracterizado por possuir deflexão nula e momento fletor máximo, de forma a equilibrar o sistema, como se pode ver na Figura 47.

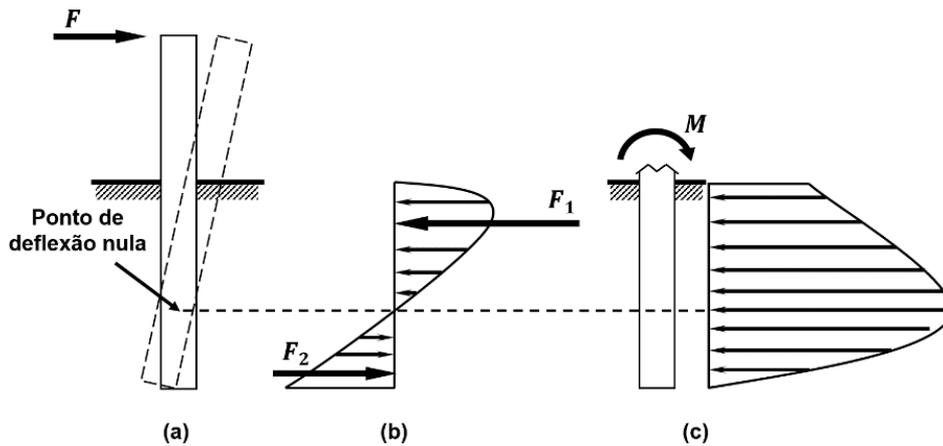


Figura 47 – (a) Deflexão de uma estaca rígida sobre uma força lateral excêntrica;
 (b) Representação da reação do solo;
 (c) Representação do diagrama de momento flector em L_{MPS} .

As assíntotas das curvas p-y representam os limites da capacidade resistiva do solo e será por esta saturação que uma profundidade x de penetração da estaca no solo não será suficiente para suportar os carregamentos externos. Para este teste usaram-se os valores máximos no rotor, tal como no teste anterior, maximizando os carregamentos no rotor (Tabela 6). A determinação do comprimento final foi conseguida com um processo iterativo, tendo em conta que o equilíbrio estático tinha de ser atingido e que a tensão máxima na estaca não pudesse exceder a segurança definida por DNVGL-ST-0437 [74].

Análises modais

As análises modais que se realizaram estiveram diretamente relacionadas com as análises transientes. Estas diferiram segundo a interação solo-estaca da seguinte forma:

1. Estaca encastrada (sem modelo de interação solo-estaca);
2. Estaca penetrante em argilas (caso português);
3. Estaca penetrante em solo estratificado (caso OC3);
4. Estaca encastrada e penetrante em argilas, com contribuição da erosão do solo.

As curvas p-y, dos diferentes casos, diferiram nos três parâmetros principais que definem cada curva: peso volúmico do solo (γ), ângulo de atrito interno do solo (ϕ) e o módulo de reação do solo (k). A Figura 48 demonstra como estes parâmetros variam.

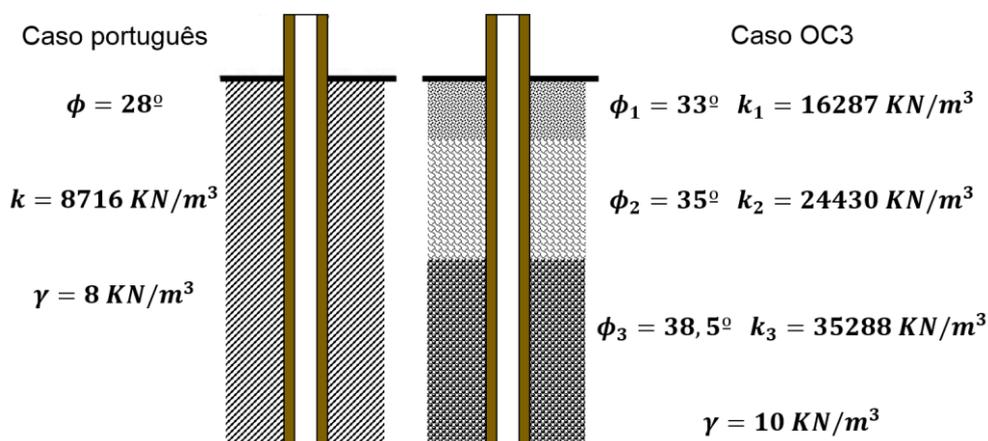


Figura 48 – Variáveis ϕ , k e γ dos diferentes tipos de solo.

Para o caso OC3 o solo foi repartido por três camadas, cada uma caracterizada por um valor de ângulo de atrito interno e por um módulo de reação do solo. Os limites entre estas camadas encontraram-se a 5 m e 14 m abaixo da superfície do solo marítimo [71].

Verifica-se então que o modelo 3 apresenta um solo mais rígido e mais resistente, em relação ao modelo 2. A Figura 49 mostra como, para as mesmas profundidades (cores iguais), as curvas são diferentes para os solos distintos.

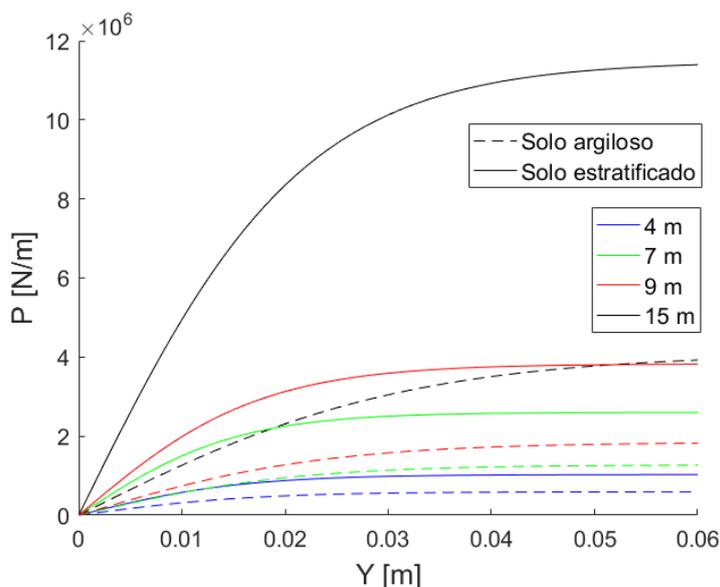


Figura 49 – Curvas p-y para os diferentes tipos de solo, para as profundidades 4 m, 7 m, 9 m e 15 m.

Em relação à erosão do solo, a norma DNVGL-ST-0126 explicita que se deve ter em consideração as mudanças que este fenómeno pode causar no modelo matemático da interação solo-estaca. Esta afirma que a razão da profundidade de erosão com o diâmetro da estaca, $\frac{S}{D}$, pode chegar a um valor máximo de 1,3 para uma corrente marítima laminar [36], o que significa que, para uma estaca de $D = 6\text{ m}$, poder-se-á obter $S = 7,8\text{ m}$. Devido a este fenómeno, analisou-se o comportamento dinâmico dos sistemas (estaca encastrada e penetrante em argilas), para quatro profundidades diferentes: $S_0 = 0,0\text{ m}$, $S_1 = 3,0\text{ m}$, $S_2 = 5,0\text{ m}$ e $S_3 = 7,0\text{ m}$, de modo a perceber como as suas frequências naturais eram influenciadas. O comprimento da estaca penetrante, para o caso onde se considera uma interação solo-estaca, foi mantido constante, o que quer dizer que o modelo da interação sofreu alterações. A área de contacto entre a estaca e o solo diminuiu e as molas características de cada cota transladaram no sentido descendente, fazendo com que uma curva de profundidade $x\text{ m}$, do modelo sem erosão, correspondesse a uma curva de profundidade $(x + S_i)\text{ m}$, num modelo com uma profundidade de erosão de $S_i\text{ m}$, no referencial global (Figura 50). Contrariamente, um aumento da profundidade de erosão na estaca encastrada, nada alterou na interação solo-estaca, pois a rigidez do solo permaneceu infinita. Teoricamente, o fenómeno de erosão surge da turbulência gerada à volta da estaca penetrante no solo marítimo. Os turbilhões que se criam na passagem da corrente marítima pelo corpo aumentam as tensões de corte à superfície do solo marítimo e, conseqüentemente, a capacidade dos sedimentos se transportarem [36].

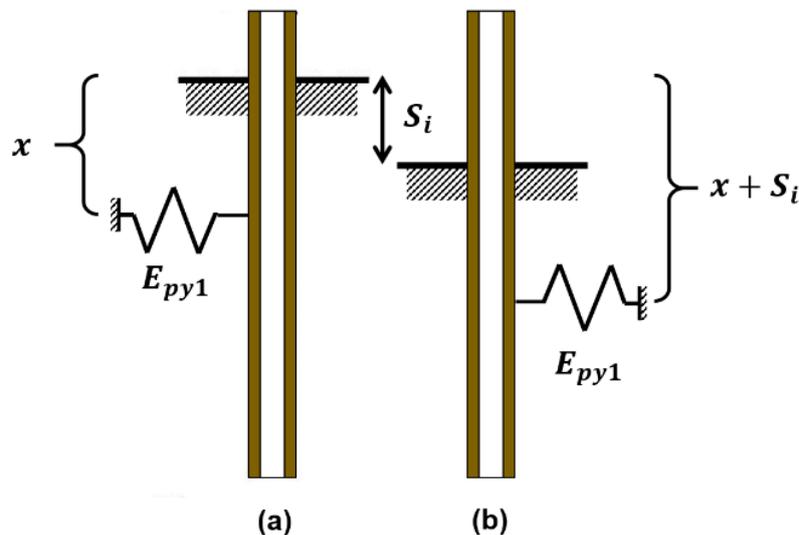


Figura 50 – Translação das molas não lineares com a profundidade de erosão.

Os códigos da Tabela 7 serão utilizados no decorrer do documento para referir os diferentes modelos falados em cima, de maneira a simplificar a leitura.

Tabela 7 – Códigos dos diferentes modelos utilizados nas análises modais/transientes.

Modelo solo	Profundidade de erosão [m]			
	0	3	5	7
Estaca encastrada	Enc_0	Enc_3	Enc_5	Enc_7
Argilas (caso português)	Arg_0	Arg_3	Arg_5	Arg_7
Estratificado (caso OC3)	Est_0	-	-	-

Uma vez que, para as análises transientes, usou-se o modelo simplificado (sem ligação *grout*), uma comparação entre os resultados das análises modais entre os modelos com e sem ligação *grout* foi efetuada. Esta comparação teve como objetivo perceber se a simplificação do modelo era muito preponderante na resposta dinâmica do sistema.

Análises estruturais transientes

As normas da GL identificam diversos casos de combinação de carregamentos para o projeto (*Design Load Cases – DLC*) para a certificação de turbinas eólicas [42]. Esta dissertação centrou-se no DLC 1.1, pois a norma indica-o para a verificação à cedência e à fadiga. O DLC 1.1 consiste na simulação da situação de funcionamento normal da turbina, com ventos desde a *cut-in speed* à *cut-out speed*. Considera ventos com níveis normais de turbulência e sem rajadas, e também ondas tanto regulares como irregulares. A norma indica que devem ser realizadas simulações de pelo menos dez minutos. Outros DLC não foram abordados, por representarem situações esporádicas do funcionamento da turbina, o que só faz sentido serem abordados quando a estrutura estiver verificada à cedência e à fadiga em funcionamento normal. Para o valor da velocidade do vento, procurou-se utilizar a *rated wind speed*, por ser a que causa carregamentos de maiores valores no rotor. A Tabela 8 apresenta o caso considerado para as análises transientes.

Tabela 8 – *Design Load Case* utilizado nas análises transientes.

DLC	VENTO		ONDAS			CORRENTES	
	$\bar{u} \left[\frac{m}{s} \right]$	Características	$H_s [m]$	$T_p [s]$	Características	$v_{ref} \left[\frac{m}{s} \right]$	Tipo
1.1	11,4	<i>Kaimal, NTM, B</i>	10,2	11,0	<i>PM, Airy</i>	0,12	<i>Superficial</i>

Na secção 2.3.2 (página 20), fala-se como a vida marinha pode influenciar os carregamentos hidrodinâmicos e alterar a resposta dinâmica do sistema. A norma DNVGL-ST-0437 refere que se deve ter em consideração a vida marinha acumulada na estrutura, que nela cresce com o passar do tempo. Devido à escassez de informação deste parâmetro para a localização considerada, utilizaram-se os valores indicados pela norma para condições climatéricas normais (profundidade = $[-2; 40] m$; espessura = $100 mm$; densidade = $1325 kg \cdot m^{-3}$) [74] e os coeficientes hidrodinâmicos relativos às superfícies cobertas por vida marinha foram mantidos iguais aos da mono-estaca. Estas adições extra de massa ($5,59 \cdot 10^4 kg$) e de área de superfície foram, então, contabilizadas em todas as simulações.

As análises transientes que se realizaram pretendiam perceber como é que o sistema respondia aos carregamentos exteriores e fazer a comparação com as diferentes modelações da interação solo-estaca: Enc_0 , Arg_0 , Est_0 , Enc_7 e Arg_7 . A profundidade marítima para os modelos Enc_7 e Arg_7 foi definida como $27 m$, influenciando os carregamentos hidrodinâmicos na estrutura, uma vez que a área de incidência da corrente e o perfil da sua velocidade é díspar aos restantes casos.

Para além das análises transientes mencionadas, procedeu-se a uma análise transiente extra do submodelo da ligação *grout*. Esta não teve como objetivo comparar as diferentes modelações solo-estaca, mas sim estudar a ligação *grout* e, por isso, usaram-se os valores de deslocamentos provenientes das simulações do FAST. Uma outra análise de convergência foi realizada, resultando numa malha com um total de 154514 nós e 21852 elementos, com um erro inferior a 6 % em tensão equivalente máxima. O aumento do número de nós e elementos, entre o modelo geral e o submodelo da ligação *grout*, de modo a atingir um erro de convergência menor que 6 %, comprova a complexidade desta simulação, que envolve contacto entre superfícies. As cotas escolhidas, como *input* dos deslocamentos, foram $z = \{10 m; -2,5 m; -7,5 m\}$, apenas nos elementos peça de transição e mono-estaca, de modo que o *grout* se movesse somente sobre a ação de fricção entre os corpos.

4. Resultados Numéricos

4.1. Análises Estruturais Estáticas

Os primeiros resultados a serem apresentados surgem das análises estáticas, mais propriamente da escolha do ângulo cônico da ligação *grout* e do dimensionamento da mono-estaca. A Figura 51 apresenta a variação dos valores de tensão normal máxima nas direções tangencial, axial e radial, para o material cementoso nas condições definidas pela Tabela 6 (página 52).

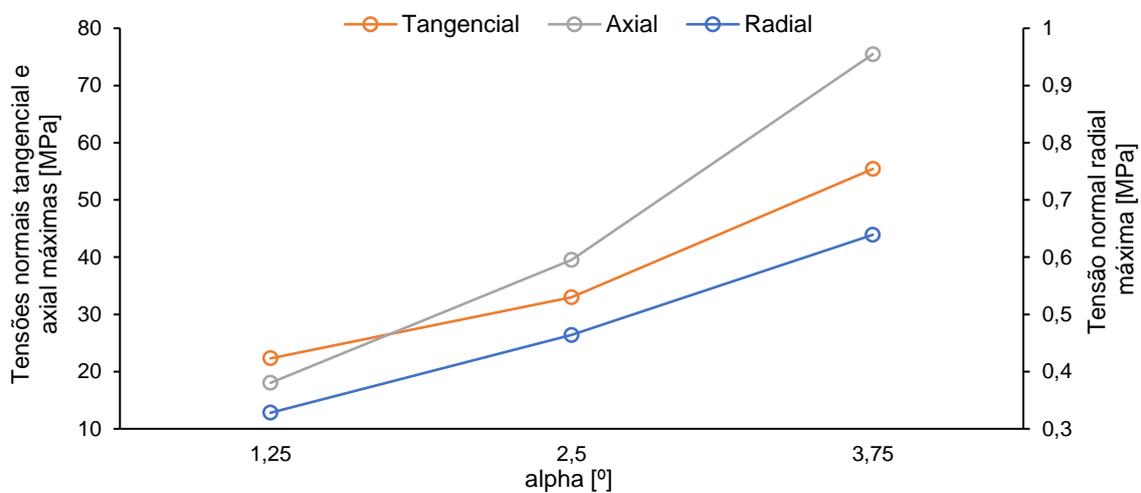


Figura 51 – Valor das tensões normais máximas nas direções tangencial, axial e radial no *grout* em função do ângulo cônico da ligação.

Olhando para a Figura 51, verificou-se que uma pequena variação no ângulo da ligação, traduziu-se num aumento significativo das tensões normais máximas no material. Esta variação está relacionada com a diminuição do comprimento efetivo do *grout*. A tensão de cedência à tração característica do material ($\sigma_t = 25,0 \text{ MPa}$) justifica a escolha do ângulo de $1,25^\circ$ para a ligação estrutural e, por sua vez, foi essa a configuração utilizada na análise transiente. A Figura 52 pretende mostrar como a pequena variação entre os ângulos $1,25^\circ$ e $3,75^\circ$ influenciou a geometria e o estado de tensão destas duas propostas.

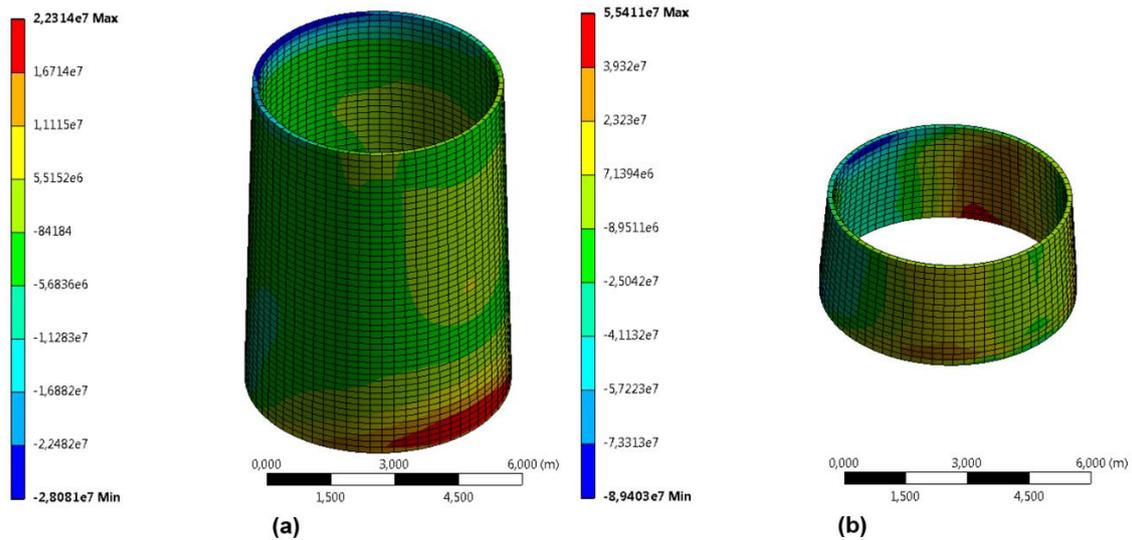


Figura 52 – Tensão normal tangencial para (a) $\alpha = 1,25^\circ$ e (b) $\alpha = 3,75^\circ$ [Pa].

Ambas as soluções apresentam os mesmos diâmetros de topo e de base, uma vez que a sua geometria depende do diâmetro da estaca e da peça de transição, mas o seu L_g difere aproximadamente em 67 %. Pode-se verificar na Figura 53 como é distribuída a pressão no *grout*, originária do contacto entre este e a peça de transição, quando aplicados uma força e um momento, tal como ilustrado na Figura 24 (página 28).

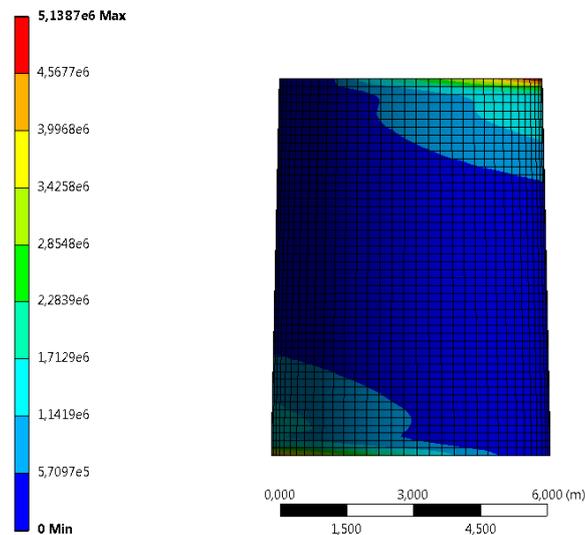


Figura 53 – Distribuição da pressão de contacto entre a peça de transição e o *grout* para $\alpha = 1,25^\circ$ [Pa].

Seguem-se os resultados do dimensionamento da mono-estaca, sobre uma análise estática, quando aplicados os carregamentos da Tabela 6 (página 52). Tal como dito na secção 3.6.3 (página 52), a determinação do comprimento final é conseguida de forma a que se atinja o equilíbrio estático e que as tensões na estaca não excedam a segurança. O processo iterativo demonstrou que, sobre estas condições de carregamento, o equilíbrio foi atingido facilmente,

mesmo para valores próximos dos 10 m de penetração no solo. As tensões na estaca, para estes casos, também se encontraram dentro dos níveis permitidos, contudo as deflexões na estrutura, nomeadamente no topo da torre, foram muito grandes. Por estas razões, admitiu-se um comprimento de L_{MP_S} de 36 m. Desta maneira tornou-se possível comparar resultados com o caso OC3, uma vez que este admite uma estaca com um comprimento igual.

Pode-se verificar na Figura 54 como a variação de L_{MP_S} influencia o valor de tensão equivalente máxima na mesma e o valor de deflexão máxima no topo da torre na direção da aplicação da força. O gráfico da Figura 55 apresenta a deflexão horizontal de L_{MP_S} , y , dos modelos Arg_0 e Est_0 , sobre o mesmo carregamento (Tabela 6).

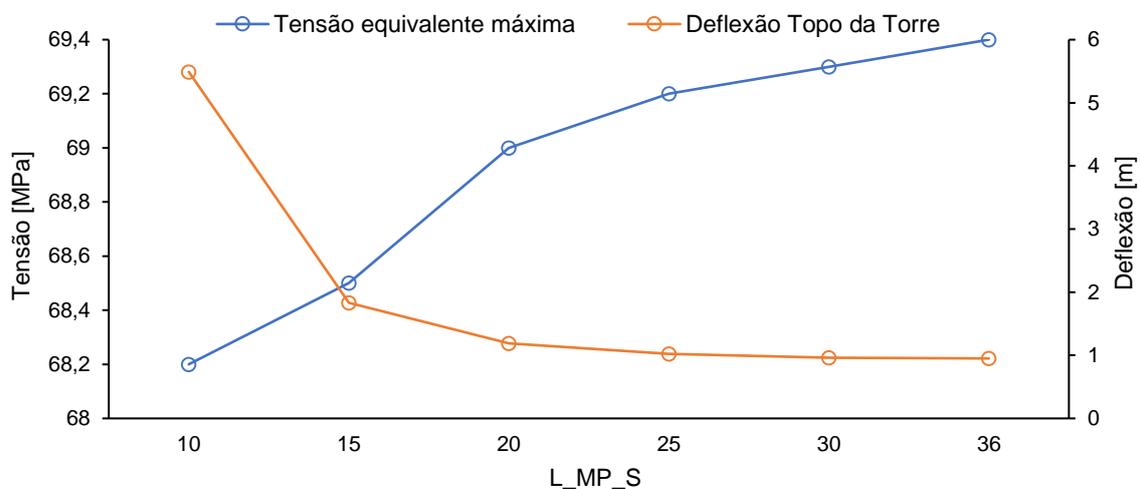


Figura 54 – Variação da tensão equivalente máxima na estaca e da deflexão no topo da torre com o aumento de L_{MP_S} .

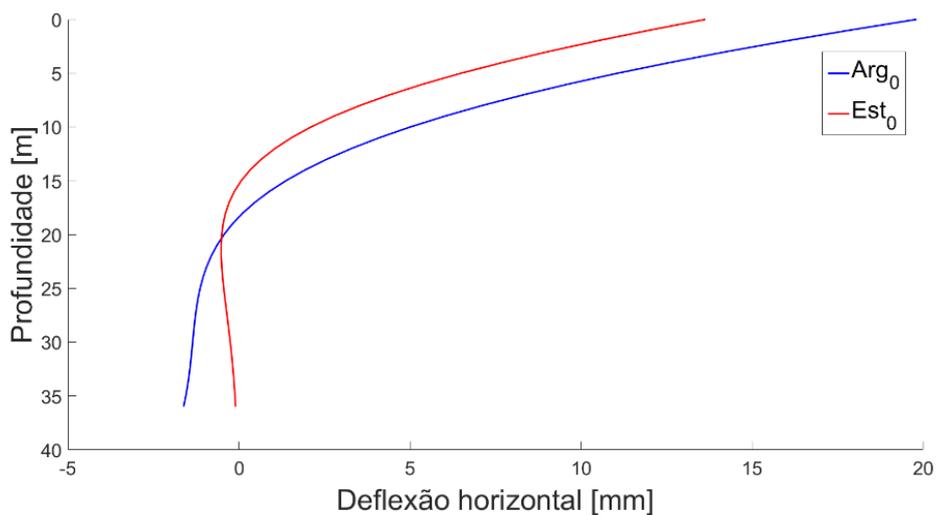


Figura 55 – Deflexão horizontal da estaca penetrante para os dois tipos de solo.

De notar que no caso português, que possui um menor módulo de reação do solo, ou seja, menor rigidez, possui maiores deflexões. Os dois gráficos seguintes correspondem às cargas distribuídas da reação do solo dos exemplos anteriores. Nestes dois gráficos é observável, novamente, que estes solos apresentam diferentes rigidezes. O ponto de deflexão nula tem um valor de cota inferior, no caso português, o que é um indício de uma menor rigidez. No caso limite, ou seja, se o solo possuísse uma rigidez infinita, a cota desse ponto seria sobre a superfície marítima e a estaca encontrar-se-ia encastrada.

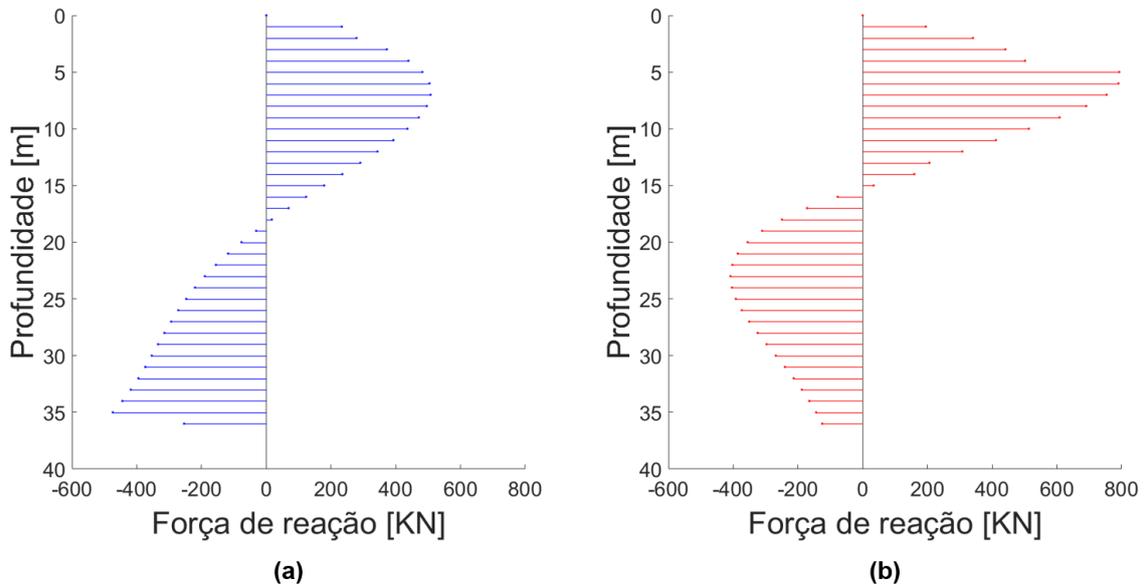


Figura 56 – Reação do solo nos casos (a) Português e (b) OC3.

4.2. Análises Modais

Os resultados das análises modais dos modelos Enc_0 , Arg_0 e Est_0 , são exibidos na Tabela 9. Nesta tabela podem-se observar as principais frequências naturais dos sistemas, mais especificamente dos dois primeiros modos de flexão segundo o plano YZ (*Side-Side*). O conjunto *rotor + nacelle* foi aproximado por uma massa pontual com as inércias correspondentes, logo os modos relativos a este conjunto não foram considerados na análise. A última coluna da tabela é definida pela diferença percentual destas frequências, entre os modelos onde a ligação *grout* é contabilizada e os modelos onde não é.

Tabela 9 – Frequências naturais dos modelos Enc_0 , Est_0 e Arg_0 , com e sem *grout*.

Modelo solo	Descrição do modo	Frequência natural [Hz]		Diferença [%]	
		Com grout	Sem grout		
Enc_0		1º	0,2697	0,2785	3,26
		2º	1,5415	1,5754	2,20
Est_0	Flexão Side – Side	1º	0,2411	0,2456	1,87
		2º	1,3070	1,3421	2,69
Arg_0		1º	0,2354	0,2396	1,78
		2º	1,2539	1,2944	3,23

Tal como era esperado, as frequências naturais aumentaram com a rigidez do solo. O modelo Enc_0 , caracterizado por possuir um solo com rigidez infinita, detém as frequências de maior valor, seguido do modelo Est_0 e, por fim, do Arg_0 . Todos os elementos dos modelos são axissimétricos em relação ao seu eixo axial exceto o conjunto *rotor-nacelle*, que possui uma descentralização num valor de 0,41 m no sentido negativo da direção *side-side*. As frequências dos sistemas no plano XZ (*Fore-aft*) foram ocultadas, pois são muito próximas das primeiras analisadas. Estas também aumentam com a rigidez do solo e as diferenças percentuais entre os modelos com e sem *grout* são, identicamente, baixas. As primeiras frequências naturais dos modelos Enc_0 , Est_0 e Arg_0 ($f_{0_{Enc_0}} = 0,2697$ Hz, $f_{0_{Est_0}} = 0,2411$ Hz, $f_{0_{Arg_0}} = 0,2354$ Hz) encontraram-se entre as gamas de frequências 1P e 3P com 10 % de intervalo de segurança, $1,1 \cdot f_{1P,max} < f_0 < 0,9 \cdot f_{3P,min}$, ou seja, $0,222$ Hz $< f_0 < 0,311$ Hz. A estrutura destes modelos é do tipo *soft-stiff*, o que evita que entre em ressonância e melhora a vida à fadiga da estrutura. Por outro lado, os valores dos modelos Est_0 e Arg_0 encontraram-se na gama de frequências associada às ondas $f_{ondas} = [0,05$ Hz; 0,25 Hz] ($T_P = [4$ s; 18 s]), para o local de instalação especificado, o que é indesejável.

Tal como referido em 3.6.3, é importante estudar como é que a erosão afeta a resposta dinâmica destes sistemas. O gráfico da Figura 57 apresenta a resposta em frequência dos modelos Enc_0 , Enc_3 , Enc_5 e Enc_7 .

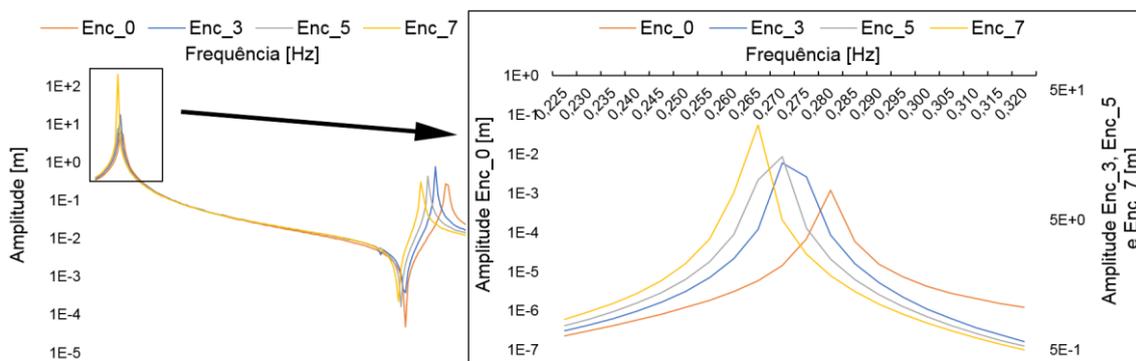


Figura 57 – Resposta harmónica dos modelos Enc_i .

Tal como se pode observar, as frequências naturais diminuíram com a profundidade de erosão. O aumento desta profundidade contribuiu para a redução da rigidez do sistema e, consequentemente, para uma translação no sentido negativo da resposta em frequência. No gráfico em questão, podem-se visualizar as duas primeiras frequências de ressonância (picos) e a primeira frequência anti-ressonância (vale), referentes à direção *side-side*. Para esta análise harmónica, o sistema foi excitado por uma força de natureza sinusoidal, de valor 900 KN, no topo da torre, com a direção *side-side*.

A Figura 58 demonstra a diminuição das primeiras frequências dos sistemas com o aumento da profundidade de erosão para as diferentes interações solo-estaca (estaca encastada e solo argiloso) na direção *side-side*.

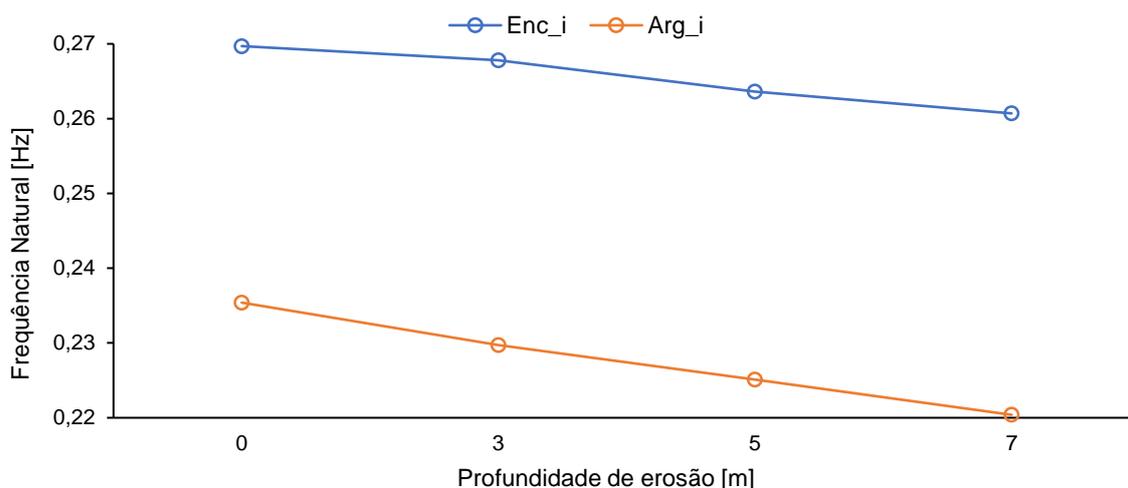


Figura 58 – Variação das frequências naturais do sistema com a profundidade de erosão para o caso encastado e solo argiloso.

As diferenças percentuais registadas entre os modelos Enc_0 e Enc_i e entre os modelos Arg_0 e Arg_i comprovam que, considerando o modelo p-y, um aumento da profundidade de erosão resulta numa diminuição mais acentuada das frequências naturais do sistema, em comparação com um modelo encastrado. Isto deve-se ao facto de a própria variação de rigidez do solo ser diferente. Tal como referido na secção 3.6.3, a rigidez do solo nos modelos Enc_i manteve-se constante (rigidez infinita), enquanto que nos modelos Arg_i a sua diminuição teve contribuição da redução da área de contacto entre a estaca e o solo envolvente e das molas não lineares características serem diferentes. A Figura 58 comprova a importância de uma protecção contra a erosão. Verificou-se que o valor da primeira frequência natural do modelo Arg_7 ($f_{0_{Arg_7}} = 0,2204 \text{ Hz}$) situava-se fora da zona de segurança da gama 1P, o que significa que a estrutura poderia funcionar em frequências muito próximas da sua frequência natural. Esta proximidade pode causar um impacto muito importante na vida à fadiga ou, em casos extremos, à cedência.

Na Tabela 10 são apresentadas as duas primeiras frequências dos modelos Arg_0 , Est_0 e Enc_7 , com o intuito de realizar uma comparação entre estes.

Tabela 10 - Frequências naturais dos modelos Arg_0 , Est_0 e Enc_7 , na direção *side-side*.

Modelo solo	Descrição do modo		Frequência natural [Hz]
Arg_0			1º 0,2354
			2º 1,2539
Est_0	<i>Flexão</i>	<i>Side – Side</i>	1º 0,2411
			2º 1,3070
Enc_7			1º 0,2607
			2º 1,4542

Verificou-se, então, que apesar do modelo Enc_7 possuir um comprimento da estaca fora do solo superior aos outros modelos, este apresentou uma maior rigidez estrutural, por se ter admitido um solo infinitamente rígido. Por estas razões, concluiu-se que um modelo matemático da interação solo-estaca é fundamental na resposta dinâmica do sistema.

O modelo p-y limita os deslocamentos da estaca no plano XY e as suas rotações sobre o mesmo plano. No entanto, a capacidade de o solo resistir a movimentos de translação e rotação na direção axial não é contabilizada neste modelo. As curvas t-z ($t = f(z)$), em que t é a força axial de atrito por unidade de comprimento e z a deflexão na direção axial, são bastante utilizadas nos estudos de corpos penetrantes em solos, contudo a sua utilização é mais importante em estruturas que contenham variados corpos penetrantes. Por estas razões, simplificou-se o

modelo, ao admitir que o peso da estrutura é distribuído irremediavelmente pelos nós de L_{MP_S} (elementos linha), para atingir o equilíbrio de forças na direção axial. Considerou-se ainda que L_{MP_S} não roda sobre o seu eixo, o que explica valores iguais das primeiras frequências naturais de torção entre os modelos Enc_0 , Est_0 e Arg_0 e entre os modelos com uma profundidade de erosão igual. Podem-se observar esses valores na Figura 59, tal como as diferenças percentuais entre os casos onde se considera a ligação *grout* e os casos em que não se considera.

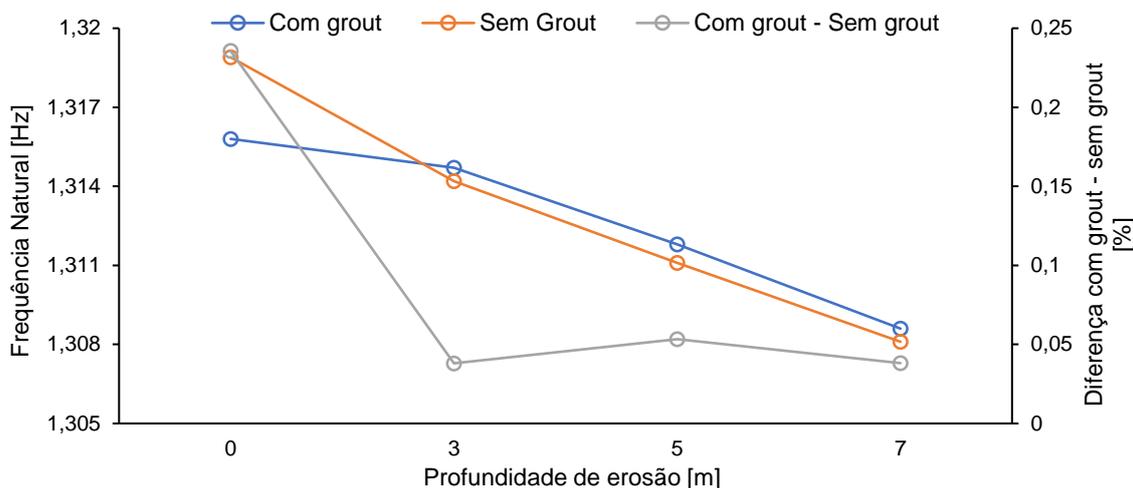


Figura 59 – Variação das frequências naturais do 1º modo de torção com a profundidade de erosão.

As diferenças dos valores das frequências naturais entre os modelos com e sem *grout* mostraram que a simplificação realizada não teve muita influência na resposta dinâmica do sistema. Verificou-se que a diferença nunca foi superior a 3,3 %, o que levou a concluir que o modelo simplificado possuiu uma resposta dinâmica bastante semelhante a um modelo mais realista com a ligação *grout*.

Existem ainda outras fontes de excitação que deviam ser tidas em consideração, como é o exemplo da criação de vórtices na torre e no rotor devido à incidência do vento. A existência de vórtices nas pás é um problema igualmente a ter em conta no projeto deste tipo de estruturas. Contudo, este esteve fora do âmbito desta dissertação.

Na Figura 60, é possível visualizar os três primeiros modos de flexão (na direção *side-side*) e o primeiro modo de torção do conjunto, para o modelo Arg_0 . O bloco no topo da torre, de massa nula, que se vê nas imagens teve como objetivo constranger os deslocamentos desta. Sem este, o ANSYS obteria modos de vibração que não correspondiam à realidade, já que o topo da torre estaria livre de vibrar.



Figura 60 – (a) Primeiro modo de flexão (*side-side*); (b) Segundo modo de flexão (*side-side*); (c) Terceiro modo de flexão (*side-side*); (d) Primeiro modo de torção.

4.3. Análises Estruturais Transientes

Os últimos resultados a apresentar advêm das análises transientes descritas na secção 3.6.3 (página 52). A Figura 61 apresenta o gráfico do valor da tensão equivalente de von Mises máxima, de toda a estrutura, para os modelos Enc_0 e Arg_0 . O modelo Est_0 não é exposto na mesma figura uma vez que os seus valores de tensão equivalente máxima são muito próximos com o modelo Enc_0 . Na Figura 62, pode-se observar a diferença percentual da tensão entre os modelos $Enc_0 - Arg_0$ e $Enc_0 - Est_0$, confirmando a afirmação anterior.

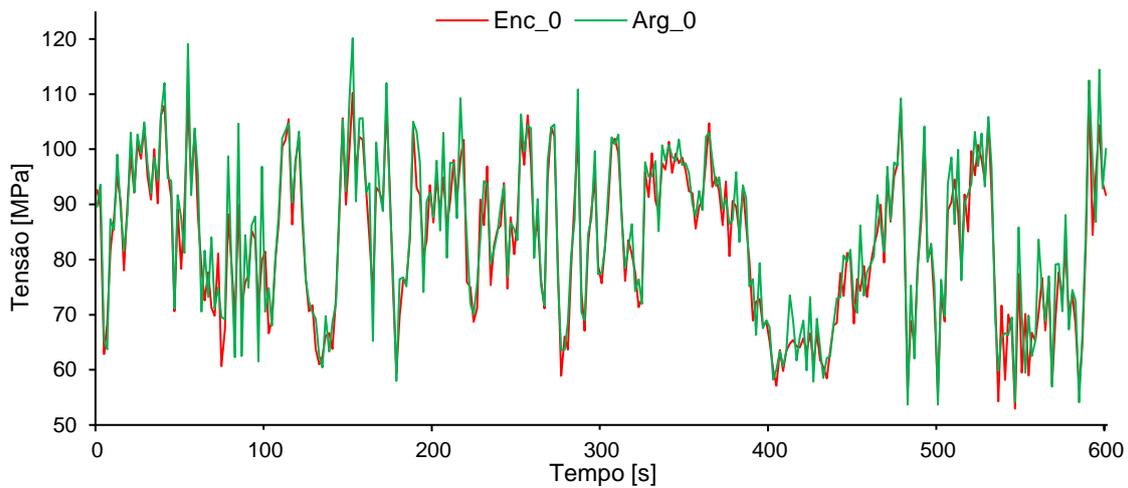


Figura 61 – Valores de tensão máxima de von Mises, das análises transientes, para os modelos Enc_0 e Arg_0 .

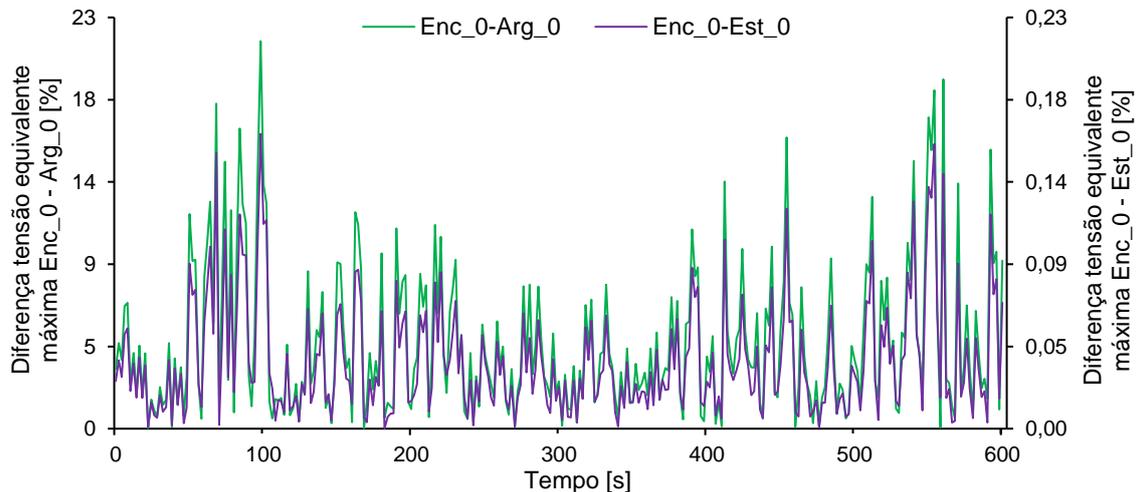


Figura 62 – Diferença percentual das tensões máximas de von Mises, das análises transientes, entre os modelos $Enc_0 - Arg_0$ e $Enc_0 - Est_0$.

Os gráficos das duas figuras anteriores demonstram que o aumento da inércia do modelo Enc_0 para o modelo Est_0 não teve uma influência significativa na tensão equivalente máxima da estrutura, para as condições de estudo. A diferença entre estes modelos teve um máximo de

0,16 %, concluindo o descrito anteriormente. No caso do modelo Arg_0 , este admitiu uma diferença percentual máxima, em relação ao Enc_0 , de 21,20 %. Uma vez que os modelos Est_0 e Arg_0 possuíram a mesma inércia, pôde-se concluir que foi a modelação da interação solo-estaca que teve um maior papel na diferença da tensão equivalente máxima. Os resultados foram coerentes, pois a rigidez do solo estratificado era mais próxima do caso em que a estaca estava encastrada.

As tensões máximas foram registadas maioritariamente na torre. Esta zona define a separação entre a parte simplificada da parte não simplificada (Figura 63). Apesar da espessura da torre ser maior aí, em relação a cotas superiores, os momentos fletores registados nessa zona são maiores. Abaixo dessa zona, a espessura aumenta a uma taxa maior e, por isso, não se verificaram valores de tensão tão elevados, apesar dos maiores momentos fletores.

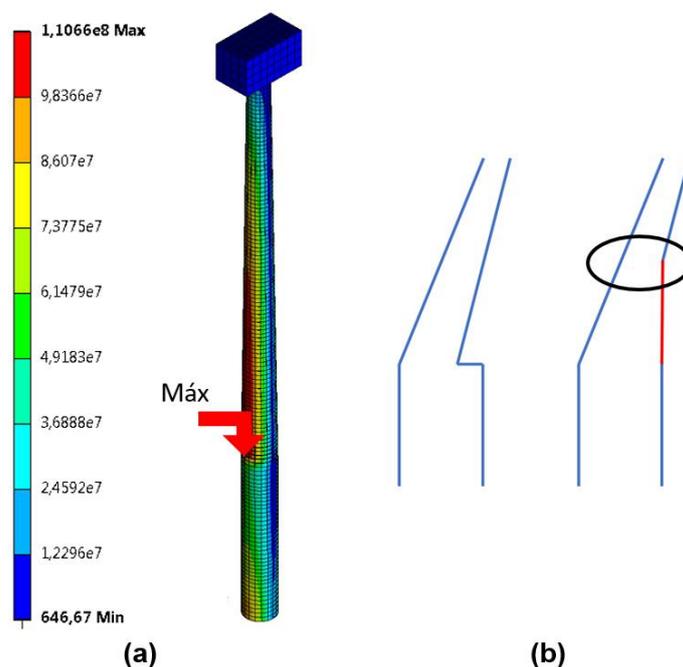


Figura 63 – (a) Distribuição global das tensões de von Mises para o modelo Enc_0 e localização da sua tensão máxima; (b) Representação da zona de tensão de von Mises máxima [Pa].

As tensões de L_{MP_S} foram avaliadas à parte, uma vez que este foi modelado por elementos linha. O ANSYS Workbench permite retirar valores das tensões axiais dos elementos linha, geradas por forças axiais e momentos com direção perpendicular ao eixo axial. Contudo, as tensões de corte não são contabilizadas, implicando que o cálculo da tensão equivalente máxima seja minorado. Apesar disso, em alguns instantes das análises, verificou-se que as tensões axiais máximas em L_{MP_S} eram superiores, em módulo, às tensões de von Mises máximas no resto da estrutura. As tensões de corte deverão ser então contabilizadas num trabalho futuro, de maneira a diminuir erros associados a esta limitação. Estas tensões axiais mínimas (tensões máximas em módulo) registaram-se nos pontos de deflexão nula ou, por outras palavras, nos pontos de momento fletor máximo (Figura 64).

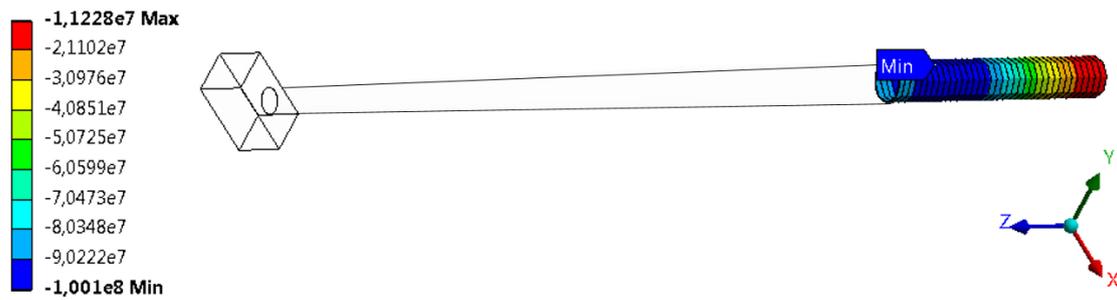


Figura 64 – Distribuição global das tensões axiais nos elementos linha, para o modelo Arg_0 , e localização da sua tensão mínima [Pa].

Na Figura 65 e Figura 66 podem-se observar as tensões equivalentes de von Mises máximas, para os modelos Enc_0 e Enc_7 e para os modelos Arg_0 e Arg_7 , respetivamente.

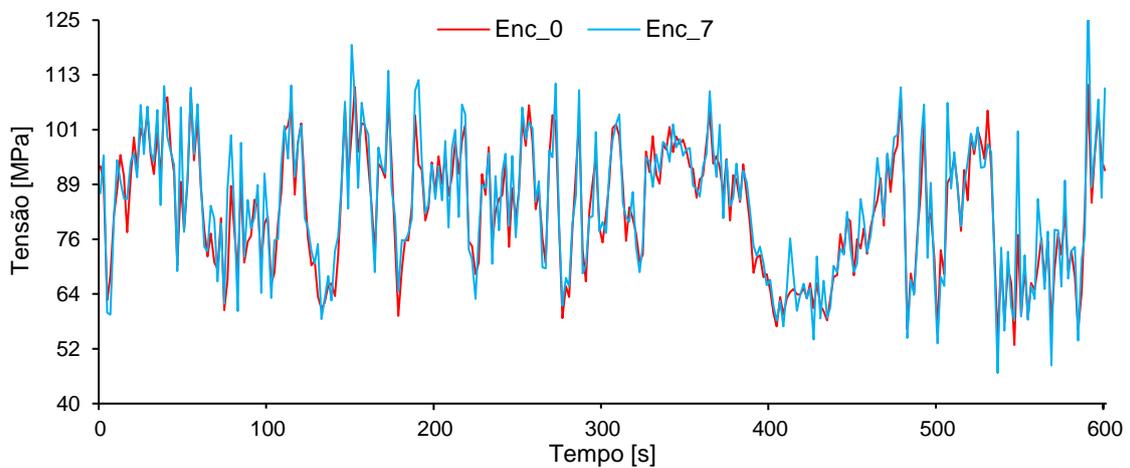


Figura 65 – Valores de tensão máxima de von Mises, das análises transientes, para os modelos Enc_0 e Enc_7 .

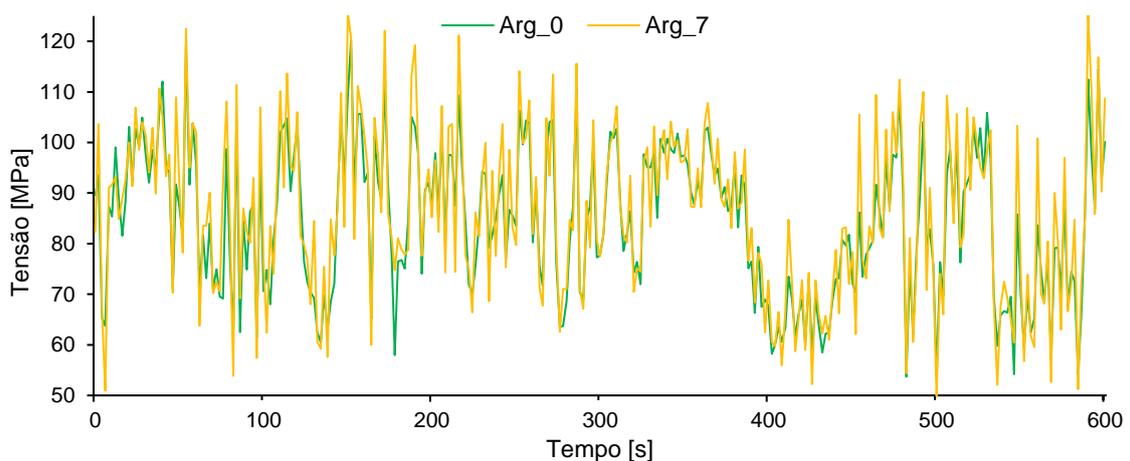


Figura 66 – Valores de tensão máxima de von Mises, das análises transientes, para os modelos Arg_0 e Arg_7 .

Tal como se pode observar, as tensões nestes pares de exemplos possuem uma evolução semelhante. De referir novamente que se utilizaram os mesmos modelos de vento e mar para os quatro casos, mas que, no entanto, para os modelos onde se considerou a erosão do solo, os carregamentos hidrodinâmicos e os momentos gerados na superfície do solo foram superiores. A variação das inércias e rigidezes estruturais entre os modelos sem e com erosão também influenciou as forças inerciais que, em conjunto com os carregamentos exteriores de maior valor, produziram flutuações superiores na tensão equivalente.

O deslocamento na estrutura foi máximo no topo da torre. Neste local, os deslocamentos traduzem, maioritariamente, a contribuição do vento para fletir o conjunto. A Figura 67 apresenta os valores máximos de deslocamento, ao longo do tempo, segundo a direção *side-side*, para as cinco análises transientes. Se a estrutura for considerada, aproximadamente, como uma viga encastrada na base, quanto maiores forem a força e momento aplicados no topo desta, maiores serão as deformações sentidas. Como as forças axiais no rotor são máximas para uma velocidade de $11,4 \text{ m/s}$, os testes realizados no presente trabalho descrevem deformações máximas do sistema em funcionamento.

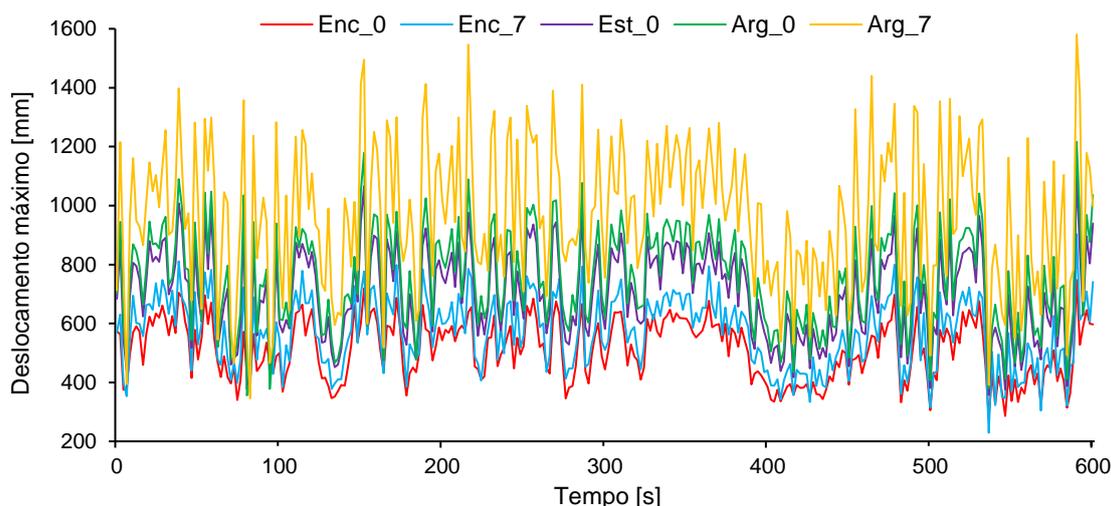


Figura 67 – Valores do deslocamento máximo no topo da torre, das análises transientes, para a totalidade dos modelos.

É visível, na Figura 67, que os deslocamentos máximos aumentaram com a diminuição da rigidez estrutural. Naturalmente, uma estrutura mais rígida tem uma resistência superior a deformações, que uma outra menos rígida. O estudo das frequências naturais e as análises transientes permitiram organizar, em forma crescente, estas frequências dos diferentes modelos e os seus deslocamentos máximos para a generalidade dos instantes, respetivamente.

- $f_{0_{Arg7}} < f_{0_{Arg0}} < f_{0_{Est0}} < f_{0_{Enc7}} < f_{0_{Enc0}}$;
- $d_{máx_{Enc0}} < d_{máx_{Enc7}} < d_{máx_{Est0}} < d_{máx_{Arg0}} < d_{máx_{Arg7}}$.

Pretende-se entender, também, como variou o estado de tensão de L_{MP_S} , para os diferentes testes. A Figura 68 apresenta o módulo da tensão axial mínima, nos elementos linha, para os modelos Arg_0 e Arg_7 .

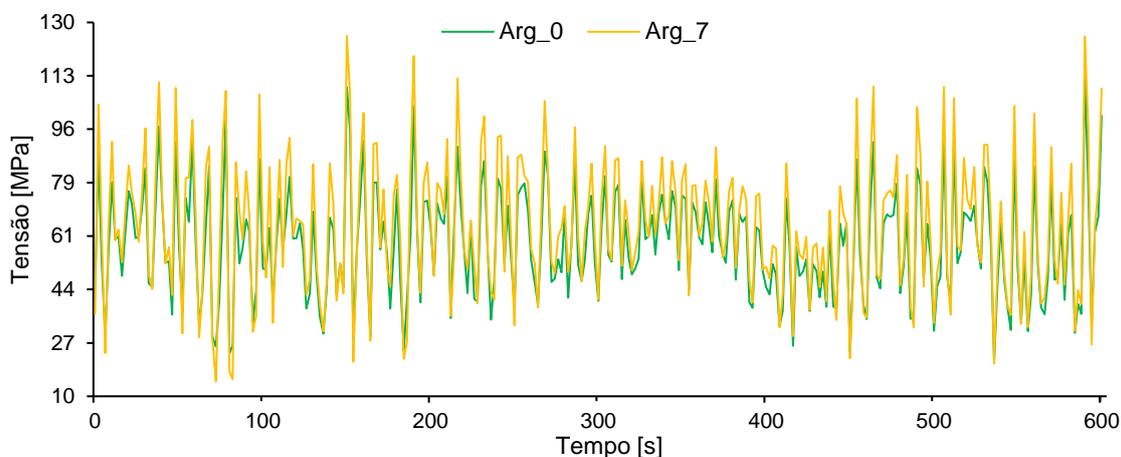


Figura 68 – Módulo das tensões axiais mínimas, das análises transientes, para os modelos Arg_0 e Arg_7 .

O modelo Est_0 foi novamente ocultado, para facilitar a visualização da Figura 68. A Figura 69 exibe os gráficos das diferenças percentuais da tensão axial em L_{MP_S} , em relação ao modelo Arg_0 , provando o descrito anteriormente.

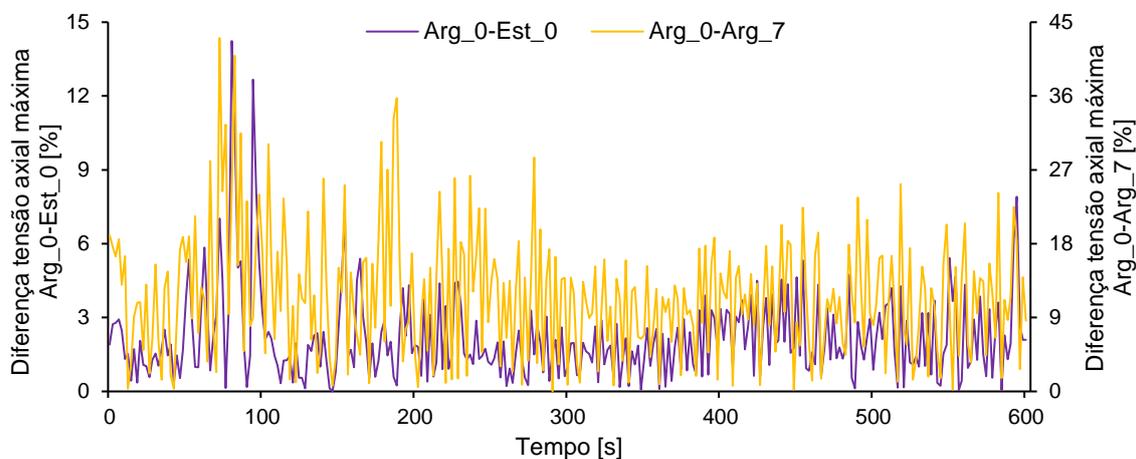


Figura 69 – Diferença percentual das tensões axiais mínimas, das análises transientes, entre os modelos $Arg_0 - Est_0$ e $Arg_0 - Arg_7$.

Neste caso confirmaram-se diferenças do módulo das tensões axiais mínimas entre os modelos Est_0 e Arg_7 , em relação ao Arg_0 , até 14,24 % e 43,07 %, respetivamente. Analisando os resultados, pretendeu-se encontrar uma explicação para que as tensões em L_{MP_S} do modelo Arg_7 fossem superiores. Primeiramente, este admitiu carregamentos superiores ao nível da superfície do solo marítimo. Os momentos fletores foram superiores, pois todos os braços das forças exteriores aumentaram em 7 m, tal como as forças hidrodinâmicas, devido à maior

profundidade de mar. As forças inerciais também foram influenciadas pela sua menor rigidez estrutural e, para além disso, como se admitiu uma distribuição idêntica do peso da estrutura pelos nós de L_{MP_S} , esta força de reação axial também foi superior aos outros casos, por possuir um menor número de nós. Por fim, a norma GL [42] indica que o valor de coeficiente de segurança à cedência nunca deve ser inferior a 1,1 em toda a análise de elementos finitos. A tensão no aço estrutural deve ser $\sigma_{VM_{m\acute{a}x}} \leq 355/1,1 = 322,7 \text{ MPa}$ para que esta condição de segurança se verifique. O valor máximo de tensão equivalente registado na totalidade das análises foi de $\sigma_{VM} = 131,5 \text{ MPa}$ para o modelo Enc_7 , significando que o menor coeficiente de segurança obtido foi de 2,70.

Por último, apresentam-se os resultados da análise do submodelo da ligação *grout*. O gráfico da Figura 70 apresenta os valores das tensões normais máximas no *grout* nas direções axial, tangencial e radial, ao longo do tempo.

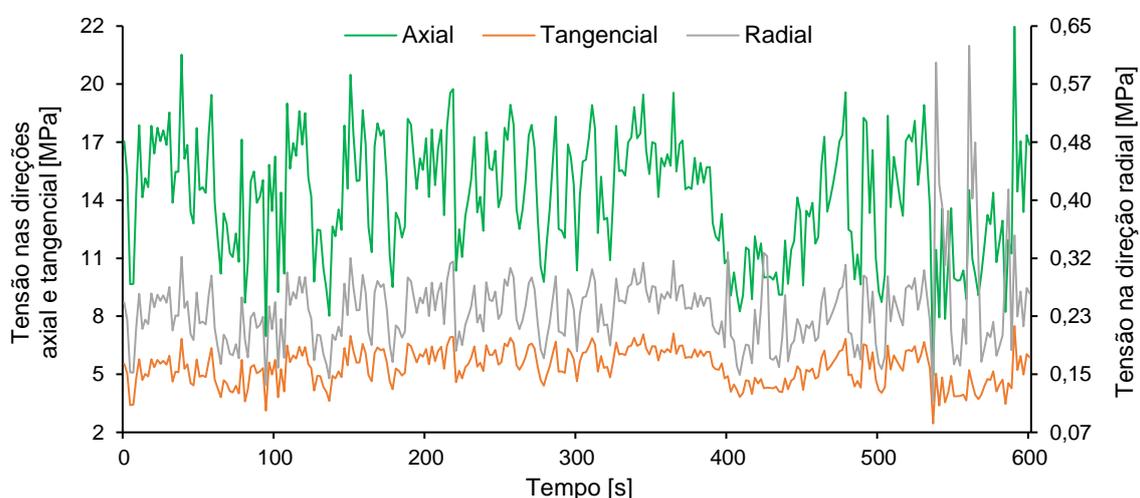


Figura 70 – Valores das tensões normais máximas no *grout* nas direções axial, tangencial e radial.

Os resultados obtidos da simulação realizada, sobre as condições da Tabela 8, apresentaram valores máximos de $\sigma_{ax} = 22,47 \text{ MPa}$, $\sigma_{tan} = 7,55 \text{ MPa}$ e $\sigma_{rad} = 0,62 \text{ MPa}$. Verificou-se que qualquer destes valores se encontrou abaixo do valor de cedência à tração $\sigma_t = 25 \text{ MPa}$, ou mesmo do valor de segurança definido por $\sigma_{t_{m\acute{a}x}} \leq 25/1,1 = 22,72$, quando analisados individualmente. Quanto aos valores de tensão de von Mises, o valor máximo registado foi de $\sigma_{VM_{m\acute{a}x}} = 28,5 \text{ MPa}$, porém este valor não é conclusivo em relação ao estado de tensão do componente, porque o *grout* é um material frágil. A representação da distribuição global das tensões nas direções mencionadas e as suas zonas críticas podem ser observadas na Figura 71. Os eixos do referencial presente na figura representam as direções axial (eixo Z, de cor azul), tangencial (eixo Y, de cor verde) e radial (eixo X, de cor vermelha), das coordenadas cilíndricas.

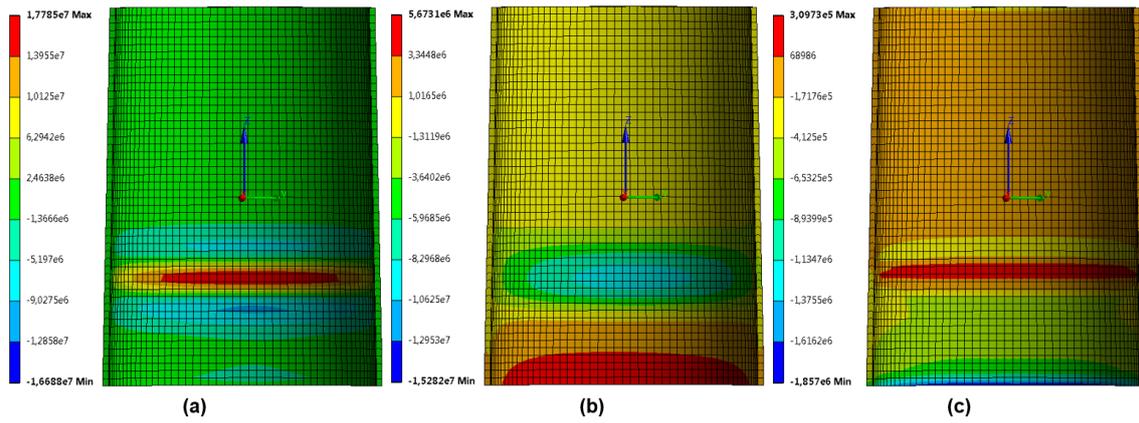


Figura 71 – Distribuição global das tensões no *grout* nas direções (a) axial, (b) tangencial e (c) radial, segundo um corte sobre o plano YZ [Pa].

Para uma melhor percepção da distribuição das tensões no *grout*, pode-se observar a Figura 72. Como estas tensões não são constantes em redor do *grout*, as ilustrações seguintes estão rodadas de 120°, para as três direções das tensões normais.

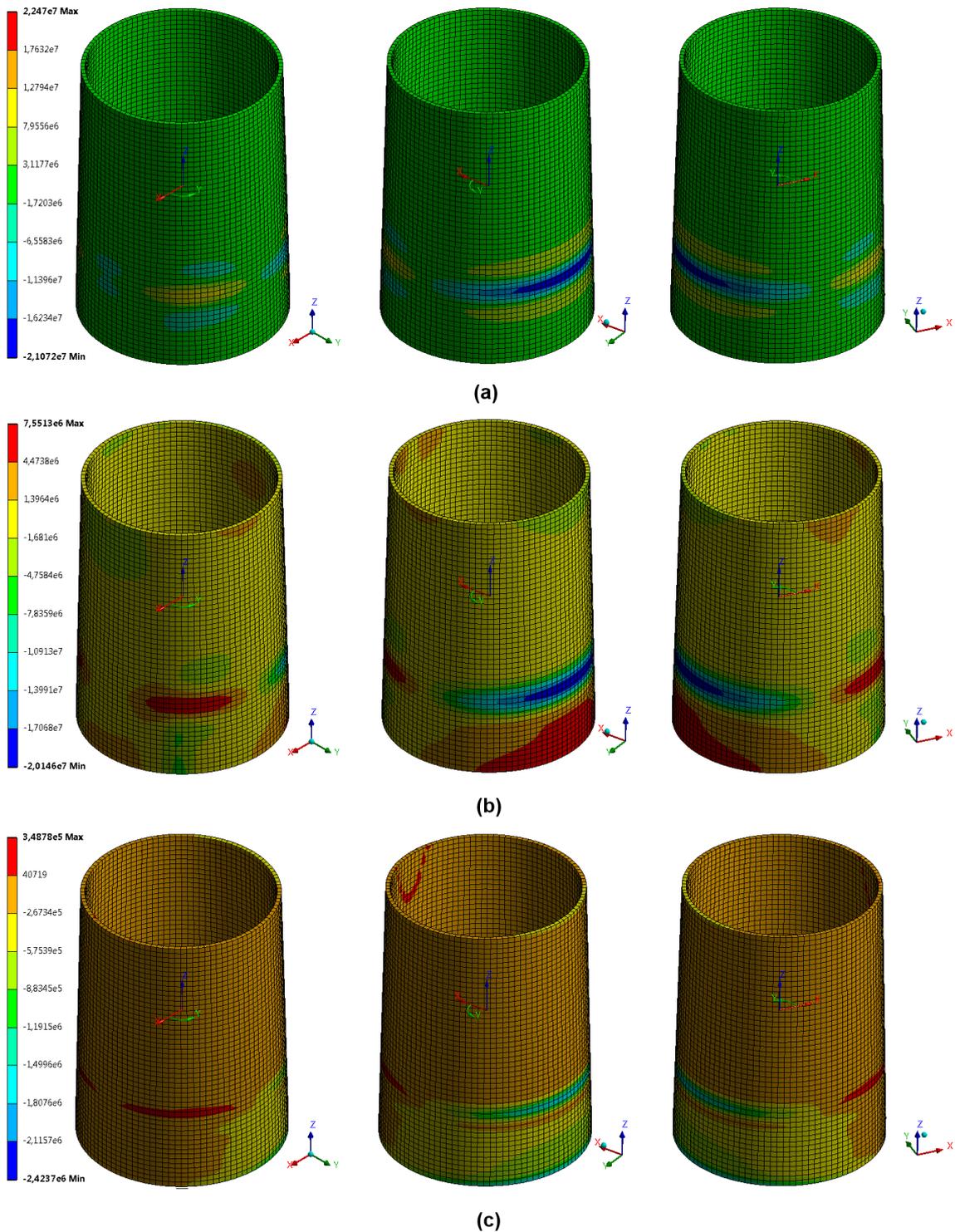


Figura 72 – Distribuição global das tensões no *grout* nas direções (a) axial, (b) tangencial e (c) radial [Pa].

Os valores máximos foram apresentados individualmente, i.e., para cada direção, o que pode indicar que, apesar destes se encontrarem na zona de segurança, a combinação destes poderá resultar em tensões normais positivas superiores aos valores de segurança ou, em caso extremo, à cedência. A proximidade de σ_{ax} ao valor da cedência é também uma preocupação. Uma vez que se está a estudar uma estrutura que está sujeita a carregamentos cíclicos no tempo, as configurações geométricas do modelo em estudo podem não verificar o projeto à fadiga. Dito isto, será necessário analisar a ligação *grout*, aquando do funcionamento da turbina, sobre um maior número de ângulos α , espessuras do *grout* t_g e velocidades do vento \bar{u} , seguido de um estudo da fadiga.

5. Conclusões e Desenvolvimentos Futuros

5.1. Conclusões

A energia eólica *offshore* tem a vantagem de se poder construir rotores de dimensões superiores em relação às turbinas instaladas em terra, mas também do escoamento associado ao vento ser mais laminar e mais intenso, resultando num maior aproveitamento energético. A fundação *monopile* é a fundação mais escolhida na indústria pelos seus baixos custos associados, quando comparada com outras fundações fixas e flutuantes.

Os modelos desenvolvidos tiveram como base uma turbina de referência de 5 MW desenvolvida pelo NREL e os códigos OC3, para as dimensões da mono-estaca (diâmetro exterior e espessura). Porém, a formulação da interação solo-estaca foi realizada segundo o modelo p-y, um dos modelos mais utilizados no estudo destes sistemas, sugerido pelas normas DNVGL.

Para analisar o comportamento dinâmico da estrutura, realizaram-se diversas análises no *software* de elementos finitos ANSYS 16, que se podem dividir em análises estáticas, modais e transientes. As análises estáticas pretenderam determinar os valores adequados do ângulo cónico da ligação *grout* e do comprimento da estaca no solo marítimo, fundamentais às análises transientes. Verificou-se que, no estudo do dimensionamento deste comprimento, o equilíbrio estático da estrutura era atingido facilmente e que o valor da tensão equivalente máxima se encontrava dentro dos níveis de segurança definidos pelas normas, logo foi admitido um comprimento de estaca no solo igual ao dos códigos OC3, de forma a realizar uma comparação de resultados. As análises modais tiveram como principal objetivo estudar as frequências naturais e os modos de vibração dos diferentes modelos da interação solo-estaca, ao que se verificou um aumento no valor destas frequências para solos mais rígidos. Também foi estudado como estas frequências variavam com a ocorrência do fenómeno de erosão, que implica uma alteração no constrangimento do sistema, i.e., uma alteração na rigidez deste. Verificou-se que as frequências naturais diminuíram com a profundidade de erosão e que estes valores se aproximaram da zona não segura definida pelas normas, justificando a proteção *scour* que se efetua nestas fundações. Para as análises transientes, os valores dos carregamentos incidentes na estrutura foram criados com o auxílio do FAST, onde se utilizou uma velocidade média do vento de $\bar{u} = 11,4 \text{ m/s}$, por ser a velocidade que induz forças axiais máximas no rotor. Constataram-se que as deformações na estrutura foram superiores para os modelos com menor rigidez e que todos os modelos apresentaram, predominantemente, tensões máximas na torre da turbina. Porém, os valores destas tensões encontraram-se dentro dos valores de segurança para todo o tempo das simulações. A ligação *grout* foi examinada à parte sobre a técnica da submodelação, concluindo que os valores máximos das tensões normais nas direções axial,

tangencial e radial se encontraram nos intervalos de segurança, quando analisados individualmente. Contudo, a proximidade destes ao valor da cedência aponta que o projeto poderá não verificar à fadiga ou para diferentes velocidades de vento.

5.2. Desenvolvimentos Futuros

Como desenvolvimentos futuros, apresentam-se os seguintes trabalhos que devem ser tidos em consideração:

- Avaliação mais contínua dos ângulos cónicos da ligação *grout* e das profundidades de erosão, i.e., considerar um maior número de valores intermédios;
- Implementar o modelo t-z conjuntamente com o modelo p-y, na interação solo-estaca;
- Considerar um maior número de valores da espessura do *grout*, para a análise da ligação;
- Estudar o comportamento dinâmico da estrutura e o estado de tensão dos componentes para valores de velocidades de vento diferentes;
- Avaliação de outros casos de carregamento como, por exemplo, o arranque da turbina, a ocorrência de falhas e avarias;
- Avaliar a aplicabilidade de sistemas de monitorização;
- Realizar um estudo do sistema quanto à fadiga, tendo em conta dados estatísticos de vento e agitação marinha do local de instalação.

Referências

- [1] J. M. B. P. Cruz and A. J. N. A. Sarmiento, *Energia Das Ondas - Introdução aos Aspectos Tecnológicos, Económicos e Ambientais*. 2004.
- [2] G. Tverberg, "The Long-Term Tie Between Energy Supply, Population, and the Economy," 2012. [Online]. Available: <https://ourfiniteworld.com/2012/08/29/the-long-term-tie-between-energy-supply-population-and-the-economy/>. [Accessed: 28-Mar-2018].
- [3] R. Miguel and D. Alves, "Acções Dinâmicas em Estruturas Offshore : Torres Eólicas em Plataformas Flutuantes," Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 2011.
- [4] W. M. Gonçalves, F. T. Feijó, and P. R. Abdallah, "Energia de Ondas: Aspectos Tecnológicos e Económicos e Perspectivas de Aproveitamento no Brasil," *III Semin. e Work. em Eng. Oceânica - SEMEGO'08*, 2008.
- [5] N. Roubini, "A crise do Médio Oriente e o risco mundial," 2015. [Online]. Available: http://www.jornaldenegocios.pt/opiniao/economistas/nouriel-roubini/detalhe/a_crise_do_medio_oriente_e_o_risco_mundial. [Accessed: 22-Jan-2018].
- [6] R. M. G. Castro, "Introdução à energia eólica," no. 2.1, 2005.
- [7] "Global trends in renewable energy," 2016. [Online]. Available: <https://www.rsm.global/insights/economic-insights/global-trends-renewable-energy>. [Accessed: 27-Aug-2017].
- [8] T. Wadlow, "Top 10 onshore wind farms," 2017. [Online]. Available: <http://www.energydigital.com/top-10/top-10-onshore-wind-farms>. [Accessed: 23-Jan-2018].
- [9] EBR, "World's biggest offshore wind farms," 2017. [Online]. Available: <http://wind.energy-business-review.com/news/worlds-biggest-offshore-wind-farms-5948901>. [Accessed: 23-Jan-2018].
- [10] J. Fons, "Cuál es el futuro de las Memorias de Sostenibilidad?," 2016. [Online]. Available: <http://www.cimas.es/blog/2016/02/cual-es-el-futuro-de-las-memorias-de-sostenibilidad/>. [Accessed: 03-Apr-2018].
- [11] "A Critical Juncture for Offshore Wind," 2017. [Online]. Available: <https://www.sierraclub.org/maryland/blog/2017/03/critical-juncture-for-offshore-wind>. [Accessed: 03-Apr-2018].
- [12] Ricardo M. de Matos Camarinha, "Acção Longitudinal do Vento em Edifícios Altos," 2011.
- [13] G. Maciel, "Desenvolvimento e Projeto Mecânico de uma Fundação para uma Turbina Eólica Offshore," Instituto Superior Técnico da Universidade de Lisboa, 2017.
- [14] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, 2nd Edition*. 2010.
- [15] J. M. Jonkman, "Dynamics modeling and loads analysis of an offshore floating wind turbine," 2007.
- [16] E. Marino, "An Integrated Nonlinear Wind-Waves Model for Offshore Wind Turbines," Faculty of Engineering University of Florence, 2010.

- [17] Garcia G. G, "Design and Calculus of the Foundation Structure of an Offshore Monopile Wind Turbine," Facultat de Nàutica de Barcelona de la Universitat Politècnica de Catalunya, 2012.
- [18] T. Sun, Z. Chen, and F. Blaabjerg, "Flicker study on variable speed wind turbines with doubly fed induction generators," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 20, no. 4, 2005.
- [19] A. Morais Lopes, "Produção Eólica e Enquadramento Técnico-Económico em Portugal," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2009.
- [20] "Projecting Targets for the EU-27 up to 2030." [Online]. Available: <https://www.wind-energy-the-facts.org/index-73.html>. [Accessed: 27-Aug-2017].
- [21] D. R. Dias, "Análise da Integridade Estrutural numa Fundação Flutuante para Energia Eólica Offshore Engenharia Mecânica," Instituto Superior Técnico da Universidade de Lisboa, 2017.
- [22] G. Bir and J. Jonkman, "Aeroelastic instabilities of large offshore and onshore wind turbines," *J. Phys. Conf. Ser.*, vol. 75, no. 1, pp. 0–19, 2007.
- [23] S. Butterfield, W. Musial, and J. Jonkman, "Engineering Challenges for Floating Offshore Wind Turbines," 2007.
- [24] A. Arapogianni and A.-B. Genachte, "Deep water - The next step for offshore wind energy," *The European Wind Energy Association*, 2013. [Online]. Available: http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Deep_Water.pdf. [Accessed: 04-Apr-2018].
- [25] M. J. Kaiser and B. F. Snyder, "Offshore Wind Energy System Components," in *Offshore Wind Energy Cost Modeling*, London, United Kingdom, 2012.
- [26] J. Fuller, "U.S. Offshore Wind Moves Forward at a Crawl," 2015. [Online]. Available: <http://insights.globalspec.com/article/1599/u-s-offshore-wind-moves-forward-at-a-crawl>. [Accessed: 29-Aug-2017].
- [27] "Offshore jackets." [Online]. Available: <https://www.manora.be/recent-projects/page/16/>. [Accessed: 29-Aug-2017].
- [28] P. Barker, "Concrete gravity foundations, the future for windfarms?," 2016. [Online]. Available: <http://www.maritimejournal.com/news101/marine-renewable-energy/concrete-gravity-foundations,-the-future-for-windfarms2>. [Accessed: 17-Apr-2018].
- [29] "Offshore Wind Farm Our first Dutch offshore wind farm Ørsted." [Online]. Available: <https://orsted.nl/-/media/WWW/Docs/Corp/NL/171116-Leaflet-Borssele-12-EN.ashx?la=en&hash=8CB128AB2D7E8DD42D80974057006916D6D4A19B&hash=8CB128AB2D7E8DD42D80974057006916D6D4A19B>. [Accessed: 10-Apr-2018].
- [30] "Monopile weights for turbines of tomorrow." [Online]. Available: <http://c2wind.com/c/cases/monopile-weights-for-turbines-of-tomorrow>. [Accessed: 29-Apr-2018].
- [31] F. Miceli, "Wind farms construction," 2012. [Online]. Available: <http://www.windfarmbop.com/tag/offshore/>. [Accessed: 30-Aug-2017].
- [32] V. Negro, J.-S. Lopez-Gutierrez, M. D. Esteban, P. Alberdi, M. Imaz, and J.-M. Serracarla, "Monopiles in offshore wind: Preliminary estimate of main dimensions," *Ocean Eng.*, vol. 133, pp. 253–261, 2017.
- [33] D. Kallehave, B. W. Byrne, C. LeBlanc Thilsted, and K. K. Mikkelsen, "Optimization of

- monopiles for offshore wind turbines,” *Philos. Trans. R. Soc. A Math. Phys. Eng. Sci.*, vol. 373, no. 2035, pp. 20140100–20140100, 2015.
- [34] O. B. Leite, “Review of Design Procedures for Monopile Offshore Wind Structures,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2015.
- [35] “Louis Kishfy.” [Online]. Available: <http://www.louiskishfy.com/modeling-vibrations-on-an-offshore-wind-turbine/>. [Accessed: 04-Apr-2018].
- [36] DNV.GL, “DNVGL-ST-0126 : Support structures for wind turbines,” 2016.
- [37] I. Lotsberg, “Structural mechanics for design of grouted connections in monopile wind turbine structures,” *Mar. Struct.*, vol. 32, pp. 113–135, 2013.
- [38] “Offshore Wind Farm Monopile Installation, Veja Mate.” [Online]. Available: <https://boskalis.com/about-us/projects/detail/offshore-wind-farm-monopile-installation-veja-mate.html>. [Accessed: 04-Apr-2018].
- [39] A. Robertson *et al.*, “Offshore Code Comparison Collaboration Continuation Within IEA Wind Task 30: Phase II Results Regarding a Floating Semisubmersible Wind System,” in *Proceedings of the 33rd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering (OMAE2014)*, 2014.
- [40] IEC, “IEC 61400-1. Wind turbines - Part 1: Design Requirements,” 2014.
- [41] P. J. Moriarty and a C. Hansen, “AeroDyn Theory Manual,” 2005.
- [42] GL, “Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbine,” 2012.
- [43] DNV-RP, “Environmental conditions and environmental loads,” pp. 9–123, 2010.
- [44] J. Jonkman, A. Robertson, and G. Hayman, “HydroDyn user’s guide and theory manual,” *Natl. Renew. Energy Lab.*, 2015.
- [45] A. H. Techet, “Morrison’s Equation,” *Naval*, vol. 34, pp. 191–197, 2004.
- [46] A. Techet, “2.016 Hydrodynamics,” *Massachusetts Inst. Technol. MIT OpenCourseWare*, pp. 1–9, 2005.
- [47] C. Guedes Soares and R. A. Shenoi, *Analysis and Design of Marine Structures*. 2015.
- [48] R. Karmouch, S. Coudé, G. Abel, and G. G. Ross, *Icephobic PTFE coatings for wind turbines operating in cold climate conditions*. 2009.
- [49] L. Arany, S. J. Hogan, S. Bhattacharya, and J. Macdonald, “Simplified critical mudline bending moment spectra of offshore wind turbine support structures.,” *Wind ENERGY*, 2015.
- [50] DNV, “DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures,” 2014.
- [51] “MasterFlow 9800,” 2015. [Online]. Available: http://www.foundocean.com/webpac_content/global/documents/more/Brochures/Product Datasheet MasterFlow 9800 23 01 2015.pdf. [Accessed: 17-Apr-2018].
- [52] P. Dallyn, A. El-Hamalawi, A. Palmeri, and R. Knight, “Experimental testing of grouted connections for offshore substructures: A critical review,” *Structures*, vol. 3, pp. 90–108, 2015.
- [53] Y. S. Lee, B. L. Choi, J. H. Lee, S. Y. Kim, and S. Han, “Reliability-based design

- optimization of monopile transition piece for offshore wind turbine system,” *Renew. Energy*, vol. 71, pp. 729–741, 2014.
- [54] Z. Wang, Y. Zhang, F. Chen, G. Wang, L. Wang, and J. Jiang, “Axial bearing capacity of large-diameter grouted connections analyzed by means of a simplified double shear test,” *Constr. Build. Mater.*, vol. 134, pp. 245–253, 2017.
- [55] M. Arshad and B. C. O’Kelly, “Analysis and Design of Monopile Foundations for Offshore Wind-Turbine Structures,” *Mar. Georesources Geotechnol.*, vol. 34, no. 6, pp. 503–525, 2016.
- [56] W. Carswell, “Soil-Structure Modeling and Design Considerations for Offshore Wind Turbine Monopile Foundations,” University of Massachusetts - Amherst, 2015.
- [57] N. C. Raikar and S. A. Kale, “Effect of Tail Shapes on Yawing Performance of Micro Wind Turbine Effect of Tail Shapes on Yawing Performance of Micro Wind Turbine,” *Int. J. Energy Power Eng.*, vol. 4, pp. 38–42, 2015.
- [58] M. Bayat, L. V. Andersen, and L. B. Ibsen, “P-Y- \dot{Y} Curves for Dynamic Analysis of Offshore Wind Turbine Monopile Foundations,” *Soil Dyn. Earthq. Eng.*, vol. 90, pp. 38–51, 2016.
- [59] S. Schafhirt, A. Page, G. R. Eiksund, and M. Muskulus, “Influence of Soil Parameters on the Fatigue Lifetime of Offshore Wind Turbines with Monopile Support Structure,” *Energy Procedia*, vol. 94, no. January, pp. 347–356, 2016.
- [60] API, “Recommended Practice for Planning , Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms — Working Stress Design,” 2007.
- [61] J. Velarde, “Design of monopile foundations to support the DTU 10MW wind turbine,” Delft University of Science and Technology, 2016.
- [62] B. J. Jonkman and J. M. Jonkman, “FAST v8.16.00a-bjj,” 2016.
- [63] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial, and G. Scott, “Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development,” 2009.
- [64] PAREX, “100 newton grout 100 newton grout aw,” 2012.
- [65] P. P. Barros, *Health policy reform in tough times: The case of Portugal*. Health Policy (New York), 2012.
- [66] “WindFloat.” [Online]. Available: <http://www.principlepowerinc.com/en/windfloat>. [Accessed: 04-Apr-2018].
- [67] “Demogravi3.” [Online]. Available: <http://demogravi3.com/>. [Accessed: 04-Apr-2018].
- [68] “Globalizing offshore wind.” [Online]. Available: <https://www.thesign.pt/portfolio/principle-power-windfloat/>. [Accessed: 28-Apr-2018].
- [69] “Fundação offshore - Demogravi3,” 2015. [Online]. Available: <https://asm-industries.com/pt-pt/fundacao-offshore-demogravi3/>. [Accessed: 28-Apr-2018].
- [70] D. Forwell, “Evolving monopiles will remain foundation of choice in medium term,” 2017. [Online]. Available: http://www.owjonline.com/news/view,evolving-monopiles-will-remain-foundation-of-choice-in-medium-term_49216.htm. [Accessed: 04-Apr-2018].
- [71] J. Jonkman and W. Musial, “Offshore code comparison collaboration (OC3) for IEA task 23 offshore wind technology and deployment,” 2010.

- [72] "Ansys Workbench Software Help Section."
- [73] "Introduction to Contact - ANSYS Mechanical Structural Nonlinearities." 2010.
- [74] DNV GL, "DNVGL-ST-0437 Loads and site conditions for wind turbines," 2016.

Anexo A – Pré-Processamento das Análises de Elementos Finitos: Carregamentos Exteriores e Deslocamentos do Submodelo da Ligação *Grout*

De modo a realizar as análises transientes, foi necessário pré-processar os *outputs* provenientes do FAST. Na verdade, os carregamentos aero e hidrodinâmicos que se podem retirar do FAST são forças por unidade de comprimento, que foram posteriormente transformadas em forças, como *input* das simulações transientes do programa de elementos finitos. O FAST devolve um ficheiro em binário de toda a informação solicitada pelo utilizador, nomeadamente dos *outputs* pretendidos. O NREL concede uma função em MATLAB que lê este ficheiro e organiza os *outputs* em forma de uma matriz. Nesta matriz, de nome “*Channels*”, cada coluna corresponde a um vetor de uma variável requerida, para todos os instantes de tempo da simulação. A ordem das variáveis na matriz depende de como o utilizador define os *outputs* da simulação nos ficheiros de *input* do FAST. Logo, o código apresentado apenas resultará sobre os ficheiros dos sub-módulos do FAST que foram definidos. De lembrar que as cotas definidas, referentes aos carregamentos exteriores, encontram-se na Tabela 5. Pode-se consultar o código deste pré-processamento de seguida.

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% FAST_ANSYS
% Pré-processamento dos carregamentos exteriores exercidos na estrutura
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Obtenção dos comprimentos da torre C_T, cuja multiplicação com a força por unidade de comprimento
proveniente do FAST, resulta nas forças de input no programa de elementos finitos.

% Número de nós na torre utilizados na análise do FAST
NumTwrNds = 11;

% Vetor das cotas da torre
TwrElev = [10; 17.76; 25.52; 33.28; 41.04; 48.8; 56.56; 64.32; 72.08; 79.84; 87.6];

% Uma simulação realizada no FAST, apenas admite a extração de 9 cotas possíveis da torre. O vetor
NTwOuts indica as entradas do vetor TwrElev a utilizar no ANSYS
NTwOuts = [10 9 8 7 6 5 4 3 2];

% Criação do vetor que contém as cotas dos carregamentos a utilizar na torre no ANSYS
ZTwrNds = zeros(length(NTwOuts),1);
for i = 1:length(NTwOuts)
    j = NTwOuts(i);
    ZTwrNds(i) = TwrElev(j);
end

% Criação dos C_T
Dist_Twr = zeros(length(NTwOuts),1);
for i = 1:length(NTwOuts)
    if i == 1
        Dist_Twr(i) = 87.6-ZTwrNds(i)+(ZTwrNds(i)-ZTwrNds(i+1))/2;
    elseif i == length(NTwOuts)
        Dist_Twr(i) = ZTwrNds(i)-10+(ZTwrNds(i-1)-ZTwrNds(i))/2;
    else
        Dist_Twr(i) = (ZTwrNds(i-1)-ZTwrNds(i))/2+(ZTwrNds(i)-...
            ZTwrNds(i+1))/2;
    end
end

% Criação do vetor que contém as cotas dos carregamentos a utilizar no monopile no ANSYS

% Vetor das cotas dos nós no monopile utilizados na análise do FAST
% Nota: Este código não contabiliza as cotas adicionais do modelo com erosão. Outro código semelhante
foi criado, mas não é apresentado
```

```

Z_Joints = [10 5 0 -5 -10 -15 -20];
NJoints = length(Z_Joints);
NMembers = NJoints-1;
Z_Member = zeros(NMembers,1);
for i = 1:NMembers
    Nd1_Member(i) = Z_Joints(i);
    Nd2_Member(i) = Z_Joints(i+1);
    Z_Member(i) = (Nd1_Member(i)+Nd2_Member(i))/2;
end

% Vetor total das cotas dos carregamentos, a utilizar na estrutura no ANSYS
Z = [87.6; ZTwrNds; Z_Member];

% Criação de uma tabela para cada cota dos carregamentos. A primeira coluna corresponde ao vetor dos
instantes de tempo. As colunas 2, 3 e 4 correspondem a Fx, Fy e Fz, respetivamente. As colunas 5, 6 e
7 correspondem a Mx, My e Mz, respetivamente.

% Para reduzir erros computacionais, nomeadamente da fase inicial das simulações no FAST, o tempo
total de simulação foi de 1000 segundos, de forma a não contabilizar os 300 segundos iniciais. Assim,
as análises transientes dos elementos finitos correram sobre 700 segundos, onde apenas se retiram
valores dos 600 segundos finais, novamente com o objetivo de minimizar erros computacionais.
tstep = Channels(:,1);
tstep = tstep-300;
NmrTSteps = length(tstep);
table = zeros(NmrTSteps,7,length(Z));
for m = 1:length(Z)
    table(:,1,m) = tstep;
end

% Forças e Momentos de reação no rotor, calculados pelo sub-módulo "ElastoDyn"
YawBrFxp = Channels(:,5);
YawBrFyp = Channels(:,6);
YawBrFzp = Channels(:,7);
YawBrMxp = Channels(:,8);
YawBrMyp = Channels(:,9);
YawBrMzp = Channels(:,10);

% Forças aerodinâmicas por unidade de comprimento, calculadas pelo sub-módulo AeroDyn

TwNFdx = zeros(NmrTSteps,length(NTwOuts));
TwNFdy = zeros(NmrTSteps,length(NTwOuts));
for i = 1:length(NTwOuts)
    TwNFdx(:,i) = Channels(:,18+i);
    TwNFdy(:,i) = Channels(:,27+i);
end

% Forças hidrodinâmicas por unidade de comprimento, calculadas pelo sub-módulo HidroDyn

% Força de resistência hidrodinâmica
MembFDx = zeros(NmrTSteps,NMembers);
MembFDy = zeros(NmrTSteps,NMembers);
MembFDz = zeros(NmrTSteps,NMembers);

% Força inercial
MembFIx = zeros(NmrTSteps,NMembers);
MembFIy = zeros(NmrTSteps,NMembers);
MembFIz = zeros(NmrTSteps,NMembers);

% Força de massa adicionada
MembFAMx = zeros(NmrTSteps,NMembers);
MembFAMy = zeros(NmrTSteps,NMembers);
MembFAMz = zeros(NmrTSteps,NMembers);

% Forças inerciais devido à vida marinha
MembFAGx = zeros(NmrTSteps,NMembers);
MembFAGy = zeros(NmrTSteps,NMembers);
MembFAGz = zeros(NmrTSteps,NMembers);

% Forças do peso da vida marinha
MembFMGx = zeros(NmrTSteps,NMembers);
MembFMGy = zeros(NmrTSteps,NMembers);
MembFMGz = zeros(NmrTSteps,NMembers);

for i = 1:NMembers
    MembFDx(:,i) = Channels(:,43+1+3*(i-1));
    MembFDy(:,i) = Channels(:,44+1+3*(i-1));
    MembFDz(:,i) = Channels(:,45+1+3*(i-1));

    MembFIx(:,i) = Channels(:,61+1+3*(i-1));
    MembFIy(:,i) = Channels(:,62+1+3*(i-1));
    MembFIz(:,i) = Channels(:,63+1+3*(i-1));

    MembFAMx(:,i) = Channels(:,79+1+3*(i-1));
    MembFAMy(:,i) = Channels(:,80+1+3*(i-1));
    MembFAMz(:,i) = Channels(:,81+1+3*(i-1));
end

```

```

MembFAx(:,i) = Channels(:,115+1+3*(i-1));
MembFAy(:,i) = Channels(:,116+1+3*(i-1));
MembFAz(:,i) = Channels(:,117+1+3*(i-1));

MembFAGx(:,i) = Channels(:,151+1+3*(i-1));
MembFAGy(:,i) = Channels(:,152+1+3*(i-1));
MembFAGz(:,i) = Channels(:,153+1+3*(i-1));

MembFMGx(:,i) = Channels(:,169+1+3*(i-1));
MembFMGy(:,i) = Channels(:,170+1+3*(i-1));
MembFMGz(:,i) = Channels(:,171+1+3*(i-1));
end

% Forças exteriores exercidas a cada cota na estrutura
for z = 1:length(Z)
    if z == 1
        % As forças e momentos no rotor têm como unidades KN e KN*m, respetivamente. Logo, foram
        % convertidas para N e N*m.
        Fx = YawBrFxp*10^3;
        Fy = YawBrFyp*10^3;
        Fz = YawBrFzp*10^3;
        Mx = YawBrMxp*10^3;
        My = YawBrMyp*10^3;
        Mz = YawBrMzp*10^3;
    elseif z>1 && z<=1+length(NTwOuts)
        Fx = TwNFdx(:,z-1)*Dist_Twr(z-1);
        Fy = TwNFdy(:,z-1)*Dist_Twr(z-1);
        Fz = 0;
        Mx = 0;
        My = 0;
        Mz = 0;
    else
        % O valor de 5 corresponde aos comprimentos do monopile C_MP, cuja multiplicação com a força
        % por unidade de comprimento proveniente do FAST, resulta nas forças de input no programa de
        % elementos finitos.
        Fx_FD = MembFDx(:,z-1-length(NTwOuts))*5;
        Fx_FI = MembFIx(:,z-1-length(NTwOuts))*5;
        Fx_FAM = MembFAMx(:,z-1-length(NTwOuts))*5;
        Fx_FA = MembFAx(:,z-1-length(NTwOuts))*5;
        Fx_FAG = MembFAGx(:,z-1-length(NTwOuts))*5;
        Fx_FMG = MembFMGx(:,z-1-length(NTwOuts))*5;
        Fx = Fx_FD+Fx_FI+Fx_FAM+Fx_FA+Fx_FAG+Fx_FMG;

        Fy_FD = MembFDy(:,z-1-length(NTwOuts))*5;
        Fy_FI = MembFIy(:,z-1-length(NTwOuts))*5;
        Fy_FAM = MembFAMy(:,z-1-length(NTwOuts))*5;
        Fy_FA = MembFAy(:,z-1-length(NTwOuts))*5;
        Fy_FAG = MembFAGy(:,z-1-length(NTwOuts))*5;
        Fy_FMG = MembFMGy(:,z-1-length(NTwOuts))*5;
        Fy = Fy_FD+Fy_FI+Fy_FAM+Fy_FA+Fy_FAG+Fy_FMG;

        Fz_FD = MembFDz(:,z-1-length(NTwOuts))*5;
        Fz_FI = MembFIz(:,z-1-length(NTwOuts))*5;
        Fz_FAM = MembFAMz(:,z-1-length(NTwOuts))*5;
        Fz_FA = MembFAz(:,z-1-length(NTwOuts))*5;
        Fz_FAG = MembFAGz(:,z-1-length(NTwOuts))*5;
        Fz_FMG = MembFMGz(:,z-1-length(NTwOuts))*5;
        Fz = Fz_FD+Fz_FI+Fz_FAM+Fz_FA+Fz_FAG+Fz_FMG;

        Mx = 0;
        My = 0;
        Mz = 0;
    end
    table(:,2,z) = Fx;
    table(:,3,z) = Fy;
    table(:,4,z) = Fz;
    table(:,5,z) = Mx;
    table(:,6,z) = My;
    table(:,7,z) = Mz;
end

table1 = table(:, :, 1);
table2 = table(:, :, 2);
table3 = table(:, :, 3);
table4 = table(:, :, 4);
table5 = table(:, :, 5);
table6 = table(:, :, 6);
table7 = table(:, :, 7);
table8 = table(:, :, 8);
table9 = table(:, :, 9);
table10 = table(:, :, 10);
table11 = table(:, :, 11);
table12 = table(:, :, 12);
table13 = table(:, :, 13);
table14 = table(:, :, 14);
table15 = table(:, :, 15);
table16 = table(:, :, 16);

```

O procedimento para retirar os deslocamentos do submodelo da ligação *grout* foi executado da mesma forma. Como tal, utilizou-se novamente a função fornecida pelo NREL, de modo a possuir-se a informação organizada na matriz “*Channels*”. Este código também apenas resultará sobre os ficheiros dos sub-módulos do FAST que foram definidos. Apresenta-se o código de seguida.

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% FAST_ANSYS_SM
% Pré-processamento dos deslocamentos do submodelo da ligação grout
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Número de cotas de input
N = 3;

% Criação de uma tabela para cada cota dos deslocamentos. A primeira coluna corresponde ao vetor dos
instantes de tempo. As colunas 2, 3 e 4 correspondem às deflexões no eixo X, Y e Z, respetivamente.
As colunas 5, 6 e 7 correspondem às rotações sobre o eixo X, Y e Z, respetivamente.
tstep = Channels(:,1);
tstep = tstep-300;
NmrTSteps = length(tstep);
table = zeros(NmrTSteps,7,N);
for m = 1:N-1
    table(:,1,m+1) = tstep;

    table(:,2,m+1) = Channels(:,196+3*m+1);
    table(:,3,m+1) = Channels(:,197+3*m+1);
    table(:,4,m+1) = Channels(:,198+3*m+1);

    table(:,5,m+1) = Channels(:,208+3*m+1);
    table(:,6,m+1) = Channels(:,209+3*m+1);
    table(:,7,m+1) = Channels(:,210+3*m+1);
end

table(:,1,1) = tstep;

table(:,2,1) = Channels(:,12);
table(:,3,1) = Channels(:,13);
table(:,4,1) = Channels(:,14);

table(:,5,1) = Channels(:,15);
table(:,6,1) = Channels(:,16);
table(:,7,1) = Channels(:,17);

% table1, table2 e table3 correspondem às cotas 10, -2.5 e -7.5 m.
table1 = table(:, :, 1);
table2 = table(:, :, 3);
table3 = table(:, :, 2);

```

Anexo B – Seleção dos pontos da curva do modelo p-y para as análises transientes

O elemento mola COMBIN39 do *software* ANSYS é caracterizado por uma curva de força-deflexão não linear, como mostra a Figura 41 da secção 3.5.1 (página 46). Apesar do solo não tracionar a estaca, a curva apresentada é de natureza simétrica em relação à origem, uma vez que a mono-estaca está rodeada deste solo e a sua reação tem sempre sentido oposto às deflexões produzidas. Desta forma, duas molas perpendiculares conseguem reagir a deflexões em todo o plano XY . As curvas foram, então, definidas por 19 pontos sobre os primeiro e terceiro quadrantes do referencial cartesiano da Figura 41. Apesar do elemento admitir um número máximo total de 20 pontos para definir a sua curva, escolheram-se 19, de modo a ter-se 9 pontos no terceiro quadrante, 1 ponto na origem e outros 9 no primeiro quadrante. Através de um processo iterativo, o elemento lê a deflexão que lhe está associada e devolve a respetiva força de reação. Quando está perante um valor de deflexão intermédio, i.e., entre dois valores de deflexão dos pontos definidos inicialmente, o COMBIN39 executa uma interpolação linear entre estes pontos. No caso de o elemento ler um valor de deflexão inferior à deflexão mínima ou um valor de deflexão superior à deflexão máxima, este realiza uma extrapolação linear sobre as retas definidas entre os últimos 2 pontos das extremidades da curva. Outra das características do elemento, mencionada em 3.5.1, prende-se na capacidade de se poder considerar uma descarga elástica, paralela ao declive na origem [72].

A seleção dos pontos que definem as curvas é, então, de extrema importância. Estes foram criados no pré-processador do ANSYS APDL e todos possuíram as mesmas abcissas (mesmos valores de deflexão), para as diferentes curvas. Como tal, foi tida uma especial atenção aos valores de d_1 , d_{n-1} e d_n , representados na Figura 73.

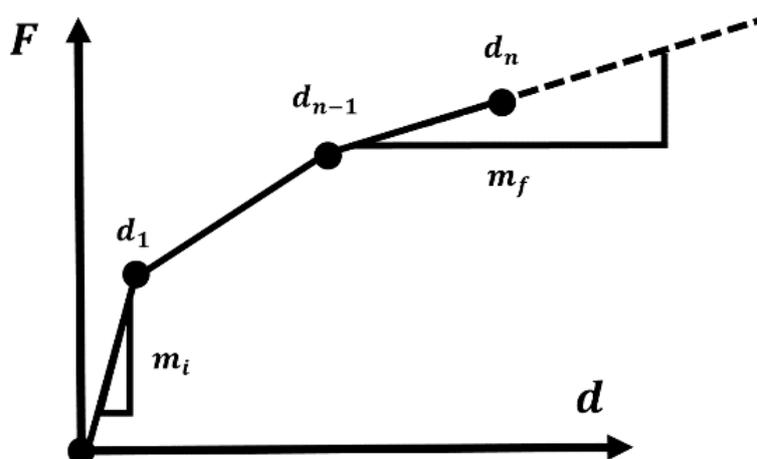


Figura 73 – Representação dos declives inicial m_i e final m_f , da curva discretizada p-y.

Para que as descargas elásticas fossem feitas de uma forma precisa, o declive entre os pontos com abcissas na origem e em d_1 ($m_i = F_1/d_1$) teve de ser próximo do declive na origem da função $p(x, y)$, que descreve a relação entre p-y, para uma profundidade x (equação 18). A derivada na origem é dada por:

$$\left. \frac{dp}{dy} \right|_{y=0} = kx \quad (23)$$

Onde: k = módulo inicial de reação de subcamada;

x = profundidade da curva característica.

Verificou-se que para um valor de $d_1 = 0,5 \text{ mm}$, as variáveis m_1 e $\left. \frac{dp}{dy} \right|_{y=0}$ tinham valores próximos, para todas as profundidades. O gráfico da Figura 74, apresenta a variação do erro relativo entre as variáveis referidas com a profundidade das curvas.

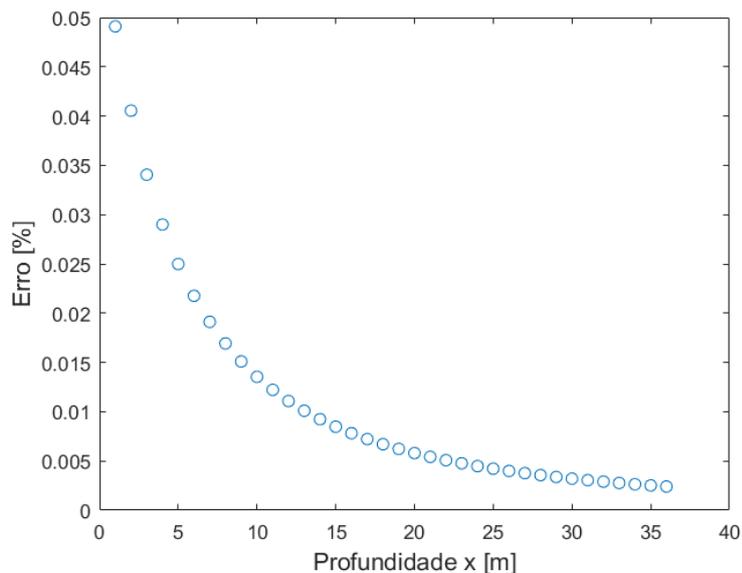


Figura 74 – Erro relativo entre m_i e $\left. \frac{dp}{dy} \right|_{y=0}$, em função da profundidade x , para $d_1 = 0,5 \text{ mm}$.

As curvas p-y apresentam uma assíntota quando $y \rightarrow \pm\infty$, representativa da resistência última do solo. Como tal, o valor de m_f foi definido de modo a que se o elemento tivesse de ler uma deformação com valor superior a d_n , a extrapolação efetuada não gerasse uma força de reação muito superior à resistência do solo. Isto consegue-se com um valor de m_f a tender para zero. Verificou-se que os valores de $m_f = \frac{F_n - F_{n-1}}{d_n - d_{n-1}}$ eram próximos de zero, para todas as profundidades, quando $d_{n-1} = 890 \text{ mm}$ e $d_n = 900 \text{ mm}$. O gráfico da Figura 75 demonstra esses valores de m_f .

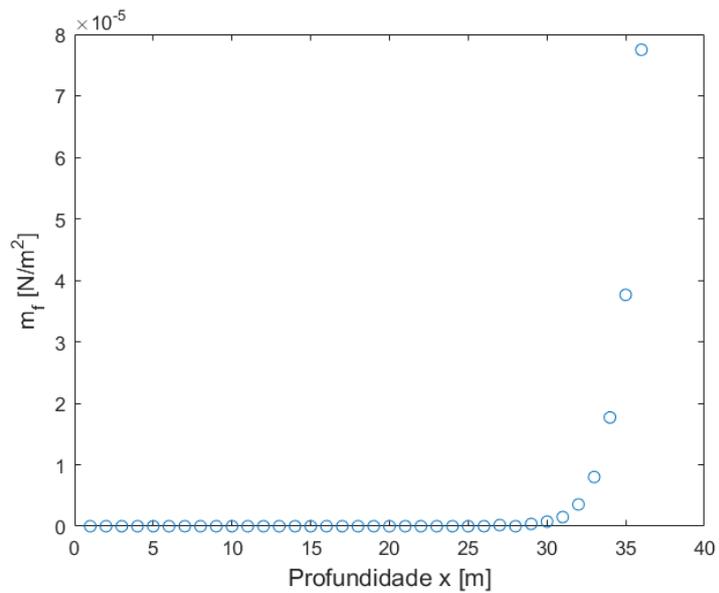


Figura 75 – m_f , em função da profundidade x , para $d_{n-1} = 0,89 \text{ m}$ e $d_n = 0,90 \text{ m}$.

Os restantes dos pontos foram escolhidos de modo que existisse uma maior densidade destes nas zonas onde se verificaram uma maior ocorrência de valores de deflexões, nas análises estáticas efetuadas.


```

RR(AR21,AR22) = 1.5*A*pu*tanh((k*(-NOS_PIPE(AR21,4))*(YY(AR22)))/(A*pu))
*ELSEIF,AR21,EQ,36,THEN
RR(AR21,AR22) = 0.5*A*pu*tanh((k*(-NOS_PIPE(AR21,4))*(YY(AR22)))/(A*pu))
*ELSE
RR(AR21,AR22) = 1*A*pu*tanh((k*(-NOS_PIPE(AR21,4))*(YY(AR22)))/(A*pu))
*ENDIF
*ENDDO
! Criação da curva, para a profundidade 'AR21'
R,AR62+AR21,YY(1),RR(AR21,1),YY(2),RR(AR21,2),YY(3),RR(AR21,3)
RMORE,YY(4),RR(AR21,4),YY(5),RR(AR21,5),YY(6),RR(AR21,6)
RMORE,YY(7),RR(AR21,7),YY(8),RR(AR21,8),YY(9),RR(AR21,9)
RMORE,YY(10),RR(AR21,10),YY(11),RR(AR21,11),YY(12),RR(AR21,12)
RMORE,YY(13),RR(AR21,13),YY(14),RR(AR21,14),YY(15),RR(AR21,15)
RMORE,YY(16),RR(AR21,16),YY(17),RR(AR21,17),YY(18),RR(AR21,18)
RMORE,YY(19),RR(AR21,19)
! Criação dos 2 nós fixos dos elementos 39
N,AR61+1,NOS_PIPE(AR21,2)+5,NOS_PIPE(AR21,3),NOS_PIPE(AR21,4)
N,AR61+2,NOS_PIPE(AR21,2),NOS_PIPE(AR21,3)+5,NOS_PIPE(AR21,4)
! Criação dos dois elementos 39
TYPE, AR52+1
REAL, AR62+AR21
E, NOS_PIPE(AR21,1), AR61+1
D, AR61+1, ALL
TYPE, AR52+1
REAL, AR62+AR21
E, NOS_PIPE(AR21,1), AR61+2
D, AR61+2, ALL
*ENDDO
! -----
/com,
/com, FIM DO PREP7
/com,
ALLSEL
FINISH
/SOLU

```