

ESTUDO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO FLUTUANTE NA ALBUFEIRA DO ALTO RABAGÃO

PEDRO OLIVEIRA BRAGA MOREIRA BISCAIA

Dissertação submetida para satisfação parcial dos requisitos do grau de
MESTRE EM ENGENHARIA CIVIL — ESPECIALIZAÇÃO EM HIDRÁULICA

Orientador: Professor Doutor Paulo Jorge Rosa Santos

Coorientador: Professor Doutor Francisco Taveira Pinto

FEVEREIRO DE 2018

MESTRADO INTEGRADO EM ENGENHARIA CIVIL 2017/2018

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL

Tel. +351-22-508 1901

Fax +351-22-508 1446

✉ miec@fe.up.pt

Editado por

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Rua Dr. Roberto Frias

4200-465 PORTO

Portugal

Tel. +351-22-508 1400

Fax +351-22-508 1440

✉ feup@fe.up.pt

🌐 <http://www.fe.up.pt>

Reproduções parciais deste documento serão autorizadas na condição que seja mencionado o Autor e feita referência a *Mestrado Integrado em Engenharia Civil - 2017/2018 - Departamento de Engenharia Civil, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2018.*

As opiniões e informações incluídas neste documento representam unicamente o ponto de vista do respetivo Autor, não podendo o Editor aceitar qualquer responsabilidade legal ou outra em relação a erros ou omissões que possam existir.

Este documento foi produzido a partir de versão eletrónica fornecida pelo respetivo Autor.

Aos meus Pais

“O pessimista queixa-se do vento, o otimista espera que ele mude, o realista ajusta a vela”

William Arthur Ward

AGRADECIMENTOS

Aos meus orientadores, Professor Francisco Taveira Pinto e Professor Paulo Jorge Rosa Santos, pela infinita paciência e conhecimento transmitido ao longo destes meses. Esta dissertação não seria a mesma sem eles.

Aos meus pais, que desde o dia em que nasci até hoje e no futuro, fazem da missão deles proteger-me e encorajar-me a ser o melhor Eu que posso ser. Pelo incentivo e apoio diários e também pelos ralhetes que mereci e muito necessários foram ao meu crescimento. Também sobre eles poderia escrever uma dissertação.

Ao meu irmão e amigo, por ser uma bússola moral ao longo do meu trajeto e por muitas vezes, inadvertidamente ou não, me conseguir limpar a cabeça de assuntos nos quais não me apetecia pensar.

À minha namorada, Carolina, pelo apoio constante ao longo do mestrado, por muitas vezes acreditar mais em mim do que eu próprio e que todos os dias me faz querer ser mais e melhor para poder ser o homem que ela merece.

Aos meus amigos e família, por serem uma constante na minha vida, nos bons e nos maus momentos.

Aos meus colegas da FEUP, saio de coração cheio da faculdade devido a eles, muitos se tornaram amigos e companheiros de armas que sei que continuarão presentes por muitos anos.

À Dona Esmeralda Miguel e à Professora Elsa Carvalho que deram cor e um sentido de familiaridade à secção de Hidráulica.

RESUMO

A utilização de energias renováveis tem aumentado significativamente nos últimos anos, em parte devido à necessidade de reduzir as emissões de dióxido de carbono para a atmosfera e ao amadurecimento da tecnologia que provocou uma queda dos preços praticados. Fazendo parte das energias renováveis encontra-se a energia solar que poderá ser convertida em eletricidade por intermédio de instalações fotovoltaicas.

Na presente dissertação procurar-se-á esclarecer as diferenças entre cada uma dessas instalações, clarificando as vantagens e as desvantagens de cada uma. Serão listadas as estruturas fotovoltaicas flutuantes atualmente em funcionamento e descritas as mais importantes. O documento incidirá maioritariamente sobre a instalação de estruturas fotovoltaicas flutuantes em albufeiras de barragens, tecnologia que até à data conta apenas com uma aplicação real em Portugal. Serão ainda apresentadas as estruturas fotovoltaicas submersas e os seus benefícios.

De seguida, serão introduzidos os aspetos de dimensionamento de uma estrutura fotovoltaica flutuante, explicando as ações a que estará sujeita, como a ondulação gerada pelo vento ou por embarcações e a própria ação do vento, assim como os coeficientes hidrostáticos e condições hidrodinâmicas que garantem a sua estabilidade.

Por outro lado, serão explicitados todos os elementos necessários à constituição de uma estrutura fotovoltaica flutuante, nomeadamente as próprias estruturas flutuantes, os painéis fotovoltaicos, as conexões entre módulos e os sistemas de amarração, assim como exemplos de cada um e sua função.

Por fim, será apresentado um caso de estudo na albufeira da barragem do Alto Rabagão. Esta aplicação foi estudada recorrendo à modelação numérica, utilizando o software ANSYS AQWA. Neste trabalho foi modelada uma estrutura de referência com módulos flutuantes, conectados entre eles, com painéis fotovoltaicos apoiados. Essa estrutura estava amarrada ao leito do rio, sujeita às ações previstas de ondulação e vento. Foi analisada a resposta dada pela estrutura no domínio da frequência e no domínio do tempo.

Para as mesmas solicitações externas, verificou-se que um sistema linear de amarração com quatro cabos amarrados ao centro das arestas exteriores dos módulos seria o mais aconselhável, com a contingência da existência de um mecanismo que contraísse e esticasse o cabo de modo a que este acompanhasse a variação do nível de água.

O estudo numérico realizado sugere ainda uma relação entre a orientação das ações externas e as forças exercidas nos cabos de amarração, sendo estas menores quando a direção das forças se aproxima das ações externas.

PALAVRAS-CHAVES: estruturas fotovoltaicas flutuantes, sistemas de amarração, modelação numérica, ANSYS.

ABSTRACT

The usage of renewable energies has been growing considerably over the last years, partly due to the necessity of reducing carbon dioxide emissions into the atmosphere and to the growth of the technology which lowered its cost. Within renewable energies, there is solar energy, which can be converted into electricity through the use of photovoltaic systems.

In the present dissertation the differences between each of those ways will be clarified, specifying the advantages and disadvantages of each one. The different floating photovoltaic structures will be listed and the more important ones described. The document will focus on the floating photovoltaic structures on dam reservoirs, a technology that to the date has only been applied once in Portugal. A brief notion of submerged photovoltaic structures will be given as well as its benefits.

Following this, the design aspects of floating photovoltaic structures will be introduced, explaining the loads to which it will be subjected, like the waves generated by wind or by passing vessels, and the wind loads, as well as the hydrostatic coefficients and hydrodynamic conditions necessary for the structure stability.

All the elements necessary for the construction of a floating photovoltaic structure will be described, namely the floating structures, the photovoltaic panels, the connectors between modules and the mooring systems, as well as some examples of each one and their function.

Finally, a case study on the dam reservoir of *Alto Rabagão* will be presented. This installation was analyzed using a numerical modelling, using the software ANSYS AQWA. The modelled structure included the floating modules, connected between them, supporting the photovoltaic panels. The structure was moored to the river bed and was submitted to predicted loads resulting from waves and wind imposed on the structure. The frequency and time domain response were analysed.

For the same external solicitations, it was found that a linear mooring system with four cables tied to the center of the outer edges of the modules would be the most advisable, with the contingency of the existence of a mechanism that contracted and stretched the cable in such a way that it would keep up with the water level variation.

The numerical study carried out also suggests a relationship between the orientation of the external actions and the forces exerted on the mooring ropes, these being smaller when the direction of the restitution forces approaches the one of the external actions.

KEYWORDS: floating photovoltaic structures, mooring systems, numerical modelling, ANSYS

ÍNDICE GERAL

1	INTRODUÇÃO	1
1.1.	ENQUADRAMENTO	1
1.2.	OBJETIVOS	4
1.3.	ESTRUTURA	4
2	INSTALAÇÕES SOLARES FOTOVOLTAICAS	
	FLUTUANTES	7
2.1.	INTRODUÇÃO.....	7
2.2.	DIFERENTES TIPOS DE INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS	8
2.3.	ESTRUTURAS FLUTUANTES FOTOVOLTAICAS.....	10
2.3.1.	PRINCIPAIS COMPONENTES.....	10
2.3.2.	VANTAGENS.....	11
2.3.3.	DESVANTAGENS.....	12
2.3.4.	ESTRUTURAS SUBMERSAS	13
2.3.5.	SÍNTESE DAS VANTAGENS E DESVANTAGENS DE CADA TECNOLOGIA	14
2.4.	INSTALAÇÕES EXISTENTES.....	14
3	ASPETOS DE DIMENSIONAMENTO	19
3.1.	AÇÕES A CONSIDERAR NO DIMENSIONAMENTO	19
3.1.1.	ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS.....	19
3.1.2.	EFEITO DA PRESSÃO DO VENTO.....	28
3.1.3.	EFEITO DAS CORRENTES	29
3.1.4.	AÇÕES ACIDENTAIS.....	31
3.1.5.	FENÓMENO DE RADIAÇÃO DE ONDAS POR PARTE DA ESTRUTURA	31
3.2.	ESTABILIDADE DA ESTRUTURA FLUTUANTE	32
3.2.1.	HIDROSTÁTICA	32
3.2.2.	HIDRODINÂMICA	34
3.3.	CONCEÇÃO E DIMENSIONAMENTO	39
3.3.1.	SISTEMA DE AMARRAÇÃO	39

3.3.2.	CONECTORES.....	43
3.3.3.	PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	45
3.3.4.	ESTRUTURA FLUTUANTE	48

4 CASO DE ESTUDO 49

4.1.	INTRODUÇÃO.....	49
4.2.	RECOLHA DE DADOS.....	50
4.2.1.	TRATAMENTO DOS DADOS	52
4.3.	MODELAÇÃO NUMÉRICA.....	55
4.3.1.	INTRODUÇÃO.....	55
4.3.2.	PROPOSTA DE ESTRUTURA.....	55
4.3.3.	ANÁLISE NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA	62
4.3.4.	ANÁLISE NO DOMÍNIO DO TEMPO.....	62
4.3.5.	SOLICITAÇÕES EXTERNAS.....	63
4.4.	RESULTADOS	64

5 CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS . 81

5.1.	CONCLUSÕES.....	81
5.2.	DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	82

ANEXOS..... 91

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 – Evolução da quota de mercado por tipo de energia no período de 1966 a 2016 [BP Statistical Review of World Energy, 2017]	1
Figura 1.2 - Evolução do consumo de energia solar, eólica e nuclear [adaptado de BP Statistical Review of World Energy, 2017].....	3
Figura 1.3 - Estrutura flutuante com painéis fotovoltaicos na albufeira da barragem do Alto Rabagão [adaptado de Diário de Trás-os-Montes].....	4
Figura 2.1 - Composição de um painel fotovoltaico genérico [adaptado de BlueSol Energia Solar, 2016]	7
Figura 2.2 - Funcionamento de uma célula fotovoltaica [adaptado de Electronica PT, 2017]	8
Figura 2.3 - Diferentes instalações de painéis fotovoltaicos, a) apoiados no solo, b) telhado, c) sobre canal de água, d) na costa, e) sistema flutuante.	9
Figura 2.4 - Componente da estrutura flutuante [Sahu <i>et al.</i> , 2016].....	10
Figura 2.5 – Pino de ligação [Sahu <i>et al.</i> , 2016]	10
Figura 2.6 - Estrutura flutuante + pino [Sahu <i>et al.</i> , 2016]	10
Figura 2.7 - Esquema da estrutura montada com painel [NRG Island]	11
Figura 2.8 - Radiação Solar consoante o comprimento de onda [adaptado de Cazzaniga <i>et al.</i> (2017)]	13
Figura 2.9 – Evolução da capacidade instalada em sistemas fotovoltaicos flutuantes no período entre 2007 e 2017.....	15
Figura 2.10 - Percentagem de instalações fotovoltaicas flutuantes por continente.....	16
Figura 2.11 - Número de instalações por país	16
Figura 2.12. Painéis sem estrutura flutuante [adaptado de Sudbury (2013)]	18
Figura 3.1. Características de uma Onda (Teoria de Airy)	19
Figura 3.2. Definição do <i>fetch</i> [Mariners Weather Log (2006)]	20
Figura 3.3. Perfil de velocidade do vento [adaptado de Kamphuis, 2000]	20
Figura 3.4. Curva para obtenção do valor do coeficiente <i>RT</i> [Coastal Engineering Manual (2002)]....	22
Figura 3.5. Curva para obtenção do valor do coeficiente <i>RL</i> [Coastal Engineering Manual (2002)]....	23
Figura 3.6. Comparação da conversão de ventos obtidas pelos dois métodos apresentados [Gomes, 2014].....	23
Figura 3.7. Representação das ondas primárias e secundárias (adaptado de Gomes, 2014)	25
Figura 3.8. Curvas para obtenção do coeficiente <i>CD</i> [Taveira Pinto e Rosa Santos, 2016]	30
Figura 3.9. Curvas para obtenção do valor do coeficiente <i>CL</i> [adaptado de Taveira Pinto e Rosa Santos, 2016].....	31
Figura 3.10. Princípio de Arquimedes [Koekoek, 2010].....	32
Figura 3.11. Pressão hidrostática [Koekoek, 2010].	33
Figura 3.12. Graus de liberdade de um corpo flutuante [adaptado de Dutra <i>et al.</i> , 2011]	34
Figura 3.13. Definição de metacentro [Silva, 2017]	34
Figura 3.14. Representação da constância do volume e do momento restaurador [Silva, 2017]	35
Figura 3.15. Variação do movimento com diferentes fatores de amortecimento [Rosa Santos, 2010]	36

Figura 3.16. Possíveis sistemas de amarração [adaptado de Karimirad <i>et. al</i> , 2014].....	40
Figura 3.17. Corrente [adaptado de Offshore Energy Today].	41
Figura 3.18. Cabo de aço [adaptado de China Hi-Sea Marine mooring equipment].	41
Figura 3.19. Cabo de nylon [adaptado de Master Marine Lines].	41
Figura 3.20. Combinação de corrente com cabo sintético [adaptado de Sailing Vessel].	41
Figura 3.21. Representação da Vertical Load Anchor [adaptado de University of Strathclyde Engineering].....	42
Figura 3.22. Representação de estacas a) tradicional [adaptado de Avopiling] b) de sucção [adaptado de Delmar] c) torpedo [adaptado de Laboratório de Análise e Confiabilidade de Estruturas Offshore]42	
Figura 3.23. Exemplo de um sistema de amarração para uma estrutura flutuante [adaptado de Choi, <i>et al.</i> , 2013].....	43
Figura 3.24. Exemplo de um sistema de amarração para uma estrutura flutuante perto da margem [adaptado de Sahu, <i>et al.</i> , 2016]	43
Figura 3.25. Representação esquemática dos possíveis conectores [adaptado de Koekoek, 2010] a) parafusos b) pressionando um contra o outro c) cabos e cordas d) puzzle e) macho/fêmea f) gancho g) grampo.....	45
Figura 3.26. Exemplo de um sistema fixo [adaptado de Far Niente (2009)]......	46
Figura 3.27. Exemplo de um sistema de rastreamento [adaptado de Scientec, 2014].	46
Figura 3.28. Comparação entre sistemas em Atenas (Axaopoulos e Fylladitakis, 2013).....	47
Figura 3.29. Comparação entre sistemas em Estugarda (Axaopoulos e Fylladitakis, 2013).	47
Figura 3.30. Comparação entre sistemas em Aberdeen (Axaopoulos e Fylladitakis, 2013).	47
Figura 4.1. Albufeira da barragem do Alto Rabagão (Google Earth, 2017)	49
Figura 4.2. Estações meteorológicas da rede do SNIRH próximas da albufeira do Alto Rabagão (Google Earth, 2017).....	50
Figura 4.3. Variação da altura de água na albufeira do Alto Rabagão ao longo de 11 anos.	51
Figura 4.4. Fetch e largura do canal (Google Earth, 2017)	52
Figura 4.5. Obtenção dos valores extremos para o intervalo 0-45° e 45-90°	53
Figura 4.6. Obtenção dos valores extremos para o intervalo 90-135° e 135-180°	53
Figura 4.7. Estrutura flutuante base (Ferrer Gisbert <i>et al.</i> , 2012)	56
Figura 4.8. Solução inicial proposta para o conjunto plataforma flutuante + painéis fotovoltaicos (ANSYS AQWA, 2018).....	57
Figura 4.9. Cálculo dos momentos de inércia de paralelepípedos, segundo os 3 eixos de coordenadas	57
Figura 4.10. Cálculo do momento de inércia para estruturas compostas.....	57
Figura 4.11. Cálculo do momento de inércia para placas retangulares finas.	58
Figura 4.12. Determinação do ângulo ótimo do painel fotovoltaico em relação à horizontal (PVGIS). 59	
Figura 4.13. Representação dos módulos flutuantes e dos painéis fotovoltaicos.	59
Figura 4.14. Rótulas a) "ball and socket" b) Universal c) Dobradiça d) Rígida (AQWA Users Manual) 60	
Figura 4.15. Demonstração da malha obtida	61
Figura 4.16. Características do cabo em catenária utilizado	61
Figura 4.17. Espectro JONSWAP	63

Figura 4.18. Translações segundo o avanço com sistema de amarração linear para a ação do vento em relação ao seu centro de gravidade.	65
Figura 4.19. Translações segundo a deriva com sistema de amarração linear para a ação do vento em relação ao seu centro de gravidade.	65
Figura 4.20. Sistema de amarração com três cabos lineares.	66
Figura 4.21. Translações segundo o avanço para a profundidade de 85,91 m com um sistema de amarração linear com três cabos em relação ao seu centro de gravidade.	66
Figura 4.22. Translações segundo a deriva para a profundidade de 85,91 m com um sistema de amarração linear com três cabos em relação ao seu centro de gravidade.	66
Figura 4.23. Sistema de amarração linear com quatro cabos amarrados nos vértices exteriores dos módulos.	67
Figura 4.24. Translações segundo o avanço para a profundidade de 85,91 m com um sistema de amarração linear com quatro cabos amarrados nos vértices exteriores dos módulos em relação ao seu centro de gravidade.	67
Figura 4.25. Translações segundo a deriva para a profundidade de 85,91 m com um sistema de amarração linear com quatro cabos amarrados nos vértices exteriores dos módulos em relação ao seu centro de gravidade.	67
Figura 4.26. Sistema de amarração linear com quatro cabos amarrados ao centro das arestas exteriores dos módulos.	68
Figura 4.27. Translações segundo o avanço para a profundidade de 85,91 m com um sistema de amarração linear com quatro cabos amarrados ao centro das arestas exteriores dos módulos em relação ao seu centro de gravidade.	68
Figura 4.28. Translações segundo a deriva para a profundidade de 85,91 m com um sistema de amarração linear com quatro cabos amarrados ao centro das arestas exteriores dos módulos em relação ao seu centro de gravidade.	68
Figura 4.29. Orientação das solicitações exteriores face aos módulos flutuantes.	69
Figura 4.30. Numeração dos cabos de amarração.	69
Figura 4.31. Força aplicada no Cabo 1 para a profundidade de 85,91 m.	70
Figura 4.32. Força aplicada no Cabo 2 para a profundidade de 85,91 m.	70
Figura 4.33. Força aplicada no Cabo 3 para a profundidade de 85,91 m.	70
Figura 4.34. Força aplicada no Cabo 4 para a profundidade de 85,91 m.	70
Figura 4.35. Translações segundo o avanço para a profundidade de 67,43 m em relação ao seu centro de gravidade.	71
Figura 4.36. Translações segundo a deriva para a profundidade de 67,43 m em relação ao seu centro de gravidade.	71
Figura 4.37. Translações segundo o avanço para a profundidade de 67,43 m com um comprimento de cabo de 86,5 m em relação ao seu centro de gravidade.	72
Figura 4.38. Translações segundo a deriva para a profundidade de 67,43 m com um comprimento de cabo de 86,5 m em relação ao seu centro de gravidade.	72
Figura 4.39. Ação do vento desfasada 45° da ação da ondulação.	72
Figura 4.40. Translações segundo o avanço para a profundidade de 85,91 m com a ação do vento desfasada 45° da ação da ondulação em relação ao seu centro de gravidade.	73
Figura 4.41. Translações segundo a deriva para a profundidade de 85,91 m com a ação do vento desfasada 45° da ação da ondulação em relação ao seu centro de gravidade.	73
Figura 4.42. Sistema de amarração em catenária para a profundidade de 85,91 m.	73

Figura 4.43. Translações segundo o avanço para a profundidade de 85,91 m em relação ao seu centro de gravidade.	74
Figura 4.44. Translações segundo a deriva para a profundidade de 85,91 m em relação ao seu centro de gravidade.	74
Figura 4.45. Translações segundo o avanço para a profundidade de 67,43 m em relação ao seu centro de gravidade.	74
Figura 4.46. Translações segundo a deriva para a profundidade de 67,43 m em relação ao seu centro de gravidade.	74
Figura 4.47. Variação da translação segundo o avanço em função da altura de onda significativa em relação ao seu centro de gravidade.	75
Figura 4.48. Variação da translação segundo a deriva em função da altura de onda significativa em relação ao seu centro de gravidade.	75
Figura 4.49. Variação da força máxima aplicada registada no cabo 1 em função da altura de onda significativa.	76
Figura 4.50. Representação dos 4 módulos.	76
Figura 4.51. Sistema de amarração linear utilizado para os quatro módulos.	77
Figura 4.52. Translações segundo o avanço para a profundidade de 85,91 m para 4 módulos com 4 cabos em relação ao seu centro de gravidade.	77
Figura 4.53. Translações segundo a deriva para profundidade a de 85,91 m para 4 módulos com 4 cabos em relação ao seu centro de gravidade.	78
Figura 4.54. Força aplicada no cabo 1 para profundidade a de 85,91 m para 4 módulos com 4 cabos.	78
Figura 4.55. Sistema de amarração linear de oito cabos.	78
Figura 4.56. Translações segundo o avanço para profundidade a de 85,91 m para 4 módulos com 8 cabos em relação ao seu centro de gravidade.	78
Figura 4.57. Translações segundo a deriva para profundidade a de 85,91 m para 4 módulos com 8 cabos em relação ao seu centro de gravidade.	79
Figura 4.58. Força aplicada no cabo 1 para profundidade a de 85,91 m para 4 módulos com 8 cabos.	79
Figura C.5.1 – Translações em relação ao avanço para uma altura significativa de onda de 0,26 m em relação ao seu centro de gravidade	104
Figura C.5.2 - Translações em relação à deriva para uma altura significativa de onda de 0,26 m em relação ao seu centro de gravidade	104
Figura C.5.3 – Força exercida no Cabo 1 para uma altura significativa de onda de 0,26 m.....	104
Figura C.5.4 - Translações em relação ao avanço para uma altura significativa de onda de 0,52 m em relação ao seu centro de gravidade	104
Figura C.5.5 - Translações em relação à deriva para uma altura significativa de onda de 0,52 m em relação ao seu centro de gravidade	105
Figura C.5.6 -Força exercida no Cabo 1 para uma altura significativa de onda de 0,52 m.....	105
Figura C.5.7 - Translações em relação ao avanço para uma altura significativa de onda de 0,78 m em relação ao seu centro de gravidade	105
Figura C.5.8 - Translações em relação à deriva para uma altura significativa de onda de 0,78 m em relação ao seu centro de gravidade	105
Figura C.5.9 – Força exercida no Cabo 1 para uma altura significativa de onda de 0,78 m.....	106

Figura C.5.10 - Translações em relação ao avanço para uma altura significativa de onda de 1,04 m em relação ao seu centro de gravidade	106
Figura C.5.11 - Translações em relação à deriva para uma altura significativa de onda de 1,04 m em relação ao seu centro de gravidade	106
Figura C.5.12 – Força exercida no Cabo 1 para uma altura significativa de onda de 1,04 m.....	106
Figura C.5.13 Translações em relação ao avanço para uma altura significativa de onda de 1,32 m em relação ao seu centro de gravidade	106
Figura C.5.14 Translações em relação à deriva para uma altura significativa de onda de 1,32 m em relação ao seu centro de gravidade	107
Figura C.5.15 – Força exercida no Cabo 1 para uma altura significativa de onda de 1,32 m.....	107

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1.1 - Distribuição da energia em Portugal e no Mundo [BP Statistical Review of World Energy, 2017].....	2
Tabela 2.1 - Vantagens e desvantagens dos diferentes tipos de instalação [adaptada de <i>Sahu et al.</i> (2016)]	14
Tabela 2.2 - Número de instalações por continente	15
Tabela 3.1 - Síntese das equações paramétricas para previsão da altura e período característicos das ondas geradas pela ação do vento (adaptado de Gomes (2014))	24
Tabela 3.2. Síntese das equações paramétricas de determinação da altura de onda gerada por embarcações (adaptado de Gomes, 2014).....	28
Tabela 4.1. Profundidades de água médias mensais na albufeira do Alto Rabagão junto à obra de retenção.....	51
Tabela 4.2. Valores da velocidade máxima do vento para um período de retorno de 50 anos.	53
Tabela 4.3. Velocidades de vento no sistema internacional.	54
Tabela 4.4. Valores dos coeficientes para condições instáveis.....	54
Tabela 4.5. Estimativas de altura significativa de onda e respetivo período.	55
Tabela 4.6. Localização dos centros de gravidade.....	58
Tabela 4.7. Valor dos momentos de inércia.....	58
Tabela 4.8. Centros de gravidade para os 4 módulos e 8 painéis.....	77
Tabela 4.9. Inércias para os 4 módulos e 8 painéis.....	77
Tabela 4.10 Comparação das translações segundo o avanço e a derivada consoante a configuração adotada.....	79
Tabela A.5.1.Instalações fotovoltaicas flutuantes existentes.....	93
Tabela B.5.2 Dados para a obtenção dos valores extremos no intervalo 45-90°.....	97
Tabela B.5.3 Dados para a obtenção dos valores extremos no intervalo 90-135°.....	98
Tabela B.5.4 Dados para a obtenção dos valores extremos no intervalo 135-180°.....	99
Tabela B.5.5 Dados para a obtenção dos valores extremos no intervalo 180-225°.....	99
Tabela B.5.6 Dados para a obtenção dos valores extremos no intervalo 225-270°.....	100
Tabela B.5.7 Dados para a obtenção dos valores extremos no intervalo 270-315°.....	101
Tabela B.5.8 Dados para a obtenção dos valores extremos no intervalo 315-360°.....	101

SÍMBOLOS, ACRÓNIMOS E ABREVIATURAS

A - área imersa

A_1 - constante de acordo com as condições iniciais do problema

A_2 - constante de acordo com as condições iniciais do problema

A_c - área de secção do canal a meio do casco da embarcação

A_{kj} - matriz de inércia adicionada para frequência infinita

A_m - área submersa da embarcação

a_{kj} - matriz de massas e momentos de inércia adicionados

B - largura da embarcação

Ba - coeficiente de amortecimento linear das oscilações

B_C - amortecimento

BM - raio metacêntrico

b_b - largura do canal no fundo

b_{kj} - matriz de amortecimento

b_w - largura do canal ao nível da superfície da água

C_D - coeficiente de resistência

C_L - coeficiente de sustentação

C_{kj} - matriz de restituição hidrostática

D - diâmetro da estrutura

D_{kj} - matriz de restituição elástica dos cabos de amarração

d - calado

E - módulo de elasticidade

E_{kj} - matriz de restituição elástica das defensas

F - valor da extensão do *fetch*

$F(t)$ - forças externas

F_0 - amplitude da força externa

F_D - força de resistência

F_L - força de sustentação

F_k - forças e momentos exteriores que atuam na estrutura

Fr_* - número de Froude modificado

Fr_h - número de Froude relativo à profundidade

Fr_L - número de froude dependente do comprimento da embarcação

f - bordo livre

f_e - forças de excitação

f_r - forças de radiação

f_{st} - forças hidrostáticas

G - posição do centro de gravidade

GM - altura metacêntrica

GZ - braço restaurador

g - aceleração gravítica

H - altura de onda

H_S - altura significativa de onda

H_d - altura da onda difratada

H_i - altura da onda incidente

H_{m0} - altura significativa de onda espectral

H_r - altura da onda refletida

h - profundidade da água

h' - profundidade fictícia que é obtida fazendo o quociente entre a área da secção do canal a meio do casco e a largura do canal ao nível de superfície livre da água

I - momento de inércia

Imp – impulsão

K - Rugosidade

K_d - coeficiente de difração

K_{ml} - rigidez dos cabos de amarração

K_r - coeficiente de reflexão

k - rigidez de cada cabo

L - comprimento da embarcação

L_f - parâmetro que associa a força provocada pelos efeitos de estratificação

l - comprimento da estrutura

l_0 - comprimento inicial

M - número de fios em cada perna de um cabo de aço

M_{kj} - matriz de massas e de momentos de inércia

m – massa

N - quantidade de pernas num cabo de aço

n - número de cabos utilizados

P – peso

P_0 - pressão sem a interferência do corpo

p - pressão exercida na superfície do corpo

Re - número de Reynolds

R_L - coeficiente de efeitos locais do vento

R_T - coeficiente de estabilidade

R_{kj} - funções de resposta a impulso

$S(f)$ – forma do espetro

T_S - período de onda associado à altura de onda significativa

T_m - período de onda espectral médio

T_p - período de onda de pico

t - tempo

t_{min} - duração mínima de atuação do vento

U – velocidade

$U(z)$ - velocidade do vento à cota z

U_* - velocidade de fricção causada pela ação do vento na água

U_{10} - velocidade do vento à altura de 10 m

U_A - pressão que atua na superfície da massa de água

U_L - velocidade do vento medido em terra

U_T - velocidade do vento tendo em conta as condições de estabilidade da camada-limite

U_W – velocidade do vento à superfície da água

U_r - fluxo de retorno médio

U_{rmax} - valor de fluxo de retorno máximo

V - velocidade máxima da embarcação

Vol - volume

V_L - velocidade limite

v - velocidade do vento

X - amplitude adimensional

X_0 - amplitude inicial

x - movimento da plataforma flutuante

x_0 - posição inicial

x_j - movimento do navio segundo o modo de oscilação j

z - altura em relação à superfície da água onde se pretende saber a velocidade

z_0 - valor da altura da superfície da água

Δh_{max} - depressão máxima

ω_n - frequência natural

β - ângulo da superfície do painel com a horizontal

ν - viscosidade cinemática do fluido

Υ – azimute

$\acute{\omega}$ - ângulo horário

Γ – deslocamento

Δh - depressão média

Ψ - função de similaridade universal, que caracteriza a estratificação térmica

α - inclinação do talude

β - coeficiente que associa características de uma embarcação

γ - factor de forma de pico

δ - declinação solar

ξ - fator de amortecimento

ρ - massa volúmica

ζ - atraso de fase

φ – latitude

ω – frequência angular

Acrónimos e abreviaturas

ANSYS – Analysis System

BP – British Petroleum

CIRIA – Construction Industry Research and Information Association

EDP – Energias de Portugal

JONSWAP – Joint North Sea Wave Project

MIRARCO – Mining Innovation, Rehabilitation and Applied Research Corporation

ORQ – Oil Rig Quality

PIANC – Permanent International Association of Navigation Congresses

SCIENTEC – Scienza Industria Tecnologia

SEBJ – Societé d’Energie de la Baie James

VLA – Vertical Load Anchor

NPA – Nível de Pleno Armazenamento

SHRHA – Secção de Hidráulica, Recursos Hídricos e Ambiente

SNIRH – Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos

PVGIS – Photovoltaic Geographic Information System

API – American Petroleum Institute

NPD – Norwegian Petroleum Directorate

ISO – International Organization Standardization

FEUP – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

1 INTRODUÇÃO

1.1. ENQUADRAMENTO

As alterações climáticas e a poluição ambiental constituem cada vez mais, uma preocupação a nível mundial, como demonstrado pela existência do protocolo de Kyoto. Uma forma de minimizar os efeitos das referidas alterações climáticas é a substituição da utilização de energias não renováveis por energias renováveis, que são fontes de energia obtidas diretamente a partir da natureza, sendo por esse motivo inesgotáveis, como a energia solar, a eólica, a hídrica e a geotérmica.

A utilização das energias renováveis tem crescido em relação às energias não renováveis nos últimos 50 anos, Figura 1.1. Apesar da hidroeletricidade ser também uma energia renovável, foi separada na figura devido à sua grande contribuição em comparação com as outras renováveis que incluem a energia eólica, geotérmica, solar e biomassa. O carvão tem a menor percentagem desde 2004 e, apesar da permanente descida desde 1999, o petróleo subiu nos últimos dois anos.

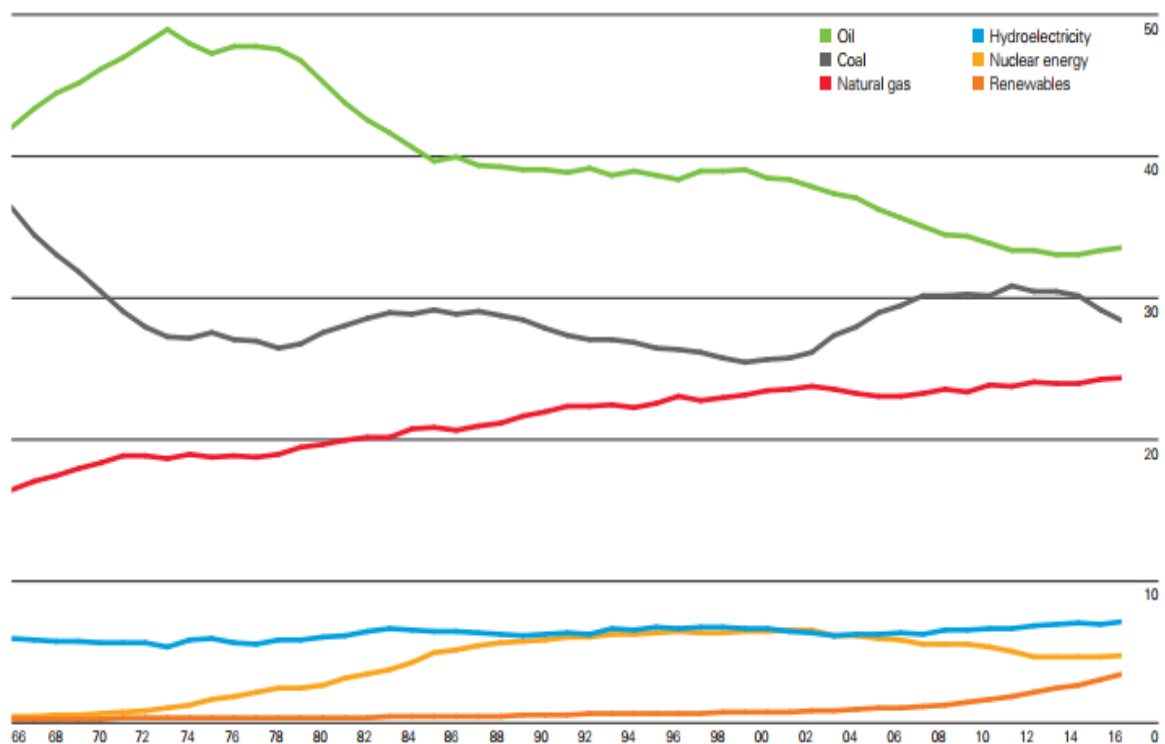


Figura 1.1 – Evolução da quota de mercado por tipo de energia no período de 1966 a 2016 [BP Statistical Review of World Energy, 2017]

No caso específico de Portugal, os dados indicam que a utilização das energias renováveis aumentou, ainda que muito ligeiramente, acompanhando assim a tendência do resto do mundo. A Tabela 1.1 mostra também a diminuição do uso de carvão e petróleo, havendo, no entanto, um aumento na utilização do gás natural. A energia hídrica, que é dependente das condições meteorológicas, quase duplicou, graças ao aumento de precipitação de 2016 em relação a 2015, sendo expectável que volte a diminuir em 2017, devido à falta de precipitação sentida neste ano.

Tabela 1.1 - Distribuição da energia em Portugal e no Mundo [BP Statistical Review of World Energy, 2017]

Milhões de toneladas	2015						
	Petróleo	Gás natural	Carvão	Energia nuclear	Hidroeletricidade	Renováveis	Total
Portugal	11.5	4.3	3.3	-	2	3.6	24.6
Mundo	4341	3146.7	3785	582.7	883.2	366.7	13105
Milhões de toneladas	2016						
	Petróleo	Gás natural	Carvão	Energia nuclear	Hidroeletricidade	Renováveis	Total
Portugal	11.2	4.6	2.9	-	3.6	3.7	26
Mundo	4418.2	3204.1	3732	592.1	910.3	419.6	13276

A energia solar é aproveitada através da transformação da luz e calor irradiados pelo Sol em energia através de diversos métodos que têm vindo a ser desenvolvidos ao longo dos anos. Perez e Perez (2015) demonstraram que, das energias renováveis, apenas a energia solar e eólica tinham capacidade suficiente para corresponder às necessidades energéticas do mundo. A evolução da utilização da energia solar, assim como da energia eólica, tem sido exponencial ao longo dos últimos 30 anos, Figura 1.2. O gráfico teve como base a informação dos 67 países que geram pelo menos 50 GWh de cada tipo de energia representada.

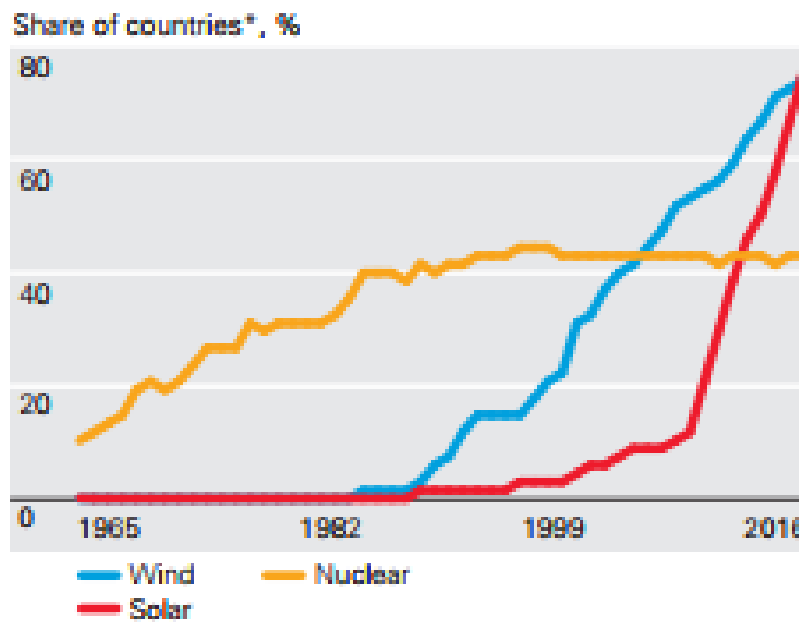


Figura 1.2 - Evolução do consumo de energia solar, eólica e nuclear [adaptado de BP Statistical Review of World Energy, 2017]

Um dos métodos mais comuns para aproveitamento da luz e calor que o sol emite consiste na utilização de painéis fotovoltaicos, os quais podem ser instalados nos telhados de edifícios, no solo, sobre canais de transporte de água, em estruturas flutuantes, quer offshore, quer em água doce, ou até submersos. As vantagens e as desvantagens de cada um destes tipos de aplicações será sintetizada na secção 2.2.4.

Uma das grandes vantagens dos painéis fotovoltaicos em relação às tecnologias de produção de energia mais convencionais é que, em teoria, estes produzem eletricidade sem qualquer tipo de dano no ambiente. Cazzaniga *et al.* (2017) afirmam que a eficiência destes painéis depende, principalmente da radiação solar, da temperatura a que as células estão sujeitas e da eventual acumulação de sujidade nos mesmos, apresentando por esse motivo as aplicações sobre massas de água algumas vantagens, como se detalha na secção 2.2.1. Outra grande vantagem, em relação aos métodos utilizados para produção de eletricidade não renováveis, é a quantidade de água necessária para o seu funcionamento. McKay (2013) estimou que a utilização de painéis fotovoltaicos consumia menos de 1% da água consumida na utilização de combustíveis fósseis, ou seja, por cada 100 m³ de água necessários para a produção de energia por meio de combustíveis fósseis, menos de 1 m³ seria utilizado por intermédio do uso de painéis fotovoltaicos.

Nesta dissertação será estudada a aplicação de painéis fotovoltaicos em estruturas flutuantes instaladas na albufeira de uma barragem. Como o nome indica, estas estruturas são colocadas a flutuar em massas de água, como lagos, reservatórios, alto mar, entre outros, e podem ser utilizadas para diversos fins, tais como aquicultura, cais de acostagem de embarcações e outras plataformas flutuantes. Existem já várias aplicações de painéis fotovoltaicos em estruturas flutuantes no mundo, no entanto, em Portugal, até à data, apenas se conhece a aplicação na albufeira da barragem do Alto Rabagão em Montalegre, Figura 1.3 e no reservatório da Cegonha no distrito de Beja (reservatório da rede secundária de rega do Alqueva).



Figura 1.3 - Estrutura flutuante com painéis fotovoltaicos na albufeira da barragem do Alto Rabagão [adaptado de Diário de Trás-os-Montes]

1.2. OBJETIVOS

Os sistemas solares fotovoltaicos são uma tecnologia amplamente demonstrada e em fase de exploração comercial, que apresenta eficiências e taxas de retorno do investimento atrativas, mas que requer uma boa exposição solar e a ocupação, frequentemente, de extensas áreas terrestres com importante valor económico.

A instalação desses sistemas sobre massas de água apresenta várias vantagens, nomeadamente: a existência de um menor número de obstáculos a bloquear a luz solar, não ocupação de área terrestre, limitação das perdas por evaporação da água e do crescimento de algas, entre outros.

Na presente dissertação pretende-se analisar o potencial associado à instalação de sistemas solares fotovoltaicos flutuantes em albufeiras de barragens, assim como a conceção e o dimensionamento das plataformas modulares que suportam os painéis solares e das respetivas amarrações, tendo como referência o caso de estudo da albufeira da barragem do Alto Rabagão.

1.3. ESTRUTURA

A dissertação está dividida em cinco capítulos, estando o enquadramento do tema, os objetivos da dissertação e a estrutura da mesma incluídos no primeiro.

No segundo capítulo serão descritos os diferentes tipos de instalações fotovoltaicas existentes, com natural incidência nas instalações fotovoltaicas flutuantes, dando exemplos internacionais e nacionais. Será feita uma análise comparativa entre os sistemas flutuantes e os sistemas instalados em terra, focando a análise de seguida nos aspetos técnicos, de instalação e nos possíveis impactos no ambiente. Serão também descritas as vantagens e desvantagens específicas da instalação de painéis solares em estruturas flutuantes.

No terceiro capítulo serão realizadas avaliações de possíveis dimensionamentos, onde serão comparadas as diferentes opções tendo em conta as vertentes mecânicas. Irá também ser feita uma apreciação às

alternativas de amarração para a estrutura e às possíveis conexões entre plataformas modulares. Tudo isto será feito dando especial atenção às condições de estabilidade e às diferentes ações a que a estrutura estará sujeita, como a ondulação e o vento, ações essas que serão quantificadas.

No quarto capítulo será apresentado o caso de estudo que terá como base o estudo realizado no terceiro capítulo. Esse caso terá uma vertente numérica, por aplicação do software ANSYS AQWA, para comprovar as condições de estabilidade da estrutura assim como a sua resistência e convivência com a ondulação existente.

No quinto capítulo são apresentadas as conclusões retiradas do estudo realizado, assim como os possíveis desenvolvimentos futuros, cuja concretização dará continuidade aos temas abordados nesta dissertação.

2

INSTALAÇÕES SOLARES FOTOVOLTAICAS FLUTUANTES

2.1. INTRODUÇÃO

Os painéis fotovoltaicos podem ser instalados em diversos sítios, que serão referidos e brevemente descritos neste capítulo. Será, no entanto, importante perceber primeiro o funcionamento de um painel fotovoltaico, Figura 2.1. Um painel fotovoltaico é constituído por um conjunto de células fotovoltaicas todas juntas no mesmo circuito, as quais são formadas por pelo menos duas camadas de materiais semicondutores. Uma camada com uma carga positiva e outra com uma carga negativa.

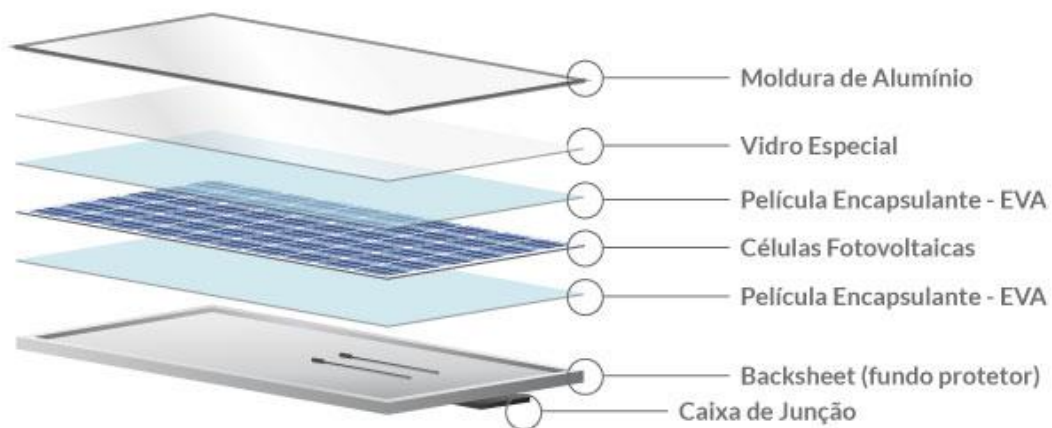


Figura 2.1 - Composição de um painel fotovoltaico genérico [adaptado de BlueSol Energia Solar, 2016]

Quando a luz solar atinge as células fotovoltaicas, alguns dos fótons são refletidos, mas outros são absorvidos pela célula. Quando a camada negativa da célula tiver absorvido fótons suficientes, os eletrões saem dessa camada, passando para a camada positiva, criando assim uma diferença de potencial entre as duas camadas, Figura 2.2. Cada célula produz entre um a dois watts, mas é possível aumentar a sua potência combinando as células num módulo solar compacto pois de acordo com Lei de Ohm, a tensão não se altera, mas a corrente é somada. Estes módulos são depois instalados num circuito (em série, e/ou paralelo) e combinados para formar o painel solar.

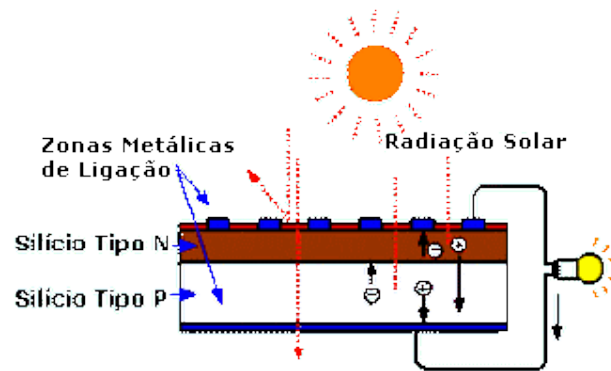


Figura 2.2 - Funcionamento de uma célula fotovoltaica [adaptado de Electronica PT, 2017]

2.2. DIFERENTES TIPOS DE INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS

Os painéis fotovoltaicos apoiados no solo, Figura 2.3, a), são frequentemente agrupados em centrais solares, ou seja, unidades de grande dimensão que produzem muita energia. São montados no solo através de estruturas de suporte em aço que fixam o painel na direção pretendida. O facto de serem apoiados no solo facilita a sua manutenção e limpeza, no entanto, ocupam solo que poderia ser melhor aproveitado para outros fins (e.g. agricultura, habitação) e têm um maior tempo de construção do que qualquer das outras soluções expostas de seguida.

Os painéis solares instalados em telhados e coberturas, Figura 2.3, b), necessitam de vários componentes para a sua aplicação, designadamente de sistemas de fixação e outros acessórios elétricos, como cabos e inversores. Estes sistemas são de menor dimensão que os apoiados no solo, mas nem todos os telhados são elegíveis para a utilização desta tecnologia. Com efeito a sua aplicabilidade irá depender de fatores tais como a orientação do telhado, o seu ângulo de inclinação, tamanho e forma e o material que o compõe. Contudo quando o telhado é indicado para esta solução, a estética e a otimização do espaço são aspetos importantes a ter em consideração.

Existe também a hipótese de utilizar painéis fotovoltaicos sobre canais, Figura 2.3, c). Como forma de evitar o uso de solo valioso que poderia ser utilizado para outros fins e para evitar a deflorestação, esta tecnologia começou a ser utilizada nessas condições. Utiliza o mesmo tipo de estruturas de suporte e fixação do que os painéis apoiados no solo sendo as ditas estruturas de maior dimensão e sobre canais de transporte de água, porém esse aumento de comprimento das estruturas torna a proteção do sistema mais difícil de conseguir e aumenta o custo da solução. Além disso, influenciará a fauna e flora locais.

Os painéis fotovoltaicos offshore são de utilização mais recente, Figura 2.3, d). Os oceanos ocupam a maior parte da superfície da Terra e o ambiente offshore está muito exposto aos raios solares, logo faz todo o sentido a criação de estruturas que possibilitem a colocação de painéis nessa vasta área. Um dos principais componentes dos painéis fotovoltaicos que os torna muito mais caros e, além disso, é extremamente tóxico, é o Cloreto de Cádmio, presente na célula em finas camadas e elemento chave para a conversão da radiação solar em energia, já que aumenta a sua eficiência. Ora o mar contém Cloreto de Magnésio que pode servir como substituto.

Por fim, a solução mais relevante para esta dissertação é a que consiste na aplicação dos painéis fotovoltaicos flutuantes, Figura 2.3, e). Tirando partido da capacidade de flutuação da estrutura de suporte, pode-se aplicar esta solução em lagos, reservatórios, oceanos, lagos, estações de tratamento de águas, ou seja, em qualquer massa de água. É composta por uma plataforma, que flutua sujeita não só ao seu peso como também a cargas aplicadas sobre a estrutura, por flutuadores, que terão de resistir à

corrosão e à incidência dos raios ultravioleta, um sistema de amarração e cabos e conectores para a entrega de energia elétrica produzida.



Figura 2.3 - Diferentes instalações de painéis fotovoltaicos, a) apoiados no solo, b) telhado, c) sobre canal de água, d) na costa, e) sistema flutuante.

2.3. ESTRUTURAS FLUTUANTES FOTOVOLTAICAS

O primeiro caso da utilização de painéis fotovoltaicos flutuantes foi realizado em 2007 em Aichi, no Japão, pelo *National Institute of Advanced Industrial Science em Technology*. Desde então, várias aplicações foram desenvolvidas por todo o mundo, aplicações essas que serão referidas nesta secção.

2.3.1. PRINCIPAIS COMPONENTES

Antes da enumeração e explicação das vantagens e desvantagens específicas desta tecnologia, será proveitoso compreender como uma estrutura flutuante é construída. Uma estrutura flutuante fotovoltaica genérica será composta pelos seguintes elementos: a estrutura flutuante (Figura 2.4), a estrutura de suporte, que irá suportar o peso dos painéis e transmitirá as tensões a que estará sujeita ao sistema de amarração, elementos que liguem as estruturas flutuantes (como exemplo, o pino da Figura 2.5), cabos de amarração e, possivelmente, sapatas de betão (poitas) para garantir a fixação dos cabos de amarração. Na Figura 2.6 é observável como o pino e a estrutura flutuante encaixam.



Figura 2.4 - Componente da estrutura flutuante [Sahu *et al.*, 2016]



Figura 2.5 – Elemento de ligação [Sahu *et al.*, 2016]



Figura 2.6 - Estrutura flutuante + elemento de ligação [Sahu *et al.*, 2016]

Em termos de montagem e instalação dos sistemas flutuantes, uma parte do trabalho é realizado em terra e outra parte é feita já na massa de água. De início são montados em terra os componentes, juntando-os com uns pinos em pequenos grupos, colocando-os posteriormente a flutuar na massa de água e juntando

esses pequenos grupos uns aos outros até formar um único com as dimensões desejadas. Depois da estrutura estar armada e na água, colocam-se as estruturas de apoio aos painéis em cima, instalam-se os painéis fotovoltaicos, até ficarem como é observável na Figura 2.7.



Figura 2.7 - Esquema da estrutura montada com painel [NRG Island]

2.3.2. VANTAGENS

A possibilidade da utilização de estruturas flutuantes para apoio de painéis fotovoltaicos começou a ser ponderada devido à necessidade do uso do solo para outros fins como a agricultura e o turismo. No entanto, à medida que os estudos relativos a este tipo de aplicações foram sendo aprofundados, as vantagens em relação às tecnologias convencionais foram aumentando, tornando esta aplicação mais atrativa.

A eficiência dos painéis solares, como já foi referido anteriormente, varia principalmente com a radiação incidente, que provoca um aumento de temperatura na célula, e com a quantidade de sujidade que se encontra nas células, sendo estes aspetos favoráveis à colocação dos painéis solares sobre massas de água. Tina e Rosa-Clot (2011), citado por Sahu *et al.* (2016) verificaram que quanto menor a temperatura a que as células estejam sujeitas maior a sua eficiência. Estando a água a uma menor temperatura, pelo fenómeno da condução, arrefece os painéis enquanto que em aplicações no solo isto obviamente não sucede, o que aumenta o tempo expectável de funcionamento. Em relação à acumulação de sujidade, a água necessária para esse fim está prontamente disponível, o que é de facto importante já que Rosa-Clot *et al.* (2010) concluíram que a diferença entre painéis limpos regularmente e não limpos implica uma perda de cerca de 10% da eficiência do painel. Foram realizados vários estudos em diversos locais, sendo as conclusões reunidas por Maghami *et al.* (2016). Os valores de perda variam muito, já que o sítio onde se encontram é determinante para o facto e os autores mostram que o valor pode ir até 65.8%, caso registado na Arábia Saudita ao fim de 6 meses de funcionamento.

Para além das melhorias ao nível de eficiência, a introdução da tecnologia influencia também a sua envolvente. A sombra causada pelas estruturas flutuantes tem um efeito positivo na qualidade da água, já que esta não é exposta à luz solar, diminuindo o crescimento de algas, o que diminui o custo do

tratamento e filtragem da água, nomeadamente em reservatórios, e diminui a evaporação da água. Estudos realizados por Craig *et al.* (2005) sugerem que a utilização de estruturas flutuantes ou de estruturas suspensas que criem sombra sobre a massa de água armazenada, podem reduzir a evaporação em 80%. Os autores chegaram a este valor realizando experiências em diferentes locais, com diferentes áreas e usando diferentes materiais, sendo o valor aproximado alcançado, os 80% referidos. Gokbulak e Ozhan (2006), estimaram que a poupança potencial de água num reservatório na Turquia seria de 40%.

Segundo Choi *et al.* (2013) esta tecnologia torna-se ainda mais atrativa por não necessitar de painéis específicos, sendo constituída por painéis já existentes comercialmente e por ter custos reduzidos de implantação, quando comparado com tecnologias mais convencionais, pois não existe a necessidade de utilização de equipamento pesado nem de grandes preparações no estaleiro.

No caso específico do uso dos painéis fotovoltaicos sobre estruturas flutuantes na albufeira de uma barragem, as principais vantagens são a pré-existência de um sistema de entrega de energia à rede, não havendo custos significativos a considerar a esse nível, bem como a possibilidade de combinar a produção de energia hídrica e de energia solar, já que quando a irradiação solar é maior, a energia solar aumenta e a hídrica diminui e quando existe precipitação, a energia solar diminui e a hídrica aumenta. Em instalações isoladas a motivação para esta tecnologia será a utilização da energia produzida em propósitos próximos como por exemplo a alimentação dos grupos elevatórios de condutas para fornecimento de água à população ou para irrigação.

2.3.3. DESVANTAGENS

Mas nem tudo são vantagens quando são aplicadas estruturas flutuantes fotovoltaicas, há também desvantagens e desafios a ser ultrapassados. Os painéis fotovoltaicos produzem energia em sinal de corrente contínua e para a entregar à rede é necessário convertê-lo em sinal de corrente alternada sendo, para esse efeito, necessária a colocação de dispositivos elétricos denominados inversores. A localização desses inversores em estruturas flutuantes pode representar um risco à segurança, pois aumenta o risco de curto-circuito.

Em termos de custos, há fatores que poderão aumentar o custo desta tecnologia. Se as estruturas utilizadas forem metálicas, estas terão de ter uma grande resistência à corrosão, principalmente se forem colocadas em água salgada. Além disso, excetuando o caso em que se encontram aplicadas na albufeira de uma barragem, terá de ser criada uma rede de entrega de energia para distribuição para a energia produzida pelos painéis, o que para além de encarecer a obra, requer cuidados especiais, como a necessidade do armazenamento local de energia.

Kajari-Schroder *et al.* (2011) concluíram que em termos estruturais é importante dar uma especial atenção à resistência das células, já que estas estão expostas a vibrações causadas pela existência do vento e da ondulação, que poderão causar microfissuras, devido à sua flexibilidade e propriedades mecânicas limitadas, que diminuirão a eficiência dos painéis. Será também necessário dimensionar sistemas de amarração para manter a estrutura no local desejado da massa de água e, no caso de o posicionamento em relação à horizontal ser fixo, as amarrações terão também de manter a inclinação prevista, trabalho este que não é feito em painéis solares colocados no solo.

Poderá também haver desvantagens em termos ecológicos, dependendo do tipo de massa de água em que a estrutura é colocada e do material de que os flutuadores são feitos. Massas de água em que haja a passagem de embarcações e cardumes de peixes, podem ser afetadas pela colocação de estruturas. Ou seja, a instalação fotovoltaica poderá ter impactos na biodiversidade, acrescendo ainda o facto da diminuição de algas (apontada também como um efeito vantajoso em cima) poder mudar por completo a cadeia alimentar do ecossistema. Por outro lado, a existência de cabos elétricos submersos que não

estejam bem isolados, poderá levar à ocorrência de acidentes elétricos que poderão também afetar também o ecossistema. Os materiais que poderão compor os painéis, como o silício, tem o risco acrescido de afetar a qualidade da água.

2.3.4. ESTRUTURAS SUBMERSAS

A utilização de estruturas submersas é ainda muito recente pelo que à data apenas foi encontrada uma análise da eficiência dessas estruturas, listando dois casos distintos, nomeadamente, painéis fotovoltaicos em águas profundas e painéis fotovoltaicos em águas pouco profundas. O sistema submerso apresenta as mesmas vantagens a nível de eficiência que o flutuante, ou seja, como está em contacto com a água, a temperatura a que o painel está sujeito irá diminuir e o efeito natural da ondulação irá remover qualquer sujidade que possa estar na sua superfície.

A água pura absorve muito bem a luz solar, funcionando como um filtro que bloqueia os comprimentos de onda maiores e atingindo um máximo de eficiência em comprimentos de onda no intervalo de 350 nm a 500 nm, onde a tecnologia dos painéis fotovoltaicos funciona habitualmente. A Figura 2.8 mostra que para qualquer profundidade de água, a radiação solar é mais intensa entre os 350 nm e os 500 nm, sensivelmente. Assim, se o painel estiver submerso, irá continuar a receber os comprimentos de onda da radiação que mais contribuem para a sua eficiência. Por esse motivo, a qualidade da água é crucial quando se fala em implantar estruturas submersas, no entanto, como a luz vai sendo absorvida à medida que penetra na água, quanto mais fundo estiver a célula, menor será a radiação solar que irá receber. Outra vantagem de estar debaixo de água é o menor índice de refração da água em relação ao vidro, o que faz com que haja menos perdas por reflexão. Rosa-Clot *et al.* (2010) estimaram que essas perdas passem de 4,4% para 2%.

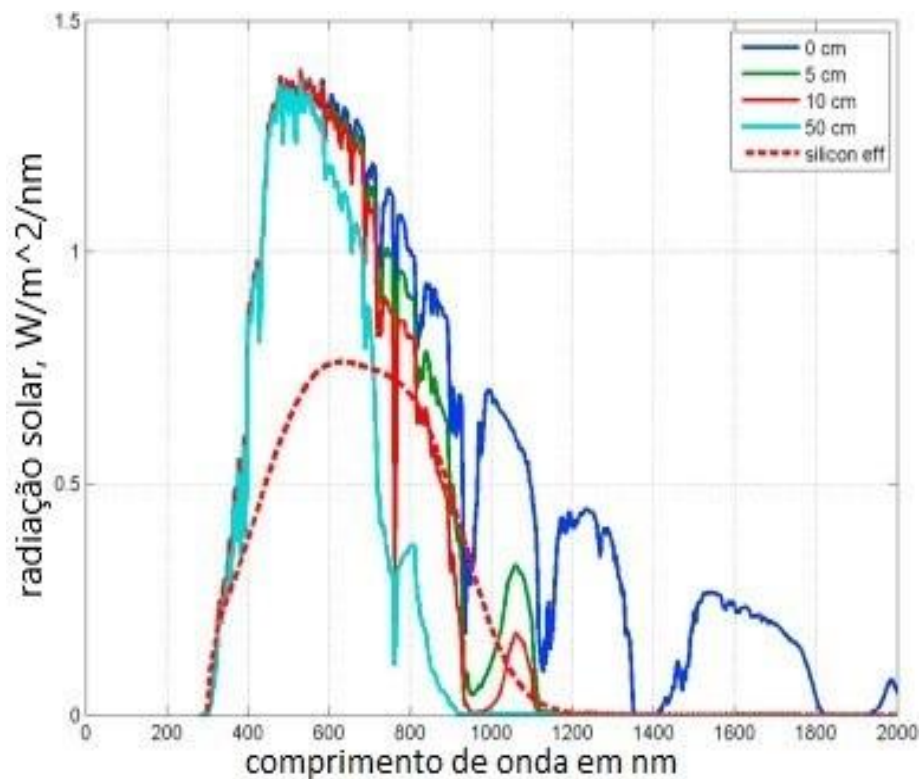


Figura 2.8 - Radiação Solar consoante o comprimento de onda [adaptado de Cazzaniga *et al.* (2017)]

2.3.5. SÍNTESE DAS VANTAGENS E DESVANTAGENS DE CADA TECNOLOGIA

Para facilitar a consulta foi elaborada a Tabela 2.1 que contém as vantagens e desvantagens consideradas para os diferentes tipos de instalação de painéis fotovoltaicos.

Tabela 2.1 - Vantagens e desvantagens dos diferentes tipos de instalação [adaptada de *Sahu et al. (2016)*]

Tipo de instalação	Vantagens	Desvantagens
Apoiada no solo	<ul style="list-style-type: none"> • Custo menor na instalação de um sistema que segue a movimentação do sol • Maior facilidade na manutenção e limpeza • Os sistemas são geralmente maiores 	<ul style="list-style-type: none"> • Dificuldade em arranjar solo em espaços urbanos • Necessidade de construção de sapatas de betão para garantir resistência às ações do vento e de tempestades • Maior tempo de construção do que qualquer outra solução • Utilização de solo útil para outros fins
Sobre telhados	<ul style="list-style-type: none"> • Fácil e rápido de montar • Os painéis protegem os telhados o que aumenta a qualidade e valor da propriedade • O espaço é otimizado já que não será necessário usar solo da propriedade • Tem uma melhor aparência estética 	<ul style="list-style-type: none"> • Existência de obstáculos como chaminés e antenas reduzem o espaço no telhado e causam problemas de sombra sobre os painéis • Nem todos os telhados têm as características necessárias para a instalação • É uma solução muito trabalhosa
Sobre canais	<ul style="list-style-type: none"> • Diminui as perdas de água por evaporação nos canais • Maior eficiência dos painéis • Reduz a degradação do semicondutor do painel • Poupa o uso do solo para outras utilizações 	<ul style="list-style-type: none"> • Falta de canais que cumpram os requisitos para o processo • Estruturas de apoio muito grandes e de complicada instalação • Manutenção problemática • Custo aumentado pelo comprimento de cabos necessários para entrega da energia e pela necessidade da melhoria estrutural e de design • Por razões de estabilidade do solo, árvores na envolvente que causem sombra não poderão ser arrancadas • O facto de se tapar os canais destrói zonas húmidas necessárias à fauna e flora local e os painéis poderão causar contaminação na água • O grande comprimento do sistema faz com que seja complicada a proteção do mesmo, através da criação de fronteiras, originando preocupações com a segurança
Offshore	<ul style="list-style-type: none"> • Maior eficiência dos painéis • Diminui as perdas de água por evaporação • Não há qualquer sombra e aproveita totalmente a irradiação solar 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento do custo devido à necessidade dos painéis serem à prova de água e mais leves de modo a flutuarem • Preocupações adicionais com a manutenção e conexão à rede neste tipo de solução por estar em água
Estruturas flutuantes	<ul style="list-style-type: none"> • Poupa o uso do solo para outras utilizações • Diminui as perdas de água por evaporação • Maior eficiência dos painéis e água necessária para a limpeza disponível prontamente • Utiliza painéis já existentes • Reduzidos custos de implantação • Aumenta a qualidade da água 	<ul style="list-style-type: none"> • Está sujeito a ações de maré, vento, ondulação e possivelmente tsunamis • Aumento do custo devido à necessidade da colocação de inversores, resistência à corrosão das estruturas e possível criação de uma rede entrega de energia • Dimensionamento de sistemas de amarração • Afetam os ecossistemas, a biodiversidade; afetam a passagem de embarcações e cardumes

2.4. INSTALAÇÕES EXISTENTES

Apesar das instalações fotovoltaicas flutuantes terem começado a ser utilizadas há apenas uma década, existem já muitos exemplos de aplicação desta tecnologia pelo mundo. Em 2017, aquando da elaboração desta dissertação, foram encontradas quase uma centena de estruturas flutuantes para apoio de painéis fotovoltaicos. As principais características dessas instalações podem ser consultadas no Anexo A. A análise da informação recolhida permite aferir as conclusões que serão apresentadas de seguida.

A Figura 2.9 apresenta a evolução da capacidade instalada total em instalações fotovoltaicas flutuantes, em todo o mundo, e para o período compreendido entre 2007 e 2017, mostrando um crescimento exponencial da capacidade instalada.

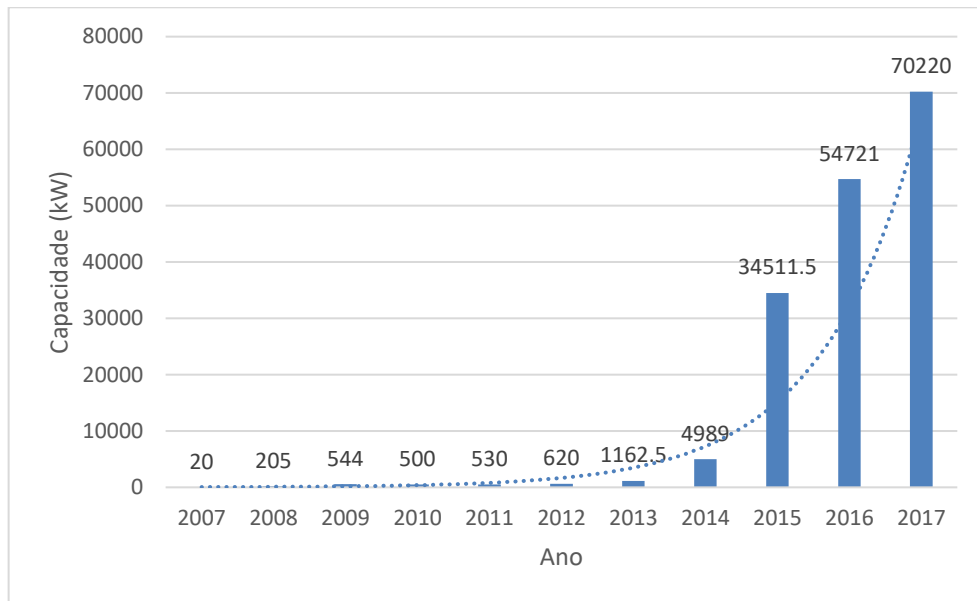


Figura 2.9 – Evolução da capacidade instalada em sistemas fotovoltaicos flutuantes no período entre 2007 e 2017

Na Tabela 2.2 apresenta-se o número de instalações por continente, cuja análise percentual é representada na Figura 2.10. Pela análise dos valores apresentados, verifica-se que do conjunto das 89 instalações consideradas neste estudo, a grande maioria encontra-se na Ásia com mais de dois terços do total das instalações. Segue-se a Europa com quase um quarto do total, e, finalmente, a América do Norte com cerca de 8%. De realçar, também, que a África, a América do Sul e a Oceânia não possuem qualquer estrutura flutuante fotovoltaica realizada.

Tabela 2.2 - Número de instalações por continente

Continente	nº de obras
Ásia	61
Europa	21
América do Norte	7
América do Sul	0
África	0
Oceânia	0
Total	89

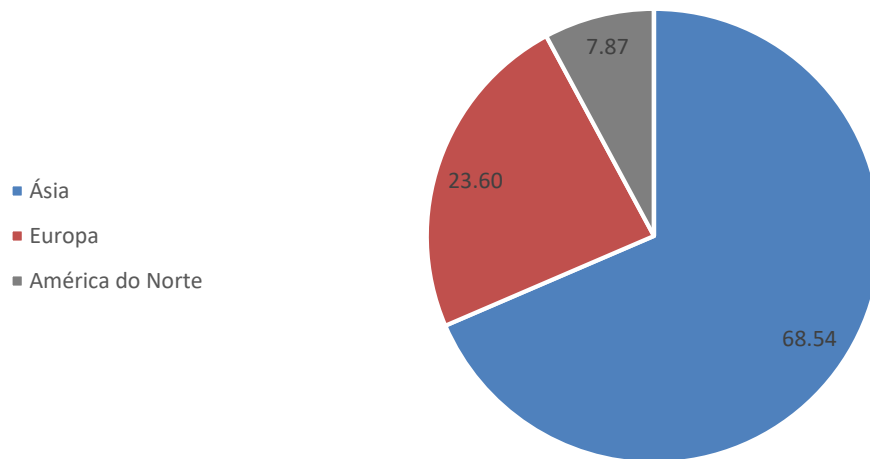


Figura 2.10 - Percentagem de instalações fotovoltaicas flutuantes por continente

Com o objetivo de se perceber melhor o domínio asiático, foi realizada uma análise do número de instalações por país, Figura 2.11. Verifica-se que o Japão é o que mais contribui para a elevada percentagem apresentada para a Ásia, com mais de metade das instalações mundiais. Isto sucede, possivelmente, porque a escassez de solo fez com que a procura de soluções alternativas ao seu uso aumentasse e fosse uma prioridade, encontrando nas estruturas flutuantes a solução ideal para produção de energia e para resolver este problema. Tal como o Japão, muitos outros países com uma área terrestre reduzida ou de grande valor económico, apostam nesta tecnologia, de modo a que o solo possa ser utilizado noutros sectores.

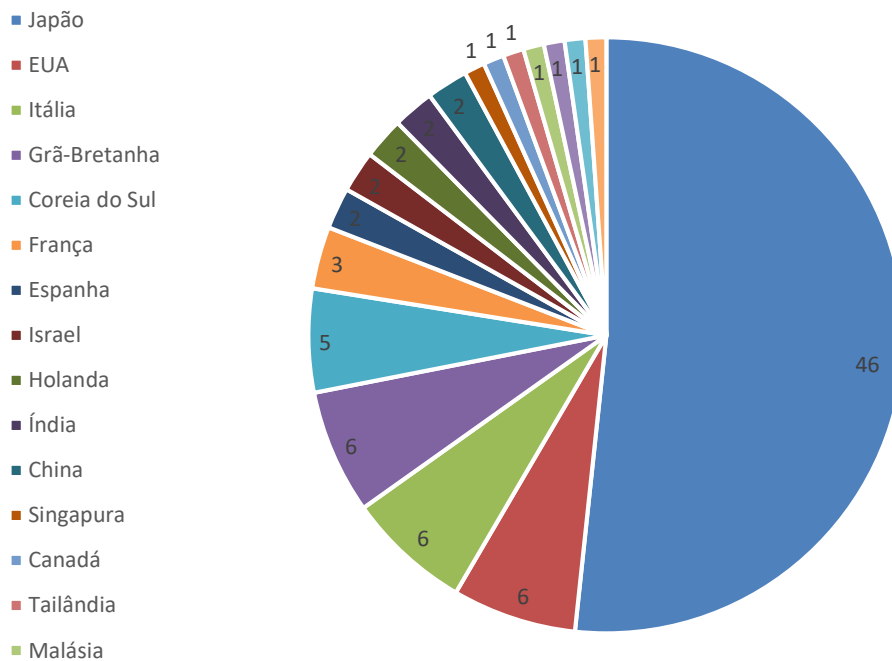


Figura 2.11 - Número de instalações por país

De referir ainda que de acordo com os dados no Anexo A, a *Ciel et Terre* foi a principal empresa envolvida em 41 das instalações, o que perfaz quase metade do total (89). Estes números justificam-se pela patente detida pela empresa, a patente Hydrelio, que permite montar uma estrutura flutuante fotovoltaica em menos tempo que as alternativas. Além disso, por já estar amplamente testada, reúne muita confiança e a marca garante um período de vida útil de pelo menos 20 anos.

O primeiro caso da utilização de painéis fotovoltaicos flutuantes foi realizado em 2007 em Aichi, no Japão, pelo *National Institute of Advanced Industrial Science and Technology*. O seu objetivo era comparar o potencial elétrico dum painel arrefecido por contacto com água e outro arrefecido pelo ar. O estudo realizado por Ueda *et al.* (2008), concluiu que a maior diferença registada foi devida à acumulação de excrementos de pássaros no painel arrefecido pelo ar, já que o flutuante era limpo pela água. Essa perda (devido a excrementos de pássaro) foi estimada em cerca 8% por Hammond *et al.* (1997).

Em 2008, de modo a poupar terreno valioso para a plantação de vinhas, dois produtores vinícolas nos Estados Unidos da América, implantaram estruturas flutuantes fotovoltaicas com capacidade instalada de 175 kW e 30 kW respetivamente. Em 2009 foram realizadas quatro estruturas fotovoltaicas flutuantes, sendo de realçar uma realizada em Itália com a maior capacidade instalada até à altura, 500 kW, e a de Espanha que começou por ser de 24 kW sendo mais tarde expandida, em 2010, para 300 kW devido ao seu desempenho positivo. Para além da referida expansão em 2010, em Itália, numa companhia vinícola foi colocada uma estrutura flutuante fotovoltaica com uma particularidade muito interessante, foi a primeira do seu género com um sistema que se movia de acordo com a movimentação do Sol.

Em 2011 há registo de seis estruturas fotovoltaicas flutuantes realizadas, ganhando destaque, devido ao carácter inovador na altura, um projeto da SCIENTEC (*Scienza Industria Tecnologia*, que já tinha sido responsável pela instalação do sistema que acompanhava a movimentação do sol), em Itália com uma capacidade de 30 kW, que pela primeira vez utilizou espelhos de modo a refletir radiação solar adicional para os painéis. De referir ainda que na Califórnia foi implantada uma estrutura flutuante fotovoltaica com uma capacidade de 350 kW, que optou por fazer um único pontão flutuante ao invés de constituir uma estrutura modular, e ainda outra em New Jersey que encontrou algumas dificuldades no processo de amarração já que os níveis de água eram variáveis e tinham ainda de ser tidos em conta os ciclos de gelo/degelo e como manter a estrutura estática nesses espaços temporais.

Nos anos de 2012 e 2013, os projetos seguiram maioritariamente os modelos de projetos anteriores, já que muitas vezes se encontravam em situações semelhantes. Alguns serviram de teste para, no futuro, aumentar o número de estruturas e capacidade instalada no país, como no caso do projeto realizado em Singapura em 2013 e na Coreia do Sul em 2012, outros para aumentar em muito a capacidade instalada no país na altura, caso do projeto japonês em 2013 com uma capacidade de 1157 kW. A única obra nestes dois anos que trouxe algo de novo ao universo das estruturas flutuantes fotovoltaicas foi a testada no Canadá em 2013, realizada pela organização sem fins lucrativos MIRARCO, Figura 2.12. O conceito seria a colocação de uma matriz de painéis com a flutuação a ser garantida por bolsas de ar colocadas ou coladas na parte de trás da matriz na laminação do “*thin film*” que compõe os painéis ao invés de ser utilizada uma estrutura flutuante. O objetivo seria diminuir o número de componentes, de modo a diminuir os custos associados e beneficiar do direto contacto com a água.



Figura 2.12. Painéis sem estrutura flutuante [adaptado de Sudbury (2013)]

De 2014 até 2017 o que mais sobressai, como já demonstrado na Figura 2.9, foi o constante aumento de capacidade instalada de ano para ano. Não havendo grandes inovações a nível de design nas obras realizadas, é de realçar apenas que em 2014 a obra com maior capacidade instalada foi implantada no Japão com 2000 kW, em 2015 também no Japão uma instalação com 7500 kW, em 2016 na China, que deixa imediatamente a sua marca no mercado, com uma capacidade de 20000 kW e em 2017 novamente na China com 50000 kW, a maior capacidade registada até à data. Muito relevante mencionar o trabalho realizado pela EDP na barragem do Alto Rabagão, o que mais se relaciona com o documento, já que os painéis foram colocados na albufeira de uma barragem, o que constitui uma grande diferença em relação aos trabalhos anteriores.

3

ASPETOS DE DIMENSIONAMENTO

3.1. AÇÕES A CONSIDERAR NO DIMENSIONAMENTO

Estando localizadas na albufeira de uma barragem, as plataformas flutuantes que suportam os painéis fotovoltaicos estão sujeitas a ações exteriores, que poderão causar a sua movimentação, e levar a forças importantes no sistema de amarração. Esses movimentos poderão ser prejudiciais para a estabilidade e integridade das plataformas, pelo que será crucial determinar o valor das principais ações atuantes e a resposta das estruturas às mesmas. As ondas originadas pela ação do vento, a própria ação do vento sobre os painéis e a variação do nível de água e, conseqüentemente, da profundidade da água, terão especial importância. Numa primeira aproximação, as correntes terão menor influência no dimensionamento, dependendo a sua importância, no entanto, da localização dos painéis. Num local próximo de um descarregador de cheias, será necessário ter em conta as ações das correntes.

3.1.1. ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS

3.1.1.1. Ondas geradas pelo vento

A interação do vento com uma massa de água, inicialmente em repouso, irá criar perturbações concretizadas na forma de ondulações na sua superfície, as chamadas ondas.

As ondas são compostas por uma crista, ponto de maior elevação da onda, e uma cava, ponto de maior depressão da onda. As principais características utilizadas na caracterização das ondas são a distância entre duas cristas consecutivas ou entre duas cavas consecutivas, dependendo do referencial usado, denominada de comprimento de onda, o intervalo de tempo que decorre entre a passagem de duas cristas sucessivas por um ponto fixo, o período da onda, ou seja o tempo que uma onda demora a percorrer o comprimento da mesma, a distância vertical entre crista e cava sucessiva, a altura da onda, e a celeridade, a velocidade com que a onda se propaga, Figura 3.1.

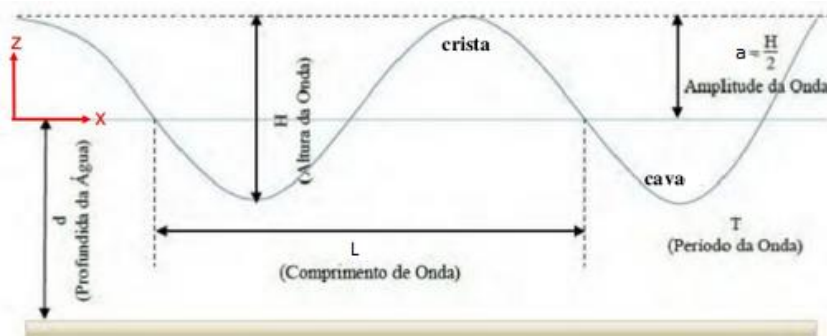


Figura 3.1. Características de uma Onda (Teoria de Airy).

Com base nas características apresentadas anteriormente, é possível determinar um dos principais parâmetros para o projeto, neste caso para o dimensionamento e análise da estabilidade da estrutura flutuante, a altura da onda significativa. Esta corresponde à média do terço superior das alturas de onda observadas durante um determinado período de tempo.

As características do vento incidente irão, obviamente, influenciar as características das ondas geradas pelo mesmo, principalmente o seu período e a sua altura. Será então importante determinar, para uma previsão mais precisa das características da onda, a velocidade do vento, a sua direção e duração, bem como a extensão da massa de água segundo a direção de atuação do vento, que este influencia, normalmente denominada por *fetch*. A extensão do *fetch* será também condicionada pela direção e duração do vento incidente, Figura 3.2. Para a obtenção destes dados, o ideal seria medir as ondas no local, mas não sendo possível, é necessário recorrer à estação meteorológica mais próxima do local a estudar, estimando de forma indireta com os dados daí retirados.

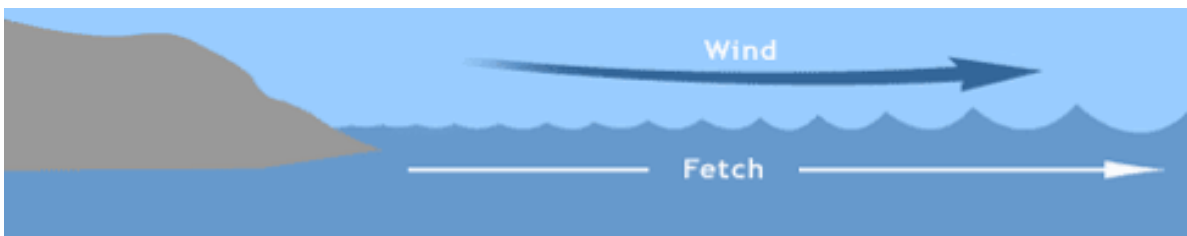


Figura 3.2. Definição do *fetch* [Mariners Weather Log (2006)]

A formação das ondas por ação do vento pode ser facilmente explicada através das flutuações de pressão introduzidas pela solicitação externa do vento numa massa de água parada. Estando a zona das cristas mais exposta e a zona das cavas mais protegida, isto irá originar uma diferença de pressão entre uma zona e a outra, criando desta maneira a ondulação referida. De acordo com o teorema de Bernoulli, sabendo que os dois pontos possuem a mesma energia e assumindo a velocidade nas cristas maior, podemos afirmar que a pressão na crista é inferior e na cava superior, o que faz com que na zona das cristas haja um aumento da altura da água e nas cavas uma diminuição, Figura 3.3 (Kamphuis, 2000).

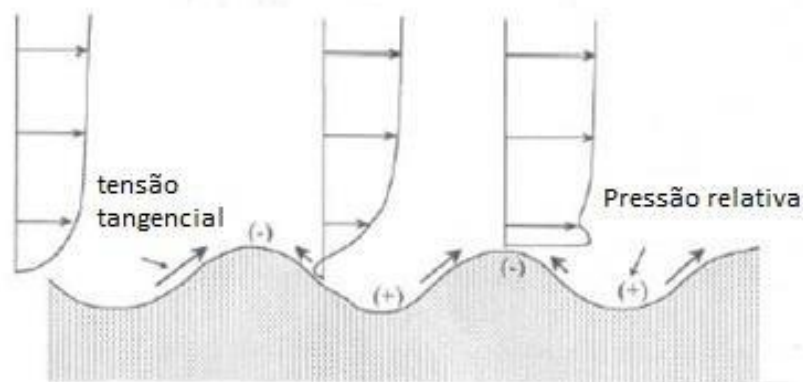


Figura 3.3. Perfil de velocidade do vento [adaptado de Kamphuis, 2000]

À medida que a onda percorre o *fetch*, a altura de onda e o período irão aumentar, já que o processo de geração de ondas se deve à transferência da energia do vento para a água. Segundo Kamphuis (2000)

para terem efeito sobre a superfície de água, os ventos atuantes terão de apresentar velocidades superiores a 0.23 m/s, para fazer face à tensão superficial da água, o que é frequentemente verificado.

A energia do vento é transferida mais eficazmente se as ondas e o vento tiverem a mesma velocidade, situação que raramente se verifica, já que usualmente o vento tem uma velocidade superior à verificada nas ondas, logo as ondas têm tendência a formar um ângulo com a direção do vento para que as duas velocidades sejam próximas.

Não são apenas as características do vento incidente que influenciam o processo de propagação de ondas, mas também se estas se encontram dentro da zona do *fetch* ou numa zona sem atuação do vento. Quando uma das duas, ou ambas, situações anteriores se verificam, a onda atingirá condições estáveis pelo que a sua altura de onda não irá aumentar. É importante apresentar duas condicionantes relevantes para o processo de geração de ondas. Vincent *et al.* (2002) determinaram que quando o vento sopra a uma velocidade e direção constantes sobre um determinado *fetch*, durante o tempo necessário para a onda percorrer toda a extensão do mesmo, o processo será limitado pela extensão do *fetch* e não pela extensão sobre a qual o vento atua sobre a massa de água, já que é menor. Esta zona foi designada pelos autores como zona limitada pelo *fetch* e assumida essa extensão como a necessária para a onda atingir condições estáveis. Sorensen (1993), citado em Kamphuis (2000), por outro lado, admite que se a duração do vento for menor do que a necessária para a onda percorrer toda a extensão da zona de geração então as características das ondas serão limitadas pelo tempo de atuação do vento.

Existem vários métodos que têm como objetivo a previsão das características da ondulação gerada pelo vento, no entanto, será necessário fazer previamente uma conversão das características do vento registado na estação meteorológica mais próxima, nomeadamente da velocidade do vento, para a atuante na superfície da massa de água, já que são diferentes.

Resio e Vincent (1977), citado no Shore Protection Manual (1984), elaboraram um método para a conversão das características do vento medido em terra para o que atua na superfície da massa de água. Tendo em conta a diferença de altitude e de temperatura entre o local de medição e a superfície de água, bem como a rugosidade desta e ignorando as diferenças de temperatura no plano horizontal, os autores apresentaram uma formulação geral para prever a velocidade do vento.

A fórmula geral que tem em conta as diferenças de altitude é dada por,

$$U(z) = \frac{U_*}{0.4} \left[\ln\left(\frac{z}{z_0}\right) - \Psi\left(\frac{z}{L_f}\right) \right] \quad (3.1)$$

em que $U(z)$ representa a velocidade do vento à cota z , U_* é a velocidade de fricção causada pela ação do vento na água, z a altura em relação à superfície da água onde se pretende saber a velocidade, z_0 o valor da altura da superfície da água, considerando pequenas rugosidades na superfície da mesma, L_f um parâmetro que associa a força provocada pelos efeitos de estratificação que depende dos processos de mistura ar-água, o que faz com que dependa da temperatura, e Ψ é a função de similaridade universal, que caracteriza a estratificação térmica.

No caso particular de aplicação abaixo dos 20 m de altura, pode ser utilizada uma fórmula mais simplificada

$$U_{10} = U(z) \left(\frac{10}{z}\right)^{\frac{1}{7}} \quad (3.2)$$

em que U_{10} representa a velocidade do vento à altura de 10 m. O valor de 10 m de altura é utilizado já que as metodologias paramétricas de estimação da altura e período de onda utilizam esta altitude para definir a velocidade de vento na sua formulação.

Quanto à quantificação da diferença da velocidade do vento devido à temperatura poderá ser feita através da expressão

$$U_T = R_T U \quad (3.3)$$

em que U_T é a velocidade do vento tendo em conta as condições de estabilidade da camada-limite, U a velocidade do vento medida e R_T um coeficiente de estabilidade que advém da relação entre a diferença de temperatura entre ar e água e a estabilidade da camada limite, sendo o seu valor retirado das curvas da Figura 3.4

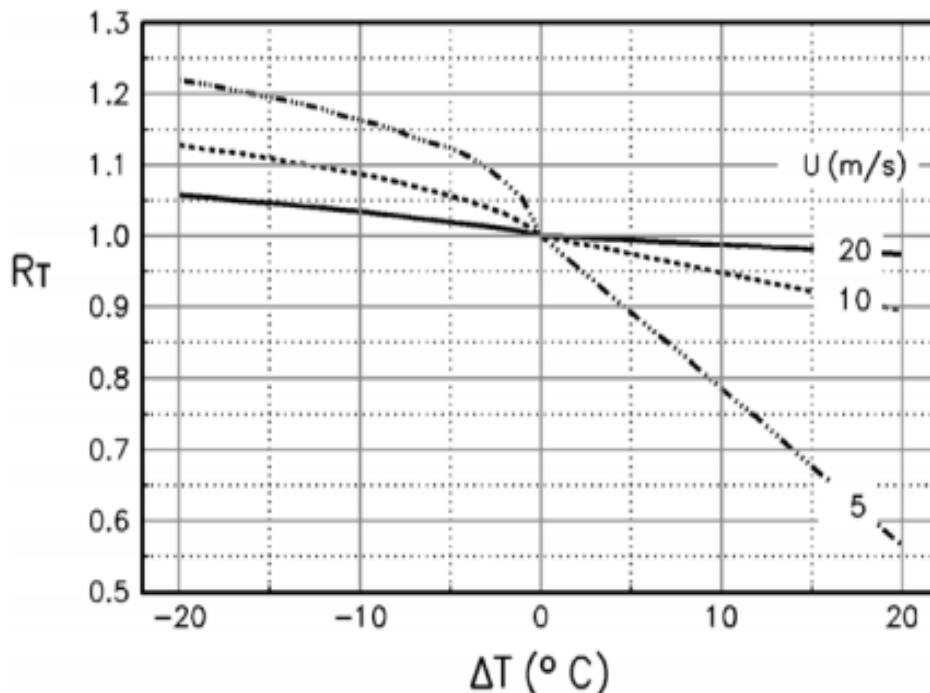


Figura 3.4. Curva para obtenção do valor do coeficiente R_T [Coastal Engineering Manual (2002)]

Pela análise da Figura 3.4 é possível verificar que quando a diferença de temperatura for nula, esta conversão não necessita de ser utilizada e que quando a diferença é negativa, o vento atuante irá transferir mais energia para a superfície da água, enquanto que quando a diferença é positiva acontece o inverso, porque no primeiro caso a camada limite entre o ar e a água é mais instável enquanto que no segundo é mais estável.

A conversão da velocidade do vento medida em terra para a do vento à superfície da água pode ser feita através do método proposto por Resio e Vincent (1977) ou utilizando o método apresentado na *Societé d'énergie de la Baie James* (1997), com base no SEBJ (1996), citado em Gomes (2014). O primeiro utiliza um coeficiente R_L , que tem em conta os efeitos locais do vento e a velocidade do vento, U_L , em terra, onde este foi medido, resultando na velocidade do vento à superfície da água, U_W ,

$$U_W = R_L U_L \quad (3.4)$$

O valor do coeficiente R_L pode ser obtido através da Figura 3.5, função de U_L

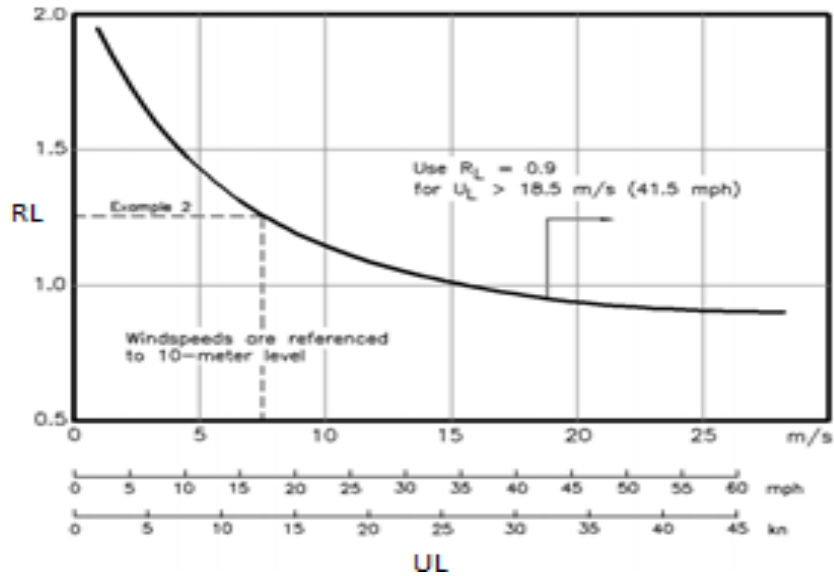


Figura 3.5. Curva para obtenção do valor do coeficiente R_L [Coastal Engineering Manual (2002)]

Através do método de Resio e Vincent (1977) é possível obter uma curva que converte imediatamente uma velocidade do vento na outra.

O segundo método (SEBJ) utiliza três expressões que permitem relacionar, também através de uma curva, a velocidade do vento medida em terra e a expectável à superfície da água,

$$U_W = 1.5 U_L \text{ se } U_L \leq 50 \text{ km/h} \quad (3.5)$$

$$U_W = 0.643 U_L + 42.9 \text{ se } 50 \text{ km/h} < U_L < 120 \text{ km/h} \quad (3.6)$$

$$U_W = U_L \text{ para } U_L \geq 120 \text{ km/h} \quad (3.7)$$

A comparação das curvas obtidas pelos dois métodos pode ser encontrada na Figura 3.6.

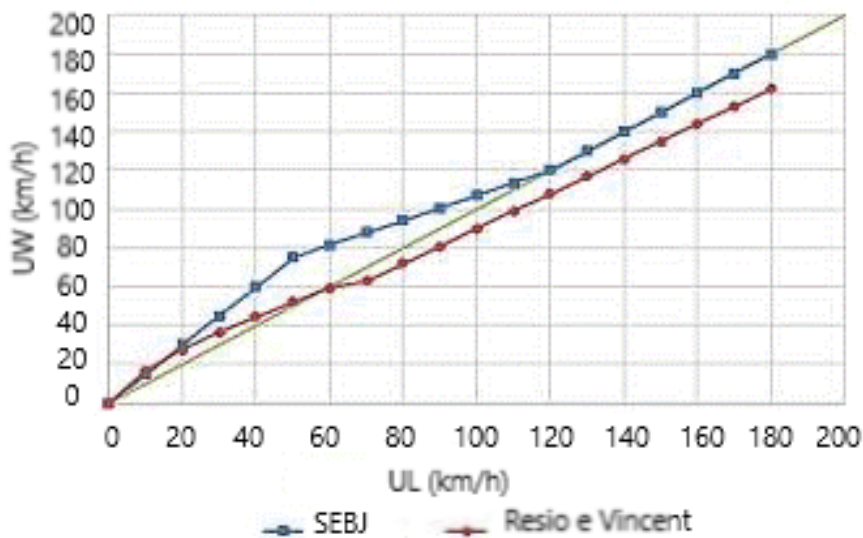


Figura 3.6. Comparação da conversão de ventos obtidas pelos dois métodos apresentados [Gomes, 2014]

Após a conversão da velocidade do vento, utilizando os métodos anteriormente apresentados, é possível estimar a altura e o período de onda gerada através dos métodos apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Síntese das equações paramétricas para previsão da altura e período característicos das ondas geradas pela ação do vento (adaptado de Gomes (2014))

NOME DO MÉTODO	EXPRESSÃO	LIMITAÇÕES
Hasselman et al.(1976)	$\frac{g H_{m0}}{U_A^2} = 1.6 \times 10^{-3} \left(\frac{g F}{U_A^2} \right)^{\frac{1}{2}}$ $T_m = 6.238 \times 10^{-2} \left(\frac{g H_{m0}}{U_A} \right)^{\frac{1}{2}}$	H_{m0} apresenta valores próximos de H_s para grandes profundidades $\frac{g T_m}{U_A} \leq 8.134$ $\frac{H_{m0} g}{U_A^2} \leq 0.2433$
Sverdrup-Munk-Bretschneider (SMB)	$\frac{g H_s}{U_{10}^2} = 0.283 \tanh \left(0.0125 \left(\frac{g F}{U_{10}^2} \right)^{0.42} \right)$ $\frac{g T_s}{U_{10}} = 7.54 \tanh \left(0.077 \left(\frac{g F}{U_{10}^2} \right)^{0.25} \right)$ $\frac{g t_{min}}{U_{10}} = 0.00183 \exp \left((0.0161m^2 - 0.3692m + 2.2024)^{\frac{1}{2}} + 0.8798m \right)$	
Bhomwik (1976)	$\frac{g * H_s}{U^2} = 3.23 * 10^{-3} * \left(\frac{g * F}{U^2} \right)^{0.435}$	$\frac{g * H_s}{U^2} < 3 \times 10^4$
Demirbilek, Bratos e Thompson (1993)	$\frac{g * H_{m0}}{U_A^2} = 4.13 * 10^{-2} * \left(\frac{g * F}{U_A^2} \right)^{\frac{1}{2}}$ $\frac{g * T_p}{U_A} = 0.751 * \left(\frac{g * F}{U_A^2} \right)^{\frac{1}{2}}$	$\frac{g * H_{m0}}{U_A^2} < 2.115 \times 10^2$ $\frac{g * T_p}{U_A} \leq 2.398 \times 10^2$
Wilson (1965)/Goda(2003)	$\frac{g * H_s}{U_{10}^2} = 0.3 * \left(1 - \left(1 + 0.004 * \left(\frac{g * F}{U_{10}^2} \right)^{\frac{1}{2}} \right)^{-2} \right)$ $\frac{g * T_s}{U_{10}} = 8.61 * \left(1 - \left(1 + 0.008 * \left(\frac{g * F}{U_{10}^2} \right)^{\frac{1}{3}} \right)^{-5} \right)$	
Kahma e Calkoen (1992)	$\frac{g * H_s}{U_{10}^2} = A * \left(\frac{g * F}{U_{10}^2} \right)^B$ $\frac{g * T_s}{U_{10}} = C * \left(\frac{g * F}{U_{10}^2} \right)^D$	

Para melhor compreensão serão explicitadas as variáveis envolvidas nas equações da Tabela 3.1: H_{m0} refere-se à altura de onda significativa espectral, U_A à pressão que atua na superfície da massa de água, H_s à altura significativa de onda, F ao valor da extensão do *fetch*, T_m ao período de onda espectral que por sua vez toma usualmente o valor de 1,05 vezes T_s , que se refere ao período de onda associado à altura de onda significativa, U_{10} à velocidade do vento à altura de 10 m, g à aceleração gravítica, T_p ao período de onda de pico espectral, m uma variável que depende de g , U_{10} e F , t_{min} à duração mínima de atuação do vento, A, B, C e D são coeficientes determinados em função das condições de estabilidade.

Os métodos paramétricos apresentados na Tabela 3.1 são de simples aplicação, no entanto, não foram encontrados estudos que comprovassem a sua aplicabilidade na albufeira de uma barragem, o caso específico desta dissertação. Recorreu-se então a um relatório realizado por Yarde *et al.* (1996) que

conclui que o melhor método para previsão da geração de ondas numa albufeira no Reino Unido é o método de JONSWAP. É ainda sugerido pelos autores um método de previsão do vento atuante, é, contudo, necessária a consulta de dados aos quais não foi possível ter acesso, nomeadamente a duração do vento.

Pelo exposto, e por uma questão de simplificação serão utilizados os métodos de previsão referidos nas equações 3.5., 3.6. e 3.7. Um estudo realizado por Owens e Steele (1988) citado no mesmo relatório conclui que se houver algum erro associado ao método de previsão de altura de onda JONSWAP, este será sempre pelo lado da segurança, já que a altura de onda obtida será maior que a observada.

$$H_s = 0.00178U\sqrt{F}/\sqrt{g} \quad (3.8)$$

$$T_p = 0.07118F^{0.3}U^{0.4} \quad (3.9)$$

em que H_s é a altura de onda significativa, F a extensão do fetch, g a aceleração da gravidade, T_p o período de pico e U a velocidade do vento atuante.

3.1.1.2. Ondas geradas por embarcações

Para além das ondas originadas pela ação do vento, em algumas albufeiras podem existir também ondas provocadas pela passagem de embarcações. As embarcações originam um padrão complexo de ondas que podem ser divididas em dois tipos: o sistema de ondas primárias e o sistema de ondas secundárias, representados esquematicamente na Figura 3.7.



Figura 3.7. Representação das ondas primárias e secundárias (adaptado de Gomes, 2014)

Para definir a ação de cada um dos sistemas de ondas referidos, é necessário conhecer um parâmetro denominado velocidade limite. A velocidade limite será o menor valor das equações 3.10., 3.11. e 3.12. ou se a embarcação não tiver capacidade para chegar ao valor da velocidade limite, esta será o valor da velocidade máxima da embarcação.

$$\frac{V_L}{\sqrt{gh'}} = \left(\frac{2}{3}\right)^{\frac{3}{2}} \left(1 - \frac{A_m}{A_c} + \frac{V_L^2}{2gh}\right)^{\frac{3}{2}} \quad (3.10)$$

$$V_L = \left(\frac{gL}{2\pi}\right)^{\frac{1}{2}} \quad (3.11)$$

$$V_L = (gh)^{\frac{1}{2}} \quad (3.12)$$

em que V_L representa a velocidade limite, h' a profundidade fictícia que é obtida fazendo o quociente entre a área da secção do canal a meio do casco e a largura do canal ao nível da superfície livre da água, A_m a área submersa da embarcação, A_c a área de secção do canal a meio do casco da embarcação, h a profundidade da água e L o comprimento da embarcação.

O sistema de ondas primárias propaga-se na direção em que o navio se desloca. O sistema é iniciado com uma onda frontal, seguido de uma depressão do nível de água, acabando no que é denominado de onda de popa, uma onda com um período mais curto e uma altura relativamente elevada. Associado a estas características está um fluxo de retorno, existente como resposta à resistência oferecida pela massa de água ao movimento da embarcação, que transfere energia à massa de água em forma de deslocamento de água da proa até à popa. Através de fórmulas conhecidas é possível estabelecer valores importantes para o estudo do sistema.

A determinação do valor de depressão máximo tem por base o conhecimento do valor da depressão média. As equações 3.13, 3.14 e 3.15 são referentes à depressão média e as equações 3.16, 3.17 e 3.18 à depressão máxima (CIRIA, 2007). No entanto, é necessário ter em atenção a condição de aplicação dessas expressões, ou seja, o quociente entre a largura do canal ao nível da superfície da água (b_w) e a boca da embarcação, terá de estar entre 2 e 12.

$$\Delta h = \frac{V_s^2}{2g} (a_s (\frac{A_c}{A'_c})^2 - 1) \quad (3.13)$$

com,

$$a_s = 1.4 - 0.4 \frac{V}{V_L} \quad (3.14)$$

e,

$$A'_c = b_b(h - \Delta h) + \cot \alpha (h - \Delta h)^2 - A_m \quad (3.15)$$

$$\Delta h_{m\acute{a}x} = (1 + 2A'_w)\Delta h \text{ para } \frac{b_w}{L} < 1.5 \quad (3.16)$$

$$\Delta h_{m\acute{a}x} = (1 + 4A'_w)\Delta h \text{ para } \frac{b_w}{L} \geq 1.5 \quad (3.17)$$

sendo que,

$$A'_w = x \frac{h}{A_c} \quad (3.18)$$

em que Δh representa a depressão média, $\Delta h_{m\acute{a}x}$ a depressão máxima, V a velocidade máxima da embarcação, V_L a velocidade limite, calculada através das equações 3.10, 3.11 e 3.12, A_c a área da secção do canal a meio da embarcação, A_m a área da embarcação submersa, b_b a largura do canal no fundo, α a inclinação do talude, h a profundidade de água e x a distância à linha de navegação.

A partir dos valores determinados com as equações em cima apresentadas, é possível calcular o valor da altura da onda frontal (Δh_f) e da onda de popa ($z_{m\acute{a}x}$), usando as equações 3.19 e 3.20, respetivamente.

$$\Delta h_f = 0.1\Delta h + \Delta h_{m\acute{a}x} \quad (3.19)$$

$$z_{m\acute{a}x} = q\Delta h_{m\acute{a}x} \quad (3.20)$$

em que, dependendo da bibliografia utilizada, q pode tomar o valor de 1 (PIANC, 1987), citado por Gomes (2014), ou 1.5 (CIRIA, 2007).

É possível ainda, calcular o valor da velocidade do escoamento de retorno pelas equações 3.21, 3.22 e 3.23. No entanto, esta só poderá ser utilizada se o quociente entre a área de secção do canal e a área submersa da embarcação for inferior a 5 ou se o quociente entre a largura do canal ao nível da superfície livre da água e a boca da embarcação for inferior a 10. Se não se verificar, o fluxo de retorno deverá ser assumido como bidimensional e então ser consideradas a depressão do nível da água e o fluxo entre a embarcação e a margem do rio.

$$U_r = V\left(\frac{A_c}{A'_c} - 1\right) \quad (3.21)$$

$$U_{rm\acute{a}x} = (1 + A'_w)U_r \text{ para } \frac{b_w}{L} < 1.5 \quad (3.22)$$

$$U_{rm\acute{a}x} = (1 + 3A'_w)U_r \text{ para } \frac{b_w}{L} \geq 1.5 \quad (3.23)$$

em que U_r é o fluxo de retorno médio e $U_{rm\acute{a}x}$ o valor de fluxo de retorno máximo.

O sistema de ondas secundárias é constituído por ondas transversais e divergentes, sendo que estas últimas se propagam de forma igual dos dois lados da embarcação e para a frente do navio, devido a descontinuidades no casco. As transversais movem-se no sentido da proa para a popa. O sistema é normalmente constituído por duas ondas maiores seguidas de dez ou quinze ondas mais pequenas. Possuem um período mais curto, provocando um maior desgaste nas zonas onde incidem.

Os dois tipos de ondas intersectam-se numa cunha que forma um ângulo de $19^\circ 28'$ com a linha de navegação, fenómeno observado por Kelvin (1887), que verificou ainda que as ondas transversais seguem à mesma velocidade que a embarcação. Mais tarde, Sorensen (1986) observou que a profundidade da água limita o valor deste ângulo, quando o número de Froude (Equação 3.24) está entre 0.7 e 1, podendo este ângulo estar compreendido entre o valor referido anteriormente e 90° .

$$Fr_h = \frac{V}{(gh)^{\frac{1}{2}}} \quad (3.24)$$

Sendo V a velocidade da embarcação e h a profundidade de água. Quando o valor de Froude é inferior a 0.75, o ângulo da cunha é, segundo Sorensen (1986), $19^\circ 28'$, quando é 1, o ângulo é de 90° , quando o valor é superior a 1, deixam de se observar ondas transversais.

Quando a embarcação se encontra em águas profundas, o número de Froude passa a depender do comprimento da embarcação (L), sendo definido por:

$$Fr_L = \frac{V}{(gL)^{\frac{1}{2}}} \quad (3.25)$$

Nestas condições, para Fr_L igual a 0.4, o comprimento de onda das ondas transversais é igual ao comprimento da embarcação.

Como nas ondas geradas pelo vento, também o sistema de ondas secundárias gerado por embarcações tem um conjunto de formulações paramétricas que permitem estimar as alturas de onda formadas, apresentadas na Tabela 3.2.

Tabela 3.2. Síntese das equações paramétricas de determinação da altura de onda gerada por embarcações (adaptado de Gomes, 2014).

NOME DO MÉTODO	EXPRESSÃO	LIMITAÇÕES
Sorensen e Weggel (1984)	$H^* = \alpha x^{*n}$ $\log(\alpha) = a + b \log(h^*) + c \log^2(h^*)$	Para $0.2 < Fr_h \leq 0.8$
Balanin e Bykov (1965)	$H_i = 2.5 \frac{V^2}{2g} \left(1 - \left(1 - \frac{1}{(4.2 + \frac{A_c}{A_m})^{0.5}} \right) \left(\frac{\frac{A_c}{A_m} - 1}{\frac{A_c}{A_m}} \right)^2 \right)$	Unidades dos parâmetros não estão nas unidades SI
Hochstein (1980)	$H_i = 0.0448 V^2 \left(\frac{D}{L} \right)^{0.5} \left(1 - \frac{BD}{A_c} \right)^{-2.5}$	-----
Kriebel e Seelig (2005)	$\frac{g H_i}{V^2} = \beta (Fr_* - 0.1)^2 \left(\frac{x}{L} \right)^{\frac{1}{3}}$	$0.9 < \frac{x}{L} < 1.1$ $0.3 \leq Fr_h \leq 0.8$
Bhowmik (1975)	$\left(\frac{H_i}{D} \right)^2 = 0.139 V^{1.174} \left(\frac{x}{L} \right)^{-0.915}$	Condições de deslizamento e semi-deslizamento
Bhowmik et al. (1991)	$H_i = 0.537 V^{-0.356} x^{-0.345} L^{0.56} h^{0.355}$	Condições de semi-deslizamento e deslizamento

Novamente para melhor compreensão e possível utilização das fórmulas, serão esclarecidas as variáveis presentes nas expressões da tabela. H , x e h referem-se, respetivamente, à altura de onda, à distância à linha de simetria da embarcação e à profundidade de água, sendo que quando se encontram com um asterisco se referem às mesmas variáveis, mas adimensionalizadas. H_i é a altura de onda incidente, Fr_h o número de Froude relativo à profundidade, a , b e c , valores dependentes de Fr_h , α e n valores dependentes de h^* , A_c a área da secção transversal do canal de água, A_m a secção transversal submergida da embarcação a meio do seu comprimento, V a velocidade da embarcação, d , L e B , representam o calado, comprimento e a largura da embarcação, respetivamente, Fr_* o número de Froude modificado para poder ser utilizado em águas pouco profundas e β o coeficiente que associa o comprimento de entrada e o comprimento total de embarcação, sendo o comprimento de entrada a distância entre a proa e a zona onde a boca (largura da secção transversal) é máxima.

3.1.2. EFEITO DA PRESSÃO DO VENTO

O vento, para além da geração de ondas, irá introduzir também ações na superestrutura, as quais poderão influenciar o layout escolhido no projeto. A ação do vento apresenta-se como uma força que, como já foi referido anteriormente, neste caso específico, se tomar um valor muito elevado, poderá originar fissuras nos painéis, sendo por isso importante quantificá-lo e verificar se interfere com o bom

funcionamento do sistema. Além do efeito referido nos painéis, a pressão do vento poderá também provocar deslocamentos na estrutura flutuante em várias direções, fator que irá ser abordado no caso de estudo (capítulo 4).

O efeito da pressão é quantificável através de um coeficiente de pressão que pode ser calculado através da expressão,

$$C_p = \frac{p - p_0}{\frac{1}{2} \rho v^2} \quad (3.26)$$

em que p representa a pressão exercida na superfície do corpo, p_0 a pressão sem a interferência do corpo, ρ a massa volúmica do ar e v a velocidade do vento.

A maioria da literatura existente sobre o efeito da ação do vento em painéis solares refere-se a painéis montados no solo ou sobre telhados. Neste documento será referida a literatura alusiva aos painéis montados no solo ou sobre telhados horizontais, já que se aproximam mais dos painéis em estruturas flutuantes, dado que ambas as superfícies se encontram na horizontal e não inclinadas.

Segundo Aly (2016) para edifícios e outras estruturas existem já guias para a obtenção das forças do vento, como por exemplo os Eurocódigos. No entanto, por ser uma tecnologia recente, ainda não está prevista a forma de calcular a ação do vento em painéis solares, o que poderá afetar a viabilidade económica e estrutural da tecnologia já que sem orientações, o projetista poderá sobredimensionar as estruturas, o que afetará a vertente económica, ou subdimensionar, o que afetará a vertente estrutural. Encontrando esta debilidade na tecnologia, vários autores executaram já testes em túneis de vento, para encontrar uma maneira de quantificar os coeficientes da ação do vento consoante a inclinação dos painéis e a direção em que o vento atua, local onde se encontram, entre outros.

Um dos principais motivos para a falta de normas que abranjam todo o tipo de painéis foi apresentado no estudo de Stathopoulos *et al.* (2012), no qual verificaram que para configurações semelhantes, os resultados obtidos por autores distintos eram diferentes. Este fator poderá ser atribuído à diferença entre o tipo de painel e local onde se encontram, mostrando que não serão apenas a inclinação do painel e direção do vento que irão determinar os resultados obtidos. Segundo Samani (2016), as diferenças podem também ser atribuídas à falta de condições nos laboratórios comuns de ensaios, para reproduzir os efeitos dinâmicos da ação do vento nos painéis apoiados no solo, fator esse que também faz com que a existência de ensaios experimentais em túneis de vento seja reduzida.

Stathopoulos *et al.* (2014) realizaram testes em painéis apoiados no solo e concluíram que o máximo coeficiente de pressão do vento se verificava quando o ângulo de ataque se situava nos 135° e o mínimo quando este era 30°. Verificaram ainda que as maiores pressões ocorriam quando o painel se encontrava inclinado a 45°. Warsido *et al.* (2014) chegaram à importante conclusão que quando os painéis se encontram isolados sofrem uma maior pressão do vento do que quando se encontram em conjunto, já que o painel da frente irá abrigar os que estão atrás de si.

Jubayer (2015) testou num modelo 3D um painel isolado, inclinado a 25° e apuraram que o ângulo de ataque crítico para o levantamento do painel ocorre aos 180° e para o derrube aos 45° e 135°.

3.1.3. EFEITO DAS CORRENTES

As correntes, neste caso fluviais, podem também causar deslocamentos indesejáveis nas plataformas flutuantes que suportam os painéis fotovoltaicos, bem como forças de elevada magnitude no seu sistema de amarração. Nesta secção serão apresentadas formas simplificadas de quantificar essas forças.

O problema clássico usado para quantificar a força de resistência que a corrente causa na estrutura é a colocação de um cilindro fixo num fluido com escoamento constante. A sua origem é atribuída a

Rayleigh (Batchelor (1967)). De referir que o problema só é válido se o número de *Reynolds* (Equação 3.27) for grande o suficiente para o escoamento ser considerado turbulento,

$$Re = \frac{UD}{\nu} \quad (3.27)$$

em que U representa a velocidade do fluido, D o diâmetro da estrutura e ν a viscosidade cinemática do fluido.

A força de resistência pode então ser quantificada através de,

$$F_D = \frac{1}{2} \rho C_D A U^2 \quad (3.28)$$

em que F_D representa a força de resistência, ρ a massa volúmica do fluido, A a área imersa e, C_D o coeficiente de resistência, que pode ser obtido através do ábaco na Figura 3.8, em função do número de Reynolds e da rugosidade da estrutura, K . De realçar que o ábaco foi construído tendo como base estruturas cilíndricas, no entanto, não foi encontrado qualquer outro para estruturas paralelepipedais, sendo, assim, assumida esta simplificação.

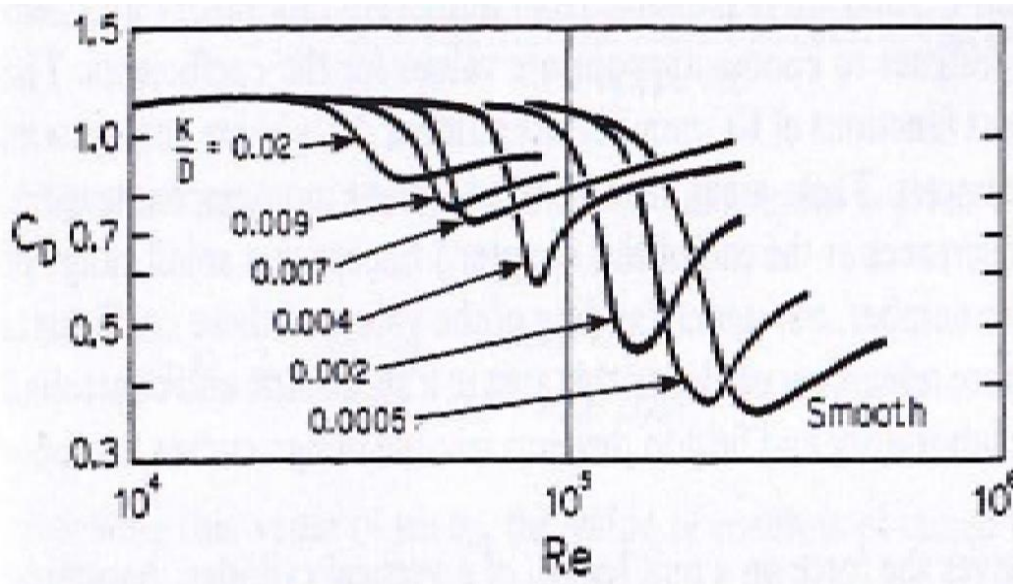


Figura 3.8. Curvas para obtenção do coeficiente C_D [Chakrabarti, 2005]

Para além da força de resistência, as correntes provocam uma força que poderá elevar a estrutura, denominada força de sustentação, calculada de forma muito semelhante à força de resistência, alterando apenas o coeficiente:

$$F_L = \frac{1}{2} \rho C_L A U^2 \quad (3.29)$$

em que F_L representa a força de sustentação, ρ a massa volúmica do fluido, A a área imersa, C_L o coeficiente de sustentação que pode ser obtido através do ábaco na Figura 3.9.

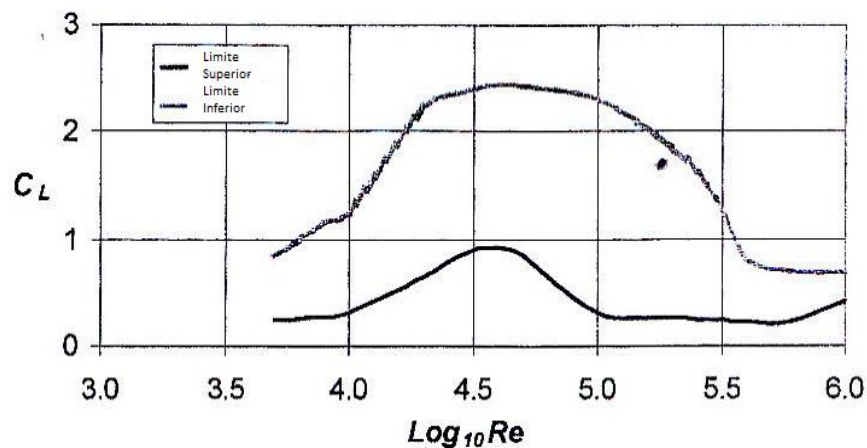


Figura 3.9. Curvas para obtenção do valor do coeficiente C_L [adaptado de Chakrabarti, 2005]

De referir que na Figura 3.9 estão representados os limites inferior e superior que os valores do coeficiente pode tomar, estando o coeficiente escolhido entre esses valores.

O vento poderá também provocar estas forças, sendo que aí serão alterados todos os parâmetros que dependam das características do fluido já que este passa a ser o ar e não a água.

3.1.4. AÇÕES ACIDENTAIS

Para além das ações enumeradas anteriormente, cuja ação sobre a estrutura é possível quantificar, existe ainda a probabilidade de ocorrerem choques acidentais, como o embate da estrutura com uma embarcação ou com um tronco flutuante no rio que é impossível de prever e quantificar. Quanto a ações acidentais que poderão ocorrer nos painéis, estes são dimensionados de forma a resistir a grandes cargas. São submetidos a ensaios que testam a sua habilidade para suportar altas e baixas temperaturas, grandes tempestades e ações de neve que poderão ocorrer no local. Devido a esse facto, deverão estar salvaguardadas possíveis quedas de pedras da margem ou pisoteio.

3.1.5. FENÓMENO DE RADIAÇÃO DE ONDAS POR PARTE DA ESTRUTURA

O movimento da estrutura que irá gerar ondas que terão uma altura de onda associada, têm especial importância devido aos fenómenos de reflexão, refração e difração, fenómenos esses presentes em todas as ondas como as que já foram referidas em secções anteriores e que influenciam a altura, período e direção da ondulação da zona em estudo.

3.1.5.1. Reflexão

Quando a onda incide, com um determinado ângulo, numa fronteira sólida irá ser refletida com o mesmo ângulo. Dependendo da dissipação de energia no obstáculo e do ângulo que o obstáculo assume com a horizontal, a onda terá uma altura diferente da incidente, quanto mais próximo da perpendicularidade incidir a onda, menor será a perda de altura no contacto com o obstáculo. É possível determinar a altura de onda através do conhecimento da altura de onda incidente e do coeficiente de reflexão, Equação 3.30 Este fenómeno tem especial importância pois quando duas ondas com amplitude igual (incidente e refletida) se cruzam, esta poderá criar uma onda com o dobro da amplitude.

$$H_r = K_r H_i \quad (3.30)$$

em que K_r é o coeficiente de reflexão, obtido através de gráficos obtidos após estudos realizados por diversos autores, H_r a altura da onda refletida e H_i a altura da onda incidente.

3.1.5.2. Difração

A difração é a capacidade que a onda tem de contornar um obstáculo e continuar a sua propagação. Este fenómeno é visto como uma transferência lateral de energia ao longo da crista, sendo possível determinar a altura da onda difratada à semelhança da refletida, conhecendo a altura de onda incidente e um coeficiente de difração,

$$H_d = K_d H_i \quad (3.31)$$

em que K_d representa o coeficiente de difração, determinado através de gráficos obtidos após estudos realizados por diversos autores, H_d a altura da onda difratada e H_i a altura de onda incidente.

3.1.5.3. Refração

De modo a compreender o fenómeno da refração das ondas, considere-se uma crista de onda em direção à costa, com um ângulo diferente de 0° (não paralela). Um ponto dessa crista de onda está em águas mais profundas do que outro ponto, que se encontrará em águas mais rasas. O ponto da onda que se encontra em águas mais profundas, terá uma maior celeridade do que o outro ponto, já que a celeridade aumenta com a profundidade. Essa diferença de celeridade, fará com que a onda comece progressivamente a alinhar-se com a costa. Em ondas irregulares, este fenómeno poderá causar uma diferença no período e consequentemente uma alteração ao período de pico, para além de alterar a altura de onda e a direção da mesma. Este fenómeno está associado ao fenómeno do empolamento, que representa o aumento da altura da onda à medida que esta se aproxima da costa, devido à consequente diminuição da profundidade.

3.2. ESTABILIDADE DA ESTRUTURA FLUTUANTE

Nesta secção serão abordadas algumas questões importantes sobre as condições de estabilidade de estruturas flutuantes, a sua tendência para permanecerem numa posição de equilíbrio e de voltar a esta quando sofrem uma ação que as retira dessa posição. Além disso, serão revistos conceitos de hidrostática e hidrodinâmica de modo a que sejam entendidas opções tomadas mais à frente, aquando da análise numérica do caso de estudo.

3.2.1. HIDROSTÁTICA

A possibilidade de um corpo flutuar num fluido advém da existência de uma força denominada de impulsão hidrostática. Quem primeiro descreveu este fenómeno foi Arquimedes quando afirmou que qualquer corpo imerso num fluido sofre a ação de uma força vertical ascendente (impulsão) cuja intensidade é igual ao peso do fluido deslocado pelo corpo, Figura 3.10.

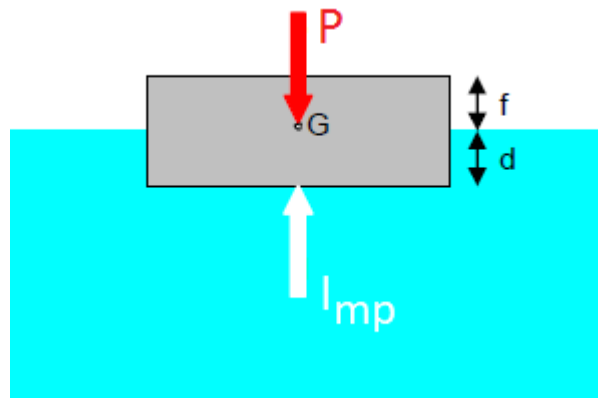


Figura 3.10. Princípio de Arquimedes [Koekoek, 2010].

em que P representa o peso do corpo, I_{mp} a impulsão, f o bordo livre, d o calado e G a posição do centro de gravidade.

A impulsão pode ser calculada através de,

$$I_{mp} = \rho g Vol \quad (3.32)$$

em que ρ representa a massa volúmica do fluido, g a aceleração gravítica e Vol o volume de água deslocado. Para a estrutura se encontrar numa situação de equilíbrio o valor do Peso (Equação 3.33.) deverá igualar o valor da impulsão.

De referir ainda que a massa volúmica da água depende da temperatura a que este se encontra, podendo normalmente assumir-se o valor de 1000 kg/m^3 , para 4°C .

$$P = mg \quad (3.33)$$

em que m representa a massa do corpo.

Será necessário introduzir a noção de centro de impulsão e a pressão hidrostática. O centro de impulsão é o centro de gravidade do volume de água deslocado e a pressão hidrostática tem uma relação linear com a profundidade, exercendo não só uma força vertical (F_v) como também duas forças horizontais de cada lado da estrutura que se encontra imersa (F_h), Figura 3.11.

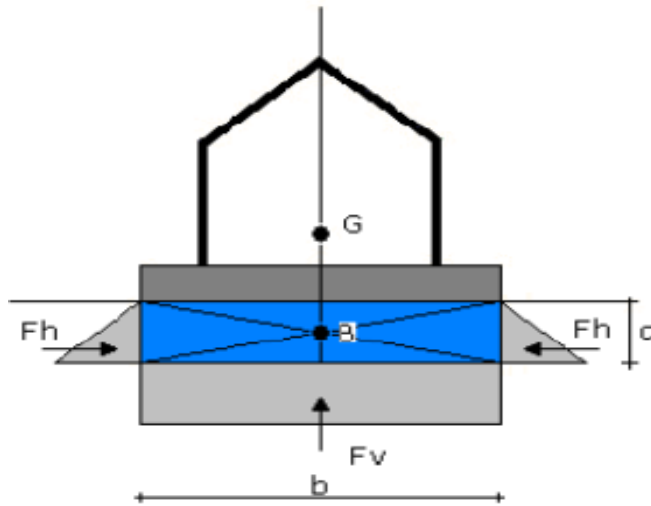


Figura 3.11. Pressão hidrostática [Koekoek, 2010].

$$F_h = \rho g d \frac{1}{2} dl \quad (3.34)$$

$$F_v = \rho g db l \quad (3.35)$$

Com as Equações 3.34 e 3.35 é possível calcular as forças horizontais e verticais respetivamente, com l tomando o valor do comprimento da estrutura. É possível observar que a força vertical mantém o valor da impulsão hidrostática. Se a propagação das ondas fosse um fenómeno estático era possível afirmar que quando a altura de água é igual dos dois lados as forças horizontais anulam-se, mas como é um fenómeno dinâmico, quando a onda incide de um lado da estrutura, esse estará sujeito a maior pressão horizontal, o que poderá provocar deslocamentos na estrutura se esta não estiver amarrada.

3.2.2. HIDRODINÂMICA

Uma estrutura flutuante tridimensional apresenta 6 graus de liberdade que podem ser divididos em translações e rotações segundo os 3 eixos principais ortogonais entre si. Daqui em diante os graus de liberdade serão designados do seguinte modo, Figura 3.12: segundo o eixo dos xx, o movimento de translação avanço e o de rotação balanço, segundo o eixo dos yy, o movimento de translação deriva e o de rotação cabeceio e segundo o eixo dos zz, o movimento de translação arfagem e o de rotação guinada.

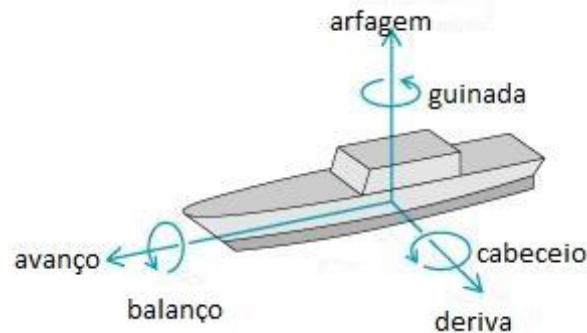


Figura 3.12. Graus de liberdade de um corpo flutuante [adaptado de Dutra *et al.*, 2011]

3.2.2.1. Rotação e inclinação

Se for aplicada uma força excêntrica, vertical ou horizontal, ou um momento numa estrutura flutuante, esta sofrerá uma rotação em torno do seu centro de flutuação, que levará a uma inclinação que fará com que um lado da estrutura flutuante esteja sujeita às pressões hidrostáticas horizontais do que a outra. Para equilibrar esta ação, um momento denominado momento restaurador, formado pelo binário peso e impulsão, irá devolver a estrutura à sua posição inicial, com rotação nula. Para conhecer o valor deste momento é necessário compreender a noção de metacentro, Figura 3.13.

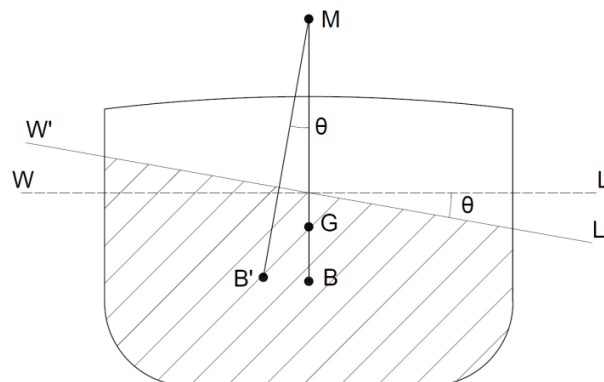


Figura 3.13. Definição de metacentro

Continuando na situação anterior, com a estrutura sujeita a uma rotação, pelo Princípio de Arquimedes, quando não há uma alteração do peso total do navio, o volume deslocado irá manter-se o mesmo e B' será a posição do centro de impulsão. O ponto de interseção entre a reta perpendicular a WL que passa por B e a reta perpendicular a W'L' que passa por B' é designada por metacentro, ponto à volta do qual a estrutura parece rodar e cujo posicionamento relativamente a G condiciona a estabilidade da estrutura: quando G se encontra abaixo de M a estrutura é estável, quando se encontram na mesma posição, a estrutura é neutra e quando G se encontra acima de M a estrutura é instável. Rawson *et al.* (1976) considera que a definição de metacentro é válida para inclinações até 10°. Neste caso consideramos

verdadeiras as seguintes propriedades, os volumes de cunha imersa e emersa são os mesmos, o momento estático dessas cunhas é o mesmo e a transferência do momento estático entre as cunhas deve ser responsável pela mudança do momento estático de todo o corpo. Assumindo o anteriormente mencionado, é possível determinar que o raio metacêntrico, BM , através de

$$BM = \frac{I}{Vol} \quad (3.36)$$

em que I representa o momento de inércia da área do plano de flutuação da plataforma flutuante, relativamente a um eixo longitudinal que passa pelo centro dessa área (centro de flutuação, i.e., o centróide do plano de flutuação) e Vol o volume deslocado pelo mesmo, Figura 3.14.

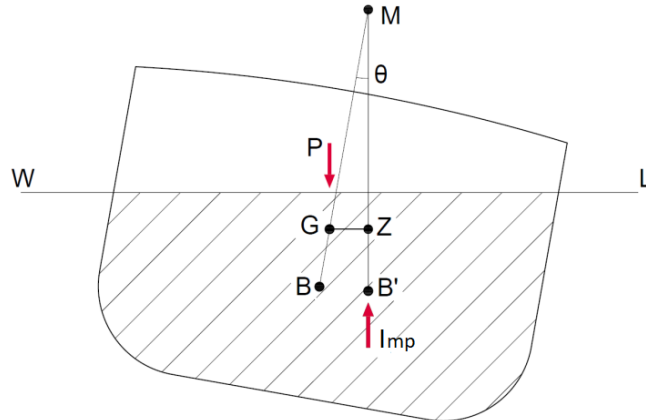


Figura 3.14. Representação da constância do volume e do momento restaurador

A reta GZ é denominada como braço restaurador, a partir do qual é possível calcular o valor do momento restaurador,

$$M = Imp \, GZ = Imp \, GM \, \text{sen}(\theta) \cong Imp \, GM \, \theta \quad (3.37)$$

em que Imp representa o valor da impulsão. Quanto maior o valor de GM , que é a altura metacêntrica, maior será a estabilidade, isto é, mais rapidamente a estrutura voltará à sua posição inicial quando sujeita a uma rotação (Cabral, 1979 citado por Silva, 2017). Na Figura 3.14. pode também observar-se que o valor do momento restaurador varia linearmente com a inclinação da estrutura. A altura metacêntrica pode ser determinada trigonometricamente sabendo o valor do braço restaurador e do ângulo θ .

3.2.2.2. Sistema massa-mola com um grau de liberdade

Quando a estrutura flutuante se encontra amarrada, o seu sistema de amarração irá obrigar a estrutura a voltar à sua posição inicial quando esta é sujeita a forças externas horizontais. O mesmo não sucede habitualmente quando as forças têm a direção vertical. Nesse caso, a massa de água em que a estrutura se encontra irá funcionar como um sistema massa-mola, amortecendo os movimentos que as forças verticais originam na estrutura. De modo a compreender melhor a interação entre a estrutura flutuante e a massa de água, será considerado um sistema massa-mola com um grau de liberdade segundo a direção de atuação de uma força harmónica externa, com movimentos amortecidos.

Segundo Chakrabarti (1987) citado em Rosa Santos (2010) na equação de movimento do sistema massa-mola, a força externa aplicada é equilibrada por forças de amortecimento, inércia e de restituição,

$$m \ddot{x} + Ba \dot{x} + K x = F_0 \text{sen } \omega t \quad (3.38)$$

em que m representa a massa do sistema, Ba o coeficiente de amortecimento linear das oscilações, K a rigidez da mola, F_0 a amplitude da força externa com uma frequência angular ω , t o tempo e x a coordenada horizontal da oscilação.

Não havendo forças externas o segundo membro da equação 3.38 é nulo. Considerando uma solução do tipo,

$$x = X e^{qt} \tag{3.39}$$

em que X e q são constantes, substituindo o valor de x na equação 3.38 obtém-se,

$$X(mq^2 + Bq + K)e^{qt} = 0 \tag{3.40}$$

que deverá ser verificada para qualquer valor de t . Resolvendo a equação 3.40 obtém-se dois valores de q ,

$$q_{1,2} = -\frac{B}{2m} \pm \sqrt{\left(\frac{B}{2m}\right)^2 - \frac{K}{m}} \tag{3.41}$$

É possível então reescrever a Equação 3.38 com o segundo membro nulo da seguinte maneira,

$$x = A_1 e^{q_1 t} + A_2 e^{q_2 t} \tag{3.42}$$

em A_1 e A_2 são constantes cujo valor é determinado de acordo com as condições iniciais do problema.

Quando o radical da Equação 3.40 é nulo, só é possível obter um valor de q , diz-se que nesta situação o sistema é criticamente amortecido, sendo o amortecimento designado por B_c e a relação entre o coeficiente de amortecimento e o coeficiente crítico de um sistema é dado pelo fator de amortecimento, ξ , Equação 3.43. Este fator permite caracterizar o sistema de acordo com o seu amortecimento: se $\xi = 1$, o sistema é criticamente amortecido, se $\xi > 1$ o sistema é sobreamortecido e se $\xi < 1$ o sistema é sub amortecido. Na Figura 3.15 estão expostas as oscilações de sistemas com diferentes fatores de amortecimento, onde X representa a amplitude adimensional e X_0 a amplitude inicial, sendo X/X_0 a variação da posição do corpo em relação à sua posição inicial.

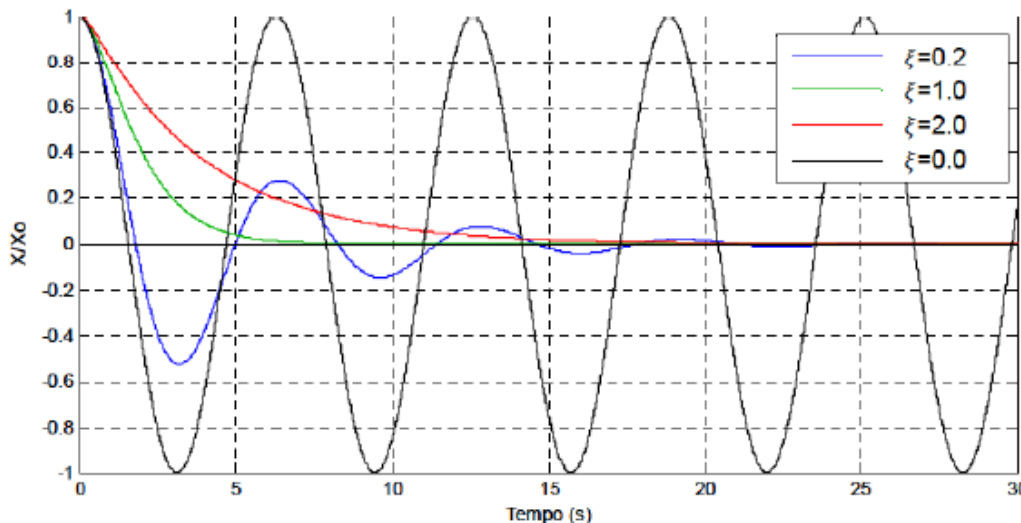


Figura 3.15. Variação do movimento com diferentes fatores de amortecimento [Rosa Santos, 2010]

$$\xi = \frac{B}{B_c} \tag{3.43}$$

As noções expostas anteriormente são necessárias para compreender a determinação dos períodos e frequências naturais de oscilação de estruturas flutuantes. A frequência natural e o período natural de uma estrutura sem amortecimento podem ser calculadas através das Equações 3.44 e 3.45 respetivamente.

$$\omega_n = \sqrt{\frac{K}{m}} \quad (3.44)$$

$$T_n = \frac{2\pi}{\omega_n} \quad (3.45)$$

É possível agora escrever a equação geral das oscilações livres do sistema,

$$x = X e^{-\xi \omega_n t} \text{sen}(\sqrt{1 - \xi^2} \omega_n t + \zeta) \quad (3.46)$$

com X e ζ determinadas de acordo com as condições iniciais do problema, representando a amplitude da oscilação e o atraso de fase, respetivamente. A frequência natural de um sistema dinâmico com amortecimento é dada por,

$$\omega_d = \sqrt{1 - \xi^2} \omega_n \quad (3.47)$$

O amortecimento tem especial importância quando a frequência da solicitação exterior (neste estudo as ondas incidentes ou o vento) se aproximar da frequência natural de um dos modos de oscilação da estrutura flutuante, já que quanto maior for o fator de amortecimento, menor a possibilidade de o sistema entrar em ressonância, já que depende da variável representada na Equação 3.48, que quando é maior que 1.0 provoca ressonância. Como é possível observar nessa equação, o fator de amortecimento encontra-se em denominador, logo à medida que essa variável aumenta o valor da variável Π diminui.

$$\Pi = \frac{1}{\sqrt{[1 - \frac{\omega^2}{\omega_n^2}]^2 + [2\xi \frac{\omega}{\omega_n}]^2}} \quad (3.48)$$

3.2.2.3. Movimento e período natural da estrutura amarrada

Como uma estrutura flutuante fotovoltaica instalada na albufeira de uma barragem se deverá encontrar amarrada, apenas será necessário o seu comportamento nessas condições, não se abordando, portanto, o comportamento da estrutura livre, no entanto, há modos de oscilação que são pouco afetados pelo sistema de amarração da estrutura. Como foi referido, o conhecimento do período natural da estrutura flutuante tem especial importância de modo a poder ser comparado com o período da onda incidente.

As equações que descrevem os movimentos da estrutura segundo os seus seis graus de liberdade são baseadas na segunda lei de Newton,

$$\frac{d(m\dot{x})}{dt} = F(t) \quad (3.49)$$

Considerando a massa (m) constante temos,

$$m\ddot{x} = F(t) \quad (3.50)$$

em que x representa o movimento da estrutura flutuante e $F(t)$ as forças externas como, por exemplo, as forças de restituição hidrostática e hidrodinâmica, e as forças de restituição das amarrações.

No estudo de estruturas flutuantes amarradas, as equações de movimento podem ser apresentadas de duas maneiras diferentes, no domínio da frequência e no domínio do tempo. É comum dividir-se as

forças externas em duas categorias: as forças de excitação e os fatores que condicionam a resposta da estrutura. A primeira refere-se à ação de forças externas a que a estrutura está sujeita e a segunda às forças de restituição hidrostática, às forças de amarração, ao amortecimento, à inércia adicionada, entre outros. Considerando os movimentos da estrutura de pequena amplitude e que o sistema é linear, podem-se representar as equações de movimento da estrutura amarrada, no domínio da frequência, da seguinte forma (Van Oortmerssen, 1976),

$$\sum_{j=1}^6 \{(M_{kj} + a_{kj})\ddot{x}_j + b_{kj}\dot{x}_j + C_{kj}x_j\} = F_k \quad (3.51)$$

em que k assume valores de 1 até 6, x_j representa o movimento do navio segundo o modo de oscilação j (translação até 3, rotação de 4 a 6), M_{kj} a matriz de massas e de momentos de inércia, a_{kj} a matriz de massas e momentos de inércia adicionados, b_{kj} a matriz de amortecimento, C_{kj} a matriz de restituição hidrostática e F_k as forças e momentos exteriores que atuam na estrutura. A inclusão dos esforços de amarração pode ser feito em qualquer membro da equação. A resolução da equação anterior permite descrever o movimento da estrutura amarrado em função da frequência, segundo cada um dos seus 6 graus de liberdade.

A equação 3.51 apresenta uma fragilidade importante, uma vez que não permite a inclusão de termos não lineares, o que constitui uma condicionante relevante à correta simulação das forças de restituição do sistema de amarração. Por esse motivo é muitas vezes necessário recorrer a uma abordagem no domínio do tempo (Cummins, 1962),

$$\sum_{j=1}^6 \{(M_{kj} + A_{kj})\ddot{x}_j(t) + \int_{-\infty}^t R_{kj}(t - \tau)\dot{x}_j d\tau + C_{kj}x_j(t)\} = F_k, \quad k = 1,2,3,4,5,6 \quad (3.52)$$

em que A_{kj} representa a matriz de inércia adicionada para frequência infinita, R_{kj} as funções de resposta a impulso e t e τ o tempo. Esta hipótese é apenas válida para o caso de os movimentos terem uma pequena amplitude.

Após a exposição das equações que dão origem às equações do movimento de uma estrutura amarrada, é necessário introduzir as noções de inércia adicionada e de coeficiente de amortecimento. As movimentações da estrutura originam escoamentos de água que originam forças e momentos de inércia adicionada, na sua componente proporcional à aceleração da estrutura, e forças e momentos de amortecimento na sua componente proporcional à velocidade da estrutura. A inércia adicionada está associada à aceleração da massa de água em torno da estrutura que se adiciona à sua massa tornando-a mais pesada. As forças e os momentos de amortecimento fazem o contrário, na medida em que amortecem esses movimentos, por dissipação de energia associada ao movimento da estrutura e sua transferência para as ondas que são geradas, chamado amortecimento por radiação (PIANC, 1995, citado por Rosa Santos, 2010).

Voltando à Equação 3.51, foi referido que os esforços de amarração podiam ser incluídos em qualquer um dos membros, podendo ser reescrita da seguinte maneira,

$$\sum_{j=1}^6 \{(M_{kj} + A_{kj})\ddot{x}_j + B_{kj}\dot{x}_j + (C_{kj} + D_{kj} + E_{kj})x_j\} = F_k \quad (3.53)$$

em que A_{kj} representa a matriz de inércia adicionada, B_{kj} a matriz de amortecimento, D_{kj} e E_{kj} as matrizes de restituição elástica dos cabos de amarração e das defensas, respetivamente. Considerando que não há atrito da estrutura com as possíveis defensas, que o amortecimento pode ser desprezado, que não atuam forças exteriores, que a estrutura se encontra amarrada com dois cabos de rigidez idêntica e

linear, não folgados, e havendo apenas movimentos segundo o modo de oscilação do avanço (grau de liberdade 1), é possível simplificar a equação 3.51, (Rita, 1984, citado por Rosa Santos, 2010),

$$(M + A_{11})\ddot{x} + D_{11}x = 0 \quad (3.54)$$

Como se admite que os cabos de amarração apresentam um comportamento elástico linear,

$$(M + A_{11})\ddot{x} + nK_{ml}x = 0 \quad (3.55)$$

em que n representa o número de cabos utilizados e K_{ml} a rigidez dos mesmos. Esta equação é a equação linear para as oscilações de avanço da estrutura amarrada sem amortecimento, sendo então idêntica à equação diferencial para oscilações harmónicas simples, cujo integral é dado por,

$$x = x_0 \cos(\omega t) + \frac{x_0}{\omega t} \text{sen}(\omega t) \quad (3.56)$$

em que x representa o movimento da plataforma flutuante, x_0 a posição inicial e ω a frequência natural segundo o modo de avanço, calculada por,

$$\omega = \sqrt{\frac{k}{m}} \quad (3.57)$$

que, neste caso, se transforma em,

$$\omega = \sqrt{\frac{nK_{ml}}{M + A_{11}}} \quad (3.58)$$

com o período natural a ser dado por,

$$T = \frac{2\pi}{\omega} \quad (3.59)$$

O período natural da estrutura nestas condições será,

$$T = 2\pi \sqrt{\frac{M + A_{11}}{nK_{ml}}} \quad (3.60)$$

O objetivo do conhecimento do período natural da estrutura será afastá-lo do período natural das ondas, apesar das considerações pouco realistas, este exercício serve para demonstrar que aumentando a rigidez dos cabos, se diminui o período e que este depende também da inércia adicionada.

3.3. CONCEÇÃO E DIMENSIONAMENTO

Este subcapítulo descreve as características da estrutura flutuante, o sistema de amarração necessário para limitar os movimentos referidos na secção 3.2, os conectores utilizados para unir cada um dos módulos das plataformas flutuantes, os layouts possíveis para a colocação dos painéis fotovoltaicos, mais especificamente o seu ângulo de inclinação, e se estes serão ou não fixos.

3.3.1. SISTEMA DE AMARRAÇÃO

O sistema de amarração é normalmente composto por cabos de amarração, que poderão ser de diferentes materiais, amarrados a uma estrutura fixa ao solo, como uma estaca, uma âncora ou uma poita, que transfere os esforços a que a plataforma está sujeita para o solo, de maneira a manter a estrutura o mais estática possível, bloqueando o avanço e a deriva, contrariando as ações apresentadas na secção 3.1. O sistema poderá ser disposto em catenária, linear ou vertical. A disposição em catenária resiste apenas às ações horizontais, tem o maior raio de amarração de todas as opções já que o cabo se encontra em

contacto com o fundo e o atrito entre o cabo e o fundo irá funcionar também como uma resistência ao movimento, devido a esse fato é a disposição que mais irá provocar erosão no fundo. O seu uso poderá implicar o emaranhamento dos cabos pelo que por vezes se recorre ao uso de pesos e flutuadores. A disposição linear pressupõe que os cabos estarão esticados formando um ângulo com o fundo, logo terá uma menor projecção horizontal do que a catenária. Por estar esticado, resiste também a ações verticais e confere maior rigidez à estrutura. A disposição vertical, maioritariamente utilizada em ambientes offshore, resiste principalmente a ações verticais, logo será utilizada em situações com grandes impulsos aplicados à estrutura.

A escolha do sistema de amarração depende principalmente da geometria da estrutura flutuante e da direção e intensidade das forças exteriores aplicadas; quanto maiores estes fatores, maior deverá ser o número de cabos de amarração presentes, ou o seu diâmetro, ou o tipo de material utilizado.

Os cabos de amarração podem ser divididos em correntes, cabos de aço e cabos fabricados com materiais sintéticos, podendo ainda ser compostos por mais que um material. Será necessário garantir a sua resistência à corrosão. Já as fundações estarão divididas em âncoras e estacas.

Especial atenção terá de ser dada à erosão do solo no local onde a fundação é colocada.

Na Figura 3.16 estão representados possíveis sistemas de amarração, respetivamente, vertical, linear, em catenária, catenária com recurso a flutuador e catenária com recurso a flutuador e peso.

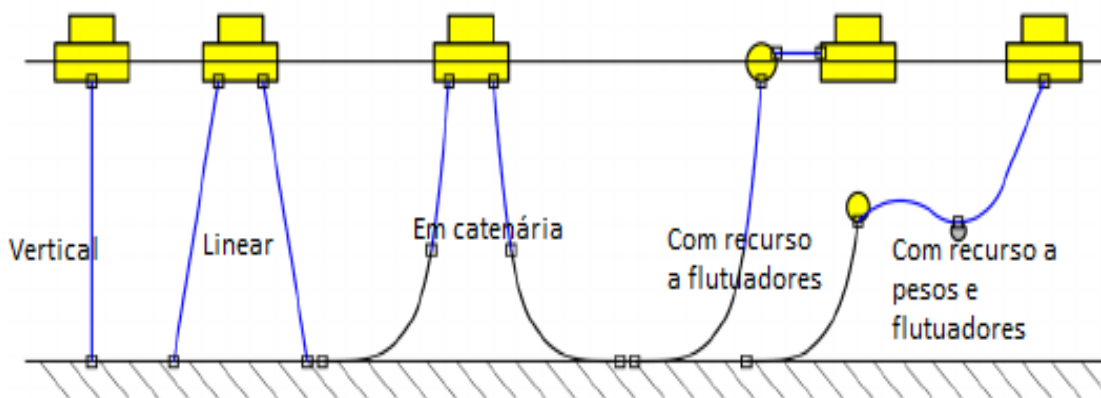


Figura 3.16. Possíveis sistemas de amarração [adaptado de Karimirad *et. al*, 2014]

3.3.1.1. Cabos de amarração

As correntes, Figura 3.17, são compostas por elos de aço que poderão ou não ter malhete, tendo este a função de impedir que os elos se entrelacem. Podem ser classificados segundo o seu grau, 2, 3, 4 ou ORQ (*Oil Rig Quality*), que representa a sua resistência. A sua escolha vai ser determinada dependendo da necessidade e dos custos envolvidos. A corrente poderá romper ultrapassando a carga de rutura ou por fadiga, função dos movimentos da estrutura flutuante. As amarras têm como vantagem uma maior relação massa/resistência e uma maior resistência à abrasão. Pode ser utilizada uma combinação de correntes mais pesadas perto da fundação para funcionar como peso extra e correntes mais leves no resto da extensão até à estrutura. É por isso a mais indicada para a disposição em catenária, sendo, no entanto, raramente utilizada em profundidades maiores que 100 m devido à elevada carga vertical que provoca.

Os cabos de aço, Figura 3.18, são formados por fios de aço enrolados e agrupados formando assim uma perna, sendo que sucessivas pernas serão enroladas à volta de um núcleo. A sua especificação é feita por $N \times M$, sendo N um número que indica a quantidade de pernas e M o número de fios em cada perna. A sua classificação prende-se com o modo como os cabos são torcidos, na diagonal ou cruzados,

paralelos, “*spiral strand*” e “*multi-strand*”, podendo ainda ser classificados de acordo com a resistência à tração do aço. As roturas, ocorrendo, serão usualmente na proximidade das terminações. Os cabos de aço são mais leves e apresentam maior elasticidade que as correntes, sendo por isso utilizados em águas mais profundas. Apresentam ainda custos mais reduzidos.

Os cabos de materiais sintéticos, Figura 3.19, são formados associando fios trançados, sendo o material mais usado o poliéster que, por sua vez, formam cordas agrupadas que dão origem aos núcleos, que, dispostos em configurações específicas dão origem ao cabo propriamente dito. Muitas vezes apresentam uma película externa para melhorar a resistência à abrasão. Este tipo de cabos apresenta uma flexibilidade muito maior que as correntes ou os cabos de aço, assim como um muito menor peso molhado, sendo por isso muito utilizados em águas muito profundas. Apresenta no entanto um custo mais elevado.

Da observação de estruturas semelhantes à retratada neste documento, a solução mais utilizada passa por cabos de material sintético, normalmente nylon ou poliéster, combinado com correntes na ligação com a poita. A combinação de um cabo com uma corrente pode ser observada na Figura 3.20.



Figura 3.17. Corrente [adaptado de Offshore Energy Today].



Figura 3.18. Cabo de aço [adaptado de China Hi-Sea Marine mooring equipment].



Figura 3.19. Cabo de nylon [adaptado de Master Marine Lines].

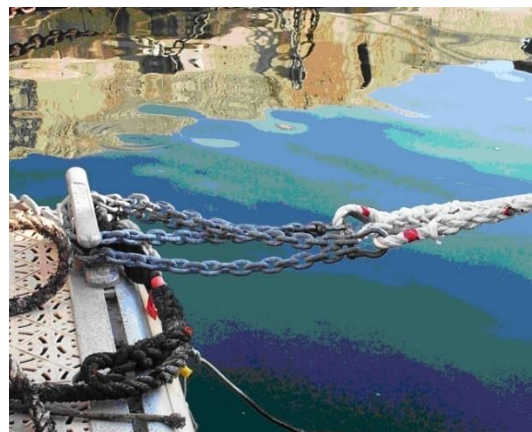


Figura 3.20. Combinação de corrente com cabo sintético [adaptado de Sailing Vessel].

3.3.1.2. Fundações

Ao nível de fundações, as âncoras utilizadas são convencionais e as VLA (*Vertical Load Anchor*), enquanto que as estacas mais frequentemente aplicadas são as tradicionais, as de sucção e as torpedo.

As âncoras convencionais são compostas por uma haste, uma garra e uma coroa, são instaladas por arrasto e não resistem às componentes verticais da força resultante aplicada na extremidade inferior da linha de ancoragem, mas resistem às forças horizontais. As âncoras VLA (Vertical Load Anchor), representada na Figura 3.21, substituem a haste por um conjunto de cabos em relação à âncora convencional, o que permite que resista às componentes verticais da força resultante mencionadas anteriormente, como ainda às componentes horizontais.



Figura 3.21. Representação da Vertical Load Anchor [adaptado de University of Strathclyde Engineering].

As estacas tradicionais (Figura 3.22 a)) são instaladas através do uso de um martelo hidráulico submarino e são de grande comprimento e pequeno diâmetro, suportando cargas horizontais e verticais. As estacas de sucção (Figura 3.22 b)) são constituídas por um cilindro de grande diâmetro aberto no fundo e fechado no topo e são instaladas aproveitando o diferencial de pressão existente, característica que permite que resista aos esforços atuantes, “sugando” o solo e ficando fixa ao solo. As estacas de sucção suportam cargas horizontais e verticais. Finalmente as estacas torpedo (Figura 3.22 c)) são estacas tubulares preenchidas com uma mistura de betão e aço, são instaladas por queda livre e resistem também a cargas verticais e horizontais.

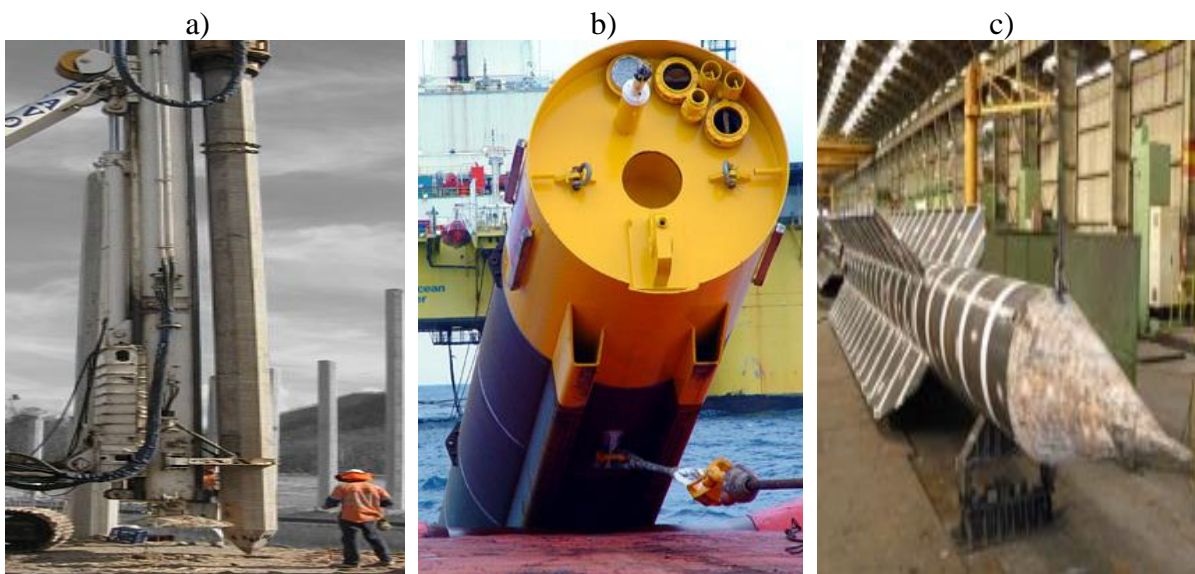


Figura 3.22. Representação de estacas a) tradicional [adaptado de Avopiling] b) de sucção [adaptado de Delmar] c) torpedo [adaptado de Laboratório de Análise e Confiabilidade de Estruturas Offshore]

A solução mais frequentemente encontrada em estruturas fotovoltaicas flutuantes existentes é a que consiste na utilização de poitas, isto é, blocos de betão que com o seu peso impedem que a extremidade do cabo de amarração se mova, funcionando como uma âncora, sendo a solução mais aconselhada para estruturas de menor dimensão ou em ambientes pouco agressivos, Figura 3.23. De referir ainda que no caso de uma estrutura flutuante perto de uma margem ou de uma estrutura fixa, esta poderá ser amarrada nesse local ao invés do fundo, Figura 3.24.

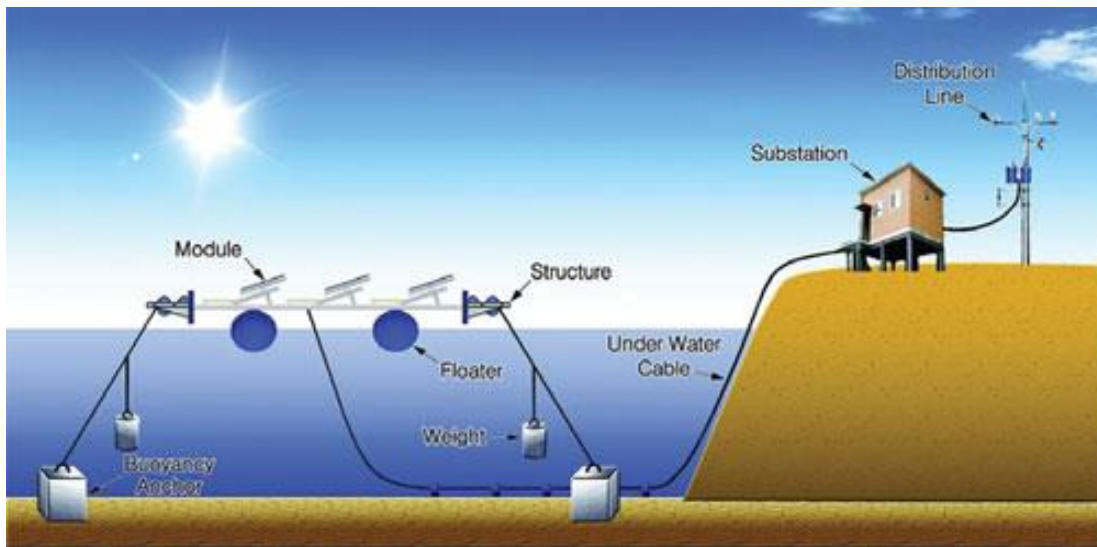


Figura 3.23. Exemplo de um sistema de amarração para uma estrutura flutuante [adaptado de Choi, *et al.*, 2013]

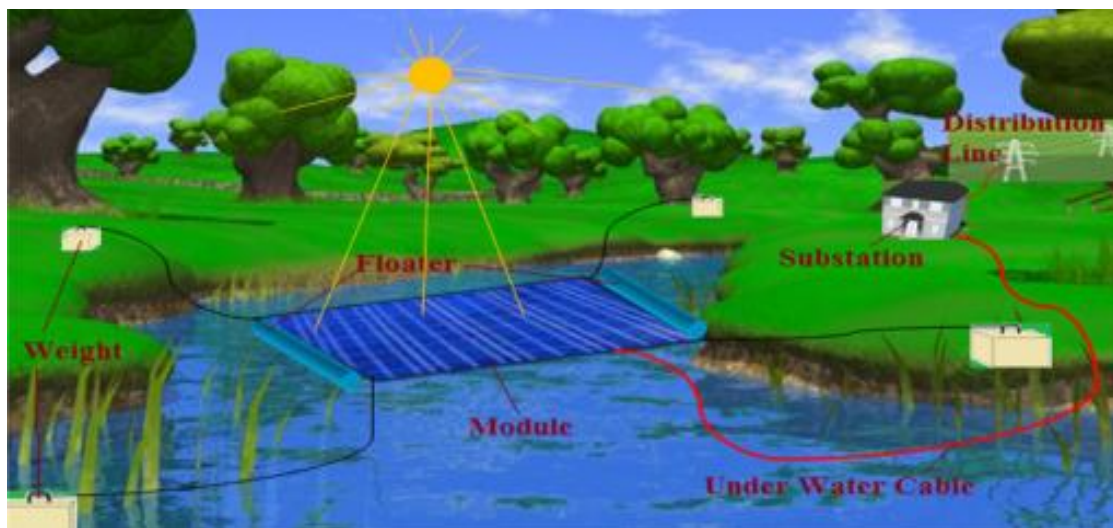


Figura 3.24. Exemplo de um sistema de amarração para uma estrutura flutuante perto da margem [adaptado de Sahu, *et al.*, 2016]

3.3.2. CONECTORES

Os conectores são os elementos que ligam os módulos das estruturas flutuantes entre si e o seu uso tem diversos propósitos, nomeadamente: podem restringir certos graus de liberdade dos módulos flutuantes, transferir forças, permitir a passagem de cabos elétricos e permite a futura expansão da estrutura. No entanto, poderão também trazer problemas acrescidos. Com efeito, Han (2007), citado por Koekoek (2010), afirma que os conectores poderão aumentar a instabilidade da estrutura, aumentar a

probabilidade de rotura, sendo que o tempo é reduzido para instalar dentro de água em segurança. Podem ser distinguidos pela distância de um módulo ao outro e serão enumerados e descritos nesta secção. A escolha do conector irá depender dos graus de liberdade que se pretende bloquear e daqueles que não haverá problema se estiverem livres. De referir que existem conectores que permitem que todos os graus de liberdade estejam livres, derivado da possível amarração da estrutura, até conectores rígidos, que não permitem qualquer movimento relativo. Na Figura 3.25 encontram-se esquemas das alternativas possíveis para conectar os módulos.

Os parafusos (Figura 2.25a) são um tipo de conector muito utilizado porque, para além da sua fácil montagem, pode ser usado em três direções diferentes, transverso horizontalmente, transverso longitudinalmente e verticalmente, consoante a direção utilizada, irá bloquear diferentes graus de liberdade. Esta opção pode ser utilizada para módulos com e sem distância entre eles.

É também possível conectar dois módulos passando cabos ou varões de aço longitudinalmente pela estrutura e “prendendo-os” de cada um dos lados da estrutura (Figura 2.25b). Como é facilmente compreensível, este método só é utilizado para módulos que não tenham distância entre si. É especialmente útil quando o objetivo é juntar vários pequenos elementos pois só será necessário um conector entre todos.

Os cabos e cordas são vistos como uma solução menos robusta e permanente em relação à maioria das outras opções. O método que consiste em prender uma corda em cada uma das estruturas por intermédio de uma cabeça de amarração (Figura 2.25c), é uma boa opção já que as estruturas não ficam com nenhum dos seus movimentos restringidos. Isto é uma vantagem caso esses movimentos sejam desejáveis para a estrutura em causa, podendo ser usado para qualquer tipo de módulo.

Para a realização dos puzzles (Figura 2.25d), é necessário desenhar em projeto as arestas que se pretende conectar para que as suas formas encaixem como um puzzle. Uma grande desvantagem é que durante a conexão um dos módulos terá de ser retirado da água de modo a encaixar no outro. É utilizado quando não se pretende que haja distância entre os módulos.

O sistema macho e fêmea (Figura 2.25e) é semelhante ao sistema de montagem em puzzle na questão de encaixe, mas não necessita de ser levantado já que um dos módulos tem uma saliência que encaixa numa reentrância do outro módulo, sendo posteriormente preso com um fixador. É também utilizado quando não se pretende que haja distância a separar os módulos.

A solução em gancho (Figura 2.25f) muito rápida e fácil de utilizar, no entanto, poderá desprender-se facilmente com certos movimentos dos módulos. Este problema pode ser resolvido com a adição de outros elementos que fixem o gancho, ou utilizando um gancho ou dois, formando um gancho-duplo.

A utilização de grampos (Figura 2.25g) também é possível, tanto prendendo pela parte de fora como por dentro. É também uma solução fácil que pode ser usada quando a existência de distância entre os módulos não é desejável.

Há outras alternativas para além destas que poderão ser utilizadas, no entanto apresentam fraca segurança, difícil implantação, custos muito elevados, entre outros motivos. Por não serem considerados viáveis neste documento irão apenas ser enumerados os seguintes sistemas de conexão: o uso da pressão de água exterior, o uso de ímanes, macacos hidráulicos, betonagem *in-situ* e soldagem dos módulos.

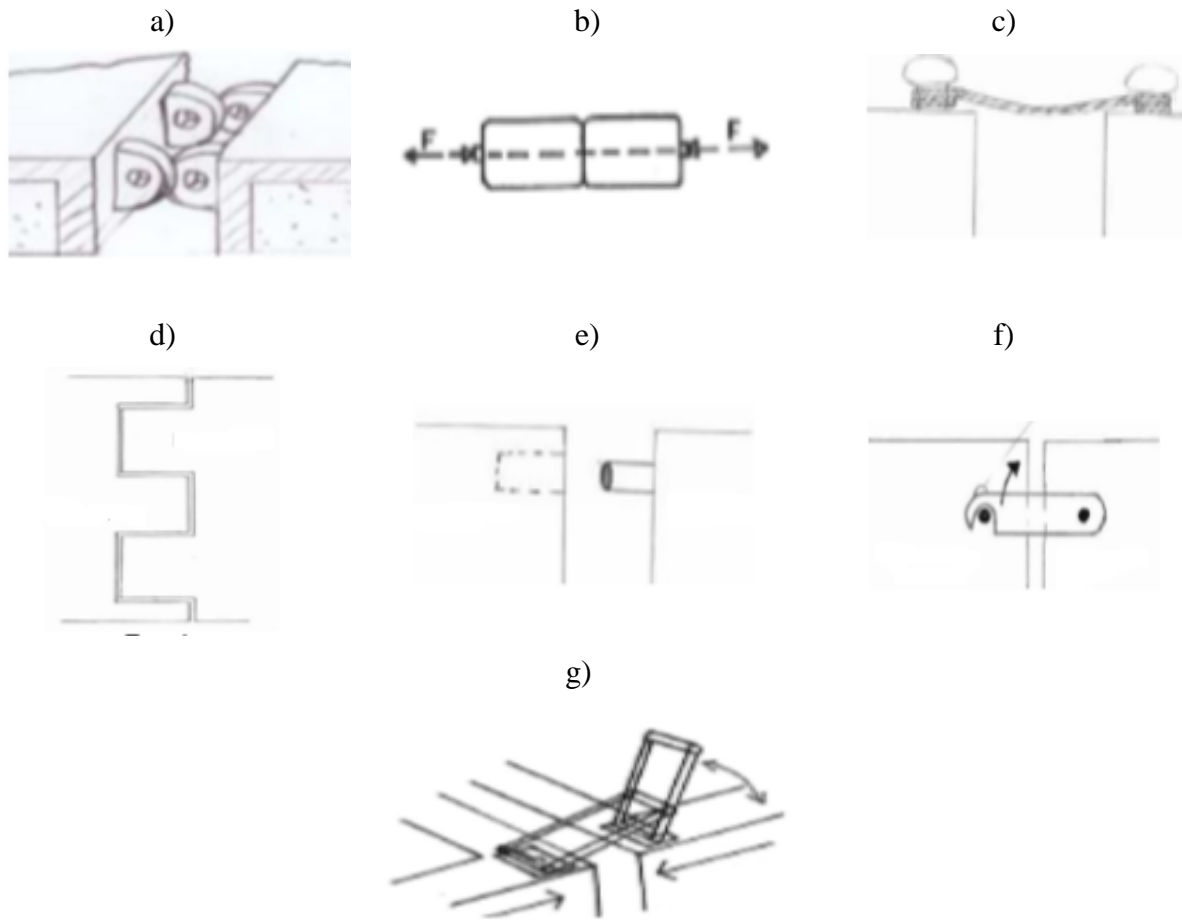


Figura 3.25. Representação esquemática dos possíveis conectores [adaptado de Koekoek, 2010] a) parafusos b) pressionando um contra o outro c) cabos e cordas d) puzzle e) macho/fêmea f) gancho g) grampo.

3.3.3. PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Nesta secção será feita a comparação entre um sistema de painéis fixo e um de rastreamento. Dentro dos painéis rígidos será ainda feita uma análise ao ângulo ótimo de inclinação de modo a obter o máximo de exposição solar.

3.3.3.1. Sistema fixo vs. Sistema de rastreamento

Como os nomes indicam, num sistema fixo (Figura 3.26) os painéis não alteram a sua posição, isto é, mantêm a disposição com que foram instalados em qualquer circunstância, enquanto que nos sistemas de rastreamento (Figura 3.27) os painéis seguem a posição do Sol, designadamente através de sensores que detetam o ponto de máxima radiância ou através de um algoritmo que calcula a posição astronómica do Sol. Em dias de Sol, os dois sistemas de rastreamento comportam-se de maneira idêntica, mas em dias em que haja nuvens, quando estas desaparecem o sistema que usa o algoritmo já estará perfeitamente alinhado enquanto que o de sensor ainda terá de se alinhar. Por outro lado, por vezes o Sol não é o ponto mais brilhante no céu, o que faz com que o sistema com sensor esteja sujeito a mais radiância solar do que o outro sistema. De referir ainda que os sistemas podem seguir o sol através de um eixo ou dois.



Figura 3.26. Exemplo de um sistema fixo [adaptado de Far Niente (2009)].

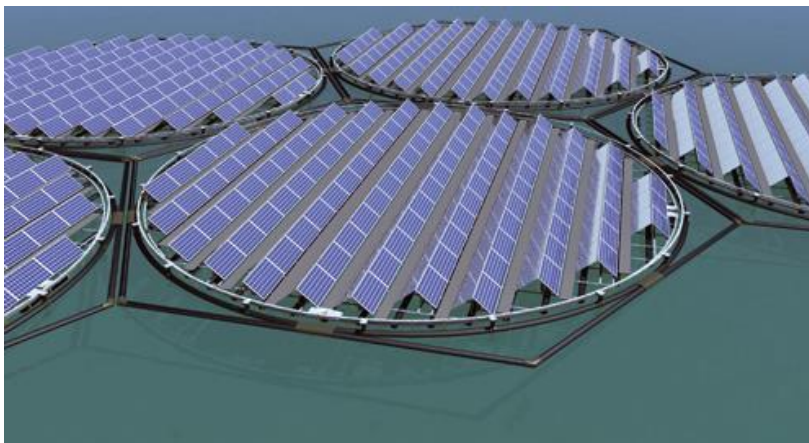


Figura 3.27. Exemplo de um sistema de rastreamento [adaptado de Scientec, 2014].

Os dois sistemas (fixo e de rastreamento) irão ser comparados tendo em conta vários parâmetros chave para a implementação de painéis fotovoltaicos.

Em termos de uso do solo para uma mesma potência instalada, os sistemas de rastreamento utilizam mais solo e têm um custo inicial maior, já que a tecnologia é mais cara e será também necessária mais manutenção. No entanto, anualmente produzem mais energia do que os fixos.

Estudos realizados por Axaopoulos e Fylladitakis (2013) em Atenas, Estugarda e Aberdeen, onde foram colocados os dois sistemas, comprovam que o sistema de rastreamento converte mais 34.8%, 28.7% e 30.4% de energia que o sistema fixo, respetivamente (Figura 3.28, Figura 3.29 e

Figura 3.30). Estudos conduzidos por Abdahlah (2004) permitem afirmar que o sistema de rastreamento garante mais 43.87% de energia diária total quando comparado com o sistema fixo.

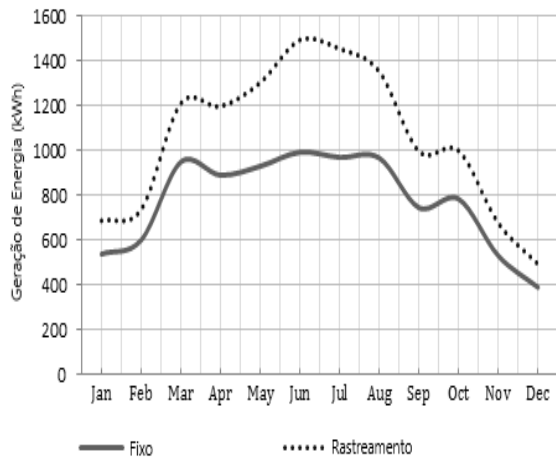


Figura 3.28. Comparação entre sistemas em Atenas (Axaopoulos e Fylladitakis, 2013).

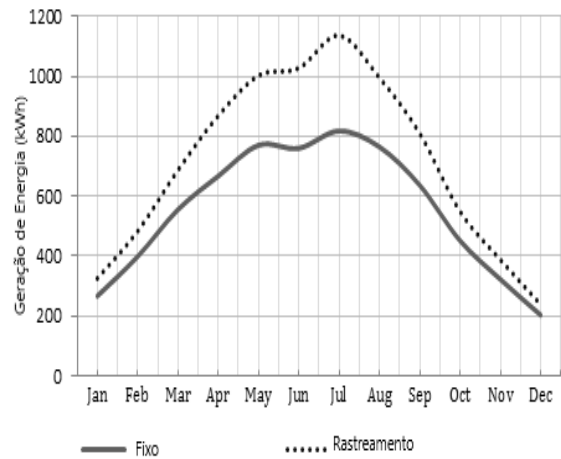


Figura 3.29. Comparação entre sistemas em Estugarda (Axaopoulos e Fylladitakis, 2013).

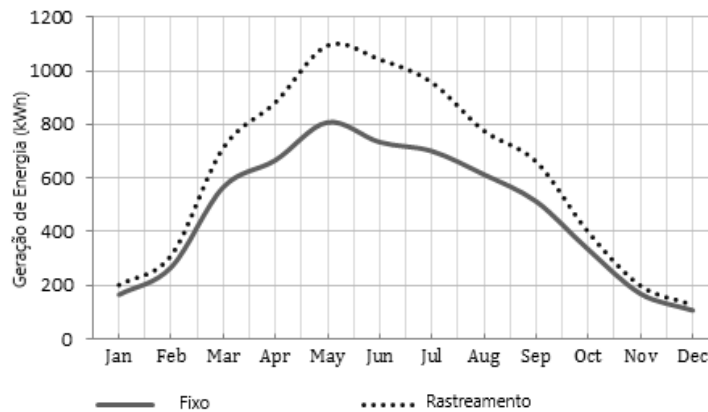


Figura 3.30. Comparação entre sistemas em Aberdeen (Axaopoulos e Fylladitakis, 2013).

3.3.3.2. Ângulo ótimo de inclinação

Na eventualidade de não ser possível o uso de sistemas de rastreamento, para obter a maior quantidade de energia solar possível, é necessário encontrar o ângulo ótimo de inclinação do painel fotovoltaico de modo a receber a maior percentagem de radiação solar possível. Esta otimização poderá levar também a um menor uso de área. Beringer *et al.* (2011) afirmam que o ângulo de inclinação dos painéis fixos é quase irrelevante, mas apesar disso os próprios assumem que são necessários mais estudos em locais diferentes de modo a comprovar a sua opinião. Porém, outros estudos foram realizados sobre o tema, em vários locais, e permitem chegar a conclusões opostas. Ertekin *et al.* (2008) por exemplo, verificaram que o uso de ângulos elevados durante o Outono e o Inverno (setembro a fevereiro) e ângulos pequenos durante a Primavera e o Verão (março a agosto), fariam com que fosse absorvido o máximo de energia solar. Chang (2008) refere que o ângulo ótimo dependia da latitude do local e que seria benéfico o uso de ângulos menores para ambientes poluídos ou com muitas nuvens. Tang e Wu (2004) propuseram uma fórmula matemática para estimar o ângulo ótimo de um coletor fixo. Handoyo et al (2013) também propuseram uma fórmula matemática que, quando comparada com outros métodos, nomeadamente com a de Tang e Wu (2004), revelou-se credível pelo que será apresentada neste documento.

A orientação da radiação incidente no painel fotovoltaico muda durante o ano. É correto afirmar que a posição do sol e a orientação da superfície determinam a radiação solar recebida. Assim, para determinar o ângulo de incidência da radiação solar na superfície do painel, θ , utiliza-se a seguinte equação,

$$\begin{aligned} \cos\theta = \sin\delta \sin\varphi \cos\beta - \sin\delta \cos\varphi \sin\beta \cos\gamma + \cos\delta \cos\varphi \cos\beta \cos\omega \\ + \cos\delta \sin\varphi \sin\beta \cos\gamma \cos\omega + \cos\delta \sin\beta \sin\gamma \sin\omega \end{aligned} \quad (3.61)$$

em que β representa o ângulo da superfície do painel com a horizontal em que incide, γ o azimute, φ a latitude, δ a declinação solar e ω o ângulo horário.

Logo, o ângulo ótimo de inclinação será dado quando β maximizar $\cos\theta$ na Equação (3.61). Derivando $\cos\theta$ em relação a β , obtemos a seguinte expressão,

$$\tan\beta = \frac{(-\sin\delta \cos\varphi \cos\gamma + \cos\delta \sin\varphi \cos\gamma \cos\omega + \cos\delta \sin\gamma \sin\omega)}{(\sin\delta \sin\varphi + \cos\delta \cos\varphi \cos\omega)} \quad (3.62)$$

Para obter o valor de β que maximiza $\cos\theta$ é necessário fazer a segunda derivada e esta ser menor do que 0, obtendo-se

$$\frac{d^2 \cos\theta}{d\beta^2} = -A \cos\beta - B \sin\beta \quad (3.63)$$

em que $A=(\sin\delta \sin\varphi + \cos\delta \cos\varphi \cos\omega)$ e $B=(-\sin\delta \cos\varphi \cos\gamma + \cos\delta \sin\varphi \cos\gamma \cos\omega + \cos\delta \sin\gamma \sin\omega)$

Logo para determinar o ângulo ótimo para um determinado local e para um determinado ano, necessitamos do dia do ano, que dará o ângulo de declinação solar, a localização, que dará a latitude, a orientação da superfície, que dará o valor do azimute e a hora do dia que dará o ângulo horário.

3.3.4. ESTRUTURA FLUTUANTE

A estrutura flutuante terá de ser resistente o suficiente para suportar tanto as ações externas a que estará sujeita como o seu peso próprio e o dos painéis. No entanto, deverá também ser suficientemente leve para não afundar. Em termos de materiais, o mais usado, derivado das suas propriedades corresponderem ao pretendido, é o polietileno de alta densidade. O design destas estruturas é alvo de estudo há diversos anos, motivo pelo qual, existem variadíssimas opções comerciais entre as quais se pode escolher. No caso de estudo será descrita e justificada a opção tomada.

4

CASO DE ESTUDO

4.1. INTRODUÇÃO

O caso de estudo escolhido para análise da instalação de estruturas fotovoltaicas flutuantes em albufeiras, foi a albufeira da barragem do Alto Rabagão. O aproveitamento do Alto Rabagão está situado no concelho de Montalegre que pertence ao distrito de Vila Real, entrou em serviço em 1964, tem como uso principal a produção de energia elétrica, e como entidade exploradora a EDP. A barragem, em abóbada, tem uma altura de 94 m, uma cota de coroamento de 880,20 m, uma cota de Nível de Pleno Armazenamento de 876,9 m, um Nível Mínimo de Exploração de 829 m e é, em parte, alimentada pelo túnel de desvio “Alto Cávado-Alto Rabagão”, que conduz as águas da albufeira criada pela barragem do Alto Cávado para a albufeira do Alto Rabagão. A albufeira do Alto Rabagão, quando se encontra à cota do NPA, tem 2212 ha de área e foi a escolhida para caso de estudo pois apresenta os requisitos necessários para a implantação de uma estrutura flutuante fotovoltaica, nomeadamente uma boa exposição solar, plano de água, amplo e relativamente regular. Por outro lado, está exposta a ações ambientais significativas, nomeadamente, vento com velocidade elevada, podendo também ocorrer uma grande variação do nível de água. Assim é provável que se a solução proposta for exequível nesta albufeira, também o será na generalidade das albufeiras existentes em Portugal.

Utilizando a ferramenta Google Earth foi determinada a área da albufeira e demarcada para uma melhor visualização, Figura 4.1.



Figura 4.1. Albufeira da barragem do Alto Rabagão (Google Earth, 2017)

4.2. RECOLHA DE DADOS

Para a correta conceção e dimensionamento da estrutura flutuante que irá apoiar os painéis fotovoltaicos, assim como para a verificação do funcionamento do sistema de amarração, é necessário recolher os dados relativos ao vento que atua na zona, assim como a variação do nível de água e profundidades de água no local onde a estrutura será instalada. Para esse efeito, foi necessário localizar as estações meteorológicas mais próximas, Figura 4.2. Neste caso, existem três estações meteorológicas da rede do SNIRH (Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos) próximas o suficiente para que os seus dados possam ser considerados representativos e passíveis de ser utilizados, tendo a decisão inicial recaído sobre a mais próxima. No entanto, a análise dos dados recolhidos provou ser mais proveitosa a utilização da estação meteorológica de Vila da Ponte, já que dispunha de muitos mais anos de dados do que as outras duas, sendo a diferença aproximadamente de onze anos para dois anos de dados.



Figura 4.2. Estações meteorológicas da rede do SNIRH próximas da albufeira do Alto Rabagão (Google Earth, 2017)

Com o apoio da ferramenta Google Earth foram determinadas as distâncias das três estações a um ponto da albufeira, localizado próximo do corpo da barragem, para facilitar a acessibilidade às plataformas flutuantes. Esse ponto dista aproximadamente 4,2 km da estação meteorológica de Vila da Ponte, cerca do dobro da distância à estação meteorológica de Viade. No entanto, pelas questões mencionadas anteriormente e não sendo esta distância impeditiva, foram utilizados os dados de Vila da Ponte. Procurou-se então compreender a topografia do terreno envolvente, recorrendo ainda ao Google Earth, para tentar perceber se os dados eram fiáveis, já que a estação poderia estar abrigada, para certas direções do vento, por cotas superiores em seu redor, ou até numa zona em que se pudesse originar um efeito de “túnel de vento”. Não se verificou nenhuma anormalidade, sendo, em princípio, possível confiar nos dados registados na estação.

Para a definição das profundidades de água, foi verificado através de um corte da barragem do Alto Rabagão, que a cota do leito do rio se situava a 794 m. Consultando os dados do SNIRH, relativos à cota mensal que a albufeira atingia, foi subtraído um valor ao outro, obtendo-se assim valores para a profundidade de água na albufeira ao longo do tempo. Foram utilizados dados relativos a 132 meses, entre novembro de 2006 e novembro de 2017. A título de exemplo, apresentam-se na Tabela 4.1 as profundidades de água para 6 meses do ano de 2017. De referir que a profundidade de água na albufeira de uma barragem é variável ao longo do tempo servindo apenas estes valores como referência para o estudo.

Tabela 4.1. Profundidades de água médias mensais na albufeira do Alto Rabagão junto à obra de retenção.

Data	Cota de água (m)	Cota do leito (m)	Altura de água (m)
nov/17	864,70	794	70,70
out/17	866,09	794	72,09
set/17	866,18	794	72,18
ago/17	866,41	794	72,41
jul/17	868,54	794	74,54
jun/17	869,19	794	75,19

O conhecimento da variação da profundidade de água na albufeira ao longo do tempo é importante já que é necessário ter em consideração esta variável na conceção da solução apresentada para as estruturas flutuantes. Por exemplo, os cabos de amarração utilizados terão necessariamente de acompanhar esta variação mantendo a capacidade de limitar os movimentos de translação da estrutura, o que será abordado mais à frente em detalhe. Na Figura 4.3 é apresentada a variação da altura de água na albufeira do Alto Rabagão no período de novembro de 2006 a novembro de 2017.

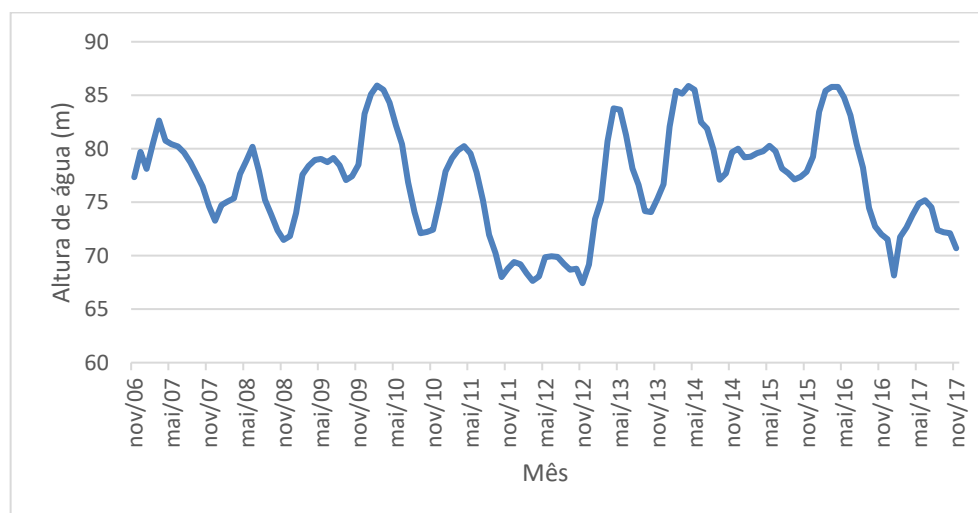


Figura 4.3. Variação da altura de água na albufeira do Alto Rabagão ao longo de 11 anos.

A Figura 4.3. mostra que a altura de água máxima verificada no período considerado é de 85,91 m e a mínima de 67,43 m, o que faz com que a máxima variação do nível de água seja igual 18,48 m, que representa aproximadamente 24% da altura de água média registada.

Admitindo, ainda que a estrutura flutuante é instalada perto do corpo da barragem, foram calculados os *fetch*, considerando para a direção do vento intervalos de 45° (a vermelho) e tendo em conta a largura do canal (a verde) na Figura 4.4.

Como é possível observar na Figura 4.4, foram considerados três intervalos de ângulos, tendo como referência o Norte, sendo estes o intervalo entre 0 e 45°, entre 45 e 90° e entre 90 e 135°. O *fetch* no primeiro intervalo tem um valor de 1733 m, no segundo um valor de 9683 m e no terceiro um valor de 5245 m. A largura do canal considerada tem um valor de 2655 m.

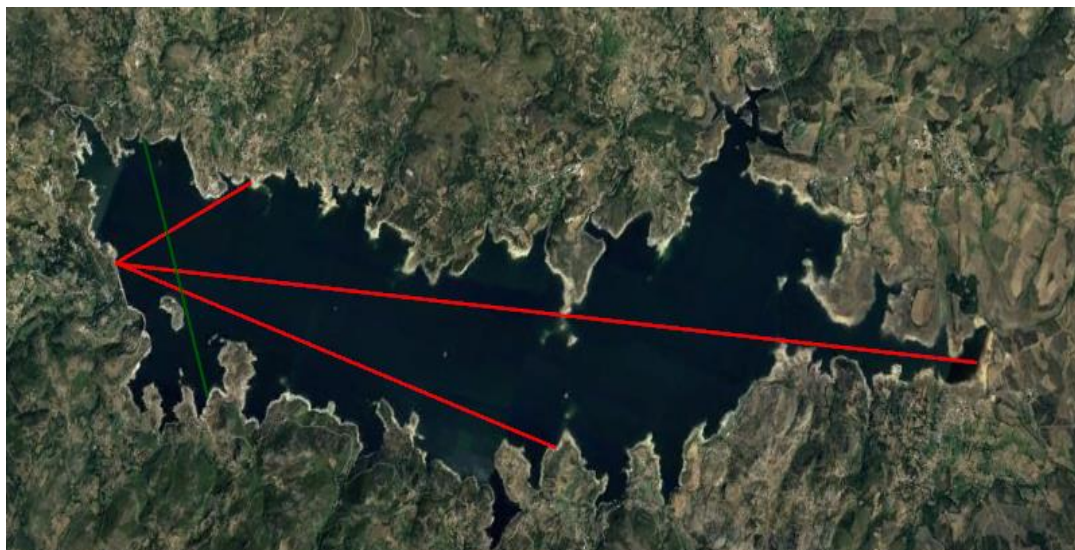


Figura 4.4. Fetch e largura do canal (Google Earth, 2017)

4.2.1. TRATAMENTO DOS DADOS

Através do SNIRH foi possível obter a velocidade do vento máxima horária ao longo dos 133 meses estudados (de 1 de novembro de 2004 a 30 de novembro de 2015), medida na estação meteorológica de Vila da Ponte, assim como a direção em que este atuava. A velocidade, expressa em m/s, foi transformada em km/h de modo a poder ser utilizado o método SEBJ (1997) para a conversão da velocidade medida na estação para a prevista na superfície da massa de água.

No presente trabalho optou-se por utilizar o método SEBJ (1997), ao invés do método de Resio e Vincent (1977), dada a obtenção de valores mais elevados para a velocidade do vento medido a partir dos 20 km/h, estando assim a solução que irá ser apresentada sujeita a condições mais desfavoráveis, o que faz com que o seu dimensionamento esteja do lado da segurança.

Após a obtenção da velocidade máxima para cada intervalo de direções, foi aplicada uma distribuição de extremos do Tipo I, conhecida também como Distribuição de Gumbel para a determinação da velocidade máxima do vento para um período de retorno de 50 anos. Hennessey (1977) e Cook (1985) comprovaram a aplicabilidade da distribuição de Gumbel a dados relativos à velocidade do vento. A análise de extremos é mais fiável quando o período de retorno não ultrapassa duas a três vezes o período de dados analisados. No entanto, neste trabalho foi aplicado, a um período de retorno de 50 anos (período esse que ultrapassa o limite estabelecido). Com a escolha desse valor pretende-se que a estrutura esteja em segurança para condições que ocorrem, em média, uma vez a cada 50 anos. O resultado será menos fiável do que se fosse para um menor número de anos mas fará mais sentido, não havendo alternativa, pois pretende-se uma previsão mais a longo prazo para a segurança da estrutura. Foram então isolados os onze valores de velocidade do vento máxima horária anual para cada intervalo de 45°, aplicando assim o método oito vezes e obtendo os resultados em quilómetros por hora para o período de retorno considerado. Na Figura 4.5 e na Figura 4.6 apresentam-se as linhas de tendência para quatro intervalos, como exemplo, para os quais se obtiveram os valores para a distribuição de extremos.

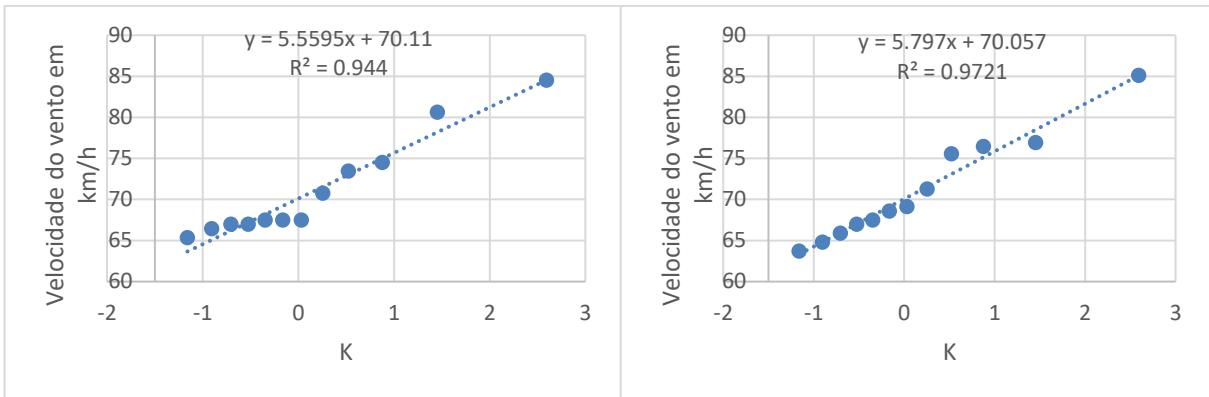


Figura 4.5. Obtenção dos valores extremos para o intervalo 0-45° e 45-90°.

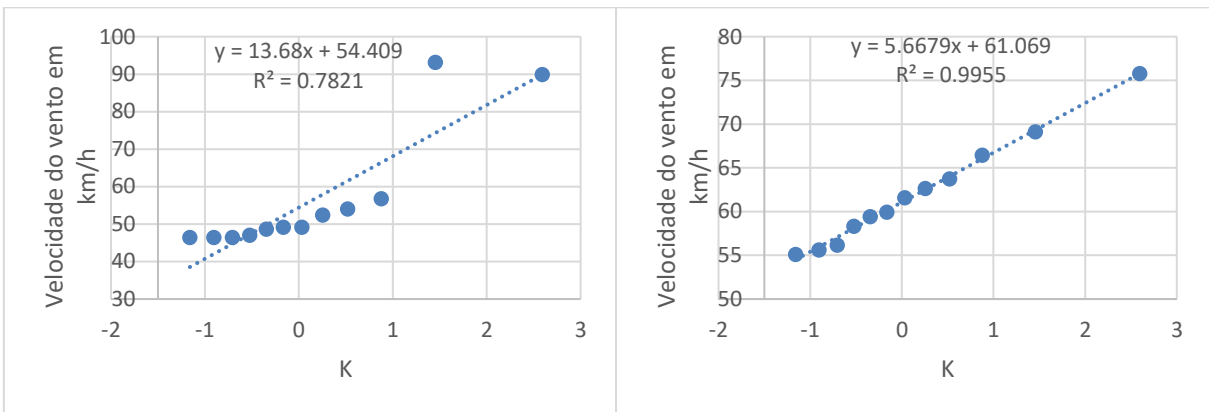


Figura 4.6. Obtenção dos valores extremos para o intervalo 90-135° e 135-180°.

Como se pode observar na Tabela 4.2, todos os valores aumentaram com a análise de extremos, como é natural, menos o valor referente ao intervalo de 90 a 135°. Isto deve-se ao fato do valor mais alto nesse intervalo ser quase o dobro do segundo valor mais alto. Devido à estranheza desse valor, tentou-se obter nas estações mais próximas o valor referente a esse dia, no entanto não havia qualquer registo relativo a essa data, logo a velocidade relativa a esse intervalo não será considerada na análise de extremos. Os dados utilizados para a realização dos gráficos podem ser consultados no Anexo B.

Tabela 4.2. Valores da velocidade máxima do vento para um período de retorno de 50 anos.

Intervalo de ângulo (°)	Velocidade máxima SEBJ (km/h)	Distribuição de extremos (km/h)
0-45	80,63	84,53
45-90	76,93	85,10
90-135	93,13	89,89
135-180	69,12	75,77
180-225	92,21	96,29
225-270	80,17	81,32
270-315	81,33	87,70
315-360	70,20	72,99

Passou-se então à aplicação dos métodos paramétricos para a obtenção da altura de onda significativa e do seu período correspondente utilizando as velocidades do vento apresentadas na Tabela 4.2. Foi necessário converter as mesmas para o sistema internacional (m/s), para os resultados serem obtidos em m e s, respetivamente. Utilizando as fórmulas apresentadas na secção 3.1.1.1. foram obtidas alturas de onda e respetivos períodos para os intervalos de 0 a 135°, por serem as direções para as quais era possível definir um *fetch* de acordo com a posição escolhida para a instalação da estrutura. Na Tabela 4.3 encontram-se os valores de velocidade do vento nesse intervalo e a sua conversão para a pressão que o vento exerce sobre a superfície da água, U_A , necessária para a aplicação do método de Hasselman *et al.* (1976), sendo obtido da seguinte forma,

$$U_A = 0,71U_{10}^{1,23} \quad (4.1)$$

Tabela 4.3. Velocidades de vento no sistema internacional.

Intervalo de ângulo (°)	Velocidade (m/s)	U_A (m/s)	Extremos (m/s)	U_A extremos (m/s)
0-45	22,40	30,05	23,48	30,80
45-90	21,37	28,36	23,64	32,04
90-135	25,87	35,87	24,97	27,71

De referir ainda que, para o método de Khama e Calkoen (1992), foram assumidas condições instáveis, tendo sido considerados os valores dos coeficientes A, B, C e D apresentados na Tabela 4.4, que se traduziam em maiores valores de alturas e períodos de onda, já que os coeficientes obtidos são mais elevados.

Tabela 4.4. Valores dos coeficientes para condições instáveis.

Coeficiente	Método de Kahma e Calkoen (1992)
A	0,00294
B	0,470
C	0,4425
D	0,280

Tomando a aceleração gravítica como $9,81 \text{ m/s}^2$, foram obtidos os valores de altura significativa de onda e respetivo período, apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5. Estimativas de altura significativa de onda e respetivo período.

Método	Situação 1		Situação 2		Situação 3	
	Altura de onda (m)	Período (s)	Altura de onda (m)	Período (s)	Altura de onda (m)	Período (s)
Hasselmann <i>et al.</i>	0,68	2,35	1,61	4,24	1,33	3,57
SMB	0,83	3,82	1,73	4,92	1,48	4,45
Bhomwik	0,80	-	1,71	-	1,45	-
Wilson e Goda	0,72	2,38	1,65	4,04	1,35	3,50
Kahma e Calkoen	0,82	2,73	1,87	4,49	1,53	3,94
JONSWAP	0,56	2,36	1,32	3,96	1,07	3,42

A discrepância entre os valores estimados por aplicação do método de JONSWAP em relação aos restantes, dever-se-á ao facto destes métodos terem sido obtidos com estudos realizados em “mar aberto” e a sua aplicação primária não ser em albufeiras nem ter sido testado nestas condições. Por outro lado, o método de JONSWAP, como já referido, teve a sua aplicabilidade a albufeiras de barragem verificada por Yarde *et al.* (1996). Por este motivo e porque os métodos paramétricos, excetuando o de JONSWAP, parecem apresentar valores demasiado conservativos, sendo as alturas de onda para as condições mais extremas significativamente elevadas para a albufeira de uma barragem, será utilizada a estimativa de JONSWAP na modelação numérica, o que poderá parecer contraintuitivo no que concerne à segurança, mas pretendeu-se uma estimativa mais realista. Por outro lado, não sendo a albufeira perfeitamente regular e como ao longo da extensão do *fetch* maior, há zonas com águas rasas que poderiam diminuir o valor dessa extensão, a utilização do valor de 9683 m para o *fetch* está do lado da segurança.

4.3. MODELAÇÃO NUMÉRICA

4.3.1. INTRODUÇÃO

Um dos objetivos desta dissertação prende-se com a conceção e o dimensionamento de plataformas flutuantes modulares para apoio de painéis solares, incluindo a análise da sua amarração. Para alcançar este objetivo, recorreu-se ao uso do modelo numérico ANSYS AQWA, que permite simular, utilizando o método dos elementos de fronteira, as condições reais a que as estruturas estariam sujeitas se fossem implantadas no local real, neste caso a albufeira da barragem do Alto Rabagão. Inicialmente a estrutura será analisada no domínio da frequência para obtenção dos coeficientes hidrodinâmicos, sendo posteriormente testada no domínio do tempo para as solicitações da velocidade do vento e alturas de onda previamente estimadas.

4.3.2. PROPOSTA DE ESTRUTURA

Primeiramente é necessário definir a geometria da estrutura a estudar. Serão inicialmente considerados dois módulos flutuantes, cada um com dois painéis apoiados sobre si. De modo a facilitar o transporte e a implantação da estrutura, bem como outras questões mais práticas, optou-se pela escolha de basear a estrutura numa solução já existente, neste caso módulos flutuantes com 2,35 x 2,35 m² de área e 0,40 m de altura, já utilizados numa instalação num reservatório em Agost, Alicante, Espanha representado na Figura 4.7.



Figura 4.7. Estrutura flutuante base (Ferrer Gisbert et al., 2012)

Os módulos não serão ocos, serão injetados com espuma, de modo a prevenir problemas que possam ocorrer devido à entrada de água, fruto de embates acidentais, que provocariam um aumento no peso da estrutura, o que por sua vez poderia causar o seu afundamento. Para a secção central da estrutura, numa faixa de $1,35 \times 2,35 \times 0,40 \text{ m}^3$, a espuma injetada será polietileno de alta densidade, material com uma massa volúmica de aproximadamente 945 kg/m^3 , enquanto que nas duas faixas exteriores de $0,50 \times 2,35 \times 0,40 \text{ m}^3$ será utilizada espuma de poliuretano, com uma massa volúmica menor, de aproximadamente 60 kg/m^3 , logo mais leve, para garantir a flutuabilidade da estrutura.

A determinação do calado da estrutura flutuante, considerando também os painéis fotovoltaicos, e consequentemente o bordo livre, é feito através do equilíbrio de forças,

$$P = Imp \quad (4.2)$$

em que P representa o peso da estrutura e Imp a impulsão a que este está sujeita, tomando estes por sua vez o valor de,

Como já foi demonstrado na secção 3.2.1, sendo a massa o resultado da multiplicação da massa volúmica do material que compõe a estrutura pelo seu volume, a massa volúmica da água aproximadamente igual a 1000 kg/m^3 , retirando a aceleração gravítica de ambas as parcelas e assumindo o volume deslocado igual a $2,35 \times 2,35 \times y$, com y o valor do calado temos,

$$945 \times (1,35 \times 2,35 \times 0,40) + 60 \times (1 \times 2,35 \times 0,4) + 60 = 1000 \times (2,35 \times 2,35 \times y) \quad (4.3)$$

Onde a parcela igual a 60 representa o peso dos painéis, no caso dois painéis com aproximadamente 30 kg cada um, contando já com o peso da estrutura que os apoia, obtemos um valor do calado que será $y = 0,24 \text{ m}$. Logo podemos afirmar que o bordo livre tem o valor de $0,16 \text{ m}$.

É necessário ainda definir o centro de gravidade das estruturas, bem como a sua massa e inércia. O centro de gravidade será dado por coordenadas em relação a um referencial global, sendo que neste caso essas coordenadas são $(-1,175; 1,175; -0,04) \text{ m}$ para a estrutura mais à esquerda na Figura 4.8 e $(1,575; 1,175; -0,04) \text{ m}$ para a estrutura à direita.

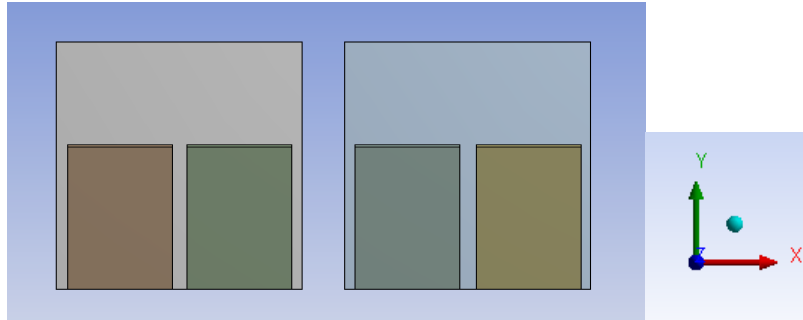


Figura 4.8. Solução inicial proposta para o conjunto plataforma flutuante + painéis fotovoltaicos (ANSYS AQWA, 2018).

A massa da estrutura flutuante pode ser obtida calculando a primeira parcela da equação 4.3., retirando o peso dos painéis fotovoltaicos, sendo o seu valor de 1255,61 kg. A determinação do momento de inércia implica cálculos adicionais podendo o seu valor ser estimado tendo como base a informação da Figura 4.9.

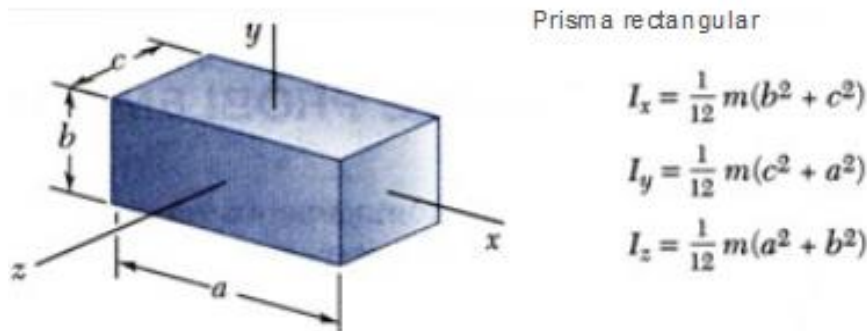


Figura 4.9. Cálculo dos momentos de inércia de paralelepípedos, segundo os 3 eixos de coordenadas

No caso da solução proposta, o cálculo não será assim tão simples, já que o módulo é composto por materiais diferentes, sendo que a informação apresentada na Figura 4.10., que apresenta que o cálculo da massa de inércia de uma estrutura com materiais diferentes, estando a secção de um destes fora do eixo que passa pelo centro de gravidade, será feito de maneira distinta, terá de ser contabilizada.

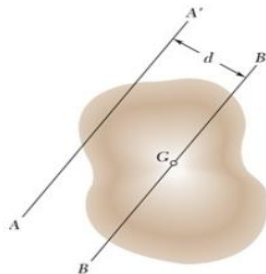


Figura 4.10. Cálculo do momento de inércia para estruturas compostas.

De referir, ainda, que o espaço livre que existirá por detrás dos painéis será usado para a realização das operações de manutenção necessárias ao longo da vida útil da estrutura, e para prevenir possíveis problemas de sombreamento entre painéis, caso exista outra estrutura conectada atrás das dimensionadas.

Para a reprodução dos painéis fotovoltaicos no modelo ANSYS AQWA, optou-se por criar um novo plano com 34° em relação à horizontal, e colocada a dimensão dos dois painéis por estrutura, nomeadamente 1,65 m de comprimento, 1 m de largura e 0,04 m de espessura. Para os painéis fotovoltaicos é também necessária a definição do centro de gravidade, massa e inércia. Neste caso, as coordenadas dos centros de gravidade de cada um dos painéis, começando pelo da esquerda na Figura 4.8, são (-1,75; 0,6758; 0,633) m, (-0,6; 0,6758; 0,633) m, (1; 0,6758; 0,633) m e (2,15; 0,6758; 0,473201) m, a sua massa como já havia sido referido anteriormente é de 30 kg e a sua inércia é obtida através dos valores na Figura 4.11.

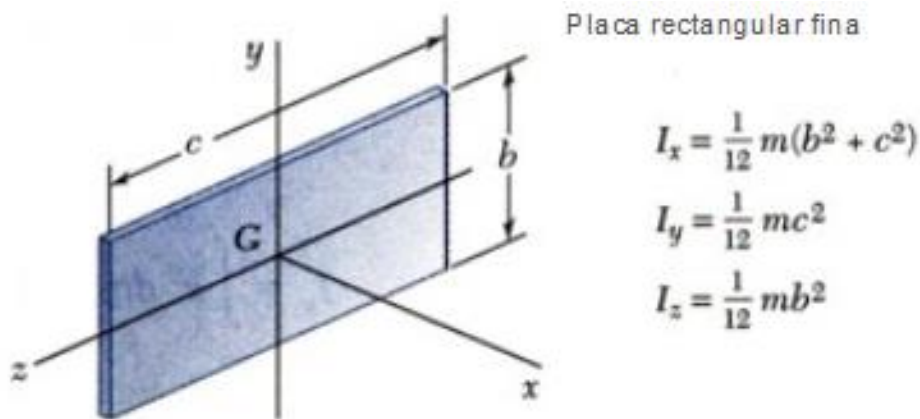


Figura 4.11. Cálculo do momento de inércia para placas retangulares finas.

Na Tabela 4.6 e

Tabela 4.7 apresentam-se, respetivamente os valores do centro de gravidade e do momento de inércia para os dois módulos e para os quatro painéis, de acordo com o eixo de coordenadas apresentado na Figura 4.8.

Tabela 4.6. Localização dos centros de gravidade

	Estrutura 1	Estrutura 2	Painel 1	Painel 2	Painel 3	Painel 4
X (m)	-1,175	1,575	-1,75	-0,6	1	2,15
Y (m)	1,175	1,175	0,6857	0,6857	0,6857	0,6857
Z (m)	-0,04	-0,04	0,633	0,633	0,633	0,633

Tabela 4.7. Valor dos momentos de inércia

	Estrutura 1	Estrutura 2	Painel 1	Painel 2	Painel 3	Painel 4
I _{xx} (kg.m ²)	594,57	594,57	6,8	6,8	6,8	6,8
I _{yy} (kg.m ²)	198,12	198,12	0,004	0,004	0,004	0,004
I _{zz} (kg.m ²)	734,01	734,01	6,8	6,8	6,8	6,8

Após os cálculos necessários para a modelação da estrutura no ANSYS AQWA, foi necessário definir o ângulo a utilizar na instalação dos painéis, já que estes serão fixos. Apesar de fiável, o método apresentado na secção 3.3.3.2. apresenta uma grande variação do ângulo ao longo do ano, pelo que será mais útil recorrer a um método que permita a otimização do ângulo de fixação do painel fotovoltaico tendo em conta as condições de exposição solar num dado local e a sua variação ao longo do ano. Para

tal, foi utilizado o programa fornecido online pela comissão europeia, o *Photovoltaic Geographic Information System* (PVGIS), que conforme a latitude do local fornece o ângulo ótimo de inclinação do painel. De referir que o programa fornece, ainda, a energia gerada pelos painéis caso seja indicada a potência máxima instalada e o tipo de painel. No entanto, essa potencialidade não poderá ser usada já que se refere a painéis apoiados no solo ou sobre telhados, não estando ainda previsto pelo software a opção da utilização sobre massas de água. Porém, o ângulo ótimo não depende do tipo de instalação, pelo que o resultado fornecido pelo programa poderá ser utilizado para a solução proposta nesta dissertação.

Como se pode observar na Figura 4.12 foi indicado, na aplicação PVGIS, um ponto na albufeira do Alto Rabagão e selecionada a opção que permite otimizar o ângulo de inclinação do painel, tendo sido obtido um ângulo de inclinação ótimo igual a 34° , como representado na Figura 4.13.

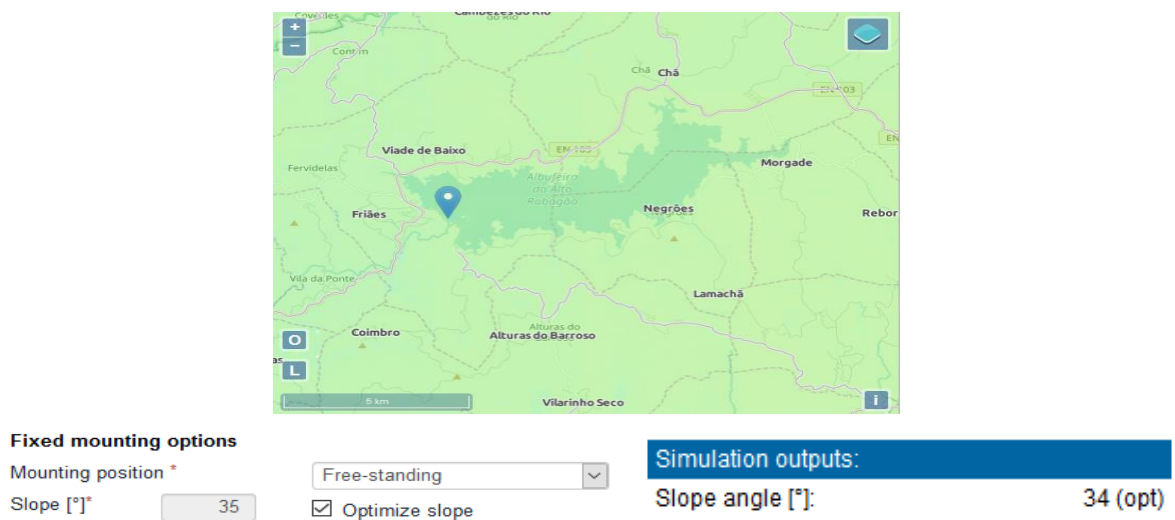


Figura 4.12. Determinação do ângulo ótimo do painel fotovoltaico em relação à horizontal (PVGIS).

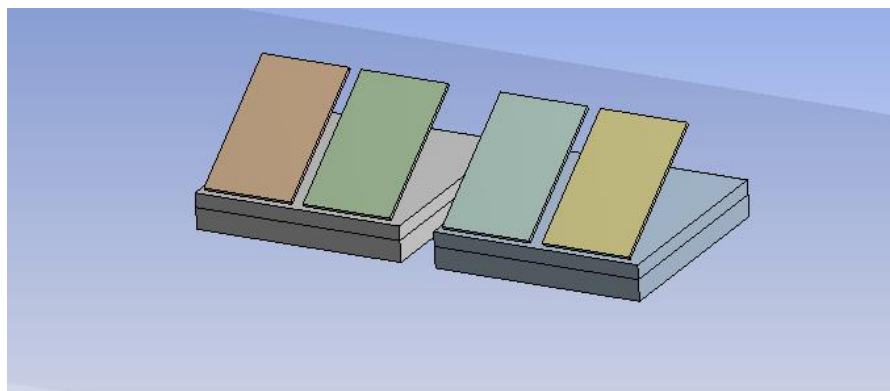


Figura 4.13. Representação dos módulos flutuantes e dos painéis fotovoltaicos.

Depois de fixar a dimensão e as características das estruturas flutuantes e dos painéis, bem como o ângulo ótimo a utilizar, é necessário definir as conexões entre os módulos e entre os módulos e os painéis fotovoltaicos.

No ANSYS AQWA serão usadas rótulas para materializar as conexões entre os módulos flutuantes, sendo que este modelo numérico nos oferece mais do que uma opção para esse efeito. Por esse motivo, estas serão enumeradas e explicadas de maneira a justificar o seu uso em cada uma das conexões existentes na solução proposta.

O programa permite reproduzir quatro tipos de ligação: a “*ball and socket*” (Figura 4.14 a)), a “universal” (Figura 4.14 b)), a “dobradiça” (Figura 4.14 c)) e a “rígida” (Figura 4.14 d)), cada uma com características diferentes. A *ball and socket* permite rotação em todos os eixos direcionais, a universal permite apenas em dois eixos, a dobradiça em apenas um dos eixos e a rígida, como o nome indica, em nenhum. Como a existência de rotação nos módulos flutuantes é aconselhável de maneira a acompanhar a ondulação, será usada uma rótula tipo dobradiça entre as estruturas flutuantes. De referir que se ajustou o eixo de rotação da rótula às condições do problema, ou seja, foi introduzida uma rotação de 90° em relação ao eixo z para que a rotação relativa entre as estruturas fosse a desejada. Já para os painéis, que se pretendem fixos aos módulos e não alterem o seu ângulo com a horizontal, será utilizada uma ligação rígida.

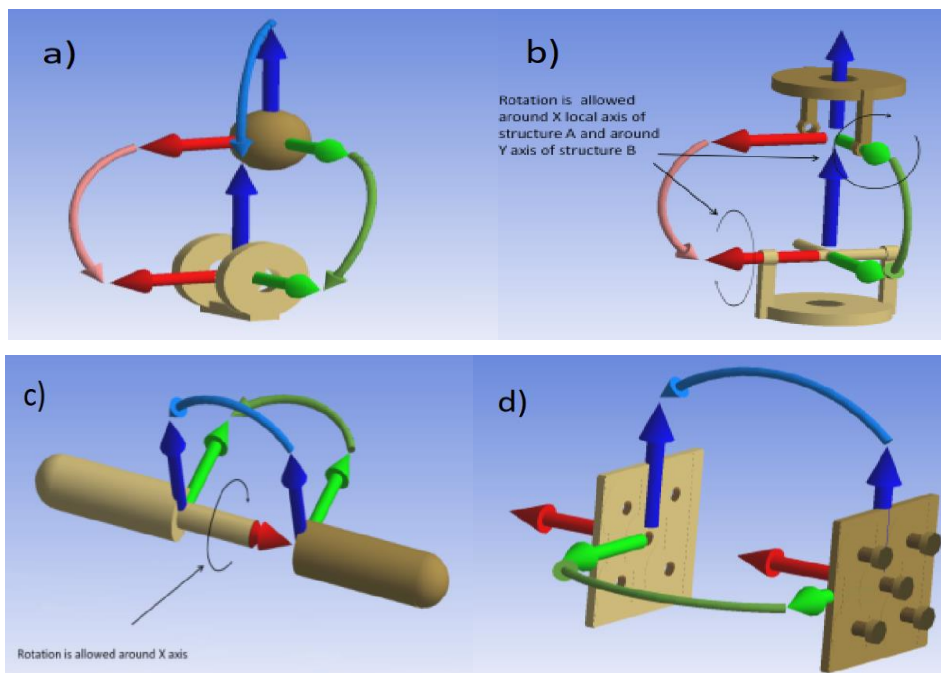


Figura 4.14. Rótulas a) "ball and socket" b) Universal c) Dobradiça d) Rígida (AQWA Users Manual).

Foi também necessário definir a malha a utilizar, de modo a dividir a geometria da estrutura em elementos menores (painéis) para o cálculo dos coeficientes hidrodinâmicos, como o amortecimento e a massa adicionada. Os painéis não poderão ser muito pequenos pois isso resultaria num grande número de elementos e conseqüente aumento de capacidade de processamento necessária. Foi, então, definido como tamanho máximo de cada painel o valor de 0,25 m, para obter um número suficientemente elevado de elementos, o que fará com a geometria fique mais bem definida. No caso em estudo, foram utilizados 2296 elementos (painéis), Figura 4.15. De referir ainda que a definição da malha tem influência direta no intervalo de frequências para as quais os coeficientes hidrodinâmicos são calculados, já que quanto mais refinada a malha for, maior a frequência máxima que poderá ser considerada.

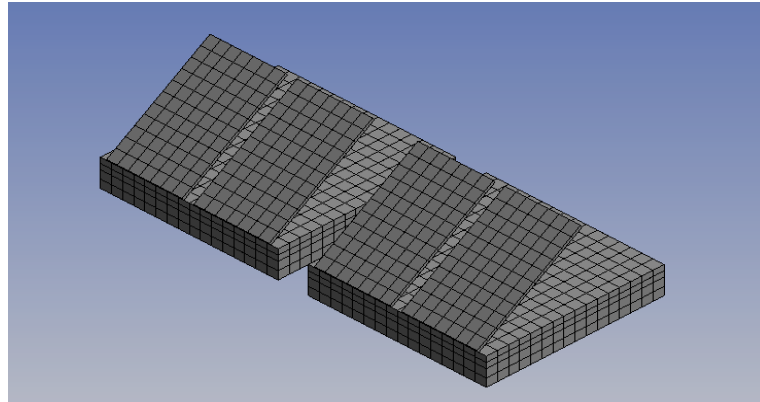


Figura 4.15. Demonstração da malha obtida

Quanto à amarração utilizada, será simulada uma estrutura de amarração composta por quatro poitas, que funcionarão como âncoras, ligadas às estruturas por cabos de poliéster.

As poitas serão simuladas por “*fixed points*”, que estarão ligados às estruturas por cabos com diâmetro de 10 mm, sugerido pelo centro náutico de Algés para comprimentos de embarcações até oito metros. Esses cabos serão aqui aplicados à estrutura, sendo a rigidez de cada cabo, k , determinada por,

$$k = \frac{EA}{l_0} \tag{4.4}$$

em que E representa o módulo de elasticidade do material, A a sua área e l_0 o seu comprimento inicial. O comprimento dos cabos é calculado automaticamente pelo programa, fornecendo as coordenadas dos fixed points e da conexão de cada um à estrutura. Consultando as propriedades do poliéster, verificou-se que o módulo de elasticidade é de 2,04 GPa. Para um comprimento de cabo de 86,5 m, para a profundidade máxima de 85,91 m, e um diâmetro de 0,01 m, foi obtido o valor de 1852 N/m para a rigidez do cabo. Os cabos de amarração podem ser simulados de formas diferentes, já que há vários tipos de cabo, cada tipo com uma reprodução diferente, mais adequada ao cabo que se pretende representar.

No caso de aplicação de uma catenária foi necessário definir características extra para o sistema de amarração, Figura 4.16:

Catenary Cable Definition Data	
	Section 1
Type	Catenary Section 1
Section Length (m)	93
Mass / Unit Length (kg/m)	1.75
Equivalent CSA (m ²)	0.0000785
Stiffness, EA (N)	160221
Maximum Tension (N)	15593
Bending Stiffness, EI (N.m ²)	0.0

Figura 4.16. Características do cabo em catenária utilizado

Colocada a estrutura, conexões e sistema de amarração no software, será necessário agora definir no programa as ações a que estrutura estará a sujeita, quer no domínio da frequência, quer no domínio do tempo, sendo que o primeiro servirá para definir os valores para os quais os coeficientes hidrodinâmicos são determinados e o segundo para a resposta temporal da estrutura às solicitações externas.

4.3.3. ANÁLISE NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA

Quando se faz uma análise no domínio da frequência no programa ANSYS AQWA, é necessário definir as direções, assim como as frequências para as quais os coeficientes hidrodinâmicos serão calculados, bem como as forças de excitação. O módulo *Hydrodynamic Diffraction* analisa tridimensionalmente os problemas de radiação e da difração, para vários corpos, considerando também a interação hidrodinâmica entre os mesmos. Esta análise é realizada em primeiro lugar, antes da análise no domínio do tempo, já que determina parâmetros/coeficientes hidrodinâmicos necessários para a realização da análise não linear no domínio do tempo, como a massa adicionada e o amortecimento. O cálculo dos parâmetros implica a introdução do número de direções de onda desejadas e os intervalos de frequências das mesmas, realizando ainda o cálculo das forças devido à agitação. As frequências mínimas e máximas podem ser controladas pelo programa, sendo condicionada a primeira pela profundidade da água e a segunda pela dimensão máxima da malha. Quanto mais intervalos de frequências forem considerados melhor ficarão definidas as curvas que traduzem a variação dos coeficientes hidrodinâmicos com a frequência. Para a análise da estrutura flutuante em estudo, configurou-se o software para gerar oito direções de incidência de onda e quarenta diferentes frequências Braga *et al.*, (2016), referem que esse número, 40, será o suficiente para uma análise satisfatória.

4.3.4. ANÁLISE NO DOMÍNIO DO TEMPO

O módulo *Hydrodynamic Response* realiza a análise dinâmica de estruturas flutuantes no domínio do tempo, tendo em vista uma avaliação global da sua resposta e desempenho. Os efeitos associados às forças de deriva de variação lenta, às condições de tempestade e à ocorrência de danos, como por exemplo a rotura de cabos de amarração, podem ser incluídos para estudar os efeitos transitórios que possam ocorrer.

Os movimentos de um ou mais corpos flutuantes podem ser simulados, no domínio do tempo, a partir das solicitações externas, considerando não só as componentes hidrodinâmicas, mas também as não-linearidades relativas a conexões e cabos de amarração. A equação dinâmica do movimento do módulo flutuante é traduzida por,

$$m\Gamma = fe + fr + fst \quad (4.5)$$

em que Γ representa o deslocamento da plataforma flutuante, m a massa total, fe as forças de excitação, fr as forças de radiação e fst as forças hidrostáticas. A formulação das equações que descrevem os movimentos do corpo flutuante no domínio do tempo permite relacionar os valores instantâneos de forças e movimentos. O problema de base desta abordagem reside na descrição das reações hidrodinâmicas do fluido em resposta a movimentos do corpo arbitrários no tempo. Para a resolução desse problema os modelos de simulação da resposta de corpos flutuantes no domínio do tempo, como o AQWA, são baseados na abordagem proposta por Cummins (1962), que recorre à teoria das funções de resposta a impulso, segundo a qual, quando um corpo é posto a oscilar em águas inicialmente paradas, as forças e os momentos que nele atuam, em cada instante, refletem não só o seu movimento atual, mas também a história dos seus movimentos anteriores. Assim, um movimento arbitrário de um corpo flutuante é descrito como uma sucessão temporal de pequenos movimentos impulsivos, pelo que em qualquer instante, a força total de reação hidrodinâmica do fluido resulta da soma das reações aos movimentos impulsivos referidos, sendo que cada reação é considerada com um atraso temporal em relação ao instante do deslocamento impulsivo (Braga *et al.*, 2016).

4.3.5. SOLICITAÇÕES EXTERNAS

4.3.5.1. Espectro de agitação irregular

O espectro de agitação irregular que será utilizado neste estudo numérico é o espectro de JONSWAP, que relaciona a distribuição de energia da onda com a sua frequência. Este espectro foi desenvolvido tendo como base, uma análise de registos de agitação marítima obtidos no mar do Norte, por isso impunha-se verificar se era aplicável às condições existentes na albufeira de uma barragem, o que foi confirmado por Yarde *et al.*, (1996). É necessário, então, introduzir no software os parâmetros: fator de forma de pico, altura de onda significativa e frequência de pico. O fator de forma de pico refere-se à forma do espectro, sendo geralmente usado o valor de 3,3. A altura de onda significativa introduzida será então a obtida através do método JONSWAP calculada na secção 4.2.1, enquanto a frequência de pico será o inverso do período obtido nessa aplicação

Utilizando os valores do caso mais desfavorável em termos de altura de onda, que será o intervalo de direção de vento com ângulos entre 45 e 90 °, para o qual o valor de *fetch* é 9683 m e a velocidade de vento de 23,60 m/s, obtemos uma frequência de pico de 0.25 Hz. Estes valores serão introduzidos no programa para a geração de ondas irregulares.

O espectro JONSWAP toma a forma representada na Figura 4.17., definida através de,

$$S(f) = \frac{\alpha g^2}{(2\pi)^4 f^5} \exp(-1.25(\frac{f_p}{f})^4) \gamma^{\exp(-\frac{1}{2}(\frac{f-f_p}{\delta f_p})^2)} \quad (4.6)$$

em que α é normalmente considerado igual a 0.0081 e γ representa o fator de forma de pico.

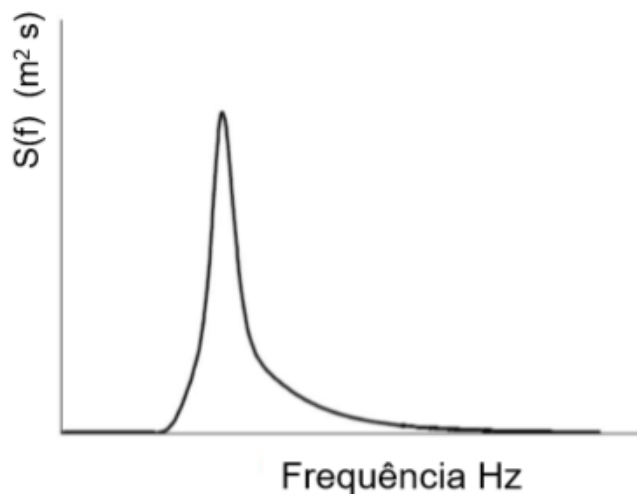


Figura 4.17. Espectro JONSWAP

4.3.5.2. Espectro de vento

Nesta aplicação há a necessidade de definir não só o valor máximo da velocidade de vento registada, como também as forças dinâmicas diretamente provocadas pelo mesmo, bem como aquelas que resultam da falta de constância das características do vento atuante. A melhor maneira de representar esse efeito dinâmico do vento é através da utilização de um espectro de vento. O software oferece várias opções para espectros de vento, nomeadamente, o espectro *Ochi and Shin*, o espectro API, o espectro NPD, o espectro ISO e um espectro que poderá ser definido pelo utilizador.

Os espectros de vento são caracterizados por uma altura de referência, normalmente 10 m acima da superfície, e pela velocidade de vento registada no local. Optou-se pela utilização do espectro de vento NPD. Este espectro foi definido a partir de registos de vento extensivos obtidos na costa da Noruega e pretende descrever as rajadas presentes em ventos de velocidades superior a 10 m/s.

A forma do espectro é definida por,

$$S(f) = \frac{320\left(\frac{U}{10}\right)^2}{(1 + \bar{f}^n)^{5/3n}} \quad (4.7)$$

em que \bar{f} é determinado através de,

$$\bar{f} = 172f\left(\frac{U}{10}\right)^{-3/4} \quad (4.8)$$

e n toma o valor de 0.468.

4.3.5.3. Coeficientes de vento

Os coeficientes de vento poderão aumentar ou diminuir a força exercida pelo vento nos painéis ou na superestrutura da estrutura flutuante. Estes dependem do ângulo de ataque do vento relativamente aos corpos onde irá incidir e também do ângulo de inclinação dos painéis. Foi inicialmente pensada a colocação dos coeficientes de vento na modelação, no entanto, após a obtenção dos resultados, observou-se que o vento não teria qualquer efeito sobre a estrutura, ao nível da translação pelo que a sua colocação seria redundante. Além disso, a informação encontrada sobre o assunto, relativamente ao caso específico de painéis solares com 34° graus de inclinação com a horizontal era escassa e apontava na sua maioria para valores inferiores a 1, pelo que a força exercida pelo vento nos painéis seria, em princípio, ainda menor do que o previsto. Foi também encontrada uma dificuldade extra aquando da colocação dos valores no modelo numérico, já que este exige valores para os 6 graus de liberdade da estrutura e a literatura encontrada à data desta dissertação apenas especificava no máximo para os graus de liberdade avanço, deriva e arfagem, pelo que se teria de recorrer a simplificações que poderiam afastar os resultados da realidade, o que contribuiu também para a não colocação dos coeficientes.

4.4. RESULTADOS

Inicialmente foram simulados dois módulos com dois painéis fotovoltaicos instalados sobre cada um. A duração da simulação numérica foi de dez minutos, com um período de aproximadamente 4 s, tendo sido simulado um conjunto de cerca de 150 ondas. Pretendia-se conhecer o efeito que diferentes sistemas de amarração teriam nos movimentos dos módulos e se os cabos de poliéster seriam suficientes para limitar as movimentações que a velocidade do vento prevista para um período de retorno de 50 anos provocaria.

Primeiramente, será demonstrado através das Figura 4.18 e Figura 4.19 que a ação do vento provocará movimentos pequenos na estrutura, um dos motivos pelos quais foi ignorada a inserção dos coeficientes de vento. Tal facto é facilmente justificável, já que a área exposta ao vento é muito pequena. Foi usado o espectro NPD com uma altura de referência de 10 m, uma velocidade de 23,6 m/s e um sistema de amarração linear com quatro cabos de poliéster fazendo 77° com o Norte.

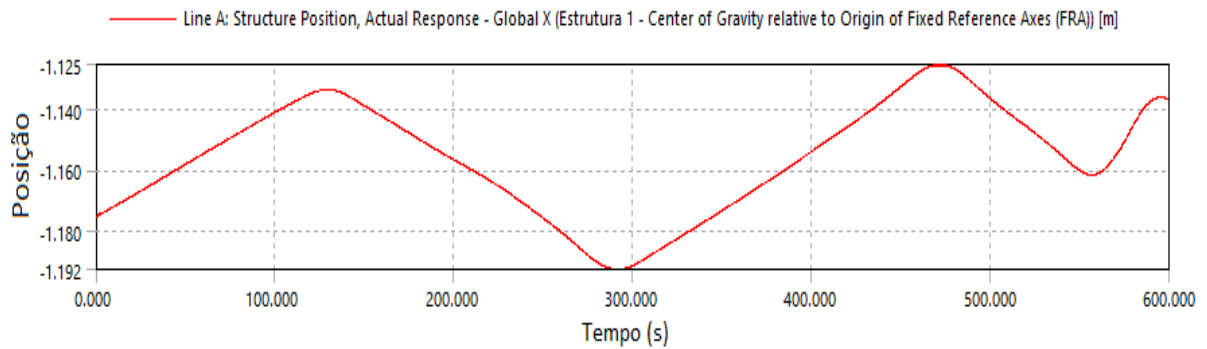


Figura 4.18. Translações segundo o avanço com sistema de amarração linear para a ação do vento em relação ao seu centro de gravidade.

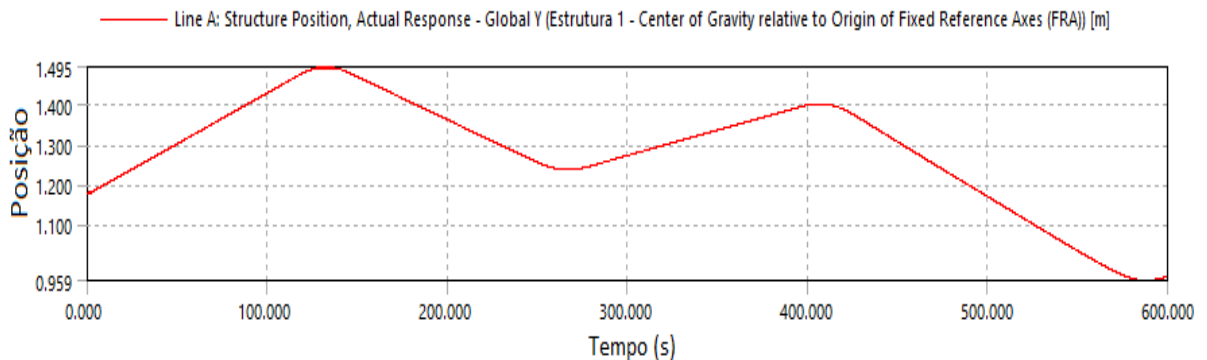


Figura 4.19. Translações segundo a deriva com sistema de amarração linear para a ação do vento em relação ao seu centro de gravidade.

Inicialmente foram comparados três sistemas de amarração com a disposição dos cabos lineares em posições distintas, um apenas com três cabos, e os outros dois com quatro, amarrados em locais diferentes da estrutura, para a profundidade máxima, no caso 85,91 m, de modo a obter a configuração que melhor resistia às solicitações externas, o vento e a ondulação, ambas com o mesmo ângulo de incidência, 77° em relação ao Norte.

A ondulação, caracterizada pelo espectro de agitação irregular JONSWAP com 1,32 m de altura de onda significativa, um fator de pico de 3,3 e uma frequência de pico de 0,25 Hz. O vento foi caracterizado pelo espectro NPD, com uma altura de referência de 10 m e uma velocidade de 23,6 m/s. Foi utilizado o mesmo ângulo de incidência para ambas as ações pois será quando o efeito sobre os módulos será, em princípio, mais intenso, logo mais desfavorável. Os pontos fixos presentes na modelação, com o intuito de simular poitas, encontravam-se distados 10 m na horizontal em relação a cada ponto de conexão com a estrutura e os cabos com o mesmo comprimento, todos com 86,5 m e com uma rigidez de 1852 N/m.

O primeiro caso testado foi o sistema de amarração com três cabos lineares amarrados a dois módulos, cada um com dois painéis apoiados sobre si, dispostos como apresentado na Figura 4.20.

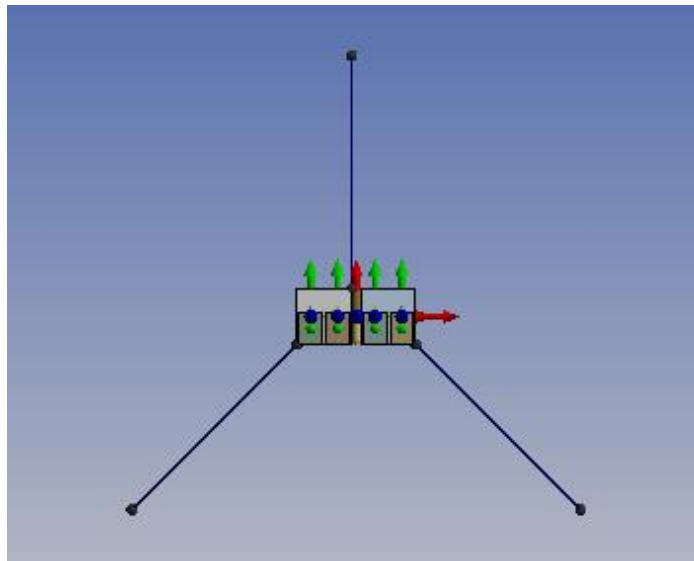


Figura 4.20. Sistema de amarração com três cabos lineares.

Solicitado pelas ações exteriores expostas anteriormente, para a altura de água máxima verificada na albufeira da barragem (85,91 m) os resultados obtidos para as translações segundo o avanço e a deriva estão apresentados nas Figura 4.21 e Figura 4.22.

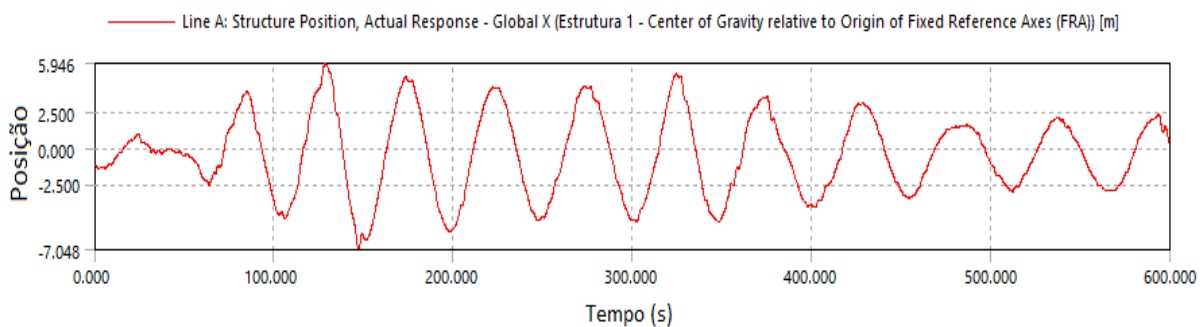


Figura 4.21. Translações segundo o avanço para a profundidade de 85,91 m com um sistema de amarração linear com três cabos em relação ao seu centro de gravidade.

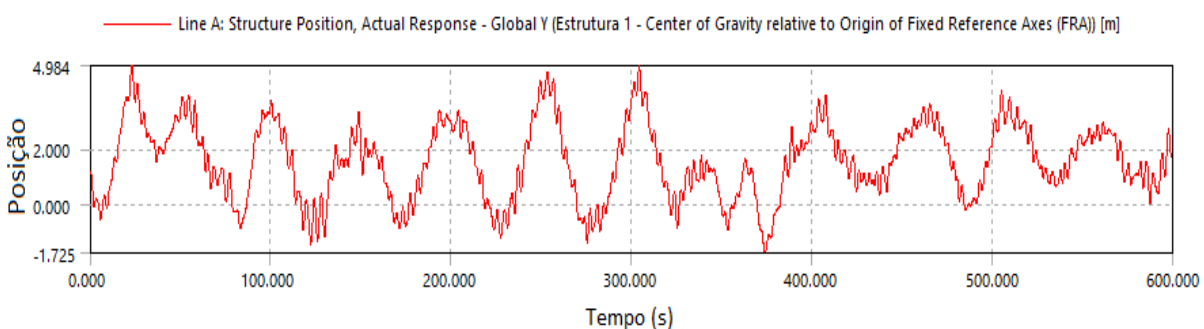


Figura 4.22. Translações segundo a deriva para a profundidade de 85,91 m com um sistema de amarração linear com três cabos em relação ao seu centro de gravidade.

De seguida, testou-se um sistema de amarração com quatro cabos como indicado na Figura 4.23.

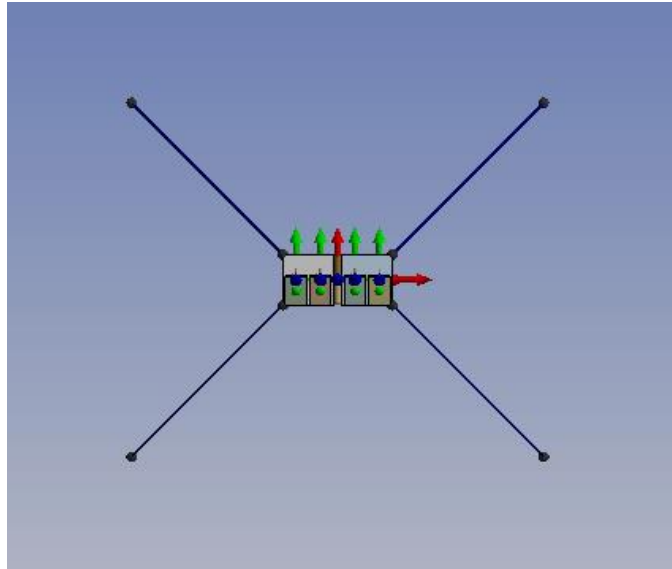


Figura 4.23. Sistema de amarração linear com quatro cabos amarrados nos vértices exteriores dos módulos.

Para as mesmas ações e altura de água, as translações verificadas com este sistema de amarração estão patentes na Figura 4.24 e Figura 4.25

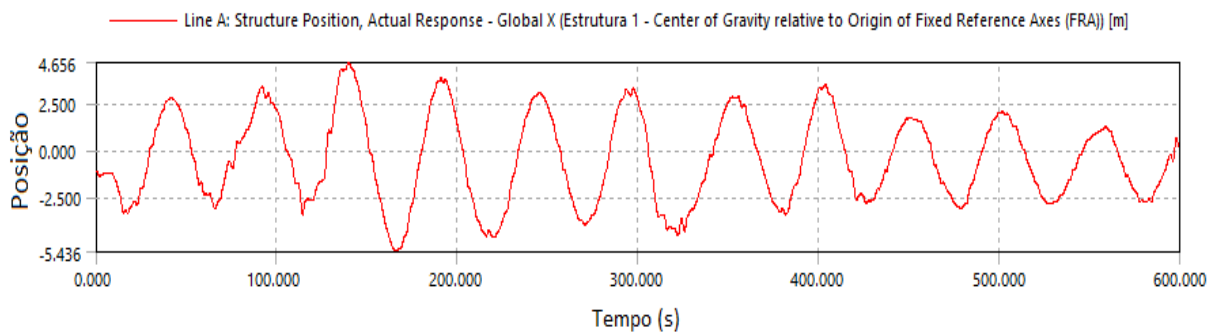


Figura 4.24. Translações segundo o avanço para a profundidade de 85,91 m com um sistema de amarração linear com quatro cabos amarrados nos vértices exteriores dos módulos em relação ao seu centro de gravidade.

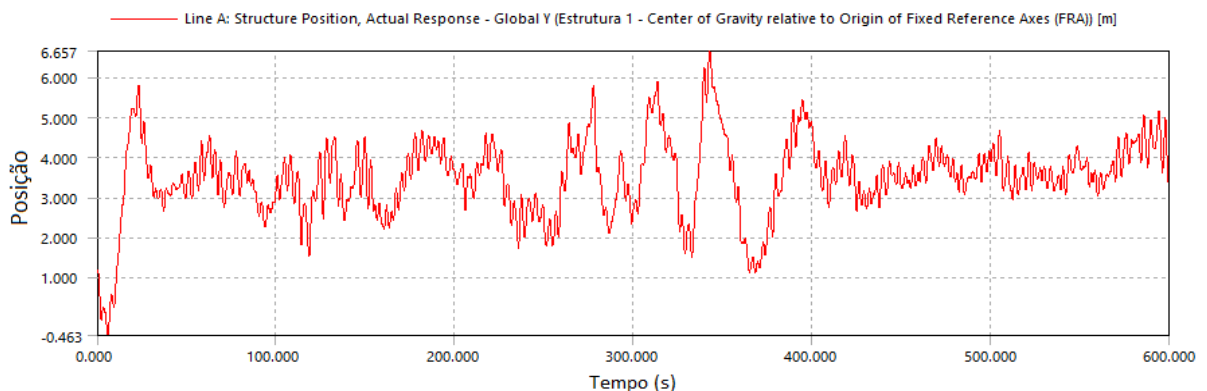


Figura 4.25. Translações segundo a deriva para a profundidade de 85,91 m com um sistema de amarração linear com quatro cabos amarrados nos vértices exteriores dos módulos em relação ao seu centro de gravidade.

Finalmente, foi testado o sistema de amarração com quatro cabos amarrados no centro das arestas exteriores dos módulos, como apresentado na Figura 4.26.

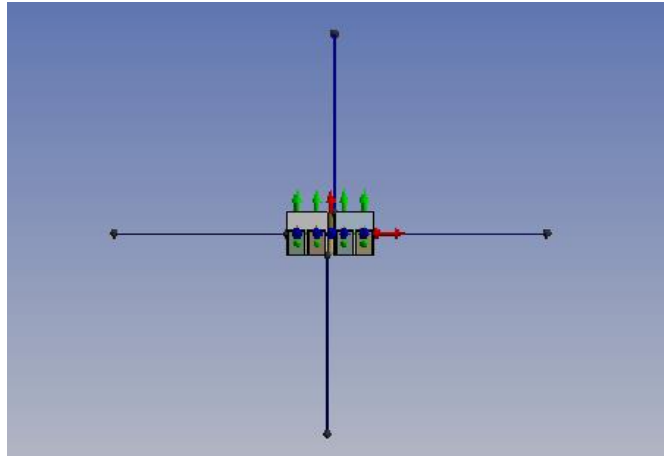


Figura 4.26. Sistema de amarração linear com quatro cabos amarrados ao centro das arestas exteriores dos módulos.

Os resultados obtidos para as translações quando expostas às mesmas ações que os sistemas de amarração anteriores, estão indicados na Figura 4.27 e Figura 4.28.

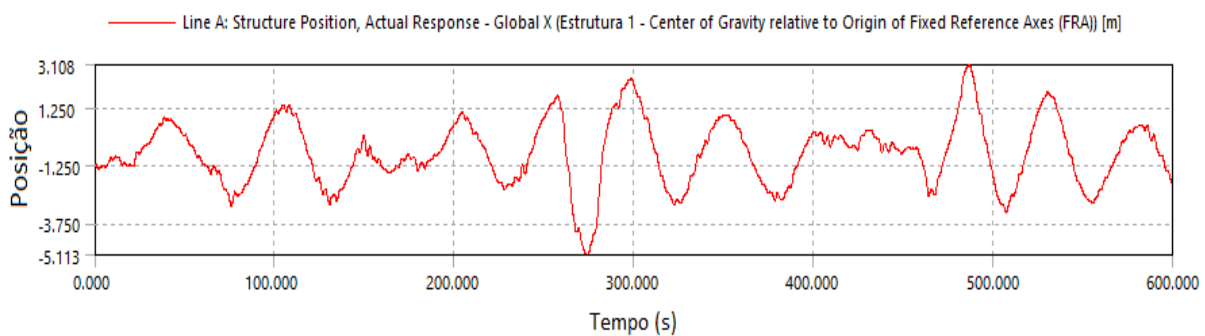


Figura 4.27. Translações segundo o avanço para a profundidade de 85,91 m com um sistema de amarração linear com quatro cabos amarrados ao centro das arestas exteriores dos módulos em relação ao seu centro de gravidade.

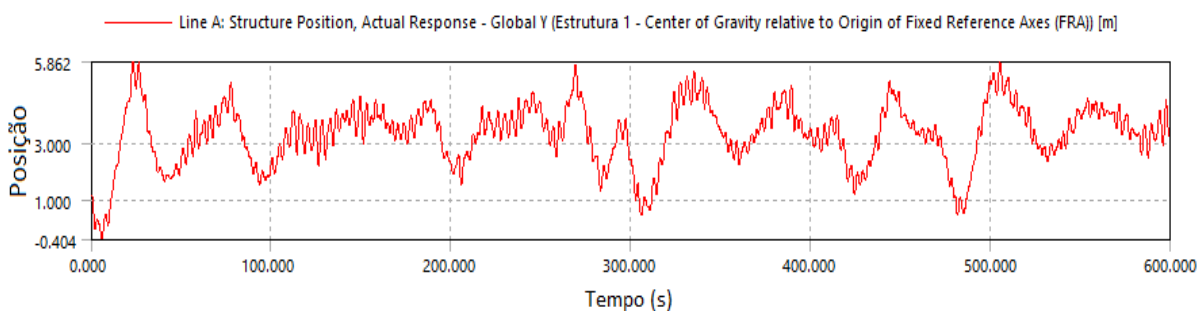


Figura 4.28. Translações segundo a deriva para a profundidade de 85,91 m com um sistema de amarração linear com quatro cabos amarrados ao centro das arestas exteriores dos módulos em relação ao seu centro de gravidade.

Após análise dos resultados obtidos é observável que para a mesma profundidade, sujeito às mesmas solicitações exteriores, no caso a ondulação e o vento, com o mesmo comprimento de cabo, 86,5m, o sistema de amarração com quatro cabos amarrados ao centro das arestas exteriores dos módulos é o que apresenta menor valor de translação quer em relação ao avanço quer em relação à deriva. O primeiro sistema de amarração, com três cabos, apresenta uma translação máxima segundo o avanço de 7,121 m

e de 3,809 m segundo a deriva. O segundo caso, com quatro cabos amarrados aos vértices exteriores dos módulos, apresenta uma translação máxima segundo o avanço de 5,831 m e de 5,482 m segundo a deriva. Já o último caso, com quatro cabos amarrados às arestas exteriores dos módulos, apresenta uma translação máxima segundo o avanço de 4,283 m e de 4,687 m segundo a deriva, apresentando assim, globalmente, melhores resultados que os sistemas anteriores.

Daqui conclui-se que a forma como os cabos de amarração são dispostos nas estruturas flutuantes fotovoltaicas influencia o valor das translações a que estas estarão sujeitas. A forma mais vantajosa de os dispor dependerá da orientação que as ações externas tenham em relação à estrutura, neste caso, essa orientação era de 77° em relação ao norte, que em relação à estrutura se apresenta como indicado na Figura 4.29.

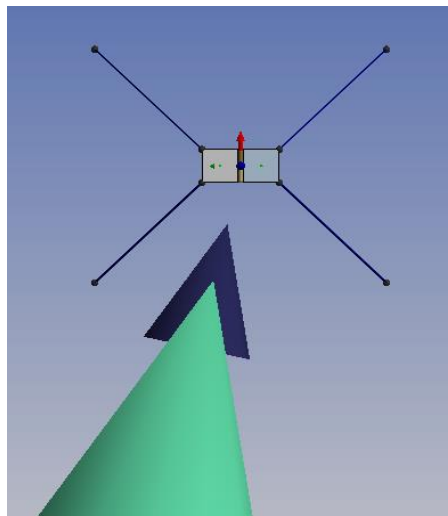


Figura 4.29. Orientação das solicitações exteriores face aos módulos flutuantes.

A questão da orientação das ações irá também influenciar a força máxima exercida em cada cabo, já que será previsível que os cabos cujas direções das forças de restituição sejam opostas à das ações externas estejam mais esforçados. A numeração dos cabos foi atribuída conforme a Figura 4.30 para o sistema de amarração representado, que será o analisado relativamente às forças nos cabos já que foi o que apresentou melhores resultados relativamente às translações.

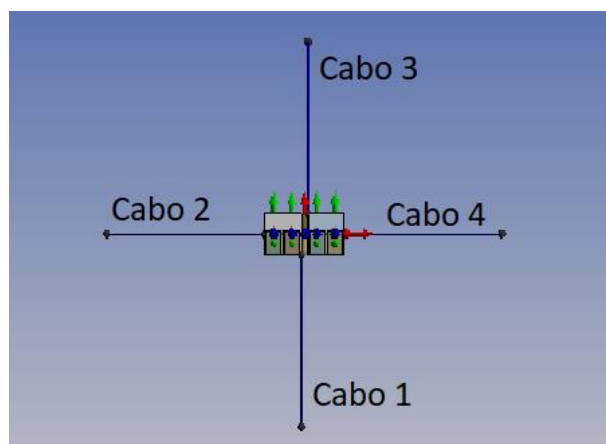


Figura 4.30. Numeração dos cabos de amarração.

Conforme o afirmado no parágrafo anterior é expectável que o Cabo 3 seja o que exercerá uma força de restituição menor.

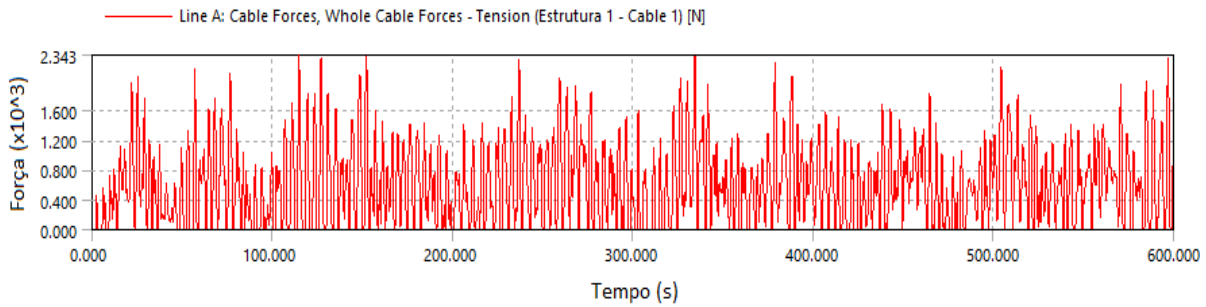


Figura 4.31. Força aplicada no Cabo 1 para a profundidade de 85,91 m.

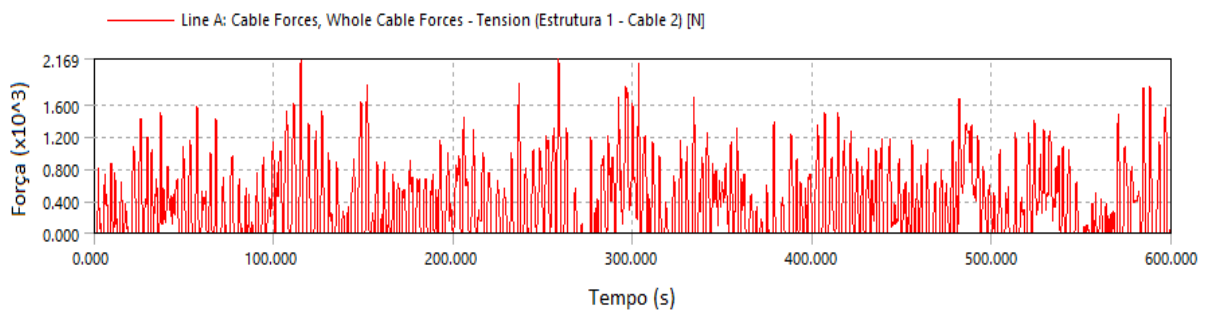


Figura 4.32. Força aplicada no Cabo 2 para a profundidade de 85,91 m.

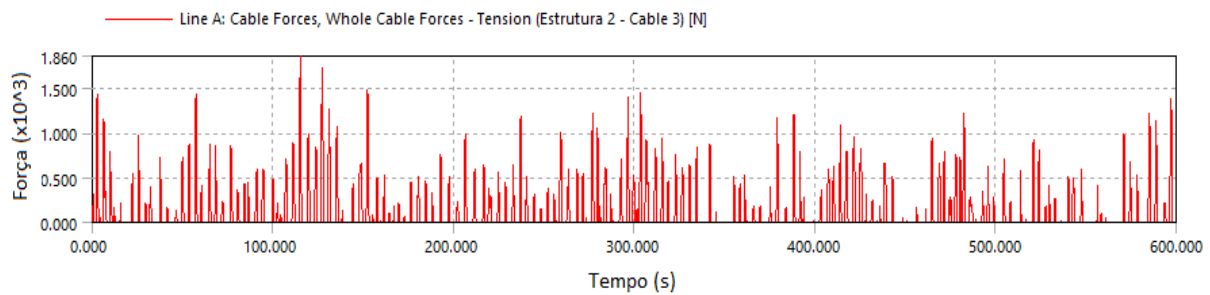


Figura 4.33. Força aplicada no Cabo 3 para a profundidade de 85,91 m.

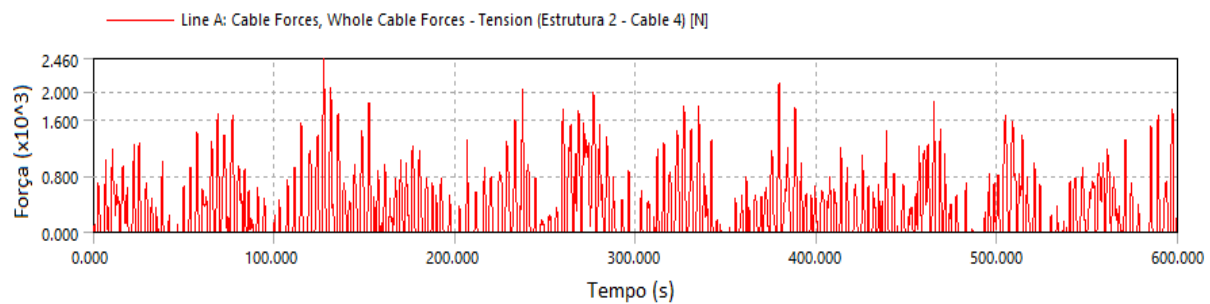


Figura 4.34. Força aplicada no Cabo 4 para a profundidade de 85,91 m.

Por observação das Figuras 4.30 a 4.33 verifica-se que o Cabo 3 é de facto o que menor força de restituição exerce, enquanto que os restantes apresentam valores similares. De referir ainda que nenhum dos cabos atinge a força de rotura, já que a tensão de rotura de um cabo de poliéster é de 1100000 Pa e que o diâmetro do cabo é 10 cm. Resolvendo a equação:

$$\text{Força} = \text{Tensão} \cdot \text{Área} \tag{4.9}$$

é sabido que a força de rotura será 8640 N.

De seguida para a mesma disposição dos cabos de amarração, mesmo material que os compõe, orientação e magnitude das solicitações externas, mas diminuindo o comprimento do cabo para 68,2 m, de modo a manter a folga que foi utilizada para a profundidade máxima, foram testadas as translações segundo o avanço e a deriva para a profundidade mínima de 67,43 m, como demonstrado nas Figura 4.35 e Figura 4.36.

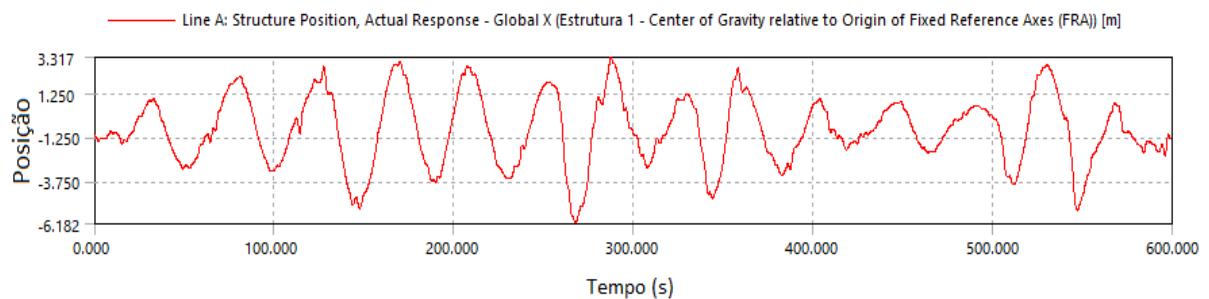


Figura 4.35. Translações segundo o avanço para a profundidade de 67,43 m em relação ao seu centro de gravidade.

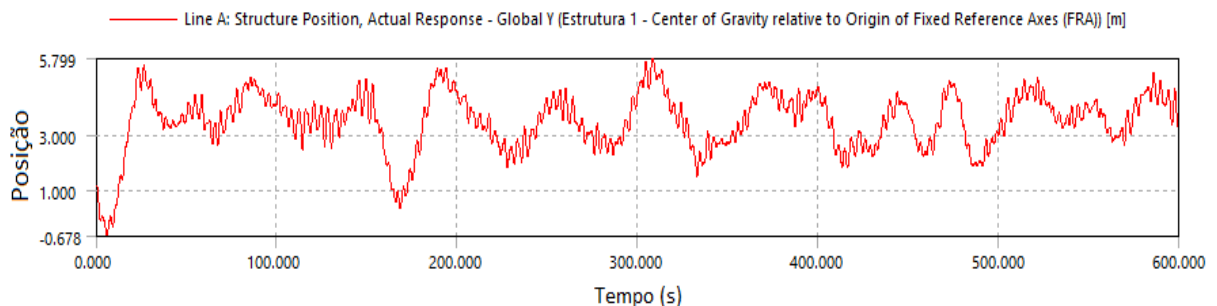


Figura 4.36. Translações segundo a deriva para a profundidade de 67,43 m em relação ao seu centro de gravidade.

Como se pode observar a influência da profundidade nas translações é pequena, no entanto, tal só se verifica porque o comprimento do cabo se alterou de uma simulação para a outra acompanhando a descida de profundidade o que só é possível com o uso de uma tecnologia que estica e contrai o cabo consoante a necessidade, semelhante a, por exemplo, um cinto de segurança de um automóvel. Desconhece-se a dificuldade de implementação da referida tecnologia e a magnitude do seu custo face à utilização de um sistema de amarração em catenária, onde o comprimento do cabo será o mesmo. No entanto, se o comprimento do cabo se mantiver em 86,5 m para a menor profundidade, o valor das translações dispara, como demonstrado nas Figura 4.37 e Figura 4.38, já que o cabo estará frouxo até os módulos se deslocarem o suficiente para que estes fiquem firmes e exerçam as forças de restituição necessárias.

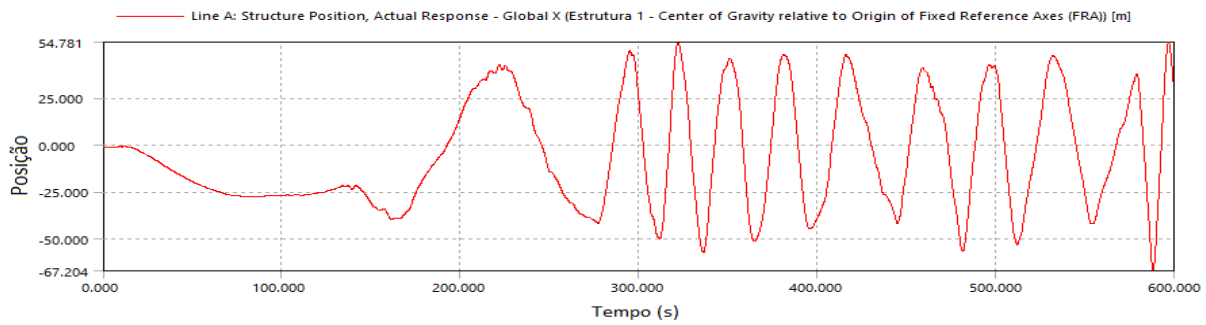


Figura 4.37. Translações segundo o avanço para a profundidade de 67,43 m com um comprimento de cabo de 86,5 m em relação ao seu centro de gravidade.

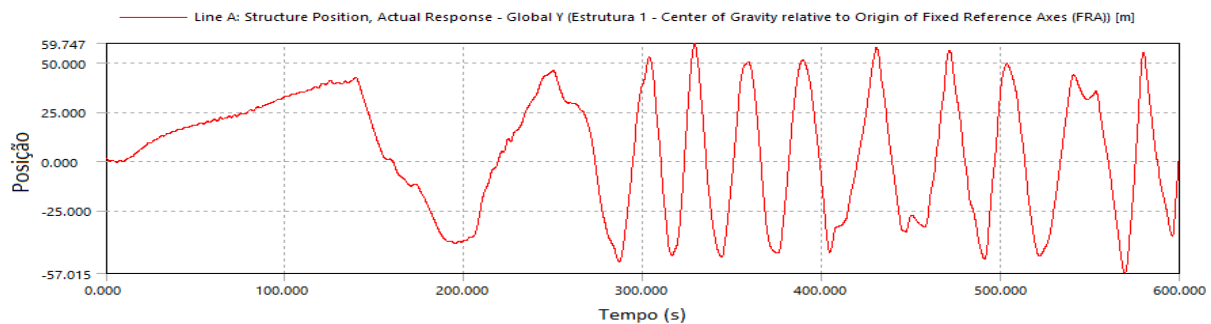


Figura 4.38. Translações segundo a deriva para a profundidade de 67,43 m com um comprimento de cabo de 86,5 m em relação ao seu centro de gravidade.

Sendo mais usual que a situação mais desfavorável ocorra quando a ação do vento e da ondulação se encontrem na mesma direção, isso poderá não acontecer, pelo que se testou a variação de movimento dos módulos flutuantes para a profundidade máxima, com um comprimento de cabo de 86,5 m, o efeito que teria sobre a estrutura se o vento fosse desfasado da ondulação em 45°, como representado na Figura 4.39.

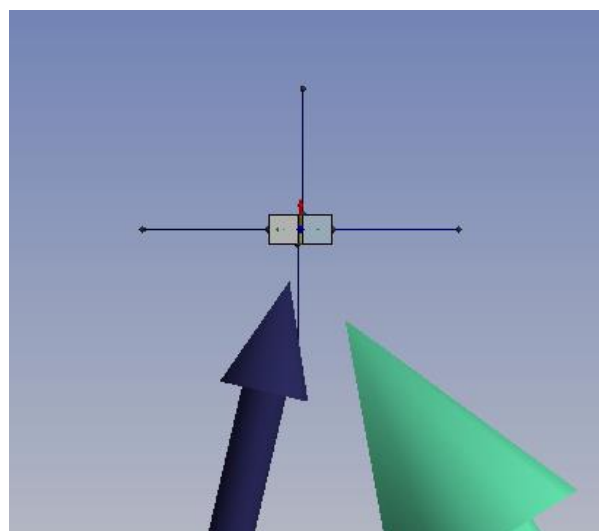


Figura 4.39. Ação do vento desfasada 45° da ação da ondulação.

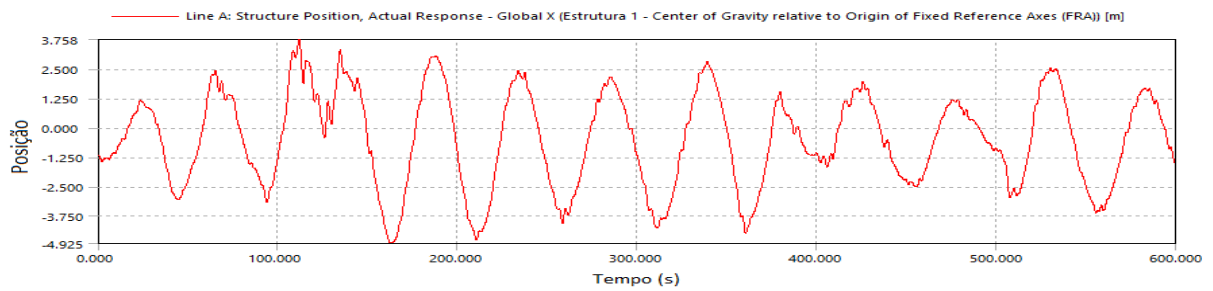


Figura 4.40. Translações segundo o avanço para a profundidade de 85,91 m com a ação do vento desfasada 45° da ação da ondulação em relação ao seu centro de gravidade.

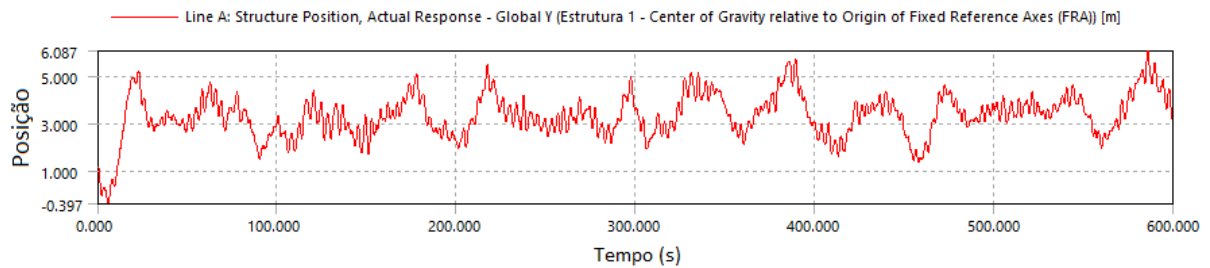


Figura 4.41. Translações segundo a deriva para a profundidade de 85,91 m com a ação do vento desfasada 45° da ação da ondulação em relação ao seu centro de gravidade.

Como se pode ver nas Figura 4.40 e Figura 4.41 as translações alteram a sua direção ligeira mas não significativamente.

Após o estudo das movimentações dos módulos quando amarrados com um sistema linear, foi testado, para as mesmas ações, um sistema de amarração em catenária, Figura 4.42, com os cabos amarrados no centro das arestas exteriores dos módulos, como no sistema de amarração linear considerado mais aconselhável para a estrutura, para a maior e menor profundidade (Figura 4.43, Figura 4.44, Figura 4.45 e Figura 4.46), com o mesmo comprimento de cabo para ambas as profundidades, no caso 93 m. Nesta situação, os pontos fixos encontravam-se a 30 m dos pontos de conexão do módulo, isto porque o sistema de amarração em catenária serve-se do peso do cabo para manter os módulos o mais estáticos possível. Os cabos utilizados tinham 93 m de comprimento, uma rigidez de 160221 N, uma força máxima de rotura de 152593 N e um peso específico de 1,75 kg/m.

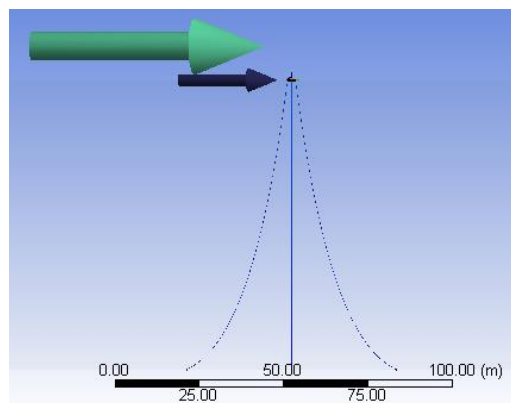


Figura 4.42. Sistema de amarração em catenária para a profundidade de 85,91 m.

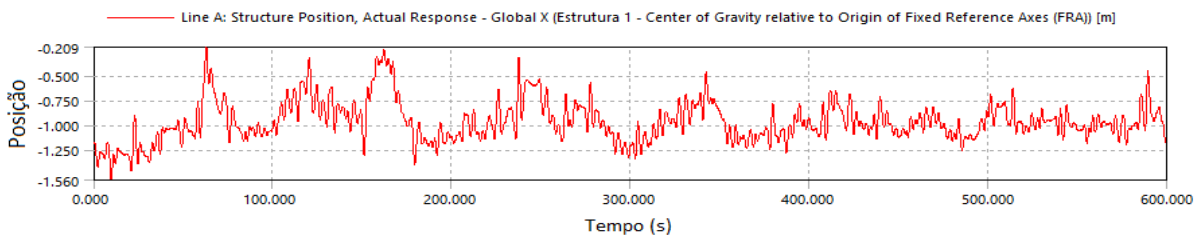


Figura 4.43. Translações segundo o avanço para a profundidade de 85,91 m em relação ao seu centro de gravidade.

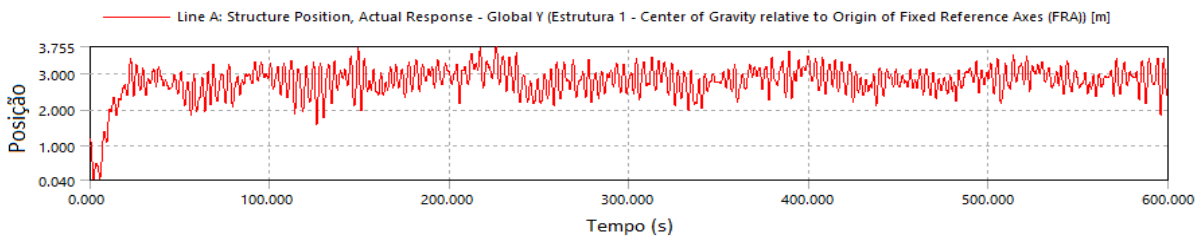


Figura 4.44. Translações segundo a deriva para a profundidade de 85,91 m em relação ao seu centro de gravidade.

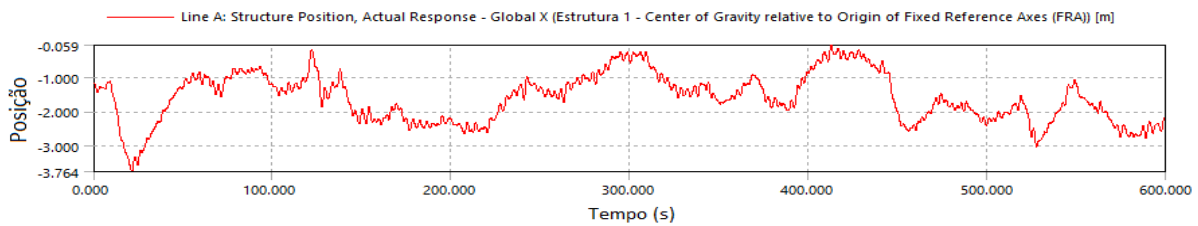


Figura 4.45. Translações segundo o avanço para a profundidade de 67,43 m em relação ao seu centro de gravidade.

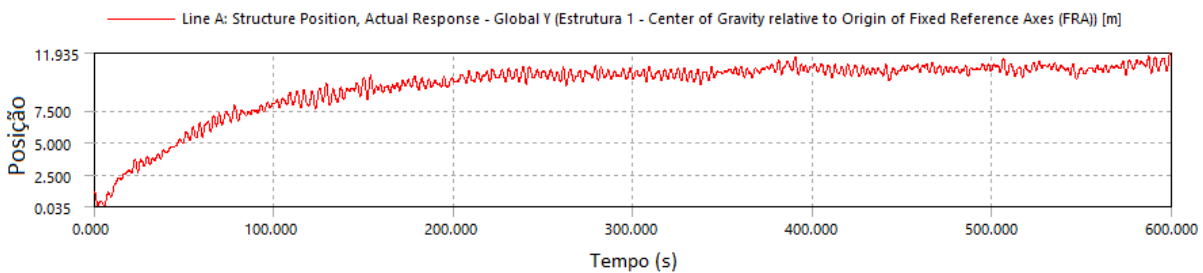


Figura 4.46. Translações segundo a deriva para a profundidade de 67,43 m em relação ao seu centro de gravidade.

A diferença de movimentação é agora muito maior, mais do dobro em X e mais do triplo em Y, facto justificável com o aumento da folga do cabo da menor profundidade face à maior, já que o sistema de amarração em catenária foi dimensionado para a profundidade maior, de modo a que o mesmo comprimento de cabo, no caso 93 m, resultasse para qualquer profundidade de água. A solução em catenária apresenta maior fiabilidade quando a profundidade é maior e mesmo quando é menor segundo o avanço, porém, segundo a deriva, a movimentação é excessiva e mais do dobro em relação a movimentações com o sistema de amarração linear em qualquer direção com qualquer profundidade.

Analisando unicamente as translações de avanço e deriva, para o mesmo material, no caso poliéster, o sistema de amarração linear apresenta melhores resultados para ser utilizado na amarração dos módulos ao leito da albufeira, desde que seja aplicada a tecnologia referida anteriormente, que contrai e estica os cabos consoante seja necessário. De referir ainda que para um projeto a larga escala que pretenda cobrir uma albufeira inteira, ou o máximo possível, será mais aconselhável um sistema de amarração linear, já que este ocupa uma menor área do leito do rio do que o sistema em catenária, o que permitirá ocupar maior área de albufeira com módulos fotovoltaicos flutuantes, sendo que o sistema de amarração linear permite ainda que os cabos sejam amarrados na margem da albufeira enquanto que no sistema em catenária isso não é possível.

Assumindo então o sistema de amarração linear como o mais indicado, procurou-se perceber a evolução dos movimentos de translação (Figura 4.47 e Figura 4.48) e da força máxima aplicada (Figura 4.49) para cinco alturas de onda significativa a variarem entre 0 m e a altura máxima estimada pelo método de JONSWAP, no caso, 0,26 m, 0,52 m, 0,78 m, 1,04 m e 1,32 m. Este estudo foi feito para a profundidade média no período de onze anos que está a ser considerado no estudo, ou seja, 76,94 m. Esta escolha é feita porque interessa saber como os módulos reagem não só às situações mais extremas como a uma situação intermédia, que, em princípio, se irá verificar mais vezes.

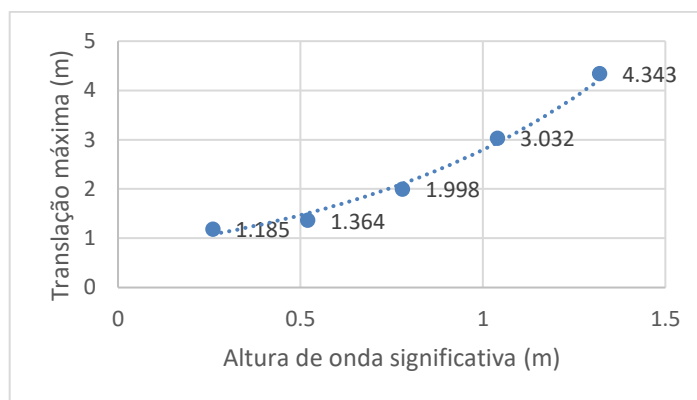


Figura 4.47. Variação da translação segundo o avanço em função da altura de onda significativa em relação ao seu centro de gravidade.

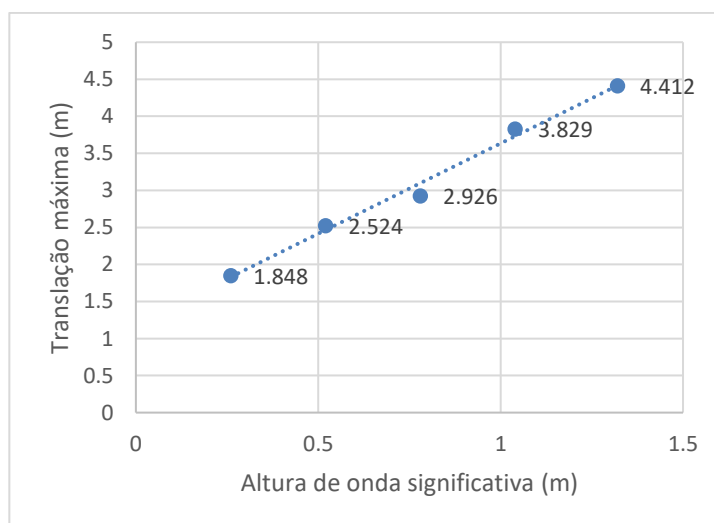


Figura 4.48. Variação da translação segundo a deriva em função da altura de onda significativa em relação ao seu centro de gravidade.

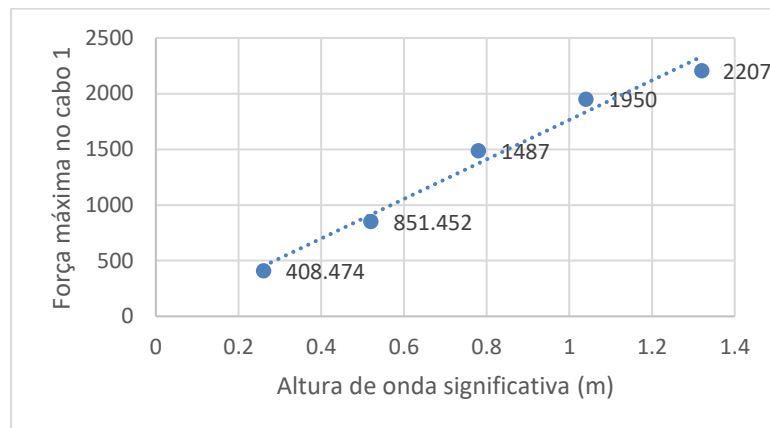


Figura 4.49. Variação da força máxima aplicada registada no cabo 1 em função da altura de onda significativa.

Como era expectável, à medida que a altura de onda significativa foi aumentando, as translações e as forças máximas aplicadas no cabo foram aumentando progressivamente. Os gráficos das translações segundo o avanço e a deriva e da força exercida no cabo podem ser consultados no Anexo C.

Tendo o sistema de amarração linear apresentado melhores resultados no geral para qualquer profundidade de água, assumindo exequível a realização da tecnologia referida previamente, resta saber se a solução se aplica a mais de dois módulos. Para esse efeito foram então conectados mais dois módulos, perfazendo um total de quatro, mais uma vez com dois painéis sobre cada um, Figura 4.50. Indagou-se também sobre a influência de um maior número de cabos nas translações da estrutura, tendo desta vez, para além dos anteriores quatro cabos, sido modelada uma solução com oito cabos.

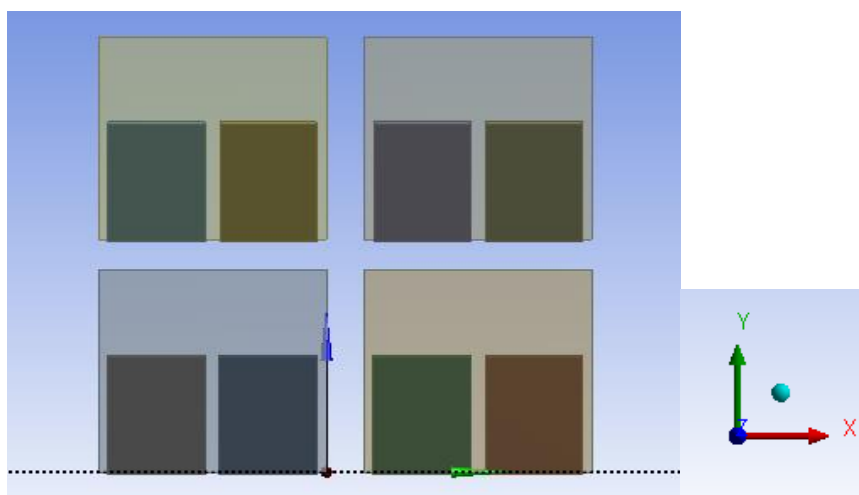


Figura 4.50. Representação dos 4 módulos.

De acordo com o eixo as coordenadas dos centros de gravidade e os momentos de inércia dos módulos e painéis encontram-se presentes na Tabela 4.8 e na Tabela 4.9

Tabela 4.8. Centros de gravidade para os 4 módulos e 8 painéis.

	Estrutura 1	Estrutura 2	Estrutura 3	Estrutura 4	Painel 1	Painel 2	Painel 3	Painel 4	Painel 5	Painel 6	Painel 7	Painel 8
X (m)	-1,175	1,575	-1,175	1,575	-1,75	-0,6	1	2,15	-1,75	-0,6	1	2,15
Y (m)	1,175	1,175	3,925	3,925	0,6857	0,6857	0,6857	0,6857	3,4357	3,4357	3,4357	3,4357
Z (m)	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	0,633	0,633	0,633	0,633	0,633	0,633	0,633	0,633

Tabela 4.9. Inércias para os 4 módulos e 8 painéis.

	Estrutura 1	Estrutura 2	Estrutura 3	Estrutura 4	Painel 1	Painel 2	Painel 3	Painel 4	Painel 5	Painel 6	Painel 7	Painel 8
I _{xx} (kgm ²)	594,57	594,57	594,57	594,57	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
I _{yy} (kgm ²)	198,12	198,12	198,12	198,12	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
I _{zz} (kgm ²)	734,01	734,01	734,01	734,01	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8

Após a indicação dos centros de gravidade e do momento de inércia no ANSYS AQWA e as conexões, colocaram-se inicialmente quatro cabos distados horizontalmente 10 m dos módulos, para uma profundidade de 85,91 m, como representado na Figura 4.51.

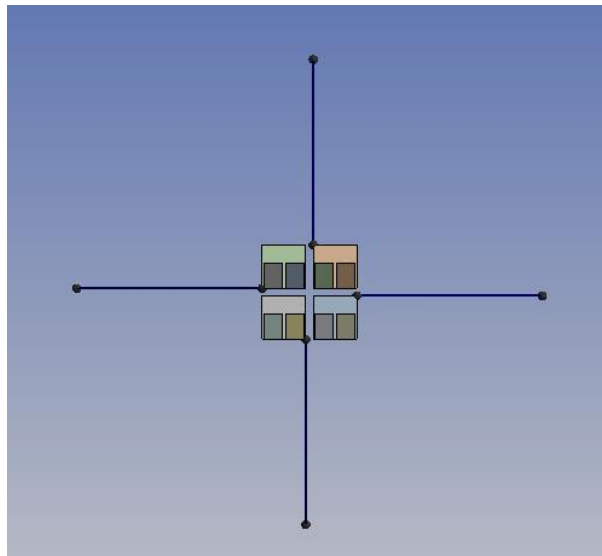


Figura 4.51. Sistema de amarração linear utilizado para os quatro módulos.

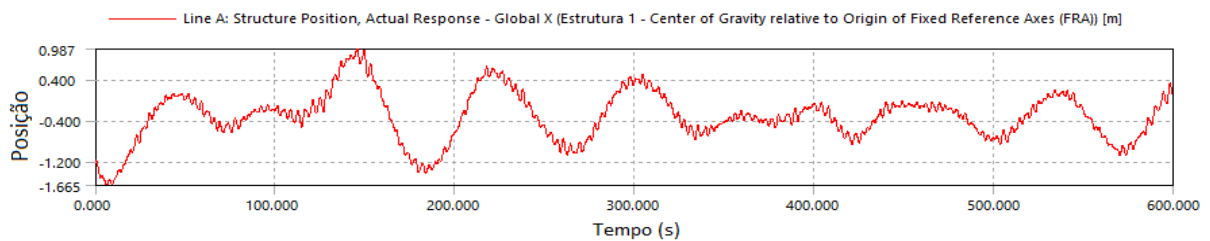


Figura 4.52. Translações segundo o avanço para a profundidade de 85,91 m para 4 módulos com 4 cabos em relação ao seu centro de gravidade.

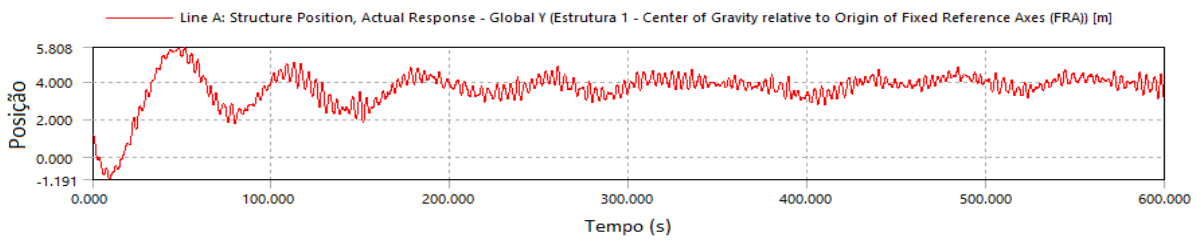


Figura 4.53. Translações segundo a deriva para profundidade a de 85,91 m para 4 módulos com 4 cabos em relação ao seu centro de gravidade.

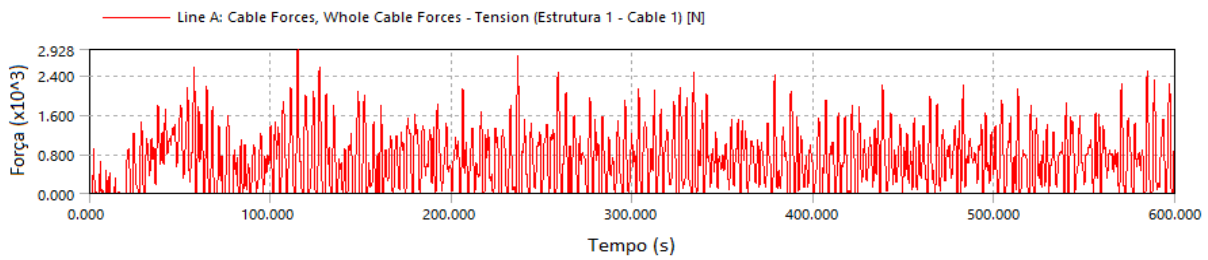


Figura 4.54. Força aplicada no cabo 1 para profundidade a de 85,91 m para 4 módulos com 4 cabos.

De seguida, para se inferir sobre o efeito de um maior número de cabos de amarração associados aos módulos, foram colocados mais 4 cabos de poliéster, como apresentado na Figura 4.55.

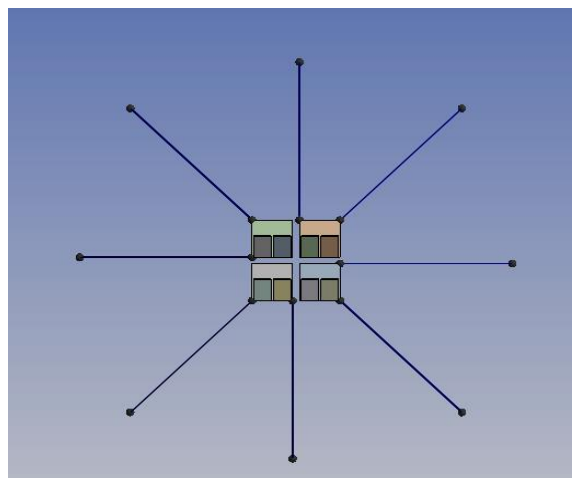


Figura 4.55. Sistema de amarração linear de oito cabos.

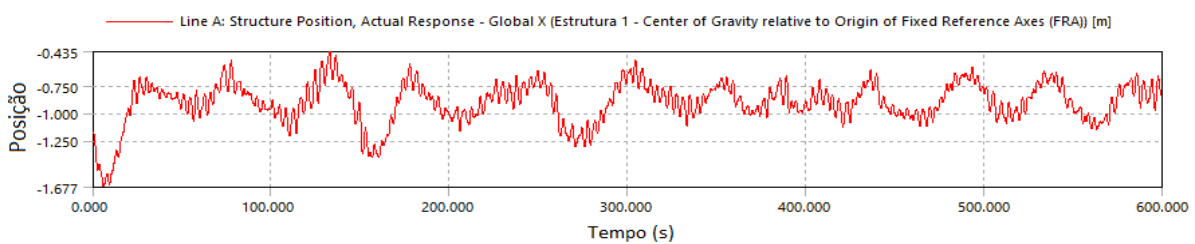


Figura 4.56. Translações segundo o avanço para profundidade a de 85,91 m para 4 módulos com 8 cabos em relação ao seu centro de gravidade.

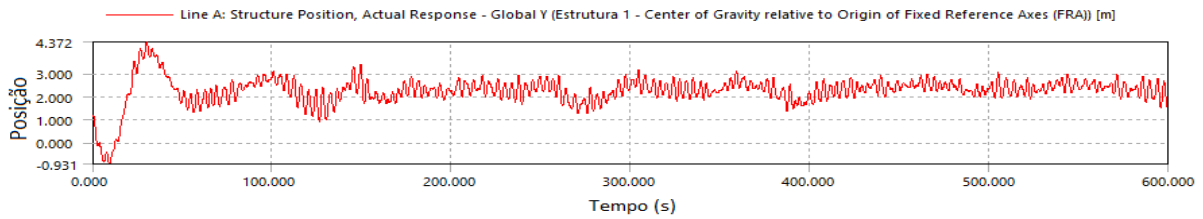


Figura 4.57. Translações segundo a deriva para profundidade a de 85,91 m para 4 módulos com 8 cabos em relação ao seu centro de gravidade.

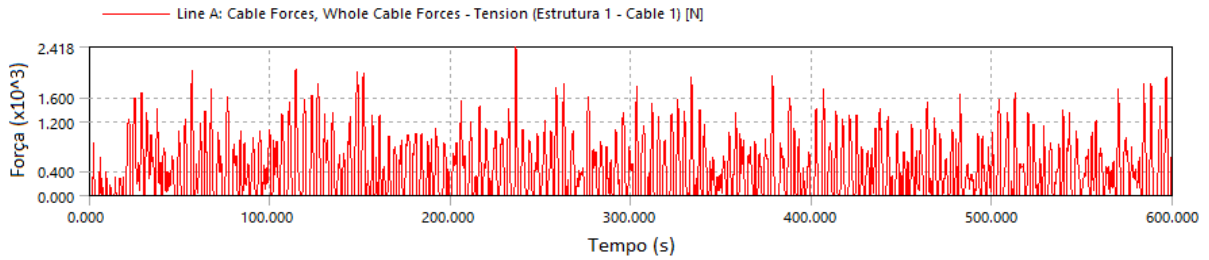


Figura 4.58. Força aplicada no cabo 1 para profundidade a de 85,91 m para 4 módulos com 8 cabos.

Verifica-se que as translações diminuem com o aumento do número de cabos e que a força máxima verificada no cabo selecionado é menor, o que parece lógico já que se as forças de restituição se irão dividir por um maior número de cabos.

Conclui-se ainda que as translações diminuem para um aumento do número de módulos, com o mesmo número de cabos de amarração, facto que provavelmente dever-se-á ao aumento de peso e inércia global da estrutura o que faz com que seja necessária mais energia para provocar o mesmo arrastamento.

Apresenta-se ainda uma tabela comparativa (Tabela 4.10) entre os sistemas lineares para as translações segundo o avanço e a deriva consoante a disposição e número de cabos e módulos.

Tabela 4.10 Comparação das translações segundo o avanço e a derivada consoante a configuração adotada

Disposição construtiva	Translação segundo avanço (m)	Translação segundo a deriva (m)
3 cabos de amarração (2 módulos)	7,121	3.809
4 cabos amarrados aos vértices exteriores (2 módulos)	5,831	5,482
4 cabos amarrados ao centro das arestas exteriores (2 módulos)	4,283	4,687
4 cabos amarrados ao centro das arestas exteriores (4 módulos)	2,162	4,633
8 cabos de amarração (4 módulos)	0,740	3,197

5

CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

5.1. CONCLUSÕES

A utilização de energias renováveis tem assumido uma relevância cada vez maior, devido à necessidade de proteger o meio ambiente. Existem várias formas de produzir energia renovável e nesta dissertação pretendia-se explicar as vantagens e as desvantagens da utilização de sistemas fotovoltaicos flutuantes.

A tecnologia apresenta várias vantagens face a sistemas fotovoltaicos que não estejam sobre uma massa de água, entre elas, o aumento de eficiência dos painéis fotovoltaicos, a não ocupação do uso do solo, ficando assim disponível para outras aplicações, redução da evaporação na massa de água e eventual aumento da qualidade da mesma. Apresenta, no entanto, algumas desvantagens como a necessidade de utilizar um sistema de amarração e de requerer um maior cuidado na implantação já que estará sujeita a um maior número de ações externas.

Por outro lado, pretendia-se também o dimensionamento e estudo da instalação do referido sistema fotovoltaico flutuante numa albufeira já que nesse caso ainda apresenta a vantagem de não necessitar da realização de um sistema de entrega à rede, bastando conectar com a entrega existente na barragem. Além disso, à data da realização deste documento apenas se conhecia uma aplicação existente em Portugal.

Neste trabalho foi utilizado como caso de estudo a albufeira do Alto Rabagão, selecionado devido à existência de condições externas intensas no local. Foram assim recolhidos os dados necessários à estimativa das ações que iriam influenciar o dimensionamento da estrutura e o seu sistema de amarração. Utilizando uma geometria para as estruturas flutuantes baseada numa já existente, mas simplificada, em Alicante e painéis fotovoltaicos existentes no mercado atualmente, restava dimensionar o sistema de amarração de modo a restringir ao máximo os movimentos dos módulos.

A estrutura foi estudada através de um modelo numérico utilizando o software ANSYS AQWA, de modo a definir os seus coeficientes hidrodinâmicos, cruciais para um correto estudo da resposta dos módulos flutuantes fotovoltaicos no domínio do tempo face às solicitações externas.

Aplicando uma distribuição de extremos para um período de retorno de 50 anos, verificou-se que a principal ação externa iria ser a ondulação gerada pelo vento atuante na albufeira. De referir que para a simulação da ação do vento foi utilizado o espectro de vento NPD e para a ação da ondulação, o espectro de ondas JONSWAP. Utilizando como material para os cabos de amarração o poliéster e tendo como opções mais viáveis e mais frequentes em estruturas flutuantes o sistema de amarração linear e o sistema de amarração em catenária, foram realizadas modelações numéricas no ANSYS AQWA de modo a

comparar, inicialmente, sistemas de amarração linear com disposições distintas de cabos, concluindo-se que o mais restritivo em relação às translações nos módulos seria um sistema de amarração linear com quatro cabos de amarração, amarrados ao centro das arestas exteriores dos módulos, ainda que para uma ondulação irregular JONSWAP com probabilidade de ocorrência de uma vez em 50 anos apresente movimentação considerável. De seguida foi comparado esse sistema com um sistema de amarração em catenária, sendo o linear mais aconselhável desde que esteja presente um mecanismo que contraia e estique os cabos conforme necessário. Também será mais útil o sistema linear caso se pretenda cobrir uma maior área da albufeira, já que este ocupa menor área do leito da albufeira.

Aprofundando o estudo do sistema linear, concluiu-se que existe uma relação entre a orientação das ações externas e as forças exercidas nos cabos de amarração, se as forças de restituição dos cabos tiverem a mesma direção do que as ações externas, é expectável que exerça menos força do que os restantes cabos.

Após a verificação de que o sistema de amarração linear com os cabos amarrados no centro das arestas exteriores dos módulos seria o mais indicado, realizou-se o mesmo estudo para uma estrutura com 4 módulos, desta vez tentando inferir de que forma o aumento do número de módulos influenciaria os movimentos nos mesmos e se o aumento de número de cabos de amarração teria alguma influência, já que foram testados os 4 módulos com 4 e 8 cabos. Observou-se que não só o aumento do número de módulos diminuiu os movimentos como também o aumento do número de cabos teve o mesmo efeito.

Após a análise dos prós e contras da tecnologia e dos resultados dos efeitos das ações externas, concluiu-se que a tecnologia é viável estruturalmente na albufeira do Alto Rabagão, onde está sujeita a ações intensas, pelo que se pode inferir que provavelmente poderá ser viável para qualquer albufeira em território nacional. Conclui-se que para além de viável, é aconselhável face a outras hipóteses já que apresenta grandes vantagens ambientais.

5.2. DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

A necessidade de cumprir prazos nos quais a realização de uma dissertação se inclui, obriga a que algumas questões, de análise mais complexas, sejam tratadas de forma menos profunda do que o que seria desejável, como tal, registam-se algumas sugestões para trabalhos futuros.

Sugere-se a validação dos resultados obtidos no modelo numérico com resultados experimentais obtidos com um modelo físico possivelmente realizado no Laboratório de Hidráulica da SHRHA da FEUP.

Propõe-se, também, que o estudo numérico seja realizado para outras albufeiras com solicitações externas semelhantes, para validação dos valores encontrados nesta dissertação e com valores distintos para uma maior abrangência de dados sobre os efeitos de solicitações externas em painéis fotovoltaicos flutuantes em albufeiras de barragens.

Sugere-se ainda uma análise económica para verificar se a solução obtida é comportável em termos de custos e vantajosa face a outras opções, assim como se a energia produzida compensa a realização do projeto.

Será também interessante perceber qual o comportamento de módulos com geometrias distintas da utilizada neste trabalho e sujeitos a cabos de amarração diferentes, como, por exemplo, correntes.

Com a diminuição das translações verificadas para um maior número de módulos, impõe-se que no futuro sejam estudadas estruturas com um maior número de módulos, que cubra uma maior área do reservatório da albufeira, de modo a aumentar a potência instalada, e verificar se se mantém uma diminuição das translações com o aumento do número de módulos e cabos de amarração, se há uma

melhoria da qualidade da água e influência na vida aquática presente na albufeira. Verificar também a possível relação entre o aumento do número de módulos e a diminuição da altura de onda significativa, já que os módulos seriam um obstáculo à atuação do vento sobre a massa de água, o que resultaria numa possível diminuição da extensão do *fetch* e conseqüente altura de onda significativa.

Como não foi conseguido nesta dissertação, recomenda-se a obtenção de coeficientes de vento para os seis graus de liberdade de modo a reproduzir mais realisticamente a ação do vento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aly, A. M., 2016. *On the evaluation of wind loads on solar panels: The scale Issue*. Journal of Solar Energy, vol 135, pp 423-434, doi:10.1016/j.solener.2016.06.018
- AQWA Users Manual, 2017. Ansys Inc., Canonsburg, Pennsylvania, EUA, 184p.
- Axaopoulos, P.J., Fylladitakis, E.D., 2013. *Energy And Economic comparative study of a tracking vs. A fixed photovoltaic system*. European Scientific Journal, Vol 9, N°12, pp50-69. ISSN:1857-7431
- Batchelor, G., K., 1967. *An introduction to fluid Dynamics*. Chapter 4, Flow of a uniform incompressible viscous fluid, Cambridge university press, Cambridge, United Kingdom, 90p.
- Beringer, S., Schilke, H., Lohse, I., Seckmeyer, G., 2011. *Case study showing that the tilt angle of photovoltaic plants is nearly irrelevant*. Solar Energy, Vol 85, N°3, pp. 470-476, doi:10-1016/j.solener.2010.12.014
- BP Statistical Review of World Energy (June 2017)
- Braga, G., 2016. *Desenvolvimento de tecnologia para produção de energia a partir do movimento de plataformas flutuantes offshore multifuncionais*. Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal.
- Cazzaniga, R., Cicu M., Rosa-Clot, M., Rosa-Clot, P., Tina, G.M., Ventura, C., 2017. *Floating photovoltaic plants: Performance analysis and design solutions*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, doi:10.1016/j.rser.2017.05.269
- Chakrabarti, S.K., 2005. *Loads and responses*. Chapter 4, Handbook of offshore engineering, ISBN 978-0-08-044381-2, Offshore structure analysis, Inc., Plainfield, Illinois, EUA, 64p.
- Chang, T., P., 2008. *Study on the optimal tilt angle of solar collector according to diferente radiation types*. International Journal of Applied Science and Engineering, Vol 6, N°2, pp. 151-161, ISSN 1727-2394
- Choi Y.K., Lee N.H., Kim K.J., 2013. *Empirical Reserach on the efficiency of Floating PV systems compared with Overland PV systems*. CES-CUBE, ASTL Vol.25, pp 284-289
- Choi, Y., Lee, N., Lee, A., Kim, K., 2013. *A study on major design elements of tracking-type floating photovoltaic systems*. International Journal of Smart Grid and Clean Energy, Vol 3, N°1, pp 70-74, doi:10.12720/sgce.3.1.70-74
- CIRIA, CUR, CETMEF (2007). *Physical Site conditions and data collection*. In The Rock Manual. The use of rock in hydraulic engineering (2nd edition). Cap. 4, 180p, C683, CIRIA, London.
- Craig I, Green A, Scobie M and Schmidt E, 2005. *Controlling evaporation loss from water storages*, National Centre for engineering in agriculture Publication 1000580/1, USQ, Toowoomba
- Cummins, W., E., 1962. *The impulse response function and ship motions*. Hydromechanics laboratory, Report 1661, Bethesda, Maryland, EUA, 9p.
- Dutra, S., M., Lache, I., Ellermann, K., Heredia, R., R., 2011. *Research in offshore transfer cargo operations; challenges, developments, and new frontiers*. Ship Journal, Vol.5, N°10, pp.9-17, doi:10.25043/issn.1909-8642
- Ertekin, C., Evrendilek, F., Kulcu, R., 2008. *Modeling spatio-temporal Dynamics of optimum tilt angles for solar collectors in Turkey*. Sensors, Vol 8, pp. 2913-2931, doi:10.3390/s8052913

Ferrer-Gisbert, M., Ferrer-Gisbert, P., Ferran-Gozávez, J., J., Sánchez-Romero, F., J., Redón-Santafé, M., Torregrosa-Soler J., B., 2013. *A new photovoltaic floating cover system for water reservoirs*. Journal of Renewable Energy, Vol 60, pp 63-70, doi:10.1016/j.renene.2013.04.007

Gokbulak F., Ozhan S., 2006. *Water loss through evaporation from the water surfaces of lakes and reservoirs in Turkey*. E-Water, Oficial publication of the water association (EWA), pp.1-6, ISSN 1994-8549

Gomes, D., 2014. *Avaliação da geração de ondas por ação do vento e de embarcações em albufeiras. Estudo de caso*. Tese de Mestrado, Faculdade da Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 255 p.

Hammond R, Srinivasan D, Harris A, Whitfield K, Wohlgemuth J, 1997. *Effects of Soiling on PV module and radimeter performance*. Proc of the Photovoltaic Specialists Conference, Anaheim, California, Estados Unidos da América, 29 Sep-Oct . 1121-1124. ISBN 0-7803-3767-0

Handoyo, E.A., Ichani, D., Prabowo, 2013. *The optimal tilt angle of a solar collector*. Energy Procedia, Vol.32, pp.166-175, doi:10.1016/j.egypro.2013.05.022

Jubayer, C., M., 2015. *Wind and Thermal effects on ground mounted photovoltaic (PV) panels*. Tese de Doutoramento, Department of civil and environmental engineering, The university of Wester Ontario, Ontario, Canada, 180p

Kajari-Schroder, S., Kunze, I., Eitner, U., Kontges, M., 2011. *Spatial and directional distribution of cracks in silicon PV modules after uniform mechanical loads*. Proceedings of the 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Seattle, USA, Jun 19-24, pp. 833-837, ISBN: 978-1-4244-9965-6

Kamphuis, J. (2000). *Wave generation*. In *Introduction to Coastal Engineering and Management*, pp. 103-116, Queens University, Canada

Karimirad, M., Koushan, K., Weller, S., Johannig, L., 2014. *Applicability of offshore mooring and foundation technologies for Marine Renewable Energy (MRE) device arrays*. Proceedings of the 1st International Conference on Renewable Energies Offshore, Lisbon, Portugal, Nov 24-26, pp. 905-912, ISBN 9781138028715

Koekoek, M., 2010. *Connecting Floating Modular Structures. A general survey and structural design of a modular floating pavilion*. Tese de Mestrado, Delft University of Technology, Delft, The Netherlands, 173 p.

Lacerda, T., 2005. *Análise de sistemas de ancoragem de plataformas flutuantes*. Master Thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 67 p.

Lord Kelvin (1887). *On ship waves*. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers. Vol N°3, pp. 245-256 [citado por De Roo, S. e Troch, P., 2010]

Maghami, M.R., Hizam, H., Gomes, C., Radzi, M.A., Rezadad, M.I., Hajighorbani, S., 2016. *Power Loss due to soiling on solar panel: A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews Vol 59, pp.1307-1316, doi:10.1016/j.rser.2016.01.044

McKay, A., 2013. *Floatovoltaics: Quantifying the Benefits of a Hydro-Solar Power Fusion*. Senior Thesis, Pomona College, Claremont, United States of America, 36p

Muaddi J.A., Jamal M.A., 1991. Solar spectrum at depth in water. Renew Energy;1(1):31-5 [citado por Cazzaniga et al. 2017]

- Perez M, Perez R 2015. *A Fundamental look at supply energy reserves for the planet*. The International Energy Agency SHCP Solar Update, Volume 50, pp. 2-3
- PIANC - Permanent International Association of Navigation Congresses. Permanent Technical Committee II, Working Group 13. (1994). *Floating Breakwaters: A Practical Guide for Design and Construction*. Brussels, Belgium, 52p.
- PIANC-Permanent International Association of Navigation Congresses. Permanent Technical Committee I, Working Group 4. (1987). *Guidelines for the design and construction of flexible revetments incorporating geotextiles for inland waterways*. Brussels. [citado por Gomes, 2014]
- Rawson, K. J. and E. C. Tupper, 1976. *Basic Ship Theory*, Volume 1, Longman, Inc., London, UK, ISBN: 9780582305274
- Rosa Santos, P., 2010. *Análise da Interação de Navios com Dispositivos de Acostagem e Amarração. Estudo em Modelo Físico do Posto "A" do Terminal de Petroleiros do Porto de Leixões*. Tese de Doutoramento, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 764 p.
- Rosa-Clot, M., Rosa-Clot, P., Tina G.M., Sandura, P.F., 2010. *Sumbmerged photovoltaic solar panel: SP2*, Renewable Energy, Vol.35, Issue 8, pp 1862-1865, doi:10.1016/j.renene.2009.10.023
- Sahu, A., Yadav, N., Sudhakar, K., 2016. *Floating photovoltaic power plant A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews pp.815-824, doi:10.1016/j.rser.2016.08.051
- Silva, M., 2017. *Conceção de Terminais para Navios Porta-Contentores*. Master Thesis, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 275 p
- Singh, G.K., 2013. *Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: A review*. Energy Vol.53, pp.1-13, doi:10.1016/j.energy.1013.02.057
- Stachiw J.D., 1980. *Performance of Photovoltaic cells in Undersea Environment*, Journal of Engineering for Industry , Vol.102, pp 51-59, doi:10.1115/1.3183829
- Stathopoulos, T., Xypnitou, E., Zisis I., 2012. *Wind loads on solar collectors: a review*. Proceedings of Structures Congress, ASCE, Chicago, EUA, Mar. 29-31, pp. 1169-1179, ISBN:9780784412367
- Stathopoulos, T., Xypnitou, E., Zisis I., 2014. *Local and overall wind pressure and force coefficients for solar panels*. Journal of wind engineering and industrial aerodynamics, Vol 125, pp 195-206, doi:10.1016/j.jweia.2013.12.007
- Tang, R., Wu, T., 2004. *Optimal tilt-angles for solar collectors used in China*. Applied Energy, Vol 79, N°3, pp. 239-248, doi:10.1016/j.apenergy.2004.01.003
- Tina, G. M., Rosa-Clot, M., 2011. *Electrical Behavior and Optimization of panels and reflector of a photovoltaic floating plant*. 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Messeplatz 1, Hamburg, Germany, Sep.5 – Sep.9, pp.4371-4375, ISBN: 3-936338-27-2 [citado por Sahu, Yadav, Sudhakar, 2016]
- Trapani, K., Redón Santafé, M., 2014. *A review of floating photovoltaic installations:2007-2013*, Progress in photovoltaics: research and application, Vol.23, pp.524-532, doi:10.1002/pip.2466
- Ueda, Y., Sakurai, T., Tatebe S., Itoh A. E Kurokawa K., 2008. *Performance analysis of PV Systems on the water*. Proc. Of the 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Valencia, Spain, Sep. 2670-2673. ISBN 3-936338-24-8 [citado por Trapani e Redon Santafé (2014)]
- USACERC-U.S. Army Coastal Engineering Research Center. (1984). *Shore Protection Manual*. U.S.Government Printing Office, Washington, D.C., USA, Vol n°1

USACE-U. S. Army Corps of Engineers. (2002). *Water wave mechanics*. In Coastal Engineering Manual, EM 1110-2-1100 Parte II, Cap. 2, U. S. Army Corps of Engineers, Washington, D. C., USA, 77p.

Van Oortmerssen, G., 1976. *The motions of a moored ship in waves*. Tese de doutoramento, Delft University of Technology, Delft, The Netherlands, 143p.

Vincent, C. L., Demirbilek, Z., Weggel, J. R., 2002. *Estimation of nearshore waves*. Chapter 3, Coastal Hydrodynamics Part II, Coastal Engineering Manual, EM 1110-2-1100, US Army Corps of Engineers, Washington DC, 41p.

Warsido, W. P., Bitsuamlak, G. T., Barata, J., 2014. *Influence of spacing parameters on the wind loading of solar array*. Journal of Fluids and Structures, Vol 48, pp 295-315, doi:10.1016/j.jfluidstructs.2014.03.005

Yarde, A., J., Banyard, L., S., Allsop, N., W., H., 1996. *Reservoir dams: wave conditions, wave overtopping and slab protection*. Report SR 459, HR Wallingford, UK, April, 62p.

Yasmeena, S. and Das, G.T.R., 2015. *A review on New Era of Solar power systems: Flotovoltaic Systems or Floating Solar Power Plants*. I-manager's Journal on Instrumentation and control engineering

Outros sítios consultados:

<http://www.diariodetrasmontes.com/noticia/edp-inaugurou-central-solar-fotovoltaica-na-barragem-dos-pisoos> (Outubro 2017)

<http://blog.bluesol.com.br/energia-solar-5-informacoes-essenciais/> (Novembro 2017)

<https://www.electronica-pt.com/painel-solar-fotovoltaico> (Novembro 2017)

<http://www.ciel-et-terre.net/hydrelieo-technology/> (Novembro 2017)

<http://www.sudburyminingsolutions.com/mirarco-researcher-tests-floating-solar-collectors.html> (Dezembro 2017)

http://www.vos.noaa.gov/MWL/apr_06/waves.shtml (Novembro 2017)

<http://officerincharge.blogspot.pt/2012/08/motion-of-ship.html> (Dezembro 2017)

<https://www.offshoreenergytoday.com/usa-intermoor-places-mooring-chain-order/> (Dezembro 2017)

http://www.chinahisea.com/marine_mooring_equipment/ (Dezembro 2017)

<https://www.mastermarinelines.net/ner-3-strd-nylon-mooring-lines.html> (Dezembro 2017)

<http://www.svsarah.com/Whoosh/WhooshCruiseMedMoor.htm> (Dezembro 2017)

<http://solarprofessional.com/articles/project-profiles/commercial-grid-direct-floatovoltaics-system-far-niente-winery#.WotwU-fLi01> (Novembro 2017)

<https://solarserdar.wordpress.com/2012/03/03/floating-tracking-cooling-concentrator-ftcc/> (Novembro 2017)

http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/11-12/MORE/mooring/alternate_anchors.html (Janeiro 2018)

<http://www.delmarbr.com/site159.php> (Janeiro 2018)

<http://www.laceo.coppe.ufrj.br/projetos/estaca-torpedo/> (Janeiro 2018)

<http://www.avopiling.com.au/service-detail.php?s=driven-piles> (Janeiro 2018)

ANEXOS

ANEXO A
Estruturas flutuantes
fotovoltaicas existentes

Tabela A.5.1.Instalações fotovoltaicas flutuantes existentes

Caso	Ano	Local	Capacidade (kW)	Principal empresa envolvida
1	2007	Japão	20	National Institute of Advanced Industrial Science and Tecnology
2	2008	EUA	175	SPG Solar
3	2008	EUA	30	SPG Solar
4	2009	Itália	500	Byro
5	2009	Espanha	24	CELEMIN Energy e Polytechnic University of Valencia
6	2009	Itália	20	D.A.I.E.T.
7	2010	Itália	200	Terra Moretti Holding
8	2010	Espanha	300	CELEMIN Energy e Polytechnic University of Valencia
9	2011	Itália	30	Scienza Industria Technologia
10	2011	Itália	20	D.A.I.E.T.
11	2011	França	14	Ciel et Terre
12	2011	EUA	350	SPG Solar
13	2011	França	4	Osesol
14	2011	EUA	112	ENERActive
15	2012	Coreia do Sul	20	Techwin
16	2012	Coreia do Sul	500	K-Water
17	2012	França	100	Osesol
18	2013	Singapura	5	Phoenix Solar
19	2013	Canada	0,5	MIRARCO
20	2013	Japão	1157	Ciel et Terre
21	2014	Grã-Bretanha	200	Ciel et Terre
32	2014	Japão	2000	Ciel et Terre
54	2014	Japão	1100	Ciel et Terre
61	2014	Japão	850	Ciel et Terre
63	2014	Japão	696	Ciel et Terre
79	2014	Israel	50	Solaris Synergy
80	2014	Japão	48	Environmental-resources development
81	2014	Japão	40	Environmental-resources development
88	2014	Tailândia	5	Ciel et Terre
22	2015	Japão	7,5	Kyocera
23	2015	Índia	10	Vikram solar Pvt. Ltd.
26	2015	Japão	2300	Kyocera TCL Solar
27	2015	Japão	1700	Kyocera TCL Solar
28	2015	Japão	1200	Kyocera TCL Solar
29	2015	Japão	1700	Infini, SRG Takamiya, Environmental resources development, Tokai Densetsu

Caso	Ano	Local	Capacidade (kW)	Principal empresa envolvida
30	2015	Coreia do Sul	3000	LG CNS
31	2015	Coreia do Sul	3000	LG CNS
34	2015	Japão	7500	Ciel et Terre
44	2015	Japão	1500	Ciel et Terre
45	2015	Japão	1500	Ciel et Terre
46	2015	Japão	1430	West Energy Solution
47	2015	Japão	1330	Ciel et Terre
51	2015	Japão	1176	Ciel et Terre
52	2015	Japão	1153	Ciel et Terre
53	2015	Japão	1125	Ciel et Terre
56	2015	Japão	1076	Ciel et Terre
57	2015	Japão	1008	Takiron Engineering
66	2015	Japão	528	West Energy Solution
67	2015	Japão	504	Ciel et Terre
68	2015	Coreia do Sul	495	Ciel et Terre
69	2015	Grã-Bretanha	471	Ciel et Terre
70	2015	Japão	460	Sun250
74	2015	Malásia	108	Ciel et Terre
75	2015	Grã-Bretanha	100	Ciel et Terre
78	2015	Grã-Bretanha	50	Ciel et Terre
82	2015	Holanda	33	Sunfloat
84	2015	Israel	22	Ciel et Terre
85	2015	Suécia	15	Ciel et Terre
87	2015	Índia	10	Arka Renewable Energy College
33	2016	China	20000	Xinyi Solar
35	2016	Grã-Bretanha	6400	Ciel et Terre
36	2016	Grã-Bretanha	3000	Ciel et Terre
37	2016	Japão	2450	Ciel et Terre
38	2016	Japão	2400	Ciel et Terre
39	2016	Japão	2000	Ibiden Engineering
40	2016	Japão	2000	Takiron Engineering
41	2016	Japão	2000	Ciel et Terre
42	2016	Japão	1750	Dainen Eco Solution
43	2016	Japão	1700	Environmental-resources development
48	2016	Japão	1260	Ciel et Terre
49	2016	Japão	1210	Ciel et Terre

Caso	Ano	Local	Capacidade	Principal empresa envolvida
50	2016	Japão	1200	West Energy Solution
55	2016	Japão	1078	Ciel et Terre
58	2016	Japão	1000	West Energy Solution
59	2016	Japão	990	Ciel et Terre
60	2016	Japão	973	Ciel et Terre
62	2016	Japão	808	Yingli Solar
64	2016	Japão	631	Ciel et Terre
65	2016	Japão	630	West Energy Solution
71	2016	Japão	400	k-water
72	2016	Itália	343	Ciel et Terre
73	2016	Japão	300	Ciel et Terre
76	2016	Maldivas	96	Swimsol
77	2016	Japão	59	Ciel et Terre
83	2016	Holanda	25	Sunfloat
86	2016	EUA	13	Ciel et Terre
89	2016	EUA	5	Ciel et Terre
90	2017	China	70000	Ciel et Terre
91	2017	Portugal	220	EDP

ANEXO B
Dados para a aplicação da
distribuição de extremos

Tabela B.5.1 Dados para a obtenção dos valores extremos no intervalo 0-45°

0-45°							
m	U	Tm	1/Tm	F	K	K ²	K*U
1	80,63124	12	0,083333	0,916667	1,454483	2,11552	117,2767
2	74,52	6	0,166667	0,833333	0,877423	0,76987	65,38553
3	73,44	4	0,25	0,75	0,521635	0,272103	38,30887
4	70,74	3	0,333333	0,666667	0,253924	0,064477	17,96257
5	67,5	2,4	0,416667	0,583333	0,031852	0,001015	2,14998
6	67,5	2	0,5	0,5	-0,16437	0,027017	-11,0948
7	67,5	1,714286	0,583333	0,416667	-0,34653	0,120085	-23,3909
8	66,96	1,5	0,666667	0,333333	-0,52365	0,274207	-35,0634
9	66,96	1,333333	0,75	0,25	-0,70509	0,497147	-47,2126
10	66,42	1,2	0,833333	0,166667	-0,90523	0,819441	-60,1254
11	65,34	1,090909	0,916667	0,083333	-1,16035	1,34641	-75,8172

média	69,77375	A	5,559535
desvio padrão	4,658723	B	70,1103
K linha	-0,06054	T	50
K linha quadrado	0,57339	K	2,593591
K * U linha	-1,05642	U	84,52946

Tabela B.5.2 Dados para a obtenção dos valores extremos no intervalo 45-90°

45-90°							
m	U	Tm	1/Tm	F	K	K ²	K*U
1	76,92756	12	0,083333	0,916667	1,454483	2,11552	111,8898
2	76,4646	6	0,166667	0,833333	0,877423	0,76987	67,09176
3	75,53868	4	0,25	0,75	0,521635	0,272103	39,40361
4	71,28	3	0,333333	0,666667	0,253924	0,064477	18,09968
5	69,12	2,4	0,416667	0,583333	0,031852	0,001015	2,20158
6	68,58	2	0,5	0,5	-0,16437	0,027017	-11,2723
7	67,5	1,714286	0,583333	0,416667	-0,34653	0,120085	-23,3909
8	66,96	1,5	0,666667	0,333333	-0,52365	0,274207	-35,0634
9	65,88	1,333333	0,75	0,25	-0,70509	0,497147	-46,4511
10	64,8	1,2	0,833333	0,166667	-0,90523	0,819441	-58,6589
11	63,72	1,090909	0,916667	0,083333	-1,16035	1,34641	-73,9374

média	69,70644	A	5,796995
desvio padrão	4,721067	B	70,05737
K linha	-0,06054	T	50
K linha quadrado	0,57339	K	2,593591
K * U linha	-0,91706	U	85,0924

Tabela B.5.3 Dados para a obtenção dos valores extremos no intervalo 90-135°

90-135°							
m	U	Tm	1/Tm	F	K	K ²	K*U
1	93,13116	12	0,083333	0,916667	1,454483	2,11552	135,4577
2	56,7	6	0,166667	0,833333	0,877423	0,76987	49,74986
3	54	4	0,25	0,75	0,521635	0,272103	28,16829
4	52,38	3	0,333333	0,666667	0,253924	0,064477	13,30053
5	49,14	2,4	0,416667	0,583333	0,031852	0,001015	1,565186
6	49,14	2	0,5	0,5	-0,16437	0,027017	-8,07702
7	48,6	1,714286	0,583333	0,416667	-0,34653	0,120085	-16,8415
8	46,98	1,5	0,666667	0,333333	-0,52365	0,274207	-24,601
9	46,44	1,333333	0,75	0,25	-0,70509	0,497147	-32,7442
10	46,44	1,2	0,833333	0,166667	-0,90523	0,819441	-42,0389
11	46,44	1,090909	0,916667	0,083333	-1,16035	1,34641	-53,8866

média	53,58101	A	13,67993
desvio padrão	13,55128	B	54,40914
K linha	-0,06054	T	50
K linha quadrado	0,57339	K	2,593591
K * U linha	4,550214	U	89,88927

Tabela B.5.4 Dados para a obtenção dos valores extremos no intervalo 135-180°

135-180°							
m	U	Tm	1/Tm	F	K	K ²	K*U
1	69,12	12	0,083333	0,916667	1,454483	2,11552	100,5338
2	66,42	6	0,166667	0,833333	0,877423	0,76987	58,27841
3	63,72	4	0,25	0,75	0,521635	0,272103	33,23858
4	62,64	3	0,333333	0,666667	0,253924	0,064477	15,90578
5	61,56	2,4	0,416667	0,583333	0,031852	0,001015	1,960782
6	59,94	2	0,5	0,5	-0,16437	0,027017	-9,85219
7	59,4	1,714286	0,583333	0,416667	-0,34653	0,120085	-20,584
8	58,32	1,5	0,666667	0,333333	-0,52365	0,274207	-30,5391
9	56,16	1,333333	0,75	0,25	-0,70509	0,497147	-39,5977
10	55,62	1,2	0,833333	0,166667	-0,90523	0,819441	-50,3489
11	55,08	1,090909	0,916667	0,083333	-1,16035	1,34641	-63,912

média	60,72545	A	5,667867
desvio padrão	4,50739	B	61,06857
K linha	-0,06054	T	50
K linha quadrado	0,57339	K	2,593591
K * U linha	-0,44696	U	75,76869

Tabela B.5.5 Dados para a obtenção dos valores extremos no intervalo 180-225°

180-225°							
m	U	Tm	1/Tm	F	K	K ²	K*U
1	92,20524	12	0,083333	0,916667	1,454483	2,11552	134,1109
2	87,11268	6	0,166667	0,833333	0,877423	0,76987	76,43463
3	83,87196	4	0,25	0,75	0,521635	0,272103	43,75054
4	82,94604	3	0,333333	0,666667	0,253924	0,064477	21,06197
5	82,48308	2,4	0,416667	0,583333	0,031852	0,001015	2,627215
6	82,48308	2	0,5	0,5	-0,16437	0,027017	-13,5575
7	81,32568	1,714286	0,583333	0,416667	-0,34653	0,120085	-28,182
8	79,47384	1,5	0,666667	0,333333	-0,52365	0,274207	-41,6163
9	78,7794	1,333333	0,75	0,25	-0,70509	0,497147	-55,5463
10	78,08496	1,2	0,833333	0,166667	-0,90523	0,819441	-70,6848
11	78,08496	1,090909	0,916667	0,083333	-1,16035	1,34641	-90,6058

média	82,44099	A	5,216194
desvio padrão	4,25296	B	82,75676
K linha	-0,06054	T	50
K linha quadrado	0,57339	K	2,593591
K * U linha	-2,01886	U	96,28543

Tabela B.5.6 Dados para a obtenção dos valores extremos no intervalo 225-270°

225-270°							
m	U	Tm	1/Tm	F	K	K ²	K*U
1	80,16828	12	0,083333	0,916667	1,454483	2,11552	116,6034
2	77,39052	6	0,166667	0,833333	0,877423	0,76987	67,90419
3	76,92756	4	0,25	0,75	0,521635	0,272103	40,1281
4	76,69608	3	0,333333	0,666667	0,253924	0,064477	19,47496
5	76,4646	2,4	0,416667	0,583333	0,031852	0,001015	2,435517
6	76,23312	2	0,5	0,5	-0,16437	0,027017	-12,5303
7	76,00164	1,714286	0,583333	0,416667	-0,34653	0,120085	-26,337
8	76,00164	1,5	0,666667	0,333333	-0,52365	0,274207	-39,7981
9	75,77016	1,333333	0,75	0,25	-0,70509	0,497147	-53,4245
10	75,07572	1,2	0,833333	0,166667	-0,90523	0,819441	-67,9608
11	73,98	1,090909	0,916667	0,083333	-1,16035	1,34641	-85,8426

média	76,42812	A	1,842379
desvio padrão	1,545787	B	76,53965
K linha	-0,06054	T	50
K linha quadrado	0,57339	K	2,593591
K * U linha	-3,57701	U	81,31803

Tabela B.5.7 Dados para a obtenção dos valores extremos no intervalo 270-315°

270-315°							
m	U	Tm	1/Tm	F	K	K ²	K*U
1	81,32568	12	0,083333	0,916667	1,454483	2,11552	118,2868
2	73,44	6	0,166667	0,833333	0,877423	0,76987	64,43791
3	73,44	4	0,25	0,75	0,521635	0,272103	38,30887
4	68,58	3	0,333333	0,666667	0,253924	0,064477	17,41409
5	67,5	2,4	0,416667	0,583333	0,031852	0,001015	2,14998
6	65,88	2	0,5	0,5	-0,16437	0,027017	-10,8285
7	65,34	1,714286	0,583333	0,416667	-0,34653	0,120085	-22,6424
8	64,8	1,5	0,666667	0,333333	-0,52365	0,274207	-33,9324
9	62,1	1,333333	0,75	0,25	-0,70509	0,497147	-43,7859
10	62,1	1,2	0,833333	0,166667	-0,90523	0,819441	-56,2148
11	61,56	1,090909	0,916667	0,083333	-1,16035	1,34641	-71,4311

média	67,82415	A	7,4879
desvio padrão	6,082029	B	68,27744
K linha	-0,06054	T	50
K linha quadrado	0,57339	K	2,593591
K * U linha	0,160236	U	87,69799

Tabela B.5.8 Dados para a obtenção dos valores extremos no intervalo 315-360°

315-360°							
m	U	Tm	1/Tm	F	K	K ²	K*U
1	70,2	12	0,083333	0,916667	1,454483	2,11552	102,1047
2	64,26	6	0,166667	0,833333	0,877423	0,76987	56,38317
3	62,1	4	0,25	0,75	0,521635	0,272103	32,39353
4	61,56	3	0,333333	0,666667	0,253924	0,064477	15,63155
5	60,48	2,4	0,416667	0,583333	0,031852	0,001015	1,926382
6	60,48	2	0,5	0,5	-0,16437	0,027017	-9,94095
7	59,94	1,714286	0,583333	0,416667	-0,34653	0,120085	-20,7712
8	58,86	1,5	0,666667	0,333333	-0,52365	0,274207	-30,8219
9	57,78	1,333333	0,75	0,25	-0,70509	0,497147	-40,7399
10	57,24	1,2	0,833333	0,166667	-0,90523	0,819441	-51,8154
11	57,24	1,090909	0,916667	0,083333	-1,16035	1,34641	-66,4184

média	60,92182	A	4,547544
desvio padrão	3,763131	B	61,19711
K linha	-0,06054	T	50
K linha quadrado	0,57339	K	2,593591
K * U linha	-1,09712	U	72,99158

ANEXO C
Translações e forças para diferentes
alturas de onda

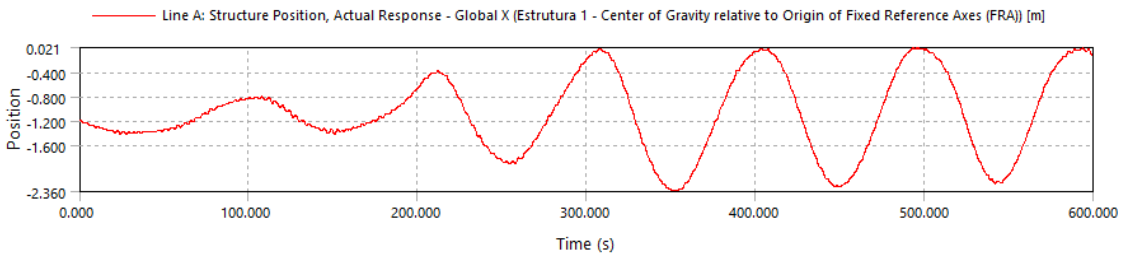


Figura C.5.1 – Translações em relação ao avanço para uma altura significativa de onda de 0,26 m em relação ao seu centro de gravidade

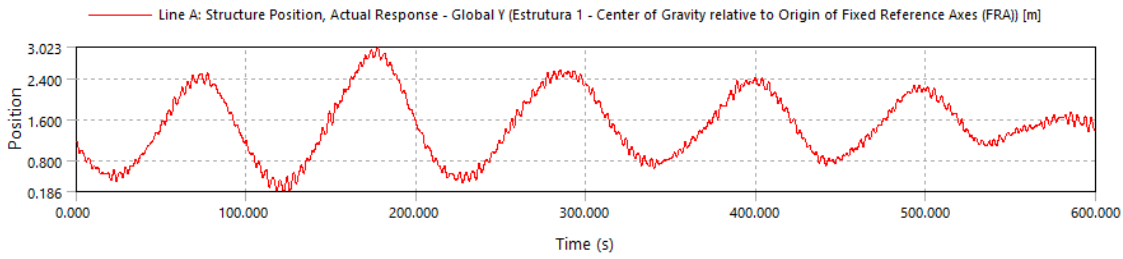


Figura C.5.2 - Translações em relação à deriva para uma altura significativa de onda de 0,26 m em relação ao seu centro de gravidade

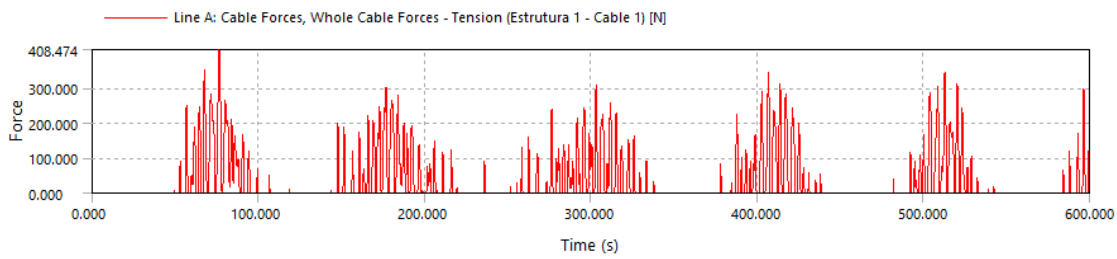


Figura C.5.3 – Força exercida no Cabo 1 para uma altura significativa de onda de 0,26 m

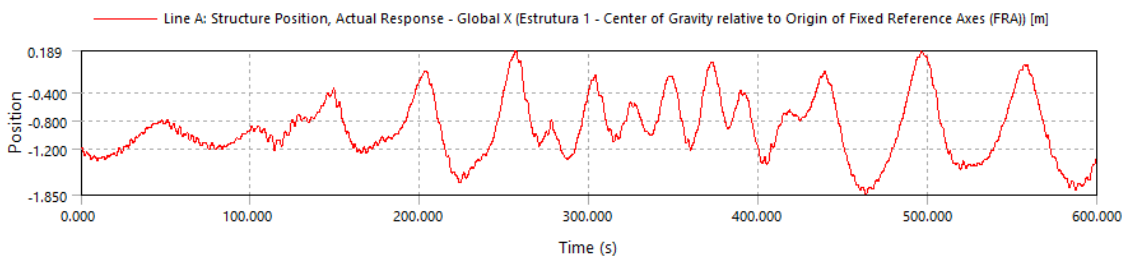


Figura C.5.4 - Translações em relação ao avanço para uma altura significativa de onda de 0,52 m em relação ao seu centro de gravidade

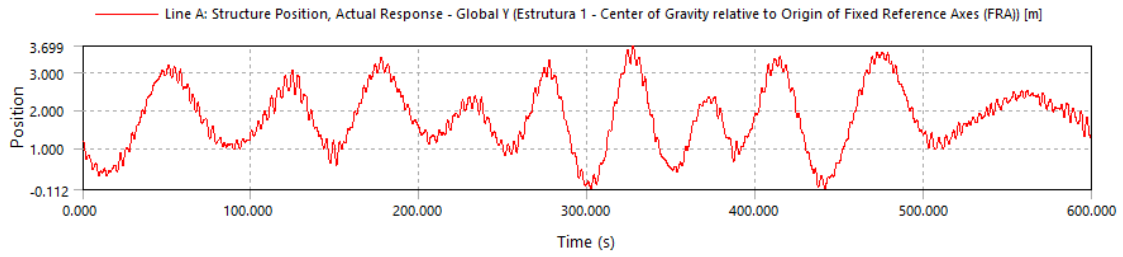


Figura C.5.5 - Translações em relação à deriva para uma altura significativa de onda de 0,52 m em relação ao seu centro de gravidade

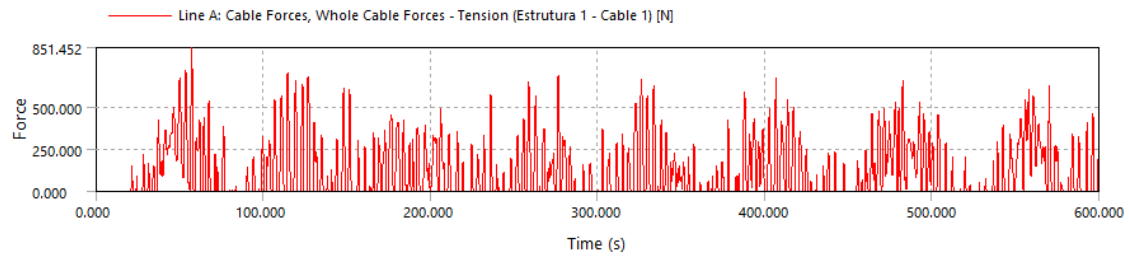


Figura C.5.6 - Força exercida no Cabo 1 para uma altura significativa de onda de 0,52 m

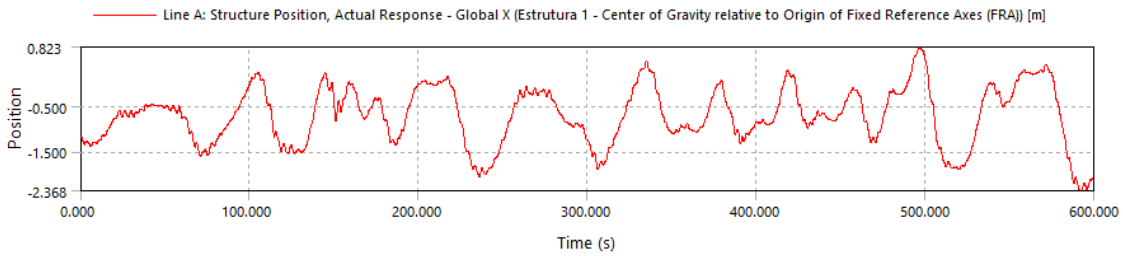


Figura C.5.7 - Translações em relação ao avanço para uma altura significativa de onda de 0,78 m em relação ao seu centro de gravidade

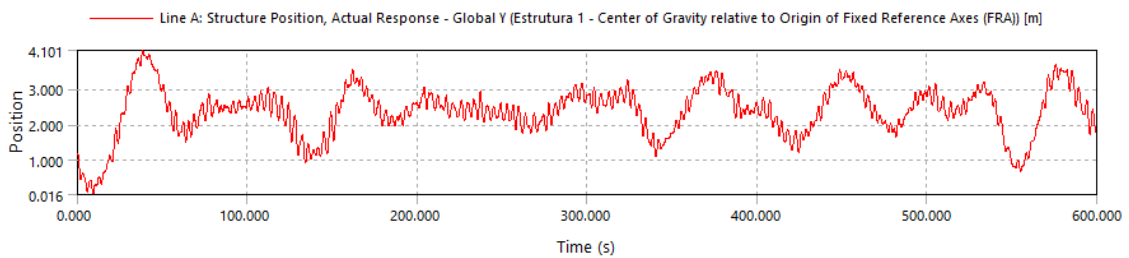


Figura C.5.8 - Translações em relação à deriva para uma altura significativa de onda de 0,78 m em relação ao seu centro de gravidade

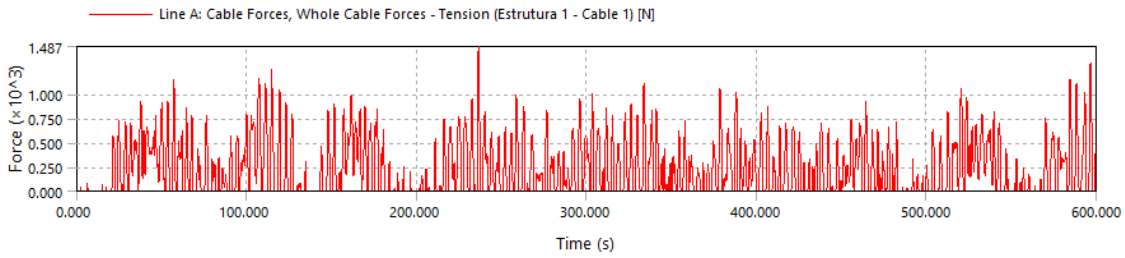


Figura C.5.9 – Força exercida no Cabo 1 para uma altura significativa de onda de 0,78 m

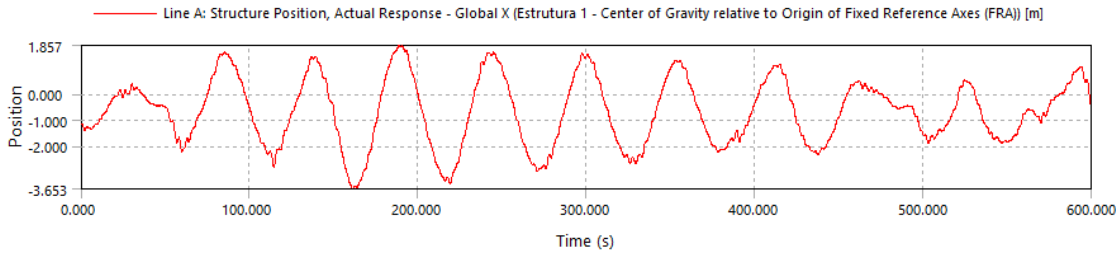


Figura C.5.10 - Translações em relação ao avanço para uma altura significativa de onda de 1.04 m em relação ao seu centro de gravidade

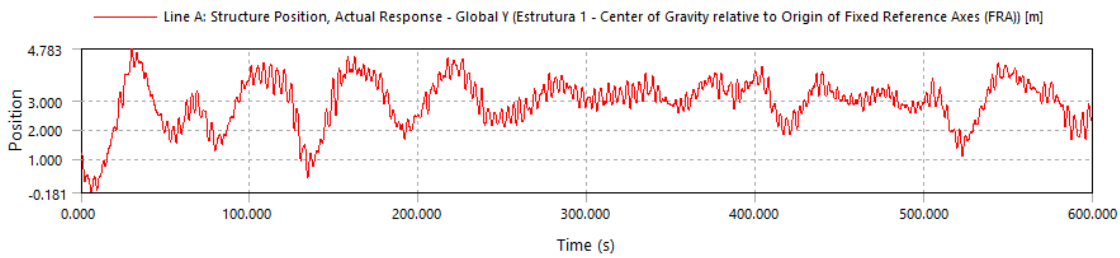


Figura C.5.11 - Translações em relação à deriva para uma altura significativa de onda de 1,04 m em relação ao seu centro de gravidade

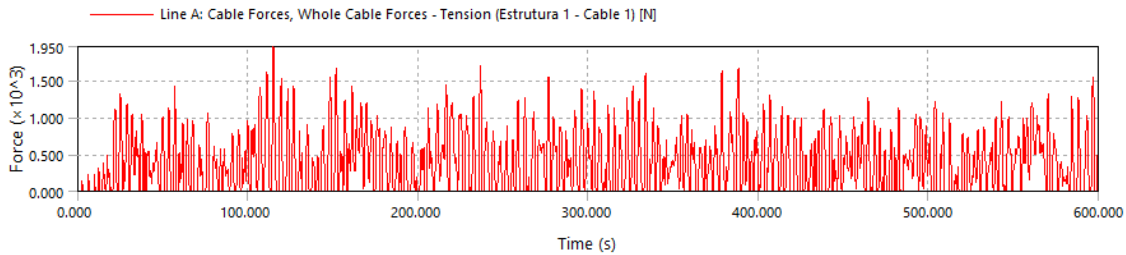


Figura C.5.12 – Força exercida no Cabo 1 para uma altura significativa de onda de 1,04 m

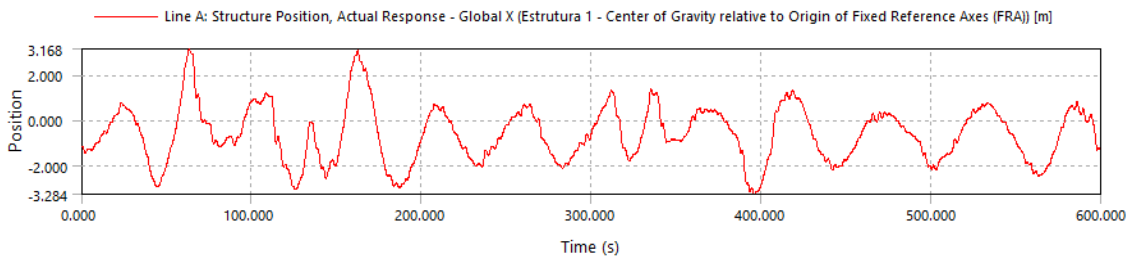


Figura C.5.13 Translações em relação ao avanço para uma altura significativa de onda de 1,32 m em relação ao seu centro de gravidade

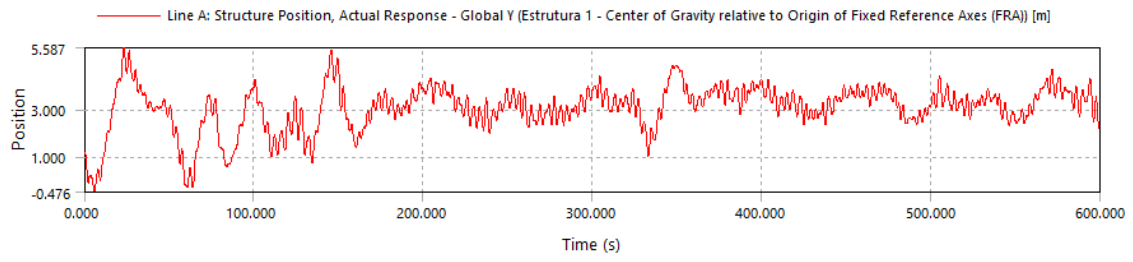


Figura C.5.14 Translações em relação à deriva para uma altura significativa de onda de 1,32 m em relação ao seu centro de gravidade

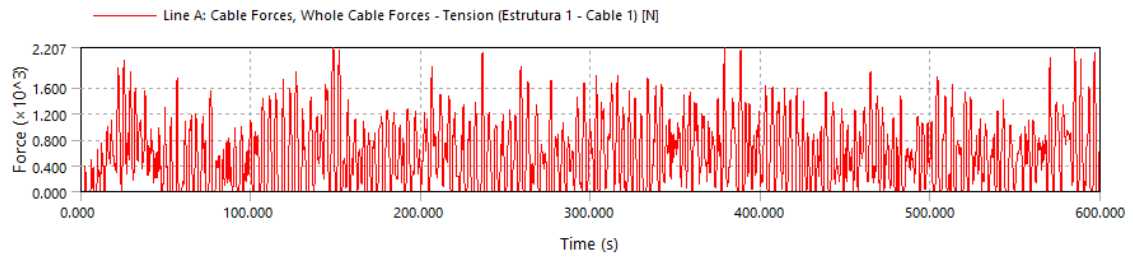


Figura C.5.15 – Força exercida no Cabo 1 para uma altura significativa de onda de 1,32 m