



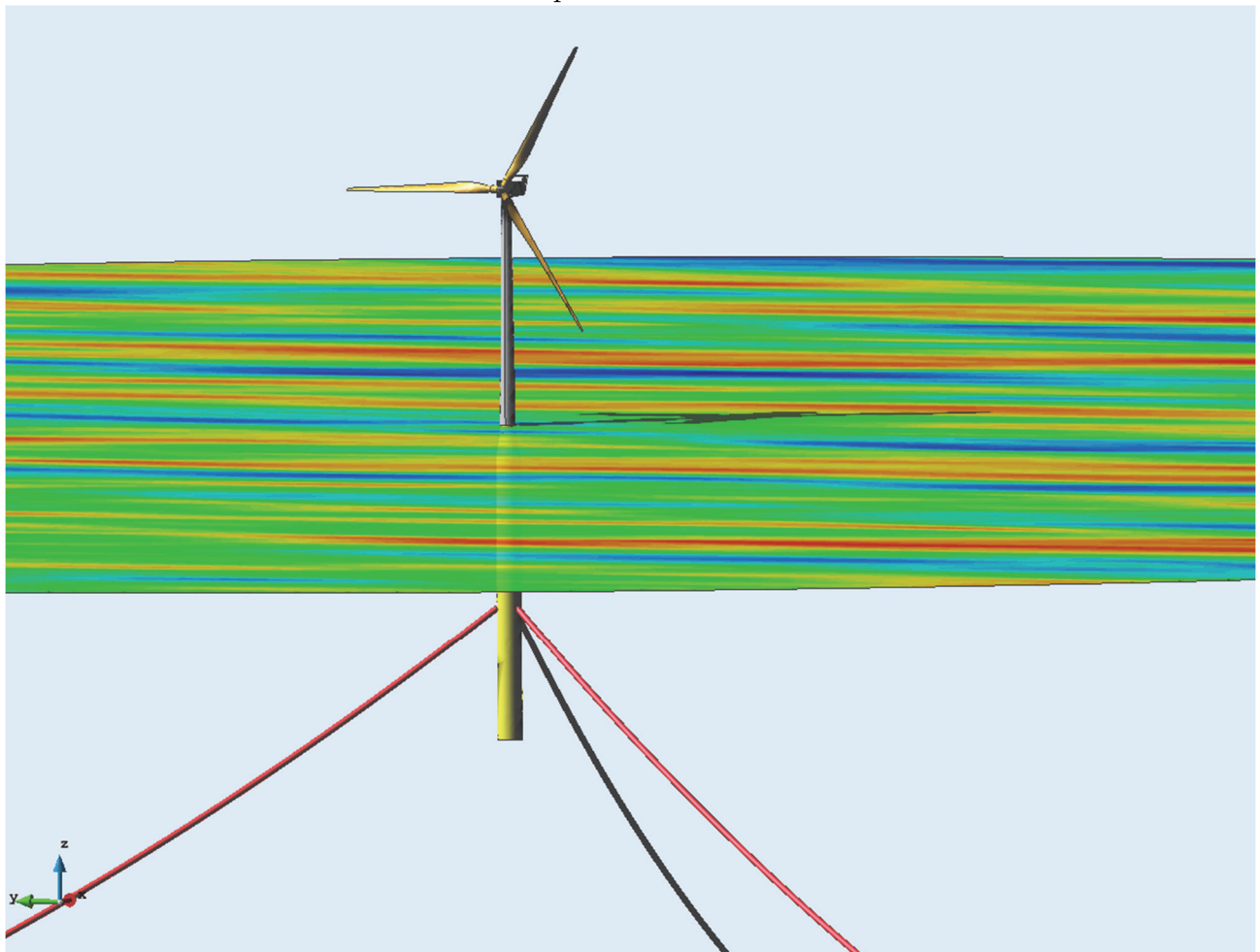
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA TÉRMICA Y DE FLUIDOS

DESARROLLO DE HERRAMIENTAS SOFTWARE PARA EL
ANÁLISIS DE AEROGENERADORES "OFFSHORE"
SOMETIDOS A CARGAS ACOPLADAS DE VIENTO Y OLEAJE

Tesis Doctoral

José Enrique Gutiérrez Romero



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA TÉRMICA Y DE FLUIDOS



DESARROLLO DE HERRAMIENTAS SOFTWARE
PARA EL ANÁLISIS DE AEROGENERADORES
"OFFSHORE" SOMETIDOS A CARGAS ACOPLADAS
DE VIENTO Y OLEAJE

Tesis Doctoral

Autor: José Enrique Gutiérrez Romero
Directores: Blas Zamora Parra
Julio García Espinosa
En Cartagena, Mayo de 2014

*A mis padres, Juan Pedro y Juana, por
su preocupación continua, a mi hermano y a
mi querida Carmen, que siempre está ahí.*

*“Un hombre no se siente orgulloso de las alegrías y del placer.
En el fondo lo único que da orgullo y alegría al espíritu
son los esfuerzos superados con bravura y los sufrimientos
soportados con paciencia”*
Robert Walser (1878-1956)

Agradecimientos

Me gustaría agradecer en primer lugar a mis directores de Tesis Dr. Blas Zamora Parra y Dr. Julio García-Espinosa por el esfuerzo y la confianza que han depositado en mí, por su ayuda continua, por sus consejos siempre bien avenidos y por su supervisión. Sin ellos no podría haber finalizado esta etapa.

En segundo lugar tengo que agradecer a Dr. Tomás López por su incansable apoyo día tras día, a mi compañero de trabajo y amigo Jerónimo Esteve por sus continuos ánimos y ayuda, con él esta etapa ha sido más sencilla. No me puedo olvidar también de los compañeros de Compassis, en especial Rosa Peyrau, sin ella parte del trabajo desarrollado me hubiese sido imposible de llevar a cabo. Tengo que agradecer también a mis amigos de CIMNE, Borja Serván, Augusto Maidana, Arnel, Jaime, Helena, Pablo e Imma su apoyo y ayuda siempre que la he necesitado.

No puedo olvidarme de mi familia, de mis padres siempre preocupados, del esfuerzo que han realizado para darme un futuro mejor. Gracias.

Finalmente, tengo que agradecer a mi mujer Carmen su cariño y comprensión continuos, por su apoyo y la ayuda que siempre me ha prestado, dándolo todo y haciendo que esta etapa fuera más llevadera. Gracias.

Resumen

Un cambio hacia un modelo energético sostenible requiere del desarrollo de nuevas tecnologías que permitan un abaratamiento de la electricidad. Ha quedado demostrado que la energía eólica puede ayudar de forma significativa a este cambio. A pesar de esto, las limitaciones para la instalación de nuevos parques eólicos en tierra han llevado a explorar nuevos horizontes, entre ellos el mar. La energía eólica marina surge como una solución para estas limitaciones. El trabajo que se desarrolla a lo largo de esta Tesis está encaminado a contribuir al estudio y al desarrollo de este campo a través de diversas herramientas que permitan abordar el estudio de un aerogenerador marino flotante.

El estudio del comportamiento de aerogeneradores en alta mar, así como la mejora de su diseño, constituye retos científicos y tecnológicos. El campo de trabajo es pluridisciplinar, abordando diversas ramas de la Ingeniería, desde la hidrodinámica a la aerodinámica, pasando por los sistemas que permiten su emplazamiento en alta mar. En esta dirección, en la presente Tesis se desarrollan tres herramientas destinadas al estudio de las diferentes partes del sistema aerogenerador, entendiendo éste como un conjunto en el que se integran el aerogenerador propiamente dicho (turbina), la plataforma, y los sistemas de fondeo.

En primer lugar, se aborda el desarrollo de una herramienta/código que permita el estudio aeroelástico integral de un aerogenerador. Para ello, se parte de uno de los códigos de mayor relevancia en el ámbito, *FAST/AeroDyn*. Se usa programación XML y Tcl/Tk, para desarrollar el software. La herramienta desarrollada se aplica al estudio de un aerogenerador marino tipo, llevando a cabo una reducción de peso, con el objetivo de una mejora en la estabilidad del sistema.

A continuación, se presenta otro código dedicado a la estimación rápida del comportamiento de aerogeneradores marinos flotantes, aplicando las ecuaciones linealizadas de Morison para la obtención de las sollicitaciones del oleaje sobre la estructura. Como antes, se emplea programación XML y Tcl/Tk para llevar a cabo el desarrollo de la herramienta. Puesto que *FAST* permite linealizar el comportamiento de un aerogenerador para unas determinadas condiciones de viento, resulta posible establecer un procedimiento para el uso conjunto de las dos primeras herramientas desarrolladas, y así obtener las llamadas *funciones de transferencia* de un sistema aerogenerador marino.

La tercera herramienta que se expone permite el estudio del comportamiento dinámico de los sistemas de fondeo de cualquier estructura oceánica. Para ello, se emplea el Método de los Elementos Finitos (MEF), y se utilizan esquemas de integración temporal del tipo Bossak–Newmark para estimar el comportamiento y la tensión de las líneas de fondeo. El código de análisis presentado constituye un avance en el campo en estudio, ya que se presenta

de forma acoplada a un potente *solver* hidrodinámico, denominado *SeaFEM*, que permite estimar la respuesta de una estructura oceánica frente a la acción del oleaje en el dominio temporal, mediante el uso del MEF. La integración con *SeaFEM* se realiza mediante programación C++. Se desarrollan también algoritmos de interacción estructura–fondeo. Se exponen al final de esta parte una serie de ejemplos de aplicación, y la validación de la herramienta desarrollada.

Como colofón al trabajo que se presenta, se lleva a cabo el análisis integral de un aerogenerador marino flotante, basado en un modelo de boya *Spar*. El estudio se lleva a cabo mediante *SeaFEM* considerando cargas hidrodinámicas originadas por estados de mar irregular, las cargas de viento y las cargas debidas a corrientes marinas además de la interacción con los sistemas de fondeo.

Abstract

The change of direction towards sustainable energetic model requires a technology development to get a price reduction of electricity. In the last years, Wind Energy has demonstrated that it can be helpful to this change. Notwithstanding, there are clear limitations in the installation of onshore wind farms. These lead to explore new horizons, such as ocean. Offshore Wind Energy is raised like a solution of the limitations in Onshore Wind Energy. Present work contributes to the study Offshore Wind Technology by means of tools development, which can produce useful coupled analysis on offshore wind turbines.

The studies in Offshore Wind Technology constitute a challenge from the scientific, technological, and engineering point of view. The field is wide, from aerodynamics to hydrodynamics, passing through mooring systems. Therefore, three tools are developed in this Thesis to tackle different parts of the offshore wind turbine system.

First of all, tool for whole aeroelastic analysis of wind turbine is treated. *FAST/AeroDyn*, one of the most relevant codes for analysing wind turbines is used. The programming with XML and Tcl/Tk allow us to make Graphical User Interface (GUI) for integrating *FAST/AeroDyn* software. This code is applied to the study of a typical offshore wind turbine. Weight reduction is carried out through the GUI. So, better stability is achieved.

Then, a code for evaluating the behaviour of floating wind turbines, and also floating structures made by slender elements, is presented. Tool is based on linearized Morison equations. XML and Tcl/Tk languages are employed for programming the GUI. Since *FAST* allows us to obtain the linearization of wind turbine for given wind conditions, a procedure to carry out coupled linear analysis can be established, thus obtaining the Response Amplitude Operator (RAO) curves of the wind turbine.

Last application is developed for evaluating the dynamic behaviour of mooring system in offshore structures. The Finite Element Method (FEM) along with time integrator schemes like a Bossak–Newmark method, are used to get dynamics and tension of mooring lines. This new code constitutes an advance of this field. Code is linked with a powerful hydrodynamic solver called *SeaFEM* using C++ programming, which permits us to obtain the dynamic behaviour of floating devices using FEM in time domain. Algorithms to couple the dynamics of mooring lines between floating devices are also developed. Some examples and code validations are exposed, at the end of this part.

The culmination of the Thesis is obtained by means of integral analysis of an offshore wind turbine, based on a *Spar buoy* type. The integral analysis includes wind and hydrodynamics loads, along with currents loads, as well as the mooring coupling interactions.

Índice general

Lista de Figuras	IX
Lista de Tablas	XV
Lista de Símbolos	XVII

Capítulo 1

Introducción. Motivaciones de estudio	1
1.1 Las fuentes renovables de energía. La energía eólica	2
1.2 Estado actual y perspectivas de la energía eólica	4
1.2.1 La energía eólica terrestre	4
1.2.2 La energía eólica marina	5
1.3 Estado actual del conocimiento en energía eólica marina	9
1.3.1 La conquista de la profundidad	10
1.3.2 Tendencias actuales en la tecnología eólica marina	12

Capítulo 2

Estado del arte. Objetivos de la tesis	15
2.1 Plataformas en aerogeneradores marinos	16
2.1.1 Sistemas para aguas someras e intermedias	16
2.1.2 Sistemas para altas profundidades	17
2.2 Dinámica de aerogeneradores marinos	19
2.2.1 Introducción. El acoplamiento dinámico	19
2.2.2 Aerodinámica y aeroelasticidad	20
2.2.3 Hidrodinámica	21
2.2.4 Dinámica de los sistemas de fondeo	23
2.3 Descripción de códigos para el estudio dinámico de aerogeneradores flotantes	24
2.3.1 FAST	25
2.3.2 ADAMS	27
2.3.3 GH Bladed	27
2.3.4 SIMO/RIFLEX/HAWC2	28
2.3.5 3Dfloat	30
2.3.6 SeaFEM/FAST/AeroDyn	30
2.3.7 SIM-PACK	31
2.3.8 Flex 5	32
2.4 Identificación de los focos de actuación. Objetivos de la tesis	34

Capítulo 3

Herramienta de cálculo aeroelástico. FASTLognoter	37
3.1 Introducción	38
3.2 Herramienta de cálculo aeroelástico: FAST	39
3.3 Desarrollo de FASTLognoter	41
3.3.1 Concepción de la interfaz	41
3.3.2 El software Lognoter	42

	3.3.3	Desarrollo del código	42
	3.3.4	Características básicas de FASTLognoter	47
	3.3.5	Pre-procesadores de FASTLognoter	49
3.4		Ejemplos de cálculo	56
	3.4.1	Validación	57
	3.4.2	Un caso de aplicación	58
3.5		Conclusiones parciales	65

Capítulo 4

	Herramienta para el análisis del comportamiento en la mar. MorisonForm		67
4.1		Introducción	68
4.2		Interacción oleaje-estructura	68
	4.2.1	Las ecuaciones de Morison. Cuestiones previas	69
	4.2.2	Forma habitual de las ecuaciones linealizadas de Morison	71
	4.2.2	Coefficientes de transferencia	74
4.3		Análisis lineal de los movimientos de artefactos flotantes frente a oleaje regular	75
4.4		Interfaz de cálculo de MorisonForm	79
	4.4.1	Características básicas de MorisonForm	80
	4.4.2	Características avanzadas del código MorisonForm	83
	4.4.3	Modo de trabajo con MorisonForm y FASTLognoter	85
4.5		Ejemplos de aplicación con MorisonForm	87
	4.5.1	Verificación de la GUI	87
	4.5.2	Análisis de dos plataformas empleadas como flotadores en aerogeneradores marinos	88
	4.5.3	Discusión de resultados	95
4.6		Conclusiones parciales	98

Capítulo 5

	Herramienta de cálculo de sistemas de fondeo basada en MEF no lineal		99
5.1		Introducción	100
5.2		Descripción matemática del comportamiento de líneas de fondeo	102
	5.2.1	Análisis estático de líneas de fondeo	103
	5.2.2	Análisis cuasi-estático de los sistemas de fondeo	106
	5.2.3	Análisis dinámico de los sistemas de fondeo	107
5.3		Desarrollo de la herramienta de análisis	108
	5.3.1	Introducción	108
	5.3.2	Formulación	111
	5.3.3	Solicitaciones actuantes sobre las líneas de fondeo	114
5.4		Esquemas de integración temporal	117
5.5		Conexión con SeaFEM	122
	5.5.1	Introducción	122
	5.5.2	Teoría básica de SeaFEM	122
	5.5.3	Acoplamiento con SeaFEM	124
5.6		Ejemplos y validación del código de análisis del comportamiento dinámico de fondeo	129
	5.6.1	Caso de validación 1	129
	5.6.2	Caso de validación 2	131
	5.6.3	Caso de validación 3	134
	5.6.4	Comparativa entre el modelo dinámico y el modelo cuasi-estático	136

5.7	Conclusiones parciales	141
Capítulo 6		
Análisis del comportamiento dinámico de un aerogenerador marino		143
6.1	Propuesta de análisis integral de un aerogenerador marino y nexos con las herramientas desarrolladas	144
6.2	Estudio del comportamiento dinámico de un aerogenerador marino frente a diferentes cargas acopladas	148
6.2.1	Objeto de estudio	149
6.2.2	Casos de estudio.	152
6.2.3	Resultados. Desplazamientos de la plataforma	152
6.2.4	Resultados. Fuerzas de reacción sobre la plataforma	159
6.2.5	Resultados. Tensiones de las líneas	161
6.3	Discusión de resultados	163
6.4	Conclusiones parciales	171
Capítulo 7		
Conclusiones generales e investigaciones futuras		173
7.1	Conclusiones generales	174
7.2	Trabajos futuros	176
Anexo A		
Teoría básica de FAST		177
A.1	Operación control y modelos empleados por FAST	178
A.1.1	Modos de operación en FAST	178
A.1.2	Modos de control del aerogenerador en FAST	179
A.1.3	Modelización de aerogeneradores en FAST	179
A.2	Teoría básica y hipótesis empleadas en FAST	182
A.2.1	Modelización de las deflexiones de pala y torre	188
A.2.2	Consideraciones en el estudio cinemático de los modelos usados en FAST	194
A.2.3	Consideraciones en el estudio dinámico de los modelos usados por FAST	196
A.3	Linealización del sistema aeroelástico	197
Anexo B		
Teoría básica de AeroDyn		199
B.1	Introducción	200
B.2	Teoría del impulso del elemento de pala (BEM)	201
B.2.1	Teoría de la Cantidad de Movimiento	202
B.2.2	Teoría del Elemento de Pala	203
B.2.3	Algunas correcciones al modelo BEM	205
B.3	Modelo de aceleración potencial (GDW)	206
B.3.1	Nociones básicas	207
B.4	Consideraciones al cálculo de perfiles aerodinámicos en AeroDyn	208

Anexo C		
Aplicación de las ecuaciones de Morison a elementos esbeltos	209	
C.1	Introducción	210
C.2	Aguas de profundidad limitada	210
C.2.1	Fuerzas y momentos provocados por la componente de arrastre	210
C.2.2	Fuerzas y momentos ocasionados por la componente de inercia	212
C.3	Aguas de profundidad ilimitada	213
C.3.1	Fuerzas y momentos provocados por la componente de arrastre	213
C.3.2	Fuerzas y momentos ocasionados por la componente de inercia	213
Bibliografía		215

Lista de Figuras

Figura 1.1:	Potencia generada por tecnologías renovables a nivel mundial prevista hasta el año 2015. Fuente: EWEA, 2011.	6
Figura 1.2:	Proyecciones de potencia disponible mediante energía eólica marina realizadas por EWEA para el año 2030. Fuente: EWEA, 2011.	7
Figura 1.3:	Capacidad de los parques eólicos marinos acumulada para el periodo 1991-2012. Fuente: Burton et al., 2011.	8
Figura 1.4:	Prospección del crecimiento en el tamaño de aerogeneradores. Fuente: Burton et al., 2011.	11
Figura 1.5:	Proceso de montaje del proyecto Hywind frente a las costas de Stavanger (Noruega) antes de su emplazamiento definitivo en el Mar del Norte. Fuente: www.wikipedia.org.	13
Figura 1.6:	Representación de las cargas sobre un aerogenerador marino flotante.	14
Figura 2.1:	Esquema de las estructuras de soporte de aerogeneradores utilizados habitualmente en aguas someras o intermedias.	17
Figura 2.2:	Esquema de las estructuras de soporte de aerogeneradores más utilizados en aguas profundas.	19
Figura 3.1:	Idea primigenia de la interfaz de cálculo aeroelástico, FASTLognoter, desarrollado en el presente trabajo.	41
Figura 3.2:	Ejemplo de programación de <i>FASTLognoter</i> , realizada para la edición de los archivos.	43
Figura 3.3:	Esquema de los grados de libertad de un aerogenerador marino flotante.	45
Figura 3.4:	Presentación de la interfaz de cálculo de <i>FASTLognoter</i> .	46
Figura 3.5:	Captura de pantalla con la distribución por pestañas de la interfaz de cálculo de <i>FASTLognoter</i> .	47
Figura 3.6:	Captura de pantalla con las opciones de cálculo para la simulación de situaciones especiales de la interfaz de cálculo de <i>FASTLognoter</i> .	48
Figura 3.7:	Ejemplo de las salidas gráficas implementas en <i>FASTLognoter</i> para una simulación dada.	48
Figura 3.8:	Esquema del flujo de trabajo con <i>FASTLognoter</i> , indicando los subprogramas de los que se compone.	49
Figura 3.9:	A la izquierda, se muestra la pestaña de entrada de datos del pre-procesador <i>BladeProp</i> . A la derecha, la pestaña de entrada de datos del pre-procesador <i>TowerProp</i> .	50
Figura 3.10:	Procedimiento de cálculo empleado por el código <i>BModes</i> para la determinación de los modos acoplados de torre y palas (Bir, 2007).	52
Figura 3.11:	A la izquierda, los coeficientes de sustentación y de arrastre obtenidos para un perfil dado obtenidos a través de la herramienta <i>AirFoil</i> . A la derecha, los resultados obtenidos de la interpolación datos aerodinámicos obtenidos a través de la herramienta <i>AirFoil</i> .	53
Figura 3.12:	Resultados obtenidos de la interpolación del coeficiente de arrastre y sustentación de dos perfiles aerodinámicos para obtener otro nuevo a través de la herramienta <i>AirFoil</i> .	54
Figura 3.13:	Captura de pantalla del pre-procesador <i>AirFoil</i> .	55
Figura 3.14:	Esquema del proceso del cálculo con <i>FASTLognoter</i> .	56
Figura 3.15:	Evaluación de la fuerza cortante en el extremo de la torre del aerogenerador Hywind.	57
Figura 3.16:	Distribución de masa de las cuatro palas propuestas en la optimización con	

	<i>FASTLognoter</i> .	59
Figura 3.17:	Distribución de rigidez en el sentido del borde de ataque de las cuatro palas propuestas en la optimización con <i>FASTLognoter</i>	60
Figura 3.18:	Distribución de rigidez en el sentido del <i>flap</i> de las cuatro palas propuestas en la optimización con <i>FASTLognoter</i> .	60
Figura 3.19:	Distribución de masa por unidad de longitud para las torres propuestas en la optimización con <i>FASTLognoter</i> .	61
Figura 3.20:	Distribución de rigidez por unidad de longitud para las torres propuestas en la optimización con <i>FASTLognoter</i> .	62
Figura 3.21:	A la izquierda, el primer y a la derecha, el segundo modo acoplados obtenidos con los pre-procesadores incorporados para las torres propuestas en la optimización con <i>FASTLognoter</i> .	62
Figura 3.22:	Resultados obtenidos con <i>FASTLognoter</i> de la deflexión en sentido del borde de ataque en función de la velocidad del viento para las palas analizadas.	63
Figura 3.23:	Resultados obtenidos con <i>FASTLognoter</i> de la deflexión en sentido del <i>flap</i> en función de la velocidad del viento para las palas analizadas.	63
Figura 3.24:	Resultados obtenidos con <i>FASTLognoter</i> para el huelgo torre-pala en función de la velocidad del viento para las palas analizadas.	64
Figura 3.25:	Resultados obtenidos con <i>FASTLognoter</i> de la deflexión axial en función de la velocidad del viento para las palas analizadas.	64
Figura 4.1:	Esquema que muestra una aproximación general de la aplicación <i>Lognoter</i> .	79
Figura 4.2:	Esquema de pestañas en la aplicación desarrollada <i>MorisonForm</i> .	80
Figura 4.3:	Presentación de la ventana principal en la aplicación desarrollada <i>MorisonForm</i> .	81
Figura 4.4:	Presentación de la ventana relacionada con las características del oleaje en la aplicación desarrollada <i>MorisonForm</i> .	82
Figura 4.5:	Ejemplo de fondeo diseminado en una plataforma semi-sumergible.	84
Figura 4.6:	Presentación del esquema de trabajo principal para las aplicaciones desarrolladas <i>MorisonForm</i> y <i>FASTLognoter</i> .	86
Figura 4.7:	Representación del caso de verificación de la GUI desarrollada, compuesto por un cilindro vertical sometido a oleaje monocromático.	87
Figura 4.8:	Esquema de configuración básica del conjunto aerogenerador-plataforma Hywind-OC3, compuesta por el aerogenerador NREL 5-MW y la boya <i>spar</i> OC3.	90
Figura 4.9:	Esquema de configuración básica del conjunto aerogenerador-plataforma Hywind semi-sumergible OC4, compuesta por el aerogenerador NREL 5-MW y la plataforma semi-sumergible OC4.	91
Figura 4.10:	Coefficientes a_{jk} y b_{jk} de la matriz de masa añadida y de amortiguamiento hidrodinámico respectivamente, obtenidos con WAMIT para la boya <i>spar</i> Hywind OC3. Estos coeficientes constituyen términos de entrada al sistema de ecuaciones diferencial de segundo orden que modela el comportamiento del conjunto flotante.	92
Figura 4.11:	Curvas del operador de respuesta en amplitud (RAO) en función de la frecuencia de oleaje paracada grado de libertad del conjunto aerogenerador-plataforma Hywind-OC3.	93
Figura 4.12:	Coefficientes a_{jk} y b_{jk} de la matriz de masa añadida y de amortiguamiento hidrodinámico respectivamente, obtenidos con WAMIT para la plataforma semi-sumergible OC4. Estos coeficientes constituyen términos de entrada al sistema de ecuaciones diferencial de segundo orden que modela el comportamiento del conjunto flotante.	96
Figura 4.13:	Curvas del operador de respuesta en amplitud (RAO) en función de la frecuencia y del ángulo de incidencia del oleaje para la oscilación vertical (arfada), para el giro transversal (balance) y el giro longitudinal (cabeceo) del conjunto aerogenerador-plataforma semi-sumergible OC4.	97

Figura 5.1:	Representación de diversas configuraciones en sistemas de fondeo.	101
Figura 5.2:	Equilibrio de fuerzas en un segmento diferencial de línea.	103
Figura 5.3:	Esquema con la representación de una línea catenaria.	104
Figura 5.4:	Tipologías de elementos finitos empleados en el análisis de los sistemas de fondeo. En el caso (a) el cable se discretiza a través de elementos inextensibles y la masa de cada uno de estos elementos se reparte entre los extremos. En el caso (b) cada nodo está conectado mediante elementos de masa despreciable y la masa de cada elemento en que se divide la línea se reparte entre ambos extremos. El caso (c) corresponde con una división en elementos finitos de tipo barra, cuyas funciones de forma vienen descritas mediante funciones lineales. Este tipo de elementos puede contemplar la mayor parte de los efectos de la línea como el alargamiento, flexión, torsión, etc. El caso (d) corresponde a un caso similar al caso (c). En este caso las funciones de forma se describen mediante funciones de tipo cuadrático, catenaria, etc.	109
Figura 5.5:	Sistemas de referencias local y global fijados para cada elemento de barra propio del sistema de fondeo.	110
Figura 5.6:	Esquema de la discretización espacial efectuada para una línea de fondeo.	114
Figura 5.7:	Esquema de resolución del código SeaFEM, junto con el esquema de acoplamiento del código de estimación del comportamiento dinámico de líneas de fondeo desarrollado.	127
Figura 5.8:	Esquema del cable bajo su propio peso. Caso de validación 1.	130
Figura 5.9:	Representación de la evolución del cable bajo su propio peso en diferentes pasos de tiempo, hasta que se alcanza la situación estacionaria.	131
Figura 5.10:	Evolución del desplazamiento del nodo que adquiere la máxima flecha para diferentes ratios de amortiguamiento del cable analizado.	131
Figura 5.11:	Imágenes del experimento realizado por Lazzari et al, (2001) con la evolución del cable en vibración libre sometido a cargas gravitatorias.	132
Figura 5.12:	Resultados numéricos obtenidos para la evolución del cable en diferentes etapas de la simulación numérica desde su posición inicial a la derecha hasta su posición final a la izquierda en el instante $t = 1$ s.	133
Figura 5.13:	Resultados numéricos obtenidos para la evolución del extremo del cable en diferentes etapas de la simulación numérica desde su posición inicial a la derecha hasta su posición final a la izquierda en el instante $t = 1$ s comparadas con los resultados obtenidos por <i>RamSeries</i> y Lazzari et al., (2001).	133
Figura 5.14:	Caso de validación 3. Esquema con la disposición del experimento de Lindahl y Sjoberg (1983).	134
Figura 5.15:	Caso de validación 3. Comparación entre los resultados experimentales de Lindahl y Sjoberg (1983) y los resultados numéricos para $T_r = 1,25$ s.	135
Figura 5.16:	Caso de validación 3. Comparación entre los resultados experimentales de Lindahl y Sjoberg (1983) y los resultados numéricos para $T_r = 3,5$ s.	135
Figura 5.17:	Ejemplo de aplicación 1. Imagen del dominio con el cilindro situado en su centro. En el extremo superior derecha se presenta una imagen representativa de la malla del cilindro en flotación.	136
Figura 5.18:	Comparación de los desplazamientos absolutos del extremo del cable de fondeo para la plataforma circular sometida a oleaje monocromático de amplitud 0,1 m y periodo 5 s con los modelos de fondeo cuasi-estático y dinámico.	137
Figura 5.19:	Comparación del valor absoluto de las tensiones en extremo del cable de fondeo para la plataforma circular sometida a oleaje monocromático de amplitud 0,1 m y periodo 5 s con los modelos de fondeo cuasi-estático y dinámico.	137
Figura 5.20:	Comparación de los movimientos de largada de la plataforma circular sometida a oleaje monocromático de amplitud 0,1 m y periodo 5 s con los modelos de fondeo	

	cuasi-estático y dinámico.	138
Figura 5.21:	Comparación de los movimientos de arfada de la plataforma circular sometida a oleaje monocromático de amplitud 0,1 m y periodo 5 s con los modelos de fondeo cuasi-estático y dinámico.	138
Figura 5.22:	Comparación de los desplazamientos absolutos del extremo del cable de fondeo para la plataforma circular sometida a oleaje monocromático de amplitud 0,1 m y periodo 2 s con los modelos de fondeo cuasi-estático y dinámico.	139
Figura 5.23:	Comparación del valor absoluto de las tensiones en extremo del cable de fondeo para la plataforma circular sometida a oleaje monocromático de amplitud 0,1 m y periodo 2 s. con los modelos de fondeo cuasi-estático y dinámico.	139
Figura 5.24:	Comparación de los movimientos de largada de la plataforma circular sometida a oleaje monocromático de amplitud 0,1 m y periodo 2 s con los modelos de fondeo cuasi-estático y dinámico.	140
Figura 5.25:	Comparación de los movimientos de arfada de la plataforma circular sometida a oleaje monocromático de amplitud 0,1 m y periodo 2 s con los modelos de fondeo cuasi-estático y dinámico.	140
Figura 6.1:	Propuesta de procedimiento de análisis integral de un aerogenerador marino	146
Figura 6.2:	Esquema de aplicación de las solicitaciones del viento sobre la estructura de un aerogenerador marino flotante.	150
Figura 6.3	Captura de pantalla en <i>SeaFEM</i> con la representación de la superficie libre deformada, esquema de las líneas de fondeo y boya <i>spar</i> analizada en el caso de estudio 5.	155
Figura 6.4:	Representación del movimientos de largada, deriva, arfada, balance, cabeceo y guiñada, de la boya <i>spar</i> OC3. Caso de estudio 1: análisis de frente a cargas de viento con 15 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 5 m y periodo pico de 10 s, junto con un modelo cuasi-estático para el análisis de los sistemas de fondeo.	154
Figura 6.5:	Representación del movimientos de largada, deriva, arfada, balance, cabeceo y guiñada, de la boya <i>spar</i> OC3. Caso de estudio 2: análisis de frente a cargas de viento con 15 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 5 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo MEF no lineal para el análisis de los sistemas de fondeo, compuesto por 50 elementos por línea.	155
Figura 6.6:	Representación del movimientos de largada, deriva, arfada, balance, cabeceo y guiñada, de la boya <i>spar</i> OC3. Caso de estudio 3: análisis de frente a cargas de viento con 15 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 5 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo MEF no lineal para el análisis de los sistemas de fondeo, compuesto por 200 elementos por línea.	156
Figura 6.7:	Representación del movimientos de largada, deriva, arfada, balance, cabeceo y guiñada, de la boya <i>spar</i> OC3. Caso de estudio 4: análisis de frente a cargas de viento con 25 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 6 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo cuasi-estático para el análisis de los sistemas de fondeo.	157
Figura 6.8:	Representación del movimientos de largada, deriva, arfada, balance, cabeceo y guiñada, de la boya <i>spar</i> OC3. Caso de estudio 5: análisis de frente a cargas de viento con 25 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 6 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo MEF no lineal para el análisis de los sistemas de fondeo, compuesto por 200 elementos por línea.	158
Figura 6.9:	Fuerzas de reacción del sistema de fondeo sobre la boya <i>spar</i> . Caso de estudio 1	

- análisis de frente a cargas de viento con 15 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 5 m y periodo pico de 10 s, junto con un modelo cuasi-estático para el análisis de los sistemas de fondeo. **159**
- Figura 6.10:** Fuerzas de reacción del sistema de fondeo sobre la boya *spar*. Caso de estudio 2: análisis de frente a cargas de viento con 15 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 5 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo MEF no lineal para el análisis de los sistemas de fondeo, compuesto por 50 elementos por línea. **159**
- Figura 6.11:** Fuerzas de reacción del sistema de fondeo sobre la boya *spar*. Caso de estudio 3: análisis de frente a cargas de viento con 15 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 5 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo MEF no lineal para el análisis de los sistemas de fondeo, compuesto por 200 elementos por línea. **160**
- Figura 6.12:** Fuerzas de reacción del sistema de fondeo sobre la boya *spar*. Caso de estudio 4: análisis de frente a cargas de viento con 25 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 6 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo cuasi-estático para el análisis de los sistemas de fondeo. **160**
- Figura 6.13:** Fuerzas de reacción del sistema de fondeo sobre la boya *spar*. Caso de estudio 5: análisis de frente a cargas de viento con 25 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 6 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo MEF no lineal para el análisis de los sistemas de fondeo, compuesto por 100 elementos por línea. **161**
- Figura 6.14:** Tensiones en los extremos de cada una de las líneas de fondeo. Caso de estudio 1: análisis de frente a cargas de viento con 15 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 5 m y periodo pico de 10 s, junto con un modelo cuasi-estático para el análisis de los sistemas de fondeo. **161**
- Figura 6.15:** Caso de estudio 2: análisis de frente a cargas de viento con 15 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 5 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo MEF no lineal para el análisis de los sistemas de fondeo, compuesto por 50 elementos por línea. **162**
- Figura 6.16:** C Caso de estudio 3: análisis de frente a cargas de viento con 15 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 5 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo MEF no lineal para el análisis de los sistemas de fondeo, compuesto por 200 elementos por línea. **162**
- Figura 6.17:** Caso de estudio 4: análisis de frente a cargas de viento con 25 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 6 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo cuasi-estático para el análisis de los sistemas de fondeo. **163**
- Figura 6.18:** Caso de estudio 5: análisis de frente a cargas de viento con 25 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 6 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo MEF no lineal para el análisis de los sistemas de fondeo, compuesto por 200 elementos por línea. **163**
- Figura 6.19:** Comparación de los resultados para las reacciones de las líneas sobre el sistema aerogenerador marino flotante, obtenidos para los casos de estudio 1, 2 y 3. **164**
- Figura 6.20:** Comparación de los resultados del movimiento de arfada del sistema aerogenerador marino flotante, obtenidos para los casos de estudio 1, 2 y 3. **165**
- Figura 6.21:** Comparación de los resultados del movimiento de balance del sistema aerogenerador marino flotante, obtenidos para los casos de estudio 1, 2 y 3. **165**
- Figura 6.22:** Comparación de los resultados del movimiento de cabeceo del sistema aerogenerador marino flotante, obtenidos para los casos de estudio 1, 2 y 3. **166**

Figura 6.23:	Comparación de los resultados para las reacciones de las líneas sobre el sistema aerogenerador marino flotante, obtenidos para los casos de estudio 4 y 5.	167
Figura 6.24:	Comparación de los resultados del movimiento de arfada del sistema aerogenerador marino flotante, obtenidos para los casos de estudio 4 y 5.	168
Figura 6.25:	Comparación de los resultados del movimiento de cabeceo del sistema aerogenerador marino flotante, obtenidos para los casos de estudio 4 y 5.	168
Figura A.1:	Esquema con los modos de operación con <i>FAST</i> .	178
Figura A.2:	Sistema de coordenadas de la parte alta de la torre y de giro de la góndola.	183
Figura A.3:	Sistema de coordenadas inercial y de la base.	183
Figura A.4:	Sistema de coordenadas del eje de transmisión.	184
Figura A.5:	Sistema de coordenadas del núcleo del rotor.	184
Figura A.6:	Sistema de coordenadas de las palas.	184
Figura A.7:	Esquema para el cálculo de las velocidades axiales en un punto cualquiera de la pala.	195
Figura B.1:	Plano del rotor considerado para la aplicación de la teoría BEM, y la Teoría del Disco Actuador.	201
Figura B.2:	Esquema con las velocidades y fuerzas actuantes sobre un perfil aerodinámico.	203
Figura C.1:	Representación de un elemento esbelto sometido a la acción del oleaje.	210
Figura C.2:	Esquema de una plataforma sometida a oleaje regular.	212

Lista de Tablas

Tabla 2.1:	Resumen de las características principales de los códigos analizados.	33
Tabla 3.1:	Propiedades mecánicas calculadas por el código <i>TowerProp</i> para la entrada de datos en el simulador <i>FAST</i> .	51
Tabla 3.2:	Comparación de los resultados obtenidos tras el proceso de cálculo con <i>FASTLognoter</i> .	65
Tabla 4.1:	Características de la plataforma <i>spar</i> Hywind-OC3.	90
Tabla 4.2:	Frecuencias propias de la plataforma <i>spar</i> Hywind-OC3.	94
Tabla 4.3:	Características de la plataforma semi-sumergible OC4.	94
Tabla 4.4:	Frecuencias propias de la plataforma semi-sumergible OC4.	95
Tabla 5.1:	Caso de validación 1. Características del cable analizado.	129
Tabla 5.2:	Caso de validación 2. Características del cable analizado.	132
Tabla 5.3:	Caso de validación 3. Características del cable.	134
Tabla 5.4:	Ejemplo de aplicación 1. Características de las líneas de fondeo y del flotador.	136
Tabla 6.1:	Características y descripción de los casos analizados.	153
Tabla 6.2:	Resumen de los valores obtenidos para las reacciones del sistema de fondeo sobre la plataforma flotante para cada uno de los casos de estudio planteados.	169
Tabla 6.3:	Resumen de los valores obtenidos para cada uno de los grados de libertad del conjunto analizado.	170
Tabla A.1:	Grados de libertad de los modelos multi-cuerpo empleados en <i>FAST</i> .	181
Tabla A.2:	Descripción de los sistemas de coordenadas empleados por <i>FAST</i> .	182

Lista de símbolos

Nota: Esta lista no es exhaustiva y se omiten muchos símbolos que son únicos en alguno de los capítulos.

Símbolos latinos

a	Aceleración
a_{ij}	Coficiente de la matriz de masas añadida de un artefacto flotante
A	Área
\mathbf{A}	Matriz de diseño
b_{jk}	Coficiente de la matriz de amortiguamiento
\mathbf{B}	Matriz de tensión-desplazamiento no lineal
\mathbf{BF}_{jk}	Matriz de amortiguamiento de un artefacto flotante
\mathbf{BT}_{jk}	Matriz de amortiguamiento de un aerogenerador
\mathbf{B}	Vector columna
c_{jk}	Coficiente de la matriz de restauración de los sistemas de fondeo
C	Coficiente
\mathbf{CF}_{jk}	Matriz de restauración de los sistemas de fondeo de un artefacto flotante
\mathbf{C}_{jk}	Matriz de restauración hidrostática de un artefacto flotante
\mathbf{CT}_{jk}	Matriz de restauración de un aerogenerador
d	Longitud de línea posada sobre el fondo oceánico
e	Error
E	Módulo de Young
E	Energía
\mathbb{E}_i^n	Operador ensamblador de matriz
F, f	Fuerza
G	Módulo de rigidez a cortante
g	Aceleración de la gravedad
GM_L	Radio metacéntrico longitudinal
GM_T	Radio metacéntrico transversal
h	Profundidad del océano, batimetría
H	Altura
i	Número imaginario $i = \sqrt{-1}$
I	Inercia
k	Número de onda
\mathbf{K}, \mathbf{k}	Matriz de rigidez
KC	Número de Keulegan–Carpenter
L, l	Longitud
\vec{l}	Vector de cosenos directores
$\mathbf{MA}_{jk}, \mathbf{ma}$	Matriz de masas añadidas de un artefacto flotante
$\mathbf{M}_{jk}, \mathbf{m}$	Matriz de masas de un artefacto flotante

Símbolos latinos

\mathbf{MT}_{jk}	Matriz de masas de un aerogenerador
n	Iteración
\vec{n}	Vector normal unitario
\mathbf{N}	Matriz de funciones de forma
p	presión
P	Par
q	Grado de libertad en los modelos empleados por el código <i>FAST</i>
R, r	Radio de giro
\mathbf{R}	Reacción en el extremo de un cable
\mathbb{R}	Número real
Re	Número de Reynolds
s	Longitud a lo largo de un arco de un arco
\mathbf{S}	Matriz de deformación de Piola–Kirchoff
$\mathbf{S}(\omega)$	Energía espectral de un estado de mar irregular
t	Tiempo
T	Tensión
T^*	Momento angular
Tr	Empuje
U, u	Desplazamiento
v	Velocidad
V	Volumen
w	Peso por metro
$R(t - \tau)$	Función de retardo
$u(z, t)$	Deflexión de una viga
x	Desplazamiento
\bar{X}	Vector de desplazamientos
W	Velocidad relativa
Z	Número de palas
(x, y, z)	Coordenadas espaciales
(u, v, w)	Coordenadas espaciales
(l, m, n)	Cosenos directores

Símbolos griegos

ϕ	Potencial de velocidades
ϕ_f	Ángulo de inclinación del fondeo
ϵ	Alargamiento
ω	Frecuencia angular
ρ	Densidad
ξ	Elevación del oleaje sobre un nivel de referencia
λ	Velocidad específica
κ	Curvatura
θ	Ángulo de inclinación
η	Movimiento para un grado de libertad
ζ	Ratio de amortiguamiento
δ	Desfase de onda
α	Relación entre la tensión horizontal de la línea y el peso por metros
Ω	Velocidad angular
Ξ	Vector que contienen los movimientos de un objeto sometido a una sollicitación
Θ	Paso azimutal
Δ	Incremento
Γ	Superficie mojada de un cuerpo flotante
∇	Operador nabra

Subíndices

<i>c</i>	Cinético/a
D	Arrastre
<i>f</i>	Fondeo
<i>fl</i>	Fluido
<i>g</i>	Coordenada del centro de gravedad
<i>h</i>	Horizontal
<i>i</i>	Modo <i>i</i>
L	Sustentación
M	Inercia
<i>P</i>	Proyectado/a
<i>p</i>	Potencial
<i>T</i>	Empuje
<i>tip</i>	Extremo de la pala del aerogenerador
<i>top</i>	Parte alta de la torre del aerogenerador
<i>v</i>	Vertical
<i>x</i>	Coordenada espacial
<i>y</i>	Coordenada espacial
<i>z</i>	Coordenada espacial

Superíndices

<i>c</i>	Cuerpo
<i>e</i>	Elemento
<i>i</i>	Contador
T	Transpuesta
<i>n</i>	Iteración

Abreviaturas

API	Application Programming Interface
AWEA	American Wind Energy Association
BEM	Blade Element Momentum Method
BE	Boundary Element Method
CENER	CEntro Nacional de Ene g ía Renovables
CFD	Computational Fluid Dynamics
CSV	Comma Separated Values
DF	Diferencias Finitas
ECM	Error Cuadrático Medio
EWEA	European Wind Energy Association
FP6	Sixth Framework Program
GDL	Grado de libertad
GDW	Generalized Dynamic Wake
GUI	Graphical User Interface
GWEC	Global Wind Energy Council
HAWT	Horizontal Axis Wind Turbine
HSS	High Speed Saft
IDAE	Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía
IRENA	International Renewable energy Agency
JONSWAP	Joint North Sea Wave Project
LMM	Lumped Mass Method
MARINTEK	Norwegian Marine Technology Research Institute
MBS	Multi-body System
MEF	Método de los Elementos Finitos
NWTC	National Wind Technology Center
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OC3	Offshore Code Collaboration
OWE	Offshore Wind Energy
PC	Punto de Contacto de la línea de fondeo con el fondo oceánico
PER	Plan de Energías Renovable
PF	Punto Final de definición de la línea de fondeo
PI	Punto Inicial de definición de la línea de fondeo
PRFV	Poliéster Reforzado con Fibra de Vidrio
RAO	Response Amplitude Operator
Risø-DTU	Risø Technical University of Denmark
SWRT	Small Wind Reseach Turbine
Tcl	Tool Command Language

1

Introducción. Motivaciones de estudio

Este primer capítulo se centra en la exposición de motivos que han llevado a la realización de la presente tesis. Se pone atención en el actual cambio de modelo energético y las perspectivas que se plantean para la energía eólica marina. Se apuntan, además, los desarrollos y las líneas de actuación actuales, en relación con la energía eólica. Se pretende llevar a cabo un contextualización de la tesis e introducir aquellas referencias bibliográficas de mayor relevancia en el ámbito de la tecnología eólica marina.

1.1 Las fuentes renovables de energía. La energía eólica

A lo largo de los últimos años se ha hecho patente la necesidad de un nuevo modelo energético basado fundamentalmente en la reducción del consumo, en la mejora de la eficiencia y en el cambio hacia fuentes de energía sostenibles. Puede establecerse que la tendencia actual se dirige hacia este modelo energético, apostando por las energías renovables y entre ellas, la energía eólica.

Este cambio se prevé en años venideros, debido al incremento sustancial del consumo energético por parte de los países no pertenecientes a la *Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico* (OCDE, www.ocde.org), según previsiones de la *Agencia Internacional de la Energía* (AIE, www.iea.org), siendo este incremento de más del 30% para el año 2035 (IEA, 2013a; IEA, 2013b).

Debido a este crecimiento del consumo, la AIE ha fijado para el año 2020 el objetivo de alcanzar un aporte del 25% de energía proveniente de fuentes renovables. Además, IEA (IEA, 2013a) apunta que en el año 2011 ya se alcanzó el 19% sobre el total de la generación eléctrica. Otras fuentes como *Eurostat* (<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>) comunicaron que en el año 2011, en la Unión Europea, el 13% del total de la energía generada provino de fuentes renovables,

En la Unión Europea (EU), la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de Abril de 2009, relativa al fomento del uso de las energía renovables, fija como objetivos generales una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la EU. Se establece además un certificado de garantía de origen de la energía renovable (*Guarantee of Origin, GoO*), que asegura que un número determinado de megavatios-hora de energía eléctrica producidos, en un periodo temporal determinado, han sido generados a partir de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia, por parte de empresas e instituciones. En España este objetivo se traduce en que las fuentes renovables representen al menos el 20% de la energía final consumida en 2020, junto con una contribución del 10% de fuentes de energía renovable en el transporte, en el mismo horizonte. Para dar cumplida respuesta a los requerimientos de la Directiva anterior, se redacta en nuestro país el *Plan de Energías Renovables, 2011–2020*, que se comentará posteriormente.

Además, junto al aumento del consumo se prevé que la producción de petróleo se mantenga en los niveles actuales de producción, con lo que el incremento del precio será un hecho, estimándose que llegará a alcanzar valores de 135 dólares por barril en el año 2035 (EIA, 2013a; IEA, 2013b; IDAE, 2011). Por otro lado, el gas natural y el no convencional, obtenido por *fractura hidráulica* (que ha cobrado relevancia últimamente, sobre todo debido a un encendido debate en la sociedad), también se perfilan como otras de las principales fuentes

energéticas en el futuro. En el caso del gas no convencional la AIE prevé que en 2035 se alcance el 20% del total en el suministro de energía. Sin embargo, en el caso del gas natural, este experimentará un notable incremento de precio, según datos de *Boston Consulting Group* (www.bcg.com).

En España, el *Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía* (IDAE, www.idae.es), encargado de contribuir y fomentar la consecución de los objetivos relacionados con la eficiencia energética apunta hacia una política energética centrada en tres polos fundamentales, tal y como se muestra en el *Plan de Energías Renovables* (PER) (IDAE, 2011). Se trata por un lado, de garantizar la seguridad en el suministro energético y por otro, de preservar el medio ambiente y mejorar la competitividad económica de nuestro país. Por ello, la promoción del ahorro y la mejora de la eficiencia energética, así como el fomento de las energías renovables, se consideran factores claves y fundamentales.

Ambas estrategias aseguran el suministro energético al reducir la dependencia de fuentes energéticas de las que no se dispone, como es el caso del petróleo. Por otro lado, se mejora la competitividad global del país. En el caso de España, la dependencia energética¹ se sitúa en torno al 76,44%, siendo una de las más altas de la Unión Europea, según datos de *Eurostat*. Además, el uso de fuentes de energía renovable, favorece de manera evidente la conservación del medio ambiente, al reducir, por ejemplo, las emisiones contaminantes, tal y como apunta IEA, “*la electricidad baja en carbono constituye el núcleo de cualquier sistema energético sostenible*” (IEA, 2013a). En el caso de España, según el IDAE, el potencial energético proveniente de fuentes renovables es mayor que la demanda actual de consumo, siendo la energía solar la de mayor potencial (IDAE, 2011).

Uno de los inconvenientes históricos de las fuentes de energía renovables, puede considerarse que ha sido y es, el precio de generación de la energía. El desarrollo de nuevas tecnologías más eficientes y económicas junto con el fenómeno de la economía de escala (como ocurre en el caso de la tecnología eólica, donde el incremento en el tamaño de la turbina conlleva una reducción del coste de generación), facilitan el cambio de modelo energético.

Puede considerarse que la energía hidráulica ha sido la primera energía renovable (sigue siéndolo en ciertos países del mundo, como en Iberoamérica), aunque la energía verde que ha experimentado mayor avance en los últimos años ha sido indudablemente la energía eólica. En España, uno de los países líderes a nivel mundial en producción de energía eólica, se produjeron ya en 2009, con una instalación de 19.226 MW de potencia eólica, unos 37.164 GW.h de producción, según el IDAE. En el mismo año, la producción de electricidad procedente de energías renovables constituyó un 24,7 % (12,4% de energía eólica).

¹La dependencia energética es la relación entre el consumo de recursos energéticos propios autóctonos y el consumo energético total.

1.2 Estado actual y perspectivas de la energía eólica

1.2.1. La energía eólica terrestre

La energía eólica que se ha desarrollado hasta el momento es fundamentalmente terrestre. Se ha avanzado de forma apreciable en la investigación y en el desarrollo de diversos campos (Joselin et al., 2007; Wen et al., 2009; Foley et al., 2012), y el grado de implantación de la tecnología ha permitido a países como Alemania, España, Dinamarca o Estados Unidos, liderar la producción de aerogeneradores.

Entidades estatales tales como la danesa Risø-DTU *Wind Energy* (www.vindenergi.dtu.dk), la estadounidense NWTC (<http://www.nrel.gov/wind/>), la española CENER (www.cener.es), o empresas privadas tales como la española Gamesa (www.gamesacorp.com) o la inglesa GL-Garrad Hassan (www.gl-garradhassan.com), entre muchas otras, han conseguido extender apreciablemente el conocimiento y la utilización de la energía eólica. Por ejemplo, Risø-DTU *Wind Energy* ha desarrollado *WAsP* (*Wind Atlas Analysis and Application Program*), una aplicación informática ampliamente extendida para el análisis de datos meteorológicos y la predicción del recurso eólico de una zona determinada. Por su parte, GL-Garrad Hassan ha desarrollado la aplicación *WindFarmer*, orientada al diseño de parques de aerogeneradores. La alianza *WAsP-WindFarmer* se ha utilizado con éxito en estos últimos años en la determinación del recurso eólico, impacto de la estela o viabilidad para la implantación de nuevos parques eólicos (Petersen et al., 1998; Barthemie y Pryor, 2003; Hepbasli y Ozgener, 2004; Barthemie et al., 2009). La evolución y el desarrollo de este tipo de energía pueden seguirse a través de asociaciones tales como *World Wind Energy Association* (WWEA, www.wwindea.org) o *European Wind Energy Association* (EWEA, www.ewea.org), entre otras. Puede encontrarse información relevante sobre los últimos avances en www.offshorewindenergy.org, por ejemplo.

Sin embargo, los ambiciosos objetivos marcados para el desarrollo de este campo, exigen una apuesta decidida por la investigación, por el desarrollo de prototipos y nuevas tecnologías, por el estudio teórico y fundamental, así como por el desarrollo de códigos informáticos y procedimientos que faciliten el estudio de estas tecnologías, tal y como se pretende llevar a cabo a lo largo de esta tesis. Por ello, desde diversas instituciones, como *Global Wind Energy Council* (GWEC, www.gwec.net), asociación internacional relacionada con la industria eólica o la *International Renewable Energy Agency* (IRENA, www.irena.org), se insta a una apuesta decidida por la investigación en el campo de las energías renovables y de manera más concreta en la energía eólica (IDAE, 2011; GWEC, 2012; IEA, 2013a; IEA, 2013b; IRENA, 2013).

1.2.2 La energía eólica marina

Aunque la energía eólica terrestre (*Onshore Wind Energy*) tiene indudables ventajas, algunos inconvenientes relevantes como el impacto visual o la expansión del tamaño de los parques eólicos, buscando un mayor potencial de viento eólico, han llevado a considerar la instalación de los aerogeneradores en el mar, iniciando el desarrollo de la energía eólica marina (*Offshore Wind Energy*). Efectivamente, con esta variante se consiguen mitigar los inconvenientes mencionados (Biligi et al., 2011). Además, es la energía del viento proveniente de ambientes marinos la de mayor potencial de desarrollo en cuanto a generación eléctrica en la mayoría de los países marítimos desarrollados (Twidell y Gaudiosi, 2009). Entre las ventajas de la energía eólica marina, pueden citarse las siguientes:

- Disponibilidad de áreas de instalación de mayor tamaño.
- Disminución del impacto visual y de los ruidos sobre poblaciones.
- Vientos más uniformes y con velocidades medias mayores, es decir, posibilidad de obtener un mayor recurso eólico explotable.
- Menos efectos turbulentos sobre las estructuras, lo que reduce las sollicitaciones de fatiga.
- Menos efectos de interacción entre aerogeneradores (estela) en las instalaciones con múltiples unidades, al disponer de mayores áreas para su instalación.

Sin embargo, también se encuentran algunos inconvenientes importantes en la energía eólica marina, entre los que destacan los siguientes:

- En el caso de artefactos flotantes, los sistemas fondeo representan un alto coste en las estructuras de soporte.
- Las condiciones de integración en la red eléctrica general son en ocasiones difíciles y costosas.
- El ambiente marino presenta unas condiciones ambientales complicadas, siendo agresivo y corrosivo.
- Las condiciones para la instalación y para el mantenimiento de las estructuras resultan complicadas como consecuencia del emplazamiento marítimo.
- Actualmente el coste de generación eléctrica resulta aproximadamente un 60% más caro comparado con la tecnología eólica en tierra.

La tecnología eólica marina, como en cualquier otro ámbito de la ingeniería, debe ser desarrollada, estudiada y mejorada. Lógicamente, todas las expectativas que se han despertado deben ser confirmadas mediante la investigación teórica y experimental, así como la demostración con prototipos adecuados que coadyuve a un desarrollo definitivo de esta energía renovable emergente (Hau, 2004; Sathyajith, 2006; Manwell, McGowan y Rogers, 2009; Burton et al., 2011). Es preciso destacar también que, dentro de esta nueva rama de la energía eólica, se pueden encontrar dos tipos de instalaciones, las que están fijadas al lecho marino, compuestas de aerogeneradores con cimentaciones ancladas al fondo oceánico y las

instalaciones compuestas por aerogeneradores que se encuentran flotando en alta mar.

De entre todas las energías procedentes del mar (mareomotriz, undimotriz, osmótica, etc.), la energía eólica marina destaca de manera preponderante, sobre todo por dos motivos principales. Por un lado, por la herencia recibida de la tecnología eólica terrestre, que le confiere una amplia ventaja competitiva frente a otras tecnologías y por otro lado, por el enorme recurso eólico disponible en el mar y que está por explotar. Todo ello hace que resulte única. En caso de Europa, la asociación de energía eólica (*European Wind Energy Association*, EWEA, www.ewea.org) fijó en el año 2009 una producción proveniente de este tipo de tecnología de 5 GW.h al año, que se superó alcanzando la cifra de 5,8 GW.h. Puede apreciarse en las Figuras 1.1 y 1.2 las proyecciones realizadas por EWEA para el año 2020 y 2030.

EWEA ha fijado como objetivo para el año 2020, que el 20,74% del total de la energía eólica instalada (265.000 MW) provenga de ambientes marinos (EWEA, 2011). En España, uno de los países líderes mundiales en producción de energía eólica, en 2012 había un total de 22.796 MW de potencia eólica instalada, con porcentaje sobre el total mundial del 8,1%, según el IDAE (IDAE, 2011) y el GWEC (GWEC, 2012). Así, en el año 2011, los parques eólicos españoles generaron 42 TW.h, lo que supuso el 15 % del consumo neto de energía. En nuestro país, por ejemplo, la aportación de la energía eólica al conjunto de la producción energética del país, ya ha superado el 16% del conjunto (IDAE, 2011). El aporte de fuentes renovables a la producción de electricidad constituyó un 33,3 % del total (GWEC, 2012). Así, ya en el año 2013, la energía eólica se convirtió en la primera tecnología del sistema eléctrico español con un 20,9%, según la *Asociación Eólica Empresarial* (AEE, www.aeeolica.org), asociación que agrupa a las empresas del sector eólico en España.

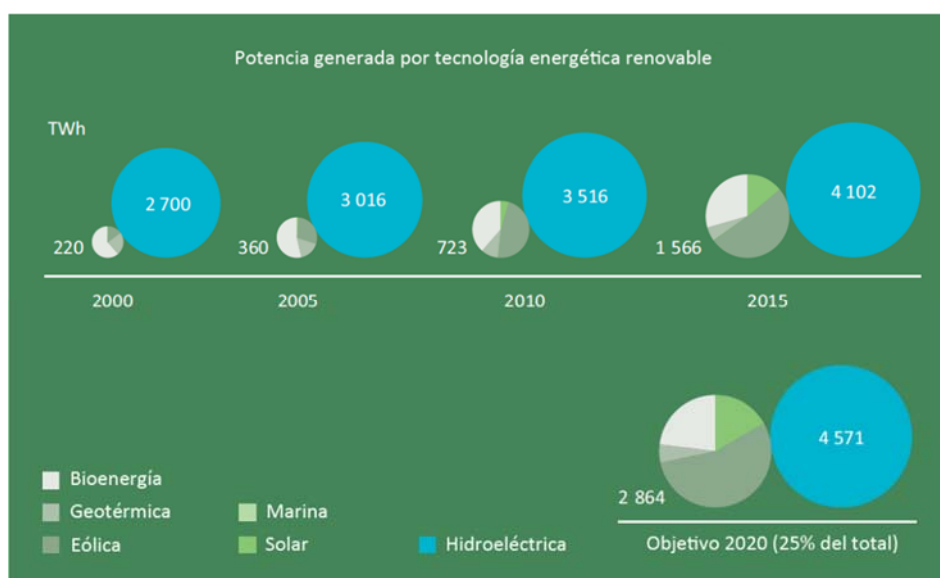


Figura 1.1: Potencia generada por tecnologías renovables a nivel mundial prevista hasta el año 2015. Fuente: EWEA, 2011.

En Europa, una muestra del interés suscitado por este tipo de energía es la Comunicación de la Comisión Europea de 13 de noviembre de 2008 sobre la energía Eólica Marítima. En sus conclusiones se insta a la Comisión Europea, entre otras cosas, a facilitar la cooperación regional en materia de planificación de la red eléctrica y se exhorta a los estados miembros a realizar una ordenación adecuada de las zonas costeras y a hacer hincapié en la investigación relacionada.

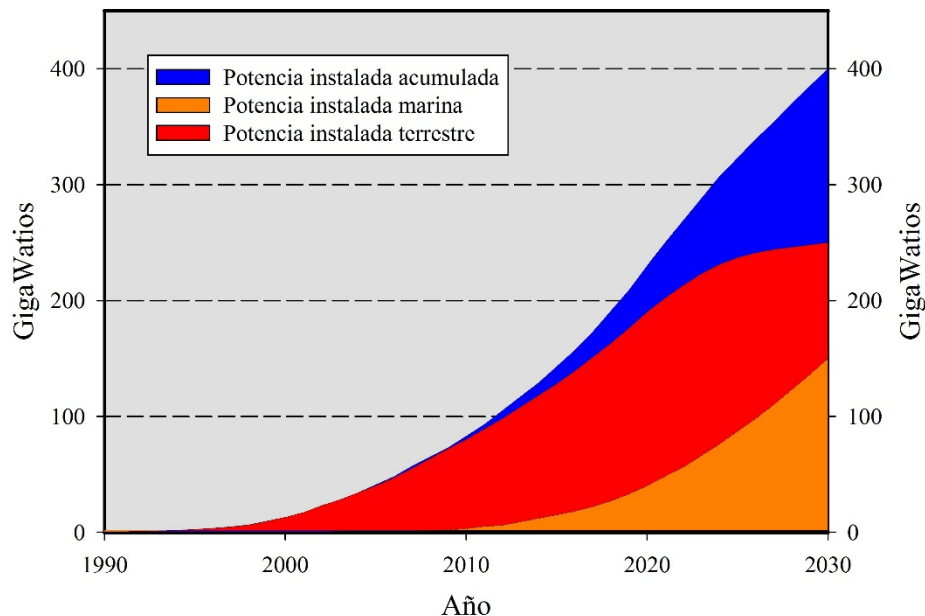


Figura 1.2: Proyecciones de potencia disponible mediante energía eólica marina realizadas por EWEA para el año 2030. Fuente: EWEA, 2011.

Aunque las proyecciones de potencia eólica instalada a nivel mundial son elevadas, el porcentaje de la energía eólica marina resulta escaso en comparación con la energía eólica terrestre (véase la Figura 1.2). Determinados países como Dinamarca, Reino Unido, o China (GWEC, 2012) aportan grandes expectativas al desarrollo de esta tecnología, debido como en el caso de Dinamarca, a limitaciones de espacio existentes para el emplazamiento de aerogeneradores en tierra. Por otra parte China, a finales del 2011 se convirtió en la tercera potencia en generación eólica marina (GWEC, 2012), tras Dinamarca con 857 MW instalados y Reino Unido como líder absoluto con más de 3,8 GW. Sin embargo, a pesar de esta corriente que apuesta decididamente por la energía eólica marina, España ha quedado rezagada debido a la escasez de plataforma continental que permita la instalación de este tipo de tecnología.

En nuestro país, en el Plan de Energías Renovables (IDAE, 2011), la energía eólica se divide en las dos tipologías ya mencionadas (*onshore*, y *offshore*). En el texto, se reconoce que es preciso el desarrollo de un marco regulatorio específico para el desarrollo de las Energías del Mar en general (la obtención de permisos, los estudios de impacto ambiental y otros condicionantes pueden impedir su desarrollo).

El PER (IDAE, 2011) identifica entre las barreras técnicas la inexistencia de tecnologías

comerciales que permitan el aprovechamiento eólico marino en aguas profundas. Además, se apunta a que en el litoral español escaseen las áreas marinas de baja cota batimétrica (inferiores a 50 metros) que resultan adecuadas para la implantación de parques eólicos marinos pilotados. Así, la falta de evolución de cimentaciones y plataformas flotantes para profundidades superiores a 50 metros reduce el desarrollo de la tecnología eólica marina en España. Esto hace que la proliferación de tecnologías destinadas a aguas de gran profundidad se convierta en una prioridad para el despegue de esta tecnología no sólo en España sino a nivel mundial.

Actualmente, la producción de energía eólica procedente del mar es inexistente en nuestro país, como ya se ha mencionado, pero en el citado Plan de Energías 2011–2020, (IDAE, 2011), se propone la entrada en el escenario de este tipo de energía para llegar a 3.000 MW instalados en 2020. En otros países (en el Mar del Norte, en Norteamérica, etc.), se están planteando ambiciosos proyectos. Resulta posible encontrar numerosas iniciativas europeas enmarcadas dentro de este ámbito, tales como UpWind (Unión Europea, dentro del FP6 www.upwind.eu), Seanergy2020 (Unión Europea, www.seanergy.eu) o COWRIE (Reino Unido, www.offshorewind.co.uk), así como diversas instalaciones marinas en proyecto o actualmente en construcción: MeerWind (Alemania), London Array (Reino Unido), Anholt (Dinamarca, *Danish Energy Authority*, www.offshore-wind.de).

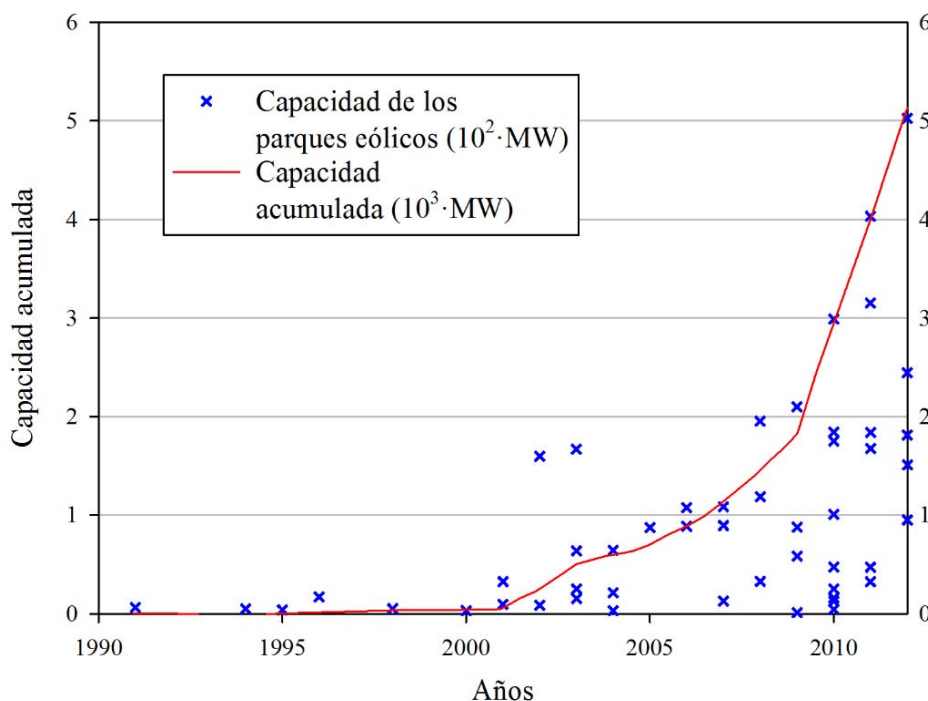


Figura 1.3: Capacidad de los parques eólicos marinos acumulada para el periodo 1991-2012. Fuente: Burton et al., 2011.

1.3 Estado actual del conocimiento en energía eólica marina

El concepto de la tecnología eólica marina fue introducido por el Profesor William E. Heronemus en el año 1972 (Heronemus, 1972), pero no fue hasta la década de los años 90 cuando se instaló el primer aerogenerador marino, comenzando así la carrera por el desarrollo de esta tecnología. Debido al alto coste en la generación eléctrica con esta tecnología, uno de los objetivos primordiales en el desarrollo de la tecnología eólica marina es la reducción de este coste.

Numerosos países del entorno europeo e internacional, incluyendo a España, han iniciado una carrera para el desarrollo de la tecnología eólica marina, la consecución de la reducción de costos y la búsqueda de aquellas plataformas que resulten más adecuadas para las turbinas eólicas situadas en alta mar (Tong, 1988; Henderson et al., 2003; Sclavounos et al., 2007; Breton y Moe, 2009).

La actual tecnología de instalaciones cimentadas está desarrollada para aguas someras y por lo tanto, esta limitada por la profundidad de los fondos oceánicos. Se produce entonces un drástico incremento de los costos de instalación por encima de los 20–30 metros de profundidad. De esta manera, la tecnología flotante se perfila como el camino a seguir para llevar a cabo la proliferación de estos elementos de generación de energía eléctrica, pero actualmente estas soluciones implican también un alto coste en comparación con otras alternativas.

La experiencia demuestra que el entorno marino constituye un ambiente agresivo para este tipo de instalaciones. Técnicamente este problema ya ha sido resuelto y demostrado de manera adecuada en la industria *offshore* del petróleo y del gas durante décadas. Sin embargo, se trata de un campo multidisciplinario que abarca numerosos ámbitos de estudio, que van desde el análisis de fondos oceánicos, los recursos de viento, la interacción fluido–estructura, hasta elementos de la ciencia de materiales. En este sentido, resulta posible encontrar numerosos trabajos de revisión en la bibliografía (Tong, 1988; Jonkman y Buhl, 2007; Breton y Moe, 2009; Wang et al., 2010). Por estas y otras razones, la optimización de la estructura de los sistemas aerogeneradores *offshore* y el desarrollo de plataformas flotantes, junto con el desarrollo de herramientas para su diseño y estudio constituye uno de los principales retos actuales.

El líder mundial dedicado al asesoramiento y apoyo a empresas y gobiernos para la reducción de las emisiones contaminantes, *Carbon Trust*, identifica cinco áreas claves que pueden facilitar el desarrollo de la tecnología eólica marina (Trust, 2013):

- El desarrollo de la turbina.
- El estudio y optimización de las cimentaciones y estructuras flotantes en el caso de

aerogeneradores emplazados a grandes profundidades.

- La conexión eléctrica.
- La instalación de estos artefactos.
- La operación y su mantenimiento.

Instituciones como EWEA, AWEA o la AIE (EWEA, 2011; GWEC, 2012; IEA, 2013a; IRENA, 2013), por ejemplo, identifican también los siguientes factores claves:

- El desarrollo de materiales con mayor resistencia en relación con el peso y con resistencia a fatiga.
- La integración con la red eléctrica.
- La normalización en el desarrollo y el diseño de aerogeneradores.
- El desarrollo de turbinas capaces de trabajar a bajos regímenes de viento.
- Desarrollo de modelos matemáticos y códigos que permitan un mejor estudio de estas estructuras.
- El desarrollo de tecnologías superconductoras.
- El abaratamiento de costes.
- El desarrollo de plataformas para la instalación de aerogeneradores en aguas profundas.

Por otro lado, el PER (IDAE, 2011) identifica tres tipos de barreras relacionadas con el desarrollo de la tecnología eólica marina en la actualidad. El primer grupo es el relacionado con las barreras técnicas entre las que identifica la necesidad de infraestructuras, los costes de inversión, la complejidad de la construcción, la operación y el mantenimiento, la inexistencia de ciertas tecnologías como las destinadas a aguas profundas, etc. El segundo grupo de barreras son las constituidas por la necesidad de un marco regulatorio que favorezca esta tecnología y la financiación privada o pública para su impulso definitivo. Por último, el tercer grupo está relacionado con los impactos visuales y con la resistencia local, que en ocasiones aparece, a la instalación de parques marinos en alta mar. Esto se debe a la creencia en muchas ocasiones, de que los parques marinos afectan a los caladeros de pesca.

1.3.1 La conquista de la profundidad

Como se ha venido mencionando, la tecnología eólica marina se encuentra todavía en una etapa temprana si se compara con la tecnología eólica terrestre. El desarrollo de los proyectos en el ámbito marino requiere de un equilibrio entre lo tecnológico y lo económico. Para lograr este desarrollo, la economía de escala es uno de los factores decisivos para alcanzar el objetivo, en cuanto a reducción de costes se refiere. Esta economía de escala se traduce en un incremento sustancial del tamaño de aerogenerador llegando hasta potencias de 20 MW (EWEA, 2011), lo que resulta impensable para la tecnología eólica terrestre (véase la Figura 1.4). Sin embargo, desde diferentes fuentes (Blanco, 2009; Musial y Ram, 2010) también se apunta a que el incremento en el tamaño del rotor incrementará el coste de la turbina

considerablemente, con lo que resulta necesario alcanzar un equilibrio entre la reducción de los costes de la plataforma, de los sistemas eléctricos, del mantenimiento, etc. y el incremento en el coste de la turbina, de manera que el resultado final sea la reducción en el coste de generación de la energía.

Numerosos trabajos resaltan que es indudable que el desarrollo de tecnologías y estructuras de soporte de aerogeneradores marinos que permitan emplazarlos a altas profundidades a un coste relativamente bajo, constituye un importante ámbito de estudio y la base para el despegue definitivo de esta tecnología (Sclavounos et al., 2007).

La adaptación para obtener un mayor alcance en el emplazamiento de una turbina eólica en alta mar está relacionado directamente con el diseño de la torre y de la estructura flotante que sustenta al conjunto. Este sistema también es llamado generalmente cimentación o plataforma y resulta mucho más que la simple cimentación que se pueda encontrar habitualmente en tierra. Cuanto mayor es la profundidad del mar, el trabajo de construcción presenta mayores complejidades y un importante impacto en el coste de construcción (Dolan, 2004; Musial y Ram, 2010). Así, por ejemplo, el coste de la cimentación en tierra (*onshore*) se sitúa aproximadamente entre el 3,5–4,5% del coste total de la instalación, mientras que en el caso de aerogeneradores marinos este puede situarse aproximadamente en torno al 15%–20 % (Fingersh, Hand y Laxson, 2006; Twidell y Gaudiosi, 2009; Musial y Ram, 2010; Burton et al., 2011). Este incremento del coste muestra claramente la necesidad de la optimización de las plataformas, empleando para ello, la experimentación y el desarrollo de software que permitan su evaluación, cuestión que será uno de los objetivos perseguidos a lo largo de esta tesis.

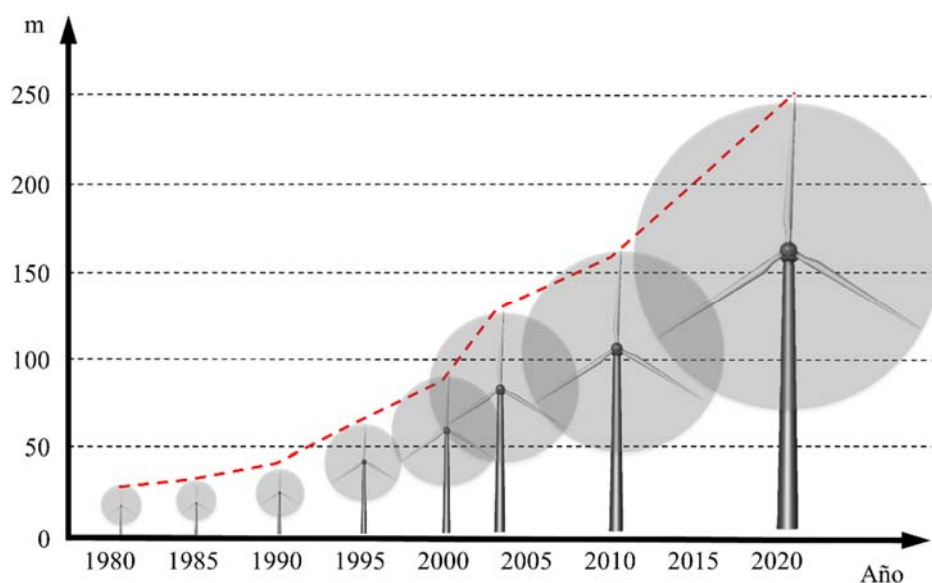


Figura 1.4: Prospección del crecimiento en el tamaño de aerogeneradores. Fuente: Burton et al. 2011.

Actualmente se conocen un gran número de diseños para estructuras de soporte en aerogeneradores marinos. Cada uno de ellos presenta tanto ventajas como inconvenientes

dependiendo de la profundidad del fondo oceánico y del tamaño del resto de la estructura. Resulta por ello necesario adoptar una solución técnica adecuada para el establecimiento de una turbina eólica en aguas profundas, debiéndose restringir su diseño a un reducido número de tipologías. En el siguiente capítulo se describen las diferentes tipologías que pueden encontrarse en la actualidad.

Diversos autores (Sclavounos et al., 2007; Musial y Ram, 2010) afirman que el desarrollo de aerogeneradores flotantes comprende varios retos tecnológicos que necesitan de más tiempo, estudios más rigurosos, códigos más precisos y accesibles, e infraestructuras más complicadas. Como tal, el desarrollo comercial de esta tecnología es más complejo que el correspondiente a la tecnología de aguas someras o de profundidad intermedia. Sin embargo, los beneficios de su desarrollo y la independencia en su emplazamiento, pueden abrir una gran puerta a la extracción de los recursos eólicos marinos a costos similares que los obtenidos en aguas someras.

1.3.2 Tendencias actuales en la tecnología eólica marina

Desde la colocación del primer parque eólico en el mar en el año 1991 en *Vindeby*, Dinamarca, se ha instalado un gran número de aerogeneradores marinos. La mayoría de estos proyectos ha sido de tipo monopilote emplazados a profundidades no superiores a 20 metros y a una distancia máxima de la costa de unos pocos kilómetros. Si se realiza un repaso de los proyectos existentes y previstos (Yu y Chao, 2011; AWEA, 2013; EWEA, 2013), se advierte la tendencia hacia un aumento de profundidades, distancias a la costa y de la potencia generada por las turbinas y parques eólicos. La mayoría de los expertos afirma que la industria de la energía eólica marina va a experimentar un aumento significativo de la actividad en el futuro próximo (Passon y Kuhn, 2005; Sclavounos et al., 2007; Breton y Moe, 2009; Wang et al., 2009; Wen, Zheng y Donghan, 2009; Rennian y Xin, 2011).

El primer proyecto de construcción e instalación de un aerogenerador flotante de gran escala (2,3 MW) es el proyecto Hywind (StatoilHydro, www.statoil.com, siendo la empresa Siemens la constructora de la turbina) (véase la Figura 1.5). Bilgili (2011) expone una relación de las instalaciones de energía eólica *offshore* en Europa (operativas actualmente). Las dos plantas de mayor potencia instalada (160 MW y 80 aerogeneradores instalados) se encuentran en Dinamarca. Entre los fabricantes de aerogeneradores, destacan Vestas, Siemens o Enercom, por ejemplo. Los desarrollos comerciales de aerogeneradores marinos fijos están limitados hasta el momento a batimetrías situadas entre 30–60 m. La transición del mercado hacia los emplazamientos en aguas profundas resulta inevitable siempre que la tecnología permita desarrollar esta industria a un coste razonable.

Como se ha visto, el campo de estudio es amplio, extendiéndose por la elección de emplazamientos marinos y la determinación del recurso eólico, pasando por el diseño de las

estructuras flotantes o del aerogenerador, llegando hasta la obtención y el reparto de la potencia eléctrica generada.

Pueden encontrarse en la bibliografía trabajos de revisión sobre el tema de interés (Tong, 1988; Joselin et al., 2007; Breton y Moe, 2009; Wang et al., 2010; Bilgili, Yasar, y Simsek, 2011). Por ejemplo, Breton y Moe (2009) han discutido las ventajas de la energía eólica marina, exponiendo el desarrollo de la tecnología y los planes de desarrollo de las turbinas de energía eólica marina en Europa y América del Norte. Bilgili (2011) también analiza el estado actual de la tecnología eólica marina y la compara con la eólica terrestre. Autores como Joselin (2007) repasan además el estado actual de la tecnología. Por otro lado, Wang et al. (2010) han llevado a cabo una revisión general de bibliografía más relevante publicada sobre energía eólica marina.



Figura 1.5: Proceso de montaje del proyecto Hywind frente a las costas de Stavanger (Noruega) antes de su emplazamiento definitivo en el Mar del Norte. Fuente: www.wikipedia.org.

Diferentes aspectos del problema han merecido la atención de diversos investigadores en los últimos años (Agarwal y Manuel, 2009; Colwell y Basu, 2009; Weinzettel et al., 2009; Lackner y Rotea, 2011). Destacados autores, por ejemplo, identifican los retos actuales a abordar para el desarrollo viable de la tecnología eólica marina así como el estado del arte de los códigos de simulación en aerogeneradores marinos (Passon y Kuhn, 2005; Sclavounos et al., 2007; Cordle y Jonkman, 2011; Matha et al., 2011).

El estudio del comportamiento dinámico de aerogeneradores marinos presenta un alto grado de complejidad causado fundamentalmente por la diversidad de cargas ambientales que interactúan con la estructura (véase la Figura 1.6). Por otra parte, las interacciones de las diferentes partes que componen el conjunto llevan a la necesidad del uso de códigos que permitan la simulación de cargas de una manera detallada, así como el cálculo y el diseño

global de la estructura (Passon y Kuhn, 2005; Cordle y Jonkman, 2011).

Resulta necesario disponer de una primera etapa, con modelos matemáticos simplificados, para la evaluación de las diferentes opciones en el desarrollo de un nuevo prototipo de aerogenerador marino. El uso de estos modelos simplificados deja de lado una cierta cantidad de interacciones con el entorno, lo que reduce la complejidad del problema resultando apropiado para las primeras etapas del diseño. Sin embargo, resulta evidente que el uso de estos modelos da lugar a una falta de precisión en las estimaciones de cálculo.

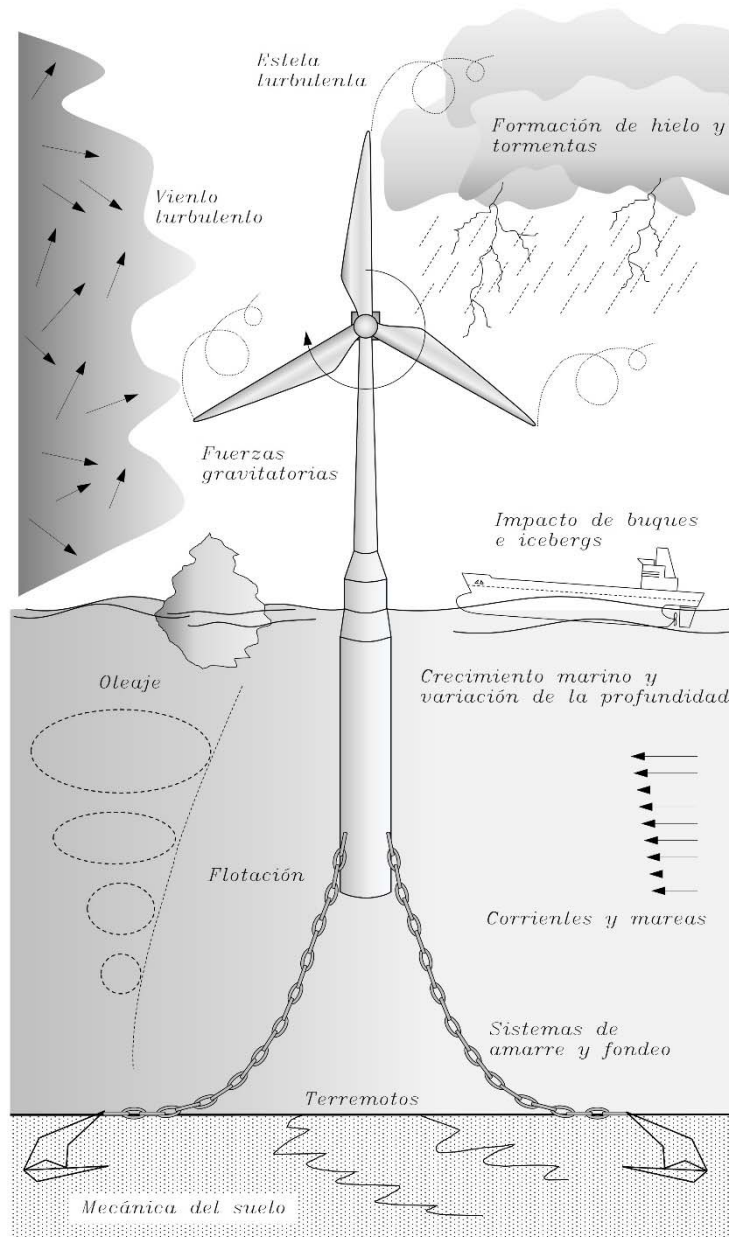


Figura 1.6: Representación de las cargas sobre un aerogenerador marino flotante

2

Estado del arte. Objetivos de la tesis

En este capítulo se muestra el estado del arte en el desarrollo de aerogeneradores marinos y de las herramientas informáticas dedicadas a su estudio. Se exponen las diversas tipologías de aerogeneradores marinos que existen en la actualidad, así como diferentes propuestas de futuro. Se hace un análisis de alguno de los códigos informáticos dedicados al estudio y evaluación del diseño de este tipo de estructuras. Finalmente, se identifican los focos de actuación, las carencias existentes en el ámbito de investigación y se establecen los objetivos de la tesis.

2.1 Plataformas en aerogeneradores marinos

Si se hace un análisis y estudio de la bibliografía existente al respecto se pueden encontrar fácilmente clasificaciones para las estructuras de soporte de aerogeneradores marinos. Barltrop y Adams (1991) dedican, por ejemplo, un capítulo al estudio de diferentes tipologías de estructuras de soporte para plataformas *offshore* fijas al fondo. Chakrabarti (2005) también investiga sobre aerogeneradores sustentados por plataformas marinas fijas al fondo. Ashuri y Zaaier (2007) realizan un repaso por los diferentes conceptos empleados como estructuras de soporte en aerogeneradores marinos. Otros, como Jonkman et al. (2009) analizan y comparan diferentes tipologías de plataformas flotantes para aerogeneradores marinos.

Las cimentaciones en la tecnología eólica marina son considerablemente más grandes que las utilizadas en tierra debido a las grandes dimensiones de la turbina y a las diferentes cargas ambientales a las que se ven sometidas, sobre todo las procedentes del oleaje. Se exponen a continuación las características fundamentales de los diferentes tipos de aerogeneradores marinos, cuya clasificación se realiza en función de los distintos umbrales de profundidad, los cuales se suelen instalar en alta mar.

2.1.1 Sistemas para aguas someras e intermedias

En este grupo se pueden encontrar diferentes tipologías de sub-estructuras por ejemplo, cimentaciones de gravedad, monopilotes, trípode, tripilote o de tipo celosía (véase la Figura 2.1) (Burton et al., 2011).

Las sub-estructuras formadas por base de gravedad (véase la Figura 2.1, 1) se emplean habitualmente en tierra, construidas fundamentalmente en hormigón y acero y cuya efectividad, en cuanto a estabilidad se refiere, se ve reducida debido a las fuerzas hidrostáticas. Este tipo de estructuras se emplea usualmente a bajas cotas batimétricas. Por otro lado, las estructuras de tipo monopilote (véase la Figura 2.1, 2) están compuestas por un gran cilindro de acero clavado sobre el fondo marino. Suelen disponer de una pieza de transición compuesta por un cilindro de mayor diámetro que la estructura principal. Por otra parte, la sub-estructura de tipo trípode (véase la Figura 2.1, 3)) adapta el diseño monopilote ampliando su base. Las tres patas que forman parte de la estructura se sitúan sobre el fondo marino y soportan un cilindro central donde se conecta la turbina eólica. Las estructuras trípode son relativamente complejas. Su diseño se ha concebido con la pretensión de reducir la cantidad de material necesario mediante la ampliación de la base cuando las profundidades son relativamente grandes.

Otro tipo de estructura, que se considera como una variación sobre las estructuras de tipo monopilote, se denomina tripilote (véase la Figura 2.1, 4). En lugar de un solo cilindro,

tres pilotes se apoyan sobre el fondo del mar y se conectan a una pieza de transición en la que se dispone la base de la torre de la turbina. Permite la instalación de aerogeneradores hasta 50 metros de profundidad, facilitando además su emplazamiento sobre fondos irregulares variando la longitud de los cilindros.

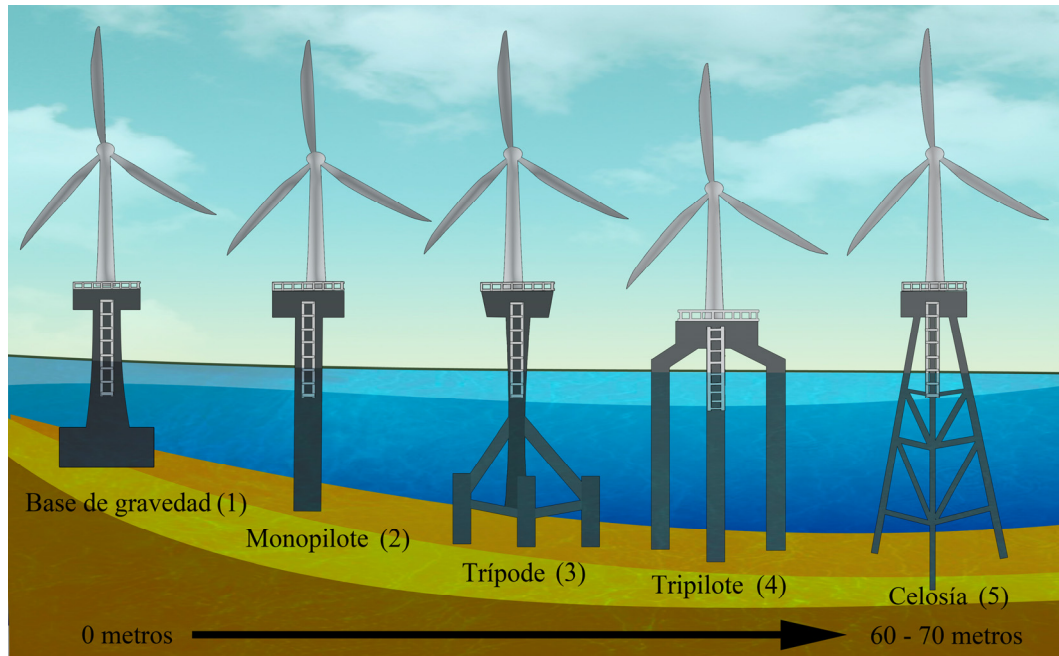


Figura 2.1: Esquema de las estructuras de soporte de aerogeneradores utilizados habitualmente en aguas someras o intermedias.

Finalmente, las estructuras de tipo celosía (véase la Figura 2.1, 5) (en inglés, *jacket*) se erigen habitualmente como la alternativa más liviana para altas profundidades, en comparación con alguna de las estructuras anteriormente mencionadas. Este tipo de estructuras procede de la experiencia ganada en la industria del petróleo y está conformada por cilindros esbeltos formando estructuras en celosía y cuya base de soporte puede estar formada por pilotes o bases de gravedad. El comportamiento a fatiga de este tipo de estructuras se reduce considerablemente debido a que el área expuesta a cargas es menor que en otro tipo de disposiciones. Presenta la desventaja de la complejidad constructiva, que penaliza el coste y resulta frecuente la aparición de zonas de alta concentración de tensiones.

2.1.2 Sistemas para altas profundidades

Puede decirse que los sistemas para altas profundidades constituyen el futuro de la industria eólica *offshore*, pues permiten el emplazamiento de turbinas eólicas a cualquier profundidad y distancia de la costa. Sin embargo, como se ha expresado en el Capítulo 1, el principal inconveniente es el coste y la inmadurez tecnológica de este campo. Twidell y Gaudiosi (2009) clasifican este tipo de estructuras en dos grupos diferenciados, por un lado, aquellos cuyo sistema de fondeo está formado por líneas de tipo catenaria (en inglés, *slack*

moored) y por el otro, las plataformas cuyo sistema de fondeo está compuesto por líneas pensionadas (en inglés, *taut moored*).

Otro tipo de clasificación que puede encontrarse es el realizado por autores como Wayman, Sclavounos o Jonkman (Wayman et al., 2006; Jonkman, 2007a) realizada atendiendo al sistema de estabilización de la plataforma. Así, es posible epitomar las plataformas en tres tipos fundamentales: sistemas estabilizados debido al momento restaurador proporcionado por la inercia del área de la flotación, sistemas estabilizados por lastre y sistemas estabilizados por el fondeo. Según estos autores, un buen diseño de plataforma para sistemas aerogeneradores marinos debe combinar las aptitudes de estos tres grupos.

Como ejemplos típicos se pueden encontrar las tipologías barcaza (en inglés, *barge*), multiflotador (en inglés, *multi-floater*), boya *spar* (en inglés, *buoy spar*), semi-sumergible (en inglés, *semisubmersible*) o de tipo de tirantes tensados (en inglés, *Tension Leg Platform*, TLP) (véase la Figura 2.2).

Los diseños de tipo barcaza (véase la Figura 2.2, 1) son estructuras flotantes con poco calado y gran área de la flotación. Los sistemas de fondeo en este tipo de estructuras aseguran el mantenimiento de su posición en alta mar. Además, los momentos adrizantes o de recuperación se consiguen por el gran área de flotación de la que disponen. El concepto semi-sumergible (véase la Figura 2.2, 1) está compuesto habitualmente por tres o cuatro cilindros unidos entre sí. En este caso, los sistemas de fondeo además de conferirles mayor estabilidad, debido a un aumento del par restaurador, también aseguran el emplazamiento de la estructura en alta mar. La recuperación hidrostática de estos sistemas frente a la acción del mar vendrá dada por la distribución radial del área de flotación de los cilindros. Las dos tipologías anteriores pueden ser englobadas en los sistemas estabilizados por el área de la flotación.

Por otro lado, los soportes de tipo boya *spar* (véase la Figura 2.2, 2) están compuestos por un gran cilindro lastrado, con su centro de gravedad en una posición muy baja. Al igual que en el caso anterior, su posición en alta mar viene dada por los sistemas de fondeo provistos en la estructura. Estos sistemas son intrínsecamente estables y al disponer de un centro de gravedad tan bajo, se enmarcan en el grupo de los estabilizados por lastre.

El concepto de plataforma TLP (véase la Figura 2.2, 3) es el de una estructura flotante compuesta por un cilindro provisto de espolones a los cuales se unen los sistemas de fondeo de la estructura, habitualmente compuestos por tirantes pretensados, generando en la mayoría de los casos una estructura altamente estable y limitada en gran parte de sus movimientos. Suele presentar habitualmente un mejor comportamiento frente a movimientos angulares, con menores amplitudes en las rotaciones y estaría enmarcado en el grupo de los estabilizados por los sistemas de fondeo.

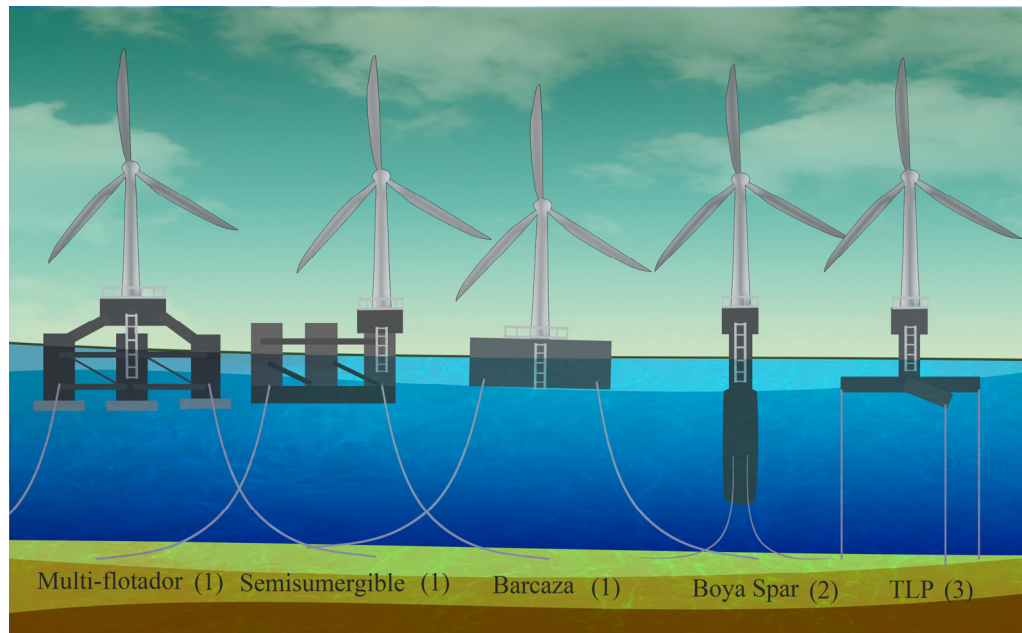


Figura 2.2: Esquema de las estructuras de soporte de aerogeneradores más utilizados en aguas profundas

Actualmente también es posible encontrar otros conceptos resultantes de las plataformas flotantes presentadas anteriormente y que permiten ampliar las posibilidades de estas cuatro tipologías. Por ejemplo, se pueden encontrar estructuras TLP combinadas con boyas *spar* como la propuesta por Karimirad (2010), el concepto *Sway* propuesto por Holmas y Amdahl (2009), el concepto *WindFloat* (Roddier, Christian y Aubault, 2009) o el proyecto *WindSea* (<http://windsea.no>).

2.2 Dinámica de aerogeneradores marinos

2.2.1 Introducción. El acoplamiento dinámico

La combinación de la aerodinámica, hidrodinámica y sistemas dinámicos de fondeo convierten a la tecnología eólica marina en un problema único, todavía no estudiado con suficiente detalle. Los grandes rotores usados (126 metros de diámetro en algunos casos), los movimientos de la plataforma o el uso de elementos no esbeltos en la estructura de soporte del sistema aerogenerador, tradicionalmente se han modelado mediante técnicas que no ofrecen el grado de exactitud deseable para un análisis detallado, pero que sí permiten una rápida generación de prototipos del sistema y un conocimiento adecuado del comportamiento del mismo (Matha et al., 2011). Sin embargo, se requiere de técnicas y herramientas avanzadas que permitan un estudio en detalle de la estructura y de su comportamiento. Este tipo de herramientas se pueden encontrar por ejemplo en la CFD (*Computational Fluid Dynamics*) o en las herramientas de análisis multi-cuerpo MBS (*Multi-Body System*), que permitan como en el caso de la CFD modelar fenómenos de desprendimientos de vórtices, interacción fluido-estructura, estelas generadas por los

rotores, etc.

El comportamiento de un sistema aerogenerador marino flotante, sometido a las solicitaciones del mar y del ambiente, puede describirse de la siguiente manera: el sistema habitualmente se emplaza en un parque junto a otros artefactos de idénticas características, en donde la acción del viento sobre el rotor genera un par, que por un lado, se transforma en energía eléctrica en el sistema de acoplamiento y por otro lado, genera un momento escorante dinámico que hace que la estructura sea balanceada alrededor de la posición de su centro de gravedad (véase la Figura 1.6 del capítulo anterior).

La acción del viento sobre el sistema aerogenerador flotante se transmite directamente a la plataforma flotante, a la que está acoplada, constituyendo un sólido rígido. La está plataforma sometida a las solicitaciones del oleaje, de las corrientes marinas y otras acciones ambientales, que se transforman en reacciones, es decir, en desplazamientos y giros que se transmiten a las diferentes partes del sistema aerogenerador flotante. Los elementos de fondeo de estos sistemas, que permiten su emplazamiento y localización en un determinado punto en alta mar, interaccionan también con el conjunto transmitiendo las tensiones de recuperación de las líneas al resto de la estructura como solicitaciones (véase la Figura 1.6 del capítulo anterior). Todo ello hace que el aerogenerador sea un sistema altamente acoplado que transmite solicitaciones, desplazamientos, velocidades y aceleraciones de una parte a otra del sistema en función del tipo de acción exterior.

2.2.2 Aerodinámica y aeroelasticidad

Se requiere realizar un repaso por todos aquellos métodos empleados habitualmente en el análisis aerodinámico y aeroelástico de turbinas eólicas dada la importancia en el desarrollo de nuevos generadores eólicos, así como en su optimización y mejora.

El tamaño de los aerogeneradores se ha incrementado de manera notable en los últimos tiempos, pasando de diseños de poco más de 50 kW a conceptos que llegan a los 7 MW, y rotores que superan los 120 metros de diámetro. Esto hace que el desarrollo de nuevas herramientas de cálculo, cada vez más complejas, sea una exigencia, pasando así de un simple análisis, donde las entradas de viento se consideran constantes con el tiempo, a modelos no lineales y no estacionarios en el tiempo. Hay que indicar que al mismo tiempo que se desarrollan prototipos de grandes dimensiones, con el objeto de llevar a cabo investigaciones y validaciones de modelos teóricos que describen el comportamiento de estas estructuras, se desarrollan herramientas, que permiten el estudio desde los puntos de vista aerodinámico y aeroelástico, la mayor parte de ellas gracias a universidades y laboratorios de investigación en el ámbito (Hansen, 1985 y 1993). También es preciso subrayar que se realizan campañas de medida en aerogeneradores con objeto de validar los modelos y códigos que permiten el estudio y predicción del comportamiento de tales

artefactos. Entre ellos puede destacarse el programa de test desarrollado por la NASA, completado en el año 2000, denominado UAE (*Unsteady Aerodynamics Experiment*) (Hand et al., 2001) o el programa MEXICO (Schreck, Sant y Micallef, 2010).

Una gran cantidad de códigos usa la Teoría del Impulso del Elemento de Pala (en inglés, *Blade Element Momentum Method*, BEM) (Glauert, 1963), puesto que resulta sencilla de implementar y provee de una manera rápida resultados adecuados, siempre y cuando existan unos datos de entrada fiables. Aun así, existen herramientas numéricas mucho más potentes y complejas, la mayor parte de ellas basadas en las ecuaciones de Euler o en las ecuaciones de Navier–Stokes, que permiten por ejemplo estudiar situaciones mucho más complicadas, como lo pueda ser la interacción entre el flujo de diferentes turbinas dentro del mismo parque eólico, necesitando además de menos datos empíricos para llevar a cabo su aplicación.

En cuanto a los aspectos estructurales, en la mayor parte de las ocasiones se emplea la formulación MEF (Método de Elementos Finitos) o formulación multi-cuerpo (en inglés, *Multi Body System*, MBS) para describir el comportamiento estructural del sistema, en donde las diferentes partes rígidas se conectan mediante nexos, usando para ello muelles, amortiguadores o relaciones lineales o no lineales que permiten acoplar las diferentes ecuaciones que modelan el sistema. Además, la descripción de las partes flexibles de la torre suele hacerse atendiendo a modos de deformación predefinidos que reducen de manera significativa el gasto de computación y ofrecen resultados altamente fiables (Rasmussen et al., 2003).

2.2.3 Hidrodinámica

Una diferencia fundamental en el comportamiento de las turbinas emplazadas en el mar con respecto a las turbinas de tierra, es que las primeras se encuentran sometidas a las condiciones climatológicas del océano, al efecto del oleaje, corrientes y otros fenómenos que en tierra no existen, complicando sustancialmente el análisis de este sistema.

El estudio del oleaje y del comportamiento en el mar de artefactos flotantes constituye uno de los principales campos de investigación de la hidrodinámica marina. Actualmente existen herramientas que permiten caracterizar el estado del mar tales como las que derivan de la CFD. Sin embargo, en el estudio del comportamiento global de un aerogenerador marino su aplicación práctica es limitada, debido a la ingente cantidad de recursos de cálculo necesarios.

El cálculo y la determinación de las cargas de oleaje y corrientes sobre estructuras marinas conlleva la caracterización del océano mediante diferentes modelos o teorías, bien sean lineales, no lineales o métodos espectrales, que permiten determinar la cinemática del fluido y así poder llevar a cabo el cálculo de cargas sobre el sistema flotante. En el estudio

de aerogeneradores resulta imprescindible tener presente el coste del sistema y su rentabilidad a largo plazo, con lo que las imprecisiones en el cálculo llevan a un sobredimensionamiento y por consiguiente un aumento del coste. Así, puede decirse que la descripción del oleaje y de sus propiedades constituye una pieza clave en el estudio de estas estructuras.

Los códigos que permiten calcular y estudiar la hidrodinámica en aerogeneradores marinos lo hacen mediante la combinación de modelos de oleaje adecuados junto con modelos de estimación de las cargas hidrodinámicas. Estas son el resultado de la integración de las fuerzas de presión dinámicas y estáticas sobre la superficie mojada de la estructura marina. En la mayoría de los códigos se suele emplear la formulación dada por Morison (Morison et al., 1950) para calcular estas cargas hidrodinámicas. Sin embargo, estas ecuaciones tienen una serie de limitaciones en su aplicación. Por un lado, dependen de parámetros experimentales y por otro, su validez se restringe a elementos esbeltos, por lo que su aplicación está restringida tanto a la forma de la estructura como al conocimiento de estos coeficientes. En otras ocasiones se emplean métodos alternativos, como el de Paneles o el Método de los Elementos Finitos (MEF), combinada con teoría potencial, para estimar las fuerzas sobre estructuras flotantes y el comportamiento dinámico de la estructura, mediante la resolución de las ecuaciones de difracción-radiación.

Resulta común el uso de teorías lineales (por ejemplo, la teoría de oleaje regular de Airy) para obtener una descripción de la cinemática del oleaje. Sin embargo, este tipo de descripción presenta desventajas con respecto a otros modelos no lineales o espectrales. Por ejemplo, la rotura de olas en aguas poco profundas resulta difícil de modelar con este tipo de teorías, junto con el impacto de la misma y las cargas asociadas. Además, en muchas ocasiones, cuando las configuraciones de los artefactos flotantes experimentan grandes desplazamientos en comparación con la longitud característica de la estructura, algunas de estas teorías no son válidas.

Por otro lado, cabe indicar que los efectos de las cargas de segundo orden son proporcionales al cuadrado de la amplitud de la onda para la misma frecuencia. Esto significa, que aunque las frecuencias naturales de la estructura están diseñadas para estar fuera del espectro de energía de las olas, las solicitaciones de segundo orden excitan la estructura a estas frecuencias, por lo que a pesar de que estas fuerzas son normalmente pequeñas en magnitud, su efecto puede causar resonancia en la estructura (Matha et al., 2011).

La mayoría de teorías empleadas en el análisis de aerogeneradores marinos deriva de la industria del petróleo y del gas, que considera habitualmente que las plataformas flotantes experimentan pequeños desplazamientos. Sin embargo, las hipótesis en las que se basan estas teorías en ocasiones no se cumplen, ya que muchas veces la estructura experimenta

grandes movimientos. A pesar de la inclusión de términos hidrodinámicos de segundo orden el comportamiento dinámico de aerogeneradores marinos flotantes no está completamente caracterizado (Matha et al., 2011).

2.2.4 Dinámica de los sistemas de fondeo

Los sistemas de fondeo constituyen otra parte importante de la plataforma flotante, pues se emplean para restringir determinados movimientos de la misma y fijar su posición en alta mar, de manera que no sea arrastrada por el oleaje y las corrientes, aumentando la integridad de estas estructuras en el océano. La respuesta de las líneas de fondeo sobre el aerogenerador marino, se refleja en un aumento del par restaurador, que tiene una gran influencia sobre la estabilidad de la plataforma. Sin embargo, las líneas de fondeo presentan un comportamiento no lineal por naturaleza y en algunas ocasiones puede aparecer el fenómeno de histéresis¹. Por ello, conviene un análisis completo de los sistemas de fondeo, necesitando de códigos específicos para su estudio.

En la actualidad pueden encontrarse gran variedad de elementos empleados para el fondeo y posicionamiento de estructuras flotantes, desde sistemas formados por cadenas de tipo catenaria a otros formados por tirantes tensionados que sujetan la estructura al fondo.

Puede decirse que cada una de las tipologías de aerogeneradores *offshore* lleva asociado un tipo de sistema de fondeo diferente. Así pues, por ejemplo en el caso de los diseños de plataformas estabilizadas por lastre, sus líneas de fondeo suelen ser de tipo catenaria conectadas a la estructura en una posición cercana al centro de gravedad de la misma. Como ejemplo, se encuentran las boyas tipo *spar*.

Las aplicaciones informáticas de análisis y simulación de aerogeneradores *offshore* tienden habitualmente a usar diferentes modelos para el análisis de los sistemas de fondeo. Entre estos se pueden encontrar modelos de tipo lineal que asemejan las líneas de fondeo a muelles (Cordle y Jonkman, 2011). Otro de formulación son los modelos cuasi-estáticos, donde las fuerzas de restauración o tensiones experimentadas por la línea se obtienen de un conjunto de ecuaciones no lineales que se resuelve en cada intervalo de tiempo, basadas en la ecuación de la línea catenaria, cuya eficiencia computacional es alta y permite tener modelos acoplados (Cordle y Jonkman, 2011).

Para no tener una sobrestimación de tensiones en el análisis, es preciso introducir la elasticidad de la línea. Este tipo de análisis presenta una serie de ventajas sobre el anterior (por ejemplo, se tiene en cuenta la restauración geométrica no lineal de la línea del fondeo al completo). Además, este tipo de hipótesis, en el que la línea de fondeo se considera en

¹ La histéresis es el fenómeno por el cual el actual estado de un material depende de su historia previa; es decir, de las sollicitaciones anteriores a las cuales se ha sometido.

equilibrio en los sucesivos instantes de tiempo, resulta adecuada para pequeñas variaciones en los movimientos de la plataforma, lo que habitualmente ocurre para frecuencias típicas del orden de minutos. Sin embargo, cuando las frecuencias del oleaje son inferiores a estos valores, este tipo de consideraciones no resultan adecuadas. Otro aspecto relevante es la pérdida de precisión cuando los fenómenos de amortiguamiento no se consideran en el cálculo, pues la dinámica de la línea está afectada por las cargas de arrastre y de inercia debido al amortiguamiento hidrodinámico (Baltrop, 1998). Algunos autores también han demostrado que no considerar la inercia de la línea no afecta demasiado al comportamiento dinámico pues en algunos casos solamente representa el 2% del total. En estas ecuaciones básicas que modelan el cable de fondeo se desprecian efectos como la rigidez a flexión, ya que en la mayor parte de los casos las líneas de fondeo están compuestas por cadenas (Jonkman, 2009).

Para obtener una completa caracterización de los sistemas de fondeo, se requiere de técnicas más potentes y eficaces, es por ello que los modelos dinámicos de cable constituyen la solución más acertada y precisa, aunque siempre resultan mucho más complejos que los anteriormente citados. En este caso, el comportamiento de la línea ya no se puede resolver de forma analítica para cada instante de tiempo, sino que se requiere de técnicas numéricas adecuadas para llevar a cabo el análisis del comportamiento de las líneas de fondeo. Habitualmente, este tipo de modelos suele discretizar el cable mediante masas puntuales unidas a través de muelles de masa despreciable o dividiendo la línea en un número discreto de elementos de cable, habitualmente considerados como inextensibles, empleando métodos numéricos como las Diferencias Finitas (DF) o MEF. Este tipo de modelos puede tener en cuenta los fenómenos de flexión, de torsión, de arrastre o de inercia, que en algunos casos como los sistemas de fondeo en plataformas emplazadas a altas profundidades pueden ser significativos. Sin embargo, requieren de un enorme gasto computacional, lo que supone un importante inconveniente (Cordle y Jonkman, 2011; IEC, 2005; ABS, 2012).

2.3 Descripción de códigos para el estudio dinámico de aerogeneradores flotantes

Actualmente, existen diversos códigos informáticos que permiten evaluar el comportamiento de aerogeneradores marinos flotantes, tanto en el dominio de la frecuencia como en el dominio del tiempo. En el caso de una turbina eólica marina, al tratarse de un comportamiento altamente acoplado entre las distintas partes la misma (turbina, plataforma flotante y fondeo), la mayor parte de la industria emplea códigos que permiten estudiar el comportamiento dinámico en el dominio del tiempo, pues facilitan enormemente la tarea de incorporar nuevas solicitaciones y efectos al sistema. Se efectúa a continuación

una descripción de los códigos más usados actualmente en la industria eólica y que se utilizan para la investigación de estos sistemas flotantes. Se hace un análisis atendiendo a las diferentes partes que comprenden el estudio de un aerogenerador marino y que son susceptibles de tener en cuenta en la investigación del comportamiento dinámico; es decir, el análisis estructural, de aerodinámica, de hidrodinámica y de los sistemas de fondeo. Pueden citarse, por ejemplo, los siguientes códigos: *FAST/AeroDyn/HydroDyn*, *CHARM3D*, *ADAMS*, *Bladed*, *SIMO/RIFLEX*, *3Dfloat*, *SeaFEM/FAST*, *Flex 5* o *SIMPACT*. Además, junto a estos códigos se han adherido otros que han permitido su mejora y han ampliado sus capacidades. Como ejemplo, cabe destacar los acoplamientos de *FAST* con otros códigos como *TimeFloat* o *SIMO/RIFLEX* con *HAWC2* (Cordle y Jonkman, 2011; ABS, 2012).

2.3.1 FAST

El código *FAST* (*Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence*), desarrollado por NREL (Jonkman y Buhl Jr., 2005) constituye uno de los códigos actuales de mayor uso en la industria eólica, tanto terrestres como marinas, de eje horizontal (2 y 3 palas) de una manera precisa. Esta institución está dedicada a investigaciones en materia de energía eólica con aportes continuos al mundo de la industria, con el objetivo de promover la expansión y la implantación de este tipo de tecnologías. Las capacidades de *FAST* han ido extendiéndose progresivamente debido a la adhesión de nuevos módulos de cálculo como *HydroDyn* (Jonkman, 2007a; Jonkman, 2009), que permite analizar la hidrodinámica del aerogenerador flotante.

Junto a *FAST*, NREL proporciona una serie de pre-procesadores que permiten calcular una gran parte de los datos de entrada al código de simulación *FAST*. Entre estos pueden destacarse *FoilCheck*, que permite analizar los perfiles aerodinámicos que definen la pala del aerogenerador, *BModes* que permite obtener los modos propios de deformación de torre y palas o *PreComp*, que permite obtener las propiedades mecánicas de la pala. Es importante destacar que el manejo de *FAST* no resulta sencillo, pues se necesitan para llevar a cabo una simulación más de 900 parámetros, entre entradas y salidas del código. Además, la carencia de interfaz de usuario, junto con la necesidad del uso de todos estos pre-procesadores constituye una desventaja, a pesar de ser actualmente el software de referencia.

Además, junto a esta serie de códigos, aparecen otros que proporcionan los flujos y las cargas de viento usados en los modelos empleados por *FAST*. Estos otros códigos fueron agrupados mediante la denominación *AeroDyn* (Laino y Hansen, 2002; Moriarty y Hansen, 2005) y desarrollados por *Windward Engineering* (www.windwardengineering.com), en una librería dinámica para su uso en turbinas de eje horizontal (*Horizontal Axis Wind Turbine*, HAWT).

Hay que destacar que una de las grandes ventajas de *FAST*, es que su distribución es libre, a través de la web de NREL (<http://wind.nrel.gov/>). Además, *FAST* ha sido certificado por la Sociedad de Clasificación *Germanischer Lloyd*s, lo que le confiere un gran atractivo para su uso en el análisis de turbinas eólicas.

Análisis estructural. En el estudio estructural, *FAST* emplea el análisis multi-cuerpo (MBS) y modal. La turbina se considera formada por elementos rígidos y flexibles, asumiendo en el cálculo pequeños desplazamientos y modelos lineales para el análisis modal. El resto de elementos se asemeja a amortiguadores y muelles, estableciendo relaciones algebraicas para acoplar el conjunto de ecuaciones que describen la dinámica de la turbina eólica.

Análisis aerodinámico. El análisis aerodinámico se efectúa mediante *AeroDyn*, un conjunto de rutinas que permiten evaluar la aerodinámica del conjunto y determinar las cargas sobre el aerogenerador. *AeroDyn* incorpora la teoría BEM y el modelo potencial de estela dinámica generalizada, GDW (*Generalized Dynamic Wake*), para llevar a cabo este estudio. Este módulo incorpora numerosos fenómenos y efectos, que hacen el cálculo más preciso. Entre ellos destaca el modelo de pérdida en el extremo de la pala, el modelo de pérdida de sustentación dinámica o correcciones de diversa índole (Laino y Hansen, 2002; Moriarty y Hansen, 2005).

Análisis hidrodinámico. Recientemente se ha añadido a *FAST* un módulo que permite evaluar la hidrodinámica de aerogeneradores marinos. Este módulo se denomina *HydroDyn*, como ya se ha mencionado al comienzo de la descripción de *FAST*. Este código permite simular en el dominio del tiempo las cargas hidrodinámicas sobre la plataforma teniendo en cuenta la restauración hidrostática, el amortiguamiento, los efectos viscosos o las corrientes oceánicas. Además, este código tiene en cuenta los problemas de radiación y difracción, que se resuelven mediante otros códigos como *WAMIT* (Lee, 1995) y que posteriormente se usan por *HydroDyn*.

Análisis de los sistemas de fondeo. *HydroDyn* incorpora un modelo cuasi-estático para describir los sistemas de fondeo y su efecto restaurador no lineal sobre la plataforma eólica flotante. En cada intervalo de tiempo este módulo permite obtener las tensiones originadas por las líneas de fondeo (Jonkman, 2009), que posteriormente se transmiten al resto de la estructura en forma de aumento del par restaurador.

FAST ha sido acoplado a numerosos códigos que lo han convertido en una de las herramientas más destacadas actualmente en el campo de la ingeniería eólica. Entre estos acoplamientos con otros códigos cabe señalar el realizado con *Charm3D* (Shim y Kim, 2008; ABS, 2012), software destinado al análisis de los sistemas de fondeo de estructuras flotantes, que emplea métodos MEF para resolver la dinámica de la línea en cada instante de tiempo. En este sentido, también existe una unión con el código *ProteusDS* (Hall,

Buckham y Crawford, 2013), que facilita la evaluación del comportamiento dinámico de las líneas de fondeo. Otro acoplamiento que puede mencionarse es el realizado con *TimeFloat* (Roddier, Christian y Aubault, 2009), que permite evaluar la respuesta del comportamiento dinámico de sistemas flotantes.

2.3.2 ADAMS

ADAMS (*Automatic Dynamic Analysis of Mechanical System*) se trata de un código comercial, desarrollado por MSC Software Corporation (www.mscsoftware.com), destinado al análisis MBS de diversos sistemas, no siendo usado extensivamente en el campo de aerogeneradores marinos.

Análisis estructural. Para llevar a cabo el análisis estructural se emplea un modelo MBS. El aerogenerador se discretiza considerando elementos flexibles y rígidos, usando masas puntuales y conectando los diferentes elementos mediante muelles y amortiguadores. El tratamiento dado al sistema es similar al del código *FAST* y permite calcular una gran cantidad de parámetros y efectos tales como la torsión de palas, acoplamientos entre deformaciones, etc. *ADAMS* ha sido modificado para tener en cuenta los grandes movimientos y deflexiones que se originan en las turbinas eólicas marinas, llevando el análisis desde un plano modal a otro completamente MBS, en donde la respuesta dinámica de cada uno de estos elementos que conforman el sistema está acoplada en un conjunto de ecuaciones que describen completamente el comportamiento del aerogenerador.

Análisis aerodinámico. En este caso, se sirve de las rutinas de *AeroDyn* para llevar a cabo la determinación de las fuerzas y momentos originados por las cargas de viento actuantes sobre el sistema.

Análisis hidrodinámico. De forma similar a *FAST*, *ADAMS* emplea el módulo *HydroDyn* para llevar a cabo el análisis de la hidrodinámica relacionada con la plataforma del sistema aerogenerador flotante.

Análisis de los sistemas de fondeo. Para este análisis emplea el modelo cuasi-estático disponible en *HydroDyn*.

2.3.3 GH Bladed

GH Bladed es uno de los códigos más utilizados para el análisis del comportamiento dinámico de turbinas eólicas, desarrollado por la empresa Garrad Hassan (<http://www.g GarradHassan.com/>). Este código de igual forma que el desarrollado por NREL, ha sido certificado por la Sociedad de Clasificación *Germanischer Lloyd*s.

Análisis estructural. En el ámbito del análisis estructural, este código sigue la misma línea que los programas anteriores, pues se vale del análisis MBS para describir el

comportamiento del aerogenerador. Al igual que *FAST*, emplea el método MEF para determinar las propiedades modales de los elementos estructurales. Estos modos de deformación se acoplan en las ecuaciones de comportamiento de la turbina para obtener la respuesta dinámica del sistema.

Análisis aerodinámico. Este código lleva a cabo el análisis de la aerodinámica y la determinación de las cargas actuantes sobre el sistema mediante el modelo BEM. Además incluye formulación para tener en cuenta la pérdida de sustentación y la pérdida en el extremo de la pala. Dispone además de modelos matemáticos para evaluar la estela dinámica y la pérdida dinámica de sustentación similar a lo implementado en *FAST*, como el modelo Beddoes–Leishman (Leishman y Beddoes, 2004).

Análisis hidrodinámico. *Bladed* emplea modelos de oleaje lineales para determinar la cinemática del oleaje, considerando diferentes correcciones para el estudio de la superficie libre. Además, se incluyen espectros de oleaje para mares irregulares como el espectro JONSWAP (*Joint North Sea Wave Project*). Para la determinación de las fuerzas sobre la estructura se emplea la formulación de Morison (Morison et al., 1950). En el caso de mares irregulares, este código tiene en cuenta los efectos de difracción mediante la aproximación MacCamy–Fuchs y modifica además los coeficientes de arrastre y de inercia en función de la frecuencia de encuentro del oleaje. Otra consideración que realiza este código, es el uso de funciones de línea de corriente en el cálculo de la cinemática del oleaje cuando se simula la incidencia de oleaje no lineal.

Análisis de los sistemas de fondeo. Este software no dispone de un módulo específico que permita verificar el comportamiento dinámico de los sistemas de fondeo con el desplazamiento de la estructura. En este caso, *Bladed* permite al usuario modelar el comportamiento del fondeo mediante relaciones de fuerza–desplazamiento, es decir, mediante la consideración de muelles para tener en cuenta las fuerzas restauradoras de las líneas de fondeo sobre la estructura flotante.

2.3.4 SIMO/RIFLEX/HAWC2

Desarrollado por MARINTEK (*Norwegian Marine Technology Research Institute, Noruega*), *SIMO* (*Simulation of Marine Operations*) es un código de carácter general que permite simular en el dominio del tiempo el comportamiento dinámico de estructuras marinas flotantes, incorporando al sistema las solicitaciones originadas por líneas de amarre, empujadores, cabos, etc. Este código se usa de manera intensiva en el ámbito de la industria del gas y el petróleo. Sin embargo, ha sido adaptado para el estudio de aerogeneradores marinos mediante la conexión con el programa *RIFLEX*, desarrollado por MARINTEK (Nielsen, Hanson y Skaare, 2006), y que está destinado al análisis estático y dinámico de las estructuras marinas esbeltas tales como líneas de amarre y fondeo o

tuberías, mediante MEF no lineal.

Posteriormente, estos dos códigos han sido acoplados con *HAWC2*, código para la simulación aeroelástica de turbinas eólicas, desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Dinamarca, (*Risø-DTU National Laboratory*) (Nielsen, Hanson y Skaare, 2006). Así, el acoplamiento de estos tres códigos conforma un potente paquete informático que permite analizar y estudiar completamente un sistema aerogenerador marino, ya sea flotante o no.

Análisis estructural. Este paquete informático usa una combinación entre el método MEF y un análisis MBS para representar y calcular el comportamiento dinámico y estructural de la turbina eólica. El análisis se consigue mediante la incorporación del código *HAWC2*. Al igual que en el resto de códigos anteriores, el uso de formulación MBS conlleva la definición de múltiples cuerpos para poder llevar a cabo el estudio de la turbina eólica. La unión entre los diversos sistemas que componen el aerogenerador se realiza mediante la imposición de constantes algebraicas que permitirán el cálculo de las fuerzas internas y de reacción del sistema. Así, para cada paso de tiempo, los resultados de *HAWC2* se transfieren al resto de módulos y se lleva a cabo el acoplamiento entre la parte aerodinámica, hidrodinámica y de los sistemas de fondeo.

Análisis aerodinámico. Hasta la incorporación de *HAWC2*, el paquete *SIMO/RIFLEX* únicamente permitía el cálculo de la aerodinámica mediante la definición de rutinas implementadas por el propio usuario, usando para ello la teoría BEM. Con la incorporación de este último, el cálculo mediante la teoría BEM queda completamente integrado y automatizado, incorporando además numerosas correcciones, como las mencionadas para alguno de los códigos anteriores. Así, las cargas a las que se somete el aerogenerador se transfieren al resto de códigos estableciendo un nexo entre solicitaciones y comportamiento dinámico global.

Análisis hidrodinámico. En este caso, el código *SIMO* es el encargado de analizar y determinar las cargas a las que se ve sometida la estructura flotante. Para la determinación de la cinemática del oleaje emplea teoría lineal y determina contribuciones de amortiguamiento hidrodinámico, masa añadida, etc. Estas se calculan a través de códigos como *WAMIT*. Para llevar a cabo el cálculo de las fuerzas sobre la estructura se emplea la formulación dada por Morison.

Análisis de los sistemas de fondeo. La caracterización de los sistemas de fondeo es obtenida mediante el código *RIFLEX*, que determina el comportamiento dinámico de las líneas de fondeo empleando MEF e incorporando efectos como las no linealidades del material. Así, los efectos restauradores de las líneas de fondeo se transmiten en cada intervalo de tiempo a la respuesta de la estructura permitiendo caracterizar el comportamiento dinámico acoplado del aerogenerador marino flotante.

2.3.5 3Dfloat

Desarrollado por la Universidad Noruega de Ciencias de la Vida (*Norwegian University of Life Sciences*), este código permite llevar a cabo el análisis de aerogeneradores flotantes marinos y estudiar el acoplamiento entre aerodinámica, hidrodinámica y sistemas de fondeo (Nygaard, Myhr y Maus, 2009).

Análisis estructural. Este código usa un modelo MEF para realizar el análisis dinámico de la estructura. Emplea vigas de tipo Bernoulli con 12 grados de libertad para modelar la turbina, teniendo en cuenta además las no linealidades de la propia estructura. Entre otras hipótesis, *3Dfloat* considera en la simulación que el sistema de transmisión no permite la interacción entre la torre y el rotor, pues considera al sistema como un sólido rígido.

Análisis aerodinámico. Para modelar la aerodinámica y las cargas de viento, *3Dfloat* emplea el modelo BEM con algunas correcciones de ajuste.

Análisis hidrodinámico. Al igual que en casos anteriores, se emplea teoría lineal para describir el oleaje y la formulación de Morison para obtener las cargas sobre la estructura. Además, se incluyen los términos de masa añadida, restauración hidrostática y efectos viscosos no lineales.

Análisis de los sistemas de fondeo. Los sistemas de fondeo se analizan a través de MEF despreciando los efectos de flexión de la línea.

2.3.6 SeaFEM/FAST/AeroDyn

SeaFEM es un codesarrollo de la empresa CompassIS (www.compassis.com) y el Centro Internacional de Métodos Numéricos en Ingeniería (CIMNE, www.cimne.com) y permite el análisis del comportamiento en la mar de estructuras marinas flotantes, teniendo en cuenta la acción de oleaje, viento y corriente. Incluye modelos de análisis de fondeo estático y cuasi-estático (Serván y García-Espinosa, 2011; CompassIS, 2014a). Para realizar el análisis estructural se acopla con el paquete *FAST*, aunque también permite un acoplamiento con el software *RamSeries* (CompassIS, 2014b). Se dispone entonces, de un completo software de análisis fluido-estructura, que también ha sido acoplado con el paquete *AeroDyn*.

SeaFEM tiene la gran ventaja de incorporar de manera fácil los efectos de diferentes solicitaciones sobre una estructura flotante, permitiendo tener complejos cálculos de manera acoplada.

Análisis estructural. En este apartado, el análisis estructural se lleva a cabo a través de *FAST*. Aunque también dispone de una integración con el módulo estructural *Ramseries* (CompassIS, 2014b), que permite llevar a cabo estudios hidroelásticos mediante un

acoplamiento implícito iterativo.

Análisis aerodinámico. Para llevar a cabo el análisis de la aerodinámica del sistema, estos códigos han sido acoplados a *AeroDyn* (NREL).

Análisis hidrodinámico. *SeaFEM* es un código basado en el MEF capaz de resolver el comportamiento en el mar de estructuras flotantes, empleando tanto mallas estructuradas como no estructuradas. Está basado en la teoría de oleaje de Stokes. Además, su algoritmo de resolución resulta fácilmente adaptable para incluir fuerzas externas no lineales, como por ejemplo, los efectos restauradores causados por las líneas de fondeo. Esta potente herramienta incluye los efectos de radiación y difracción, permitiendo un análisis de la respuesta de la estructura flotante en el dominio del tiempo. La caracterización de las fuerzas sobre la estructura se realiza mediante la formulación de Morison. *SeaFEM* es capaz de simular oleaje lineal y no lineal y emplear descripción estadística mediante diferentes espectros de oleaje como el Pierson–Moskowitz o JONSWAP (Faltinsen, 1990).

Análisis de los sistemas de fondeo. *SeaFEM* incluye un modelo cuasi-estático de fondeo completamente acoplado que permite tener en cuenta los efectos de restauración de la línea de fondeo sobre la estructura flotante, ya que su efecto es devuelto al sistema global en cada intervalo de tiempo, permitiendo un completo acoplamiento dinámico estructural (Serván y García-Espinosa, 2011; CompassIS, 2014a). Este modelo de fondeo es similar al implementado por el módulo *HydroDyn* de *FAST*.

2.3.7 SIMPACK

Desarrollado por la empresa *SIMPACK* AG (www.simpack.com), se trata de un código comercial de carácter general basado en una formulación MBS. Este programa es empleado de manera general en la industria aeroespacial, robótica o de automoción. Sin embargo, ha sido extendido para la simulación de aerogeneradores, bien sean terrestres o marinos (Matha, Hauptmann y Hecquet, 2010).

Análisis estructural. El código *SIMPACK*, usa una formulación MBS para describir el comportamiento del aerogenerador. Los diferentes elementos que configuran el aerogenerador se unen mediante nexos que permiten tener un acoplamiento dinámico estructural. Aquellas partes flexibles de la turbina que experimentan pequeñas deflexiones, se asumen como rígidas, aunque también emplea modelos MEF para modelar y acoplar el comportamiento de vigas (es decir, la flexión en distintas direcciones, la torsión, etc.). Este programa tiene en cuenta las grandes deflexiones que habitualmente se originan en turbinas eólicas marinas (Matha, Hauptmann y Hecquet, 2010; Cordle y Jonkman, 2011).

Análisis aerodinámico. La descripción de la aerodinámica del sistema y la determinación de las solicitaciones del viento se realiza a través del código *AeroDyn*.

Análisis hidrodinámico. El comportamiento hidrodinámico se determina mediante el módulo *HydroDyn* de *FAST*.

Análisis de los sistemas de fondeo. El comportamiento de las líneas de fondeo se realiza mediante un modelo cuasi-estático, para tener en cuenta, el efecto restaurador de las líneas de fondeo sobre la plataforma. También permite dividir la línea de fondeo empleando un análisis MBS no lineal, en el que la línea se describe mediante muelles y amortiguadores (Cordle y Jonkman, 2011).

2.3.8 Flex 5

Flex 5 fue desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Dinamarca (*Risø-DTU National Laboratory*). Originalmente concebido para el cálculo aeroelástico de aerogeneradores en tierra, ha ido incorporando diversas rutinas que le permiten estimar el comportamiento de un aerogenerador marino (ABS, 2012).

Análisis estructural. El código *Flex 5* lleva a cabo el cálculo estructural mediante el análisis MBS teniendo en cuenta 28 grados de libertad y considerando la respuesta elástica de cada uno de los cuerpos que forma parte del sistema.

Análisis aerodinámico. La determinación de las cargas aerodinámicas se lleva a cabo mediante el modelo BEM, considerando correcciones empíricas, efectos de pérdida en la punta de la pala, o el desarrollo de estela.

Análisis hidrodinámico. Se emplea un análisis lineal de la cinemática del oleaje junto con modelos de espectro irregular del tipo Pierson-Moskowitz para caracterizar los estados de mar irregular, mientras que los efectos viscosos se calculan mediante modelos simplificados, del tipo ecuaciones de Morison.

Análisis de los sistemas de fondeo. Los sistemas de fondeo son caracterizados a través de funciones algebraicas para tener en cuenta la pretensión de las líneas y su influencia en la estructura.

Para concluir este apartado, de forma general se pueden caracterizar todas estas herramientas mediante una tabla a modo de resumen en el que se muestran las capacidades de cada uno de los códigos en lo que respecta a los diferentes aspectos de estudio de un aerogenerador marino, es decir, el estudio de la aerodinámica, del análisis estructural, de la hidrodinámica y de los sistemas de fondeo.

Tabla 2.1: Resumen de las características principales de los códigos analizados.

	Aerodinámica		Modelo estructural			Hidrodinámica						Sistemas de fondeo				
	TCM	MEDG	MC	MEF	AM	Oleaje determinista			Oleaje irregular			Cálculo de cargas hidrodinámicas		QUA	MN	DIN
						Airy	LC	STK	PM	JNS	DU	EM	TPO			
FAST	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✗
ADAMS	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✗	✗
GH – Bladed	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✗	✗	✓	✗
SIMO/RIFLEX/HAWC2	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✗	✓	✗	✓	✓
3DFloat	✓	✗	✗	✓	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✓	✓
SeaFEM/FAST/AeroDyn	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗
SIM-Pack	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✗	✗
Flex 5	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✗	✗	✓	✓

TCM: Teoría de la Cantidad de Movimiento (*Blade Element Momentum Method*)

MEDG: Modelo de Estela Dinámica Generalizada (*Generalized Dynamic Wake*)

MC: Multi-cuerpo

MEF: Método de los Elementos Finitos

AM: Análisis Modal

LC: Teoría de Líneas de Corriente (*Stream function*)

STK: Teoría de Stokes

PM: Espectro de Pierson–Mostkowitz

JNS: Espectro de JONSWAP

DU: Definida por el Usuario

EM: Ecuaciones de Morison

TPO: Teoría Potencial de Oleaje

QUA: Modelo Cuasi-estático

MN: Muelle No lineal

DIN: Modelo Dinámico MEF

2.4 Identificación de los focos de actuación. Objetivos de la tesis

Como se ha indicado a lo largo del Capítulo 1, existe una urgente necesidad de ampliación y desarrollo del campo de las energías renovables y más concretamente en el campo de la generación de energía eólica en alta mar. La aparición de la energía eólica *offshore* es un claro ejemplo de esta tendencia. Por otro lado, ha quedado claramente reflejado a lo largo de este capítulo que la energía eólica marina es una materia con un fuerte carácter pluridisciplinar, que puede ser especialmente adecuada como línea de investigación en el ámbito de la Ingeniería Naval en la Universidad Politécnica de Cartagena (UPCT).

En el apartado anterior, se ha realizado una exposición sobre aquellos códigos que actualmente se emplean en el análisis de aerogeneradores marinos, ya sean flotantes o no. Queda patente en este capítulo que *FAST* ocupa una posición preponderante comparada con el resto de software o códigos empleados habitualmente en la industria eólica. Sin embargo, uno de los principales inconvenientes de este completo código es la dificultad de uso, la carencia de interfaz de usuario, la especialización necesaria y la cantidad de datos que es necesario manejar durante la etapas de pre-procesado, cálculo, análisis o post-proceso.

Como hipótesis de partida, se cita la constatación del interés mundial sobre la energía eólica marina *offshore* y el trabajo conjunto desarrollado durante los últimos años con el grupo de trabajo encabezado por el profesor Dr. Julio García Espinosa, del Centro Internacional de Métodos Numéricos en Ingeniería de Barcelona, en la materia de interés. El trabajo planteado ha suscitado además el interés del profesor Dr. Jason M. Jonkman, del NREL, que puede considerarse una autoridad mundial en el cálculo aeroelástico y dinámico de aerogeneradores (Jonkman, 2007), existiendo una colaboración provechosa y un impacto relevante en la difusión de resultados. Diversos contactos previos con el Dr. Jonkman, han permitido trazar una estrategia para el desarrollo de las herramientas software que pudieran mejorar el entorno de la aplicación *FAST*.

El objetivo principal perseguido por la presente tesis consiste en la validación y en la generación de herramientas de software libres que permitan el estudio, el análisis y el diseño de un aerogenerador *offshore* sometido a cargas de viento y de oleaje, junto con el acoplamiento de los efectos ocasionados por el fondeo de la estructura. El estudio podrá incluir el análisis de los parámetros relevantes que influyen en el comportamiento global del aerogenerador, de forma que pueda llegarse a la optimización del diseño en función de distintos condicionantes a los cuales se ve sometido este tipo de sistemas. Para conseguir este objetivo general, se plantean los siguientes objetivos específicos:

1. Evaluaciones críticas de las aplicaciones software disponibles para el cálculo y diseño

de aerogeneradores *offshore*.

2. Desarrollo de una aplicación software para el análisis y el cálculo aeroelástico de aerogeneradores, basada en *FAST/AeroDyn/HydroDyn* (NREL), que permita determinar el comportamiento del aerogenerador (*onshore* y *offshore*), frente a las acciones de viento en el dominio temporal.
3. Desarrollo de una aplicación software para el estudio de la respuesta dinámica en el dominio de la frecuencia de plataformas flotantes, que permita determinar la respuesta de la plataforma de aerogenerador frente a la acción del oleaje, de una manera rápida, incluyendo el acoplamiento con la herramienta desarrollada en el punto anterior.
4. Desarrollo de una herramienta de análisis y cálculo de sistemas de fondeo y posicionamiento de aerogeneradores, comparando e implementando diferentes algoritmos, para obtener el comportamiento dinámico del aerogenerador acoplando cargas de viento y oleaje.
5. Validación y comparación sistemática de resultados de cada una de las etapas anteriores.
6. Elaboración de procedimientos de diseño y optimización de aerogeneradores *offshore*, a partir de los resultados obtenidos procedentes de la aplicación de las herramientas anteriores a distintos casos.

En resumen, el objetivo de la presente tesis, consiste en la validación y en la generación de herramientas de software que permitan el estudio, el análisis y el diseño de un aerogenerador *offshore*, sometido a cargas acopladas de viento y de oleaje, además de su interacción con los sistemas de fondeo y posicionamiento. En el estudio se incluye el análisis de los parámetros relevantes que influyen en el comportamiento del aerogenerador sometido a estas cargas acopladas.

Herramienta de cálculo aeroelástico. FASTLognoter

En este capítulo se expone la necesidad del desarrollo de una interfaz que permita interactuar con la herramienta de cálculo aeroelástico denominada *FAST*. Se exponen los principios básicos de este código. Se presenta la herramienta sobre la que se ha elaborado dicha interfaz de cálculo, *Lognoter*. Además, se describen los pre-procesadores incluidos en la interfaz de cálculo desarrollada. Posteriormente, se exponen los resultados del proceso de validación y verificación de la interfaz de cálculo *FASTLognoter* que se muestra a través de un ejemplo de aplicación y optimización de un aerogenerador base.

3.1 Introducción

Se puede considerar que *FAST* es uno de los códigos de referencia en el estudio y en el diseño de aerogeneradores, ocupando una posición preponderante entre ellos. Otros códigos de relevancia han ido apareciendo y han sido incorporados recientemente a *FAST*, haciendo de este un atractivo software de simulación. Este es el caso de *HydroDyn* (Jonkman, 2007), librería destinada al cálculo de la hidrodinámica de las plataformas que soportan aerogeneradores flotantes, que permite tener en cuenta las cargas producidas por determinados estados de oleaje. *HydroDyn* permite la interacción con otros códigos externos tales como *WAMIT* (Lee, 1995), una herramienta que permite analizar la interacción entre oleaje, estructuras, artefactos flotantes o buques.

Existen ciertos códigos que permiten tener una predicción del comportamiento de aerogeneradores tanto en tierra (*onshore*) como en alta mar (*offshore*) y que en su mayoría resultan caros de adquirir, en contraposición con el código *FAST*, cuyo uso es gratuito pero presenta un manejo altamente complejo. En él se han identificado a este respecto, diferentes aspectos mejorables que se exponen a lo largo del capítulo. Entre estos códigos se pueden encontrar *GH Bladed* (GL Garrad-Hassan, www.gl-garradhassan.com), que está enfocado a realizar un completo cálculo del sistema aerogenerador (desde cálculos aeroelásticos hasta sísmicos), *SamCEF* (Samtech, www.samtech.com), *ADAMS* (MSC Software Corporation, www.mssoftware.com, NREL, www.nrel.gov) o *Flex 5* (Risø-DTU National Laboratory, www.dtu.dk). Como alternativas a todos estos códigos existen otros gratuitos como *QBlade* (University of Berlin, www.qblade.de.to), destinado al cálculo de la aerodinámica del rotor y del comportamiento aeroelástico de la turbina. Lamentablemente, la mayoría de estos códigos tiene un elevado coste de adquisición, en contraposición con el código *FAST*, de libre disposición, pero que resulta muy complejo de usar.

Aunque *FAST* ha recibido algunas interfaces (por ejemplo: entre *FAST* y *Simulink* de *Matlab*® (Jonkman y Buhl Jr., 2005) o *LabVIEW*® (Jonkman y Jonkman, 2012), una de los principales problemas que presenta es la carencia de una interfaz gráfica adecuada (*Graphical User Interface*, GUI) que permita una utilización sencilla para investigadores y otros usuarios. Ya se ha indicado que una ventaja principal es la gratuidad de la herramienta, lo que permite llegar a todos aquellos ingenieros y diseñadores que deseen utilizarlo. A partir de este hecho y teniendo en cuenta la limitación que presenta para su uso la falta de interfaz gráfica, se plantea entonces como uno de los objetivos de este trabajo, la generación de una herramienta para el cálculo aeroelástico de aerogeneradores, de uso sencillo, pero suficientemente flexible y eficaz, que resultará de la integración de los códigos *FAST* y *Lognoter*.

Además, para una adecuada operación con *FAST* es preciso el uso de pre/post-procesadores o herramientas para estimar los datos de entrada al simulador o para la

interpretación de los resultados obtenidos, por ejemplo. NREL proporciona estas herramientas, siendo todas ellas de uso gratuito y descargables desde la web de NWTC.

Entre las herramientas de pre-procesadores¹ disponibles se pueden encontrar: *AirFoilPrep* (Hansen, 2012), hoja de cálculo *Excel*® que permite generar las tablas de datos necesarias para *AeroDyn*; *BModes* (Bir, 2007), software que permite calcular los modos de deformación de torre y palas; *PreComp* (Bir, 2005), software destinado al cálculo de las propiedades mecánicas de las palas fabricadas en materiales compuestos; *TurbSim* (Jonkman y Jonkman, 2012), pre-procesador que permite calcular condiciones de viento turbulentas. Dos de las herramientas anteriores (*PreComp* y *BModes*) se han integrado en la misma interfaz desarrollada para facilitar el cálculo de los datos de entrada a *FAST/AeroDyn*. Posteriormente se discutirá sobre ellas.

En cuanto a los post-procesadores² disponibles para la interacción con *FAST* pueden encontrarse: *MCrunch*, herramienta basada en *MatLab*® destinada al tratamiento de datos y análisis de datos procedentes de *FAST*; *MExtremes*, post-procesador basado en *MatLab*® y orientado a la generación y estudio de eventos extremos de carga en las palas del aerogenerador; *Mlife*, herramienta basada en *MatLab*® y dedicada al estudio de fatiga y de carga sobre aerogeneradores de eje horizontal. Otros pre-procesadores son: *MBC*, *Genstats* o *GPP*, que facilitan el estudio de HAWTS.

3.2 Herramienta de cálculo aeroelástico. FAST

Ha quedado patente que *FAST/AeroDyn/HydroDyn* es el resultado de años de investigación y trabajo en el campo de la simulación aeroelástica y de comportamiento de aerogeneradores. Resulta de la combinación de tres códigos distintos (Wilson, Walker y Hey, 1999; Jonkman, 2003): el código *FAST2*, dedicado a aerogeneradores de 2 palas con eje horizontal; *FAST3* para aerogeneradores de 3 palas con eje horizontal, junto con *AeroDyn* destinado al cálculo aerodinámico de los flujos de viento simulados en *FAST* (Laino, 2002; Moriarty y Hansen, 2005).

Como se ha expuesto, el código *FAST/AeroDyn/HydroDyn* permite modelar la respuesta dinámica de turbinas convencionales de eje horizontal, tanto de dos como de tres palas. Además, la configuración de cálculo permite incluir opcionalmente otros sistemas incluidos en turbinas de pequeño tamaño, como son los sistemas de plegado y se puede tener en cuenta el comportamiento de la turbina en ambientes marinos con *HydroDyn*.

¹ Todos los pre-procesadores presentados pueden estudiarse con más detalle en la página web de NREL <http://wind.nrel.gov/designcodes/preprocessors>.

² Todos los post-procesadores presentados pueden estudiarse en profundidad empleando los manuales y detalles de la página web de NREL <http://wind.nrel.gov/designcodes/postprocessors/>.

Es posible agrupar los aspectos relevantes de la base teórica de *FAST/AeroDyn/HydroDyn* en cuatro grandes grupos de estudio que se pueden describir como:

1. Cálculo de deflexiones de las partes flexibles del sistema aeroelástico³. Durante las simulaciones, *FAST* emplea tanto modelos rígidos como flexibles para describir la turbina. Así por ejemplo, el código considera que tanto la torre como las palas son elementos flexibles semejantes a vigas en voladizo (Wilson, Walker y Hey, 1999) con una distribución continua de masa y rigidez. Cada elemento flexible se modela a través de dos modos de deformación definidos mediante polinomios de sexto grado. Estos modos de deformación pueden ser obtenidos usando *BModes*⁴ (Bir, 2007), pre-procesador que se ha incluido en la interfaz *FASTLognoter* y que hace del desarrollo llevado a cabo un software con grandes capacidades.
2. Cálculos cinemáticos y dinámicos⁵. Este código usa el teorema de adición de velocidades para determinar la velocidad angular de las partes rotativas del sistema aerogenerador. Además, los movimientos calculados por *FAST* se obtienen a través de las ecuaciones de Kane y Levinson (2005) (que a su vez derivan de la segunda ley de Newton).
3. Cálculo aerodinámico⁶. Como se ha presentado anteriormente, *FAST* integra *AeroDyn* para estimar las cargas aerodinámicas sobre el aerogenerador. Para poder realizar un análisis aerodinámico con *AeroDyn* se requiere el cálculo de numerosos parámetros. Entre ellos se pueden encontrar los coeficientes de sustentación, coeficiente de arrastre o el ángulo de paso de cada uno de los perfiles que definen cada pala del aerogenerador. Además, es necesario la estimación o el cálculo de numerosos datos de entrada relacionados con las condiciones de viento, elementos de la pala o geometría de la turbina. Por este motivo, se han desarrollado pre-procesadores para poder llevar a cabo la estimación de estos datos. Entre ellos se presenta el formulario *AirFoil*, que se explica posteriormente y que permite obtener los datos necesarios relacionados con los perfiles aerodinámicos de la pala. El código *AeroDyn* permite incluir distintos tipos de flujo viento con diversas condiciones⁷ (estacionarias, transitorias, aleatorias, etc.). *AeroDyn* emplea dos teorías para simular la aerodinámica de turbinas de eje horizontal, por un lado la Teoría del Impulso del Elemento de Pala, BEM y por otro lado, la teoría de Aceleración Potencial GDW, (Laino, 2002; Moriarty y Hansen, 2005; Manwell, McGowan y Rogers, 2009; Burton et al., 2011). Además, se incluye en el

³ La teoría correspondiente al cálculo de deflexiones se desarrolla en el Anexo A.

⁴ Este pre-procesador se ha llamado con la misma denominación que el desarrollado por NREL, con ánimo de no provocar confusiones a los usuarios de *FASTLognoter*.

⁵ La teoría correspondiente a la cinemática y cinética se desarrolla en el Anexo A.

⁶ La teoría correspondiente al cálculo aerodinámico se desarrolla en el Anexo B.

⁷ Es necesario el uso del pre-procesador *TurbSim* para establecer que los archivos de entrada al código *AeroDyn* puedan considerar condiciones de viento turbulento.

cálculo la pérdida de sustentación tanto estática como dinámica.

4. Cálculo hidrodinámico. Como ya se ha expuesto anteriormente, *FAST* incorpora la librería de cálculo denominada *HydroDyn*, que permite simular en el dominio del tiempo las cargas hidrodinámicas sobre las plataformas de soporte de aerogeneradores en alta mar. Este código puede calcular los efectos de la restauración hidrostática, el amortiguamiento de la estructura, el arrastre viscoso o incluso las corrientes oceánicas. *HydroDyn* tiene en cuenta los efectos de masa añadida, que se calculan a través de WAMIT y los efectos de difracción-radiación, incluso incorpora un modelo cuasi-estático de análisis de líneas de fondeo (Jonkman, 2007).

3.3 Desarrollo de FASTLognoter

3.3.1 Concepción de la interfaz

La idea primigenia del desarrollo de la herramienta se muestra en la Figura 3.1, desde la entrada de datos para un nuevo proyecto hasta la obtención de resultados, incluyendo la interacción entre *FAST* y *FASTLognoter*.

El desarrollo de *FASTLognoter* es el primer paso en el desarrollo de diferentes utilidades para evaluar en las fases iniciales en el proyecto de aerogeneradores marinos. Esta herramienta es parte de un conjunto de utilidades que permiten evaluar las cargas de viento, la fatiga, turbulencia, cargas de oleaje y análisis del comportamiento de estructuras de soporte de aerogeneradores marinos de diferente tipología.

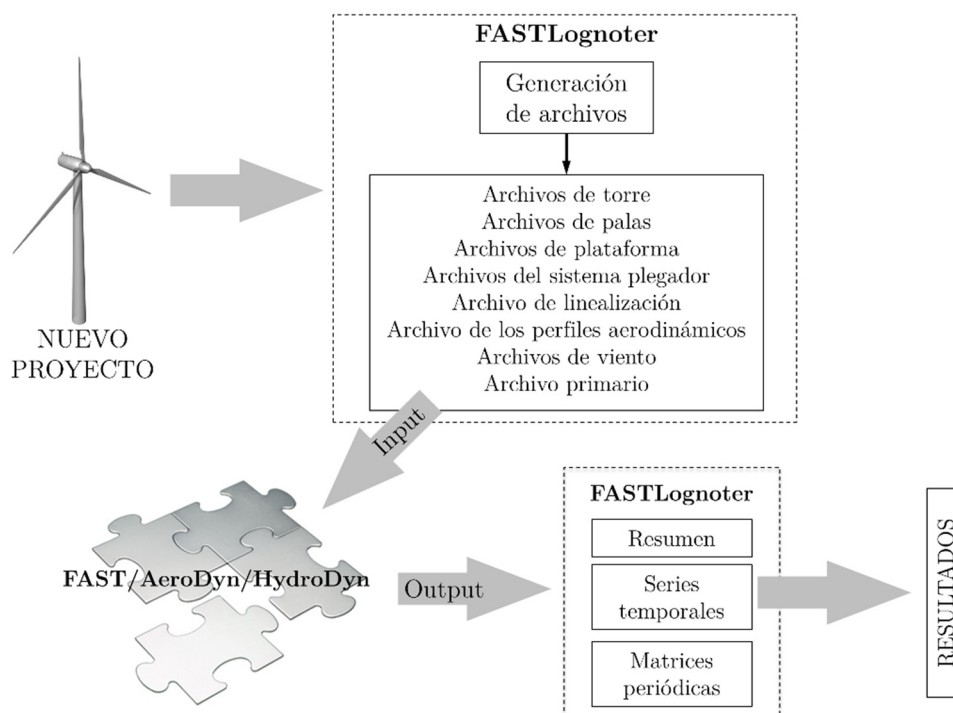


Figura 3.1: Idea primigenia de la interfaz de cálculo aeroelástico, *FASTLognoter*, desarrollado en el presente trabajo.

Un importante aporte de esta tesis es que la mayoría de utilidades y herramientas desarrolladas estén a completa disposición de los usuarios de manera gratuita a través de la página web de *Lognoter* (www.lognoter.com/c/lognoterforms/index), facilitando así su acceso, difusión y uso. Además, se ha considerado la creación de diversos videos tutoriales a través de la plataforma *Youtube* (www.youtube.com) para facilitar el aprendizaje de la herramienta.

3.3.2 El software Lognoter

El imparable avance actual del conocimiento obliga a científicos y empresas a una gestión del mismo para mejorar la eficiencia, uso y almacenamiento del conocimiento. La Gestión del Conocimiento puede definirse como la gestión de los activos intangibles que generan valor para una organización, bien sea una institución o una empresa. La mayoría de estos intangibles son procesos relacionados con la captación, generación, estructuración y transmisión de conocimiento. Existen diferentes herramientas destinadas a la Gestión del Conocimiento.

Entre estas herramientas puede encontrarse *Lognoter*, como un software eficiente para el manejo y el tratamiento de información. Así pues, *Lognoter* (García-Espinosa, 2009) es un software de libre uso, desarrollado por la empresa CompassIS (www.compassis.com) que puede clasificarse como una herramienta informática destinada a la gestión del conocimiento y de información de diversa índole en ingeniería, investigación u otros campos. El usuario del programa tiene la capacidad de manejar esta información, almacenándola en bases de datos o en una disposición flexible de páginas mediante diferentes estándares.

Lognoter trabaja sobre una base de datos SQLite/MySQL, ofreciendo posibilidades de gestión de accesos, encriptación y control de versiones sobre toda la documentación elaborada. Todo esto hace que sus capacidades y recursos sean inagotables, destinándose así a innumerables usos. Esta aplicación permite la gestión de información personal (*Lognoter* PIM), como notas, datos y documentos y posee capacidades para trabajo corporativo (*Lognoter* Corporativo), así como para la gestión de información para la realización de proyectos en ingeniería. Además, es una potente plataforma para el desarrollo y la comercialización de formularios e interfaces de usuario (*Lognoter Forms*), permitiendo también la gestión de páginas web, así como la gestión económica de proyectos y la creación automatizada de informes. Esta última capacidad es la que permite el desarrollo de la interfaz de cálculo aeroelástico, *FASTLognoter*.

3.3.3 Desarrollo del código

Los archivos de entrada constituyen una de las grandes dificultades que presenta *FAST*. La creación de los mismos puede resultar tediosa y dificultosa. Así pues, se ha desarrollado una

interfaz adecuada y distribuida en pestañas. Se ha considerado que este tipo de distribución que relaciona cada uno de los archivos de entrada con los datos necesarios, permite una mejor gestión de la información y una clara distinción entre cada una de las partes relacionadas con el cálculo aeroelástico en *FAST*. *FASTLognoter* establece un puente para la obtención y preparación de los archivos de entrada a *FAST*, la determinación y cálculo de los datos necesarios para efectuar la ejecución del código, la representación de los resultados y la organización de la información concerniente a cada problema estudiado.

La interfaz gráfica de usuario se ha realizado empleando capacidades avanzadas de *Lognoter* (García-Espinosa, 2009) y usando para ello programación en lenguaje Tcl/Tk (*Tool Command Language/Tool Kit*) (Flynt, 2003; Welch, 2003) y con soporte XML (*Extensible Markup Language*) (Dykes, 2005), estableciendo diversas ventanas, pestañas y tablas necesarias para la entrada de todos los datos en *FAST*. En la Figura 3.2 se muestra un ejemplo de la programación realizada con Tcl/Tk. Nótese que la dificultad de *FAST* radica en el control de todos y cada uno de los parámetros concernientes al estudio aeroelástico de aerogeneradores. *FAST* necesita de más de 600 parámetros de entrada para una correcta definición de la turbina eólica, cada uno de ellos con su función y necesidad específica en el estudio de un aerogenerador.

```
proc EditPlatformDAT {} {
    variable data
    selected_data
    set id [give_selection]

    set folderPlatform "$data(Sid,WorkDirectory)/$data(Sid,NameProject)"
    set folderPlatform [file normalize $folderPlatform]
    set folder {C:\Windows\system32}
    set folder [file normalize $folder]

    if {![file exists $folder]} {
        return
    }
    set filenameexe [file join $folder notepad.exe]
    set filenameexe [file normalize $filenameexe]
    set filePlatform [file join $folderPlatform Platform.dat]
    set filePlatform [file normalize $filePlatform]
    set exists [file exists $folder]

    if { $exists == 1 } {
        set err [ catch {exec $filenameexe $filePlatform &} errstring]
        if { $err } {
            tk_messageBox -icon info -title [_ "Error..."] -message /
            "Error when opening input file. $errstring"
            return
        }
    } else {
        tk_messageBox -icon info -message "Error when /
        opening the input file. Please check it"
    }
}
```

Figura 3.2: Ejemplo de programación de *FASTLognoter*, realizada en lenguaje Tcl/Tk para la edición de los archivos.

En el diseño y concepción de *FASTLognoter* se ha considerado que la interfaz debía realizarse atendiendo a la necesidad de clasificación de cada uno de estos parámetros y archivos de entrada. A continuación, se describen cada uno los archivos de entrada necesarios para llevar a cabo un análisis con *FAST*:

- Archivo de datos de la torre (*tower file*). Este archivo contiene todos los datos correspondientes a las propiedades mecánicas de la torre del aerogenerador, tales como la masa por unidad de longitud de cada una de las secciones en las cuales es dividida la torre, la rigidez por unidad de longitud en sentido del movimiento proa–popa y babor–estribor, la inercia de cada sección, el amortiguamiento de la estructura y los coeficientes de los polinomios de sexto grado que definen los modos de deformación de la torre.
- Archivo de datos de la pala (*blade file*). Este fichero contiene todos los datos correspondientes a las propiedades mecánicas de las palas que definen el rotor del aerogenerador, tales como la masa por unidad de longitud de cada una de las secciones en que se divide cada una de las palas, la rigidez por unidad de longitud en sentido del borde de ataque del perfil y del *flap* del perfil, la inercia de cada sección, el amortiguamiento de la estructura, los coeficientes de los polinomios que definen los modos de deformación de la pala, el centro aerodinámico correspondiente a cada sección o el ángulo de torsión estructural.
- Archivo de datos de la plataforma (*platform file*). En este archivo se disponen todos los datos relacionados con la plataforma de soporte del aerogenerador, bien sea si el aerogenerador está emplazado en tierra o en alta mar. Además, se indican qué grados de libertad de los movimientos se pueden restringir de los tres desplazamientos (largada, deriva o abatimiento y arfada) y de los tres giros (balance, cabeceo y guiñada) de la plataforma, las condiciones iniciales en los desplazamientos, el calado de la plataforma, la masa, las inercias o los datos correspondientes al módulo de *HydroDyn* (véase la Figura 3.3).
- Archivo de linealización del sistema (*linearization file*). En este fichero de entrada se indican todos los parámetros relacionados con el análisis de linealización del aerogenerador. Por ejemplo, es necesario considerar los valores de tolerancia para la búsqueda de la solución estacionaria, el número de partes angulares en las cuales se divide el rotor en el análisis de linealización, etc.
- Archivo del sistema de abatimiento (*furling file*). Este documento contiene lo relacionado con los sistemas de abatimiento del rotor y cola en aerogeneradores de pequeño tamaño. En este archivo es necesario determinar los parámetros relacionados con las dimensiones relacionadas con los ejes de giro, con los centros de presión o de masas, el ángulo de oblicuidad (*skew*), el ángulo de inclinación (*tilt*), las masas e inercia del sistema, el amortiguamiento, el momento de restauración o el modelado del sistema de abatimiento del rotor.

- Archivos de aerodinámica (*AeroDyn file* y *wind file*). Estos archivos están relacionados con el cálculo aerodinámico del sistema. En cuanto al archivo relacionado con *AeroDyn*, es necesario indicar parámetros tales como el modelo de pérdida de sustentación empleado en el cálculo, el modelo de cálculo de pérdida en la punta de la pala o en el núcleo del rotor, la teoría considerada en el cálculo (GDW o BEM), la lista con la distribución de perfiles aerodinámicos a lo largo de la pala, las características de la torre o del fluido aire, etc. En cuanto al archivo relacionado con las condiciones ambientales, resulta necesario especificar por ejemplo las velocidades en cada dirección, su variación temporal, etc.
- Archivo de configuración primario (*primary file*). Puede considerarse que este archivo configurará el funcionamiento de la turbina durante la simulación con *FAST*. El archivo de configuración primaria se divide en varios conceptos claramente diferenciados y relacionados con los parámetros de la simulación, con el control de la turbina, con los grados de libertad del sistema, con la descripción de las condiciones iniciales, con la configuración de la turbina, con las masas e inercias del sistema, con el sistema de transmisión, con el sistema generador o con el tipo de entradas o salidas del simulador *FAST*.

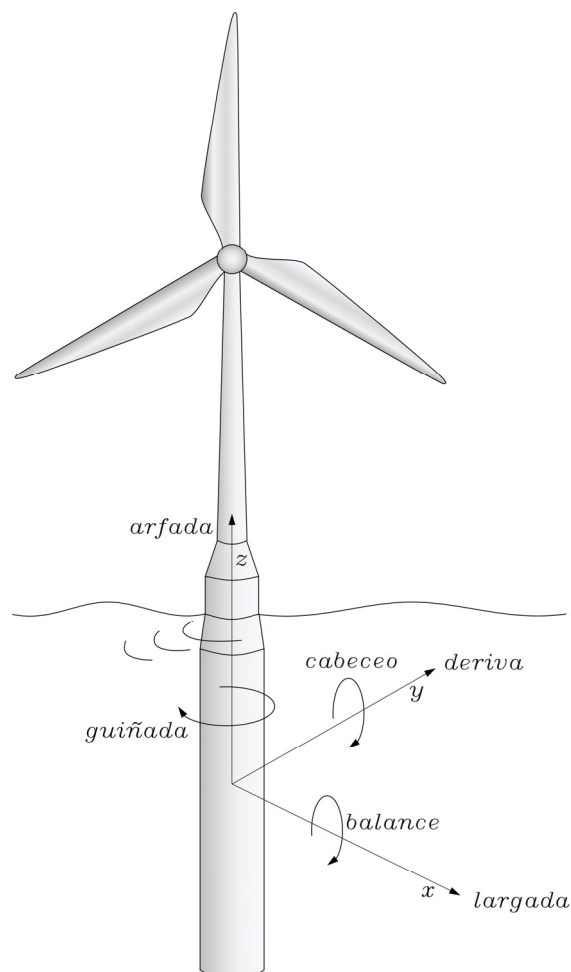


Figura 3.3: Esquema de los grados de libertad de un aerogenerador marino flotante.

Sin embargo, muchos de los parámetros de entrada a cada uno de estos ficheros requieren de un cálculo y estimación previa. Para ello NREL, como se ha expuesto, facilita el acceso a diferentes pre-procesadores, que ayudan a la computación de los valores de estos parámetros. En este sentido, se ha considerado conveniente y necesario añadir junto a la interfaz de cálculo, *FASTLognoter*, una serie de herramientas o pre-procesadores para unificar en una única interfaz la determinación de todos los datos necesarios para llevar a cabo una simulación en *FAST*. Estos pre-procesadores permiten establecer las propiedades estructurales de la torre (*TowerProp*), las propiedades estructurales de las palas (*BladeProp*), llevar a cabo el cálculo de los modos acoplados del rotor y torre (*BModes*) y establecer la definición de los perfiles aerodinámicos (*AirFoil*). Además, estas herramientas permiten establecer un control de errores de los datos de entrada al simulador, facilitando con ello la labor de cálculo en *FAST*. En la Figura 3.4 puede apreciarse un volcado de pantalla mostrando la herramienta *FASTLognoter*. Puede observarse de forma clara la distribución por pestañas, el árbol de opciones situado a la izquierda, la base de datos disponible con los diferentes casos de estudio, así como la ventana principal de entrada de datos al cálculo.

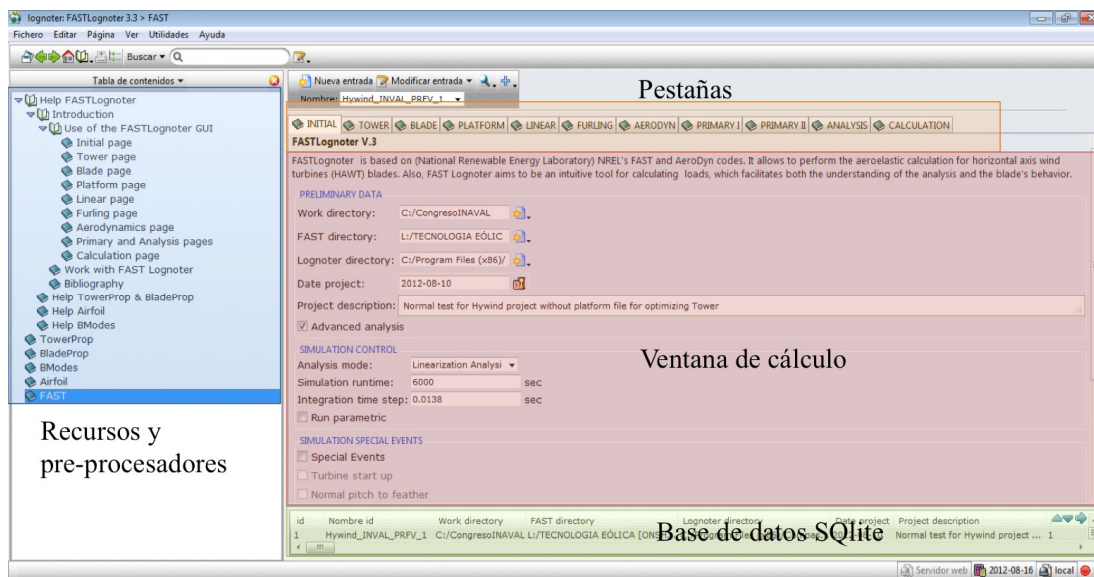


Figura 3.4: Presentación de la interfaz de cálculo de *FASTLognoter*.

Como se ha expuesto, *FASTLognoter* es una útil GUI, que además dispone de una base de datos que permite almacenar cada uno de los casos en estudio. Para ello emplea una interfaz de programación de aplicaciones⁸ (*Application Programming Interface*, API) de SQLite⁹ para obtener y almacenar dichos datos. Como cabía esperar, esta capacidad facilita el proceso de estudio con *FAST* proveyendo al usuario de capacidades no disponibles hasta

⁸ Se podría definir una API, como un conjunto de operaciones y procedimientos que permiten emplear cierto tipo de programaciones por otros programas de software distintos, permitiendo la comunicación entre determinadas partes de diferentes programas informáticos.

⁹ SQLite es una librería de software totalmente libre, que permite la gestión de bases de datos. Esta librería es la más utilizada a nivel mundial, avalada por instituciones e importantes empresas tecnológicas.

ahora, facilitando el acceso a los diferentes proyectos llevados a cabo con la interfaz.

3.3.4 Características básicas de FASTLognoter

Se ha establecido que *FASTLognoter* pueda clasificar los diferentes tipos de proyectos a realizar por el usuario del simulador, organizando toda la información y los cálculos de las turbinas eólicas.

La distribución por pestañas de la interfaz *FASTLognoter*, como se ha mencionado, permite clasificar los parámetros de entrada al cálculo en diferentes grupos: configuración del sistema y simulador, torre, palas, plataforma, el sistema plegador, linealización del sistema, aerodinámica y la salida de parámetros. Para dar al usuario más información en la gestión del código, se han incluido además recursos bibliográficos, así como ayuda dinámica y una vista adaptativa que hacen más intuitivo el manejo del código (véanse las Figuras 3.4 y 3.5).

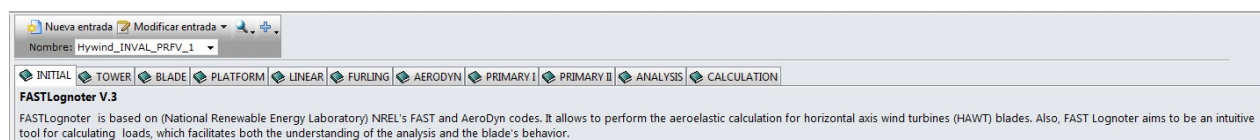


Figura 3.5: Captura de pantalla con la distribución por pestañas de la interfaz de cálculo de *FASTLognoter*.

La interfaz almacena los proyectos en una base de datos SQLite, lo que permite tener una gestión sencilla de las simulaciones a realizar o que ya están calculadas. El código facilita al usuario la posibilidad de añadir una gran variedad de proyectos dentro de la base de datos. Se ha establecido además la posibilidad de realizar cálculos secuenciales que permiten realizar simulaciones aeroelásticas y establecer variaciones paramétricas de diversas características de un aerogenerador para un proyecto creado previamente (véase la Figura 3.6).

Otra ventaja competitiva que ofrece *FASTLognoter*, frente a otras herramientas es la capacidad para variar fácilmente diversos parámetros específicos de una turbina eólica, lo que permite estudiar su influencia en el comportamiento de manera sencilla. Para cada caso en curso, la herramienta crea una carpeta local específica donde los archivos de entrada y los resultados pueden almacenarse.

Una aporte distintivo de *FASTLognoter* que puede mencionarse, es la adición de casos predefinidos, basados en los casos de validación suministrados por NREL junto al código base *FAST/AeroDyn*. Por lo tanto, un usuario que no sea experto en el ámbito puede crear un nuevo proyecto usando los casos predefinidos como base y posteriormente variar parámetros específicos de la aerodinámica y de la dinámica del aerogenerador. Estos casos predefinidos cubren potencias desde 20 KW hasta los 5 MW, tanto en turbinas de tierra como en alta mar: SWRT (10 KW, *onshore*), UAE (20 KW, *onshore*), AOC (50 KW, *onshore*), AWT (175 KW, *onshore*), WP (1,5 MW, *onshore*) y Baseline (5 MW, *onshore/offshore*).

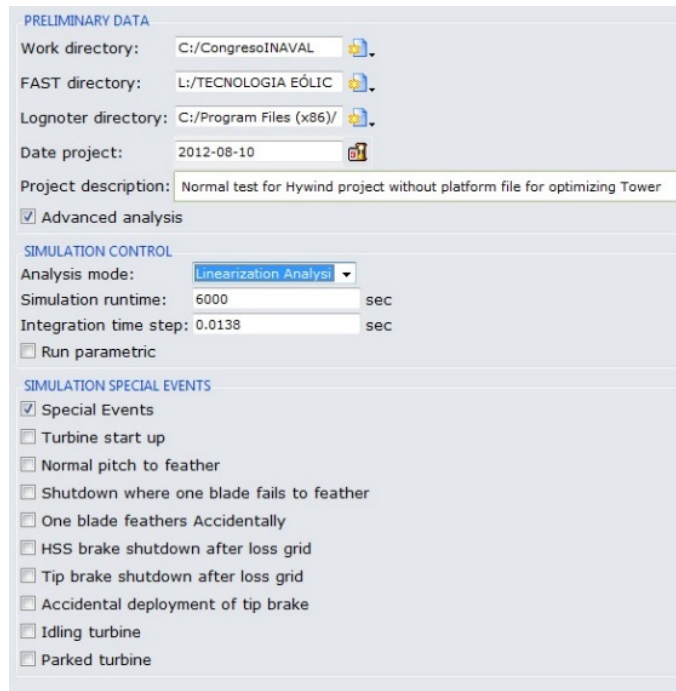


Figura 3.6: Captura de pantalla con las opciones de cálculo para la simulación de situaciones especiales de la interfaz de cálculo de *FASTLognoter*.

Se establece que una parte importante del estudio aeroelástico de un aerogenerador es la consideración de casos especiales o situaciones específicas, tal y como indica la normativa IEC-61400 (IEC, 2005). En este sentido, el código *FAST* permite simular situaciones especiales como el arranque del aerogenerador, la caída de la red eléctrica, la turbina parada sometida a viento, el aerogenerador a ralentí, la ruptura de algún freno aerodinámico, etc. Por ello, se ha programado dentro de la interfaz la posibilidad de simular estas condiciones específicas del aerogenerador de una forma sencilla (véase la Figura 3.6). El usuario elegirá la opción más conveniente para cada caso y la interfaz determinará y seleccionará los parámetros adecuados para estudiar la situación específica considerada.

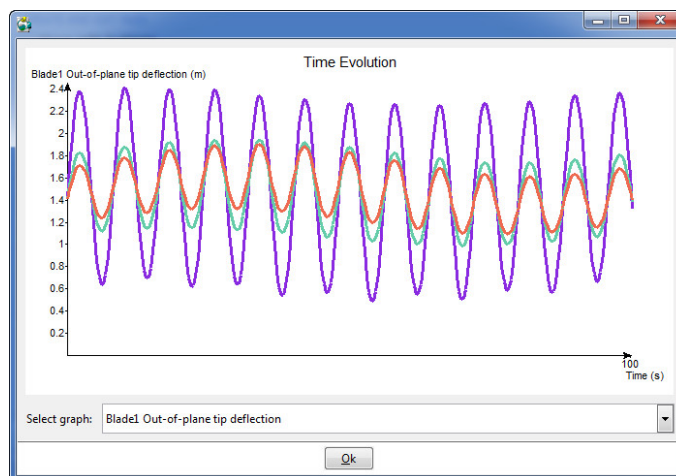


Figura 3.7: Ejemplo de las salidas gráficas implementos en *FASTLognoter* para una simulación dada.

Por último, *FASTLognoter* permite la edición de cada uno de los archivos de entrada al

cálculo. También se ha establecido la posibilidad de representación gráfica de los resultados obtenidos de la simulación, permitiendo además comparar varios resultados en un mismo gráfico (véase la Figura 3.7).

3.3.5 Pre-procesadores de FASTLognoter

Los pre-procesadores dispuestos en el código constituyen un importante aporte de GUI y están relacionados fundamentalmente con la determinación de las propiedades estructurales de la torre, palas, modos de deformación y aerodinámica del sistema.

La Figura 3.8 muestra la estructura empleada para el flujo de trabajo con la GUI *FASTLognoter*. Puede observarse que en la simulación aeroelástica los pre-procesadores ocupan un lugar importante en las etapas previas al cálculo. En el caso considerado se han desarrollado cuatro preprocesadores que permiten estimar diferentes parámetros requeridos en la simulación y que se describen a continuación.

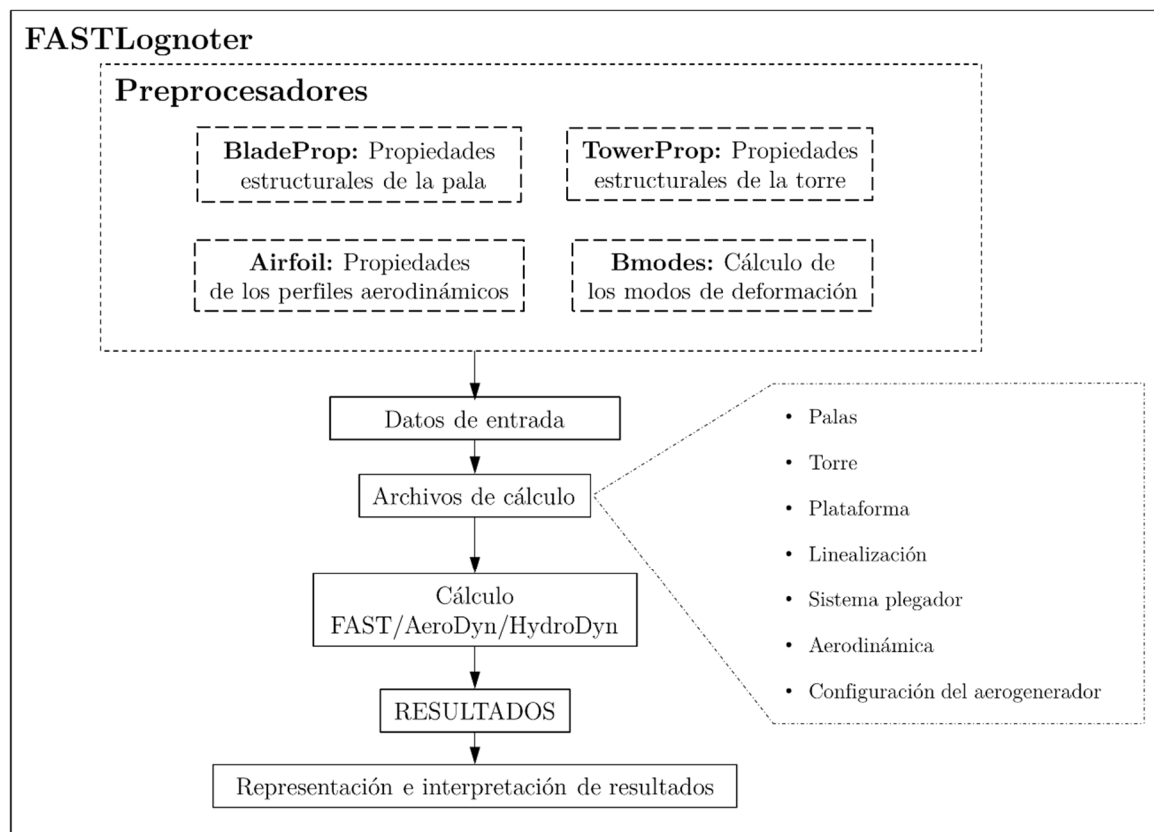


Figura 3.8: Esquema del flujo de trabajo con *FASTLognoter*, indicando los subprogramas de los que se compone.

Centrando la atención en la torre y en las palas, se han añadido los formularios *TowerProp* y *BladeProp* en la propia interfaz *FASTLognoter*. El código *TowerProp* permite al usuario crear y editar archivos con las propiedades mecánicas de la torre. Los archivos se pueden introducir fácilmente en la herramienta *FASTLognoter*, ya que la GUI es capaz de leer estos archivos de configuración, lo que facilita considerablemente el manejo de la aplicación y el

proceso de análisis y cálculo. Se ha considerado que este pre-procesador permita seleccionar entre varios tipos de materiales para la definición de las características de la torre: hormigón, acero, Poliéster Reforzado con Fibra de Vidrio (PRFV) y aluminio.

Puesto que para llevar a cabo el cálculo con *FAST*, las propiedades de la torre deben de estar tabuladas para diferentes secciones, el formulario divide la estructura en secciones de área constante y determina para cada una de ellas las propiedades mecánicas correspondientes (densidad ρ , módulo de Young E y módulo de rigidez a cortante G). Para ello se emplea una distribución lineal de masa y rigidez en cada intervalo de la estructura (véase la Figura 3.9). Es por tanto necesario indicar el número de secciones, los diámetros de la base y de la parte superior en su unión con la góndola, el tipo de material y los espesores considerados. Entre las propiedades pueden destacarse las que aparecen en la Tabla 3.1. Además, el pre-procesador determina la masa y la posición del centro de gravedad de la torre, que son datos necesarios para posteriores análisis, como se expondrá después.

Por otra parte, el formulario *BladeProp* permite generar fácilmente archivos CSV (*Comma Separated Values*) con las propiedades mecánicas de la pala, que se pueden modificar fácilmente ya que se ha dispuesto de opciones para tal propósito dentro de la interfaz. Los archivos se importan en *FASTLognoter* de una manera directa y sencilla. Entre las propiedades mecánicas necesarias para describir la pala pueden mencionarse las mismas que para la definición de la torre (véase la Tabla 3.1) y otras como por ejemplo el centro aerodinámico de presiones o la curvatura de la pala (véase la Figura 3.9).

The figure shows two screenshots of software interfaces for FASTLognoter. The left screenshot is the 'BladeProp' data entry form, and the right screenshot is the 'TowerProp' data entry form. Both forms include a 'DATA' tab and a 'Create File' button. The 'BladeProp' form has a table with columns: id, Nombre id, Work directory, Descripción, Modify properties, Mass factor, Thickness factor. The 'TowerProp' form has a table with columns: id, Nombre id, Work directory, Descripción, Tower material.

id	Nombre id	Work directory	Descripción	Modify properties	Mass factor	Thickness factor
1	Blade 1	C:\	Set here a description	0	1	1

id	Nombre id	Work directory	Descripción	Tower material
1	Tower	C:/TowerOptimizing	Tower made with prfv	Steel

Figura 3.9: A la izquierda, se muestra la pestaña de entrada de datos del pre-procesador *BladeProp*. A la derecha, la pestaña de entrada de datos del pre-procesador *TowerProp*.

Es preciso indicar que *FAST* trata a las palas y a la torre como vigas en voladizo. Esta hipótesis, permite considerar que los dos primeros términos del polinomio de sexto grado que emplea el código como función de los modos propios de deformación se tomen como cero

dentro del cálculo. En relación con esto, se ha desarrollado el pre-procesador *BModes* (que se ha denominado de la misma manera que el ofrecido por NREL, a fin de no confundir al usuario del código) que permite determinar el primer y segundo modo de deformación acoplados de las partes flexibles de la turbina (es decir, de torre y palas). Se trata de un código que permite estimar de manera sencilla los parámetros relacionados con los modos de deformación de la torre y palas.

Tabla 3.1: Propiedades mecánicas calculadas por el código *TowerProp* como datos de entrada en el simulador *FAST*.

Propiedad	Expresión	Unidad
Masa por unidad de longitud	$\iint \rho(x, y) \, dx \, dy$	Kg/m
Rigidez proa-popa	$\iint E(x, y)x^2 \, dx \, dy$	$N \cdot m^2$
Rigidez babor-estribor	$\iint E(x, y)y^2 \, dx \, dy$	$N \cdot m^2$
Rigidez a torsión	$\iint G(x, y)(x^2 + y^2) \, dx \, dy$	$N \cdot m^2$
Rigidez a tracción	$\iint E(x, y) \, dx \, dy$	N
Inercia por unidad de longitud, proa-poa	$\iint \rho(x, y)x^2 \, dx \, dy$	$N \cdot m$
Inercia por unidad de longitud, babor-estribor	$\iint \rho(x, y)y^2 \, dx \, dy$	$N \cdot m$

BModes emplea la formulación MEF para llevar a cabo la discretización de la pala y torre y así realizar un análisis modal. La existencia de modos acoplados en los elementos flexibles, que describen torre y palas, implica la presencia de movimientos de flexión, axial y torsión acoplados dentro del modo de vibración libre. Puesto que *FAST* asume unos modos de deformación predefinidos para determinar el comportamiento de estas partes flexibles, se requiere el uso de *BModes*. Aunque no se muestra la formulación propia de *BModes*, puede observarse en la Figura 3.10 el esquema seguido para llevar a cabo la determinación de los modos acoplados.

Para configurar correctamente la operación con *BModes* resulta necesario introducir parámetros tales como la velocidad del rotor, la geometría de la pala, el ángulo de conicidad, las inercias, la masa del freno aerodinámico, el número de nodos en que es dividida la viga, el número de modos a calcular, etc.

Resulta necesario indicar qué hipótesis emplea *BModes* para realizar el cálculo de los modos de la torre y de la pala (Bir, 2007):

- La pala se considera como una viga recta, sin curvatura alguna y en voladizo.
- La pala se idealiza considerándola como una viga tipo Euler-Bernoulli. Además, se

desprecian los efectos de los esfuerzos cortantes.

- El efecto de las desviaciones en el sentido de la cuerda del centro de masas, centro de torsión y centro de esfuerzos normales no se tienen en cuenta.
- La torre se considera simétrica con respecto al eje vertical, que es perpendicular al plano base y que pasa por el centro de masas.
- En el caso de análisis de torres soportadas por cables, estos permanecen en tensión en cualquier situación. Además, se supone que la masa de los cables es despreciable si se compara con la masa de la torre.

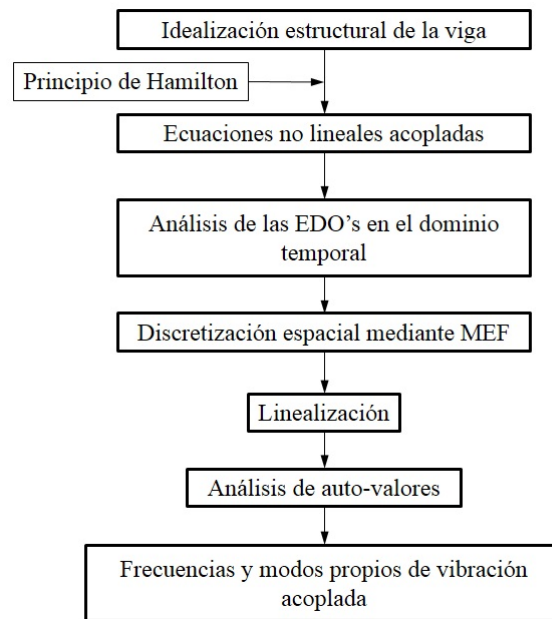


Figura 3.10: Procedimiento de cálculo empleado por el código *BModes* para la determinación de los modos acoplados de torre y palas (Bir, 2007).

El código *BModes* proporciona la curva que describe el modo de deformación de la viga flexible. Por ello, se ha considerado que era necesaria una nueva herramienta que permitiese calcular e interpolar los polinomios de sexto grado que asume *FAST* para simular la deformación de torre y palas (véase el Anexo A). Así, en este sentido la GUI *FASTLognoter* incorpora unos algoritmos de cálculo que permiten determinar los coeficientes del polinomio de sexto grado.

Para estimar estos coeficientes se emplea una análisis de regresión lineal múltiple para computar la relación lineal entre la variable dependiente y una o más variables independientes, en este caso los coeficientes de los polinomios, empleando para ello tres métodos de interpolación, uno directo, uno similar al directo pero mejorado y un método de proyección. Conviene recordar que un análisis de regresión lineal múltiple viene definido como

$$\mathbf{A}x = \mathbf{B}, \quad (3.1)$$

donde x es el vector columna con los desplazamientos de la viga a lo largo de la posición no

deflectada (variable dependiente), \mathbf{A} es la matriz de diseño y \mathbf{B} es el vector columna con los coeficientes del polinomio a buscar (variable independiente).

FASTLognoter incorpora además otro algoritmo de cálculo que permite obtener los modos propios de estas partes flexibles. En cuanto a este algoritmo, se trata de otra herramienta, complementaria a *BModes* y aunque menos potente, permite calcular los modos acoplados mediante el método de iteración de matrices, llamado comúnmente método de Stodola (Rao, 2010; Burton et al., 2011). Este método consiste en la suposición de un modo de deformación adecuado a las características de la viga en estudio (torre o pala), calculando las cargas de inercia asociadas a este modo para una frecuencia de 1 rad/s. Este perfil obtenido posteriormente se normaliza mediante la división entre la deflexión calculada en una iteración y la deflexión obtenida en la iteración anterior. Así, se repite hasta que la frecuencia propia converge y con ella el modo de deformación. Estas frecuencias propias se expresan por

$$\omega_i = \sqrt{\frac{u_n(z)}{u_{n+1}(z)}}, \quad (3.2)$$

donde $u(z)$ es la deflexión en el extremo de la viga en la iteración n y ω_i es la frecuencia propia de la viga analizada.

Centrándose en la aerodinámica del aerogenerador y continuando con la descripción de las herramientas añadidas a la interfaz *FASTLognoter*, cabe destacar que se ha considerado importante el desarrollo del pre-procesador denominado *AirFoil*, que sustituye a la ofrecida por NREL, *AirfoilPrep* (Hansen, 2012). *AirFoil* permite determinar todas las características de los perfiles aerodinámicos que conforman la pala del aerogenerador en estudio.

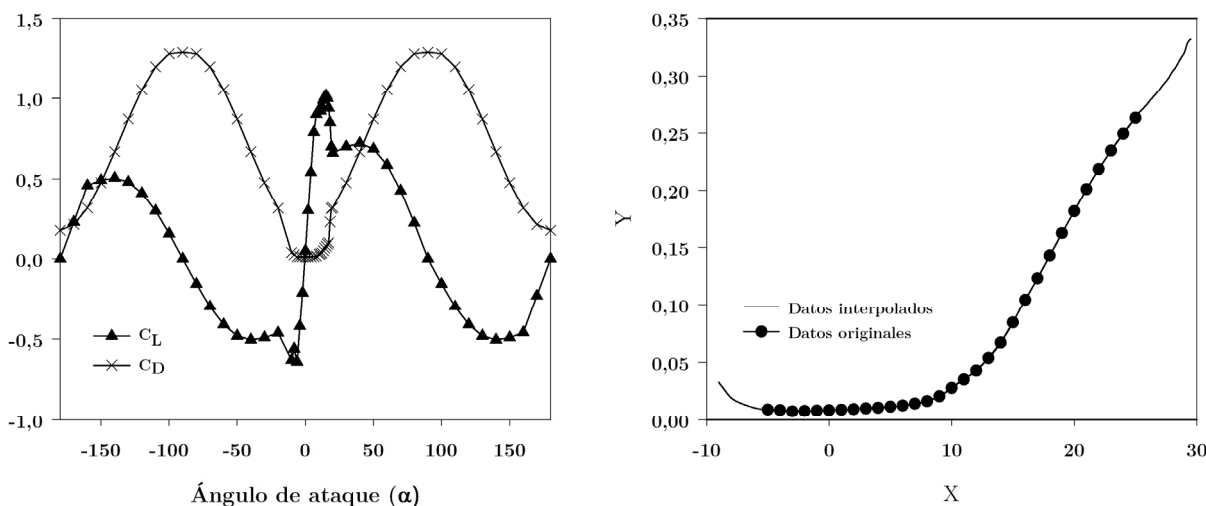


Figura 3.11: A la izquierda, los coeficientes de sustentación y de arrastre determinados para un perfil dado obtenidos a través de la herramienta *AirFoil*. A la derecha, los resultados obtenidos de la interpolación de una lista de valores de los coeficientes aerodinámicos por medio de la herramienta *AirFoil*.

Para obtener el comportamiento de los perfiles aerodinámicos, el formulario emplea la

formulación de Viterna y Janetzke (1982), (Moriarty y Hansen, 2005) para expandir las características de los perfiles desde una serie de valores limitados obtenidos de experimentación hasta el rango de valores necesarios para que el código *AeroDyn* pueda llevar a cabo el cálculo (véase la Figura 3.11).

Además, esta herramienta permite calcular la pérdida de sustentación aerodinámica empleando el modelo semi-empírico Beddoes y Leishman (2004) (Moriarty y Hansen, 2005). El formulario *AirFoil* puede interpolar los coeficientes aerodinámicos a diferentes localizaciones de la pala (véase la Figura 3.10). Permite aumentar la sustentación con el método de Du y modificar el arrastre con el método de Egger (Moriarty y Hansen, 2005) (véase el Anexo B). En definitiva, puede decirse que todas las funcionalidades dadas por la herramienta de NREL *AirfoilPrep*, se incluyen en este pre-procesador, agrupando todas estas características en una única interfaz, lo que facilita de forma apreciable la simulación aeroelástica. El código permite obtener las propiedades de un nuevo perfil aerodinámico mediante interpolación de las propiedades aerodinámicas de otros dos perfiles (véase la Figura 3.12).

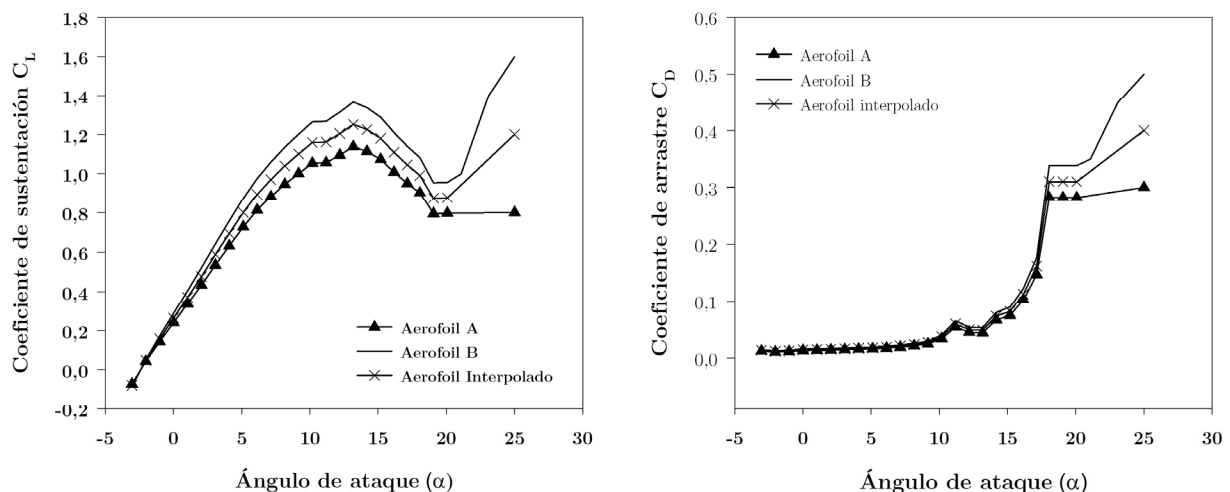


Figura 3.12: Resultados obtenidos de la interpolación del coeficiente de arrastre y sustentación de dos perfiles aerodinámicos para obtener otro nuevo a través de la herramienta *AirFoil*.

Una vez definidas las características de los perfiles aerodinámicos que conforman la pala del aerogenerador, el usuario puede exportarlos fácilmente a *FASTLognoter*. Dentro de la propia GUI se ha considerado la programación de ventanas emergentes dentro de la GUI *FASTLognoter*, que permiten elegir y seleccionar aquellos perfiles que previamente hayan sido creados por el usuario durante la etapa anterior al cálculo.

La Figura 3.13 muestra una captura de pantalla con alguna de las opciones que se han mencionado del pre-procesador *Airfoil*. Pueden observarse las diferentes pestañas establecidas con las opciones disponibles para la estimación de los perfiles aerodinámicos.

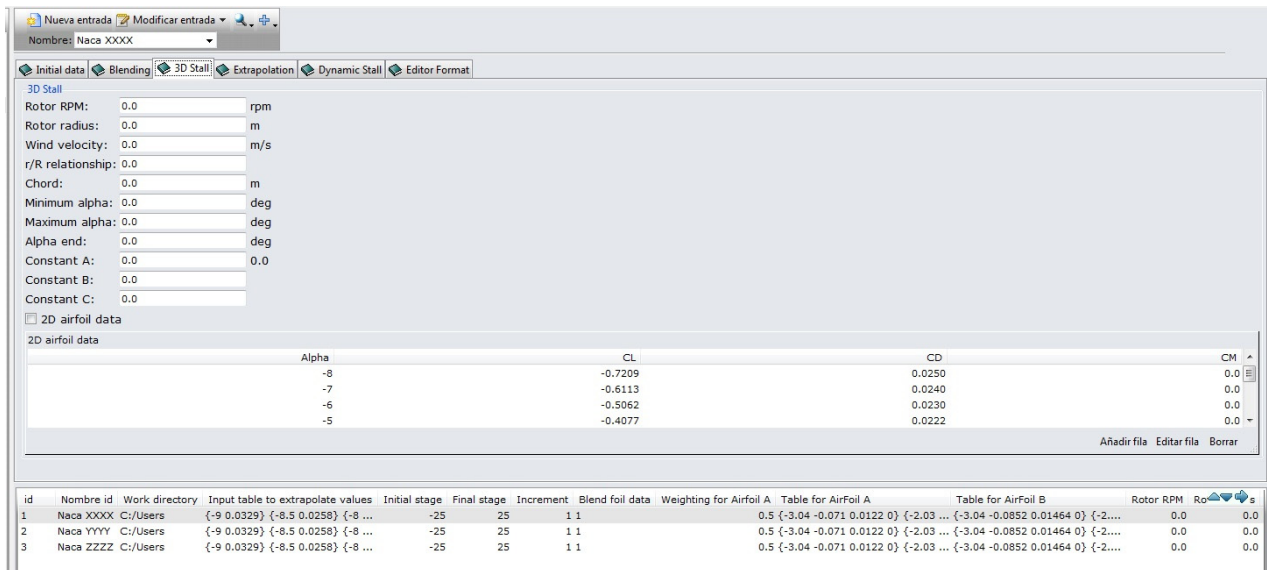


Figura 3.13: Captura de pantalla del pre-procesador *AirFoil*.

Finalmente, mediante *FASTLognoter* se puede establecer un proceso de cálculo sistemático y de optimización de cualquier tipología de aerogenerador de eje horizontal bien sea marino o terrestre, a través del uso de las diferentes herramientas desarrolladas y presentadas a lo largo de este capítulo. Este proceso de optimización con *FASTLognoter* se describe de manera esquemática en la Figura 3.14. Como primera etapa en el proceso de diseño se establece la estimación de los datos relativos a la simulación, siendo de obligado uso los pre-procesadores dispuestos a tal fin. Seguidamente se establece la simulación aeroelástica de los diferentes casos establecidos en la base de datos SQLite de la GUI, ya sea de forma particular para un caso específico o de forma paramétrica, estudiando la influencia de determinados parámetros en el comportamiento dinámico de la turbina. Finalmente, se requiere el análisis y representación de los datos obtenidos del cálculo, verificando si se ha alcanzado el objetivo buscado. Obviamente, las decisiones finales en cuanto al diseño tendrán que tener en cuenta múltiples consideraciones relativas al costo de la instalación, problemas de fabricación, transporte a la localización de la instalación, impacto visual, etc. Sin embargo, como se expone, la herramienta presentada permite llevar a cabo un análisis sistemático y pormenorizado de diferentes tipologías, lo que facilitará el camino a una selección de una tipología óptima de aerogenerador marino.

A continuación se detalla en un ejemplo de cálculo el proceso llevado a cabo para obtener una significativa reducción de peso en un aerogenerador marino tipo.

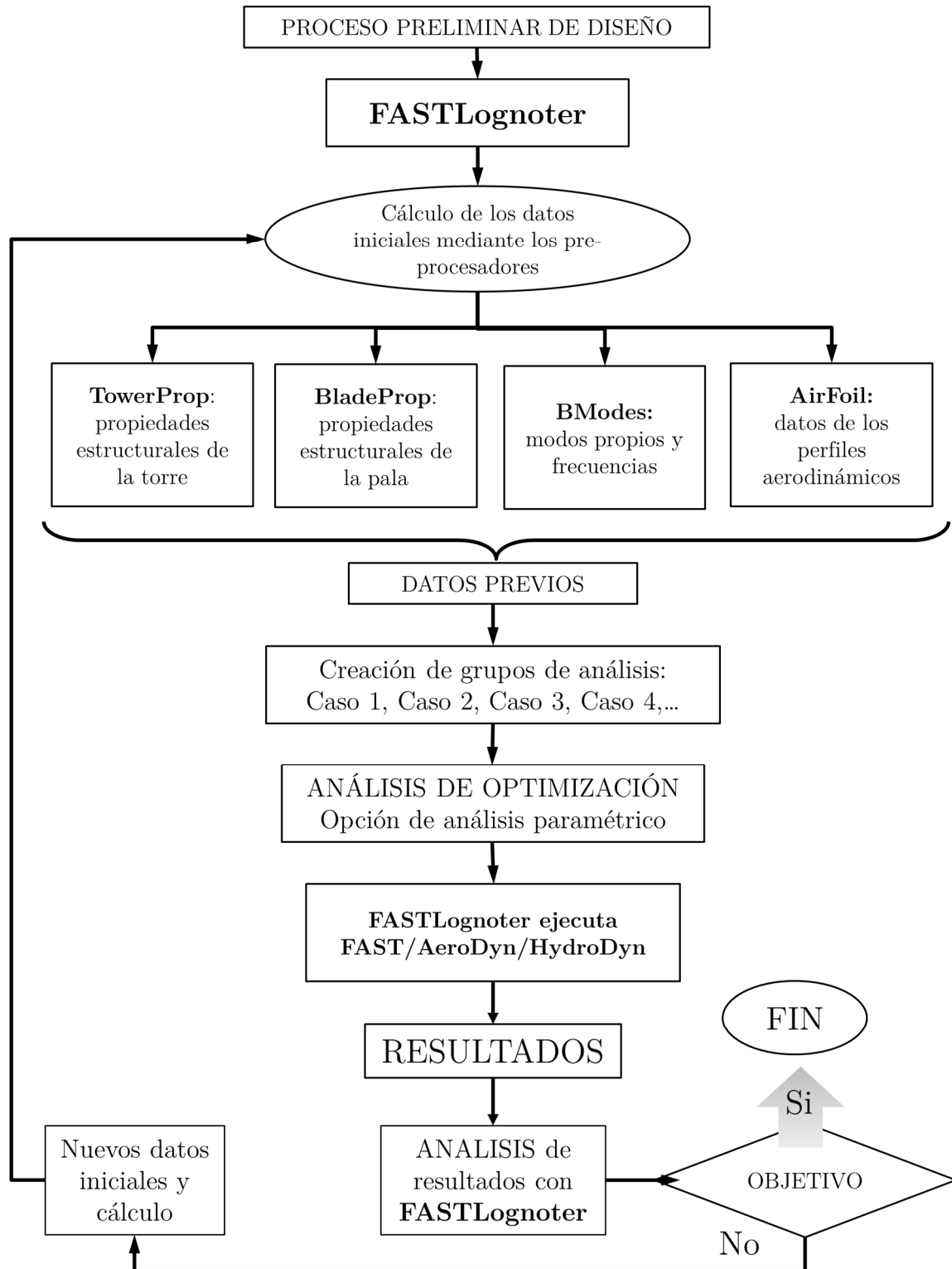


Figura 3.14: Esquema del proceso del cálculo con *FASTLognoter*.

3.4 Validación y ejemplos de cálculo

En este apartado se expondrá la comparación y validación de la GUI *FASTLognoter*, así como algunos ejemplos de cálculo con la herramienta, el uso de sus pre-procesadores y cómo

se ejecuta la interfaz para llevar a cabo el cálculo y la optimización de un aerogenerador, ya sea en tierra o en alta mar. Los resultados del ejemplo de optimización han dado como resultado una publicación en la revista *Renewable Energy* (Gutierrez et al., 2013).

3.4.1 Verificación

A continuación, se presenta la validación de la herramienta de cálculo *FASTLognoter* mediante la comparación con otros códigos que se emplean habitualmente en la industria eólica marina. En este caso, con *FASTLognoter* se determinan y comparan los resultados para un caso típico de funcionamiento de un aerogenerador, basado en la turbina de 5-MW del proyecto Hywind. Se trata de un aerogenerador marino soportado por una boya del tipo de *spar*. Se simula con una velocidad de giro del rotor de 6,9 rpm y una velocidad axial constante de entrada de viento de 8,0 m/s. Los resultados logrados corresponden a estas condiciones operativas de la turbina.

Se toman como variables a comparar los esfuerzos en el sentido proa-popa en el extremo de la torre, ya que resultan significativos en el estudio aeroelástico de un aerogenerador, pues permiten identificar los esfuerzos críticos que se originan en el cojinete, en la unión torre-góndola. En este ejemplo, el cálculo de la aerodinámica del sistema se lleva a cabo mediante el uso del modelo potencial de estela dinámica generalizada (GDW) disponible en *AeroDyn* (véase el Anexo B). Se ha considerado la pérdida de sustentación mediante el modelo de Beddoes-Leishman, teniendo en cuenta además los efectos del momento creado por el freno aerodinámico sobre el extremo de la pala y la pérdida de velocidad en la estela generada por la torre.

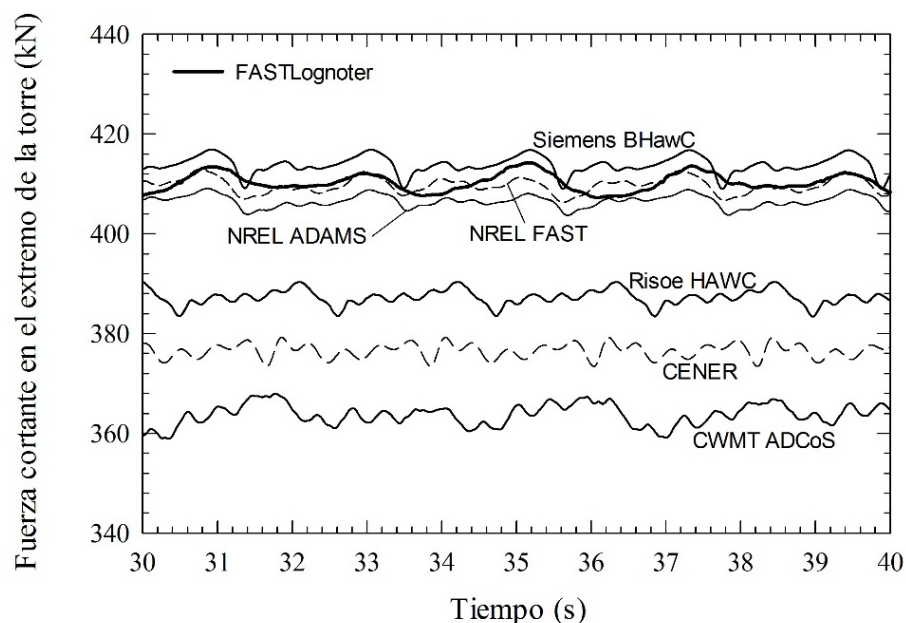


Figura 3.15: Evaluación de la fuerza cortante en el extremo de la torre del aerogenerador Hywind. Comparación de los resultados en este trabajo con los resultados obtenidos por otras fuentes

La Figura 3.15 muestra la comparación de los resultados obtenidos para las fuerzas cortantes en el sentido proa–popa, para los diferentes códigos e interfaces siguiendo las directrices dadas en la evaluación comparativa del IEA *Wind Annex XXIII-Subtask 2* (Jonkman et al., 2008), coordinada por NREL. En la Figura 3.15 se muestran los resultados de NREL, CENER (*Centro Nacional de Energías Renovables*, España), CWMT (*Fraunhofer Center for Wind Energy and Maritime Engineering*, Alemania), Risø DTU (*National Laboratory for Sustainable Energy*, Dinamarca) y Siemens AG (Alemania), con diferentes códigos: *Bladed* (basado en análisis modal), *ADCoS* (basado en el MEF), *BHAWC* (basado en MEF no lineal) *ADAMS*, *HAWC* y *FAST* (basados en formulación dinámica MBS).

Se observa en la Figura 3.15 que los valores obtenidos presentan pequeñas diferencias en cuanto al período de oscilación y ajuste de la fuerza, si se comparan con los resultados obtenidos por NREL. Esto se debe fundamentalmente a alguna discrepancia en cuanto al cálculo de los datos de entrada a la simulación aeroelástica. Conviene indicar que en los resultados mostrados se eliminan los 30 primeros segundos de simulación, ya que en todos los casos aparecen fenómenos transitorios que no se ajustan a la situación estacionaria. Se verifica además que los resultados son del orden del módulo del valor medio, estando acordes con los obtenidos por otros laboratorios y empresas anteriormente mencionados.

3.4.2 Ejemplo de aplicación. Mejora del diseño de la turbina NREL 5-MW

En este apartado se presenta un caso de aplicación de la herramienta *FASTLognoter*, dedicado a la reducción de peso, mejora del diseño y del comportamiento de un aerogenerador marino. Para lograr este objetivo, se propone la turbina eólica NREL 5–MW, (Jonkman et al., 2009) como base para el caso de aplicación. Conviene indicar que se trata de una turbina fija, es decir, de tipo monopilote.

El proceso de optimización con *FASTLognoter* se ha descrito de manera esquemática en la Figura 3.14. Como se expone, la herramienta presentada permite llevar a cabo un análisis sistemático y pormenorizado de diferentes tipologías, lo que facilitará el camino a una selección de una tipología óptima de aerogenerador marino. Para este análisis se procede a la variación de las propiedades mecánicas de palas y torre de la tipología base, comparando el comportamiento de cada una de ellas, logrando así los objetivos establecidos al comienzo de este apartado.

En primer lugar, se establecen cuatro tipologías de pala con similares características aerodinámicas, pero con diferentes propiedades mecánicas:

- Pala 1. Corresponde a la pala base NREL 5–MW, fabricada en Poliéster Reforzado con Fibra de Vidrio (PRFV).
- Pala 2. Igual que la pala 1, pero fabricada en fibra de Carbono.
- Pala 3. Igual que la pala 1, pero fabricada en Aramida.

- Pala 4. Igual que la pala 1, pero con un incremento en espesor del 25 %.

Cada pala se ha dividido en 17 nodos. Las propiedades de estas palas se presentan en las Figuras 3.16, 3.17 y 3.18, donde se muestran la masa por unidad de longitud, la rigidez por unidad de longitud en el sentido del *flap* y en la dirección del borde de ataque. Como es de esperar la pala del Tipo 4 es la pala más pesada, mientras que la pala de tipo 2 es la que presenta mejores propiedades mecánicas. Se observa que las palas de tipo 2 y 4 son las que presentan mayor rigidez a flexión en el sentido del borde de ataque y del *flap*, mientras que las palas de tipo 2 y 3 permiten una reducción significativa de masa con respecto a la pala base.

En cuanto al estudio de la torre del aerogenerador, se analizan dos propuestas. La primera de ellas está basada en la torre NREL 5-MW, mientras que la segunda es la resultante de la variación de las propiedades mecánicas, en cuanto a comportamiento de la torre a flexión y rigidez se refiere, manteniendo las proporciones del diámetro exterior de la torre y altura. Cada torre se ha dividido en 10 secciones con una distribución lineal de masa y rigidez desde la base hasta su conexión con la góndola (véase la Figura 3.19). Esto es,

- Torre 1. Corresponde con la torre NREL 5-MW, fabricada en acero.
- Torre 2. Igual que la torre 1, pero realizada en PRFV.

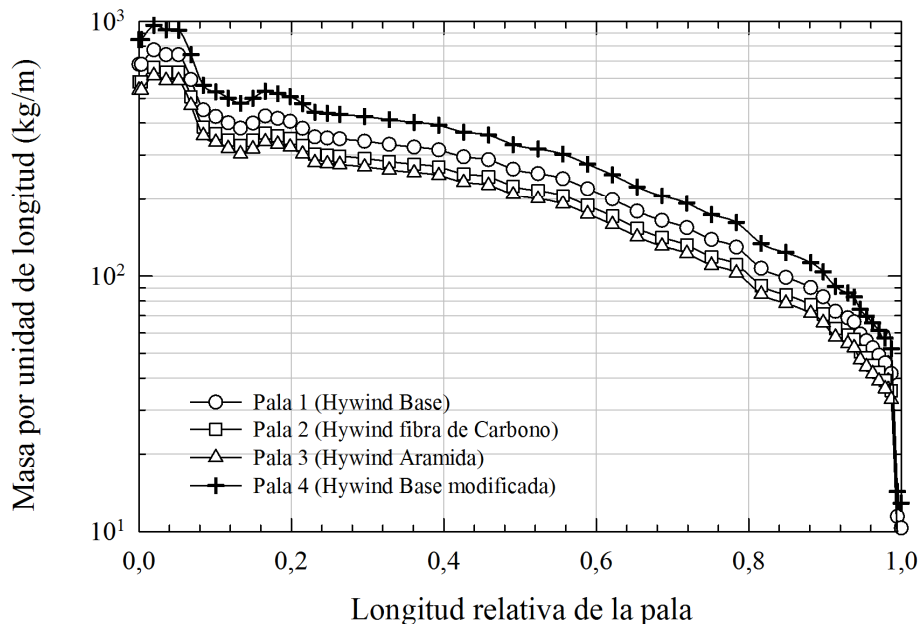


Figura 3.16: Distribución de masa de las cuatro palas propuestas en la optimización con *FASTLognoter*.

Las propiedades de rigidez de las propuestas referentes a la torre, fabricadas en PRFV, se exponen en la Figura 3.20. De la misma forma que se procede con la pala, el objetivo principal de este ejemplo es una reducción de masa de la parte superior del aerogenerador flotante. Esta reducción lleva asociada una mayor estabilidad del sistema completo, siempre y cuando las propiedades de la plataforma flotante que soporta la estructura no varíen. Puesto que el

peso del aerogenerador se ve reducido, la posición global del centro de gravedad del conjunto bajará, lo que lleva a un mayor par restaurador de la plataforma frente a la acción del par escorante generado por la acción del viento y oleaje que actúa sobre el sistema. En el caso considerado se han generado 17 propuestas de análisis para la torre, realizadas en PRFV y se ha elegido aquella cuya rigidez a flexión era similar a la dada por la propuesta base.

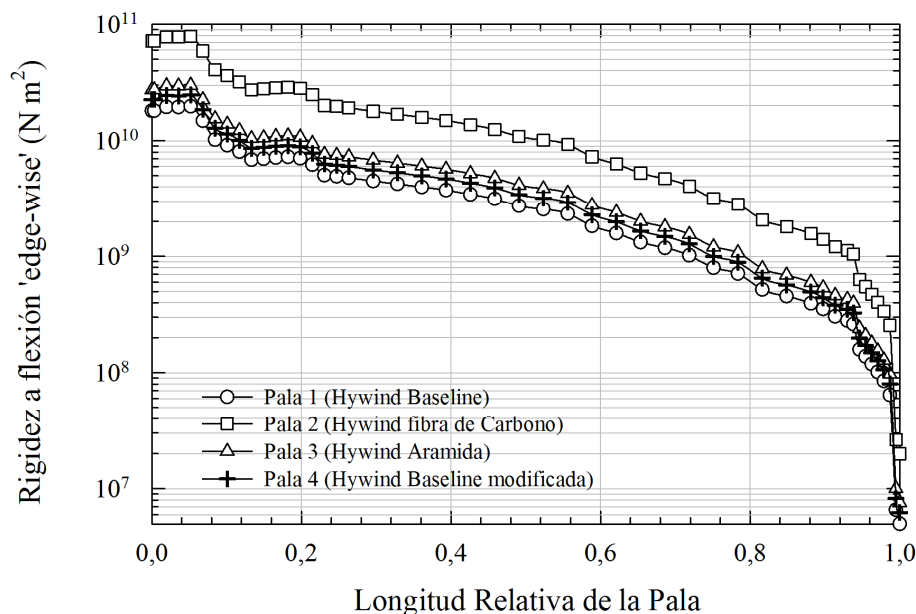


Figura 3.17: Distribución de rigidez en el sentido del borde de ataque de las cuatro palas propuestas en la optimización con *FASTLognoter*.

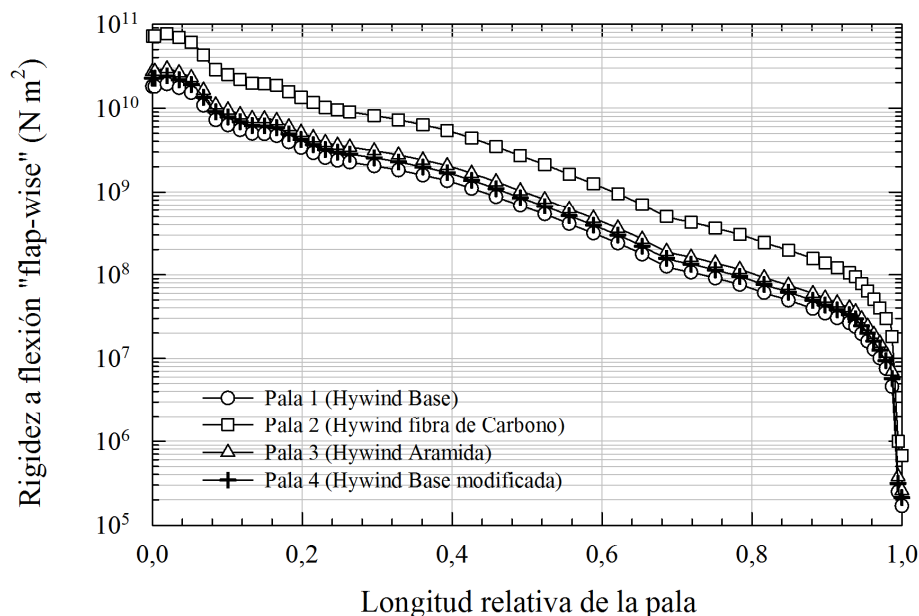


Figura 3.18: Distribución de rigidez en el sentido del *flap* de las cuatro palas propuestas en la optimización con *FASTLognoter*.

El comportamiento de las palas se ha estudiado para velocidades comprendidas entre 1 y 25 m/s con flujo axial, que corresponde con el rango de operación normal de un

aerogenerador, siguiendo las recomendaciones dadas por los procedimientos de la *International Electrotechnical Commission* (61400–1, *Wind turbine generator systems*) (IEC, 2005). Se presentan algunos de los parámetros relevantes calculados mediante la GUI *FASTLognoter*: la deflexión del extremo de la pala en el sentido del borde de ataque, la deflexión del extremo de la pala en el sentido del *flap*, la holgura entre la pala y la torre durante la operación y la deflexión axial de la pala (véanse las Figuras 3.22, 3.23, 3.24 y 3.25).

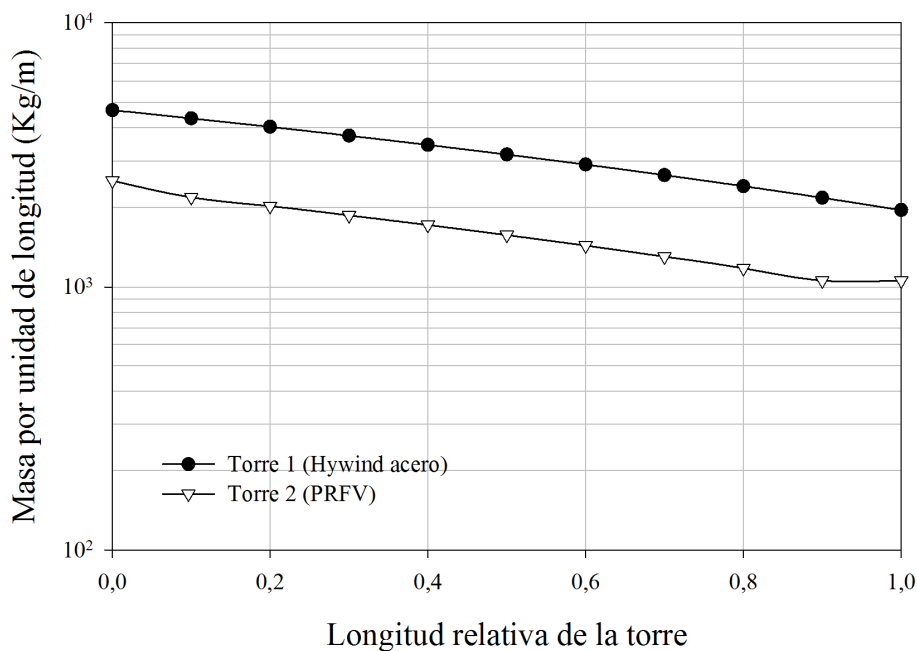


Figura 3.19: Distribución de masa por unidad de longitud para las torres propuestas en la optimización con *FASTLognoter*.

Para estimar el comportamiento de las palas y la torre es necesario determinar los datos previos al cálculo, relacionados con los diferentes componentes del aerogenerador, a través de los pre-procesadores añadidos a la herramienta *FASTLognoter*: *TowerProp*, *BladeProp*, *BModes* y *AirFoil*. En primer lugar, resulta necesario definir las propiedades mecánicas de torre y palas. Para ello se ha usado *TowerProp* y *BladeProp* respectivamente. Una vez definidas estas propiedades, se requiere un análisis modal de todas las tipologías analizadas, para estimar el comportamiento a flexión de torre y palas. Mediante la GUI se han determinado los modos de deformación acoplados de torre y pala. En la Figura 3.21, se presentan los dos primeros modos de deformación de las 17 tipologías de torre generadas y cuyo material de fabricación se ha propuesto en PRFV.

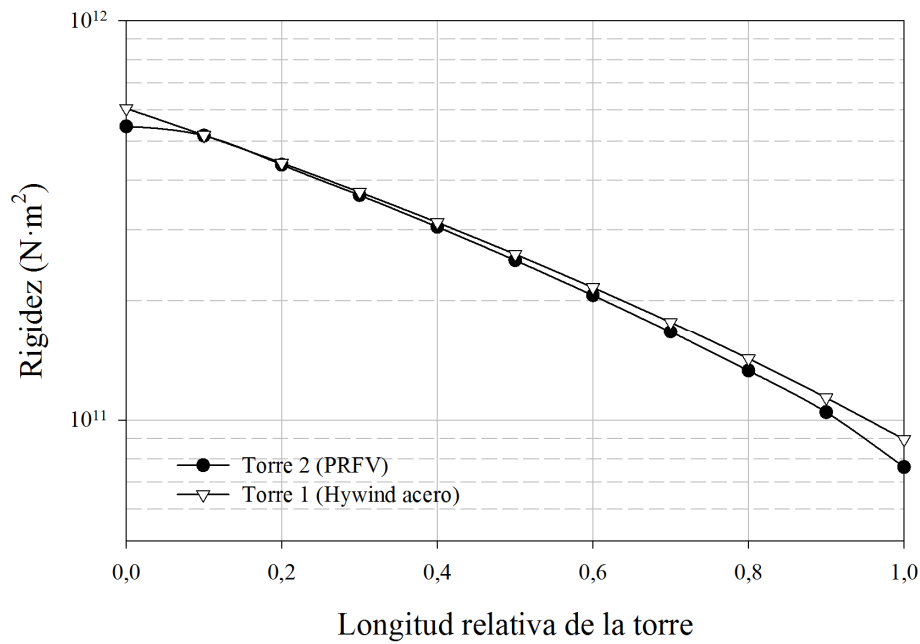


Figura 3.20: Distribución de rigidez por unidad de longitud para las torres propuestas en la optimización con *FASTLognoter*.

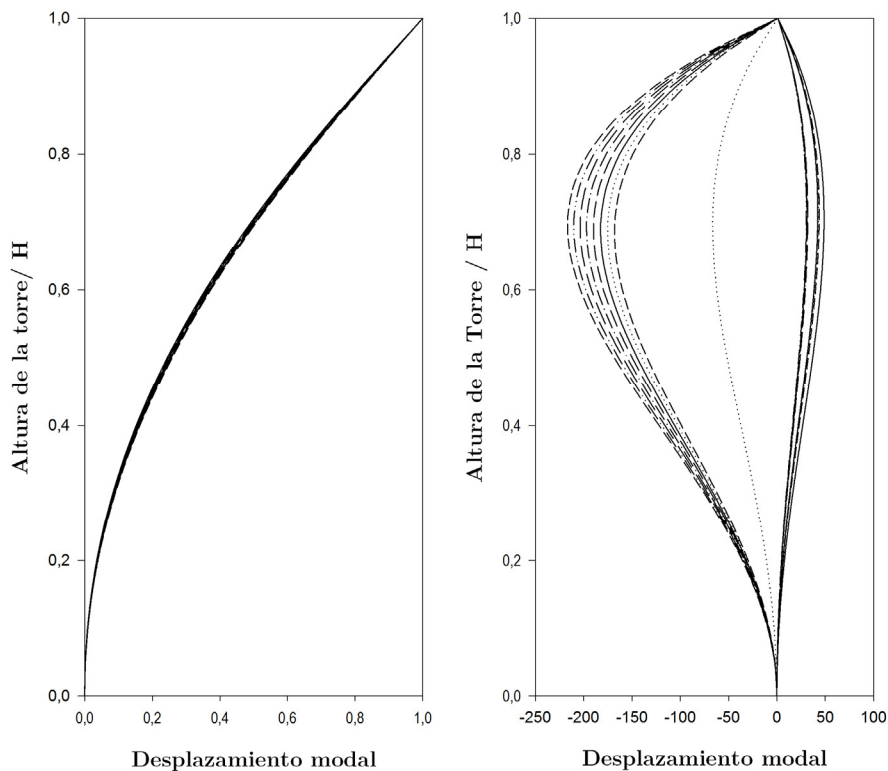


Figura 3.21: A la izquierda, el primer modo de deformación y a la derecha, el segundo modo de deformación acoplados obtenidos con *BModes* para las torres generadas en la optimización con *FASTLognoter*.

Para cada caso analizado, es preciso establecer una nueva entrada a la base de datos SQLite disponible en *FASTLognoter*, de manera que todos los casos que se estudien queden almacenados. Posteriormente, cuando todos los objetos de cálculo han sido preparados se

lleva a cabo el análisis y cálculo de todos los casos seleccionados de la base de datos, mediante la opción de cálculo paramétrico. Es necesario indicar que el intervalo temporal empleado en el análisis y el tiempo de simulación se ha seleccionado siguiendo las directrices dadas por el procedimiento IEC 61400-1 (2005) en la operación normal de aerogeneradores. El incremento de tiempo se ha establecido como

$$dt = \frac{d\Theta}{\omega}, \quad (3.3)$$

siendo $d\Theta$ el paso azimutal y ω la velocidad de rotación.

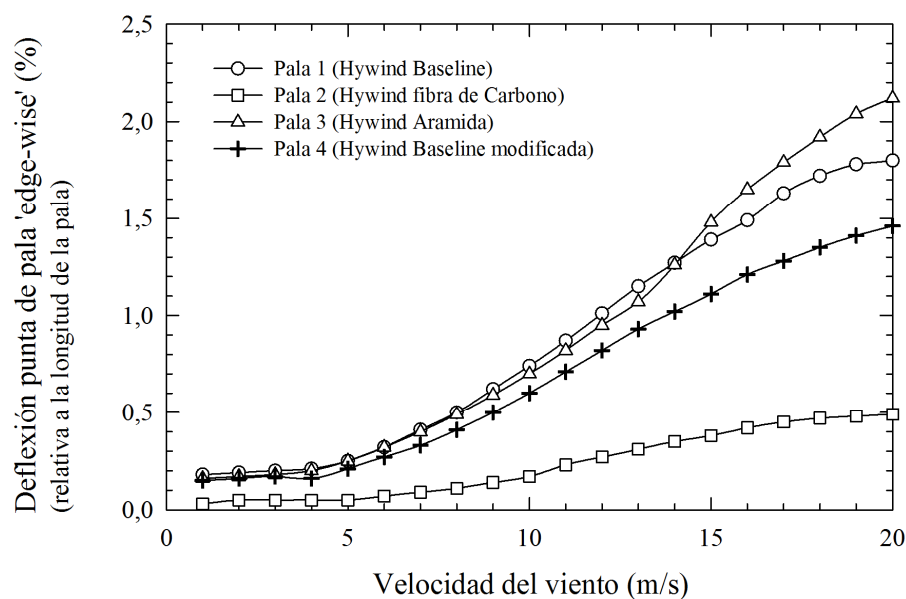


Figura 3.22: Resultados obtenidos con *FASTLognoter* de la deflexión en sentido del borde de ataque en función de la velocidad del viento para las palas analizadas.

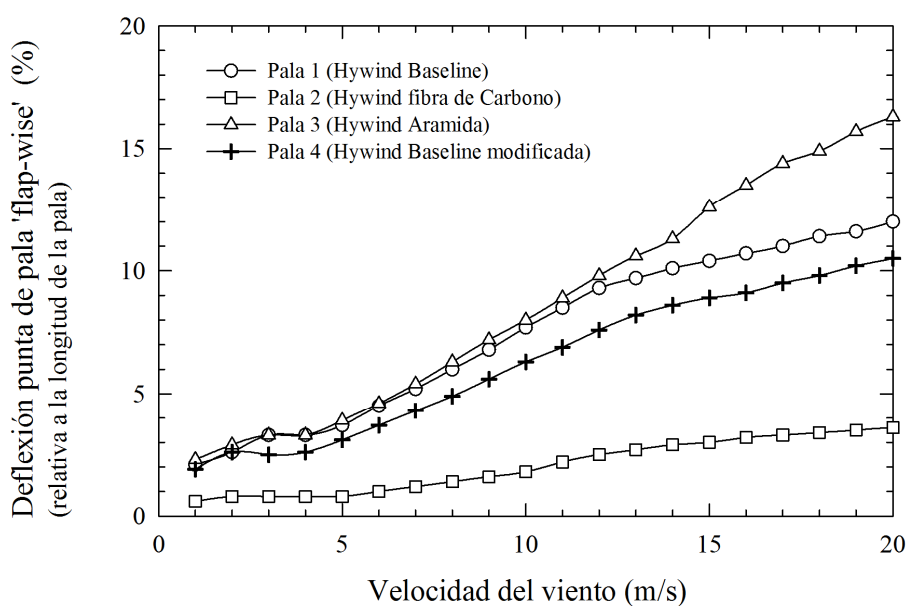


Figura 3.23: Resultados obtenidos con *FASTLognoter* de la deflexión en sentido del *flap* en función de la velocidad del viento para las palas analizadas.

Los resultados presentados corresponden al último minuto de simulación en cada caso. Se observa en las Figuras 3.22 y 3.23 la evolución de la deflexión de la pala con la velocidad del viento. Resulta clara la influencia de la rigidez sobre el comportamiento mecánico de las palas del aerogenerador. Se aprecia además una reducción de las deflexiones con el incremento de espesor, como era de esperar.

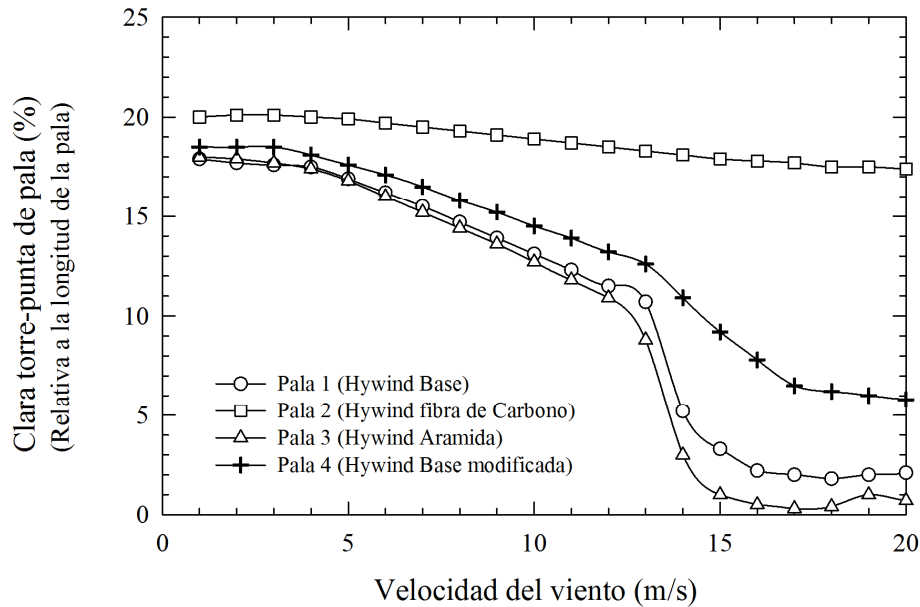


Figura 3.24: Resultados obtenidos con *FASTLognoter* para el huelgo torre-pala en función de la velocidad del viento para las palas analizadas.

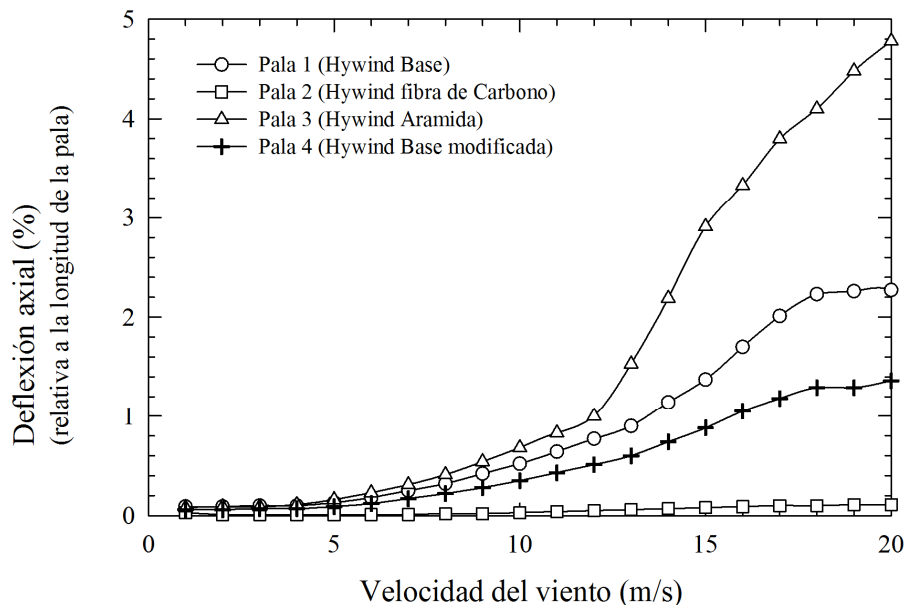


Figura 3.25: Resultados obtenidos con *FASTLognoter* de la deflexión axial en función de la velocidad del viento para las palas analizadas.

La mejor relación entre el peso y el comportamiento mecánico viene dada por la pala de fibra de carbono. De hecho, la pala de Tipo 2 consigue un mejor comportamiento que la original basada en el aerogenerador NREL 5-MW (pala Tipo 1), alcanzando así los objetivos

buscados en el caso de la pala, es decir, una reducción de la masa acompañada de una reducción en las deflexiones del extremo de la misma y mejorando las propiedades mecánicas. Además, la pala de fibra de carbono aporta una reducción de masa del 23,5%.

En cuanto a la torre, el empleo de PRFV proporciona una reducción en el peso en torno al 45,2 %, manteniendo el mismo comportamiento en cuanto a desplazamientos, velocidades y aceleraciones en el extremo de la misma y considerando además un factor de seguridad de 1,5 en cuanto a la masa de la torre. En las Figuras 3.19 y 3.20 se aprecian claramente la reducción en peso mientras las propiedades de rigidez de la torre se mantienen. Esto resulta especialmente importante, pues unas excesivas aceleraciones pueden dañar los sistemas integrados dentro de la góndola del aerogenerador. Sin embargo, el uso o no de este material, dependerá de otros condicionantes de diseño como el precio, el transporte, la construcción y otros aspectos que no se tienen en cuenta en este análisis.

Tabla 3.2: Comparación de los resultados obtenidos tras el proceso de cálculo con *FASTLognoter*.

	Aerogenerador NREL 5-MW	Propuesta de aerogenerador
Palas	53.220,3	35.391,5
Torre	347.460,0	156.888,3
Góndola	240.000,0	240.000,0
Núcleo	56.780,0	56.780,0
Total	697.460,3	489.059,8

Finalmente, como resultado de la aplicación de *FASTLognoter* al aerogenerador NREL 5-MW, se obtiene una reducción en el peso total de la estructura estimado en aproximadamente un 29,9 %, logrando el objetivo previsto. Esto puede observarse claramente en la Tabla 3.2. Téngase en cuenta que esta reducción de peso de la parte alta de la estructura da como resultado una disminución de la posición del centro de gravedad del conjunto con el consecuente aumento del brazo adrizante y por tanto la obtención de mayor estabilidad del sistema. Además, el hecho de reducir el peso de la estructura tiene otras consecuencias como unas mejores condiciones en el transporte de la turbina a igualdad de volumen transportado.

3.5 Conclusiones parciales

Se puede concluir que la GUI *FASTLognoter* permite un estudio pormenorizado y ofrece una solución eficaz para la optimización de aerogeneradores tanto terrestres como marinos, proveyendo de una interfaz de usuario eficiente para el manejo de *FAST/AeroDyn/HydroDyn*. Además del desarrollo de la GUI, una de las contribuciones de la presente tesis es la incorporación al sistema de pre-procesadores adicionales que ayudan

al usuario a realizar un mejor análisis de aerogeneradores, haciendo de *FASTLognoter* una herramienta más eficiente y competitiva. Se han añadido además características adicionales como representación gráfica de los resultados, exportación, cálculo paramétrico, etc. Esta interfaz de cálculo permite a los ingenieros noveles en el ámbito del estudio aeroelástico comenzar su carrera en el diseño específico de aerogeneradores offshore.

Otro aporte de esta tesis se ha presentado a través de un ejemplo práctico de las herramientas, mediante la optimización y el análisis de un aerogenerador marino basado en la plataforma NREL 5–MW. Se aprecia en el cálculo presentado cómo es posible actuar sobre las características de un aerogenerador marino, mejorando su comportamiento y reduciendo la masa en aproximadamente el 30%.

Las nuevas capacidades, interfaz, pre–procesadores y herramientas adicionales que se han desarrollado e implementado hacen de *FAST* una herramienta poderosa, perfectamente integrada. Sin embargo, es preciso avanzar más en la mejora de estas herramientas, incorporando nueva formulación y actuando en nuevas áreas aún poco maduras, relacionadas con determinados fenómenos que intervienen en un sistema aerogenerador flotante marino.

El resultado de esta parte se ha expuesto en diversas comunicaciones a congresos, entre las que destaca la presentada en el Congreso Nacional de Ingeniería Naval e Industria Marítima, celebrado en Octubre de 2011, en Cádiz, titulada “*FASTLognoter: Integración de herramientas para el cálculo de aerogenerador offshore*” y el artículo publicado en la revista *Renewable Energy*, titulado “*Tool development based on FAST for performing design optimization of offshore wind turbines: FASTLognoter*”.

4

Herramienta para el análisis del comportamiento en la mar. MorisonForm

En este capítulo se expone el desarrollo de una GUI para el estudio del comportamiento en la mar de plataformas flotantes, a la que se ha denominado *MorisonForm*. Se trata de una interfaz que permite obtener la función de transferencia de estructuras en alta mar y analizar la respuesta dinámica de forma lineal en el dominio de la frecuencia. Se explican en primer lugar los principios teóricos básicos empleados en el desarrollo del código. Posteriormente, se presenta la herramienta, mostrando todas las capacidades de la misma así como su acoplamiento con la interfaz de cálculo aeroelástico *FASTLognoter*. Finalmente, se lleva a cabo un análisis sobre dos tipologías de estructuras marinas flotantes en alta mar, usadas habitualmente como plataformas de soporte en aerogeneradores marinos.

4.1 Introducción

Se ha expuesto en el Capítulo 1 que resulta preciso avanzar en la determinación del comportamiento de los aerogeneradores, pues estas estructuras presentan una respuesta compleja, debido a la variedad de sollicitaciones a la que se ven sometidas durante su servicio, tales como oleaje, viento, impacto de icebergs, interacción con el fondo oceánico, corrientes y mareas, etc. Todo ello hace necesario el desarrollo de herramientas que permitan el acoplamiento de las diferentes sollicitaciones que intervienen en el problema de estudio.

La herramienta *MorisonForm*, que se presenta en este capítulo, permitirá obtener la respuesta dinámica, en el dominio de la frecuencia, de estructuras marinas sometidas a la acción del oleaje marino y de forma más concreta en plataformas de soporte empleadas por las diferentes tipologías de aerogeneradores marinos. La integración de la herramienta *FASTLognoter* (Capítulo 3) con *MorisonForm* da como resultado un conjunto útil que permite llevar a cabo un análisis linealizado y acoplado en este tipo de sistemas, de una manera sencilla. Además, una ventaja relevante de estas herramientas, que ya se ha comentado y que posteriormente se volverá a tratar, es la posibilidad de analizar numerosos casos de forma iterativa, lo que permite estudiar diversas alternativas de diseño. Se muestra posteriormente cómo llevar a cabo el proceso de análisis del comportamiento del conjunto aerogenerador–plataforma en el dominio de la frecuencia, mediante el uso de ambas herramientas.

En lo que sigue en este capítulo se presenta en primer lugar la interacción fluido–estructura. Se hace a continuación un repaso del análisis lineal de los movimientos de un artefacto flotante sometido a oleaje regular. Se sigue posteriormente con una descripción de la interfaz de cálculo para finalizar con el desarrollo de unos ejemplos prácticos.

4.2 Interacción oleaje–estructura

El problema de la interacción oleaje–estructura es de gran complejidad y resulta por ello común que se realicen idealizaciones y simplificaciones en las que las expresiones se ajustan con los valores de coeficientes determinados obtenidos de experimentación, permitiendo llevar a cabo un estudio con un cierto grado de certidumbre (Sarpkaya, 2010; Korobkin, Parau y Vanden–Broeck, 2011). En este campo aparecen las ecuaciones de Morison, con el objetivo de tener una predicción de la interacción del oleaje sobre cuerpos con geometría esbelta (Morison et al., 1950), permitiendo estimar las fuerzas originadas por el fluido pero con una serie de limitaciones en su aplicación. Estas ecuaciones cobran especial relevancia en la ingeniería marina.

En el estudio de la interacción oleaje–estructura resulta frecuente que la integridad de la

misma se verifique para ciclos de vida elevados, en los que el fallo ocurre por fatiga o para ciclos cortos en los que se revisa la integridad para la máxima carga que podría actuar sobre el sistema. En estas metodologías se pueden usar las ecuaciones de Morison para aproximar la fuerza instantánea sobre estructuras marinas sobre cada sección del elemento, de una forma sencilla. Sin embargo, existen técnicas más sofisticadas (por ejemplo, CFD combinado con métodos MEF o de Paneles) que permiten obtener una mayor y mejor predicción del comportamiento hidroelástico de las estructuras. Una revisión en la temática considerada se puede encontrar en trabajos como el realizado por Korobkin, Parau y Vanden-Broeck (2011). Otros autores demuestran que la experimentación en el análisis de estructuras, no solo resulta deseable sino que se hace necesaria en la mayoría de los casos para obtener una aproximación al comportamiento hidroelástico real de la estructura (Brannon, Loftin y Whitfield, 1974). También puede ser frecuente el uso de análisis estocástico para estimar la respuesta dinámica de una estructura (metodología que se ha adoptado para la herramienta que se presenta en este capítulo), empleando en el estudio funciones de transferencia del sistema linealizado, todo ello en el dominio de la frecuencia (Wilson, 2002; Chakrabarti, 2005; Chakrabarti, 2006). Numerosos autores han dedicado gran parte de su tiempo al estudio de la hidroelasticidad (Newman, 1962; Molin, 2002; Sarpkaya, 2010), con revisiones e investigaciones sobre la incertidumbre en la predicción de las cargas generadas por el oleaje y su interacción con cuerpos sumergidos en el mar.

4.2.1 Las ecuaciones de Morison. Cuestiones previas

Resulta habitual que la evaluación de las fuerzas originadas por oleaje sobre grandes estructuras marinas se efectúe a través de la solución de la teoría potencial, llegando de esta manera a la obtención de una serie de ecuaciones lineales que permiten obtener, de forma más o menos sencilla, las fuerzas experimentadas por dichos cuerpos. Estas expresiones para estimar las solicitaciones originadas por el paso del flujo se aplican en muchas ocasiones a pesar de que el flujo origina turbulencias y otros fenómenos de difícil análisis matemático, ya que estas contienen términos que solo pueden obtenerse de resultados experimentales obtenidos en canales de experiencias hidrodinámicas. Si estas consideraciones se aplican de igual manera a elementos pequeños comparados con la longitud de ola incidente sobre ellos, se llega a la aproximación que fue realizada por Morison en los años 50 del siglo XX (Morison, et al., 1950).

La idea básica de esta ecuación es que las fuerzas originadas por oleaje sobre elementos puedan ser divididas en dos términos. El primero de ellos es proporcional a la aceleración del fluido, mientras que el segundo es proporcional al cuadrado de la velocidad. Como se ha comentado, estas fuerzas se ajustan en función de unos coeficientes empíricos, que dependen fundamentalmente de la rugosidad y de la geometría de los elementos que componen dicho cuerpo sometido al oleaje. Los términos de masas e inercia de estas fuerzas lineales son

idénticos a los obtenidos con la teoría potencial, mientras que los términos relacionados con la viscosidad se incorporan junto con el término cuadrático.

Las fuerzas linealizadas a través de las ecuaciones de Morison tienen una importancia particular en la evaluación de las fuerzas hidrodinámicas, sobre todo en estructuras de tipo *jacket* o *spar*, que están formadas por la unión de elementos tubulares o estructuras que cumplan con las condiciones de aplicación de dichas ecuaciones.

Las solicitaciones a las cuales está sometido un elemento esbelto pueden descomponerse fundamentalmente en tres componentes (Gran, 1992),

$$F = F_D + F_M + F_L. \quad (4.1)$$

Estas fuerzas son:

1.- *Fuerzas de arrastre* (F_D). Generadas por la componente normal de la velocidad del flujo. Estas fuerzas son proporcionales al cuadrado de la velocidad y la magnitud de la misma está dada por el denominado coeficiente de arrastre C_D (que depende de la geometría del elemento esbelto), que se define como

$$C_D = \frac{F_D}{1/2 \rho U^2 A}, \quad (4.2)$$

siendo U la velocidad media del flujo, ρ la densidad del fluido y A el área proyectada en la dirección de la corriente.

2.- *Fuerzas de inercia* (F_M). Generadas por la componente normal a la aceleración del flujo, siendo directamente proporcionales a esta aceleración. Pueden formularse en función del denominado coeficiente de inercia, que depende a su vez de la masa añadida del elemento,

$$C_M = \frac{F_M}{1/2 \rho a V}, \quad (4.3)$$

siendo a la aceleración del flujo y V el volumen del elemento.

3.- *Fuerzas de sustentación* (F_L). Orientadas normales al vector velocidad y al eje principal del elemento esbelto. Estas fuerzas son proporcionales al cuadrado de la velocidad y pueden especificarse a través del coeficiente de sustentación dado por,

$$C_L = \frac{F_L}{1/2 \rho U^2 A_p}, \quad (4.4)$$

siendo A_p la superficie característica. Si los miembros de la estructura offshore son en su mayoría esbeltos (hecho que ocurre normalmente), esta componente de las solicitaciones no se considera, pues su valor resulta despreciable en comparación con los anteriores.

En general las solicitaciones originadas por un flujo viscoso son dependientes del número de Reynolds (Re), del número de Keulegan-Carpenter (KC) y de la relación entre ambos.

Estos coeficientes de arrastre y de inercia que se obtienen habitualmente a través de la experimentación también dependen de estos números adimensionales, además de la rugosidad característica del elemento sobre el cual se integran las fuerzas (Keulegan y Carpenter, 1958; Hoerner, 1965; Faltinsen, 1990).

4.2.2 Forma habitual de las ecuaciones linealizadas de Morison

Cuando se lleva a cabo la linealización de las fuerzas generadas por la excitación de oleaje regular sinusoidal sobre una estructura esbelta cilíndrica, estas solicitaciones y momentos generados se pueden dividir en dos componentes. Por una parte las fuerzas debidas al campo de presiones sobre la estructura, denominadas de Froude–Krilov, junto con la componente de difracción, debida a la alteración de este campo de presiones por la propia presencia de la estructura, que en el caso de cuerpos esbeltos se puede tener en cuenta a través de la masa añadida. Por otra parte, la componente de las fuerzas y momentos generados por los efectos viscosos del fluido sobre la estructura, es decir, la cantidad de energía que consume la estructura y que es utilizada en compensar la resistencia al movimiento que se opone debida al rozamiento con las partículas del fluido y que tiene influencia sobre el término inercial.

En este sentido, si se considera un fluido con un campo de velocidades $U(x, y, z, t)$ oscilatorio en una de las direcciones, por ejemplo la dirección x , la variación de cantidad de movimiento experimentada por el flujo, que es considerado irrotacional, en una unidad de volumen de acuerdo a las leyes de Newton, la fuerza F actuante en el fluido es (Gran, 1992),

$$F = \frac{D(\rho U)}{Dt} = \frac{\rho \partial U}{\partial t} + \nabla \frac{1}{2} \rho U^2. \quad (4.5)$$

Esta fuerza corresponde a la de un cuerpo libre de pequeño tamaño y con una densidad similar a la del agua. Aunque dicho cuerpo tuviese ciertas restricciones es de esperar que dicha ecuación preserve su forma. Aun así, como se ha expuesto, se disponen de multiplicadores numéricos que permiten ajustar los términos de dichas fuerzas. Estos multiplicadores son los denominados coeficientes de arrastre C_D y de inercia C_M que permiten ajustar los valores de la fuerza.

Si este cuerpo tiene una longitud L , la expresión (4.5) llega a ser (Gran, 1992)

$$F = C_M \rho V \frac{\partial U}{\partial t} + \frac{1}{2} C_D \rho \frac{V}{L} U^2, \quad (4.6)$$

donde V es el volumen del cuerpo y coeficiente de inercia se puede expresar como $C_M = 1 + C_A$ donde C_A es el coeficiente de masa añadida. Se observa que el primer término engloba las fuerzas del campo de presiones y las inercias de las masas añadidas asociadas al elemento, mientras que el segundo término contiene las fuerzas netas debidas al gradiente de presión, que está relacionado con las fuerzas viscosas de arrastre, siendo proporcional al cuadrado de la velocidad. Esta expresión anterior se aproxima en gran medida a las

denominadas ecuaciones de Morison.

Puesto que esta teoría está basada en la consideración de flujo potencial, solo es válida para cilindros que penetran en la superficie libre y cuando la longitud relativa de la ola λ , es lo suficientemente grande en comparación con el diámetro relativo D , del elemento esbelto ($\lambda > 5D$).

Por tanto, la fuerza total linealizada por unidad de longitud ejercida por olas de superficie senoidales sobre elementos esbeltos, que se conoce comúnmente como las ecuaciones de Morison (Morison et al., 1950) se puede expresar como

$$\vec{F} = \frac{1}{2} C_D \rho D (\vec{l} \times \vec{U} \times \vec{l}) |\vec{l} \times \vec{U} \times \vec{l}| + C_M \rho S (\vec{l} \times \vec{a} \times \vec{l}), \quad (4.7)$$

donde \vec{U} es el vector columna de velocidad del fluido, \vec{a} es el vector columna de aceleración del fluido y \vec{l} es el vector columna de cosenos directores que definen la posición del elemento dentro del sistema de referencia global.

En la determinación de las características cinemáticas y cinéticas del oleaje, se utiliza en la mayoría de los casos la formulación básica, que considera que el agua es un fluido incompresible y sin viscosidad, con flujo irrotacional¹ (Faltinsen, 1990; Wilson, 2002). Es posible emplear el potencial de velocidades ϕ para describir la velocidad de una partícula de un campo fluido $U(x, y, z, t)$, en un tiempo t , en un sistema de coordenadas cartesiano como,

$$\vec{U} = \nabla \phi. \quad (4.8)$$

Por otro lado, se ha mencionado que además, el agua se considera como incompresible, de modo que la ecuación de continuidad en régimen estacionario proporciona que

$$\nabla \vec{U} = 0. \quad (4.9)$$

Estas suposiciones llevan a que un fluido incompresible, irrotacional y sin viscosidad satisface la denominada ecuación de Laplace

$$\nabla \vec{U} = \nabla^2 \phi = \Delta \phi = \frac{\partial^2 \phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \phi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \phi}{\partial z^2} = 0. \quad (4.10)$$

Se abordan a continuación unas consideraciones de contorno adecuadas, puesto que la estructura del aerogenerador estará inmersa en el fluido (agua) y resulta necesario imponer en primer lugar una condición cinemática en la superficie del cuerpo, en este caso, la componente normal del potencial de velocidades será cero,

$$\frac{\partial \phi}{\partial n} = 0. \quad (4.11)$$

¹ Un flujo es irrotacional cuando se cumple que el vector vorticidad en cualquier punto del campo fluido es cero; es decir,

$$\vec{\omega} = \nabla \times \vec{U} = 0.$$

El significado más obvio de la condición de contorno anterior, es que la estructura es impermeable. Además, cualquier cuerpo con una velocidad \vec{U} , inmerso en un fluido incompresible cumple la siguiente relación,

$$\frac{\partial\phi}{\partial n} = U \cdot n = 0. \quad (4.12)$$

Además, puesto que el aerogenerador flotante se encuentra en la interfase aire-agua, es necesario formular las condiciones cinemáticas y las dinámicas del movimiento para la interfase, es decir, la superficie libre del agua. En el estudio de las interacciones del oleaje lineal con estructuras flotantes es normal linealizar las expresiones que se derivan de la formulación clásica, pues no son lineales. Así, es frecuente suponer que el cuerpo no tiene velocidad de avance dentro del fluido en el cual se encuentra inmerso. En el caso de un aerogenerador marino esta hipótesis resulta totalmente válida. Además, la velocidad de la corriente se supone también nula. Por otro lado, se asume que el potencial de velocidades es proporcional a la amplitud de ola. Esta suposición se considera válida siempre y cuando dicha amplitud de onda sea relativamente pequeña en comparación con la longitud de la misma y las dimensiones del cuerpo en estudio. El resultado de estas simplificaciones son dos condiciones de contorno, una cinemática y otra dinámica que simplifican sustancialmente el problema de la superficie libre,

$$\frac{\partial\xi}{\partial t} - \frac{\partial\phi}{\partial z} = 0, \text{ para } z = 0 \text{ (condición cinemática),} \quad (4.13)$$

$$g\xi - \frac{\partial\phi}{\partial t} = 0, \text{ para } z = 0 \text{ (condición dinámica),} \quad (4.14)$$

donde ξ es la elevación del oleaje sobre el nivel de referencia, en este caso, $z = 0$, que indica la superficie libre del agua, t el tiempo y g la aceleración de la gravedad.

La solución para el potencial de velocidades bidimensional de acuerdo con la teoría lineal puede obtenerse de manera analítica, empleando el método de separación de variables sobre la ecuación de Laplace. El potencial de velocidades $\phi(x, z, t)$ en este caso, es supuesto como el producto de tres funciones independientes (Gran, 1992),

$$\phi = X(x)Z(z)T(t), \quad (4.15)$$

donde la función $T(t)$ es una función periódica de tipo trigonométrica.

Así, se llega a una ecuación del tipo

$$\frac{1}{X(x)} \frac{d^2 X(x)}{dx^2} + \frac{1}{Z(x)} \frac{d^2 Z(z)}{dz^2} = -c^2, \quad (4.16)$$

donde c^2 es una constante.

La ecuación anterior puede descomponerse en un sistema de ecuaciones para llegar a una solución de la forma

$$\phi = (A \cos(kx) + B \sin(kx))(C e^{kz} + D e^{-kz})(E \sin(\omega t) + F \cos(\omega t)), \quad (4.17)$$

donde k es el número de onda, ω es la frecuencia angular y A , B , C , D , E y F son constantes de las ecuaciones a determinar considerando las condiciones de contorno.

Aplicando las condiciones de contorno adecuadas y consideraciones pertinentes, el potencial de velocidades expresado de acuerdo con la teoría lineal resulta

$$\phi = \frac{g\xi}{\omega} \frac{\cosh[k(z+h)]}{\cosh(kh)} \cos(\omega t - kx + \delta), \quad (4.18)$$

donde h es la distancia desde la superficie libre del fluido hasta el fondo oceánico, z es la profundidad considerada, x es la dirección de propagación del oleaje y δ el desfase de onda. Téngase en cuenta que la formulación de oleaje regular, asume además, que el potencial de velocidades es cero en el fondo oceánico, es decir, $z = -h$ tomando z positiva hacia arriba, con origen en la superficie libre del agua.

4.2.3 Coeficientes de transferencia

Resulta evidente que se da un grado de incertidumbre en la aplicación de estas expresiones. Habitualmente, el uso de las ecuaciones de Morison lleva a una sobrestimación de los valores de fuerza inducida sobre la estructura marina. De manera general, puede decirse que la naturaleza de estas ecuaciones comporta una pérdida de precisión debido a la dificultad de la estimación de la cinemática del mar, sobre todo en mares aleatorios o irregulares.

Durante mucho tiempo, estos coeficientes han sido estudiados extensamente por numerosos autores (Rance, 1969; Sarpkaya, 1977; Sarpkaya, 1978; Sarpkaya, 2010), sobre todo en caso de flujo oscilatorio sinusoidal, con pequeñas amplitudes, determinando su relación con diferentes números adimensionales, tales como el número de Reynolds o el número de Keulegan-Carpenter (Keulegan y Carpenter, 1958), que se define como

$$KC = \frac{UT}{D} \quad (4.19)$$

donde U es la velocidad media del fluido, T es el periodo de oscilación del flujo y D es la longitud característica del elemento sobre el que incide el flujo.

La mayor parte de los estudios realizados se centran en cilindros, combinando los estudios teóricos con la experimentación, parámetro clave para una correcta determinación de los valores de los coeficientes.

Resulta posible tener una orientación de qué tipo de fuerzas provocadas por un fluido predominan sobre una estructura sin más que conocer los valores del número de Keulegan-Carpenter, así (Keulegan y Carpenter, 1958):

- Si KC es menor de 10 aproximadamente, las fuerzas de inercia predominan.

- Si KC es mayor de 15 aproximadamente, las fuerzas de inercias son importantes.
- Si KC es menor de 5 las fuerzas sustentación son importantes.

Sin embargo, sin la experimentación no es posible obtener unos valores adecuados de dichos coeficientes. Autores como Faltinsen (1990) o Sarpkaya (2010) dedican un gran esfuerzo a la descripción de los valores de estos coeficientes obtenidos en la experimentación.

Las relaciones entre los diferentes coeficientes hidrodinámicos han sido representadas intensamente en numerosos trabajos relacionados con el estudio de flujos alrededor de estructuras marinas. Todas estas relaciones entre coeficientes y números adimensionales permiten aplicarlos de forma adecuada en las ecuaciones analíticas. Algunos de estos intentos se recogen en la literatura a través de diferentes métodos (Sarpkaya, 2010).

Debido a la dificultad en la determinación de las sollicitaciones en estructuras oceánicas, por los efectos de viscosidad, se asume en la mayoría de los casos que los coeficientes de arrastre son constantes en el tiempo, aunque en los numerosos trabajos de la literatura se demuestra que los coeficientes de arrastre en cuerpos con movimiento oscilatorio cambian con la amplitud y la frecuencia, con lo que en el caso de un flotador también lo harán.

A pesar de esto, en el estudio de estructuras marinas son las Sociedades de Clasificación las que establecen valores estandarizados de estos coeficientes, aplicando diferentes correcciones en función de las condiciones consideradas. Es conveniente indicar que algunas de estas consideraciones se han incluido en la herramienta que posteriormente se va a presentar, el código *MorisonForm*. Estas consideraciones permiten un cálculo estimativo más preciso de las fuerzas sobre las estructuras marinas compuestas por elementos esbeltos.

4.3 Análisis lineal de los movimientos de artefactos flotantes frente a oleaje regular

El comportamiento dinámico lineal en el dominio de la frecuencia puede ser útil para conocer la importancia de los movimientos de flotadores frente a determinadas acciones de oleaje, tanto en mares regulares, es decir, mares cuyo oleaje en superficie libre puede ser asimilado mediante una función sinusoidal, como en mares irregulares. En el análisis en el dominio de la frecuencia frente a mares regulares se supone que la longitud de ola es lo suficientemente grande y se considera que el amortiguamiento hidrodinámico es lineal. Este tipo de análisis facilita una estimación rápida aunque no precisa de los movimientos de un flotador (Withee, 2004).

Aunque la dinámica de un aerogenerador flotante incluye numerosas no linealidades, la complejidad de su estudio lleva en la práctica a que se realice mayoritariamente en el dominio de la frecuencia. Puede decirse que el análisis lineal en el dominio de la frecuencia permite

conocer a priori cómo se va a comportar la estructura de manera general y conocer los modos propios de resonancia de la estructura del flotador. Este análisis se realiza a través de funciones de transferencia (en inglés, *Response Amplitud Operator*, RAO), concepto que está ampliamente tratado en la literatura. Una función RAO se puede definir como aquella función lineal que relaciona la respuesta de un sistema cualquiera (en este caso, un objeto flotante) frente a la acción de una excitación (en este caso, el oleaje regular), en función de la frecuencia para cada uno de los modos de desplazamiento y rotación del sistema.

Suponiendo la hipótesis de que la interacción entre oleaje y flotador es de tipo sinusoidal y que la longitud de ola es grande, es posible aplicar un análisis hidrodinámico lineal que permita resolver la dinámica del conjunto de una forma sencilla (Withee, 2004). Kim y Selavounos (2001) propusieron un procedimiento para llevar a cabo el análisis lineal de la estructura en el dominio de la frecuencia, estableciendo la elevación de ola $\xi(t)$ como

$$\xi(t) = \Re\{A e^{-ik(x\cos\beta+y\sin\beta)} e^{i\omega t}\}, \quad (4.20)$$

donde A es la amplitud de oleaje y \Re denota la parte real del número complejo.

Por otra parte, también es posible expresar los seis grados de libertad de la plataforma η_j y las fuerzas de excitación del oleaje f_j de forma compleja como (Withee, 2004),

$$\eta_j = \Re\{A \Xi_j e^{-i\omega t}\}, \quad (4.21)$$

$$f_j = \Re\{F_j e^{-i\omega t}\}, \quad (4.22)$$

siendo F_j la amplitud compleja de las fuerzas y momentos experimentadas por el cuerpo (Newman, 1962; Faltinsen, 1990; Withee, 2004; Tracy, 2007) y Ξ_j el vector columna que contiene la respuesta de la plataforma frente a la excitación de oleaje

La forma típica de la respuesta linealizada de una estructura flotante considerada como un sólido rígido y particularizando a un aerogenerador flotante, con seis grados de libertad, sometido a oleaje regular sinusoidal puede ser escrita en el dominio de la frecuencia como

$$\begin{aligned} \sum_{k=1}^6 [(\mathbf{M}_{jk} + \mathbf{MT}_{jk} + \mathbf{MA}_{jk}(\omega)) \ddot{\eta}_j + (\mathbf{B}_{jk}(\omega) + \mathbf{BT}_{jk}) \dot{\eta}_j + (\mathbf{C}_{jk} + \mathbf{CT}_{jk} + \mathbf{CF}_{jk}) \eta_j] = \\ = F_j e^{-i\omega t}, \text{ desde } j = 1, \dots, 6, \end{aligned} \quad (4.23)$$

donde \mathbf{M}_{kj} , \mathbf{MT}_{kj} , $\mathbf{MA}_{kj}(\omega)$, $\mathbf{B}_{kj}(\omega)$, \mathbf{BT}_{kj} , \mathbf{C}_{kj} , \mathbf{CT}_{kj} y \mathbf{CF}_{kj} , se corresponden respectivamente con las matrices de masa de la plataforma, de masas del aerogenerador, de masas añadidas del sistema, las matrices de amortiguamiento de plataforma, de amortiguamiento de la turbina eólica y las matrices de restauración hidrostática de la plataforma, de recuperación del aerogenerador y matrices de restauración de los sistemas de fondeo, que habitualmente se disponen en plataformas flotantes. Todas las matrices anteriores tienen dimensión 6×6 . Es preciso remarcar que el amortiguamiento ocasionado por

el aerogenerador en la mayoría de los casos se desprecia por considerar que el empuje generado por el sistema aerogenerador se mantiene constante en el tiempo. Cabe indicar que se considera al conjunto aerogenerador/plataforma como un sólido rígido con respecto a sus movimientos en la mar, en sus seis grados de libertad.

En el caso de la matriz de masa generalizada de la plataforma flotante \mathbf{M}_{ij} , de forma genérica su formulación es la siguiente²:

$$\mathbf{M}_{ij} = \begin{pmatrix} m & 0 & 0 & 0 & mz_g & -my_g \\ 0 & m & 0 & -mz_g & 0 & mx_g \\ 0 & 0 & m & my_g & -mx_g & 0 \\ 0 & -mz_g & my_g & I_{xx} & I_{xy} & -I_{xz} \\ mz_g & 0 & -mx_g & I_{yx} & I_{yy} & I_{yz} \\ -my_g & mx_g & 0 & -I_{zx} & I_{zy} & I_{zz} \end{pmatrix}, \quad (4.24)$$

donde m es la masa de la plataforma; I_{xx} , I_{yy} y I_{zz} son las inercias de la estructura flotante respecto de cada uno de los ejes principales; I_{xy} , I_{xz} , I_{yx} , I_{yz} , I_{zx} , y I_{zy} son productos de inercia respectivamente y x_g , y_g y z_g son las coordenadas del centro de gravedad.

Los términos de masa añadida y amortiguamiento en cualquier dirección debida al movimiento armónico de sólido rígido del cuerpo pueden expresarse como

$$F_j = -A_{jk}\ddot{\eta}_j - B_{jk}\dot{\eta}_j, \quad (4.25)$$

donde A_{jk} y B_{jk} , son los coeficientes de las matrices de masa añadida y amortiguamiento hidrodinámico respectivamente y η_j es el desplazamiento del cuerpo en el grado de libertad considerado.

La matriz de restauración hidrostática de la plataforma puede formularse, siempre y cuando tenga simetría lateral como

$$\mathbf{C}_{ij} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \rho g A_{fl} & \rho g \iint_{A_{fl}} y \, dS & -\rho g \iint_{A_{fl}} x \, dS & 0 \\ 0 & 0 & \rho g \iint_{A_{fl}} y \, dS & \rho g V \, GM_T & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\rho g \iint_{A_{fl}} x \, dS & 0 & \rho g V \, GM_L & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}, \quad (4.26)$$

siendo A_{fl} el área de la flotación de la estructura flotante, V el volumen sumergido por la estructura, g la aceleración de la gravedad y GM_T y GM_L los radios metacéntricos transversal

² Siempre y cuando la plataforma sea axil-simétrica; es decir, simétrica con respecto al plano XZ y que tenga su centro de gravedad a una altura z_g respecto del plano base.

y longitudinal de la plataforma respectivamente. Esta matriz de restauración se origina por el cambio de la flotación y volúmenes sumergidos al moverse en cualquiera de sus grados de libertad.

El desarrollo matemático de las fuerzas de linealizadas sobre elementos esbeltos se presenta en el Anexo C, donde se describen las componentes vectoriales de dichas cargas aplicando la teoría lineal de oleaje considerando la distinción entre oleaje de profundidad limitada o gran profundidad.

La Ecuación (4.22) puede resolverse mediante la sustitución en el término de la izquierda por $\eta = \eta^* e^{-i\omega t}$ (Faltinsen, 1990), donde η^* son las amplitudes complejas de los movimientos. Esto lleva a un sistema de seis ecuaciones, algebraico y complejo, que puede ser resuelto por los métodos estándar empleados para tal fin. En línea con lo anterior, el sistema queda expresado como

$$\sum_{k=1}^6 [-\omega^2 \mathbf{M}_{jk}^{\text{total}}(\omega) + i\omega \mathbf{B}_{jk}^{\text{total}}(\omega) + \mathbf{C}_{jk}^{\text{total}}] \Xi = F_j(\omega), \quad (4.27)$$

Y por tanto,

$$\Xi_j = \sum_{k=1}^6 [-\omega^2 \mathbf{M}_{jk}^{\text{total}}(\omega) + i\omega \mathbf{B}_{jk}^{\text{total}}(\omega) + \mathbf{C}_{jk}^{\text{total}}]^{-1} F_j(\omega), \text{ para } j = 1, \dots, 6, \quad (4.28)$$

donde ω es la frecuencia de encuentro del oleaje incidente (oleaje regular), $\mathbf{M}_{ij}^{\text{total}}(\omega)$ es la matriz de masa total del sistema, $\mathbf{B}_{ij}^{\text{total}}(\omega)$ es la matriz de amortiguamiento total del sistema y $\mathbf{C}_{ij}^{\text{total}}$ es la matriz de restauración total del sistema.

El Operador de Respuesta en Amplitud (RAO), frente a la acción de un oleaje sinusoidal de amplitud unitaria, se puede expresar para los movimientos de translación como

$$\text{RAO}_j = \left| \frac{\Xi_j(\omega)}{\xi} \right|, \text{ para } j = 1, 2, 3, \quad (4.29)$$

mientras que la función de transferencia o RAO, para los movimientos de rotación es

$$\text{RAO}_j = \left| \frac{\Xi_j(\omega)}{\xi/L} \right|, \text{ para } j = 4, 5, 6, \quad (4.30)$$

donde el sufijo j denota el modo del movimiento, ξ es la amplitud de ola y L es la longitud característica del artefacto.

Conviene indicar que el análisis en el dominio de la frecuencia es necesario para buscar las frecuencias resonantes del conjunto flotador–aerogenerador, durante su operación. Si no se consideran fuerzas externas de excitación y la matriz de masa añadida del flotador se aproxima para una frecuencia nula, se pueden obtener los modos propios y frecuencias resonantes del aerogenerador marino flotante. Estas se pueden formular como

$$\omega_j = \sqrt{\frac{C_{jj}}{\mathbf{M}_{jj} + \mathbf{MA}_{jj}(0)}}, \quad (4.31)$$

donde $\mathbf{MA}_{jj}(0)$ indica la frecuencia límite para el modo j .

El conocimiento de las frecuencias propias del ayuda en el diseño de sistema frente a la acción de las solicitaciones del oleaje, evitando fenómenos de resonancia que pueden dar lugar a la ruptura de elementos de fondeo, daño de equipos situados en la parte alta del aerogenerador, altas aceleraciones o pérdida del sistema frente a la actuación del viento y el oleaje.

4.4 Interfaz de cálculo MorisonForm

Como ya se ha expuesto, el desarrollo de la GUI *MorisonForm* tiene como principal objetivo permitir un cálculo aproximado de la respuesta dinámica de estructuras flotantes marinas (que estén compuestas fundamentalmente por elementos esbeltos), en el dominio de la frecuencia, de manera que se ayude a verificar diferentes tipologías, de forma rápida y sencilla y se seleccione aquella estructura que posteriormente sea estudiada y optimizada con herramientas más potentes y de mayor precisión.

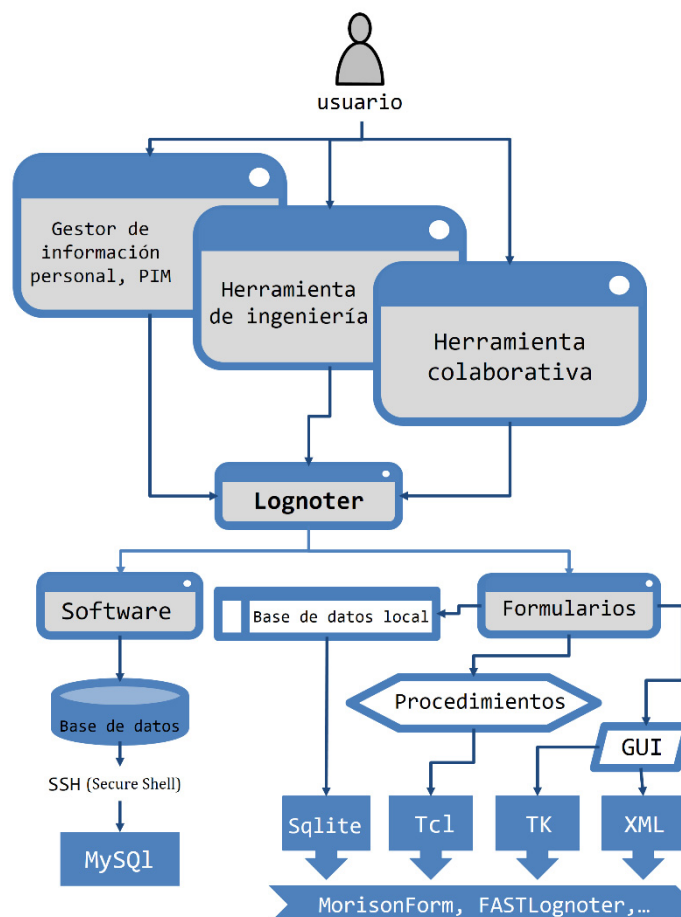


Figura 4.1: Esquema que muestra una aproximación general de la aplicación *Lognoter*.

MorisonForm se ha desarrollado usando *Lognoter* junto con programación en los lenguajes Tcl/Tk, XML y SQLite que anteriormente se han mencionado. La Figura 4.1 muestra una aproximación general a las capacidades del software *Lognoter*.

4.4.1 Características básicas de MorisonForm

La característica fundamental de este desarrollo es que permite estimar las curvas RAO empleando la formulación anteriormente presentada y estimando la cinemática de las olas mediante teoría lineal o de Airy (Faltinsen, 1990). Entre las características básicas de *MorisonForm* se pueden destacar algunas de las ya mencionadas para interfaz *FASTLognoter*, ya que emplean las características de *Lognoter* como herramienta para elaborar la GUI.

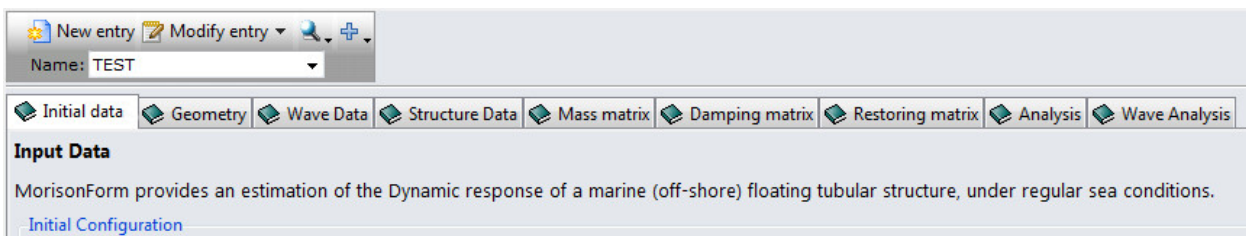


Figura 4.2: Esquema de pestañas en la aplicación desarrollada *MorisonForm*.

Se ha considerado que una distribución por pestaña para la interfaz de cálculo, cada una relacionada con parámetros específicos en el análisis de la estructura marina (véase la Figura 4.2), puede ser la opción más cómoda, en cuanto a presentación de la información se refiere. La interfaz del formulario se distribuye a través de un árbol de opciones que permite un fácil manejo del código, distribuyendo de manera intuitiva la información, los ejemplos y el código de cálculo.

Se ha añadido al código *MorisonForm* la posibilidad de importar geometrías desde otros programas como *RamSeries*, software desarrollado por CompassIS para el análisis estructural mediante el Método de Elementos Finitos (Compass 2014b). Al igual que en el caso de *FASTLognoter*, este desarrollo, permite la representación de las curvas RAO (véase la Figura 4.3), lo que lleva a identificar de manera visual para qué frecuencias de oleaje la estructura previsiblemente tendrá peor comportamiento.

Se ha establecido además que sea posible la modificación de los coeficientes C_D y C_M mediante los propios valores obtenidos de la experimentación. Se ha considerado que el código permita tener en cuenta el efecto de las corrientes, de acuerdo a lo establecido con el reglamento API (2010). Otro aspecto importante es la posibilidad de generación de archivos de entrada a *HydroDyn*, para el cálculo de la respuesta dinámica del conjunto plataforma-aerogenerador.

Las primeras entradas del árbol de opciones están relacionadas con la presentación de la

herramienta, con la descripción teórica del código, las variables de entrada que son necesarias para establecer el cálculo o los resultados que ofrece la interfaz (véase la Figura 4.3).

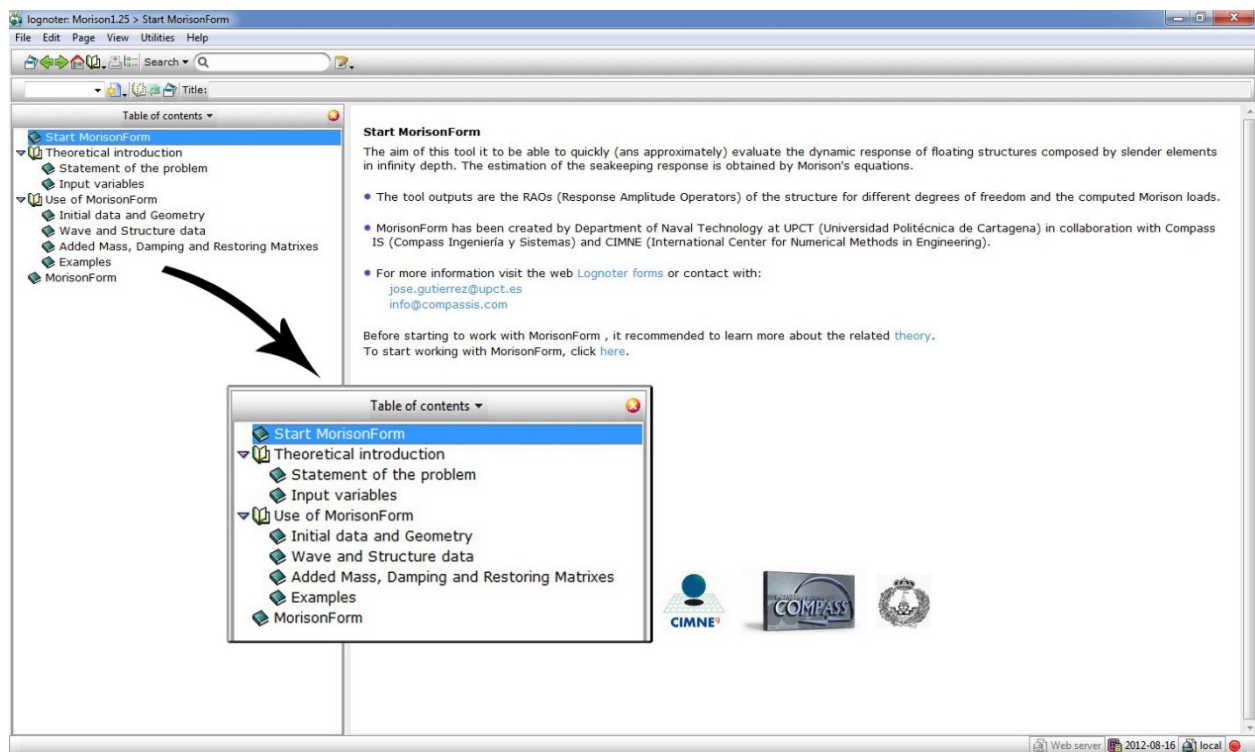


Figura 4.3: Presentación de la ventana principal en la aplicación desarrollada *MorisonForm*.

Si se observa la Figura 4.3, el último elemento del árbol de opciones (situado a la izquierda) alberga la interfaz del código. Esta GUI se ha diseñado en pestañas, cada una de ellas relacionada con diferentes datos para el cálculo, puesto que esta distribución es la más acertada para presentar la información al usuario. Estas pestañas son:

- *Initial data.* En esta primera pestaña se establecen los datos correspondientes a fecha del análisis, directorios de trabajo donde se guardarán los resultados y tablas con los datos de salida de los análisis realizados y comentarios relacionados con el proyecto.
- *Geometry.* En esta pestaña se introducen los datos necesarios para describir la geometría, es decir, longitud, posición inicial (x_i, y_i, z_i) , posición final (x_f, y_f, z_f) y tipo de elemento (barra de sección circular o cuadrada).
- *Wave data.* En este apartado se fija el intervalo de periodos de oleaje a analizar T , así como el rango de alturas de oleaje ξ , la dirección del mismo θ , la profundidad del fondo marino h , la velocidad de las corrientes marinas en la dirección normal a la estructura U , la densidad del agua, los coeficientes de arrastre o inercia o si se considera rugosidad superficial k_r .
- *Structure data.* En esta pestaña se fijan los datos correspondientes a las características de la estructura flotante, tales como la posición de su centro de gravedad (x_g, y_g, z_g) , sus radios de giro (r_x, r_y, r_z) , el calado T , los radios metacéntricos transversal GM_T y longitudinal GM_L , restricciones a algún movimiento de la plataforma o datos

relacionados con matrices de masa añadida o de amortiguamiento de la plataforma.

- *Mass matrix.* A través de esta pestaña se pueden introducir los valores de las matrices de masa que se consideren adicionales a las de la estructura marina en estudio.
- *Damping matrix.* Al igual que en la pestaña anterior, se puede introducir los valores de otras matrices de amortiguamiento que se consideren necesarias.
- *Restoring matrix.* En esta otra pestaña, se introducen los valores de restauración adicionales a la plataforma. Además, se pueden considerar los sistemas de fondeo asociados a plataformas marinas flotantes, bien sean de tipo catenaria o de tipo tirante pretensado. Posteriormente, se tratará este aspecto en mayor profundidad.
- *Analysis.* En esta pestaña se establecen los botones y opciones de cálculo. Además, se tiene la posibilidad de seleccionar si se desea escribir archivos en formato *WAMIT*, para emplearlos en el código *HydroDyn* o se puede escribir el archivo de plataforma de entrada a *FAST*. *MorisonForm* permite en esta pestaña representar los resultados obtenidos del análisis en el dominio de la frecuencia.
- *Wave Analysis.* Finalmente, en esta pestaña se ha considerado que una vez calculada la función de transferencia de la estructura, se pueda llevar a cabo un análisis estocástico empleando diferentes espectros de oleaje.

id	Nombre id	Work Directory	Date of the project	Water Density	Project Comments	Import or Create Geometry?
1	test1	C:\morison	2012-02-10	1025	Offshore Platform (Buoy Spar)	0
2	test2	C:\morison	2012-02-10	1025	Offshore Platform with four float...	0
3	test3	C:\morison	2012-02-10	1025	Offshore Platform based in OC4...	0

Figura 4.4: Presentación de la ventana relacionada con las características del oleaje en la aplicación desarrollada *MorisonForm*.

La inclusión de las pestañas relacionadas con las matrices de masa adicionales, amortiguamiento y restauración permiten al usuario conectar *FASTLognoter* con *MorisonForm*, sin más que obtener los valores de las matrices de masa, amortiguamiento y restauración estructural de la turbina eólica. Esta característica permite llevar a cabo un análisis linealizado y acoplado de la estructura de la plataforma, turbina eólica y sistemas de

fondeo.

En la Figura 4.4 se muestra una captura de pantalla a modo de presentación de las características del formulario. En esta pestaña se han considerado que deben ir todos los datos relacionados con el oleaje, tales como el período, amplitud, modificación de los valores de los coeficientes de arrastre, consideración de corrientes, para tener en cuenta las correcciones dadas por API (2010) o la consideración de rugosidad, por ejemplo.

4.4.2 Características avanzadas del código *MorisonForm*

En este apartado se detallan los aspectos avanzados que incluye el código *MorisonForm*. Entre estos aspectos, la herramienta *MorisonForm* permite tener en cuenta la rugosidad superficial de los elementos esbeltos que conforman el sistema. Además, permite considerar los efectos de masa añadida y de amortiguamiento hidrodinámico, parámetros que se pueden tener en cuenta a través de ficheros externos, en forma de lista y que se leen para cada intervalo de tiempo. Estos parámetros pueden ser calculados por medio de programas como *WAMIT* o *SeaFEM* (Lee, 1995; Serván y García-Espinosa, 2011).

Se ha considerado también la posibilidad de restringir determinados grados de libertad de la plataforma. Otra característica importante de esta herramienta es la que permite añadir de manera sencilla las matrices de masa añadida de cualquier elemento que forme parte del sistema, para lo que se han dispuesto de entradas en la interfaz. *MorisonForm* permite tener en cuenta el amortiguamiento aerodinámico de la turbina, a través de una pestaña establecida para tal fin.

En cuanto a la restauración del sistema, es posible incluir efectos restauradores como el fondeo. Dependiendo del tipo de instalación flotante que se pretenda estudiar se pueden incluir los efectos restauradores del sistema originados por la acción de los sistemas de fondeo mediante la formulación estática (Faltinsen, 1990; Sclavounos, 2005). Las expresiones concernientes a esta parte quedan completamente formuladas en el siguiente capítulo.

A continuación, se expone de forma breve la formulación empleada, para tener en cuenta el efecto restaurador de las líneas de fondeo sobre la plataforma. Es preciso remarcar, que se trata de una formulación estática que permite introducir términos restauradores al sistema linealizado. Además, esta GUI permite considerar dos tipos de línea de fondeo, de tipo catenaria o de tipo tirante pretensando.

La tendencia actual es hacia la implementación de algoritmos dinámicos o sistemas multi-cuerpo que aportan una mayor precisión al cálculo, como se expone en el siguiente capítulo. La relación entre las cargas externas sobre el artefacto y su posición puede ser considerada de manera independiente para cada línea de fondeo del sistema (véase la Figura 4.5).

Las fuerzas horizontales F_1 y F_2 sobre el sistema flotante y el momento de guiñada M_6 sobre la plataforma originado por las líneas pueden escribirse como

$$F_1 = \sum_{i=1}^n T_{Hi} \cos(\theta), \quad (4.32)$$

$$F_2 = \sum_{i=1}^n T_{Hi} \sen(\theta), \quad (4.33)$$

$$M_6 = \sum_{i=1}^n T_{Hi} [x_i \sen(\theta) - y_i \cos(\theta)], \quad (4.34)$$

donde T_{Hi} es la componente horizontal de la tensión en cada línea i y θ es el ángulo que forma la línea i con el sistema de referencia definido. La contribución de los efectos restauradores de las líneas de fondeo puede expresarse como la suma de las contribuciones de cada línea (Faltinsen, 1990).

$$c_{11} = \sum_{i=1}^n c_i \cos^2(\theta), \quad (4.35)$$

$$c_{22} = \sum_{i=1}^n c_i \sen^2(\theta), \quad (4.36)$$

$$c_{66} = \sum_{i=1}^n c_i [x_i \sen(\theta) - y_i \cos(\theta)]^2, \quad (4.37)$$

$$c_{26} = c_{62} = \sum_{i=1}^n c_i [x_i \sen(\theta) - y_i \cos(\theta)] \sen(\theta), \quad (4.38)$$

donde c_i es el coeficiente restaurador de la línea i . Nótese que si la estructura es simétrica con respecto al plano XZ los coeficientes c_{12} , c_{16} , c_{21} y c_{61} son cero.

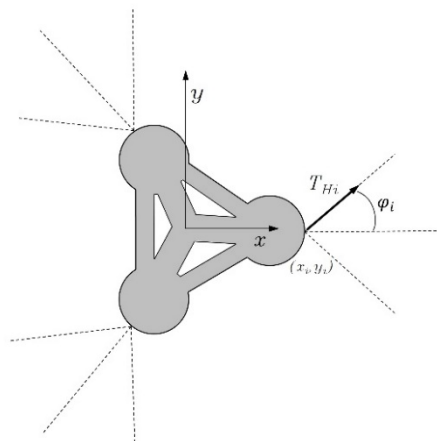


Figura 4.5: Ejemplo de fondeo diseminado en una plataforma semi-sumergible.

En el caso de que las líneas de tipo tirante pretensado, la GUI sigue la formulación dada por Wayman (2006) en su tesis.

Entre otras características avanzadas de la herramienta se encuentra la posibilidad de

análisis de la respuesta de la estructura frente a mares aleatorios, empleando modelos espectrales de energía del oleaje. De esta manera, conocidas las curvas de respuesta en amplitud del sistema aerogenerador flotante, es posible la obtención de determinadas características relacionadas con el comportamiento del artefacto en mares aleatorios, como los valores significativos para cada uno de los grados de libertad del artefacto flotante (Faltinsen, 1990; Withee, 2004; Wayman, 2006). En este sentido, *MorisonForm* incorpora varios modelos de funciones de densidad espectral. Puede destacarse el modelo JONSWAP para un *fetch*³ limitado y el espectro Pierson–Moskowitz (ITTC, 2002).

4.4.3 Modo de trabajo con MorisonForm y FASTLognoter

Una vez presentadas las herramientas, se considera necesario establecer un procedimiento para estimar el comportamiento dinámico de este tipo de sistemas, mediante el empleo de las herramientas expuestas hasta ahora, es decir, *MorisonForm* y *FASTLognoter*.

Como se ha comentado en puntos anteriores, los programas presentados en este trabajo son de libre disposición, estando disponibles para su descarga a través de la página de *Lognoter Forms*, lo que facilita la incorporación de nuevos usuarios al campo de la ingeniería eólica marina. Esto constituye una de las aportaciones y objetivos del trabajo realizado en esta tesis.

Para poder llevar a cabo el análisis en el dominio de la frecuencia, resulta necesario el cálculo de las matrices que linealizan la respuesta dinámica del aerogenerador frente a la acción de solicitaciones del viento como primera etapa del proceso de estudio del aerogenerador marino flotante. En muchas ocasiones este tipo de información resulta de difícil acceso, sólo disponible por parte del fabricante del aerogenerador, de ahí que se recurra a modelos ampliamente validados como el aerogenerador NREL de 5–MW (Jonkman et al., 2009). Sin embargo, a este respecto, mediante *FASTLognoter* se puede linealizar el sistema aerogenerador y posteriormente obtener dichas matrices. Estas matrices se obtienen como asimilación del aerogenerador a un sistema mecánico básico compuesto por masa, resorte y amortiguador. Esta característica de *FAST* viene dada a través del código *SymDyn* (*Symbolics Dynamics*) (Jonkman y Buhl Jr., 2005) orientada al control de turbinas de eje horizontal (*Horizontal Axis Wind Turbine*, HAWT).

El proceso de linealización del sistema consta de dos pasos: el primero la determinación de un punto de operación estacionario para después linealizar el aerogenerador sobre dicho punto de operación. Este proceso puede usarse para desarrollar modelos de primer orden linealizados del sistema aeroelástico no lineal. *FAST* expresa el sistema de ecuaciones no

³ Se define *fetch* como longitud rectilínea máxima sobre la superficie del océano que es afectado uniformemente en dirección y fuerza por un viento incidente, que genera un determinado estado de mar.

lineales como

$$M(q, u, t)\ddot{q} + f(u, t, q, \dot{q}) = 0. \quad (4.39)$$

La teoría relacionada con la linealización se puede encontrar en los manuales relacionados con el código *FAST* (Jonkman y Buhl Jr., 2005).

Una vez linealizado el sistema y obtenidas las matrices del aerogenerador, estas son incluidas en *MorisonForm*. Por otra parte, también es posible el empleo de programas tales como *WAMIT*, para estimar los valores de masa añadida y amortiguamiento de la plataforma, que no son calculados con el código desarrollado. A continuación se incorporan al cálculo estos parámetros para completar un análisis del sistema de forma más precisa.

La suma de los resultados obtenidos de estas etapas previas constituye entradas a la GUI desarrollada, que calcula las matrices de masa de la plataforma, restauración hidrostática y solicitaciones del sistema para cada intervalo de frecuencia del sistema de olas incidente, usando la teoría de oleaje regular. Las expresiones para el cálculo de las cargas y momentos sobre la estructura se presentan en el Anexo C. En este anexo se pueden revisar las expresiones empleadas en la determinación de las solicitaciones sobre la estructura.

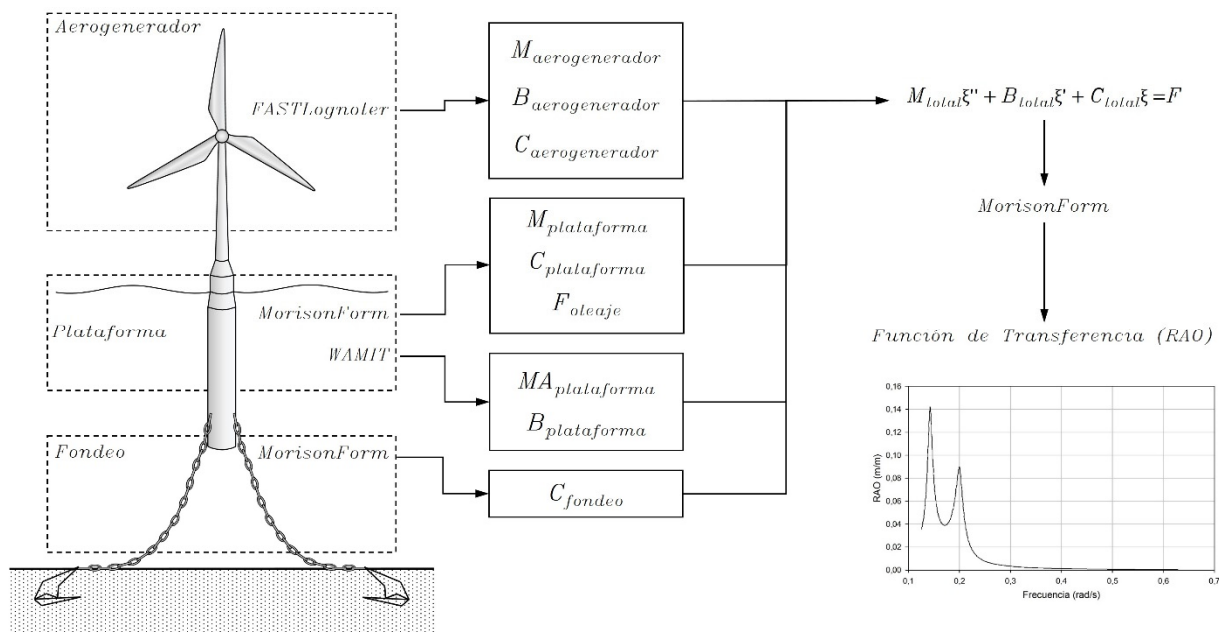


Figura 4.6: Presentación del esquema de trabajo principal para las aplicaciones desarrolladas *MorisonForm* y *FASTLognoter*.

Seguidamente el código resuelve el sistema de ecuaciones algebraico complejo obteniendo las curvas RAO, frecuencias propias de la estructura y características del movimiento. La Figura 4.6, detalla el flujo de trabajo establecido con las herramientas presentadas hasta el momento.

Una vez determinadas las funciones de transferencia, se ha considerado que sea posible

estimar los valores significativos para algún grado de libertad, lo que facilita la evaluación del comportamiento de la estructura en determinados ambientes. Estos valores se pueden obtener por medio de procedimientos estándar para mares irregulares cuando la respuesta es lineal. Así, para un modo cualquiera, puede obtenerse su movimiento máximo como (Faltinsen, 1990)

$$\eta_i^{\max} = \sigma(2 \log N)^{1/2}, \quad (4.40)$$

siendo N el número de oscilaciones y σ la desviación media, que puede obtenerse como

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} |\text{RAO}(\omega)|^2 S(\omega) d\omega, \quad (4.41)$$

donde $S(\omega)$ es la función de densidad de energía del mar aleatorio.

4.5 Ejemplos de aplicación con MorisonForm

En esta sección se muestran las principales capacidades de *MorisonForm* a través del análisis de dos tipologías habitualmente empleadas como plataformas en aerogeneradores marinos flotantes. Se desarrollan dos ejemplos de estudio con las herramientas desarrolladas y presentadas con anterioridad, en concreto, *FASTLognoter* y *MorisonForm*.

4.5.1 Verificación de la GUI

A continuación, se lleva a cabo la verificación del GUI *MorisonForm* a través de la comparación de resultados para un caso de validación sencillo. Se trata de un análisis dinámico de un pilote vertical cuyo calado T es de 0,618744 m y su diámetro D es de 0,025 m. La posición de su centro de gravedad se sitúa en (0; 0;-0,5) m (véase la Figura 4.7).

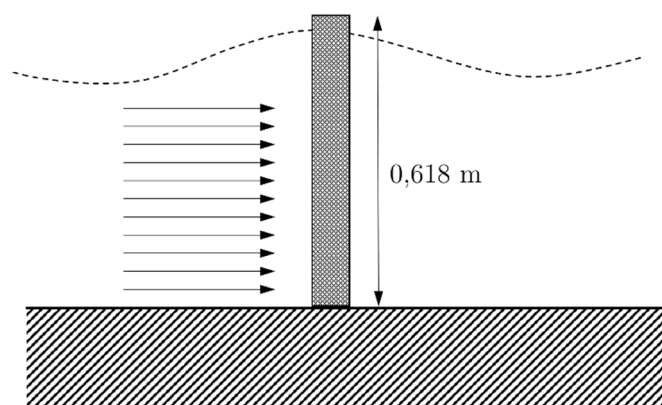


Figura 4.7: Representación del caso de verificación de la GUI desarrollada, compuesto por un cilindro vertical sometido a oleaje monocromático.

Dicho cilindro vertical se somete a un oleaje regular con un periodo de 1,68 s y una amplitud de 0,0372 m. Se comparan a continuación los valores de la amplitud del movimiento

de cabeceo con los valores obtenidos a través el *solver SeaFEM* (Morison et al., 1950; Faltinsen, 1990).

Se comparan los valores de la amplitud para el movimiento de cabeceo del cilindro con la amplitud del movimiento obtenida del test de validación 8 de *SeaFEM* (www.compassis.com/soporte/). Se verifica en ambos casos que la amplitud resultante se sitúa en 0,025 rad. Se puede deducir entonces que los resultados obtenidos están acordes con los obtenidos por otros autores.

4.5.2 Análisis de dos plataformas empleadas como flotadores en aerogeneradores marinos

Para llevar a cabo el análisis, se requieren previamente datos de la turbina eólica situada sobre la estructura flotante. En este caso, se emplea como base para llevar a cabo el análisis la turbina NREL de 5-MW (Jonkman et al., 2009).

Con *FASTLognoter* se extraen las matrices que representan el comportamiento lineal del aerogenerador para un punto de operación dado. En este caso la velocidad del viento se establece para 11 m/s, punto donde el empuje dado por el aerogenerador se considera máximo (Jonkman et al., 2009).

Los valores de estas matrices son para el caso de la masa de la turbina,

$$\mathbf{MT}_{jk} = \begin{pmatrix} 0,7 & 0 & 0 & 0 & 44,3 & 0 \\ 0 & 0,7 & 0 & -44,3 & 0 & 6,6 \\ 0 & 0 & 0,7 & 0 & -6,6 & 0 \\ 0 & -44,3 & 0 & 3499 & 0 & 0 \\ 44,3 & 0 & -6,6 & 0 & 3560 & 0 \\ 0 & 6,6 & 0 & -513,3 & 0 & 101,2 \end{pmatrix} \times 10^6 \text{ Kg.}$$

Para la matriz de amortiguamiento,

$$\mathbf{BT}_{jk} = \begin{pmatrix} 0,04 & 0 & -0,01 & -0,25 & 4,0 & 0,08 \\ 0 & 0 & 0 & -0,11 & -0,18 & -0,05 \\ -0,01 & 0 & 0 & -0,04 & -0,92 & -0,33 \\ 0,27 & -0,10 & 0 & 16,17 & 50,30 & 13,88 \\ 3,42 & 0,06 & -1,0 & -23,92 & 3560 & 59,01 \\ 0,05 & -0,02 & 0,22 & 11,08 & -50,60 & 101,2 \end{pmatrix} \times 10^6 \frac{\text{Kg.}}{\text{s}}$$

Por otro lado, la matriz de restauración del aerogenerador de NREL es,

$$\mathbf{CT}_{jk} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0,3 & 0,2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -0,1 & 0,3 & -0,07 \\ 0 & 0 & 0 & -0,3 & -0,4 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 8,5 & -22,4 & 59,7 \\ 0 & 0 & 0 & 26,8 & 28,9 & -4,1 \\ 0 & 0 & 0 & -1,2 & 1,1 & -4,8 \end{pmatrix} \times 10^6 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

Realizado el análisis del aerogenerador, la siguiente etapa en el mismo es el estudio del

comportamiento del conjunto frente a la acción del oleaje.

Actualmente, el creciente interés por la energía eólica en alta mar ha dado como consecuencia numerosos conceptos en aerogeneradores marinos. Se han adoptado diferentes prototipos como solución para sistemas eólicos en aguas de gran profundidad. En los casos presentados se procede al análisis de dos tipologías completamente diferentes, una boya de tipo *spar* OC3-Hywind (*Offshore Code Comparison Collaboration*) y una plataforma semi-sumergible basada en el concepto OC4 (www.ieawind.org). Se presentan a continuación, dos imágenes descriptivas de los conjuntos aerogenerador-flotador estudiados (véanse las Figuras 4.8 y 4.9).

Análisis de la boya *spar* Hywind OC3

Previamente se ha indicado que la plataforma flotante de tipo boya *spar* basado en el concepto Hywind se toma como referencia para llevar a cabo este análisis. Puede decirse que *Offshore Code Comparison Collaboration* (www.ieawind.org) es un ejercicio de colaboración entre diferentes centros de investigación y universidades en el desarrollo y validación de nuevos conceptos relacionados con aerogeneradores marinos flotantes. Esta colaboración entre diferentes instituciones consta de varias fases, cada una de ellas relacionada con un prototipo de sistema aerogenerador marino y con la validación de códigos destinados a tareas específicas dentro del análisis completo del sistema. El caso que concierne a este ejemplo corresponde a la fase IV, que comprende el estudio de una plataforma flotante basada en la tipología boya *spar*. Las características principales de esta plataforma vienen reflejadas en la Tabla 4.1. Estos datos se introducen en la GUI, así como otros parámetros tales como, corrientes, características del oleaje, intervalo de análisis, geometría o intervalos de integración. Se han añadido los valores discretos de las curvas de masa añadida y de amortiguamiento hidrodinámico, ambas en función de la frecuencia (véase la Figura 4.9) obtenidas mediante *WAMIT*.

Se ha considerado necesario añadir al cálculo los efectos ocasionados por los elementos de fondeo de la plataforma mediante una matriz de restauración adicional. En este caso el sistema de fondeo de la plataforma está constituido por 3 líneas de tipo catenaria que mantienen a la plataforma en su emplazamiento en altamar. La matriz de restauración originada se presenta de la siguiente forma

$$\mathbf{CF}_{jk} = \begin{pmatrix} 0,041 & 0 & 0 & 0 & -2,816 & 0 \\ 0 & 0,041 & 0 & 2,816 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,041 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 2,816 & 0 & 311,1 & 0 & 0 \\ -2,816 & 0 & 0 & 0 & 311,1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 11,56 \end{pmatrix} \times 10^6 \frac{\text{N}}{\text{m}}.$$

Los resultados de la matriz de restauración del sistema de fondeo solamente resultan válidos para pequeños desplazamientos en el punto de operación considerado.

Tabla 4.1: Características de la plataforma *spar* Hywind-OC3.

Plataforma Hywind-OC3		
Diámetro	9,4	m
Calado	120	m
Profundidad operativa	320	m
Volumen sumergido	8.029	m ³
Masa (incluido lastre)	7.466.330	Kg
Posición del c.d.g. (bajo superficie libre)	-89,90	Kg
Momento de Inercia en el eje X (balance)	$4,23 \times 10^9$	Kg m ²
Momento de Inercia en el eje Y (cabeceo)	$4,23 \times 10^9$	Kg m ²
Momento de Inercia en el eje Z (guiñada)	$1,64 \times 10^8$	Kg m ²
Número de líneas de fondeo	3	-

Determinadas todas las entradas correspondientes a matrices de masa, de restauración y de amortiguación del sistema, se realiza el cálculo de comportamiento. Los primeros resultados a tener en cuenta son las frecuencias propias asociadas al conjunto aerogenerador-plataforma.

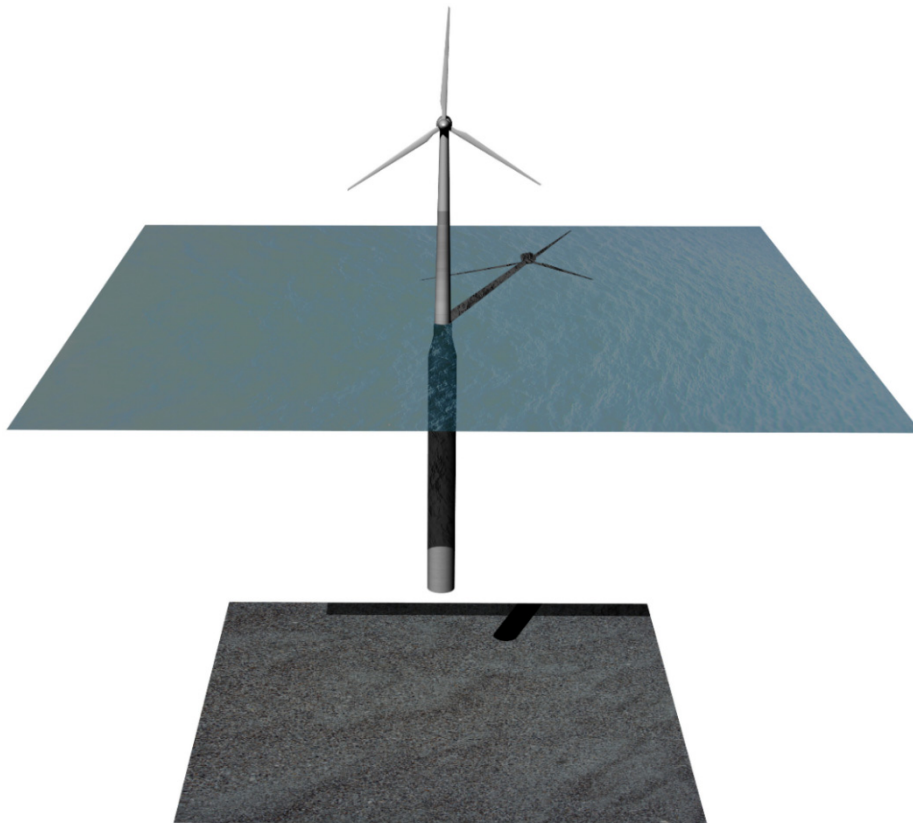


Figura 4.8: Esquema de configuración básica del conjunto aerogenerador-plataforma Hywind-OC3, compuesta por el aerogenerador NREL 5-MW y la boya *spar* OC3.

Cabe recordar que conocer las frecuencias propias ayuda en el diseño del sistema evitando fenómenos de resonancia que pueden dar lugar a ruptura de elementos de fondeo, daño de equipos situados en la parte alta del aerogenerador, altas aceleraciones o pérdida del sistema frente a la actuación del viento y el oleaje. Las frecuencias propias de la plataforma obtenidas quedan recogidas en la Tabla 4.2.

El resultado del análisis con la aplicación *MorisonForm* se refleja en la Figura 4.11, donde pueden apreciar las curvas de respuesta en frecuencia de la plataforma frente a la acción de oleaje regular, para una amplitud de ola unitaria y una dirección de oleaje de 0° .

Puede observarse que la plataforma *spar* presenta valores pico de movimiento para el rango de frecuencias inferior a 0,25 rad/s. Esto indica que un diseño de plataforma para frecuencias de oleaje por encima de este rango garantizará, a priori, que la plataforma presente un buen comportamiento frente a este tipo de excitaciones, con pequeños movimientos y aceleraciones.

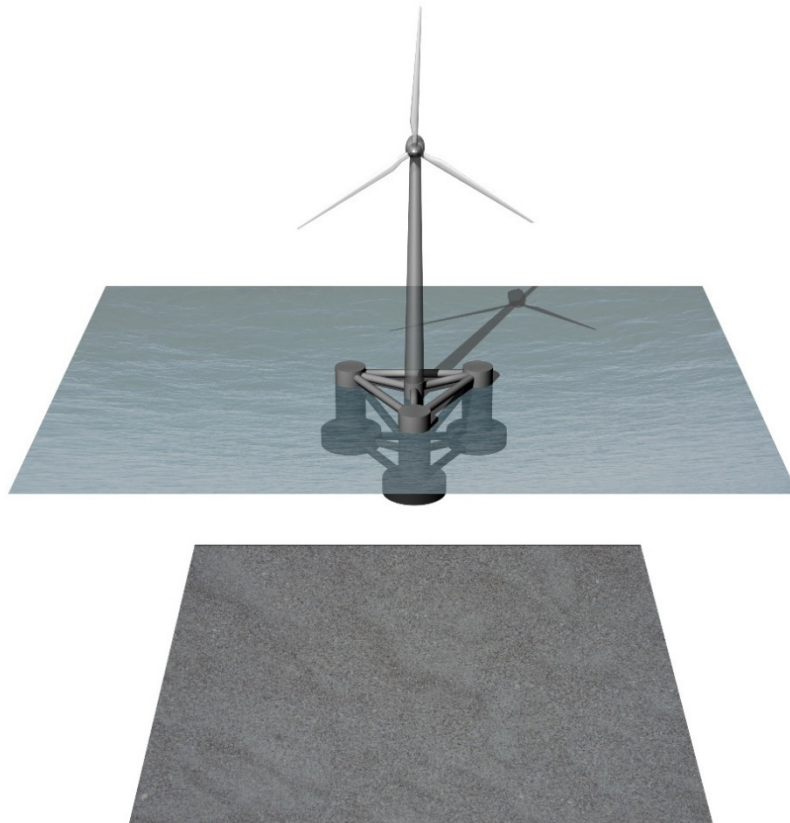


Figura 4.9: Esquema de configuración básica del conjunto aerogenerador-plataforma Hywind semi-sumergible OC4, compuesta por el aerogenerador NREL 5-MW y la plataforma semi-sumergible OC4.

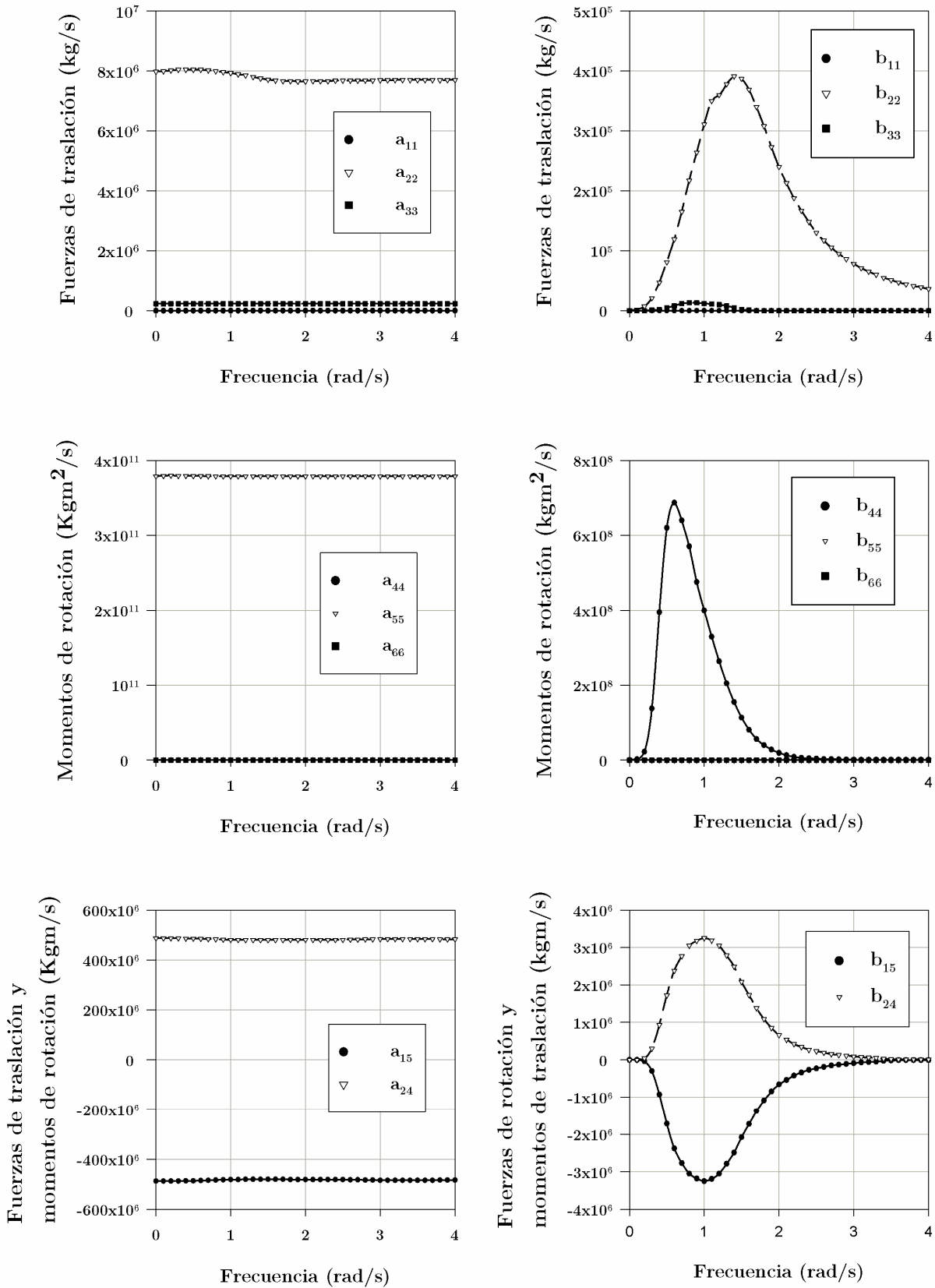


Figura 4.10: Coeficientes a_{jk} y b_{jk} de la matriz de masa añadida y de amortiguamiento hidrodinámico respectivamente, obtenidos con WAMIT para la boya *spar* Hywind OC3. Estos coeficientes constituyen términos de entrada al sistema de ecuaciones diferencial de segundo orden que modela el comportamiento del conjunto flotante.

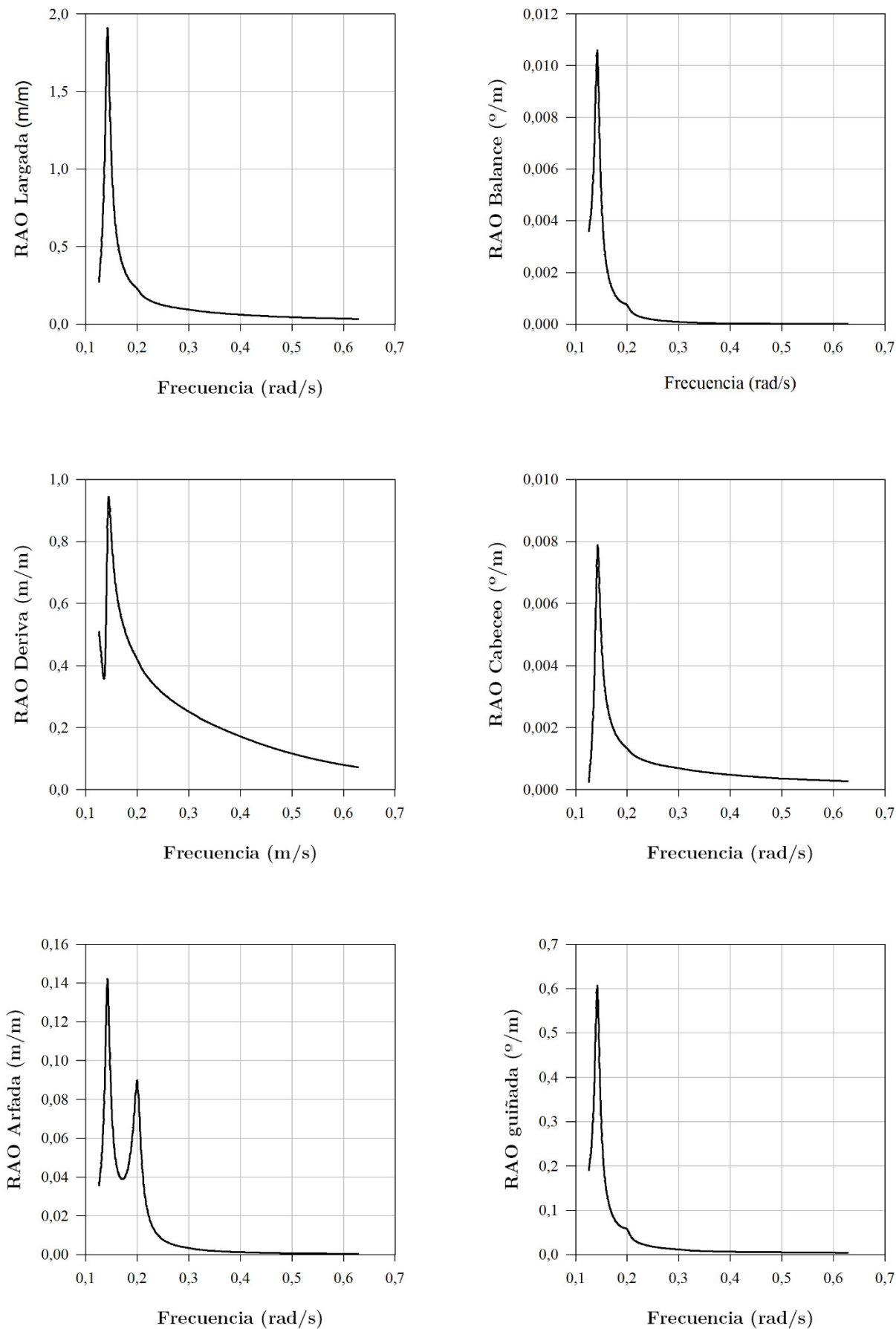


Figura 4.11: Curvas del operador de respuesta en amplitud (RAO) en función de la frecuencia de oleaje para cada grado de libertad del conjunto aerogenerador-plataforma Hywind-OC3.

Tabla 4.2: Frecuencias propias de la plataforma *spar* Hywind–OC3.

Plataforma Hywind–OC3 (s^{-1})	
Largada	0,07101
Arfada	0,05050
Deriva	0,20285
Balance	0,83938
Cabeceo	0,11876
Guiñada	0,15938

Análisis de la plataforma semi–sumergible Hywind OC4

Este ejemplo se centra en el análisis de una plataforma de tipología completamente diferente del anterior. En este caso se trata de una plataforma de tipo semi–sumergible, basada en el concepto diseñado por *DeepCwind* (www.deepcwind.org) y que sirve de base para *Offshore Code Comparison Collaboration Continuation*, coordinado a través de la IEA para la comparación de códigos de análisis dinámicos y modelos para plataformas eólicas marinas como ya se ha expuesto. El análisis de la plataforma semi–sumergible forma parte de la fase II de este ejercicio de colaboración y comparación entre códigos. La Figura 4.9 muestra una representación de la disposición del conjunto aerogenerador–flotador.

Las características principales de esta plataforma vienen reflejadas en la Tabla 4.3

Tabla 4.3: Características de la plataforma semi–sumergible OC4.

Plataforma semi–sumegible OC4		
Diámetro	47,5	m
Calado	24,0	m
Profundidad operativa	200	m
Volumen sumergido	13.917,00	m ³
Masa (incluido lastre)	14.264.925	Kg
Posición del c.d.g. (bajo superficie libre)	-14,40	Kg
Momento de Inercia en el eje X (balance)	$7,686 \times 10^9$	Kg m ²
Momento de Inercia en el eje Y (cabeceo)	$8,335 \times 10^9$	Kg m ²
Momento de Inercia en el eje Z (guiñada)	$1,391 \times 10^{10}$	Kg m ²
Número de líneas de fondeo	3	-

Se considera añadir al cálculo los efectos ocasionados por los elementos de fondeo de la plataforma. El sistema está provisto de tres líneas de tipo catenaria dispuestas de forma simétrica. La matriz restauradora resultado de este sistema de fondeo tiene la siguiente forma:

$$\mathbf{CF}_{jk} = \begin{pmatrix} 0,071 & 0 & 0 & 0 & -0,109 & 0 \\ 0 & 0,071 & 0 & 0,109 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,071 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,109 & 0 & 83,7 & 0 & 0 \\ -0,109 & 0 & 0 & 0 & 83,7 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 117,0 \end{pmatrix} \times 10^6 \frac{\text{N}}{\text{m}}.$$

Las características de esta plataforma se incluyen en el programa, así como el resto de parámetros, de la misma forma que en el caso anterior. Los valores discretos de las curvas de masa añadida y amortiguamiento hidrodinámico obtenidos por *WAMIT* se incorporan como ficheros de tablas al código (véase las Figura 4.12). El resultado del análisis con la aplicación *MorisonForm* queda reflejado en la Figura 4.13, en la que se pueden apreciar las curvas de respuesta de la plataforma frente a la acción de oleaje regular, para una amplitud de ola unitaria y una dirección de oleaje de oleaje entre 0° y 90° .

Las frecuencias propias de la plataforma obtenidas con *MorisonForm* quedan recogidas en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4: Frecuencias propias de la plataforma semi-sumegible OC4.

Plataforma semi-sumegible OC4 (s^{-1})	
Largada	0,06883
Arfada	0,04876
Deriva	0,55808
Balance	0,20142
Cabeceo	0,13946
Guiñada	0,07270

4.5.3 Discusión de resultados

Se observa de las curvas anteriormente presentadas que la respuesta de ambas plataformas resulta diferente para los tres movimientos representados, un desplazamiento vertical (arfada) y dos rotaciones (balance y cabeceo). Se aprecia en el caso de la boya *spar*, que su comportamiento los valores picos de respuesta se dan para grandes periodos de oleaje cercanos a 30 segundos, que en el caso del comportamiento habitual de operación de la plataforma queda fuera del rango del espectro de energía para mares irregulares o aletorios. Sin embargo, la plataforma puede presentar fallos para grandes periodos del oleaje, sobre todo con oleaje de segundo orden cuya frecuencia de excitación es más baja, del orden de minutos o superior.

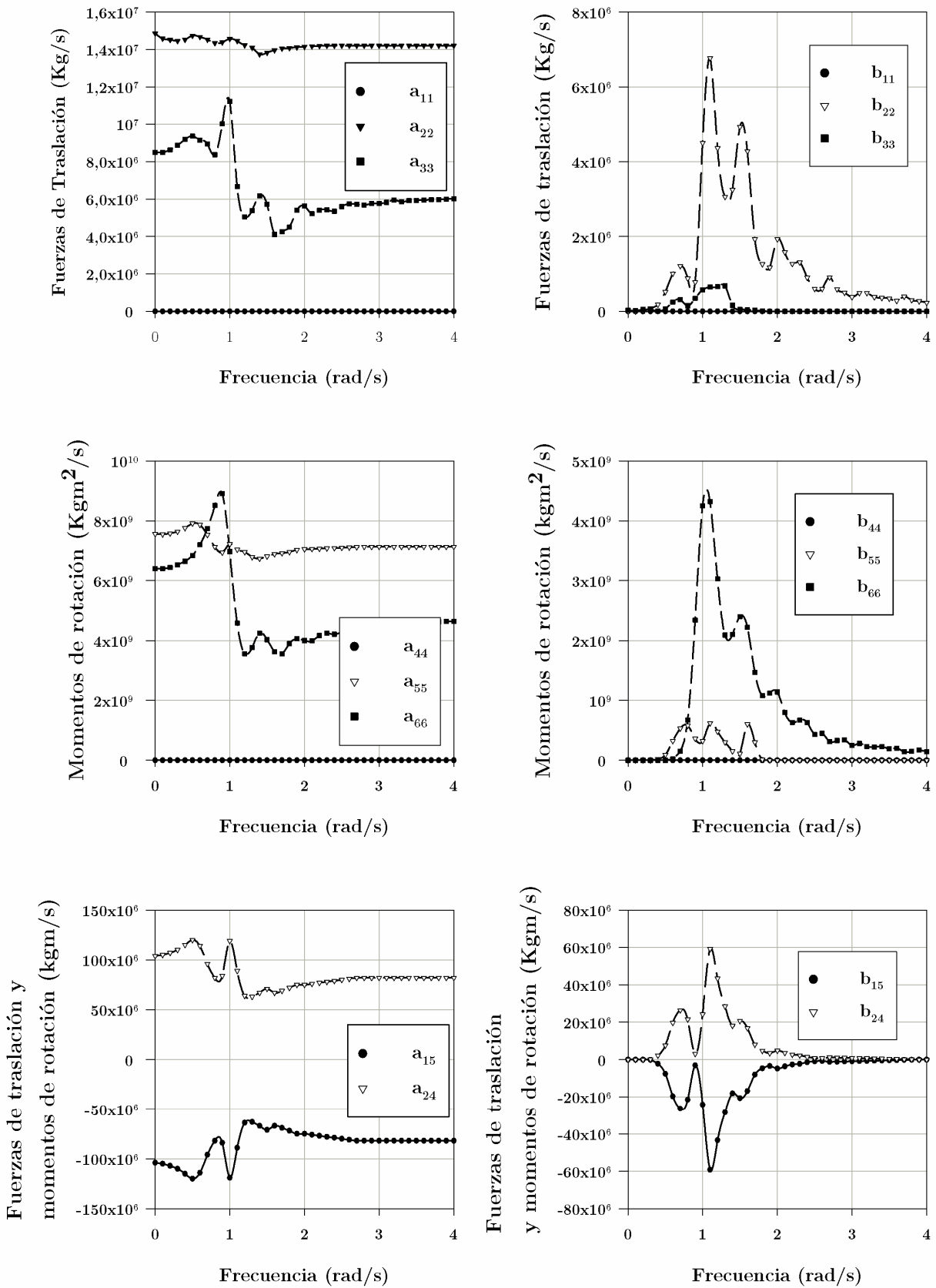


Figura 4.12: Coeficientes a_{jk} y b_{jk} de la matriz de masa añadida y de amortiguamiento hidrodinámico respectivamente, obtenidos con WAMIT para la plataforma semi-sumergible OC4. Estos coeficientes constituyen términos de entrada al sistema de ecuaciones diferencial de segundo orden que modela el comportamiento del conjunto flotante.

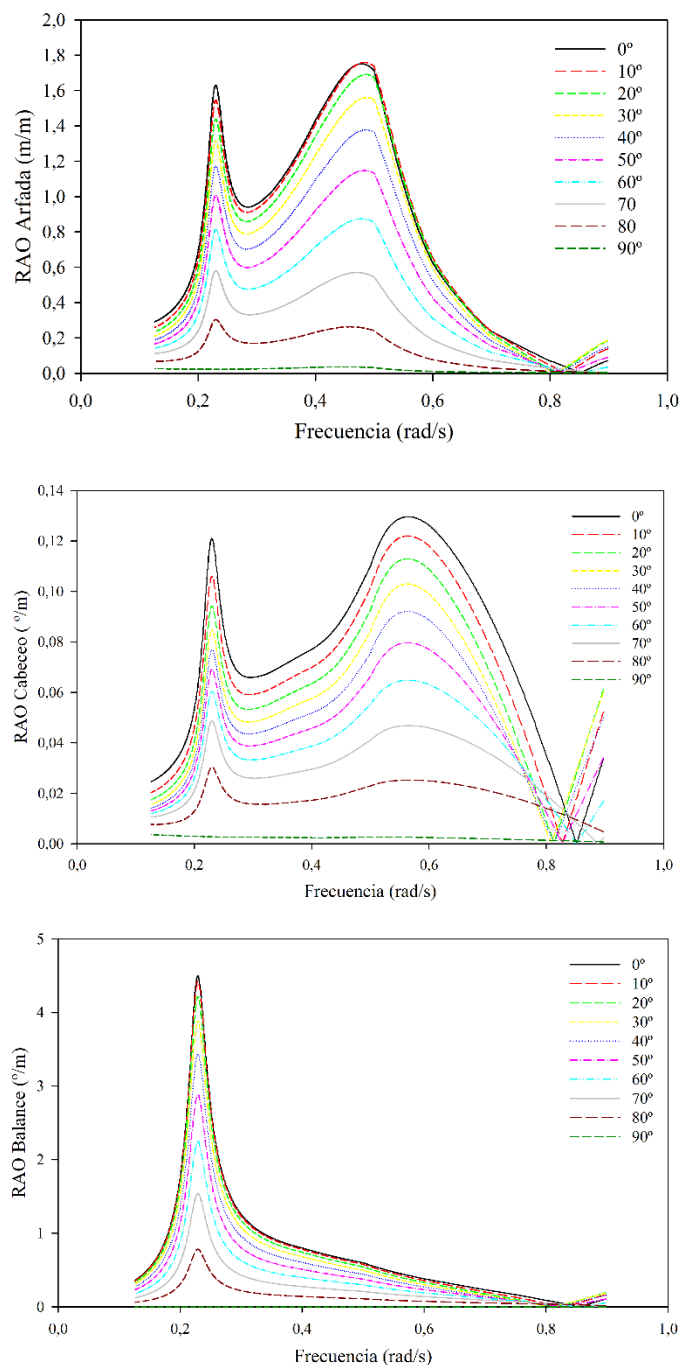


Figura 4.13: Curvas del operador de respuesta en amplitud (RAO) en función de la frecuencia y del ángulo de incidencia del oleaje para la oscilación vertical (arfada), para el giro transversal (balance) y el giro longitudinal (cabeceo) del conjunto aerogenerador–plataforma semi–sumergible OC4.

Por otra parte, en el caso de la plataforma OC4 presenta una respuesta parecida a la obtenida de la boya *spar* OC3, sin embargo los valores pico o de resonancia de la misma para el movimiento de abatimiento o deriva que la experimenta la plataforma se encuentran en el rango habitual de excitación del oleaje. Al igual que la boya *spar* la mayor parte de las frecuencias pico se dan para valores altos del periodo de excitación del oleaje con lo que en la operación normal de la plataforma, esta no se verá afectada por el oleaje. Es preciso por tanto, llevar a cabo un análisis en profundidad con herramientas más potentes que contemplen estos fenómenos. Cabe decir, que debido a la incertidumbre de la formulación

empleada no hay una tipología preferente como flotador a elegir entre ambos tipos de plataforma.

4.6 Conclusiones parciales

Se ha desarrollado la herramienta *MorisonForm*, destinada al análisis en el dominio en frecuencia del comportamiento en el mar de plataformas marinas flotantes. El acoplamiento con *FASTLognoter* hace de *MorisonForm* una herramienta destinada al análisis del comportamiento dinámico acoplado de aerogeneradores marinos, sometidos a cargas de oleaje y fondeo. Se puede concluir que este conjunto de herramientas desarrollado facilita la estimación del comportamiento dinámico de aerogeneradores marinos en un punto de operación concreto de forma aproximada. *MorisonForm* permite tener en cuenta los efectos de masas añadidas, amortiguamiento hidrodinámico, rugosidad de la estructura, corriente oceánica, etc. Las capacidades de las herramientas presentadas se han mostrado mediante ejemplos de aplicación con plataformas previamente evaluadas.

Finalmente, puede indicarse que resulta sencillo el empleo de estas GUI's para descartar aquellas opciones que sean menos viables desde el punto de vista del comportamiento dinámico, apreciando para qué valores de frecuencia de excitación de oleaje la estructura experimenta mayor amplitud de movimiento.

El resultado de esta parte se ha expuesto en diversas comunicaciones a congresos, entre las que destaca la presentada en el Congreso Nacional de Ingeniería Naval e Industria Marítima, celebrado en Octubre de 2012, en Gijón, titulada “Desarrollo de un conjunto de herramientas para el análisis acoplado de aerogeneradores en alta mar” y el artículo de investigación, actualmente en revisión, en la revista *Advances in Engineering Software*, de la editorial Elsevier, titulado “*Computer Programming of free GUIs for the Analysis of the Behaviour of Marine Structures*”.

Herramienta de cálculo de sistemas de fondeo basada en MEF no lineal

La necesidad de disponer de herramientas que permitan un análisis dinámico de los cables que forman parte del fondeo en artefactos flotantes, lleva a analizar los procedimientos clásicos destinados a la estimación de su comportamiento dinámico. Se presentan en primer lugar las técnicas empleadas habitualmente en el análisis de cables/líneas de fondeo. A continuación, se expone la formulación MEF no lineal empleada en el desarrollo de la herramienta de análisis implementada en esta tesis. Posteriormente, se exponen las capacidades y la teoría básica del código informático *SeaFEM* que se ha empleado para el estudio del comportamiento dinámico de estructuras flotantes en la mar. Seguidamente, se expone un avance en la materia, mediante el acoplamiento entre los comportamientos dinámicos de objetos, en el caso considerado, la respuesta del cable sobre la plataforma y viceversa. Finalmente, se expone la validación de la herramienta y se presentan una serie de ejemplos para mostrar la capacidad de la misma en el análisis de los sistemas de fondeo en aerogeneradores marinos, así como unas conclusiones parciales al capítulo.

5.1 Introducción

A lo largo de los últimos años ha quedado patente que para obtener un buen funcionamiento en alta mar de estructuras flotantes, es necesario el estudio de las distintas soluciones relacionadas con los sistemas de fondeo y posicionamiento, que hacen que estas estructuras permanezcan fijas en una posición geográfica y no sean arrastradas por el oleaje y las corrientes, confiriéndoles además mayor estabilidad. Esta situación motiva que la industria offshore precise de herramientas que permitan calcular el comportamiento dinámico de los sistemas de fondeo de estas estructuras y evaluar así las bondades de las mismas.

Un análisis exhaustivo del comportamiento dinámico de aerogeneradores flotantes requiere de herramientas que permitan un estudio acoplado, entendiendo este como la simulación conjunta de todos los fenómenos complejos y no lineales que concurren en estructuras marinas en alta mar, como por ejemplo la acción de las líneas de fondeo sobre estas estructuras. Con el objetivo de llevar a cabo un análisis completo de toda la estructura oceánica, se aborda a continuación el estudio de los sistemas de fondeo. En este caso, el enfoque dado se sitúa en el estudio del comportamiento dinámico en el dominio del tiempo, ya que como se mostrará en posteriores secciones resulta conveniente y adecuado, de acuerdo a las necesidades planteadas. Cabe recordar que el análisis del comportamiento del flotador, realizado en el capítulo precedente, quedó circunscrito al dominio de la frecuencia.

Cabe señalar que la principal función que tienen los sistemas de fondeo es por un lado mantener en una posición localizada una estructura marina flotante, ya sea una plataforma o un buque, y por el otro, minimizar sus movimientos mediante el aumento del par restaurador debido a la rigidez aportada al sistema por las líneas de fondeo.

En lo relacionado con el estudio de las líneas de fondeo en artefactos marinos flotantes, resulta habitual encontrar que la mayoría de las aplicaciones informáticas de simulación relacionadas con la materia presentan un análisis mediante formulación cuasi-estática o emplean modelos matemáticos basados en la solución de la ecuación de catenaria (Faltinsen, 1990), cuya eficiencia computacional es alta y permite tener modelos acoplados (Chakrabarti, 2005 y 2006). Estas teorías resultan válidas cuando el oleaje es de pequeña amplitud o los movimientos de la plataforma también lo son. Sin embargo, en la mayoría de las situaciones de oleaje en alta mar, estas hipótesis ya no se cumplen, pues la plataforma presenta grandes oscilaciones de alguno de sus grados de libertad. Las fuerzas de inercia llegan a ser importantes y puede existir una interacción con el fondo oceánico, además de amplificaciones de la tensión efectiva debidas al comportamiento dinámico del artefacto. Los modelos dinámicos se posicionan entonces por encima de los modelos cuasi-estáticos debido a una serie de ventajas que se comentan a lo largo del capítulo.

Pueden encontrarse en la bibliografía diferentes tipos y formas en cuanto a sistemas de

fondeo y posicionamiento en estructuras flotantes se refiere, desde sistemas formados por cadenas de tipo catenaria a sistemas formados por tirantes tensores que fijan la estructura al fondo. Cada una de las tipologías de plataformas típicas empleadas en aerogeneradores marinos flotantes está asociada a un tipo de sistema de fondeo diferente. Estos pueden clasificarse en tres tipos fundamentales: líneas de fondeo compuestas por tirantes pretensionados, líneas de fondeo de tipo catenaria o una combinación de ambas (véase la Figura 5.1).

Las plataformas flotantes destinadas a aerogeneradores en alta mar trabajan sin la presencia del hombre, se establecen por ello factores de seguridad importantes en el diseño, hecho que entra en contraposición con la necesidad de un abaratamiento de los costes de construcción que permite fomentar la competitividad de estas fuentes de generación frente a otras fuentes de energía de menor coste.

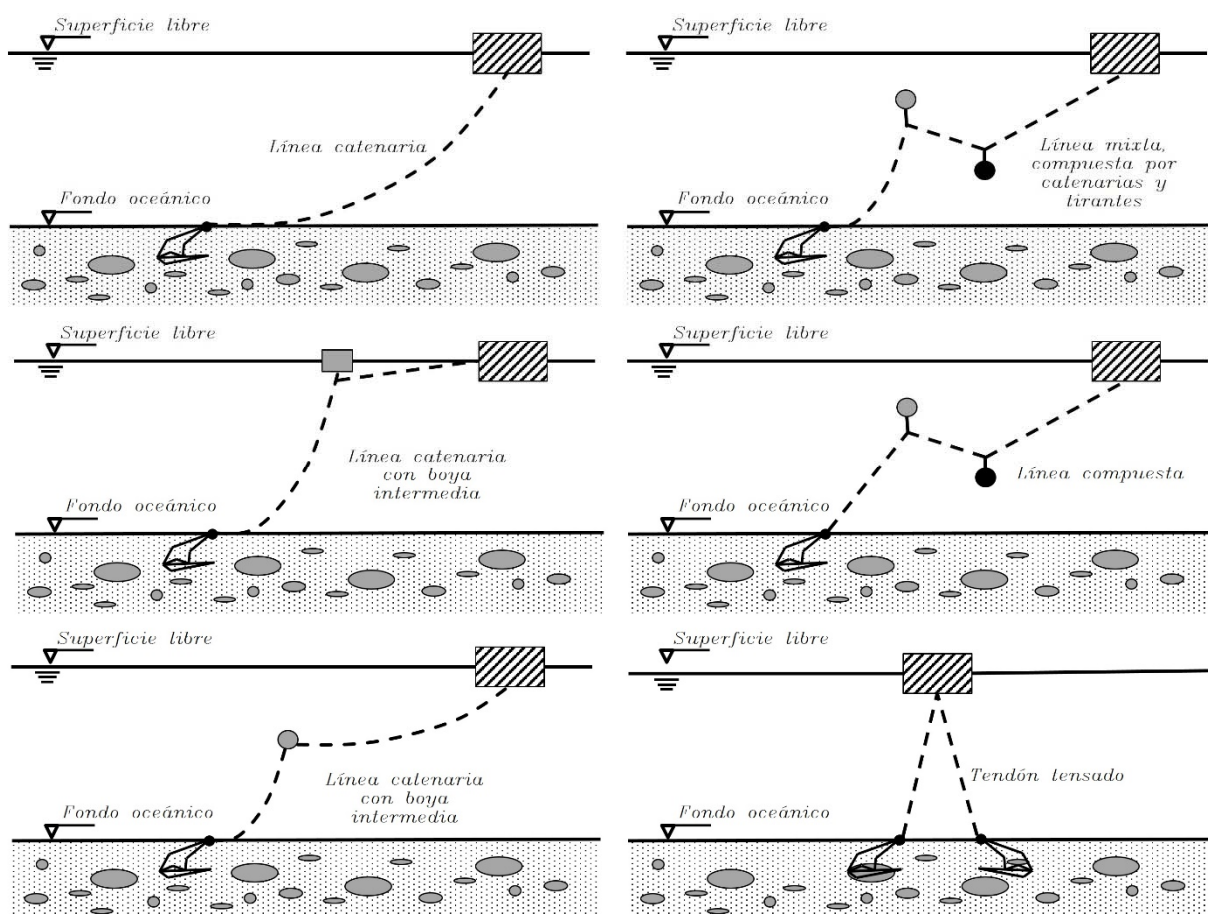


Figura 5.1: Representación de diversas configuraciones en sistemas de fondeo.

En los diseños de las plataformas estabilizadas mediante lastre, es común el uso de líneas de fondeo de tipo catenaria conectadas a la estructura en posiciones cercanas del centro de gravedad. Como ejemplo, encontramos las boyas tipo *spar*. Por otro lado, en el caso de los diseños cuya estabilidad frente a la acción del oleaje está asociada con una gran área de flotación, el fondeo se constituye por largas catenarias que ofrecen menores restricciones al

movimiento libre de la plataforma que en el caso anterior. Un ejemplo de este tipo de sistemas de fondeo se puede encontrar en las estructuras de tipo pontona. Finalmente, las plataformas flotantes cuya estabilidad está condicionada por los sistemas de fondeo, disponen usualmente de tirantes pretensados que restringen en gran medida los grados de libertad de los movimientos del flotador, consiguiendo un sistema altamente estable (Hall et al., 2011). En este caso, el ejemplo más usual es la plataforma de tirante pretensado (TLP).

Pueden encontrarse en la literatura modelos que ya estudian el comportamiento dinámico de líneas de fondeo (Kim et al., 2013). Sin embargo, la mayor parte de las herramientas informáticas dedicadas al estudio del comportamiento dinámico del fondeo lo hacen de manera desacoplada, es decir, sin la interacción fondeo–estructura–oleaje, o por el contrario acoplados con programas que realizan el análisis de la plataforma en el dominio de la frecuencia, debido al ahorro de coste computacional que este constituye frente al análisis en el dominio temporal. El incremento de las capacidades computacionales hace que se pueda plantear el desarrollo de herramientas más ambiciosas para realizar un análisis acoplado fondeo–estructura–oleaje en el dominio del tiempo.

La facilidad para incorporar distintas solicitaciones externas lineales y no lineales, al cálculo de interacción fluido–estructura, hacen del código de simulación *SeaFEM* (CompassIS, 2014a) una herramienta muy útil. Esta característica ha facilitado el desarrollo de un código de análisis de las líneas/cables que forman parte del fondeo, estableciendo de esta forma un análisis completamente acoplado en el dominio del tiempo, en contraposición con los métodos tradicionales encontrados en la bibliografía. Este código de simulación de interacción fluido–estructura emplea la teoría potencial, lo que permite un gran ahorro en el cálculo computacional, sin menoscabo de la precisión, empleando formulación basada en el Método de los Elementos Finitos de tipo no lineal para resolver la interacción entre el oleaje y la estructura marina (Bathe, 1996; Hughes, 2000; Zienkiewicz y Taylor, 2005). Los principios básicos del análisis con *SeaFEM* se exponen en secciones posteriores.

5.2 Descripción matemática del comportamiento de líneas de fondeo

En esta sección se formulan las expresiones que modelan el comportamiento dinámico de líneas de fondeo, incluyendo además los efectos de interacción con el fondo oceánico, la interacción oleaje–estructura u otros fenómenos lineales y no lineales que se tienen en cuenta en el modelo MEF no lineal implementado.

El estudio de cables de fondeo se ha tratado intensivamente por numerosos autores desde el punto de vista estático, cuasi–estático o dinámico (Nordgren, 1974; Van den Boom, 1977; Nakajima, Motora y Fujino, 1982; Lindahl y Sjoberg, 1983; Faltinsen, 1990; Howell, 1992; Gobat y Grosenbaugh, 2006). Resulta habitual encontrar que los elementos de fondeo

adoptan formas de tipo catenaria en sistemas de cables, líneas o cadenas de fondeo para grandes profundidades del océano, en donde los altos valores de restauración se obtienen por el propio peso de la línea, que habitualmente suele ser de gran longitud.

5.2.1 Análisis estático de líneas de fondeo

Faltinsen (1990) presenta las ecuaciones básicas que modelan la línea o cable de fondeo y que desprecian efectos como la rigidez a flexión. El comportamiento estático de una línea de fondeo puede modelarse habitualmente empleando la ecuación de catenaria. Estas ecuaciones pueden obtenerse de un equilibrio estático de fuerzas D y F en un elemento diferencial de cable de fondeo (véase la Figura 5.2) y pueden escribirse como

$$\begin{aligned} dT - \rho g A dz &= \left[w \operatorname{sen} \phi_f - F \left(1 - \frac{T}{AE} \right) \right] ds, \\ T d\phi_f - \rho g A d\phi_f &= \left[w \operatorname{cos} \phi_f + D \left(1 - \frac{T}{AE} \right) \right] ds, \end{aligned} \quad (5.1)$$

donde T es la tensión del fondeo, z es la profundidad, A es el área de la sección de la línea de fondeo, w es el peso por metro de la línea, ϕ_f es el ángulo de inclinación del cable con respecto al plano horizontal, E es el módulo de Young del cable y D y F son las componentes de las fuerzas hidrodinámicas actuantes sobre la línea (Faltinsen, 1990).

La Figura 5.3 muestra la geometría de una línea catenaria de fondeo. El origen de coordenadas es fijado en el Punto de Contacto con el fondo oceánico, al que se denominará PC.

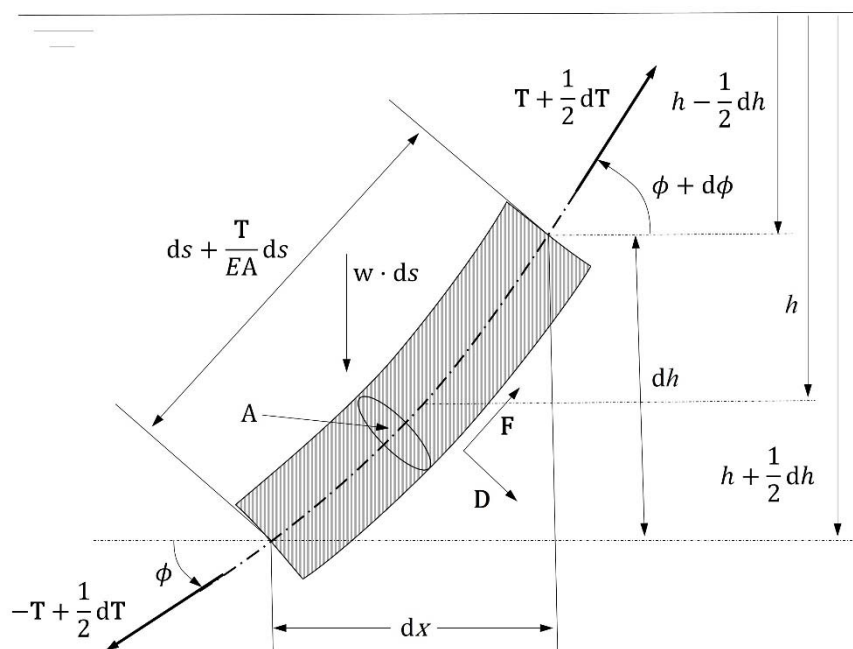


Figura 5.2: Equilibrio de fuerzas en un segmento diferencial de línea.

Con las expresiones expuestas anteriormente se puede obtener una relación entre la longitud de línea catenaria suspendida s y T_h la tensión horizontal de dicha línea,

$$s = \frac{T_h}{w} \sinh \left(\frac{w}{T_h} x \right), \quad (5.2)$$

$$h = \frac{T_h}{w} \left[\cosh \left(\frac{w}{T_h} x \right) - 1 \right], \quad (5.3)$$

donde T_h es la tensión horizontal.

Se puede expresar la longitud de la línea catenaria l_{sus} en función de la profundidad h , combinando las ecuaciones anteriores. Así, si se opera con ellas, se puede obtener la longitud de cable suspendido

$$l_{sus} = \sqrt{h \left(h + 2 \frac{T_h}{w} \right)}, \quad (5.4)$$

y relacionando esta expresión con las Ecuaciones (5.2) y (5.3) se puede obtener la siguiente expresión

$$\frac{T_h}{w} \sinh \left(\frac{w}{T_h} l \right) = \sqrt{h \left(h + 2 \frac{T_h}{w} \right)}, \quad (5.5)$$

que relaciona la tensión horizontal, el peso propio de la línea y la profundidad.

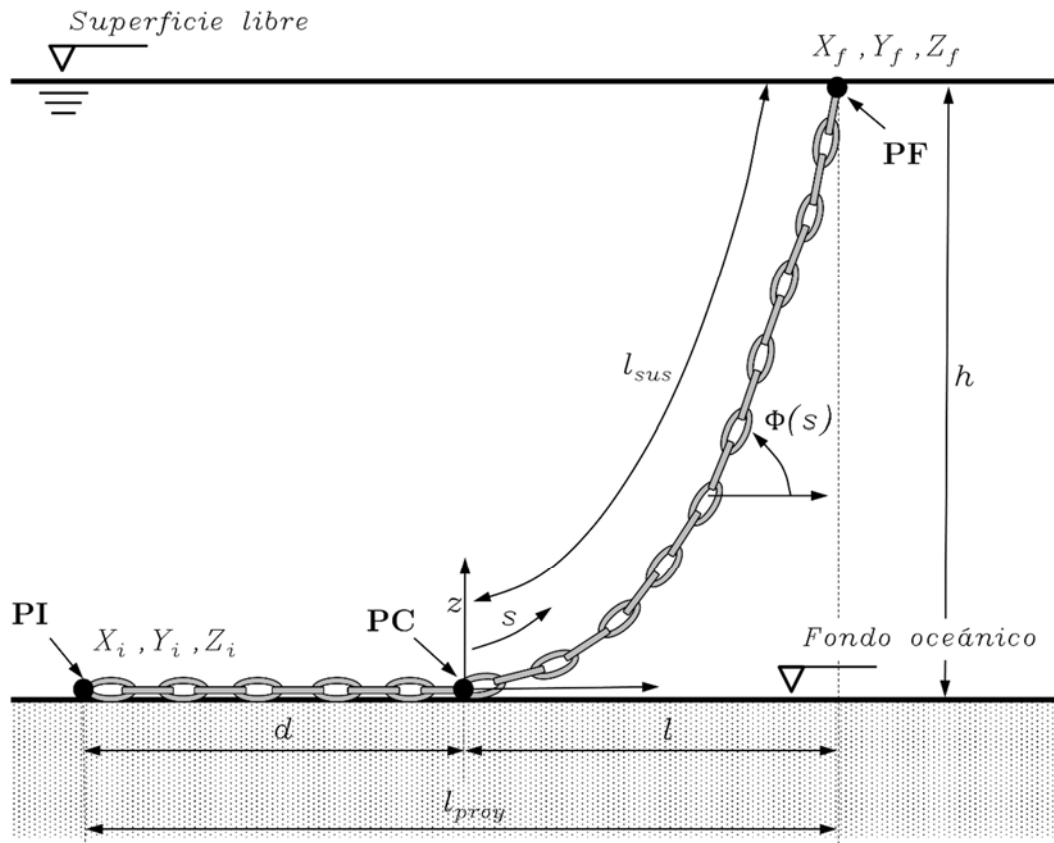


Figura 5.3: Esquema con la representación de una línea catenaria.

Para encontrar solución a la tensión horizontal T_h directamente de las ecuaciones anteriores resulta necesario tener en cuenta que la longitud total¹ l_t de la línea será (véase la Figura 5.3),

$$l_t = l_{sus} + d, \quad (5.6)$$

donde d es la parte de la línea que yace en el fondo marino. Además la proyección horizontal de la línea es

$$l_{proy} = d + l. \quad (5.7)$$

Por lo general, la proyección horizontal es conocida, pues depende de la posición inicial y final de la línea de fondeo; sin embargo, la proyección de la línea suspendida es desconocida. En estos casos lo habitual es recurrir a métodos iterativos, como el método de Newton–Raphson (Hamming, 1987) para poder obtener la tensión horizontal T_h .

Combinando las ecuaciones anteriores se puede obtener la siguiente expresión² (Garza–Rios, Bernitsas y Nishimoto, 1997)

$$l_t - \frac{T_h}{w} \sinh \left(\cosh^{-1} \left(\frac{w}{T_h} \left(h + \frac{T_h}{w} \right) \right) \right) - 1 + \frac{T_h}{w} \cosh^{-1} \left(\frac{w}{T_h} \left(h + \frac{T_h}{w} \right) \right) = 0. \quad (5.8)$$

Operando y simplificando la Ecuación (5.8) se llega a

$$\cosh(\sqrt{(\alpha h)^2 + 2\alpha h - \alpha(l_t - l)}) - \alpha h - 1 = 0, \quad (5.9)$$

donde $\alpha = w/T_h$ es la relación entre el peso por metro de la línea y la tensión horizontal experimentada por la misma.

La Ecuación (5.9) puede resolverse para obtener un valor de α empleando métodos iterativos como ya se ha comentado y así obtener la tensión horizontal T_h .

$$\alpha^{n+1} = \alpha - \frac{f(\alpha^n)}{f'(\alpha^n)}. \quad (5.10)$$

Se observa que para la convergencia del método es preciso tener una estimación inicial de α , que puede obtenerse como (Garza–Rios, Bernitsas y Nishimoto, 1997),

$$\alpha = \frac{(l_{total} - l_{proy} + d)^2}{2h} - \frac{h}{2}. \quad (5.11)$$

La tensión que soporta la línea estática en cada uno de sus puntos, una vez obtenida la tensión horizontal T_h , viene expresada por

¹ Todas las variables expresadas pueden relacionarse claramente en la Figura 5.3

² La Ecuación (5.8) puede simplificarse teniendo en cuenta las relaciones hiperbólicas $\cosh^{-1}(x) = \sinh^{-1} \sqrt{x^2 - 1}$.

$$T = \sqrt{T_h + T_v}. \quad (5.12)$$

Las fuerzas ejercidas por la línea sobre el artefacto flotante se aplican en el punto de conexión con el mismo, en sus tres componentes, una vertical y dos horizontales. En el caso de sistemas de fondeo diseminado (sistemas que poseen más de una línea de fondeo, distribuidos diametralmente) la resultante de los esfuerzos restauradores de los cables sobre el flotador será la suma vectorial de cada uno de los componentes de las líneas de fondeo, como ya se indicó hacia el final del capítulo anterior.

El procedimiento para realizar este tipo de cálculos con una posterior revisión en las líneas de fondeo, establece que las fuerzas ejercidas por aquella línea de fondeo de mayor carga (en sistemas con más de una línea) se apliquen junto a las fuerzas ejercidas por el viento, corrientes y abatimiento del flotador, para obtener la tensión restauradora. Esta componente puede obtenerse derivando la tensión horizontal con respecto al grado de libertad considerado, es decir, con respecto a la coordenada del movimiento horizontal, de la línea y con ello la tensión efectiva de la misma. Posteriormente, este valor de tensión obtenido para dicha línea se compara y verifica con la tensión de rotura. En caso de fallo, es necesario cambiar las características generales de la línea (Chakrabarti, 2005 y 2006). Este proceso se repite para cada desplazamiento del flotador.

Como puede apreciarse esta metodología presenta una serie de desventajas debido a los grandes factores de seguridad que se necesitan tener en cuenta, así como las incertidumbres causadas por los fenómenos que no se consideran durante el proceso de cálculo.

5.2.2 Análisis cuasi-estático de los sistemas de fondeo

A continuación se describe de forma breve el planteamiento para llevar a cabo un análisis de tipo cuasi-estático. Este tipo de enfoque presenta mayor complejidad que el expuesto anteriormente. En la literatura pueden encontrarse numerosas referencias y trabajos (Kwan y Bruen, 1991; Chakrabarti, 2005 y 2006; Jonkman y Buhl, 2007).

En este tipo de estudios las fuerzas ejercidas por el oleaje y los efectos de deriva (*drift*) se consideran mediante la inducción a la estructura de un movimiento adecuado, que para el caso de una línea de fondeo se corresponden con el movimiento del extremo superior de la línea, cuyo movimiento será el del punto al que esté unido del artefacto simulado. Por otro lado, los efectos de viento y corrientes se consideran habitualmente como estacionarios y no se tienen en cuenta en la dinámica de la línea de fondeo. El análisis cuasi-estático proporciona en la mayoría de los casos un análisis pobre de la respuesta de la línea, pues numerosos efectos no se consideran. Normalmente, esta respuesta se aprecia con claridad en análisis de fatiga, donde las diferencias pueden llegar a ser considerables (Kwan y Bruen, 1991).

Habitualmente, en el estudio en el dominio de la frecuencia, el aumento del par restaurador originado por la línea de fondeo se trata de manera linealizada. Además, también se trata de

forma lineal el comportamiento dinámico del flotador sometido a la excitación del oleaje y el viento para cada grado de libertad (Chakrabarti, 2005 y 2006).

5.2.3 Análisis dinámico de los sistemas de fondeo

En el tratamiento de líneas de fondeo para altas batimetrías (por ejemplo, más de 100 metros) o cuando la amplitud de la excitación del oleaje es elevada, el estudio estático o con formulación cuasi-estática no permite tener en cuenta determinados aspectos tales como comportamientos a flexión, torsión, elongación, efectos de inercia, hidrodinámicos o de vibración inducida por vórtices sobre cables/líneas de fondeo.

El problema de la dinámica de la línea de fondeo puede considerarse como un problema de elastodinámica (Irvine, 1992; Bathe, 1996; Hughes, 2000) en donde las hipótesis de pequeños desplazamientos ya no se aplican, debido no solo al movimiento inducido por el artefacto flotante sobre la línea, sino también al ocasionado por otros fenómenos externos no lineales como la interacción con el fondo oceánico.

En esta materia resulta posible encontrar numerosos trabajos en la literatura con diferentes tratamientos y planteamientos sobre el problema del comportamiento dinámico de un cable, bien sea de fondeo o no. Irvine (1992 y 1994) hace un repaso por todos aquellos métodos empleados hasta la fecha en la resolución de la dinámica de un cable suspendido e introduciendo además aplicaciones para estructuras formadas por estos elementos. Tirbet (1999) en su tesis realiza un estudio y descripción de estructuras compuestas por cables, analizando tipologías de elementos finitos adecuados para una correcta caracterización de estructuras, pero desde la óptica estática. Otros autores tales como Gobat (2000) Kim (2003) o Long y Jia-hua (2006) han empleado intensivamente la teoría de barras desarrollada por Nordgen (1974) y Garret (1982) combinada con MEF (Hughes, 2000; Zienkiewicz y Taylor, 2005). En diferentes trabajos se usa el método de masas concentradas. Es preciso indicar que la discretización a través de masas puntuales puede considerarse como un caso particular del Método de los Elementos Finitos (*Lumped Mass Method*, LMM) desarrollado por Walton, Polacheck y David (1959) para describir el comportamiento dinámico del cable, considerando que no existe elasticidad. Este tratamiento fue extendido posteriormente por Nakajima, Matora y Fujino (1982), apoyándose para su resolución en diferentes esquemas numéricos, como el método de Houbolt o el método de Wilson (Rao, 2010). Tjavaras (1996) estudia el problema de la dinámica de cables altamente extensibles, que se asocian fundamentalmente a líneas sintéticas, que presentan mayor complejidad que los cables o cadenas. Este autor también desarrolla la formulación de la dinámica del cable elástico no lineal de fondeo, considerando la rigidez a flexión, la acción de flujo no estacionario y empleando formulación Lagrangiana.

A efectos prácticos se considera a lo largo del texto, que el tratamiento de una cadena es

el mismo que para un cable de acero, siendo estos últimos los más comunes en el análisis dinámico de estructuras flotantes oceánicas y en donde la relación entre la elongación y la tensión permanece lineal, ya que el módulo de Young se considera constante en todo momento. Autores como Triantafyllou (1994) también realizan numerosas aportaciones al estudio dinámico de cables de fondeo.

Habitualmente, en gran parte de análisis suelen despreciarse los efectos ocasionados por la flexión y la torsión, ya que este tipo de fenómenos suelen tener una presencia escasa en el funcionamiento habitual de líneas de fondeo. Sin embargo, resulta altamente recomendable tener en cuenta estos fenómenos si lo que se desea es estudiar configuraciones complejas de los sistemas de fondeo.

El método empleado en este trabajo para el análisis dinámico del cable de fondeo se basa en MEF no lineal basado en formulación Lagrangiana actualizada para determinar las características cinemáticas, dinámicas y la tensión de la línea en cada intervalo de tiempo de la simulación (Felippa, 2013). Las tensiones constituirán una entrada al sistema global de ecuaciones, permitiendo el acoplamiento entre los comportamientos dinámicos de los cables de fondeo y el cálculo del comportamiento hidroaeroelástico del artefacto flotante, en este caso el aerogenerador marino flotante.

5.3 Desarrollo de la herramienta de análisis

5.3.1 Introducción

La Figura 5.4 muestra alguno de los elementos finitos empleados habitualmente en el tratamiento dinámico del cable de fondeo (Johansson, 1976). Pueden observarse configuraciones de masas concentradas, configuraciones de muelles, de barras u otras más complejas con elementos finitos de tipo cuadrático e incluso de tipo catenaria (Tirbert, 1999). En el estudio considerado se usan barras rectas conectadas mediante bisagras empleando formulación MEF no lineal para estimar la dinámica de la línea de fondeo. Este tipo de problemas de elastodinámica y dinámica estructural, se consideran como problemas de tipo hiperbólico (Hughes, 2000).

Como limitaciones principales, algunos efectos no lineales tales como el cambio de geometría de la línea, los efectos de flexión y torsión, el comportamiento de fibras elásticas de gran extensibilidad empleadas en el fondeo de algunas estructuras, no se tienen en cuenta en esta primera aproximación a la dinámica del fondeo. Las principales hipótesis tomadas en este estudio son:

- Material elástico con un alargamiento definido.
- Cables de gran longitud, en los que predomina la rigidez axial (se pueden considerar

despreciables la rigidez torsional y la rigidez a flexión).

- La tensión del cable varía a lo largo de la coordenada longitudinal.

En el análisis se tienen en cuenta la interacción con el fondo oceánico, el efecto de la rigidez axial de la línea, el amortiguamiento de la misma, los efectos de masa añadida, de restauración hidrostática y las fuerzas de arrastre de origen viscoso originadas por el fluido en cada instante de tiempo.

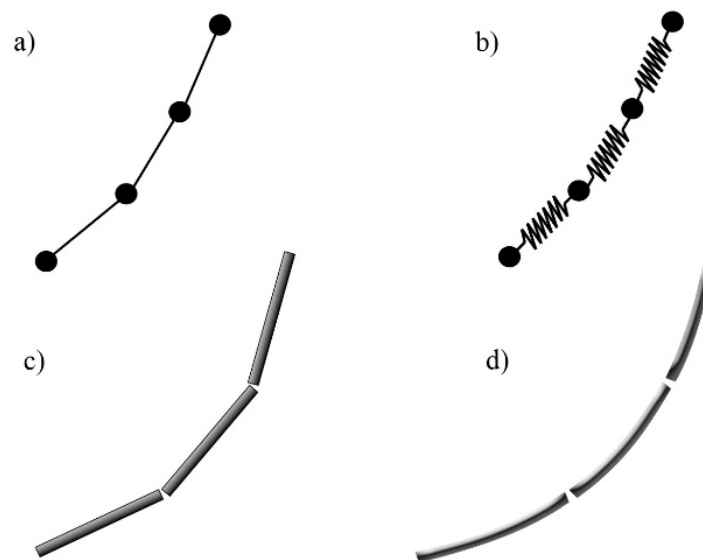


Figura 5.4: Tipologías de elementos finitos empleados en el análisis de los sistemas de fondeo. En el caso (a) el cable se discretiza a través de elementos inextensibles y la masa de cada uno de estos elementos se reparte entre los extremos. En el caso (b) cada nodo está conectado mediante elementos de masa despreciable y la masa de cada elemento en que se divide la línea se reparte entre ambos extremos. El caso (c) corresponde con una división en elementos finitos de tipo barra, cuyas funciones de forma vienen descritas mediante funciones lineales. Este tipo de elementos puede contemplar la mayor parte de los efectos de la línea como el alargamiento, flexión, torsión, etc. El caso (d) corresponde a un caso similar al caso (c). En este caso las funciones de forma se describen mediante funciones de tipo cuadrático, catenaria, etc.

Teniendo en cuenta que gran parte de las configuraciones en sistemas de fondeo de artefactos marinos flotantes emplean fundamentalmente disposiciones de tipo catenaria o de tipo tendón tensado, como primera aproximación se considera como punto de partida estático en equilibrio la configuración de línea de catenaria, en la que el cable se divide en un número definido de barras. Las funciones de forma empleadas en este caso son funciones de tipo lineal (Bathe, 1996). Las fuerzas externas se aplican sobre cada uno de los elementos en que se divide el cable de acuerdo con el sistema de referencia global³.

La discretización del cable se efectúa considerando el primer punto de contacto con el fondo oceánico (PC). En este caso se adopta una discretización de tipo adaptativa utilizando como referencia en la distribución de los elementos los Puntos Inicial (PI), Final (PF) y de

³ El sistema de referencia tiene como origen el punto final de la línea, en contacto con el fondo oceánico.

contacto con el fondo oceánico (PC) (véase la Figura 5.3). Al considerar de esta manera estos tres puntos resulta más sencillo tener situados los nodos de la línea en la posición inicial obtenida de la solución analítica de la ecuación catenaria.

El establecimiento de estos tres puntos resulta esencial, ya que una discretización espacial atendiendo únicamente a los puntos inicial (junto al ancla) y final (junto al artefacto flotante) causará una pérdida de precisión en cuanto a la posición geométrica de los elementos finitos en la posición de equilibrio, se refiere.

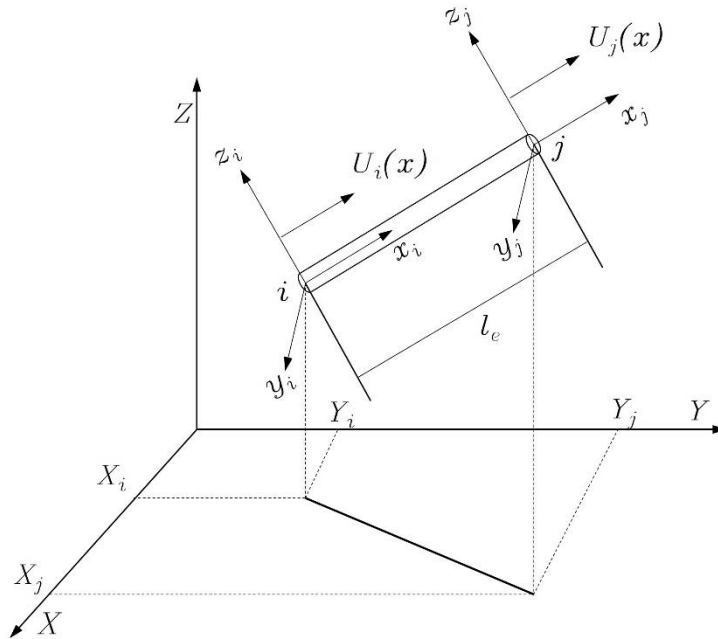


Figura 5.5: Sistemas de referencias local y global fijados para cada elemento de barra propio del sistema de fondeo.

Cuando no se tiene en cuenta el primer punto de contacto con el fondeo oceánico, puede aparecer un error relacionado con la longitud de cadena posada sobre el fondo. Si se considera que la porción de cadena situada en el fondo (obtenida de la solución analítica estática), es mayor que la longitud de cadena obtenida de la discretización espacial establecida $l_{dis} = l_e n_e$ (siendo l_e la longitud de los elementos que conforman la línea y n_e el número de elementos que forman parte de la línea que descansa sobre el fondo) y considerando que todos los segmentos de la línea de fondeo tienen la misma longitud, se tiene que el error obtenido⁴

$$e = d - l_{dis}. \quad (5.13)$$

Sin embargo, al fijar el punto de contacto con el fondo (y por lo tanto la longitud de cadena d) como origen para llevar a cabo la división de la línea por un número finito de elementos, se tienen entonces dos longitudes para los elementos, una para aquellos que descansan sobre el fondo y otra para los que forman parte de la línea suspendida, evitando

⁴ Este error se hace nulo cuando $l_{dis} = d$.

con ello errores en la discretización espacial.

La posición de cada uno de los nodos queda definida entonces como sigue:

- Para los elementos en contacto con el fondo,

$$d(x, y, z) = \begin{cases} x_j = x_i - j \cdot l_f^e \cos\phi_{xy}, \\ y_j = x_i - j \cdot l_f^e \operatorname{sen}\phi_{xy}, \\ z_j = z_{fondo}, \end{cases} \text{ para } j = 1, \dots, n \quad (5.14)$$

siendo n el número de nodos, l_f^e la longitud del elemento del fondo y ϕ_f el ángulo que forma la línea en el plano xy .

- Para el resto de elementos de la catenaria suspendida,

$$d(x, y, z) = \begin{cases} x_j = l_{proy} - \left(d + \frac{T_h}{w} \log \left(\frac{ws}{T_h} + \sqrt{1 + \left(\frac{ws}{T_h} \right)^2} \right) \right) \cos\phi_f, \\ y_j = l_{proy} - \left(d + \frac{T_h}{w} \log \left(\frac{ws}{T_h} + \sqrt{1 + \left(\frac{ws}{T_h} \right)^2} \right) \right) \operatorname{sen}\phi_f, \\ z_j = z_{fondo} + \frac{T_h}{w} \sqrt{1 + \left(\frac{ws}{T_h} \right)^2}. \end{cases} \quad (5.15)$$

siendo ϕ_f el ángulo vertical que forma la línea con y y s la longitud de la catenaria suspendida.

5.3.2 Formulación

Es posible expresar las ecuaciones que gobiernan la dinámica del cable de forma matricial (Bathe, 1996; Hughes, 2000). Así, dada una sollicitación externa $F(t)$ se puede encontrar un desplazamiento $x(t)$ que satisfaga la ecuación siguiente,

$$(\mathbf{M} + \mathbf{MA}(t))\ddot{x}(t) + \mathbf{C}\dot{x}(t) + \mathbf{K}x(t) = F(t), \quad (5.16)$$

donde \mathbf{M} es la matriz de masas del cable, \mathbf{MA} es la matriz de masas añadidas de cada una de las barras en que se divide el cable, \mathbf{C} es la matriz de amortiguamiento del cable, \mathbf{K} es la matriz de rigidez del sistema y $F(t)$ es el vector de fuerzas nodales externas que actúan sobre la línea. Como puede observarse, se trata de un problema hiperbólico de dinámica estructural, estudiado ampliamente en la literatura especializada.

La masa de la línea se puede formular empleando la matriz de masas consistente que se define como

$$\mathbf{M} = \mathbb{E}_i^n m^e, \quad (5.17)$$

donde n es el número de elementos de la línea, \mathbb{E}_i^n es un operador ensamblador adecuado y m^e es la matriz de masas de cada segmento del cable, que viene expresada como (Bathe, 1996)

$$m^e = \int_0^{l^e} \mathbf{N}^T \rho \mathbf{N} ds = \frac{Al_e \rho}{6} \begin{bmatrix} 2 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 2 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 2 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 2 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 2 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 2 \end{bmatrix}, \quad (5.18)$$

siendo \mathbf{N} en general la matriz de funciones de posición dadas expresada como

$$\mathbf{N} = \begin{bmatrix} \left(1 - \frac{x}{l^e}\right) & 0 & 0 & \frac{x}{l^e} & 0 & 0 \\ 0 & \left(1 - \frac{x}{l^e}\right) & 0 & 0 & l^e & 0 \\ 0 & 0 & \left(1 - \frac{x}{l^e}\right) & 0 & 0 & l^e \end{bmatrix}. \quad (5.19)$$

En la Ecuación 5.15 se tiene en cuenta el efecto de las masas añadidas sobre el cable de fondeo debido a los movimientos de sólido rígido de cada uno de los elementos del sistema.

Las masas añadidas pueden formularse como

$$\mathbf{MA} = \mathbb{E}_i^n ma^e, \quad (5.20)$$

donde ma^e es la masa añadida de cada barra esbelta (Kim et al., 2013)

$$ma^e = \rho AC_m \int_0^{l^e} \mathbf{N}^T \mathbf{N} ds, \quad (5.21)$$

donde C_m es el coeficiente de masa añadida.

Por otra parte, la matriz de rigidez se formula teniendo en cuenta que se trata de un problema no lineal, por tanto es necesario considerar la matriz de rigidez tangencial.

La rigidez de la línea puede formularse de la siguiente manera

$$\mathbf{K} = \mathbb{E}_i^n k^e, \quad (5.22)$$

donde k^e la matriz de rigidez tangencial del elemento considerado.

La matriz de rigidez tangencial puede obtenerse si se realiza un balance total de energía y se tiene en cuenta que la rigidez no es más que un término derivado de la energía interna E_{int} con respecto a los desplazamientos nodales (Bathe, 1996; Felippa, 2013). La matriz de rigidez de cada elemento puede formularse como

$$k^e = \frac{\partial \mathbf{E}_{int}}{\partial \mathbf{x}} = \frac{\partial}{\partial x} \left(V^e f \frac{\partial e}{\partial x} \right) = V^e E \frac{\partial e}{\partial x} \otimes \frac{\partial e}{\partial x} + V^e f \frac{\partial^2 e}{\partial x^2} = k_o^e + k_l^e, \quad (5.23)$$

en donde el primer término k_o^e representa la matriz de rigidez usual para pequeños desplazamientos (Zienkiewicz y Taylor, 2005), mientras que el segundo término k_l^e representa los grandes desplazamientos de los elementos barra. Por otra parte, E representa el módulo de rigidez axial, V^e representa el volumen del elemento barra, e es el alargamiento unitario de la barra y f es el esfuerzo de la barra por unidad de longitud que se puede formular como

$$\sigma = \sigma^o + Ee, \quad (5.24)$$

siendo σ^o los esfuerzos en el estado inicial o de la configuración de equilibrio del cable.

La obtención de estas matrices puede consultarse en la bibliografía relacionada con el análisis MEF de estructuras (Bathe, 1996; Hughes, 2000; Zienkiewicz y Taylor, 2005; Felippa, 2013) siendo k_o^e

$$k_o^e = V^e E \frac{\partial e}{\partial x} \otimes \frac{\partial e}{\partial x} = \int_0^{l_e} B_o^T V^e E B_o ds = \frac{EA}{l_e} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad (5.25)$$

siendo B_o^T la matriz de tensión–desplazamiento lineal, $V^e E$ es la matriz de plasticidad del material y \otimes denota el producto diádico de los vectores.

$$k_l^e = V^e f \frac{\partial^2 e}{\partial x^2} = \int_0^{l_e} B_l^T S B_l ds = \frac{\sigma}{l_e} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 \\ -1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}, \quad (5.26)$$

siendo B_l^T la matriz de tensión–desplazamiento no lineal y S el tensor de esfuerzos de Piola–Kirchhoff (Bathe, 1996).

La matriz de rigidez de la línea se calcula teniendo en cuenta la variación de longitud en cada elemento y la orientación de cada uno de ellos, para transformar así dicha matriz de rigidez desde unas coordenadas locales a unas coordenadas globales, paralelas al sistema de referencia adquirido para el cálculo dinámico.

La Figura 5.6 muestra un esquema idealizado de la discretización espacial realizada. Las fuerzas se aplican en cada uno de los nodos teniendo en cuenta la influencia de los nodos vecinos.

Resulta necesaria la transformación del sistema local de cada elemento al sistema global adoptado para el cálculo dinámico de la línea de fondo. El cálculo de los cosenos directores que definen la orientación de cada segmento de la línea es necesario para poder obtener la matriz de rotación de cada elemento y transformar las matrices desde un sistema local al sistema de referencia asumido en el cálculo. Dichos cosenos vienen definidos para cada uno de los segmentos como

$$m_d = \frac{x_{i+1} - x_i}{l_e}, \quad n_d = \frac{y_{i+1} - y_i}{l_e}, \quad l_d = \frac{z_{i+1} - z_i}{l_e}. \quad (5.27)$$

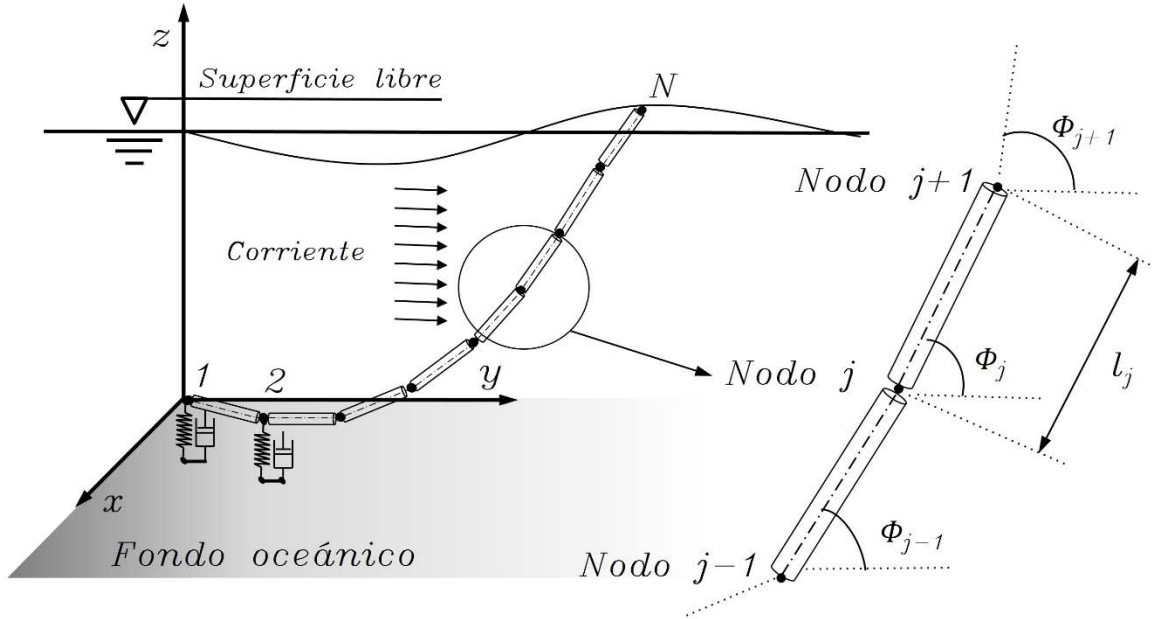


Figura 5.6: Esquema de la discretización espacial efectuada para una línea de fondeo.

Por otro lado, la matriz de amortiguamiento del sistema de Ecuaciones (5.16) puede formularse de diversas maneras. En el modelo aquí descrito se ha empleado un amortiguamiento proporcional o de Rayleigh (Bathe, 1996), cuya expresión viene dada por,

$$\mathbf{C} = a_1 \mathbf{K} + a_2 \mathbf{M}, \quad (5.28)$$

donde a_1 y a_2 se denominan coeficientes de amortiguamiento de masa y rigidez. La relación entre ambos viene expresada en función del amortiguamiento crítico.

La obtención de estos coeficientes se puede realizar a través de la siguiente relación (Hughes, 2000)

$$\zeta = \frac{1}{2} \left(\frac{a_1}{\omega_i} + a_2 \omega_i \right), \quad (5.29)$$

donde ζ_i es el ratio de amortiguamiento, mientras que ω_i es la frecuencia propia en el modo i .

Planteando un sistema de ecuaciones para los valores de frecuencias propias más bajo del sistema no amortiguado y la más alto a la que se va a someter el cable, en este caso la excitación del oleaje e imponiendo los ratios de amortiguamiento para cada material considerado, se pueden obtener los coeficientes a_1 y a_2 . Irvine (1992 y 1994), por ejemplo, obtuvo expresiones para determinar las frecuencias propias de cables bajo diferentes configuraciones.

Para el caso considerado se han planteado las siguientes relaciones para estimar los coeficientes de amortiguamiento proporcional del cable,

$$\omega_1 = \min\left(4\omega_o, 0,001\frac{\pi}{\Delta t}\right), \quad \omega_2 = 0,1\frac{\pi}{\Delta t}. \quad (5.30)$$

siendo ω_o el mínimo valor de la frecuencia de excitación del oleaje y Δt el paso de tiempo de la simulación. De esta manera los coeficientes a_1 y a_2 se pueden expresar como,

$$a_1 = 2 \omega_1 \omega_2 \frac{(\zeta_1 \omega_2 - \zeta_2 \omega_1)}{\omega_2^2 - \omega_1^2},$$

$$a_2 = 2 \frac{(\zeta_2 \omega_2 - \zeta_1 \omega_1)}{\omega_2^2 - \omega_1^2}. \quad (5.31)$$

donde ω_1 y ω_2 son las frecuencias más baja y alta respectivamente y ζ_1 y ζ_2 los ratios de amortiguamiento para dichas frecuencias.

5.3.3 Solicitaciones actuantes sobre el cable de fondeo

La interacción del cable con el fluido que le rodea y con el fondo oceánico se plantea a través de un equilibrio de fuerzas externas e internas. La resultante de las fuerzas externas actuantes sobre el cable F^e puede ponerse como

$$F^e = \int_0^{le} N^T f^e N ds = F_w^e + F_h^e + F_d^e + F_f^e + F_o^e, \quad (5.32)$$

donde F_w^e es la fuerza de la aceleración de la gravedad, F_h^e es el empuje hidrostático vertical, F_d^e es la fuerza de arrastre ocasionada por las corrientes, F_f^e es la fuerza ocasionada por la interacción con el fondo oceánico y F_o^e es la fuerza de arrastre ocasionada por el oleaje.

En las componentes de las fuerzas gravitacional e hidrostática se asume que cada elemento está completamente rodeado de agua con lo que efectuando un equilibrio global entre el peso y el empuje hidrostático puede ponerse que (Gobat y Grosenbaugh, 2006),

$$F_{wh}^e = \int_0^{le} f_{wh}^e N ds,$$

$$f_{wh}^e = f_w + f_h = g \frac{w(\rho_c - \rho_a)}{(1 + e)\rho_c}, \quad (5.33)$$

donde ρ_c es la densidad del cable, ρ_a es la densidad del agua, w es el peso por metro y e el alargamiento unitario del elemento considerado.

Cabe indicar que se ha considerado dentro del desarrollo propuesto la posibilidad de que el extremo de la línea de fondeo supere la superficie libre del agua con lo que los valores de empuje hidrostático serán nulos en este caso.

Las fuerzas de arrastre pueden calcularse descomponiendo dicha sollicitación en sus componentes normales y tangenciales,

$$F_d^e = \int_0^{le} f_d^e N ds, \quad (5.34)$$

$$f_d^e = f_{dt}^e + f_{dn}^e = \int_0^{le} \frac{1}{2} \rho C_{Dt} D |U_r^e| U_r^e ds + \int_0^{le} \frac{1}{2} \rho C_{Dn} D |U_r^e| U_r^e ds,$$

donde D es la longitud característica del elemento, C_{Dt} y C_{Dn} son los coeficientes de arrastre normal y tangencial y U_r^e es la velocidad relativa de cada elemento.

El coeficiente adimensional C_D se trata en la literatura relacionada con fenómenos de interacción fluido–estructura, por diversos autores. Por ejemplo, Sarpkaya (2010) realiza una amplia revisión bibliográfica de los diferentes autores que abordan el tratamiento de este parámetro.

Las fuerzas debidas a la interacción fluido–estructura (fuerza de arrastre ocasionada por el oleaje) se obtienen empleando las ecuaciones de Morison, que ya se trataron ampliamente en capítulos anteriores. Como se expuso, estas fuerzas dependen de la componente vectorial de la velocidad, originada por el oleaje de superficie libre. Recordando la expresión y particularizando al estudio de un cable de fondeo, se expresa como

$$F_o^e = \int_0^{le} f_o^e N ds, \quad (5.35)$$

en la que f_o^e puede ser expresado mediante la formulación de las ecuaciones de Morison.

La interacción de la línea con el fondo oceánico recibe un tratamiento especial, pues existen numerosos modelos matemáticos que permiten calcular la sollicitación sobre la línea. Es habitual tratar este problema simulando el contacto mediante modelos compuestos de muelles y amortiguadores en el caso del problema dinámico, mientras que en el caso del problema estático, únicamente suelen emplearse muelles para simular esta interacción. Estas fuerzas de fricción se pueden calcular siguiendo el modelo de fricción de Coulomb (Long y Jia-hua, 2006), siempre que la porción de línea que descansa sobre el fondo oceánico sea lo suficientemente grande. En el caso en el que se empleen modelos de muelles y amortiguadores, esta interacción puede modelarse como sigue (Nakhaee, 2010),

$$F_f^e = \int_0^{le} f_m^e N ds + \int_0^{le} f_a^e N ds, \quad (5.36)$$

donde las fuerzas normales y tangenciales por unidad de longitud debidas a la rigidez del muelle f_m^e , y las debidas al amortiguamiento f_a^e se expresan como:

- Para las fuerzas verticales de reacción debidas a la rigidez del fondo f_{mz}^e

$$\begin{cases} f_l w l^e & , \text{ si } (z_r - (z^e)^{t+\Delta t}) > f_l w l^e \\ -K_f \left((z^e)^t - z_r + (\dot{z}^e)^t \Delta t + \Delta t^2 \left(\frac{1}{2} - \beta \right) (\ddot{z}^e)^t \right) & , \text{ si } (z_r - (z^e)^{t+\Delta t}) \leq f_l w l^e \end{cases} \quad (5.37)$$

donde z^e es la coordenada vertical del elemento considerado, K_f es el producto de la rigidez del fondo por el área de contacto del elemento, β es un coeficiente relacionado con el método de integración de Bossak–Newmark, que se trata en la siguiente sección y f_l es un coeficiente para establecer el valor límite para la reacción del fondo del océano. El término z_r se expresa como

$$z_r = z_i + \frac{wl^e}{G_k D}, \quad (5.38)$$

donde G_k es la rigidez del fondo (Lindahl y Sjoberg, 1983).

- Para las fuerzas verticales debidas al amortiguamiento del fondo f_{az}^e ,

$$\begin{cases} d_v((\dot{z}^e)^t + (1 - \gamma)\Delta t(\ddot{z}^e)^t) & , \text{ si } (\dot{z}^e)^{t+\Delta t} < 0 \\ 0 & , \text{ si } (\dot{z}^e)^{t+\Delta t} \geq 0 \end{cases} \quad (5.39)$$

siendo d_v formulado como

$$d_v = 2,0 G_c \sqrt{G_k \left(\frac{wl^e}{g}\right) (Dl^e)},$$

donde G_c es el amortiguamiento crítico del fondo (Lindahl y Sjoberg, 1983).

- Para las fuerzas horizontales de amortiguamiento f_{ax}^e en la dirección x y f_{ay}^e en la dirección y respectivamente se tiene que

$$\begin{aligned} f_{ax}^e &= ((\dot{x}^e)^t + (1 - \gamma)\Delta t(\ddot{x}^e)^t), \\ f_{ay}^e &= ((\dot{y}^e)^t + (1 - \gamma)\Delta t(\ddot{y}^e)^t). \end{aligned} \quad (5.40)$$

Además, los términos de rigidez y amortiguamiento se añaden posteriormente a la matriz algebraica de resolución del sistema, para llevar a cabo la resolución del equilibrio dinámico del cable.

Finalmente, es preciso calcular las fuerzas internas del sistema para llevar a cabo el planteamiento del equilibrio dinámico. Estas fuerzas internas F_{int} se pueden estimar como sigue

$$F_{int} = \sigma_o + E \frac{(l^e)^2 - (l_o^e)^2}{2 l_o^e} \quad (5.41)$$

siendo σ_o la pretensión inicial del cable y l_o^e la longitud original de la barra.

5.4 Esquema de integración temporal

A continuación se detallan los esquemas numéricos empleados en el análisis del comportamiento dinámico del cable de fondeo. En el estudio realizado se eligen y comparan diferentes métodos para la determinación del comportamiento de la línea en cada intervalo

de tiempo. Pueden encontrarse en la bibliografía diversos planteamientos. Hughes (2000) realiza un amplio repaso por las metodologías empleadas para la resolución de problemas de tipo hiperbólico, como es el caso en estudio. Así, resulta posible encontrar diversas estrategias numéricas para afrontar la determinación de la cinemática del cable en cada instante de tiempo. Autores como Nakajima (1982), Van den Boom (1977) o Walton, Polacheck y David (1959) propusieron una discretización mediante masas concentradas (LMM) empleando como método de resolución numérica el método de Houbolt (Bathe, 1996; Zienkiewicz y Taylor, 2005; Rao, 2010).

Van den Boom (1977) demostró que el uso del método LMM resulta suficiente para llevar a cabo una estimación precisa del comportamiento dinámico del cable de fondeo. Se observó además que el método puede introducir movimientos parásitos, que sin embargo pueden reducirse con solo incrementar el número de nodos o masas que componen la línea, o lo que es lo mismo, reduciendo el peso de cada una de estas masas.

En estos casos es habitual plantear un sistema de ecuaciones basado en el error e_i obtenido para cada aproximación numérica⁵,

$$e_i = (x_i - x_{i-1})^2 + (y_i - y_{i-1})^2 + (z_i - z_{i-1})^2 - l_e \left(1 + \frac{T_e}{EA}\right)^2. \quad (5.42)$$

Otros autores como Gobat y Grosenbaugh (2006) usan una discretización mediante MEF, para posteriormente llevar a cabo el análisis numérico de líneas de fondeo mediante el método α generalizado (Chung y Hulbert, 1993).

Es posible encontrar diferentes métodos multipaso lineales (*Linear Multistep Methods*, LMS), entre los que destacan fundamentalmente una familia de métodos numéricos, los basados en el método de Newmark (1959), que se emplean en dinámica estructural (Hughes, 2000).

Si se realiza un repaso por aquellos métodos empleados para la integración temporal en análisis estructural dinámico, se pueden encontrar el método de Houbolt (Houbolt, 1950), el método de Park (Hughes, 2000), el método θ de Wilson (1968), el método HHT desarrollado por Hilbert, Hughes y Taylor (1977) o el método propuesto por Wood, Bossak y Zienkiewicz (1980) pertenecientes a la familia de métodos de Newmark o métodos de tipo Diferencias Finitas (Bathe, 1996).

El método de Newmark está constituido por un conjunto de ecuaciones destinado a la resolución de problemas de dinámica estructural como el presentado en la Ecuación (5.16).

$$x^{t+\Delta t} = x^t + \Delta t \dot{x}^t + \frac{\Delta t^2}{2} [(1 - 2\beta)\ddot{x}^t + 2\beta\ddot{x}^{t+\Delta t}], \quad (5.43)$$

⁵ Teniendo en cuenta la no extensibilidad de cada segmento en que se divide el cable.

$$\begin{aligned}\dot{x}^{t+\Delta t} &= \dot{x}^t + \Delta t[(1 - \gamma)\ddot{x}^t + \gamma\ddot{x}^{t+\Delta t}], \\ \mathbf{M}^{t+\Delta t} \ddot{x}^{t+\Delta t} + \mathbf{C}^{t+\Delta t} \dot{x}^{t+\Delta t} + (\mathbf{K}_o^{t+\Delta t} + \mathbf{K}_L^{t+\Delta t})x^{t+\Delta t} &= F^{t+\Delta t}.\end{aligned}$$

Este método es consistente⁶ y estable, ambas condiciones necesarias para la convergencia. La estabilidad y el error de este método dependen básicamente de los parámetros β y γ . El método es incondicionalmente estable⁷ cuando se tienen valores de $\beta \geq 0,5$ y $\gamma \geq 0,25(\beta + 0,5)^2$. En el estudio realizado se han empleado la familia de métodos de Newmark, tanto el método de Newmark como el método de Bossak. El método de Bossak queda formulado como sigue:

$$(1 - \alpha_b)\mathbf{M}^{t+\Delta t} \ddot{x}^{t+\Delta t} + \alpha_b\mathbf{M}^t + \mathbf{C}^{t+\Delta t} \dot{x}^{t+\Delta t} + (\mathbf{K}_o^{t+\Delta t} + \mathbf{K}_L^{t+\Delta t})x^{t+\Delta t} = F^{t+\Delta t}, \quad (5.44)$$

donde α_b es el coeficiente cuyo valor debe ser mayor de 0,5.

En cualquier caso, es preciso determinar las características estáticas de la línea en el instante inicial, así como sus condiciones de contorno. Por ello, la solución estática de la ecuación de catenaria, constituye un buen punto de partida para el inicio del cálculo numérico. Fijados los puntos inicial (x_i, y_i, z_i) en el fondo oceánico y final (x_f, y_f, z_f) o de contacto con el artefacto flotante y establecidas las características de la línea, tales como longitud total de la línea (L) peso por metro (w) y número de nodos (n) puede obtenerse la posición estática de la línea en el instante inicial de tiempo, es decir para $t = 0$ s (véase la Figura 5.3).

Una vez determinada la posición en la configuración estática de la línea, se procede al estudio dinámico del cable con la asignación de las propiedades mecánicas del cable, junto con todos aquellos parámetros relacionados con el modelo numérico empleado.

El equilibrio entre fuerzas externas (F^e) e internas (F_{int}), puede expresarse como:

$$(F^e)^{t+\Delta t} = P^0 + (F_{int})^{t+\Delta t},$$

donde P^0 es la pretensión inicial.

En el caso estático (linealizando desde la configuración de t):

$$\begin{aligned}(F^e)^{t+\Delta t} &= P^0 + (F_{int})^t + \delta F = P^0 + (F_{int})^t + \mathbf{K}^{t+\Delta t} \delta x, \\ \mathbf{K}^{t+\Delta t} \delta x &= (F^e)^{t+\Delta t} - P^0 - (F_{int})^t.\end{aligned}$$

Por lo tanto, resulta que

⁶ Se dice que un esquema de integración temporal es consistente si:

$$\lim_{h \rightarrow 0} \frac{x_{n+1} - x_n}{h} = \dot{x}(t_n)$$

donde \dot{x} es la velocidad en el instante t_n considerado.

⁷ Esto solamente es válido en aquellos casos en los que no se considere amortiguamiento. En el caso de amortiguamiento las condiciones variarán y dependerán del coeficiente de amortiguamiento.

$$\mathbf{K}^{t+\Delta t} = \frac{\delta F^e}{\delta x}. \quad (5.45)$$

En el método propuesto la resolución de la dinámica de la línea se realiza en términos de aceleración imponiendo condiciones de contorno en el extremo que permiten hacer compatible el movimiento del cable con el módulo de cálculo hidrodinámico *SeaFEM* (Serván y García-Espinosa, 2011; CompassIS, 2014a).

En el caso dinámico, el equilibrio entre fuerzas externas, internas y fuerzas de inercia y amortiguamiento, queda como:

$$(F^e)^{t+\Delta t} = \mathbf{M}^{t+\Delta t}\ddot{x} + \mathbf{C}^{t+\Delta t}\dot{x} + P^0 + (F_{int})^t,$$

o lo que es lo mismo,

$$\begin{aligned} (F^e)^{t+\Delta t} &= \mathbf{M}^{t+\Delta t}\ddot{x} + \mathbf{C}^{t+\Delta t}\dot{x} + P^0 + (F_{int})^{t+\Delta t} + \mathbf{K}^{t+\Delta t}\delta x, \\ \mathbf{M}^{t+\Delta t}\ddot{x} + \mathbf{C}^{t+\Delta t}\dot{x} + \mathbf{K}^{t+\Delta t}\delta x &= (F^e)^{t+\Delta t} - P^0 - (F_{int})^t. \end{aligned}$$

Se obtiene por tanto el siguiente equilibrio dinámico,

$$\mathbf{M}^{t+\Delta t}\ddot{x} + \mathbf{C}^{t+\Delta t}\dot{x} + (\mathbf{K}_L^{t+\Delta t} + \mathbf{K}_G^{t+\Delta t})\delta x = (F^e)^{t+\Delta t} - P^0 - (F_{int})^t. \quad (5.46)$$

Iniciado el cálculo iterativo se procede a obtener la posición de la línea y con ello un valor de la tensión efectiva de la línea. De acuerdo con el equilibrio anterior, el método de Newmark puede escribirse como (el exponente i denota contador de iteraciones)

$$\begin{aligned} &[\mathbf{M}^{t+\Delta t,i} + \gamma\Delta t\mathbf{C}^{t+\Delta t,i} + \beta\Delta t^2(\mathbf{K}_L^{t+\Delta t,i} + \mathbf{K}_G^{t+\Delta t,i})] \ddot{x}^{t+\Delta t,i+1} = \\ &= \beta\Delta t^2(\mathbf{K}_L^{t+\Delta t,i} + \mathbf{K}_G^{t+\Delta t,i}) \ddot{x}^{t+\Delta t,i} + (F^e)^{t+\Delta t} - P^0 - (F_{int})^{t,i} \\ &\quad - \mathbf{C}^{t+\Delta t,i}[\dot{x}^t + \Delta t(1-\gamma)\ddot{x}^t]. \end{aligned} \quad (5.47)$$

Resultando un sistema algebraico de la siguiente forma

$$\mathbf{M}_{ef}^{t+\Delta t,i} \ddot{x}^{t+\Delta t,i+1} = F_{ef}^{t+\Delta t,i}, \quad (5.48)$$

donde $\mathbf{M}_{ef}^{t+\Delta t,i}$ se denomina como '*masa efectiva*' y $F_{ef}^{t+\Delta t,i}$ como vector de '*fuerzas efectivas*'.

Procediendo de la misma forma con el esquema de Bossak-Newmark resulta que

$$\begin{aligned} &[(1-\alpha_b)\mathbf{M}^{t+\Delta t,i} + \gamma\Delta t\mathbf{C}^{t+\Delta t,i} + \beta\Delta t^2(\mathbf{K}_L^{t+\Delta t,i} + \mathbf{K}_G^{t+\Delta t,i})] \ddot{x}^{t+\Delta t,i+1} = \\ &= \beta\Delta t^2(\mathbf{K}_L^{t+\Delta t,i} + \mathbf{K}_G^{t+\Delta t,i}) \ddot{x}^{t+\Delta t,i} + (F^e)^{t+\Delta t} - P^0 - (F_{int})^t \\ &\quad - \mathbf{C}^{t+\Delta t,i}[\dot{x}^t + \Delta t(1-\gamma)\ddot{x}^t] - \alpha\mathbf{M}^{t+\Delta t,i}\ddot{x}^t. \end{aligned} \quad (5.49)$$

Se llega de la misma forma a un sistema de ecuaciones similar al (5.48).

Para estimar la convergencia en cada paso de tiempo e iteración i , se comprueba que el error cuadrático medio no supere una determinada tolerancia impuesta.

$$ECM = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x^{n+1} - x^n)^2. \quad (5.50)$$

El intervalo temporal se establece de acuerdo a criterios de convergencia y estabilidad (Bathe, 1996; Hughes, 2000). De acuerdo con Hughes (2000) el intervalo de tiempo crítico para garantizar la estabilidad de la estimación numérica

$$\Delta t \leq \frac{\min(l^e)}{\sqrt{\frac{3E}{\rho_c}}}, \quad (5.51)$$

donde ρ_c es la densidad del cable y $\min(l^e)$ es la longitud mínima de los elementos de barra.

Para la resolución numérica dada por la Ecuaciones (5.48) pueden emplearse diversos algoritmos iterativos como el método iterativo de Gauss–Seidel, de Jacobi, el método SOR (*successive overrelaxation*), métodos de descenso de tipo Gradiente Conjugado o el método iterativo Pardiso (Schenk et al., 2001), combinados con diversos preconditionadores de la matriz $\mathbf{M}_{ef}^{t+\Delta t}$, como por ejemplo factorización de tipo LU, de tipo ILU, de tipo diagonal, de tipo SPAI, etc. (Bruaset, 1995). En el caso considerado se ha llevado a cabo una experimentación numérica con los diversos métodos mencionados antes. Se concluye que por razones de velocidad de cálculo y optimización, el método de Pardiso es el más adecuado y por tanto el empleado en la resolución de la Ecuación (5.48). Se requiere que en cada intervalo temporal se resuelva el comportamiento dinámico de la línea un número determinado de veces para alcanzar la convergencia buscada en el cálculo dinámico acoplado entre el movimiento del flotador y el modelo dinámico del cable de fondeo.

De una forma esquemática, el procedimiento propuesto para el cálculo de las líneas de fondeo podría resumirse de la siguiente forma:

1. Imposición de las condiciones iniciales y de contorno, y estimación de la configuración estática de la línea.
2. Estimación de las matrices de masa \mathbf{M} , masa añadida \mathbf{MA} , rigidez ($\mathbf{K}_o + \mathbf{K}_L$) y amortiguamiento \mathbf{C} , si este último término fuese considerado en el cálculo dinámico.
3. Estimación de las fuerzas actuantes sobre cada uno de los elementos en que se divide el cable en el intervalo $t + \Delta t$.
4. Inicio del cálculo dinámico y estimación de la nueva posición del cable en el intervalo $t + \Delta t$.
5. Iteración de los pasos 2 a 4 hasta alcanzar la convergencia en cada intervalo de tiempo $t + \Delta t$. Para ello se facilita la convergencia mediante el método de Aitkens (Irons y Tuck, 1969).

5.5 Conexión con SeaFEM

5.5.1 Introducción

Se efectúa a continuación un resumen de las principales características del código *SeaFEM* (Serván y García-Espinosa, 2011; CompassIS, 2014a). Además se exponen las motivaciones que llevan a la conexión del código de análisis de sistemas de fondeo con el software *SeaFEM*, y se plantea el algoritmo de cálculo acoplado del modelo dinámico de cálculo del comportamiento en la mar y esquema de cálculo de sistemas de fondeo desarrollado.

El código *SeaFEM* resuelve y simula problemas relacionados con la Ingeniería Oceánica y con la interacción de oleaje con estructuras flotantes. El análisis de este tipo de problemas se aborda mediante el uso de la teoría potencial (problema de difracción-radiación) combinada con técnicas de perturbación de Stokes. Este software usa modelos basados en MEF para llevar a cabo el análisis en el dominio del tiempo y determinar así el comportamiento dinámico en el mar de estructuras flotantes en mallas no estructuradas. A diferencia de los códigos viscosos, el uso de estas teorías evita emplear técnicas de remallado durante la simulación, con el consecuente ahorro computacional. Al llevarse a cabo el análisis en el dominio del tiempo resulta sencillo la incorporación de fuerzas externas lineales o no lineales sobre las estructuras flotantes simuladas, como por ejemplo, los efectos restauradores de las líneas de fondeo, como es el caso tratado.

5.5.2 Teoría básica de SeaFEM

SeaFEM es capaz de resolver el comportamiento de un cuerpo flotante considerando el problema de radiación-difracción en presencia de corrientes. Este problema se formula mediante el siguiente conjunto de ecuaciones

$$\nabla^2 \phi = 0, \quad \text{en } \Omega_f, \quad (5.52)$$

$$\partial_t \phi + u \nabla_h \phi + \frac{\nabla \phi_h^2}{2} + g\xi + \frac{P_a}{\rho} = 0, \quad \text{en } z = 0, \quad (5.53)$$

$$\partial_t \xi + (u \nabla_h \phi) \nabla_h \xi + \partial_z \phi = 0, \quad \text{en } z = 0, \quad (5.54)$$

$$\partial_z \phi = 0 \quad \text{en } z = -h, \quad (5.55)$$

$$(u + \nabla \phi) n_b = v_b n_b, \quad \text{en } z = \Gamma_b, \quad (5.56)$$

donde ϕ es el potencial de velocidades, ξ es la elevación de la superficie libre, Ω_f es el dominio fluido, P_a es la presión atmosférica, Γ_b es la superficie mojada, v_b representa la velocidad local en la superficie del cuerpo, u es la velocidad de la corriente y ∇_h es el gradiente en el plano horizontal.

Véase que en el sistema anterior, las Ecuaciones (5.53) y (5.54) son respectivamente las condiciones cinemática y dinámica de superficie libre. Además, *SeaFEM* considera que el dominio es infinito en el plano horizontal (Serván y García–Espinosa, 2011; CompassIS, 2014a).

Para la resolución del sistema anterior, *SeaFEM* realiza una descomposición del potencial de velocidades y de la elevación de ola en dos partes bien diferenciadas cada una. Si ϕ se considera la solución del sistema de ecuaciones anterior, este se puede expresar como $\phi = \psi + \varphi$, donde φ es el potencial de velocidades de olas difractadas y ψ el potencial de las olas radiadas por el cuerpo. El término ψ es el potencial de velocidades que se puede obtener de manera analítica empleando la teoría de ondas de Airy, cuya solución analítica viene expresada como

$$\psi = \sum_{i=1}^m \frac{\cosh[k_i(h+z)]}{\cosh(|k_i|h)} \cos[k_i x(ut) - \omega_i t + \delta_i]. \quad (5.57)$$

Por otro lado, la elevación de ola sobre la superficie libre ξ se divide a su vez en dos términos, de modo que $\xi = \eta + \varsigma$. El primero de ellos puede obtenerse también de forma analítica,

$$\varsigma = \sum_{i=1}^m A_i \sin[k_i x(ut) - \omega_i t - \delta_i], \quad (5.58)$$

siendo A_i la amplitud del oleaje.

Los términos restantes, resultado de la descomposición del potencial de velocidades y de elevación de olas, se pueden obtener de acuerdo a un sistema similar al presentado al inicio de este punto.

SeaFEM emplea MEF para resolver este conjunto de ecuaciones, empleando mallas no estructuradas, pues mejora la flexibilidad del programa, ya que permite adaptarse a multitud de geometrías diferentes (Serván y García–Espinosa, 2011 y 2013).

La formulación débil del problema anterior puede expresarse en forma matricial como

$$\mathbf{L}\varphi = b^b + b^r + b^z + b^h, \quad (5.59)$$

donde \mathbf{L} es la matriz Laplaciana y b^b , b^r , b^z , y b^h son los vectores resultantes de la integración de las condiciones de contorno.

Conviene indicar que *SeaFEM* evita el uso de linealizaciones sobre los términos convectivos en la resolución de la superficie libre. Para ello, cuando estos términos adquieren importancia, se recurre a una diferenciación a lo largo de las líneas de corriente. En la resolución de este problema se emplea un esquema compacto de cuarto orden de Padé (Serván y García–Espinosa, 2011),

$$\frac{\varphi^{n+1} - 2\varphi^n + \varphi^{n-1}}{\Delta t^2} = -g\partial_z\varphi^n - \frac{1}{12}g(\partial_z\varphi^{n+1} - 2\partial_z\varphi^n + \partial_z\varphi^{n-1}), \quad (5.60)$$

donde ∂_z denota la derivada a lo largo de la superficie libre.

Una vez estimado el potencial de velocidades, la elevación la superficie libre se determina mediante un esquema de diferencias finitas de cuarto orden. Llevado cabo la resolución del sistema de Ecuaciones (5.52–5.56), la presión en cualquier punto del dominio Ω_f se evalúa como

$$P^{n+1} = -\rho g z - \frac{\rho}{\Delta t} \left(\frac{25}{12}\phi^{n+1} - 4\phi^n + 3\phi^{n-1} - \frac{4}{3}\phi^{n-2} + \frac{1}{4}\phi^{n-3} \right). \quad (5.61)$$

Obtenidas las presiones sobre el artefacto flotante y su posterior integración sobre superficie mojada Γ_b se evalúa el vector de fuerzas externas F sobre el flotador. La dinámica del objeto queda determinada entonces empleando un esquema de integración similar al empleado para la resolución del comportamiento dinámico del fondeo, el esquema de integración Bossak–Newmark (Hughes, 2000). El sistema se expresa como (Serván y García–Espinosa, 2013)

$$\mathbf{M}[(1 - \alpha_b)\ddot{X}^{n+1} - \alpha_b\ddot{X}^n] + \mathbf{K}X^n = F^{n+1}. \quad (5.62)$$

SeaFEM emplea además el método de relajación–aceleración de Aitkens para encontrar la nueva posición del cuerpo (Irons y Tuck, 1969) en cada intervalo de tiempo considerado, que viene expresado como

$$X^{n+1} = \omega_A \tilde{X}^{n+1} - (1 - \omega_A)X^{n+1}, \quad (5.63)$$

donde ω_A es un parámetro de relajación del método de Aitkens.

5.5.3 Acoplamiento con SeaFEM

Uno de los principales aspectos a considerar en la interacción entre los sistemas de fondeo y el movimiento del flotador es la unión o el acoplamiento de los comportamientos dinámicos, que se realizan mediante la relación tensión–desplazamiento que se establece entre ambos. En este punto, cabe decir que *SeaFEM* facilita la incorporación de estas fuerzas no lineales, debidas a la restauración del fondeo.

En el ámbito del acoplamiento entre los comportamientos dinámicos de diferentes artefactos u elementos flotantes, habitualmente se lleva a cabo a través del método de convolución planteado por Cummis (1962). En estos casos el sistema planteado se presenta como sigue

$$[\mathbf{M} + \mathbf{M}\mathbf{A}(\infty)]\ddot{x} + \left[\int_0^\infty R(t - \tau) dt \right] \dot{x} + \mathbf{K}x = F + F_f \quad (5.64)$$

donde R se denomina función de retardo y F_f es el vector de fuerzas debido al efecto

restaurador del cable de fondeo.

Autores como Kim (2003), Yang y Tsay (2007), Tahar y Kim (2008) y Kim et al. (2013) presentan diversos trabajos relacionados con el acoplamiento entre los movimientos del artefacto flotante y las tensiones de cables de fondeo. La mayor parte de los autores, que han realizado trabajos en la materia, emplean MEF para estimar la dinámica de la línea e introducir las tensiones del cable dentro del sistema dinámico global. En todos los casos se combinan métodos BEM de alto orden (*High Order Boundary Element Method*, HOBEM) para estimar el potencial de velocidades del fluido y con ello la dinámica del artefacto flotante, con métodos MEF para estimar el comportamiento del cable (Yang y Tsay, 2007; Kim et al., 2013).

En contraposición con los trabajos encontrados en la literatura hasta la fecha, en este trabajo, el comportamiento en la mar del objeto flotante se obtiene a partir de la resolución de las ecuaciones de difracción–radiación mediante el MEF, siendo este planteamiento novedoso, pues el análisis se realiza en el dominio del tiempo, evitando el uso de técnicas como la integral de convolución. La interacción entre ambos comportamientos dinámicos, se establece mediante la relación tensión–desplazamiento del extremo de la línea, que permanece unida al dispositivo flotante. Se plantea el nexo entre ambos comportamientos de manera esquemática mediante los siguientes pasos:

0. Una vez que *SeaFEM* ha resuelto el potencial de velocidades, para el paso de tiempo actual y para la iteración i del bucle exterior del *solver* del problema de flujo potencial, se inicial el bucle que resuelve la dinámica no lineal del artefacto flotante.
1. Estimado el potencial de velocidades mediante *SeaFEM*, se determina la presión en el dominio fluido y por tanto las fuerzas y momentos sobre el artefacto integrando la presión sobre el cuerpo flotante y con ello el comportamiento dinámico en un intervalo de tiempo Δt .
2. Se actualiza la posición del extremo del cable imponiendo unas aceleraciones compatibles con este desplazamiento estimado. La nueva posición del extremo del cable $(x_f, y_f, z_f)^{n+1}$ resulta

$$\begin{aligned} x_f^{n+1} = & x_f^n + (x_f + X^b + r_x(\cos \alpha^b \cos \beta^b - 1) \\ & + r_y(\cos \alpha^b \sin \beta^b \sin \phi^b - \sin \alpha^b \cos \phi^b) \end{aligned} \quad (5.65)$$

$$\begin{aligned} & + r_z(\cos \alpha^b \sin \beta^b \cos \phi^b + \sin \alpha^b \sin \phi^b)), \\ y_f^{n+1} = & (y_f + Y^b + r_x(\cos \alpha^b \cos \beta^b) \\ & + r_y(\sin \alpha^b \sin \beta^b \sin \phi^b + \cos \alpha^b \cos \phi^b) \end{aligned} \quad (5.66)$$

$$+ r_z(\sin \alpha^b \sin \beta^b \cos \phi^b - \cos \alpha^b \sin \phi^b),$$

$$z_f^{n+1} = \left(z_f + Z^b + r_x(\sin \beta^b) + r_y(\cos \beta^b \sin \phi^b) \right. \\ \left. + r_z(\cos \alpha^b \cos \beta^b - 1) \right), \quad (5.67)$$

donde (r_x, r_y, r_z) son las tres rotaciones del artefacto y (X^b, Y^b, Z^b) son los tres desplazamientos del cuerpo flotante.

3. Para la primera iteración j del bucle que resuelve la dinámica del artefacto flotante fondeado, se calcula la dinámica de la línea hasta que se alcanza la convergencia, utilizando el desplazamiento del extremo como condición de contorno. En la primera iteración j del bucle que resuelve la dinámica del artefacto flotante fondeado, se calcula la matriz de rigidez de la línea, mediante diferenciación numérica. Esta matriz se utilizará para linealizar la respuesta del fondeo en la actual iteración i del *solver* global.
4. Las reacciones en el extremo del fondeo, F_f , se utilizan como fuerzas exteriores en *SeaFEM*, para calcular la dinámica del artefacto flotante mediante:

$$\mathbf{M}[(1 - \alpha_b)\ddot{X}^{n+1} - \alpha_b\ddot{X}^n] + \mathbf{K}X^n = F^{n+1} + F_f. \quad (5.68)$$

5. Se itera hasta el Paso 4 (inclusive), hasta que se alcanza la convergencia del bucle dinámico.
6. Una vez alcanzada la convergencia del bucle de comportamiento dinámico interior, se inicia una nueva iteración del bucle del *solver*, hasta que converge el problema global y se avanza al siguiente intervalo de tiempo Δt (véase la Figura 5.7).

Conviene aclarar que el intervalo temporal correspondiente a la solución de la dinámica de la plataforma es mayor que el correspondiente a la dinámica del cable, con lo que resulta necesario hacer compatible ambos intervalos temporales. En el caso en estudio, para llevar a cabo esta tarea, resulta preciso multiplicar Δt por un factor s , denominado de estabilidad, que ayuda a que el cálculo numérico alcance la convergencia. Habitualmente, suelen emplearse valores entre $0,1 < s < 1,0$. En la Figura 5.7 se describe de manera esquemática el procedimiento expuesto.

Como ya se ha comentado anteriormente, la resolución de la dinámica del cable se realiza en términos de aceleración. La dinámica del artefacto flotante impondrá el movimiento en el extremo de la línea que es dado por *SeaFEM* para cada paso de tiempo Δt . Es posible entonces establecer diferentes esquemas para llevar a cabo este acoplamiento entre dinámicas.

En este trabajo se plantean diferentes formas de imponer la aceleración en el extremo del cable, desde esquemas de aceleración lineal hasta esquemas cúbicos de manera que se permita un acoplamiento adecuado entre los movimientos del flotador y los movimientos de la línea. Por experimentación numérica se llega a la conclusión que el siguiente esquema de aceleración lineal propuesto es el más robusto, resultando seleccionado para imponer las condiciones de contorno en el extremo de la línea.

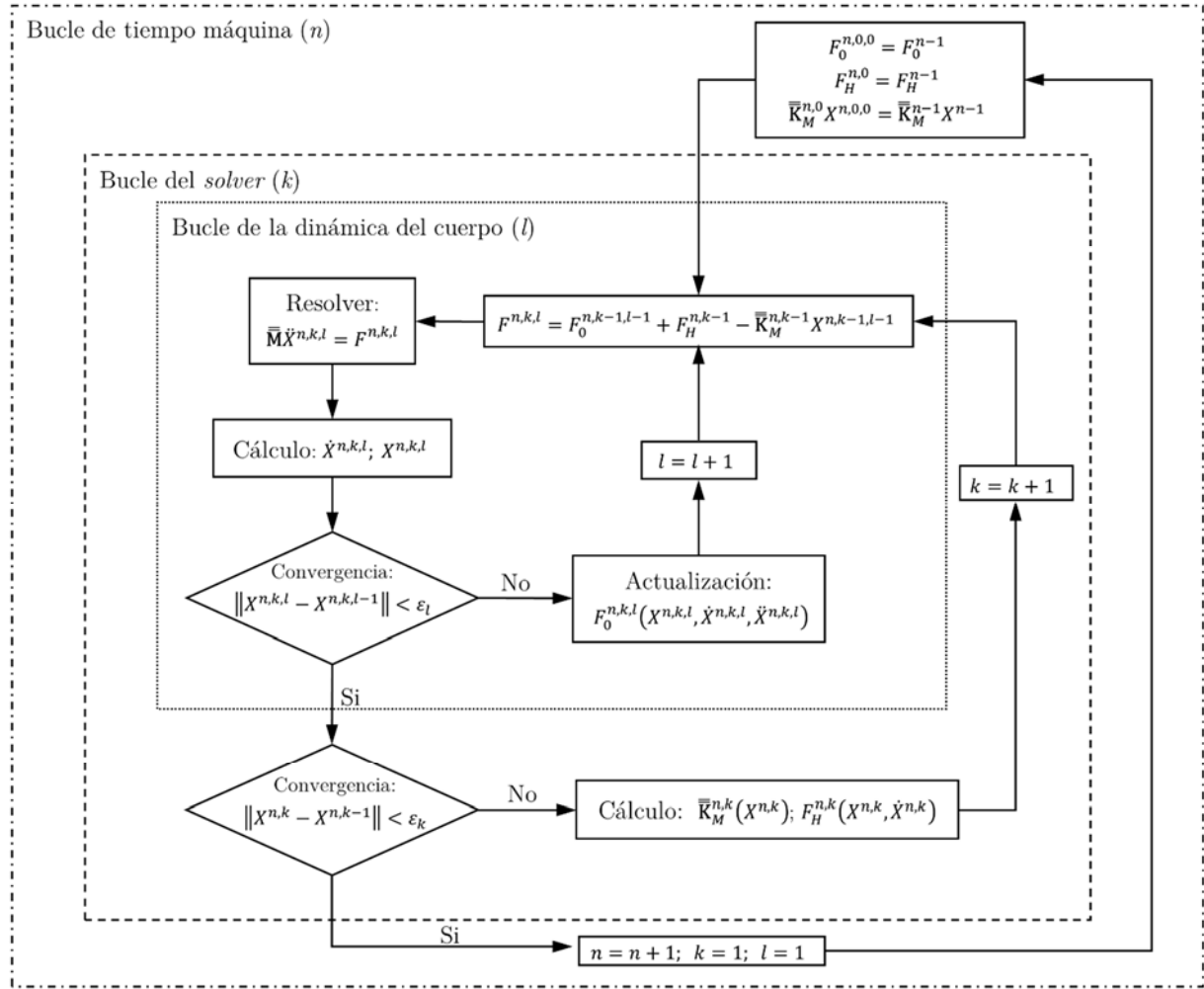


Figura 5.7: Esquema de resolución del código *SeaFEM*, junto con el esquema de acoplamiento del código de estimación del comportamiento dinámico de líneas de fondeo desarrollado.

Puesto que la resolución de la línea se lleva a cabo en términos de aceleración, se asume una variación lineal de la aceleración del extremo del cable. Por lo tanto, a lo largo del intervalo t a $t + \Delta t$, se ha de cumplir que

$$\ddot{x}^{t+\Delta t} = \ddot{x}^t + c_1 \Delta t,$$

$$x^{t+\Delta t} = x^t + \Delta t \dot{x}^t + \frac{\Delta t^2}{2} [(1 - 2\beta) \ddot{x}^t + 2\beta \ddot{x}^{t+\Delta t}].$$

Por lo tanto, de las relaciones anteriores, se obtiene

$$x^{t+\Delta t} = x^t + \Delta t \dot{x}^t + \frac{\Delta t^2}{2} [(1 - 2\beta) \ddot{x}^t + 2\beta (\ddot{x}^t + c_1 \Delta t)] \Rightarrow$$

$$x^{t+\Delta t} = x^t + \Delta t \dot{x}^t + \frac{\Delta t^2}{2} [\ddot{x}^t + 2\beta \Delta t c_1] \Rightarrow$$

$$c_1 = \frac{1}{\beta \Delta t} \left[\frac{x^{t+\Delta t} - x^t}{\Delta t^2} - \frac{\dot{x}^t}{\Delta t} - \frac{\ddot{x}^t}{2} \right].$$

Para la integración en n sub-intervalos de duración $\Delta t/n$, se calcula el desplazamiento al

final del i -ésimo sub-intervalo como

$$x^{t+i\frac{\Delta t}{n}} = x^t + i\frac{\Delta t}{n}\dot{x}^t + \frac{1}{2}\left(i\frac{\Delta t}{n}\right)^2 \left[\ddot{x}^t + 2\beta c_1 i\frac{\Delta t}{n}\right].$$

Y se calcula la aceleración final del i -ésimo sub-intervalo como

$$c_1^i = \frac{1}{\beta\frac{\Delta t}{n}} \left[\frac{x^{t+i\frac{\Delta t}{n}} - x^{t+(i-1)\frac{\Delta t}{n}}}{\left(\frac{\Delta t}{n}\right)^2} - \frac{\dot{x}^{t+(i-1)\frac{\Delta t}{n}}}{\frac{\Delta t}{n}} - \frac{\ddot{x}^{t+(i-1)\frac{\Delta t}{n}}}{2} \right], \quad (5.69)$$

$$\ddot{x}^{t+i\frac{\Delta t}{n}} = \ddot{x}^{t+(i-1)\frac{\Delta t}{n}} + c_1^i \frac{\Delta t}{n}.$$

Es preciso indicar que la imposición de este esquema de aceleraciones, se lleva a cabo para acelerar el esquema de solución. Se ha linealizado la respuesta de la línea para buscar la solución dentro del bucle que resuelve el comportamiento dinámico del sistema. En cada iteración global (del bucle externo) se vuelve a resolver el fondeo y se actualizan las matrices de rigidez de cada línea.

Por otra parte, el cálculo de la rigidez de la línea se efectúa aproximando las derivadas de la tensión en cada una de las direcciones espaciales mediante diferenciación numérica. Para ello se establece una perturbación en cada dirección espacial de la siguiente manera,

$$h = \max(10^{-6}, \sqrt{\varepsilon} \max(l^e)), \quad (5.70)$$

siendo ε el valor que da el límite superior en el error relativo debido al redondeo en aritmética de punto flotante y $\max(l^e)$ el máximo de la longitud de los elementos que conforman el cable de fondeo.

Se resuelve la dinámica de la línea, obteniendo unas nuevas tensiones que permiten obtener la rigidez de la línea, es decir,

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x} R &= \frac{R(\Delta x_f + h) - R(\Delta x_f)}{dh}, \\ \frac{\partial}{\partial y} R &= \frac{R(\Delta y_f + h) - R(\Delta y_f)}{dh}, \\ \frac{\partial}{\partial z} R &= \frac{R(\Delta z_f + h) - R(\Delta z_f)}{dh}, \end{aligned} \quad (5.71)$$

donde R son las reacciones del extremo de la línea.

Las reacciones de la línea se pueden estimar como sigue

$$R = F_{ef}^{t+\Delta t, i} - [(1 - \alpha_b)\mathbf{M} + \Delta t\gamma \mathbf{C} + \Delta t^2\beta\mathbf{K}] \ddot{x}^{t+\Delta t, i} \quad (5.72)$$

El resultado es la matriz de rigidez \mathbf{K}_l de la línea

$$\mathbf{K}_l = \begin{bmatrix} \frac{\partial R_x}{\partial x} & \frac{\partial R_x}{\partial y} & \frac{\partial R_x}{\partial z} \\ \frac{\partial R_y}{\partial x} & \frac{\partial R_y}{\partial y} & \frac{\partial R_y}{\partial z} \\ \frac{\partial R_z}{\partial x} & \frac{\partial R_z}{\partial y} & \frac{\partial R_z}{\partial z} \end{bmatrix}. \quad (5.73)$$

Los efectos restauradores en el extremo de la línea de fondeo sobre el artefacto flotante pueden evaluarse como:

$$\begin{aligned} F_x &= R_x + k_{11}\Delta x + k_{12}\Delta y + k_{13}\Delta z, \\ F_y &= R_y + k_{21}\Delta x + k_{22}\Delta y + k_{23}\Delta z, \\ F_z &= R_z + k_{31}\Delta x + k_{32}\Delta y + k_{33}\Delta z. \end{aligned} \quad (5.74)$$

donde los valores de k son los términos que se evalúan en la matriz anterior.

5.6 Ejemplos y validación del código de análisis del comportamiento dinámico de fondeo

En esta sección se presentan ejemplos dedicados a la verificación y validación del código MEF no lineal implementado, que se ha explicado a lo largo de este capítulo. Para ello se utilizan diversos recursos bibliográficos y se establecen comparaciones entre diferentes autores mediante la simulación de casos sencillos, pero a la vez lo suficientemente representativos para comprobar la validez del modelo MEF.

5.6.1 Caso de validación 1

El primer caso de verificación del modelo dinámico de cable propuesto consiste en un cable sujeto por ambos extremos, sometido a la acción de su propio peso. En este test se compara con la solución analítica obtenida por Ortigosa (2011). El cable tiene estudiado tiene las características mostradas en la Tabla 5.1. En el caso de estudio el cable se ha dividido en 22 elementos finitos y se ha empleado un intervalo de tiempo $\Delta t = 0,01$ segundos.

Tabla 5.1: Caso de validación 1. Características del cable analizado.

Característica	Valor
Longitud (L)	14,1421 m
Peso por metro (w)	0,49 N/m
Área seccional (A)	5×10^{-4} m ²
Módulo de Young (E)	5×10^5 N/m ²

La Figura 5.8 muestra el esquema del caso de estudio 1. Para verificar que los resultados obtenidos son acertados, se comparan con la solución analítica obtenida para aquella

catenaria de longitud L que tiene la misma flecha que la obtenida por el modelo numérico presentado. Además, la solución analítica de las reacciones verticales en los extremos del cable es 3,4681 Newton y la solución analítica obtenida para el modelo numérico propuesto es de 3,4684 Newton. La discrepancia obtenida en cuanto al valor de las reacciones verticales puede aparecer por el número de elementos en los que se ha dividido la línea, con lo que aumentando su número se puede llegar a la misma solución.

La Figura 5.9 muestra la evolución del comportamiento del cable para diferentes intervalos de tiempo hasta que adquiere la situación de equilibrio para la que alcanza la máxima flecha situada en 0,714 m.

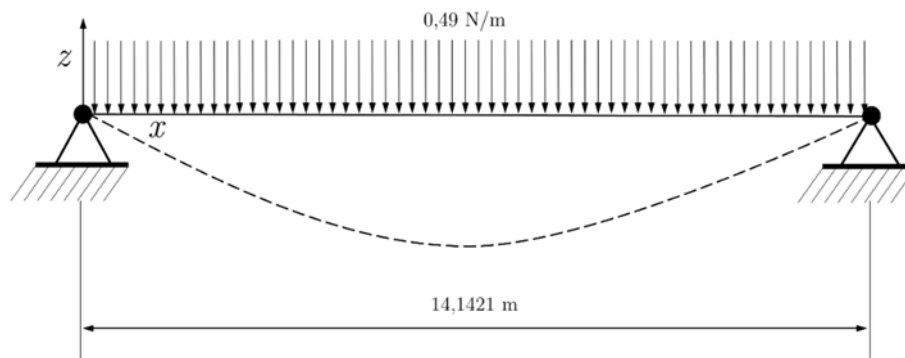


Figura 5.8: Caso de validación 1. Esquema del cable bajo su propio peso.

Por otra parte, en la Figura 5.10 se muestran los resultados correspondientes al desplazamiento del nodo donde se obtiene la flecha máxima en función del tiempo. Se observa como un aumento en el ratio de amortiguamiento acelera la convergencia hasta la situación de equilibrio del cable.

La flecha máxima de la catenaria de longitud 14,24 metros corresponde con la obtenida de la solución numérica del cable propuesto. Esta flecha puede obtenerse de forma aproximada mediante la siguiente expresión analítica:

$$fl = \frac{wL^2}{8T_h}$$

En el caso de estudio la flecha máxima adquirida se sitúa en torno a 0,714 m. El resultado de la expresión anterior se sitúa en 0,72 m, lo que indica que el resultado numérico es el esperado.

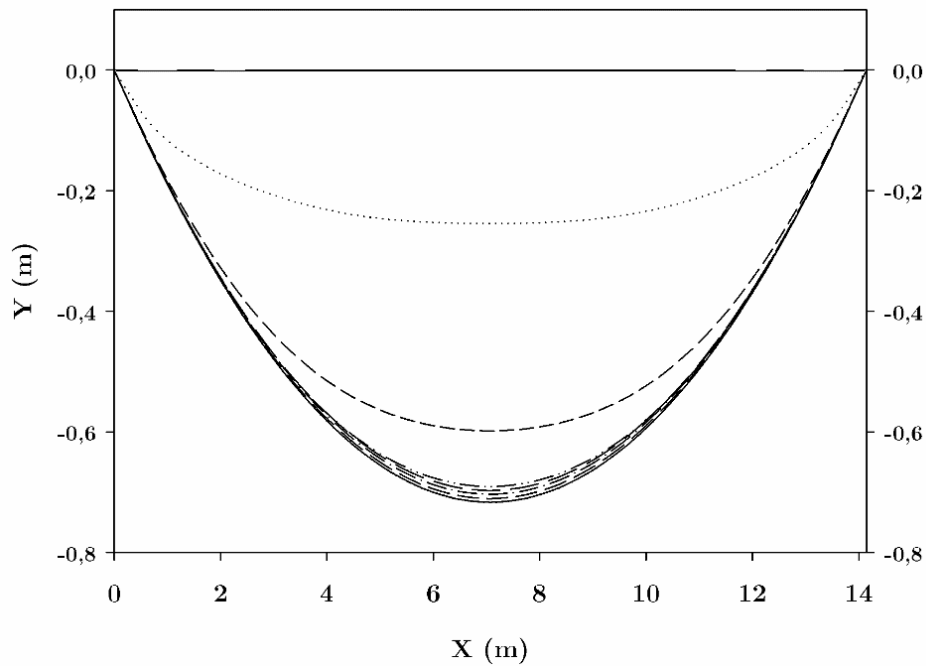


Figura 5.9: Representación de la evolución del cable bajo su propio peso en diferentes pasos de tiempo, hasta que se alcanza la situación estacionaria.

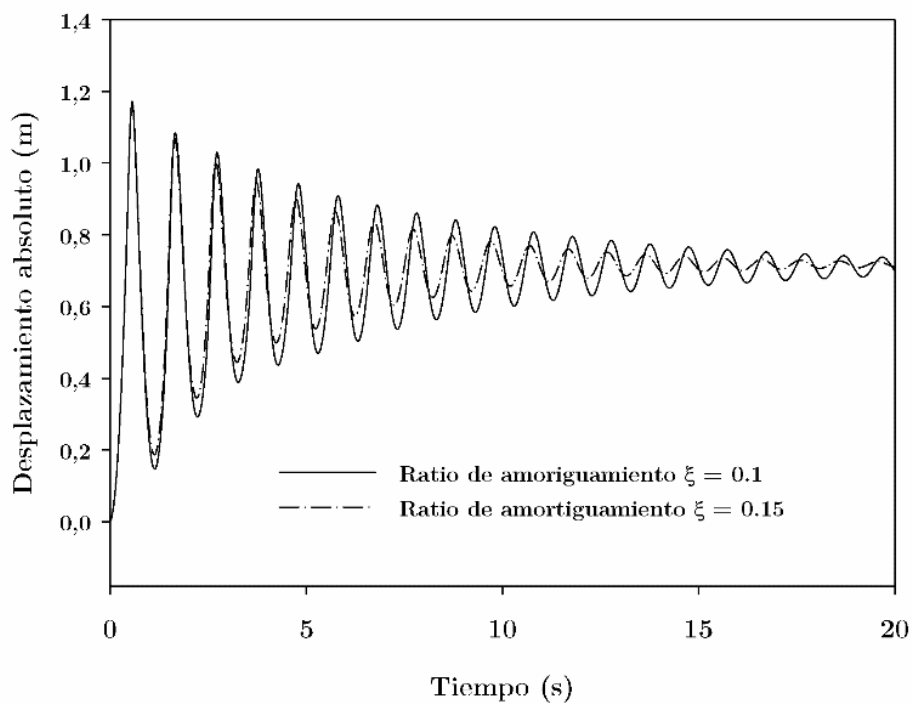


Figura 5.10: Evolución del desplazamiento del nodo que adquiere la máxima flecha para diferentes ratios de amortiguamiento del cable analizado.

5.6.2 Caso de validación 2

El segundo caso de discusión consiste en un cable sujeto por sus extremos en una posición inicial de equilibrio. Seguidamente, en el primer instante de tiempo, el cable queda suelto por uno de sus extremos, bajo cargas gravitatorias y sometido a sus propias vibraciones. En el

análisis aquí descrito se ha dividido el cable en 44 elementos. El vano del cable es de 0,881 m y las características del mismo quedan recogidas en la Tabla 5.2. Este caso se basa en el estudio propuesto por Lazzari et al, (2001).

Tabla 5.2: Caso de validación 2. Características del cable analizado.

Característica	Valor	
Longitud (L)	1	m
Peso por metro (w)	0,98	N/m
Área seccional (A)	1×10^{-4}	m ²
Módulo de Young (E)	5×10^6	N/m ²

La Figura 5.11 muestra los movimientos del cable en el experimento realizado por Lazzari et al. (2001). Este movimiento del cable puede compararse con la Figura 5.12 obtenido numéricamente. Pueden apreciarse diferentes posiciones del cable para distintos pasos de tiempo. Se observa el buen ajuste obtenido entre los resultados numéricos y los resultados experimentales.



Figura 5.11: Imágenes del experimento realizado por Lazzari et al, (2001) con la evolución del cable en vibración libre sometido a cargas gravitatorias.

Se han comparado los resultados numéricos obtenidos para la posición extrema del cable con los resultados obtenidos a través del código *RamSeries* (CompassIS, 2014) y los determinados por Lazzari et al. (2001). Puede apreciarse en la Figura 5.13 que los valores numéricos resultantes se ajustan a los obtenidos a través del código comercial *RamSeries* y a los obtenidos por Lazzari et al. (2001). Se observan pequeñas diferencias numéricas en la zona correspondiente a la cota más baja obtenida durante la oscilación del cable. Estas pequeñas diferencias pueden deberse a discrepancias en cuanto a los valores de ajuste de los métodos numéricos empleados en el análisis del cable.

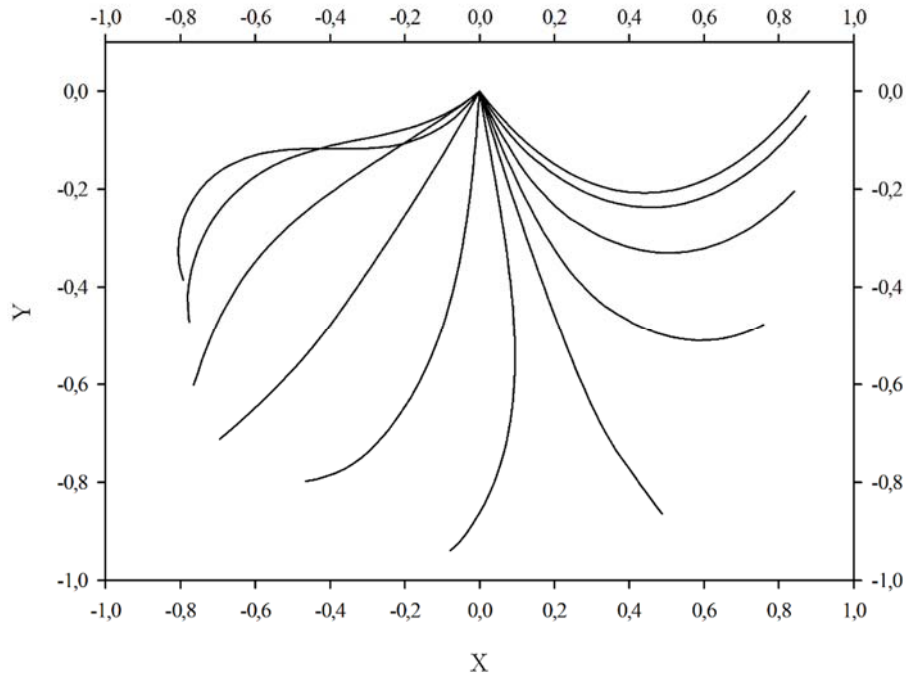


Figura 5.12: Resultados numéricos obtenidos para la evolución del cable en diferentes etapas de la simulación numérica desde su posición inicial a la derecha hasta su posición final a la izquierda en el instante $t = 1$ s.

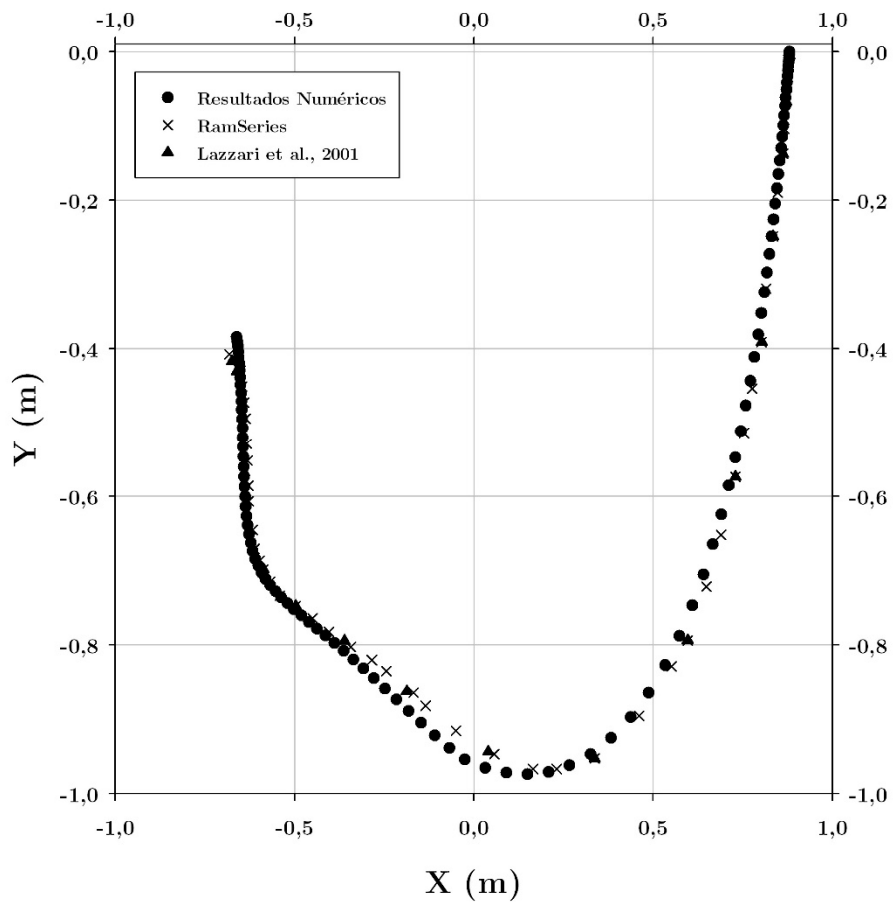


Figura 5.13: Resultados numéricos obtenidos para la evolución del extremo del cable en diferentes etapas de la simulación numérica desde su posición inicial a la derecha hasta su posición final a la izquierda en el instante $t = 1$ s comparadas con los resultados obtenidos por *RamSeries* y Lazzari et al. (2001).

5.6.3 Caso de validación 3

Este caso de validación consiste en un cable, cuyas características se muestran en la Tabla 5.3, unido en su extremo a un disco de radio 0,2 metros, el cual gira a una velocidad constante, con dos periodos de rotación respectivamente $T_r = 1,25$ s y $T_r = 3,5$ s (véase la Figura 5.14) Se reproduce la morfología propuesta por Lindahl y Sjoberg (1983) con el objetivo de establecer una comparación con resultados experimentales validados. Al cable de análisis se le impone en el extremo un movimiento dado por las siguientes ecuaciones:

$$x(t) = 0,2 \tanh(0,5t) \left(\cos \left(-\frac{2\pi}{T_r} t + \delta \right) - \cos(\delta) \right),$$

$$y(t) = 0,0 ,$$

$$z(t) = 0,2 \tanh(0,5t) \left(\sin \left(-\frac{2\pi}{T_r} t + \delta \right) - \sin(\delta) \right).$$

El cable se divide en 200 elementos. Las simulaciones se llevan a cabo durante 60 segundos, estableciendo un intervalo de tiempo $\Delta t = 0,001$ s. El resultado de las simulaciones son comparaciones mostradas en las Figuras 5.14 y 5.15 para ambos periodos de rotación con las fuerzas de reacción del extremo de la línea.

Tabla 5.3: Caso de validación 3. Características del cable.

Característica	Valor
Longitud (L)	33,0 m
Peso por metro (w)	0,18 N/m
Rigidez del cable (EA)	1×10^4 m
Diámetro (D)	2×10^{-3} m

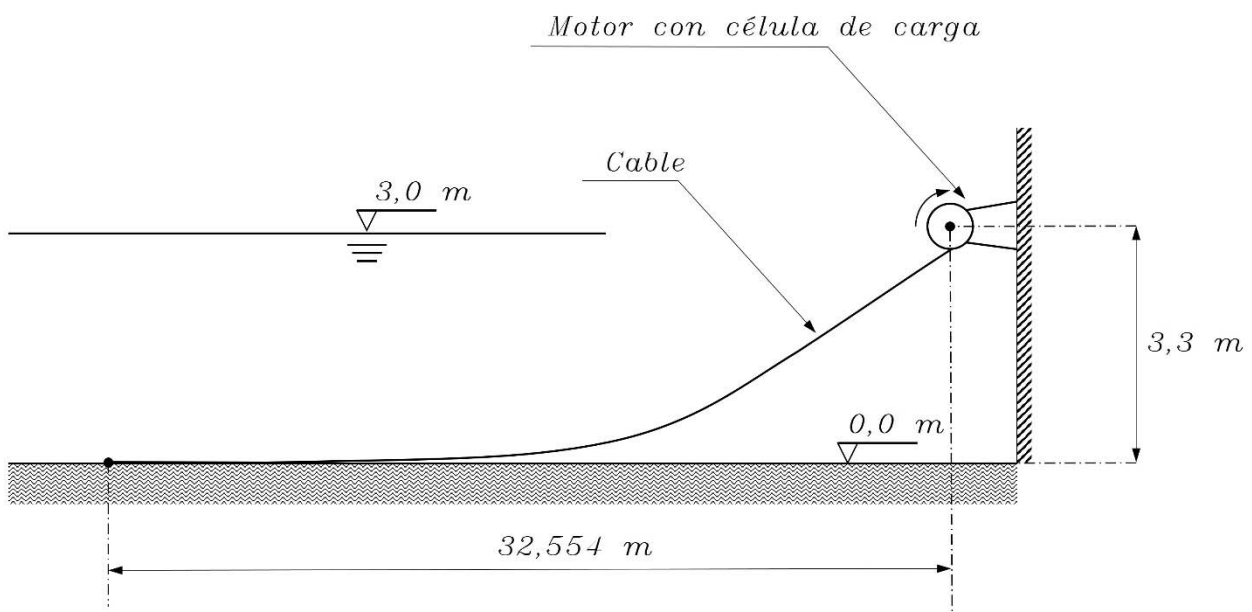


Figura 5.14: Caso de validación 3. Esquema con la disposición del experimento de Lindahl y Sjoberg (1983).

Puede apreciarse en las Figuras 5.15 y 5.16, un buen ajuste entre los valores numéricos obtenidos y los resultados experimentales. En el primer y segundo test se observa un buen ajuste de los resultados del modelo implementado con los datos experimentales. Es preciso mencionar, que en el análisis realizado se ha definido un transitorio inicial, durante el cual se ha amplificado suavemente el movimiento oscilatorio del disco hasta alcanzar su valor máximo. Este transitorio se ha eliminado en los resultados que se muestran en las figuras, trasladando el origen de las curvas.

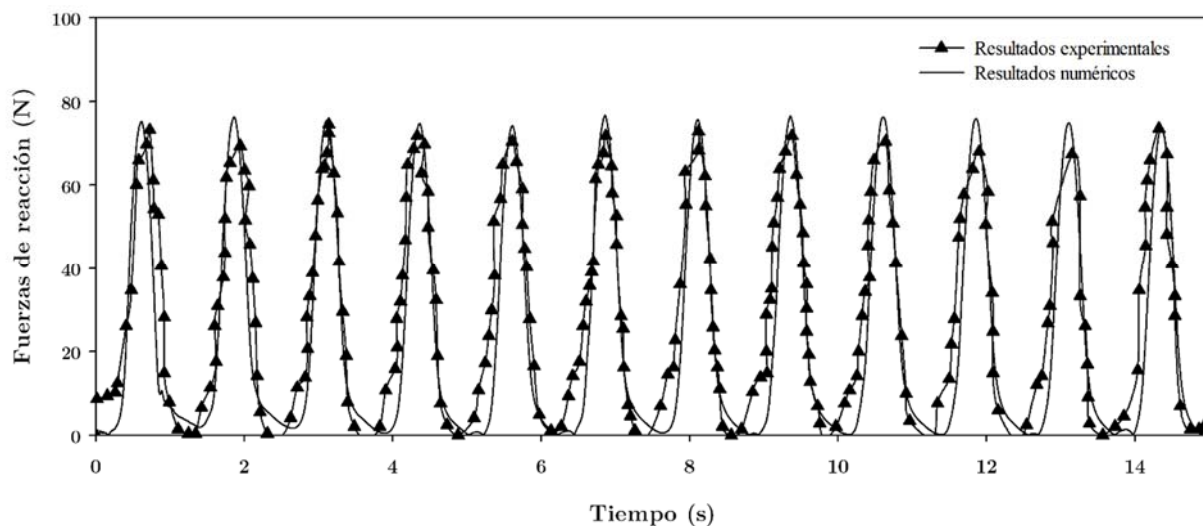


Figura 5.15: Caso de validación 3. Comparación entre los resultados experimentales de Lindahl y Sjöberg (1983) y los resultados numéricos para $T_r = 1,25$ s.

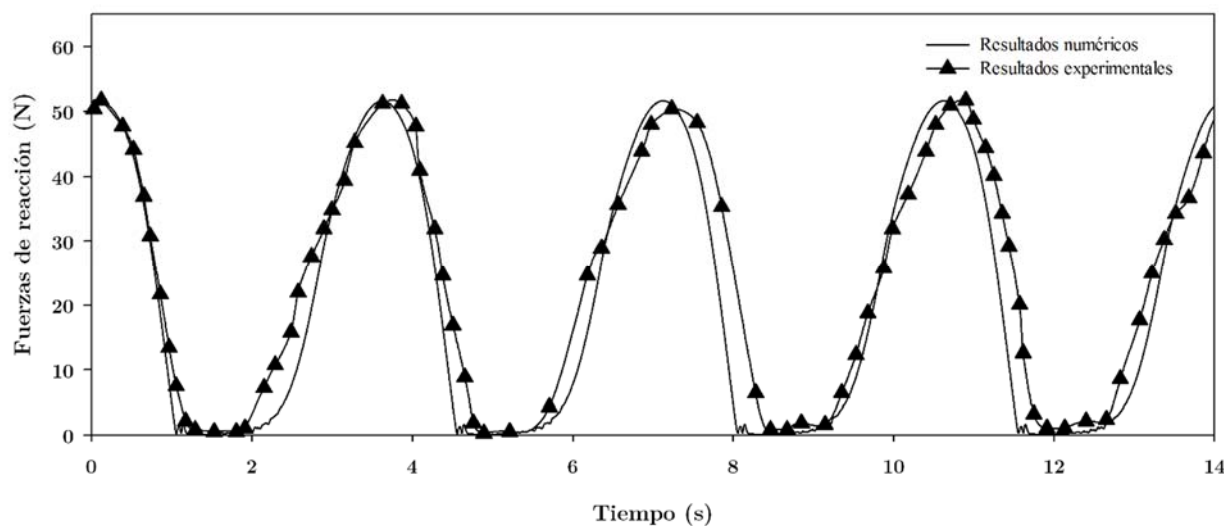


Figura 5.16: Caso de validación 3. Comparación entre los resultados experimentales de Lindahl y Sjöberg (1983) y los resultados numéricos para $T_r = 3,5$ s.

Las variaciones en los valores obtenidos se deben fundamentalmente a incertidumbres en cuanto a los datos experimentales, por ejemplo, el punto de inicio de rotación del cable.

5.4.4 Comparativa entre el modelo dinámico y el modelo cuasi-estático

En último lugar se presenta un caso de comparación entre el modelo dinámico implementado y un modelo cuasi-estático de catenaria elástica disponible en *SeaFEM*. Para ello, se estudiará una plataforma de forma cilíndrica con una configuración de dos líneas de fondeo de tipo catenaria (véase la Figura 5.16). Cada cable se ha dividido en 50 elementos en el modelo dinámico. Las coordenadas iniciales y finales de cada línea y las características de las catenarias se presentan en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4: Ejemplo de aplicación 1. Características de las líneas de fondeo y del flotador.

Característica	Valor
Longitud (L)	11,0 m
Peso por metro (w)	21 N/m
Área seccional (A)	$1,65 \times 10^{-5} \text{ m}^2$
Módulo de Young (E)	$210,0 \times 10^9 \text{ N/m}^2$
Diámetro del flotador (D)	1,0 m
Calado (T)	0,5 m
Posición del centro de gravedad (x_g, y_g, z_g)	(0; 0; 0) m
Número de líneas de fondeo	2
Coordenada del punto inicial (Línea 1)	(9,0;0,0;-5,0) m
Coordenada del punto final (Línea 1)	(0,0;0,0;0,0)
Coordenada del punto inicial (Línea 2)	(-9,0;0,0;-5,0)
Coordenada del punto final (Línea 2)	(0,0;0,0;0,0)

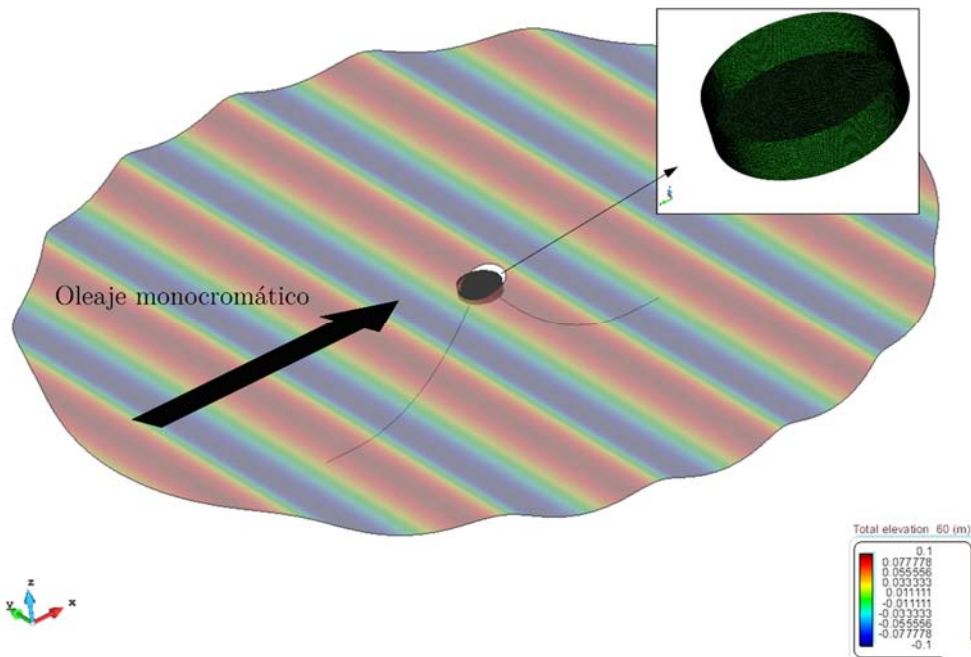


Figura 5.17: Ejemplo de aplicación 1. Imagen del dominio con el cilindro situado en su centro. En el extremo superior derecha se presenta una imagen representativa de la malla del cilindro en flotación.

La configuración propuesta ha sido analizada frente a la acción de dos oleajes

monocromáticos con una amplitud de 0,1 m y un periodo de 2 y 5 segundos, respectivamente, durante un intervalo de tiempo de 60 segundos. El paso de temporal adoptado para la simulación numérica se ha establecido en $\Delta t = 0,01$ s. La dirección principal del oleaje es de 0° , que resulta colineal con la dirección de las líneas de fondeo dispuestas.

Se analiza la respuesta de la plataforma comparando los resultados entre el modelo dinámico de cable implementado en esta tesis y el modelo cuasi-estático disponible en el código *SeaFEM*.

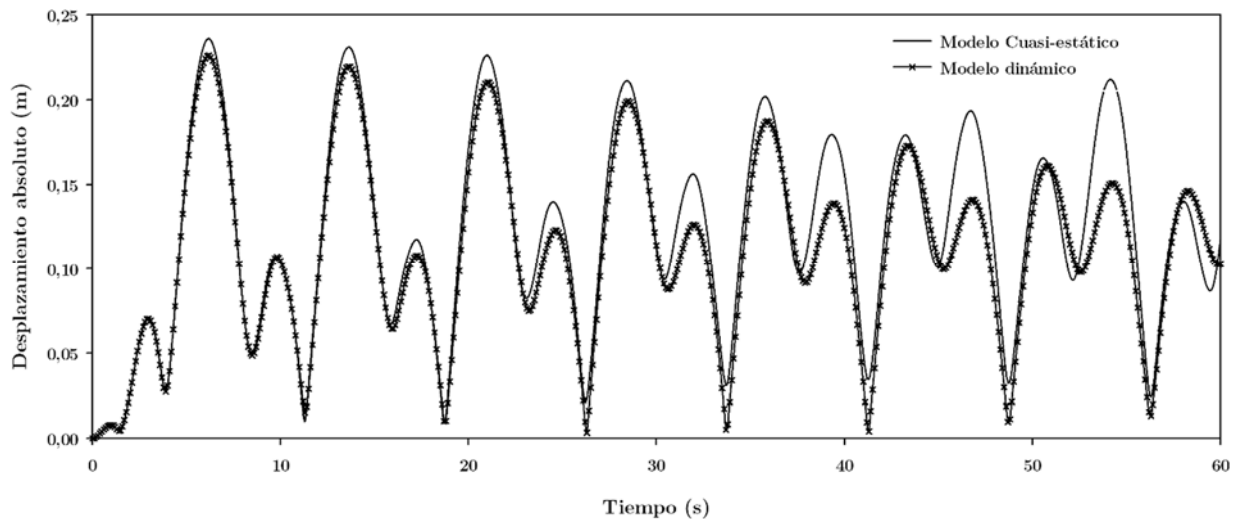


Figura 5.18: Comparación de los desplazamientos absolutos del extremo del cable de fondeo para la plataforma circular sometida a oleaje monocromático de amplitud 0,1 m y periodo 5 s con los modelos de fondeo cuasi-estático y dinámico.

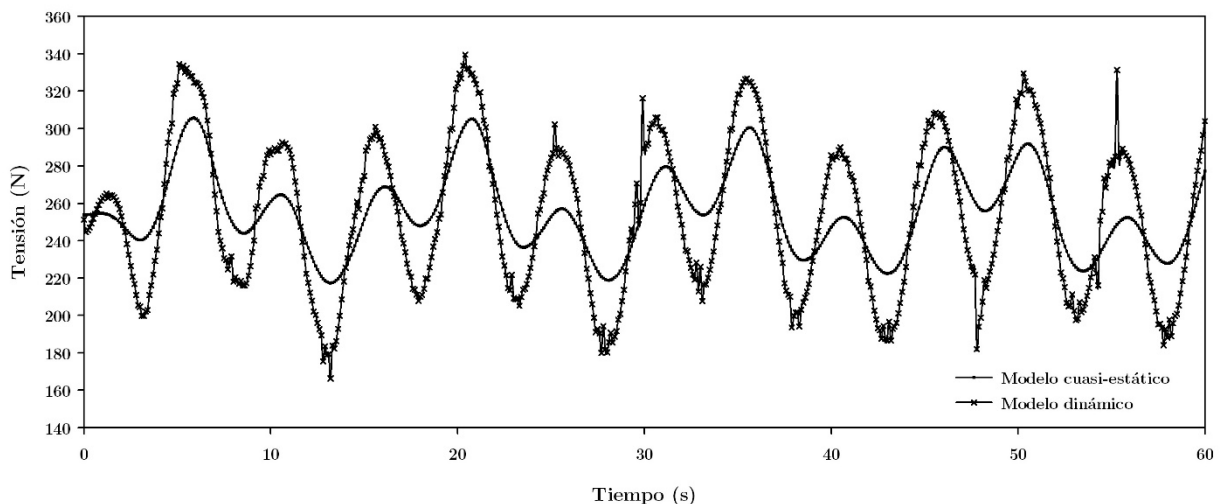


Figura 5.19: Comparación del valor absoluto de las tensiones en extremo del cable de fondeo para la plataforma circular sometida a oleaje monocromático de amplitud 0,1 m y periodo 5 s. con los modelos de fondeo cuasi-estático y dinámico.

Puede advertirse de las Figuras 5.20, 5.21, 5.24 y 5.25 que los movimientos registrados por la plataforma resultan similares para ambos modelos de fondeo. El valor medio de dichos grados de libertad tiende a ser nulo, lo que indica que el sistema de fondeo para dicha

plataforma realiza su labor de manera eficaz manteniéndola en su posición. Por otra parte, se observa que el modelo dinámico MEF presenta no linealidades en cuanto a la tensión registrada por la línea. Esto se observa claramente en los picos de tensión registrados que se deben fundamentalmente a la consideración de numerosos efectos no lineales en contraposición con el modelo cuasi-estático de fondeo. Para el segundo caso (periodo de 2 segundos), se aprecian picos de las reacciones de elevado valor, así como caídas de las reacciones de la línea, que pueden venir acompañadas de pérdida de tensión de las mismas. Estos picos alcanzan valores que pueden superar el doble del promedio de las reacciones de la plataforma (véase la Figura 5.23).

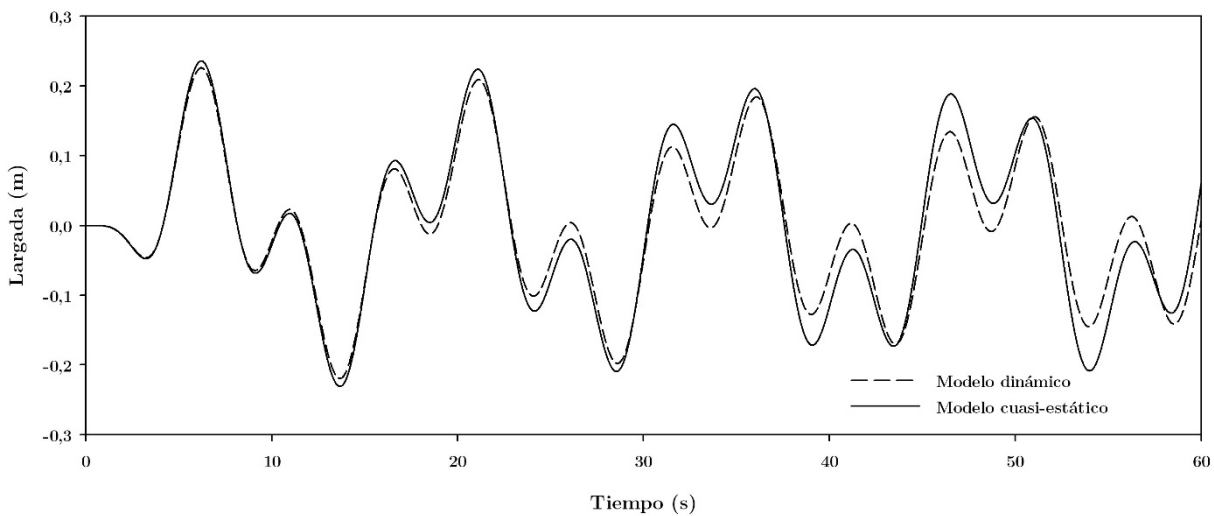


Figura 5.20: Comparación de los movimientos de largada de la plataforma circular sometida a oleaje monocromático de amplitud 0,1 m y periodo 5 s con los modelos de fondeo cuasi-estático y dinámico.

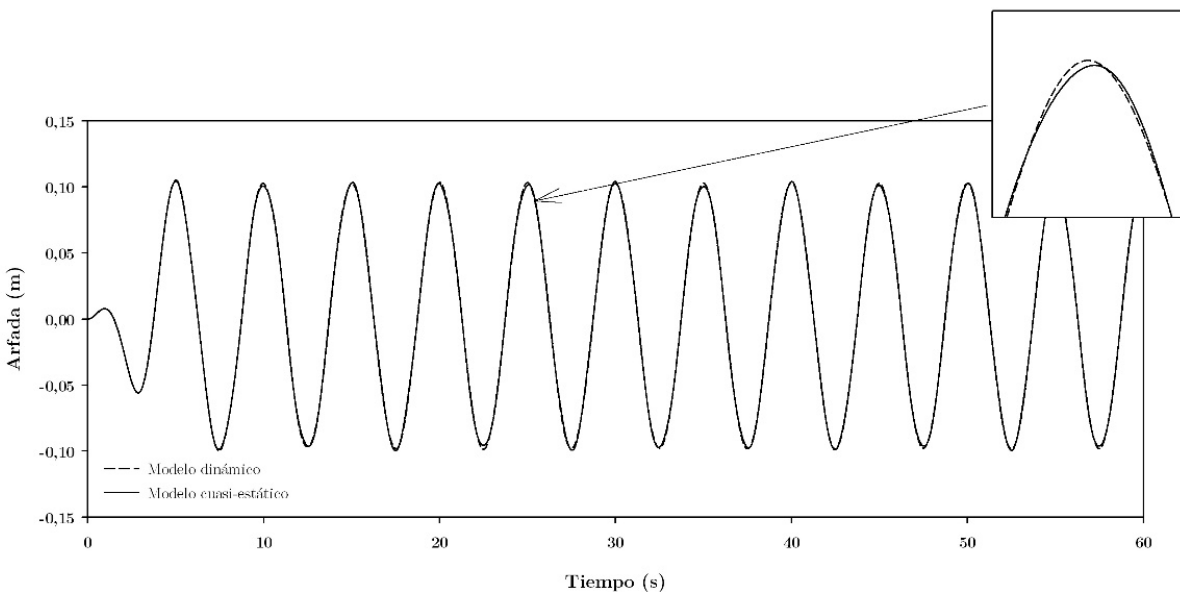


Figura 5.21: Comparación de los movimientos de arfada de la plataforma circular sometida a oleaje monocromático de amplitud 0,1 m y periodo 5 s con los modelos de fondeo cuasi-estático y dinámico.

Puede decirse que el modelo dinámico permite capturar y registrar efectos no

contemplados por el modelo cuasi-estático, lo que conlleva una mejora significativa en cuanto al diseño y verificación de estos sistemas se refiere. Este modelo MEF no lineal facilita llevar a cabo un estudio pormenorizado de cables de fondeo y tener en cuenta la mayor parte de los fenómenos que concurren a estos sistemas.

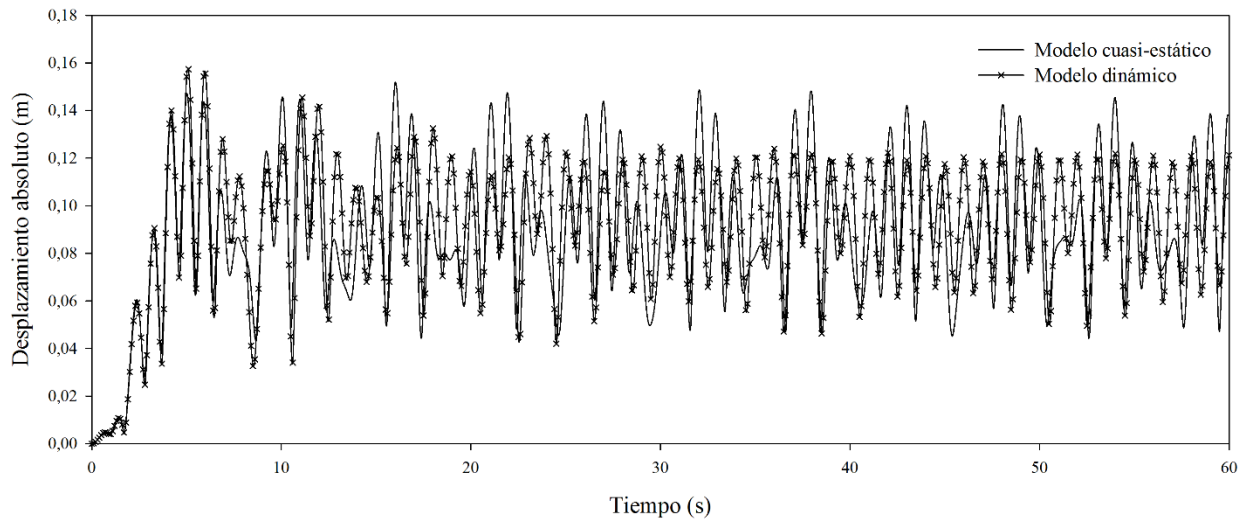


Figura 5.22: Comparación de los desplazamientos absolutos del extremo del cable de fondeo para la plataforma circular sometida a oleaje monocromático de amplitud 0,1 m y periodo 2 s con los modelos de fondeo cuasi-estático y dinámico.

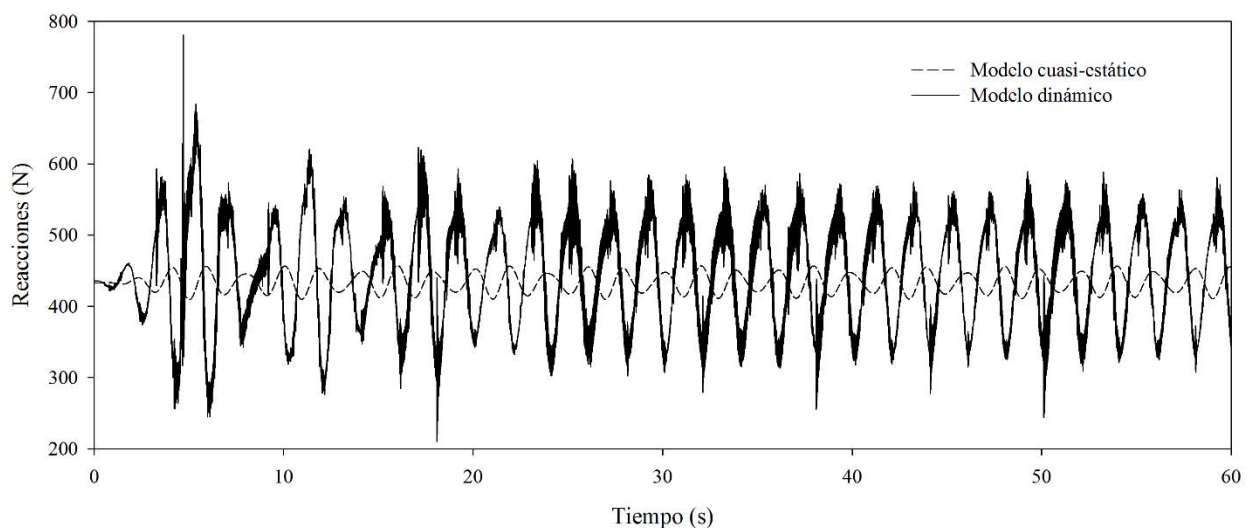


Figura 5.23: Comparación del valor absoluto de las tensiones en extremo del cable de fondeo para la plataforma circular sometida a oleaje monocromático de amplitud 0,1 m y periodo 2 s. con los modelos de fondeo cuasi-estático y dinámico.

En el segundo caso (periodo de 2 segundos) se desprende de la respuesta de la plataforma que los desplazamientos absolutos del extremo del cable en el modelo cuasi-estático son de mayor amplitud que los registrados por el modelo dinámico implementado (véase la Figura 5.22). Se observa también en la Figura 5.19 que la amplitud de las tensiones registradas por el modelo dinámico MEF no lineal, son mayores que las obtenidas por el modelo cuasi-

estático.

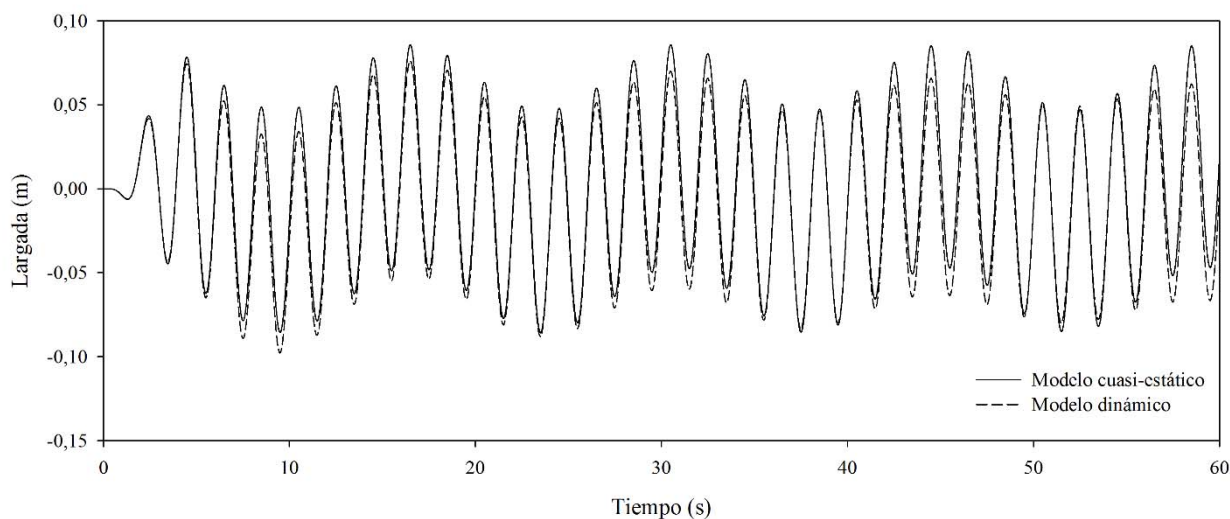


Figura 5.24: Comparación de los movimientos de largada de la plataforma circular sometida a oleaje monocromático de amplitud 0,1 m y periodo 2 s con los modelos de fondeo cuasi-estático y dinámico.

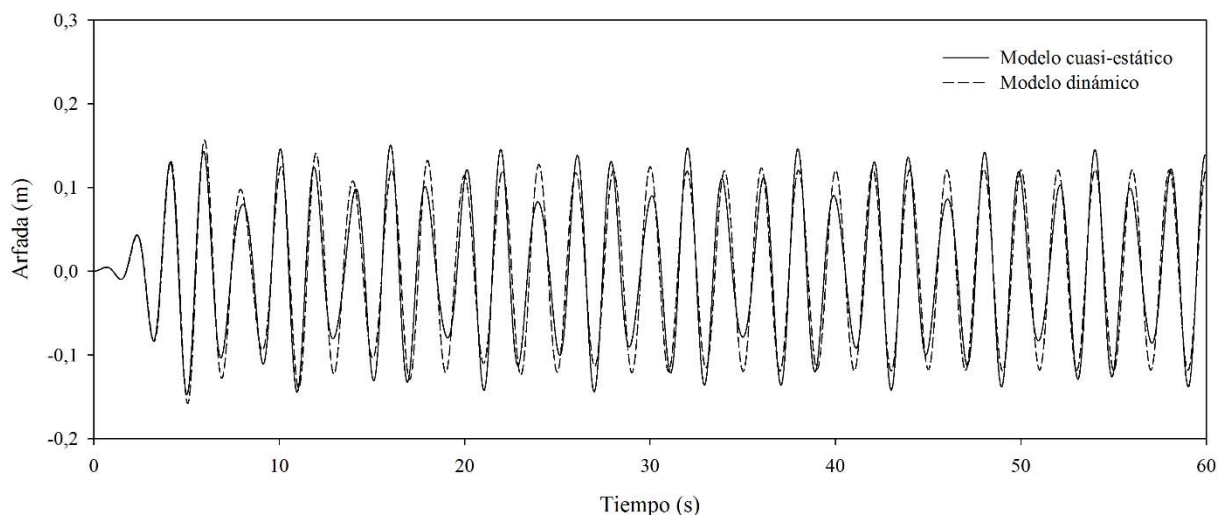


Figura 5.25: Comparación de los movimientos de arfada de la plataforma circular sometida a oleaje monocromático de amplitud 0,1 m y periodo 2 s con los modelos de fondeo cuasi-estático y dinámico.

El fenómeno de amplificación de tensiones (véase Figura 5.19) se puede observar en otros trabajos en la bibliografía relacionada con el estudio del comportamiento de cables de fondeo. Por ejemplo, ha sido recogido por otros autores como Tai-Pil (2011), Yang (2012) y Kim (2013).

Cabe remarcar que el resto de movimientos no se han representado pues su valor es significativamente pequeño con lo que puede considerarse despreciable. Puede decirse entonces, que el modelo dinámico implementado presenta indudables ventajas, relacionadas con una mayor precisión en cuanto al registro de reacciones de los cables, captura de no linealidades, picos de tensión o pérdida de tensión, lo que puede comportar una pérdida del sistema frente a la excitación de las cargas ambientales.

5.7 Conclusiones parciales

A lo largo de este capítulo se ha realizado un repaso por los diferentes procedimientos empleados en el análisis dinámico de cables de fondeo. Pueden establecerse entonces las siguientes conclusiones parciales.

La necesidad de establecer un procedimiento de cálculo de los sistemas de fondeo lo suficientemente completo y preciso o la facilidad con la que *SeaFEM* permite la implementación de solicitaciones externas lineales y no lineales han llevado al desarrollo de un código de análisis del comportamiento dinámico de cables basado en MEF no lineal. El desarrollo propuesto permite el estudio del comportamiento de líneas de fondeo en artefactos flotantes.

La integración temporal se ha llevado a cabo mediante un método numérico basado en la familia de método de integración de Newmark, denominado método de Bossak–Newmark. Se ha desarrollado un procedimiento para establecer la relación entre el comportamiento dinámico del artefacto flotante y el de la línea de fondeo a través de *SeaFEM*, mediante una relación entre las reacciones del cable y los desplazamientos del artefacto.

Se ha verificado que el modelo MEF no lineal permite obtener valores ajustados a la realidad. Mediante los casos de validación que se han llevado a cabo se ha demostrado que el modelo numérico propuesto permite una correcta estima del comportamiento y tensión del cable.

Cabe reseñar que el resultado de esta parte de la investigación se ha expuesto en diversas comunicaciones a congresos, entre las que destaca la presentada en el Congreso Internacional MARINE 2013 celebrado en Mayo de 2013, en Hamburgo (Alemania), titulada “*Dynamic Modelling of Mooring for floating Offshore Structures*” y la expuesta en el Congreso Nacional de Ingeniería Naval e Industria Marítima, celebrado en Octubre de 2013, en Madrid, titulada “Estudio dinámico de líneas de fondeo en plataformas flotantes de aerogeneradores marinos”.

Análisis del comportamiento dinámico de un aerogenerador marino

Como colofón a la presente tesis, en este último capítulo se describe un análisis del comportamiento dinámico de un aerogenerador sometido a cargas acopladas de viento, de oleaje y de corrientes. En primer lugar, se presenta un procedimiento de trabajo para el estudio del comportamiento de aerogeneradores marinos (como objetivo final de la presente tesis) en el que se integran cada una de las herramientas desarrolladas a lo largo de esta tesis. A continuación, se expone el estudio de cinco casos significativos del análisis *hidro-aeroelástico* de un aerogenerador marino flotante basado en la tipología de boya *spar*. El objetivo es la estimación de su comportamiento dinámico, la influencia de cargas acopladas en condiciones operativas y del modelo MEF no lineal implementado y expuesto en el capítulo anterior. Finalmente se exponen unas conclusiones y recomendaciones prácticas para el estudio del comportamiento dinámico de aerogeneradores marinos.

6.1 Propuesta de análisis integral de un aerogenerador marino y nexo con las herramientas desarrolladas

A lo largo del presente trabajo se han desarrollado una serie de aplicaciones prácticas y códigos dedicados al análisis específico, desde un punto de vista estructural y de comportamiento dinámico, de las distintas partes que componen la estructura de un aerogenerador marino, ya sea flotante o no. Se ha demostrado en los capítulos precedentes que las herramientas desarrolladas hasta ahora permiten completar este estudio con éxito. En los capítulos anteriores se han ido planteando problemas de interés de forma separada, alcanzando con éxito en cada uno ellos los objetivos planteados.

Desde un punto de vista práctico, conviene diseñar y establecer un procedimiento que demuestre el encaje de las herramientas desarrolladas y su modo de aplicación en el diseño y estudio integral de un aerogenerador marino. En este sentido, se propone un procedimiento o guía para llevar a cabo el análisis del aerogenerador. El procedimiento que se propone se muestra en la Figura 6.1, como diagrama de flujo. Obsérvese en esta figura que se plantean tres flujos de trabajo, cada uno de ellos relacionado con las diferentes partes que conforman el conjunto aerogenerador-plataforma: análisis de la turbina, análisis de la plataforma y análisis del comportamiento dinámico frente a cargas ambientales acopladas.

El primer hito para comenzar un estudio integral de un aerogenerador flotante comienza con la selección de un emplazamiento adecuado. Para ello se tienen en cuenta las condiciones climatológicas, además de otras como puedan ser la regulación/normativa del lugar de instalación. Una vez seleccionado un emplazamiento adecuado de acuerdo a los diversos procedimientos establecidos (DNV, 2013; IEC, 2009) para un aerogenerador marino, se requiere de un análisis en profundidad de las distintas partes del artefacto flotante.

Como se ha comentado anteriormente, la investigación actual en el campo de aerogeneradores marinos está dirigida hacia prototipos de mayores dimensiones que los de tierra. Actualmente existen pocos modelos de turbinas disponibles para la instalación en alta mar, con lo que se suele recurrir a tipologías de turbinas ya presentes en el mercado o llevar a cabo el diseño de una nueva, conforme a las necesidades del nuevo proyecto. En este sentido se requiere por tanto, de un procedimiento de estudio del comportamiento aeroelástico del sistema para las diferentes condiciones operativas a las que se va a someter.

Se plantea entonces un primer flujo de trabajo, en el que la primera herramienta desarrollada *FASTLognoter* puede tener una importante relevancia, ya que permite llevar a cabo un estudio aeroelástico del aerogenerador de forma integral y sin menoscabo en la precisión del análisis realizado. Se ha demostrado además en el Capítulo 3 que resulta posible un estudio completo, de forma paramétrica, llegando a soluciones que permiten una mejora en el comportamiento dinámico integral de la estructura de la parte aerogeneradora. En el

caso considerado, se ha llegado a una reducción de peso cercana al 30% de la estructura con un aumento de la rigidez de las palas, debido al cambio de material de construcción. Cabe señalar que *FASTLognoter* facilita la linealización del aerogenerador para una condición de viento dada. Este proceso lleva a la obtención de las matrices que permiten linealizar la respuesta del aerogenerador para una condición operativa dada y que pueden emplearse para una estimación de las curvas de respuesta en frecuencia del sistema rígido aerogenerador-plataforma. Se requiere de la herramienta *MatLab*® para poder obtener las matrices de linealización de la turbina.

Cabe reseñar que aunque se centra la atención en el estudio aeroelástico y de comportamiento, el estudio completo de una aerogenerador comprende otras partes y el uso de otras herramientas de diseño de los diferentes componentes del sistema aerogenerador marino. Por ejemplo, el diseño de la parte eléctrica, la selección de materiales, la selección de equipos, estudios de optimización de los sistemas de control, etc.

Si se observa el diagrama de flujo de la Figura 6.1, se aprecia que una vez estimado el comportamiento de la parte aerogeneradora, se requiere una estimación de forma aproximada de comportamiento del sólido rígido aerogenerador-plataforma.

Dependiendo de las condiciones específicas del lugar de instalación, las olas del mar que baten la estructura suelen contener la mayor parte de su energía en un rango desde los 3 a los 30 segundos (DNV, 2013; IEC, 2009; ABS, 2014). Para una estructura de soporte flotante, los períodos naturales de los diferentes modos de movimiento son de un interés primario, como ya se ha indicado y reflejan en gran medida la filosofía de diseño de la estructura. Mediante un segundo flujo de trabajo puede establecerse un estudio del comportamiento del sistema flotante. En primer lugar se requiere una propuesta y selección de aquellos candidatos que sean válidos para el soporte de la estructura.

Se ha demostrado que por medio de *MorisonForm*, es posible realizar este análisis de comportamiento de una estructura oceánica, siempre y cuando esté compuesta por elementos esbeltos, de forma aproximada y seleccionar aquella más conveniente de acuerdo a criterios técnicos o de operación.

Fundamentalmente, factores tales como la estabilidad y los modos propios del sistema condicionan la definición de las geometrías en las plataformas de soporte de aerogeneradores marinos. Una vez que, un buen número de candidatos se ha definido, se requiere de un análisis de su comportamiento dinámico previo, que permita discernir qué tipología previsiblemente va a ser la adecuada para continuar con el desarrollo del proyecto, identificando en el dominio de la frecuencia la respuesta frente a determinados estados de mar irregular. De forma particular, *MorisonForm* ha demostrado que facilita este proceso, permitiendo este análisis de respuesta en frecuencia y determinando los modos propios de la estructura.

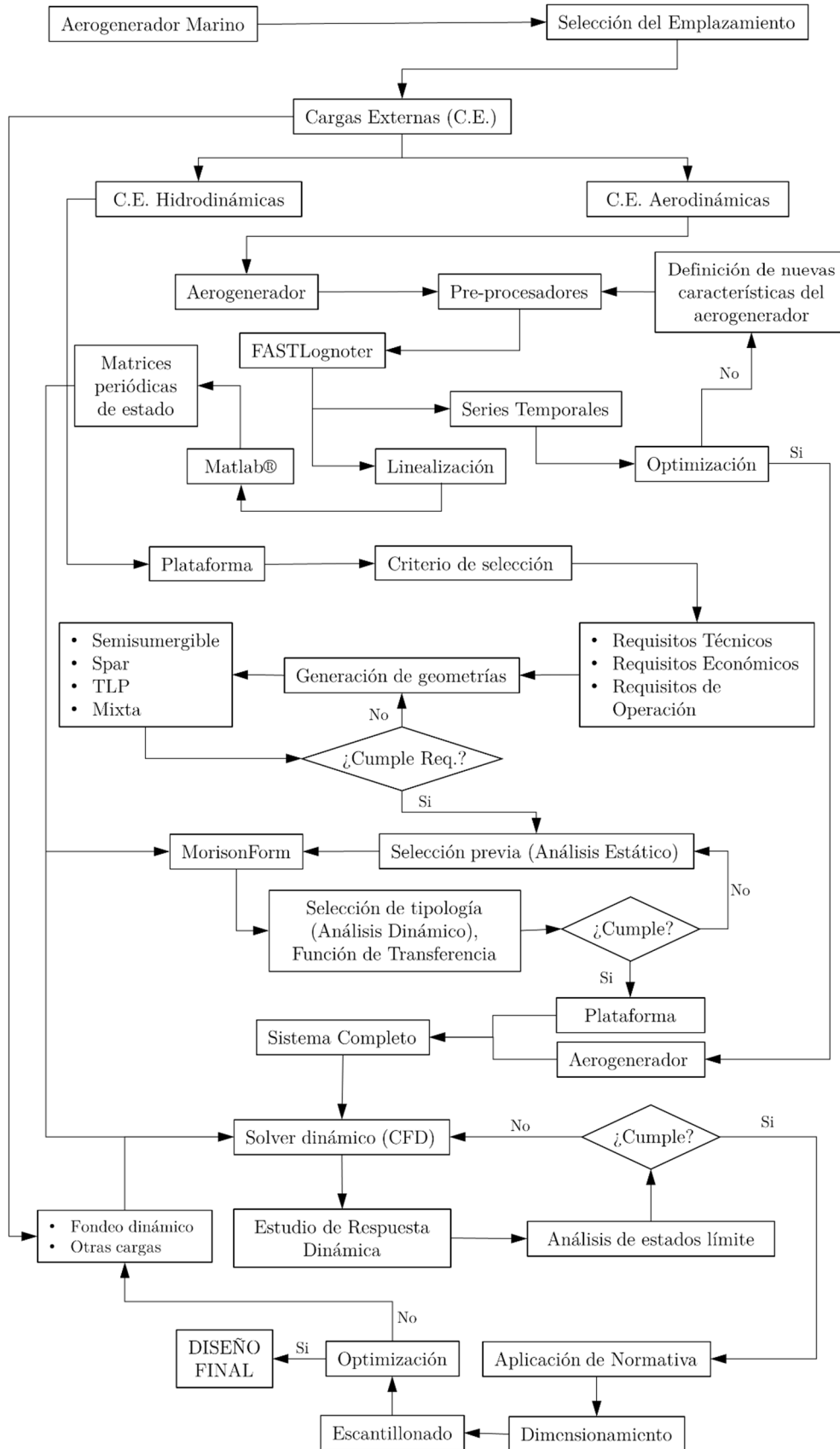


Figura 6.1: Propuesta de procedimiento de análisis integral de un aerogenerador marino.

Finalmente, aquellos sistemas que cumpliendo con los requisitos técnicos, operativos y económicos sean seleccionados, requieren pasar a una fase de estudio en detalle de su comportamiento en la que todas las solicitaciones y efectos se tengan en cuenta. Según ABS (2014) un análisis global del comportamiento acoplando todos los efectos sobre la estructura comprende:

- Las cargas de viento aleatorias.
- Los efectos del control de la turbina.
- La interacción aerogenerador–casco.
- La interacción del casco con el oleaje.
- Los efectos de la interacción con los sistemas de fondeo.
- Otros efectos. Entre estos pueden mencionarse por ejemplo: las corrientes, los cambios de empuje hidrostático, los efectos de las vibraciones inducidas por vórtices, etc.

Si se observa la Figura 6.1, la última parte del proceso de análisis requiere de potentes herramientas que faciliten este estudio de comportamiento dinámico integral, teniendo en cuenta las condiciones ambientales a las que se ven sometidos estos sistemas durante su vida operativa. El uso de *SeaFEM* y el modelo MEF no lineal implementado para el estudio de los sistemas de fondeo en esta parte del proceso queda claramente justificado, si se atiende a las posibilidades que tiene el código, pues se constituye como una herramienta eficaz para llevar a cabo este análisis pormenorizado. Por su parte, el código de análisis de los sistemas de fondeo, al que se le ha denominado *MooDyn*, viene a complementar aquella parte del estudio que no estaba resuelta hasta ahora, mediante la integración de las relaciones de tensión–desplazamiento no lineal que se dan entre la plataforma flotante y las líneas o cables de fondeo que forman parte de la misma.

Finalmente, el análisis pormenorizado de un aerogenerador marino requiere de un estudio en detalle de factores tales como las condiciones operativas de funcionamiento, las situaciones límites a las que se puede enfrentar la estructura, la fatiga de la estructura, ya que se supone una vida media superior a 20 años, así como otras condiciones especiales, como puedan ser los accidentes marítimos. Se requiere además de la aplicación de la normativa específica y mediante el uso de este tipo de herramientas se puede llegar a la optimización de un sistema aerogenerador marino y un análisis integral del comportamiento dinámico del mismo.

Se establece por tanto una propuesta de análisis integral de un sistema aerogenerador marino, que puede servir como guía y recomendación a otros autores e investigadores, pudiendo emplear las herramientas aquí desarrolladas u otras de similares características que permitan cubrir cada uno de los ciclos de análisis de la estructura flotante.

6.2 Estudio del comportamiento dinámico de un aerogenerador marino frente a diferentes cargas acopladas

En esta sección se discute el análisis de un aerogenerador sometido a diferentes cargas ambientales. Este análisis habitualmente puede llevarse a cabo por dos caminos diferentes y complementarios. Por un lado, un análisis en el dominio de la frecuencia y por otro, un análisis en el dominio del tiempo.

Un análisis en frecuencia, por definición, no puede capturar interacciones dinámicas no lineales entre los componentes y los subsistemas del sistema aerogenerador flotante. Se requieren entonces de métodos de aproximación para estimar las no linealidades que puedan aparecer y se ofrezcan así, soluciones aceptables en el estudio en cuestión. Este tipo de metodología también es incapaz de tener en cuenta la respuesta de los estados transitorios, así como efectos de las cargas aerodinámicas e hidrodinámicas no lineales. Debido a estas limitaciones, resulta necesario un enfoque de análisis en el dominio de tiempo. A pesar de lo que pueda pensarse, el estudio dominio de frecuencia se emplea normalmente para calcular determinados coeficientes hidrodinámicos que se utilizan como entradas para análisis en el dominio de tiempo. Cabe remarcar que un análisis en frecuencia permite estimar los comportamientos críticos de la estructura frente a espectros de oleaje irregulares, además de identificar las frecuencias de resonancia de la estructura (factor crítico que puede comprometer la integridad y la seguridad de una estructura). Este tipo de análisis resulta útil cuando se requiere de procesos de análisis y filtrado del comportamiento de la estructura.

La investigación del comportamiento global de una estructura en el dominio del tiempo, presenta grandes ventajas y constituye un enfoque preferente frente al estudio en frecuencia. Entre sus ventajas puede destacarse que proporciona un medio para modelar las respuestas globales y transitorias de las solicitaciones y efectos no lineales (las fuerzas hidrodinámicas de arrastre, efectos restauradores de los sistemas de fondeo, oleaje de segundo orden, los efectos de acoplamiento entre las respuestas de la turbina y la estructura de soporte flotante, etc.). A través de este enfoque se pueden llevar a cabo simulaciones durante un tiempo lo suficientemente largo, lo que permite alcanzar estadísticas estacionarias en la respuesta del sistema acoplado aerogenerador–flotador y obtener respuestas a excitaciones de baja frecuencia sobre la estructura. Los efectos ocasionados por el desprendimiento del flujo y vórtices (originados habitualmente en estructuras de gran calado, como las boyas *spar*), pueden considerarse también mediante el análisis en el dominio del tiempo. Además, se puede ayudar a la determinación del comportamiento a fatiga de una estructura oceánica frente a la acción del mar. Otra de las ventajas que aporta es la posibilidad de llevar a cabo regresiones del comportamiento del sistema y realizar predicciones de su comportamiento mediante expresiones obtenidas de estas regresiones.

En el estudio realizado, el acoplamiento entre las diferentes solicitaciones ambientales se lleva a cabo mediante *SeaFEM*, ya que frente a las aproximaciones clásicas, la integración directa en el tiempo que se realiza con *SeaFEM* permite incluir en el cálculo modelos no lineales de ondas, como olas de segundo orden, interacción con corrientes, hidrostática no lineal y por consiguiente los efectos no lineales de las líneas de fondeo sobre la estructura, que se incorporan a través del código que se ha desarrollado en la presente tesis.

6.2.1 Objeto de estudio

Se ha considerado conveniente elegir como objeto de estudio el conjunto formado por la boya de tipo *spar*, basado en el modelo OC3 y el aerogenerador NREL 5–MW. Las características de este conjunto quedan completamente recogidas en la bibliografía relacionada (Jonkman, 2007). El sistema se somete en esta discusión a diferentes cargas ambientales acopladas: cargas de viento, cargas de oleaje, a la interacción no lineal con los sistemas de fondeo a través del modelo MEF desarrollado y la acción de las corrientes oceánicas.

Es preciso indicar que en la investigación realizada las cargas de viento no son determinadas por el código *AeroDyn*, lo que conlleva despreciar diversos efectos como turbulencias, estelas, etc. En el caso considerado, las cargas y momentos originados por viento sobre la estructura de la parte expuesta al viento se describen por medio de expresiones a través de *scripts*, en el código *SeaFEM*. Se considera en las simulaciones que el viento es estacionario y perpendicular al plano del rotor. Estas fuerzas F_w y momentos M_w , vienen definidas mediante expresiones deterministas como sigue (véase la Figura 6.2),

$$F_w = \sum_{i=1}^3 F_{palas} + F_{torre}, \quad (6.1)$$

$$M_w = \sum_{i=1}^3 M_{palas} + M_{torre},$$

donde las fuerzas sobre las palas se pueden formular teniendo en cuenta un flujo uniforme de viento y perpendicular al plano del rotor. En este caso, las fuerzas se originan en el sentido del eje x (perpendiculares al plano del rotor), en el eje y (contenidas en el plano del rotor), y en el eje z (perpendicular al plano base de la torre) y vienen expresadas como (Burton et al., 2011)

$$F_x = 4\pi\rho U^2 \int_{r_n}^R (1 - a^* f) a^* \frac{f}{Z} r \, dr, \quad (6.2)$$

$$F_y = 4\pi\rho \Omega U \int_{r_n}^R (1 - a^* f) a' \frac{f}{Z} r^2 \, dr + \frac{1}{2} \Omega^2 \int_{r_n}^R m_{pala}(r) r \cos(\Omega t) \, dr, \quad (6.3)$$

$$F_z = \frac{1}{2} \Omega^2 \int_{r_n}^R m_{pala}(r) r \sin(\Omega t) dr, \quad (6.4)$$

donde a^* es el factor de inducción de velocidad axial y a' es el factor de velocidad angular, f es el factor de pérdida de velocidad y Z es el número de palas.

En las expresiones anteriores, se tiene en cuenta también las fuerzas centrífugas originadas por la rotación de las palas, a través del segundo término de F_y y de F_z . Resulta necesario también considerar las fuerzas gravitatorias. Estas quedan incluidas en las matrices de masa del aerogenerador añadidas en *SeaFEM* a través de otro *script* en lenguaje Tcl/Tk y que han sido obtenidas previamente linealizando el comportamiento del aerogenerador, mediante el uso de la herramienta *FASTLognoter*.

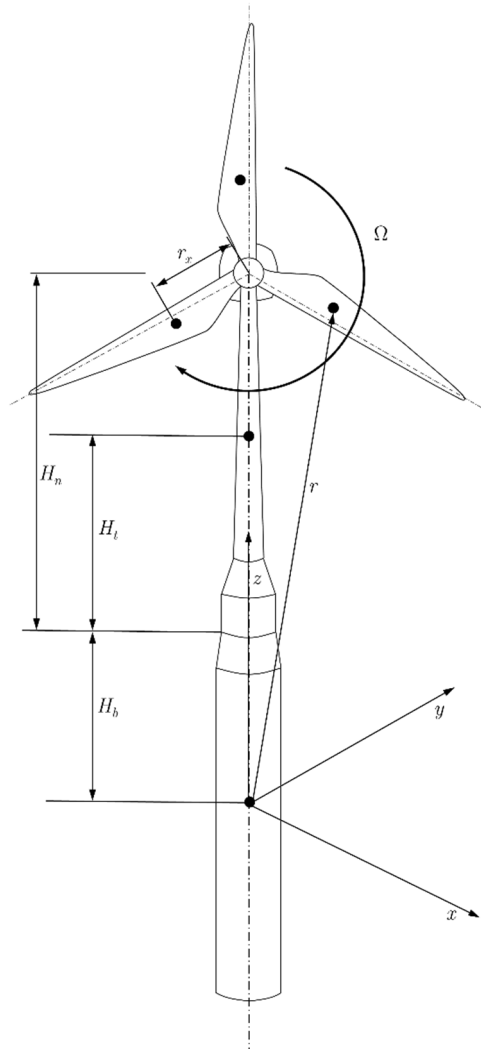


Figura 6.2: Esquema de aplicación de las solicitaciones del viento sobre la estructura de un aerogenerador marino flotante.

Los momentos originados por estas fuerzas sobre el centro de gravedad del conjunto pueden formularse como sigue (véase la Figura 6.2)

- Para el eje x

$$\begin{aligned} M_x^{pala\ 1} &= F_y (H_b + H_n + R_{pala} \sin(\Omega t)) - F_z R_{pala} \cos(\Omega t), \\ M_x^{pala\ 2} &= F_y (H_b + H_n + R_{pala} \sin(\Omega t + 2\pi/3)) - F_z R_{pala} \cos(\Omega t + 2\pi/3), \\ M_x^{pala\ 3} &= F_y (H_b + H_n + R_{pala} \sin(\Omega t + 4\pi/3)) - F_z R_{pala} \cos(\Omega t + 4\pi/3). \end{aligned} \quad (6.5)$$

En las expresiones anteriores los brazos de palanca H_n , H_b y H_t (véase Figura 6.2) son las distancias desde la superficie libre al extremo de la torre, desde el centro de gravedad a la superficie libre y desde la superficie libre al punto de aplicación de las fuerzas aerodinámicas sobre el centro de gravedad del aerogenerador, respectivamente.

- Para el eje y

$$\begin{aligned} M_y^{pala\ 1} &= F_z r_x - F_x (H_b + H_n + R_{pala} \sin(\Omega t)), \\ M_y^{pala\ 2} &= F_z r_x - F_x (H_b + H_n + R_{pala} \sin(\Omega t + 2\pi/3)), \\ M_y^{pala\ 3} &= F_z r_x - F_x (H_b + H_n + R_{pala} \sin(\Omega t + 4\pi/3)). \end{aligned} \quad (6.6)$$

- Para el eje z

$$\begin{aligned} M_x^{pala\ 1} &= R_{pala} \cos(\Omega t) - F_y r_x, \\ M_x^{pala\ 2} &= R_{pala} \cos(\Omega t + 2\pi/3) - F_y r_x, \\ M_x^{pala\ 3} &= R_{pala} \cos(\Omega t + 4\pi/3) - F_y r_x. \end{aligned} \quad (6.7)$$

Conviene tener en cuenta los momentos giroscópicos ocasionados por el movimiento de guiñada de la góndola. Estos vienen definidos como

$$M_y^g = \sum_{i=1}^3 2\Omega \Lambda \cos \psi \int_{r_n}^R r^2 m_{pala}(r) dr, \quad (6.8)$$

siendo Λ la velocidad de guiñada de la góndola y ψ el ángulo de giro de la pala

Por otra parte, las fuerzas del viento sobre la torre se consideran mediante la siguiente formulación

$$\begin{aligned} F_x &= \frac{1}{2} \rho D_{torre} U_x C_D H_{torre}, \\ F_y &= \frac{1}{2} \rho D_{torre} U_y C_D H_{torre}, \\ F_z &= 0. \end{aligned} \quad (6.9)$$

En cuanto a los momentos originados por dichas sollicitaciones, estas se expresan como

$$\begin{aligned}
 M_x^{torre} &= F_y(H_t + H_b), \\
 M_x^{torre} &= -F_x(H_t + H_b), \\
 M_x^{torre} &= 0.
 \end{aligned}
 \tag{6.10}$$

Por otra parte, los efectos de las fuerzas debidas a las corrientes oceánicas sobre la estructura sumergida y las líneas de fondeo se estiman empleando fórmulas linealizadas similares a las mostradas en el Capítulo 4. Con respecto a la interacción no lineal entre el fondeo–estructura recuérdese que fue descrita en el Capítulo 5. Cabe señalar que en el modelo de estudio de líneas fondeo se tienen en cuenta las solicitaciones debidas a la interacción con el fondo oceánico, las fuerzas de arrastre provocadas por las corrientes, la cinemática del oleaje, el empuje hidrostático y las fuerzas gravitatorias.

6.2.2 Casos de estudio

En esta sección se presentan los casos de estudio a analizar. Se ha considerado adecuado establecer 5 situaciones que caracterizan el comportamiento del sistema aerogenerador flotante en condiciones normales operativas. Se han aplicado en cada una de ellas diferentes modelos de análisis en cuanto a los sistemas de fondeo, condiciones de viento reinante y estado del mar, que van a permitir identificar la idoneidad del modelo MEF no lineal desarrollado e integrado en *SeaFEM*. Además, van a permitir identificar el comportamiento característico del conjunto frente a la acción acoplada de diferentes cargas ambientales. El tiempo de simulación se ha establecido en 1800 segundos de acuerdo a IEC (2009), que son representativos del periodo de operación del sistema de aerogenerador marino flotante. En las figuras posteriores se muestran los valores comprendidos entre el segundo 600 y 900 por considerarse que la estructura alcanza un comportamiento cuasi–estacionario sin variaciones significativas en cuanto a los parámetros de estudio. Las solicitaciones ambientales son colineales, es decir, todas tienen como dirección principal 0° . Esta situación puede considerarse como una de las más desfavorables en el comportamiento dinámico de la plataforma.

6.2.3 Resultados. Desplazamientos de la plataforma

A continuación, se presentan los resultados de los movimientos del sistema aerogenerador flotante para cada grado de libertad, en cada uno de los casos de análisis. En secciones posteriores se analizan y discuten estos resultados presentados en las Figuras 6.4–6.8.

Los datos principales de los cinco casos analizados se reflejan en la Tabla 6.1, donde se presentan los parámetros de simulación empleados.

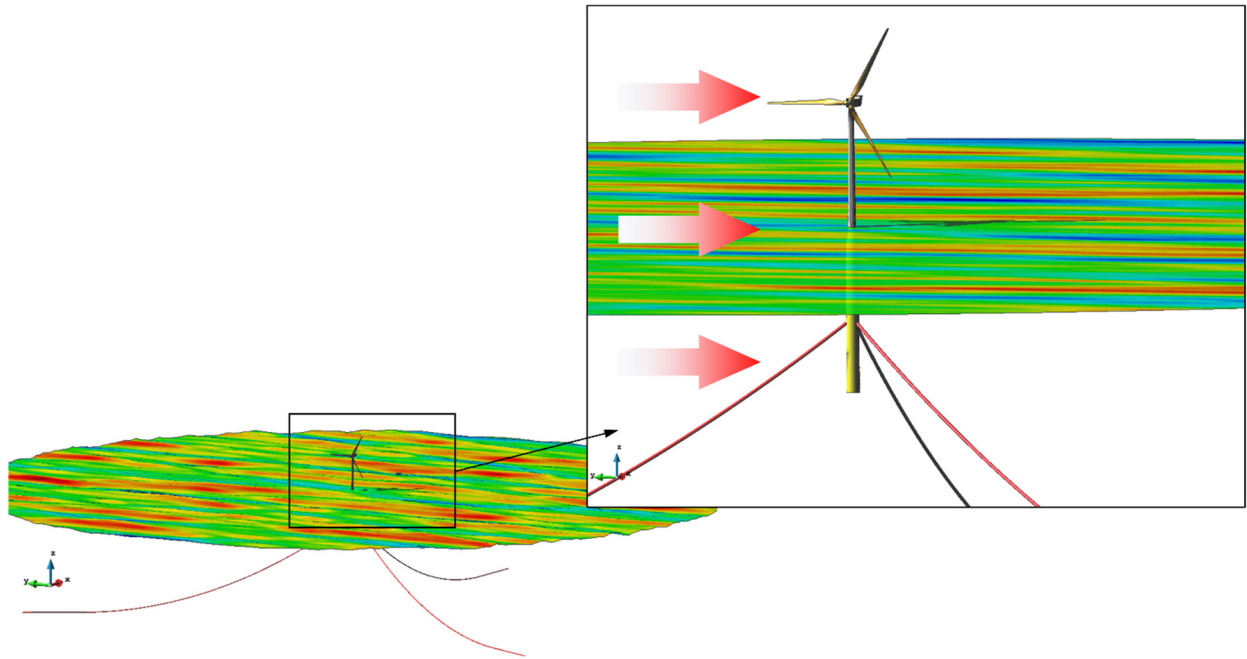


Figura 6.3: Captura de pantalla en *SeaFEM* con la representación de la superficie libre deformada, esquema de las líneas de fondeo y boya *spar* analizada en el caso de estudio 5.

Tabla 6.1: Características y descripción de los casos analizados.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Velocidad del viento (m/s)	15,0	15,0	15,0	25,0	25,0
Velocidad de la corriente (m/s)	0,0	0,0	0,0	1,0	1,0
Espectro de oleaje	JONSWAP	JONSWAP	JONSWAP	JONSWAP	JONSWAP
Altura significativa de ola (m)	5,0	5,0	5,0	6,0	6,0
Período Pico (s)	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Dirección del oleaje (°)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dirección de las corrientes(°)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dirección del viento (°)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tipo de fondeo	Catenaria	Catenaria	Catenaria	Catenaria	Catenaria
Modelo del fondeo	Cuasi-estático	Dinámico	Dinámico	Cuasi-estático	Dinámico
Número de líneas	3	3	3	3	3
Área seccional fondeo (m ²)	$6,362 \times 10^3$	$6,362 \times 10^3$	$6,362 \times 10^3$	$6,362 \times 10^3$	$6,362 \times 10^3$
Módulo de rigidez axial (N/m ²)	$6,04 \times 10^{10}$	$6,04 \times 10^{10}$	$6,04 \times 10^{10}$	$6,04 \times 10^{10}$	$6,04 \times 10^{10}$
Peso (N/m)	698,1	698,1	698,1	698,1	698,1
Longitud de línea	902,2	902,2	902,2	902,2	902,2
Número de elementos por línea (MEF)	-	50	200	-	200

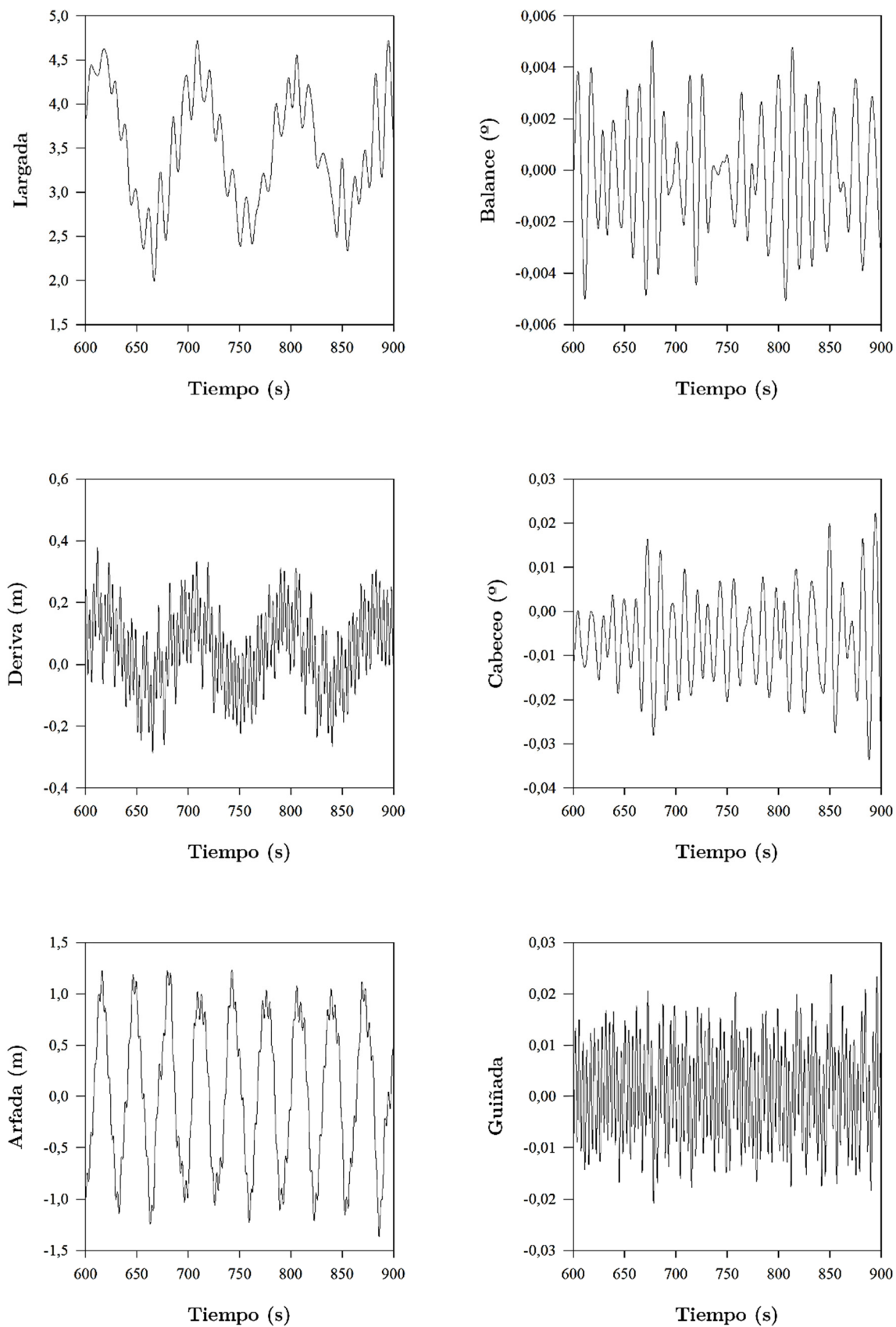


Figura 6.4: Representación del movimientos de largada, deriva, arfada, balance, cabeceo y guiñada, de la boya spar OC3. Caso de estudio 1: análisis de frente a cargas de viento con 15 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 5 m y periodo pico de 10 s, junto con un modelo cuasi-estático para el análisis de los sistemas de fondeo.

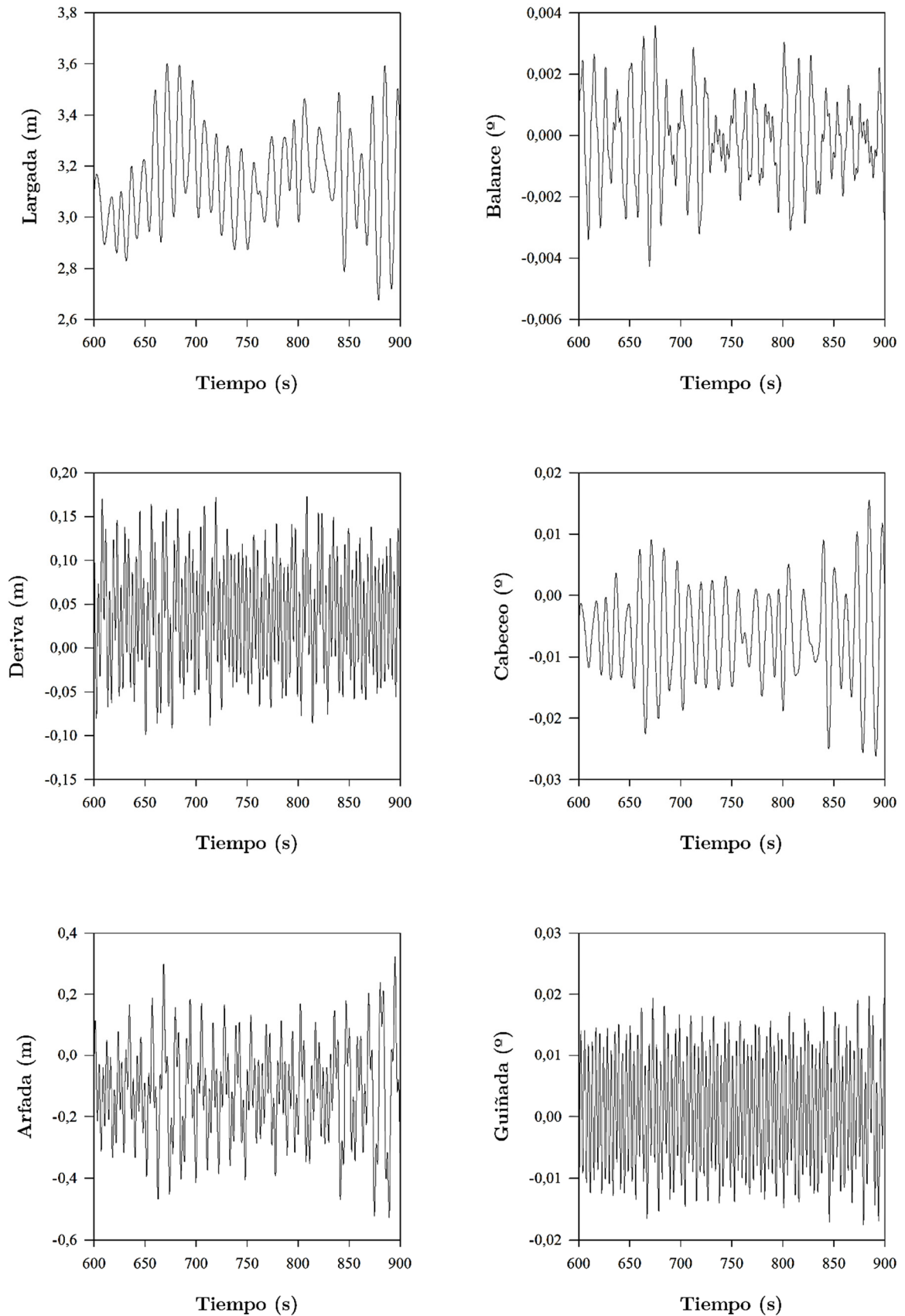


Figura 6.5: Representación del movimientos de largada, deriva, arfada, balance, cabeceo y guiñada, de la boya spar OC3. Caso de estudio 2: análisis de frente a cargas de viento con 15 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 5 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo MEF no lineal para el análisis de los sistemas de fondeo, compuesto por 50 elementos por línea.

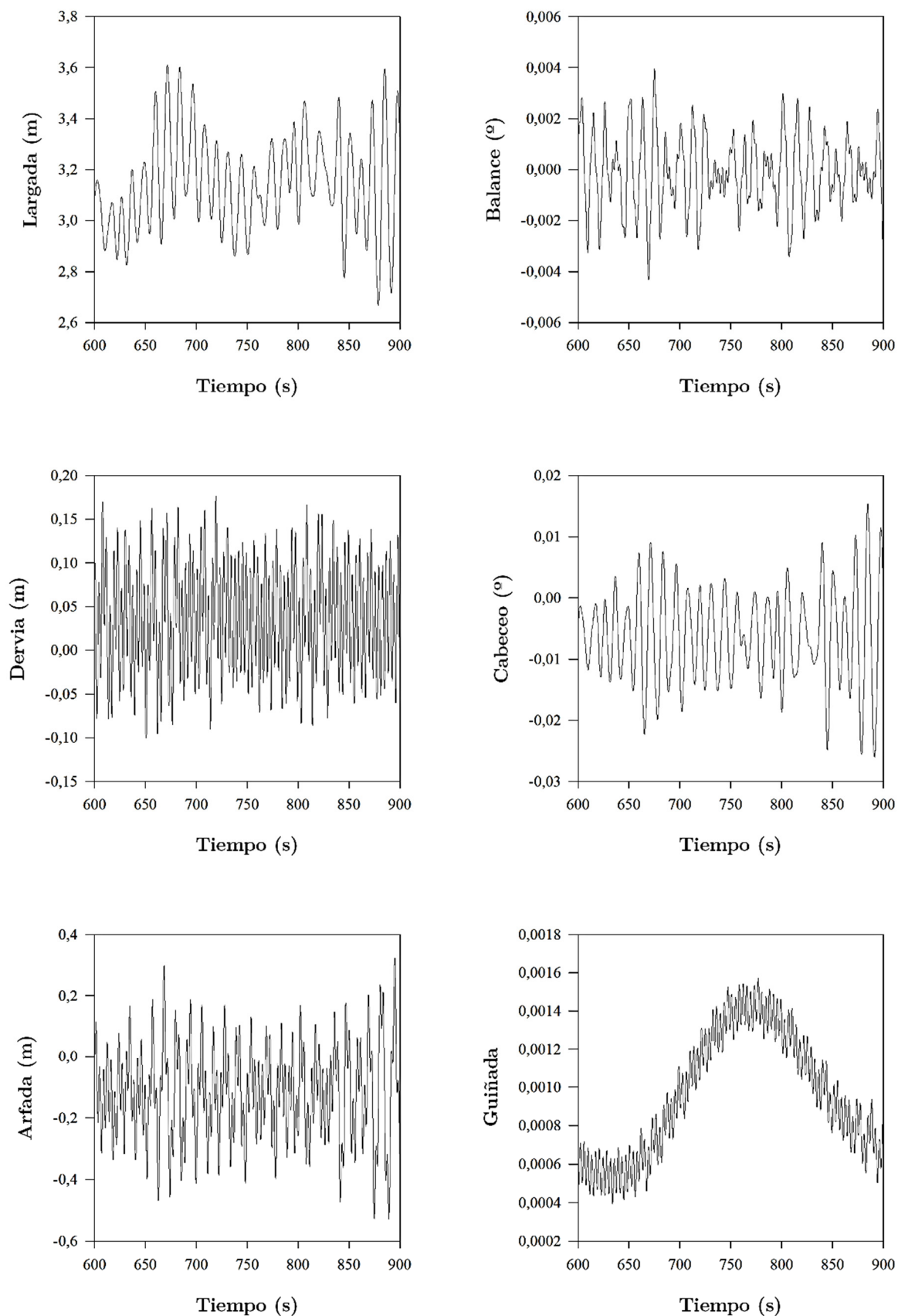


Figura 6.6: Representación del movimientos de largada, deriva, arfada, balance, cabeceo y guiñada, de la boya spar OC3. Caso de estudio 3: análisis de frente a cargas de viento con 15 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 5 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo MEF no lineal para el análisis de los sistemas de fondeo, compuesto por 200 elementos por línea.

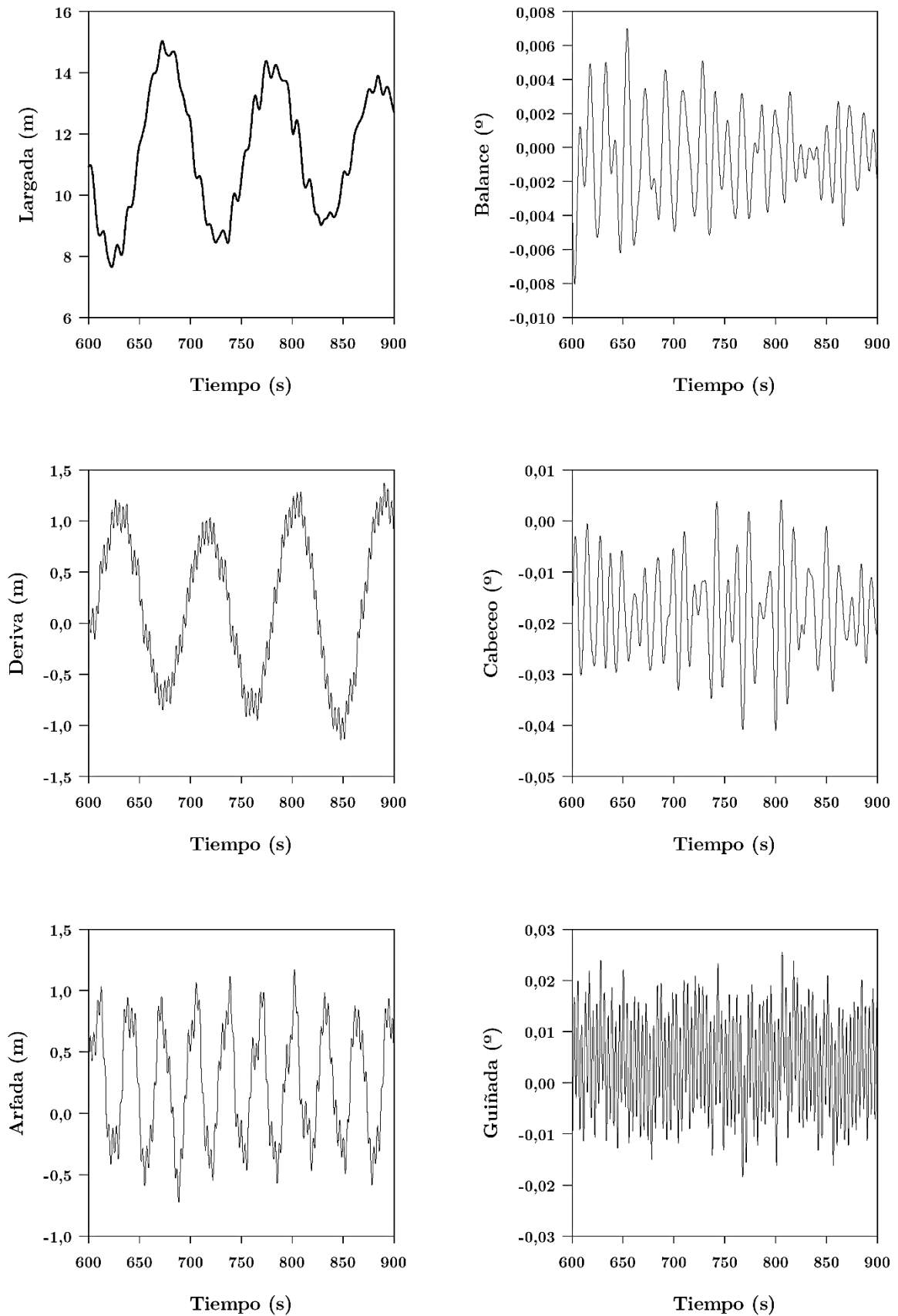


Figura 6.7: Representación del movimientos de largada, deriva, arfada, balance, cabeceo y guiñada, de la boya spar OC3. Caso de estudio 4: análisis de frente a cargas de viento con 25 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 6 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo cuasi-estático para el análisis de los sistemas de fondeo.

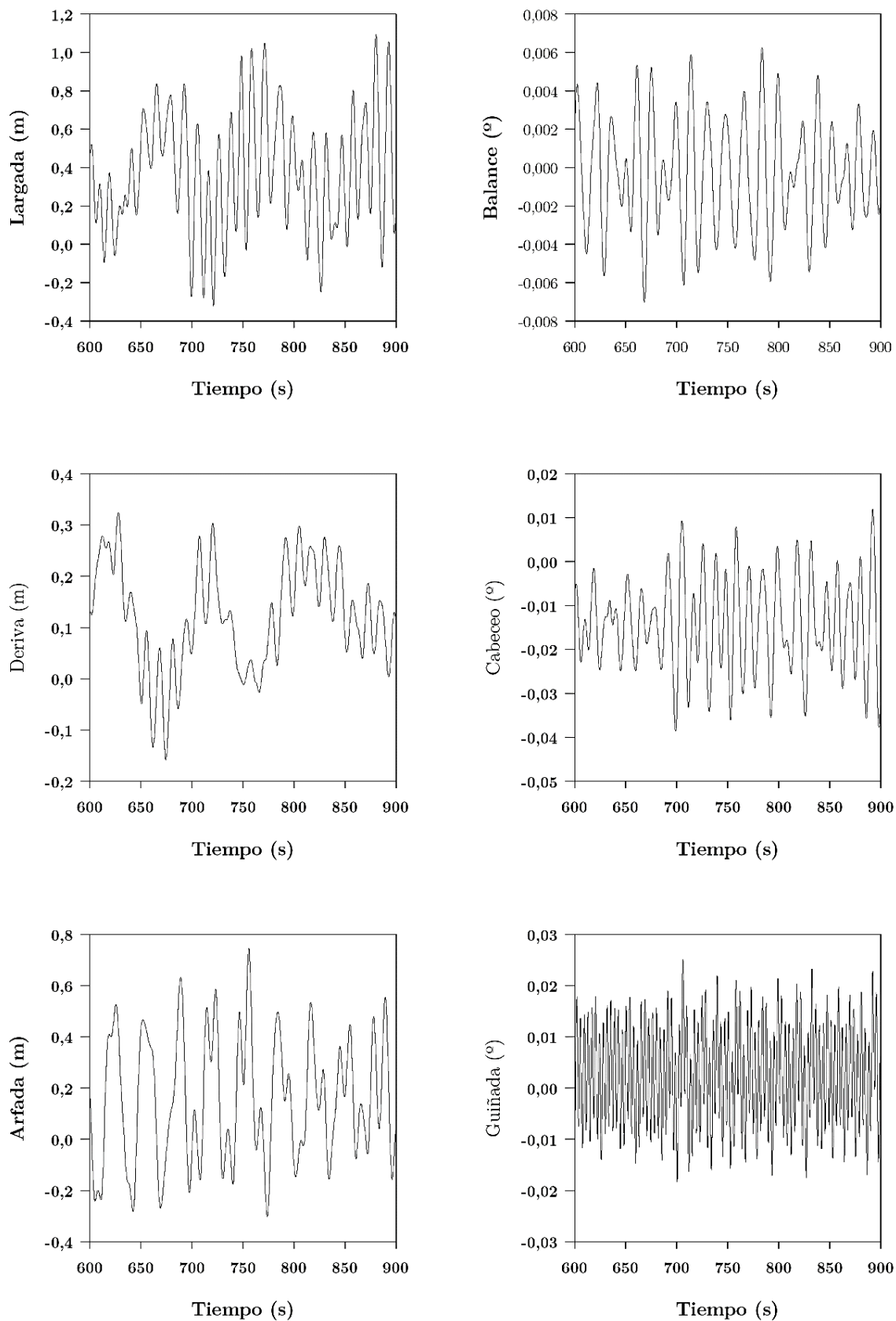


Figura 6.8: Representación del movimientos de largada, deriva, arfada, balance, cabeceo y guiñada, de la boya spar OC3. Caso de estudio 5: análisis de frente a cargas de viento con 25 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 6 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo MEF no lineal para el análisis de los sistemas de fondeo, compuesto por 200 elementos por línea.

6.2.4 Resultados. Fuerzas de reacción sobre la plataforma

Se presentan a continuación los resultados de las fuerzas de reacción del sistema de fondeo que actúan sobre el artefacto flotante para cada caso de estudio. Se ha considerado mostrar los resultados correspondientes al periodo de tiempo comprendido entre 600 y 900 segundos, ya que este intervalo de tiempo es representativo del comportamiento global de las líneas de fondeo. Posteriormente, se analizan y discuten los resultados aquí presentados.

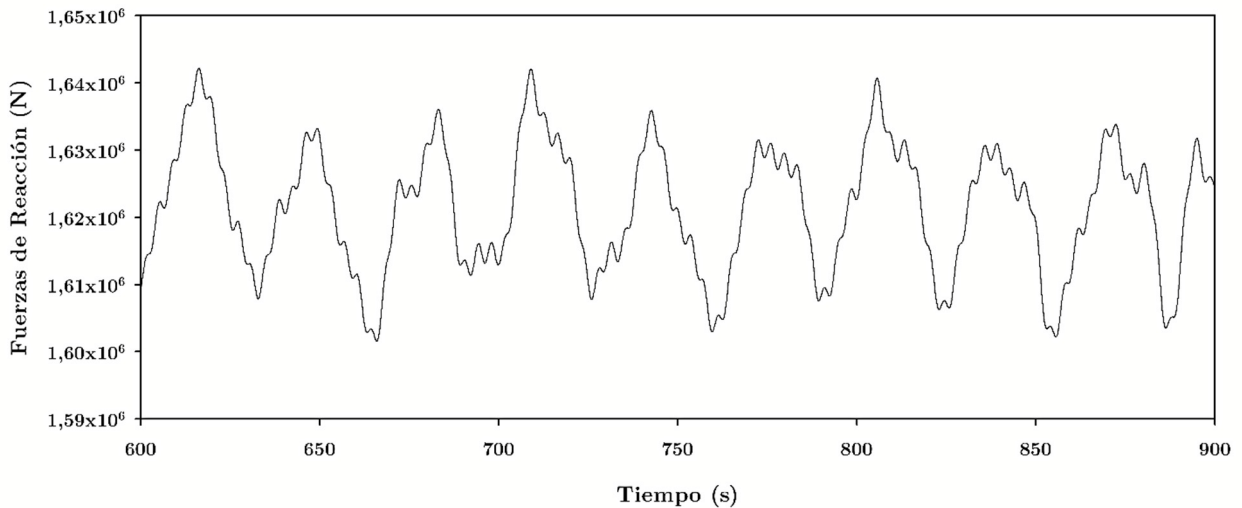


Figura 6.9: Fuerzas de reacción del sistema de fondeo sobre la boya *spar*. Caso de estudio 1 análisis de frente a cargas de viento con 15 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 5 m y periodo pico de 10 s, junto con un modelo cuasi-estático para el análisis de los sistemas de fondeo.

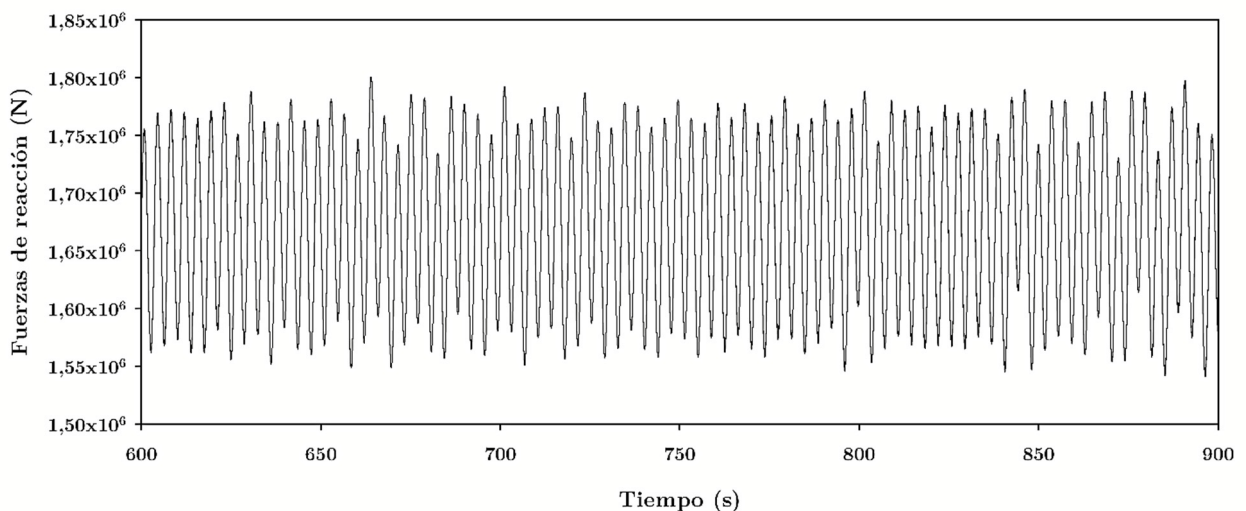


Figura 6.10: Fuerzas de reacción del sistema de fondeo sobre la boya *spar*. Caso de estudio 2: análisis de frente a cargas de viento con 15 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 5 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo MEF no lineal para el análisis de los sistemas de fondeo, compuesto por 50 elementos por línea.

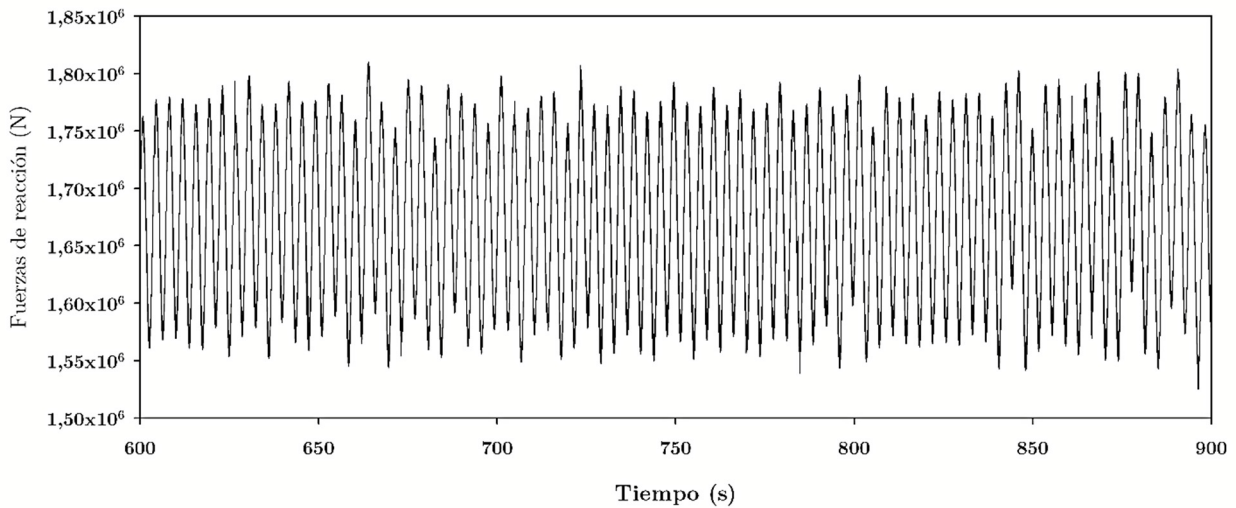


Figura 6.11: Fuerzas de reacción del sistema de fondeo sobre la boya *spar*. Caso de estudio 3: análisis de frente a cargas de viento con 15 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 5 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo MEF no lineal para el análisis de los sistemas de fondeo, compuesto por 200 elementos por línea.

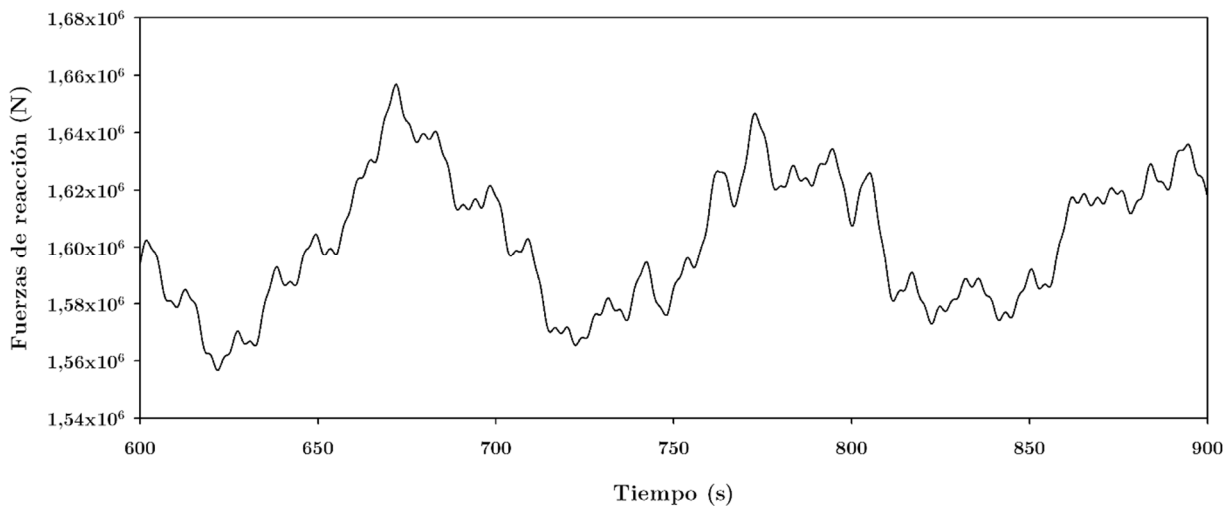


Figura 6.12: Fuerzas de reacción del sistema de fondeo sobre la boya *spar*. Caso de estudio 4: análisis de frente a cargas de viento con 25 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 6 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo cuasi-estático para el análisis de los sistemas de fondeo.

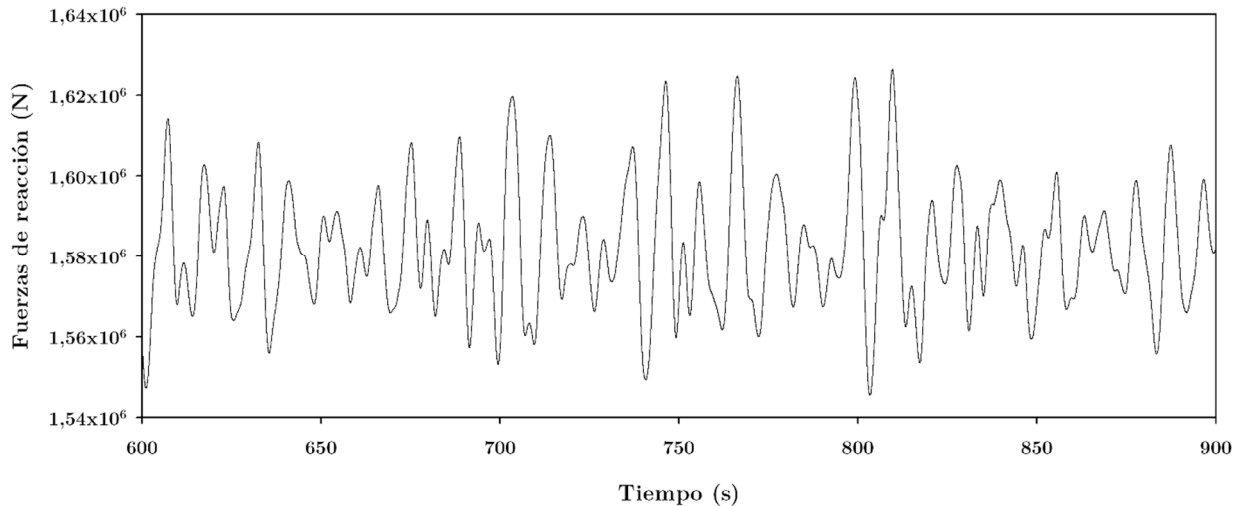


Figura 6.13: Fuerzas de reacción del sistema de fondeo sobre la boya *spar*. Caso de estudio 5: análisis de frente a cargas de viento con 25 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 6 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo MEF no lineal para el análisis de los sistemas de fondeo, compuesto por 200 elementos por línea.

6.2.5 Resultados. Tensiones de las líneas

En esta sección se exponen los valores de tensión obtenidos en el extremo de cada una de las líneas que forman parte del sistema de fondeo. Se ha considerado conveniente mostrar los resultados correspondientes al periodo de tiempo comprendido entre 600 y 900 segundos, ya que se puede considerar que este intervalo de tiempo es representativo del comportamiento global de las líneas de fondeo. Posteriormente se discuten los resultados obtenidos.

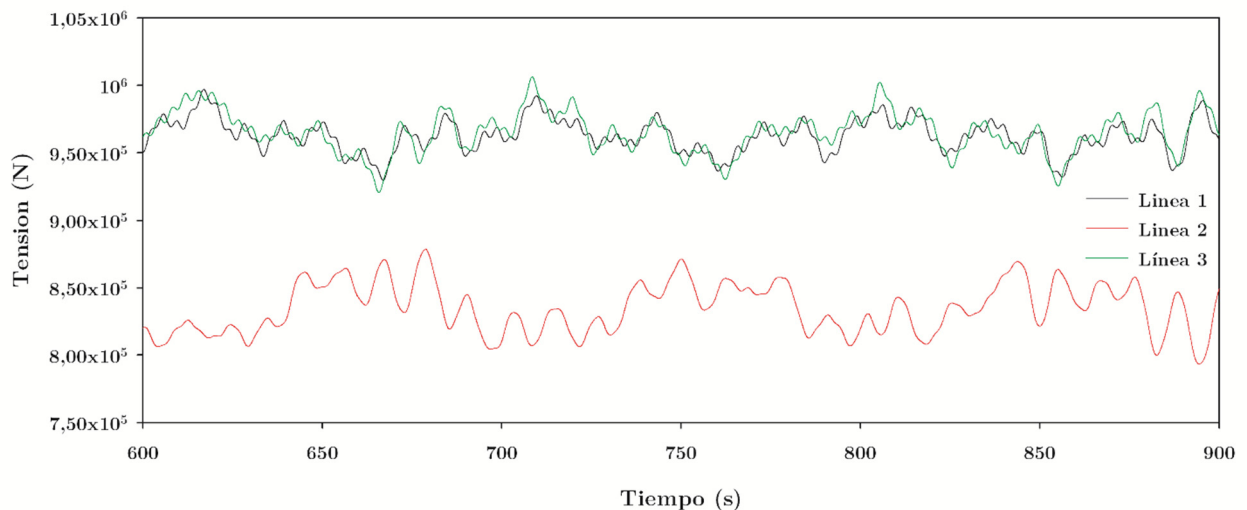


Figura 6.14: Tensiones en los extremos de cada una de las líneas de fondeo. Caso de estudio 1: análisis de frente a cargas de viento con 15 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 5 m y periodo pico de 10 s, junto con un modelo cuasi-estático para el análisis de los sistemas de fondeo.

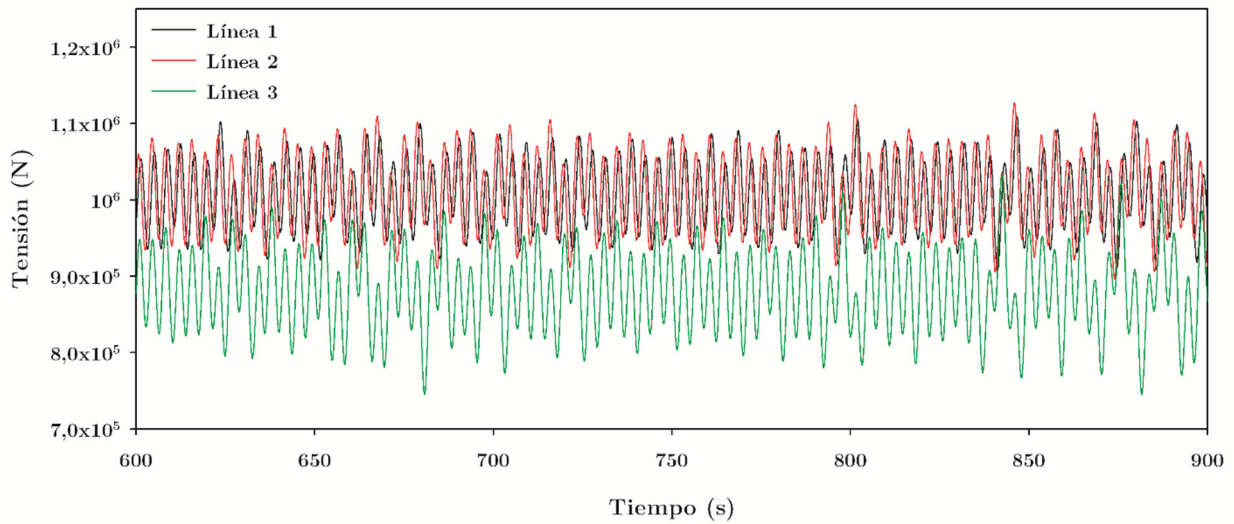


Figura 6.15: Caso de estudio 2: análisis de frente a cargas de viento con 15 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 5 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo MEF no lineal para el análisis de los sistemas de fondeo, compuesto por 50 elementos por línea.

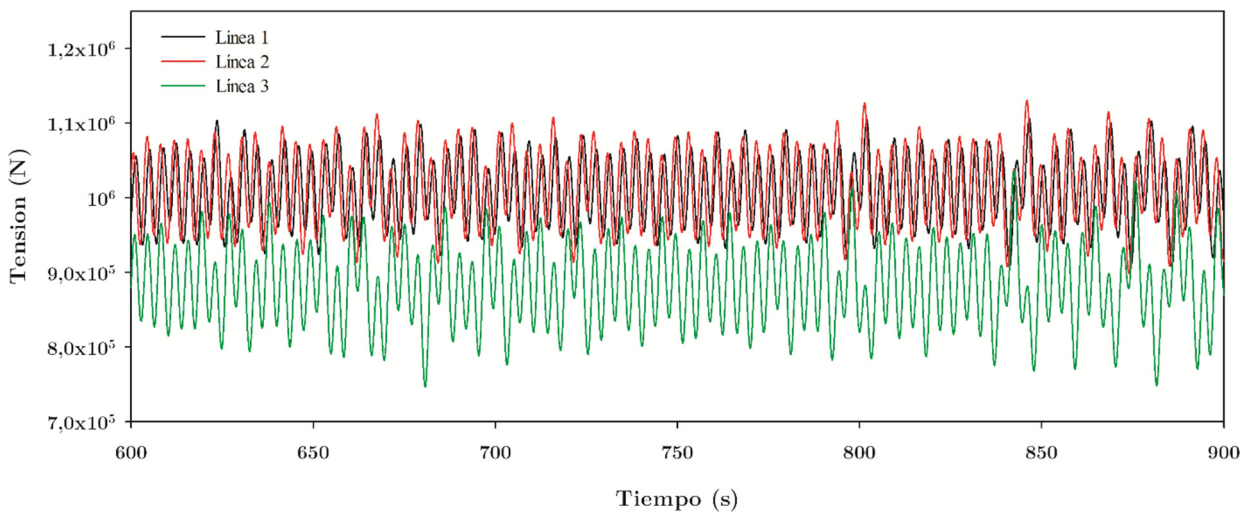


Figura 6.16: Caso de estudio 3: análisis de frente a cargas de viento con 15 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 5 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo MEF no lineal para el análisis de los sistemas de fondeo, compuesto por 200 elementos por línea.

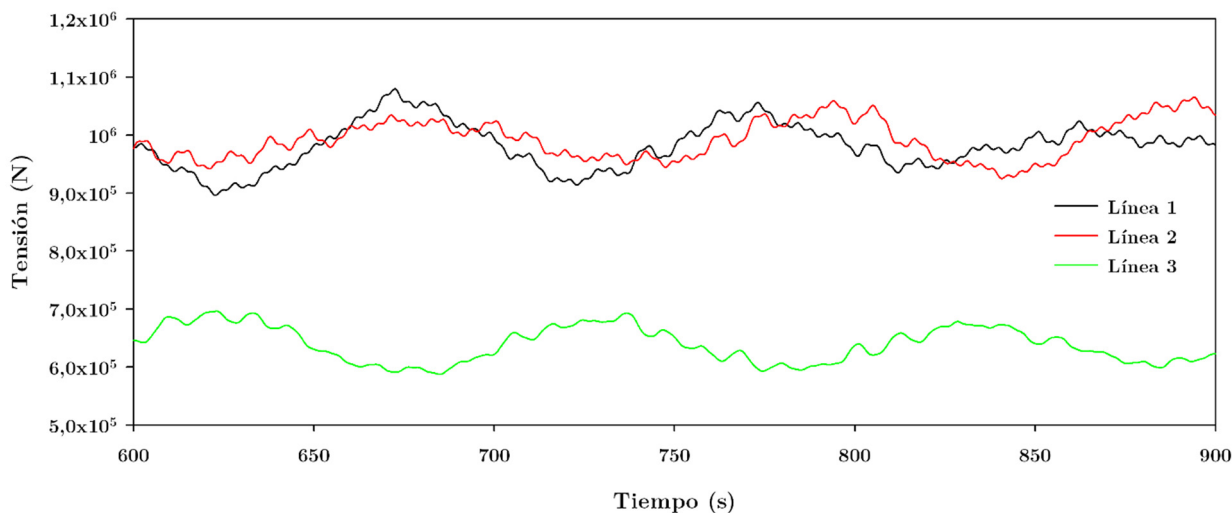


Figura 6.17: Caso de estudio 4: análisis de frente a cargas de viento con 25 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 6 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo cuasi-estático para el análisis de los sistemas de fondeo.

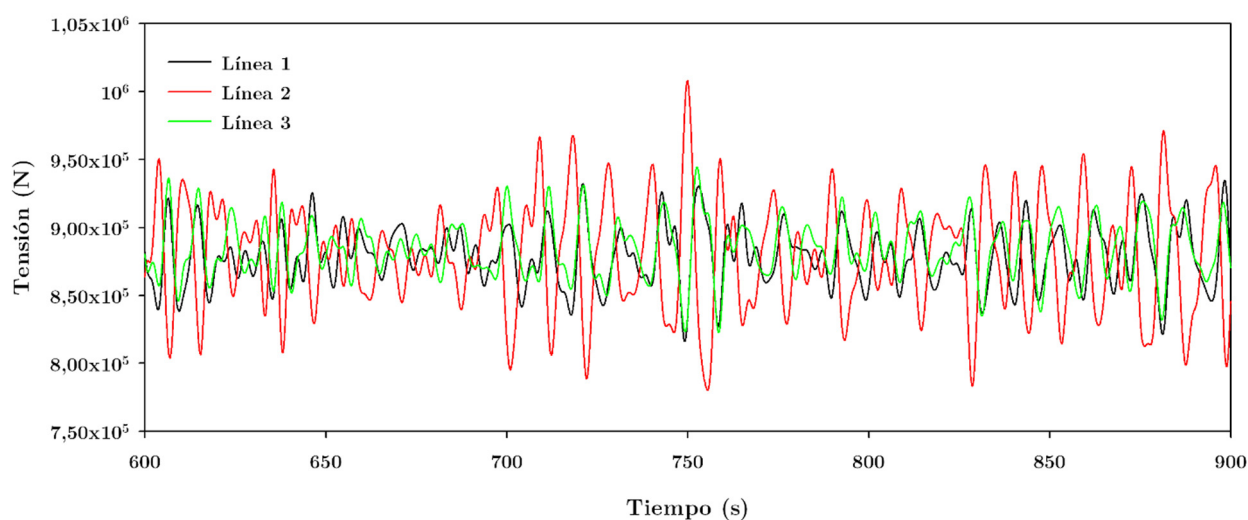


Figura 6.18: Caso de estudio 5: análisis de frente a cargas de viento con 25 m/s, con oleaje irregular obtenido del espectro JONSWAP, con una altura significativa de 6 m y periodo pico de 10 segundos, junto con un modelo MEF no lineal para el análisis de los sistemas de fondeo, compuesto por 200 elementos por línea.

6.3 Discusión de resultados

En esta sección se realiza una discusión de cada uno de los casos estudiados. En primer lugar se comparan los resultados correspondientes a las tres primeras simulaciones (casos 1, 2 y 3). Se procede a verificar los resultados de las reacciones de las líneas de fondeo sobre la plataforma, esto puede observarse en la Figura 6.19. Se aprecia de forma clara como en el caso del modelo MEF no lineal implementado presenta unas mayores amplitudes de las reacciones sobre la plataforma flotante en comparación con las registradas por el modelo

cuasi-estático. De forma más concreta, la amplitud máxima registrada por el modelo MEF no lineal es de $1,227 \times 10^6$ N, mientras que en el modelo cuasi estático se sitúa en $6,116 \times 10^4$ N.

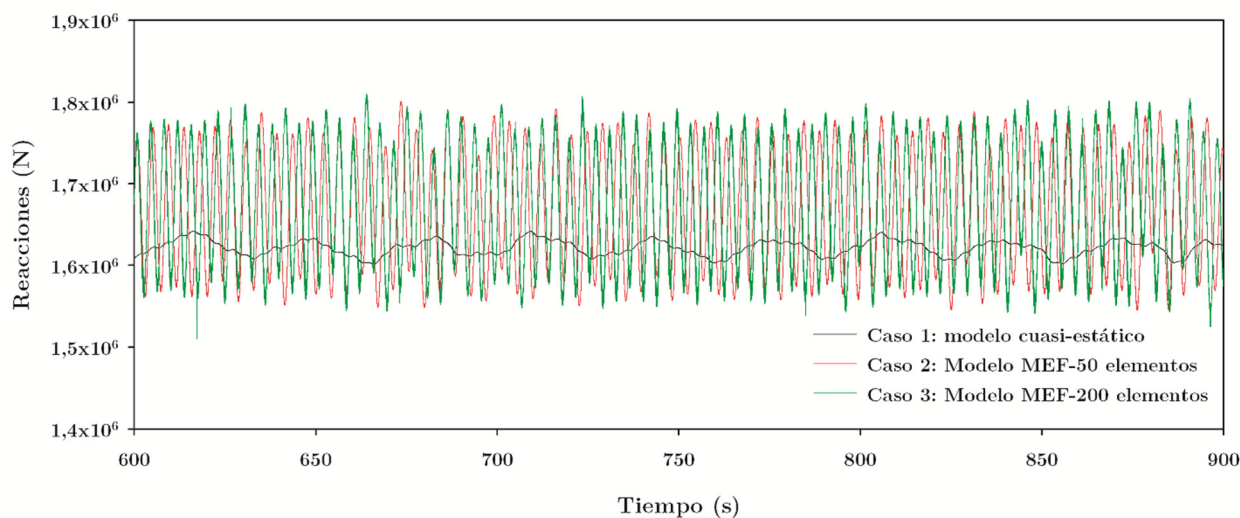


Figura 6.19: Comparación de los resultados para las reacciones de las líneas sobre el sistema aerogenerador marino flotante, obtenidos para los casos de estudio 1, 2 y 3.

Se puede observar también como el modelo MEF no lineal presenta un valor medio de las reacciones mayor que el resto. De forma más concreta el modelo cuasi-estático presenta un valor medio de las reacciones de $1,62 \times 10^6$ N, mientras que modelo MEF no lineal tiene un valor de $1,67 \times 10^6$ N, para las dos configuraciones propuestas. Las diferencia entre las reacciones obtenidas por el modelo cuasi-estático y el modelo dinámico es del orden del 3% con respecto a los valores de las reacciones del modelo cuasi-estático.

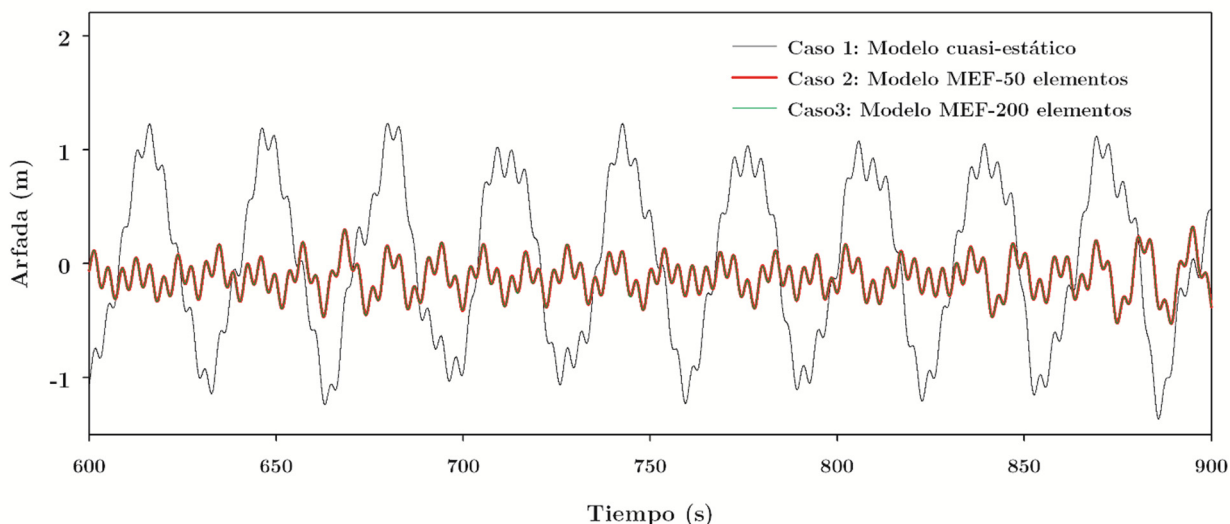


Figura 6.20: Comparación de los resultados del movimiento de arfada del sistema aerogenerador marino flotante, obtenidos para los casos de estudio 1, 2 y 3.

El fenómeno de amplificación de las reacciones ha sido recogido por otros autores como Tai-Pil (2011), Yang (2012) y Kim (2013), de lo que podría deducirse que el modelo de fondeo

MEF implementado permite capturar mejor las variaciones en la respuesta de los cables de fondeo. Esto comporta un aumento en la precisión del cálculo del comportamiento del flotador.

A continuación, se comparan los valores correspondientes a los movimientos de arfada, balance y cabeceo para los tres casos de estudio. Los giros de la plataforma tienen una importante relevancia en el comportamiento de aerogeneradores marinos, sobre todo los movimientos de cabeceo y balance. Debido al tamaño de la estructura, pequeños ángulos de inclinación (incluso décimas de grado), originan movimientos de varios metros en el extremo de la plataforma. Cabe señalar que para los cinco casos de estudio el movimiento más significativo es la largada (véase la Tabla 6.3). Téngase en cuenta que la excitación del viento resulta colineal con la dirección de la sollicitación del oleaje y de las corrientes oceánicas, ambas con 0° como dirección principal. Por tanto, la plataforma experimentará una excursión hasta alcanzar una posición de equilibrio.

Por otra parte, en cuanto a los movimientos de arfada para los tres primeros casos de estudio, se observa en la Figura 6.20 que el modelo cuasi-estático presenta unas mayores amplitudes comparadas con el modelo MEF no lineal implementado, siendo en algunos casos mayores de 2 m. Este fenómeno puede inducir a la sobrestimación de los valores de velocidad y aceleración vertical del artefacto flotante con las consiguientes consecuencias que esto conlleva, un sobrecoste inducido por un aumento en los factores de seguridad del diseño. El valor medio del modelo cuasi-estático se sitúa en torno a 0,030 cm por encima de la superficie libre, mientras que en los casos de MEF no lineal se obtiene -0,112 cm y -0,113 cm respectivamente.

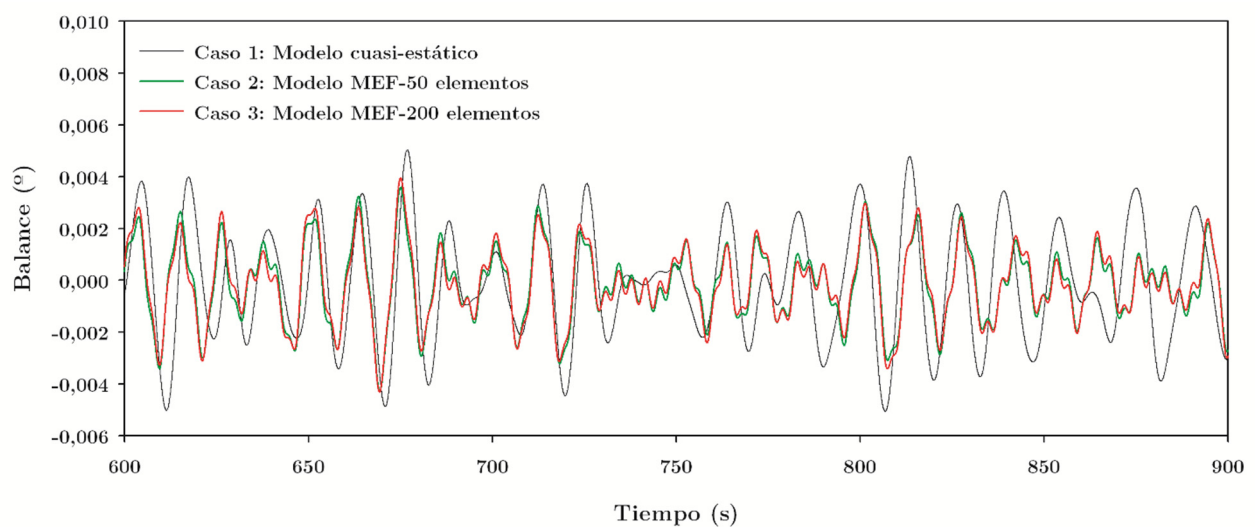


Figura 6.21: Comparación de los resultados del movimiento de balance del sistema aerogenerador marino flotante, obtenidos para los casos de estudio 1, 2 y 3.

Puede decirse, que estas grandes amplitudes en el movimiento de arfada registradas por el modelo cuasi-estático, pueden conllevar un aumento en los factores de seguridad en el diseño de los sistemas de fondeo. Recuérdese que el coste de estos sistemas sobre el presupuesto total de un aerogenerador marino es significativo.

En cuanto a los movimientos de balance (véase la Figura 6.21) puede decirse que estos no son significativos. En los tres casos de estudio (casos 1, 2 y 3) los valores de amplitud apenas llegan a $0,005^\circ$ en el caso más desfavorable, que corresponde con el movimiento cuasi-estático. Resulta obvia la razón por la cual se obtienen estos resultados. Las mayores excitaciones del ambiente son perpendiculares al movimiento de balance, por lo tanto su influencia no es significativa en este grado de libertad del artefacto.

Por otro lado, resulta necesario prestar especial atención al movimiento de cabeceo. El eje de oscilación es perpendicular a la dirección principal de las fuerzas ambientales y por tanto el movimiento de cabeceo se ve afectado significativamente por estas solicitaciones. La Figura 6.22 muestra los resultados correspondientes al movimiento de cabeceo para los tres primeros casos de estudio. Puede observarse que en este caso los movimientos resultan de mayor amplitud que en el caso anterior. Al igual que ocurre con el balance, la mayor amplitud de movimiento se genera para el modelo de cable cuasi-estático, que llega a ser de $0,07^\circ$ aproximadamente. Téngase en cuenta que el centro de gravedad del conjunto estudiado se sitúa a 78,161 m por debajo de la superficie libre, con lo que si se considera esta longitud, más la correspondiente desde la superficie libre hasta el extremo de la pala, esta llega a ser de más de 240,8 m. Por lo tanto, giros de más de 1° se corresponden con movimientos del extremo del aerogenerador de más de 4 metros. Este fenómeno puede ser de especial interés si se considera que además existe una deflexión adicional de la pala que habrá que tener en cuenta.

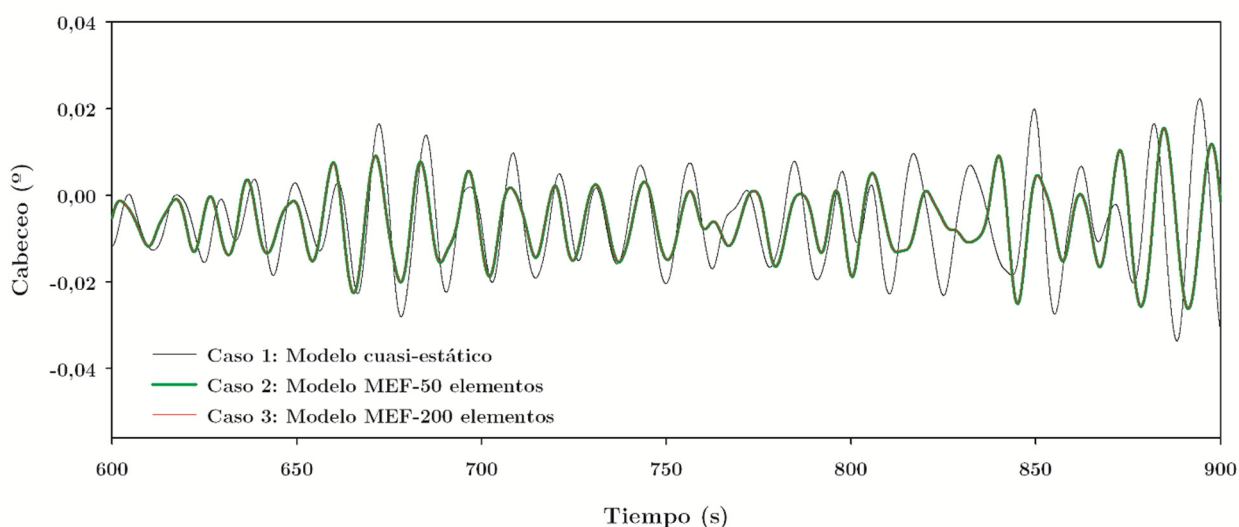


Figura 6.22: Comparación de los resultados del movimiento de cabeceo del sistema aerogenerador marino flotante, obtenidos para los casos de estudio 1, 2 y 3.

Se procede a continuación a discutir los casos 4 y 5 de análisis propuestos. En la Figura 6.23 se muestran las reacciones originadas por el sistema de fondeo. Puede subrayarse que el modelo MEF no lineal presenta un valor medio menor en las reacciones de los cables, comparado con el valor medio del modelo cuasi-estático. Estos valores son $1,583 \times 10^6$ N y $1,610 \times 10^6$ N respectivamente (véase Tabla 6.2). La sobrestimación de valores de las reacciones, tal y como se apunta anteriormente, puede dar lugar a incrementos en los factores de seguridad con el consecuente aumento del costo de construcción de la estructura. Puede decirse entonces, que el modelo MEF no lineal implementado aporta una clara mejora sobre el modelo cuasi-estático, ya que permite realizar mejores análisis del comportamiento global de la estructura. Cabe decir que en este caso, que las diferencias apreciables entre ambos resulta pequeñas en comparación con los casos anteriores.

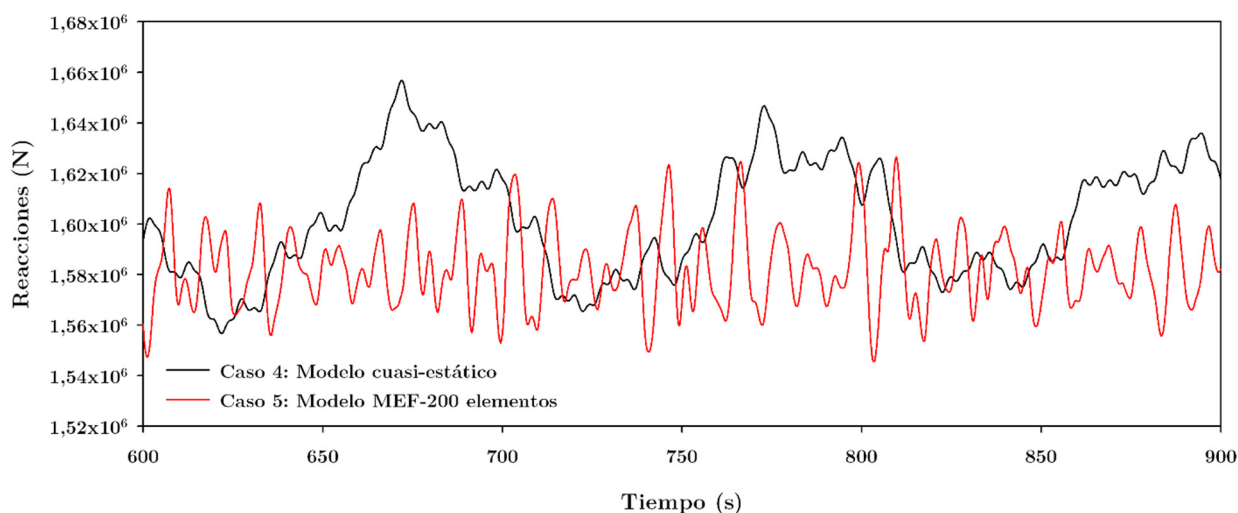


Figura 6.23: Comparación de los resultados para las reacciones de las líneas sobre el sistema aerogenerador marino flotante, obtenidos para los casos de estudio 4 y 5.

Al igual que en los tres primeros casos, se analizan los movimientos de arfada y cabeceo. En este caso el movimiento de balance no será estudiado pues la respuesta de la estructura al mismo es poco significativa, como se ha demostrado. Cabe recordar nuevamente, que el movimiento más significativo en ambos casos de estudio es la largada. En los casos 4 y 5 los movimientos de cabeceo y arfada pueden llegar a ser de especial importancia si se tiene en cuenta el aumento de la velocidad del viento hasta 25 m/s.

De la misma forma que ocurría con el caso 1, si se observa la Figura 6.24 el modelo cuasi-estático presenta unas amplitudes mayores que las ofrecidas por el modelo MEF no lineal para los movimientos de arfada. En ambos casos el promedio de valores se sitúa en torno a cero, siendo 0,137 m y 0,120 m respectivamente (véase Tabla 6.3). Sin embargo, en cuanto a las amplitudes del movimiento el modelo de cable cuasi-estático registra valores superiores a 3,312 m, mientras que en el caso del modelo MEF implementado esta amplitud queda situada en torno a 1,828 m.

En cuanto al cabeceo puede resaltarse que no resulta demasiado importante si se observa la Figura 6.25. La máxima amplitud del cabeceo se sitúa en torno al valor de $0,085^\circ$, en el modelo MEF no lineal, con lo que puede calificarse de poco significativo para las condiciones operativas de funcionamiento del aerogenerador.

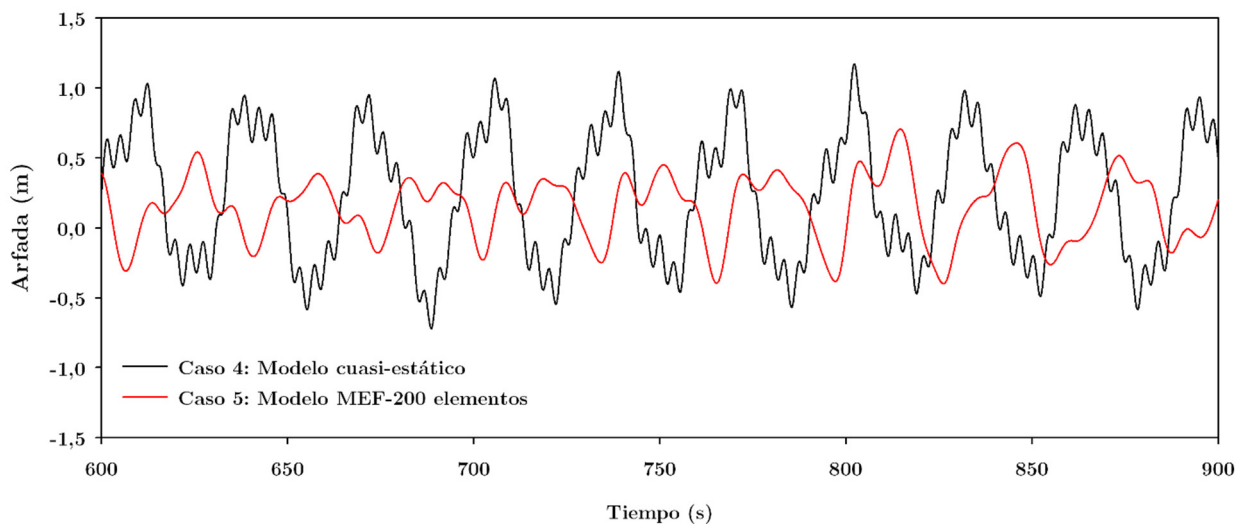


Figura 6.24: Comparación de los resultados del movimiento de arfada del sistema aerogenerador marino flotante, obtenidos para los casos de estudio 4 y 5.

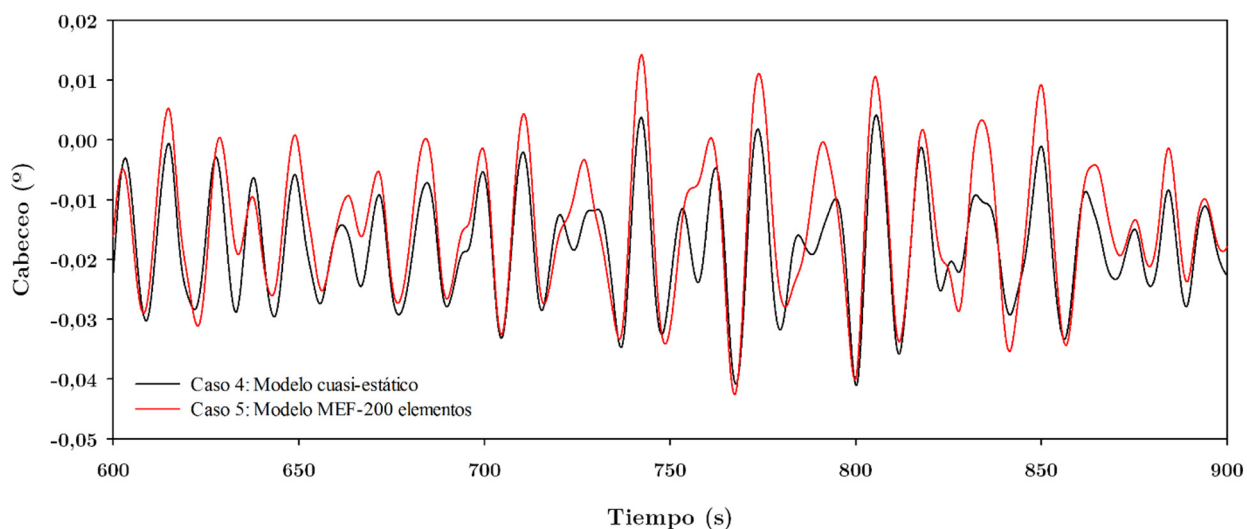


Figura 6.25: Comparación de los resultados del movimiento de cabeceo del sistema aerogenerador marino flotante, obtenidos para los casos de estudio 4 y 5.

En la Tabla 6.2 quedan recogidos los valores máximo, mínimo, promedio y de desviación típica de las reacciones del sistema de fondeo sobre el conjunto aerogenerador-flotador, para cada uno de los casos analizados. De la Tabla 6.2 se desprende que para las tres primeras situaciones, los casos 2 y 3, presentan un valor de las reacciones mayores, con una desviación típica elevada, lo que indica que los valores de las reacciones son de gran amplitud a diferencia del modelo cuasi-estático, cuya desviación típica es la menor de las tres primeras situaciones

de estudio. Por otra parte, se observa que el modelo MEF no lineal implementado recoge mayores amplitudes de las reacciones en todos los casos, en consonancia con lo anterior, comparados con el modelo cuasi-estático. En el caso 3 se observa un máximo de las reacciones superior al resto de casos. Este hecho puede venir de la obtención de algún transitorio inicial, con lo que sería un valor descartable o puede llevar a pensar que el modelo MEF permite capturar mejor las variaciones de tensión y reacciones de la línea, lo que permitirá adoptar soluciones que mejoren el diseño del sistema. Se aprecia también que los valores de la desviación típica están situados en torno a dos órdenes de magnitud del valor promedio, con lo que la tensión de las líneas se mantiene más o menos constante durante la operación de la plataforma. Además, estas reacciones son del orden del peso la línea, lo que indica que los resultados obtenidos son coherentes y aproximados a la realidad.

Por otra parte, las dos últimas situaciones (casos 4 y 5) que corresponden con unas condiciones ambientales diferentes de los tres primeros casos, se observa que en ambos los valores promedios de las reacciones son homogéneos, obteniendo una diferencia entre los valores máximos y mínimos del 14% y del 12%. Los valores promedio y de desviación típica obtenidos son similares en ambos casos. Las consideraciones realizadas para las situaciones de estudio 1, 2 y 3 son igualmente aplicables a estos dos casos.

Tabla 6.2: Resumen de los valores obtenidos para las reacciones del sistema de fondeo sobre la plataforma flotante para cada uno de los casos de estudio planteados.

		Reacciones (N)
caso 1	Promedio	$1,622 \times 10^6$
	Max.	$1,658 \times 10^6$
	Min.	$1,597 \times 10^6$
	Desviación Típica	$1,099 \times 10^4$
caso 2	Promedio	$1,671 \times 10^6$
	Max.	$1,818 \times 10^6$
	Min.	$1,529 \times 10^6$
	Desviación Típica	$7,196 \times 10^4$
caso 3	Promedio	$1,673 \times 10^6$
	Max.	$2,529 \times 10^6$
	Min.	$1,302 \times 10^6$
	Desviación Típica	$7,251 \times 10^4$
caso 4	Promedio	$1,610 \times 10^6$
	Max.	$1,753 \times 10^6$
	Min.	$1,530 \times 10^6$
	Desviación Típica	$4,866 \times 10^4$
caso 5	Promedio	$1,583 \times 10^6$
	Max.	$1,707 \times 10^6$
	Min.	$1,520 \times 10^6$
	Desviación Típica	$2,128 \times 10^4$

Se puede concluir que el modelo de MEF no lineal implementado proporciona una mejor aproximación que el modelo cuasi-estático, que será más próxima a la realidad cuanto mayor sea el número de elementos finitos en que se divide la línea. Sin embargo, este incremento de elementos comporta un mayor tiempo de cálculo, con lo que habrá que obtener un compromiso entre la discretización de la línea y el tiempo de computación. De hecho, se ha verificado que el tiempo de cálculo aumenta de forma significativa, con solo doblar el número de elementos en que se divide la línea. Tal y como se presentó en el Capítulo 5, para reducir el tiempo de computación, el algoritmo de cálculo calcula la rigidez al inicio del intervalo de tiempo, manteniéndola constante a lo largo del mismo, con lo que el ahorro de tiempo computacional resulta importante, sin menoscabo alguno de pérdida de precisión.

Tabla 6.3: Resumen de los valores obtenidos para cada uno de los grados de libertad del conjunto analizado.

		Largada (m)	Deriva (m)	Arfada (m)	Balance (°)	Cabeceo (°)	Guiñada (°)
caso 1	Promedio	3,451	0,041	0,030	0,000	-0,006	0,001
	Max.	6,681	0,377	1,497	0,005	0,026	0,025
	Min.	-0,056	-0,287	-1,365	-0,006	-0,044	-0,023
	Des. Típica	1,331	0,124	0,738	0,002	0,012	0,010
caso 2	Promedio	3,159	0,039	-0,112	0,000	-0,006	0,001
	Max.	5,619	0,192	1,027	0,004	0,020	0,021
	Min.	0,000	-0,130	-1,283	-0,004	-0,032	-0,018
	Des. Típica	0,783	0,061	0,290	0,001	0,008	0,009
caso 3	Promedio	3,156	0,038	-0,113	0,000	-0,006	0,001
	Max.	5,622	0,191	1,027	0,004	0,019	0,002
	Min.	0,000	-0,132	-1,286	-0,004	-0,032	-0,001
	Des. Típica	0,784	0,061	0,293	0,001	0,008	0,001
caso 4	Promedio	4,571	0,137	0,228	0,000	-0,018	0,004
	Max.	8,182	1,371	1,873	0,008	0,016	0,032
	Min.	0,000	-1,142	-1,259	-0,008	-0,049	-0,023
	Des. Típica	4,420	0,462	0,608	0,003	0,011	0,010
caso 5	Promedio	4,383	0,120	0,171	0,000	-0,014	0,002
	Max.	7,416	0,498	1,079	0,009	0,028	0,032
	Min.	-0,575	-0,257	-0,749	-0,008	-0,057	-0,026
	Des. Típica	0,352	0,156	0,315	0,003	0,014	0,010

Por otro lado, resulta conveniente identificar los aspectos clave del comportamiento del conjunto para cada una de las situaciones de operación del aerogenerador analizado. Al igual que con las reacciones de los cables se exponen en la Tabla 6.3, los valores máximo, mínimo, promedio y de desviación típica para cada uno de los grados de libertad del sistema. Se observa de forma clara que la plataforma experimenta grandes excursiones en el movimiento de largada. Ya se comentó que este hecho se debe fundamentalmente a que las cargas son colineales en esta dirección, lo que provoca que este movimiento sea significativo comparado con el resto. Sin embargo, desde un punto de vista global, puede decirse que la plataforma

experimenta pequeños movimientos comparados con las magnitudes de la estructura, lo que lleva a pensar que se trata de un sistema altamente estable en donde los cables o cadenas que conforman el fondeo cumplen con la misión encomendada, es decir, mantener a la estructura en su posición en alta mar y mejorar su estabilidad.

Puede señalarse observando la Tabla 6.3 que los giros de la estructura no son significativos en el comportamiento global de la misma. La arfada tiene cierta importancia, si se considera su influencia sobre los sistemas de fondeo. En el caso de movimientos en el plano de la superficie libre, tanto las componentes horizontal como vertical del sistema de restauración actuarán para mantener la estructura en su posición, sin embargo en el caso de movimientos en sentido vertical, solo actúa la componente vertical del sistema, ya que las componentes horizontales, de las diferentes líneas tienden a compensarse entre ellas, pues la mayor parte de los sistemas de fondeo son axil simétricos, con respecto al eje perpendicular al plano de la superficie libre. Si el movimiento es excesivo, se puede exceder la carga de rotura del sistema de fondeo llegando a la pérdida del conjunto aerogenerador-plataforma. Este hecho no aparecerá en ninguna de las situaciones de estudio, será por tanto necesario un estudio de condiciones límite para verificar la integridad de la estructura.

De forma general se puede decir que con la disposición de los elementos del fondeo simulados se cumplen con las condiciones operativas de funcionamiento de la estructura. En ningún caso se llega a tensiones superiores a la de rotura para las cadenas de fondeo. En todos los casos se verifica que las excursiones y giros de la estructura son lo suficientemente pequeños para que afecten a la operatividad de la misma.

A modo de conclusión, se puede decir que el estudio del comportamiento dinámico de un sistema aerogenerador flotante en el dominio del tiempo mediante MEF comporta una serie de ventajas que lo hacen destacar de forma significativa sobre los estudios en frecuencia. Por otra parte, ha quedado patente que el modelo de fondeo MEF implementado, es superior al modelo cuasi-estático, ofreciendo valores realistas de la tensión efectiva y de los efectos restauradores de las líneas sobre el artefacto en cada instante de tiempo, con una aproximación suficiente.

6.4 Conclusiones parciales

En este capítulo se ha presentado una propuesta/guía de análisis integral de un sistema aerogenerador marino flotante, que puede servir de referencia en el diseño de estos sistemas. En el esquema propuesto se han establecido varios bucles de estudio y optimización enfocados en cada una de las partes del aerogenerador marino flotante. Por un lado, un estudio de la parte aerogeneradora, por otro lado, la plataforma flotante y finalmente un estudio integral mediante herramientas más sofisticadas, como puedan ser los códigos de tipo CFD. Se ha

demostrado el nexo de las herramientas desarrolladas en el estudio integral del aerogenerador marino justificando la necesidad de cada una de ellas.

Posteriormente, se ha demostrado que un análisis en el dominio del tiempo mediante *SeaFEM*, considerando diferentes cargas ambientales acopladas (corrientes, viento, oleaje, sistemas de fondeo, etc.) resulta posible, además de ventajoso, si se compara con otros métodos de estudio de aerogeneradores marinos. Se ha llevado a cabo un estudio con diferentes cargas acopladas y se ha verificado que la plataforma de tipo *spar* con el aerogenerador NREL 5-MW cumple satisfactoriamente las condiciones operativas de funcionamiento normal. De hecho, se ha demostrado que en la condición más desfavorable, es decir, aquella en que todas las cargas tienen la misma dirección, la estructura no experimenta grandes oscilaciones en alguno de sus grados de libertad. Solo en el caso de largada se aprecian grandes excursiones, alcanzando una posición estacionaria con el tiempo. Se ha demostrado además la efectividad del modelo MEF no lineal implementado en *SeaFEM* en el estudio de los sistemas de fondeo, verificando su aptitud en el estudio de los sistemas de fondeo.

Cabe reseñar que resulta necesario un posterior estudio de situaciones límites para verificar la integridad global del sistema frente a las sollicitaciones ambientales.

Conclusiones generales e investigaciones futuras

Se exponen a continuación las conclusiones a las investigaciones realizadas en la presente tesis. En las siguientes hojas se resumen los avances más destacados y conclusiones logrados con el trabajo de investigación realizado en materia de análisis aeroelástico con la GUI *FASTLognoter*, de comportamiento hidrodinámico con la GUI *MorisonForm* y con el modelo FEM no lineal implementado en *SeaFEM*, para el estudio de comportamiento de los sistemas de fondeo en aerogeneradores marinos. Se señalan aquellas partes del estado del arte que han sido cubiertas con los estudios realizados en esta tesis, sobre todo las referentes al modelo MEF no lineal implementado. Finalmente, se presentan una serie de líneas de investigación que surgen como resultado del trabajo realizado.

7.1 Conclusiones generales

En la presente tesis se ha llevado a cabo una investigación en el desarrollo de herramientas para el estudio del comportamiento de aerogeneradores marinos que ha identificado algunas carencias existentes en el estado del arte actual, dando cumplida respuesta a las mismas en materia de cálculo aeroelástico, de comportamiento hidrodinámico y de los sistemas de fondeo en aerogeneradores marinos. Entre las aportaciones de la presente tesis se destacan las siguientes:

Estudios de aeroelasticidad

- Se ha desarrollado una GUI de cálculo aeroelástico, basada en el código *FAST/AeroDyn/HydroDyn*, mediante *Lognoter*, denominada *FASTLognoter*, que ha resuelto uno de los problemas fundamentales de los códigos anteriores, la carencia de una interfaz de usuario.
- Se han desarrollado pre-procesadores integrados en la herramienta de cálculo aeroelástico, relacionados con el cálculo de la torre, de las palas, de los perfiles aerodinámicos y del cálculo modal de torre y palas, que permiten estimar la mayor parte de datos de entrada a la simulación aeroelástica.
- Se ha validado la herramienta desarrollada frente a otros códigos de cálculo.
- Se ha llevado a cabo una optimización basada en la reducción de peso de un aerogenerador marino existente y una mejora de la respuesta del mismo frente a la acción del viento.

Estudios de comportamiento de estructuras flotantes

- Se ha desarrollado una herramienta denominada *MorisonForm*, mediante *Lognoter*, para determinar el comportamiento frente a oleaje regular en frecuencia, para el análisis de las plataformas en aerogeneradores marinos flotantes. Se ha basado en las ecuaciones linealizadas de Morison para determinar las fuerzas del oleaje la estructura.
- Se ha propuesto un esquema de trabajo con las herramientas *FASTLognoter* y *MorisonForm* para estimar el comportamiento de sólido rígido de aerogeneradores marinos flotantes frente a oleaje regular.
- Se ha validado la herramienta frente a un caso típico de estudio.
- Se han analizado con éxito el comportamiento de dos de las tipologías básicas empleadas como plataformas en aerogeneradores marinos flotantes, demostrando la capacidad de análisis del conjunto de las herramientas desarrolladas.

Estudios de los sistemas de fondeo

- Se han identificado y estudiado las diferentes teorías empleadas en el análisis de cables/líneas de fondeo.
- Se ha formulado un modelo de comportamiento dinámico basado en MEF no lineal para el estudio de los cables que componen los sistemas de fondeo en estructuras flotantes. Esta formulación se ha implementado en un código con programación C++, denominado *MooDyn*, que permite determinar el comportamiento dinámico de líneas de fondeo.
- Se ha propuesto un esquema de cálculo e integración dinámica temporal de los cables de fondeo basado en el método de Bossak–Newmark.
- Se ha comparado el modelo MEF no lineal implementado con la formulación cuasi–estática, que se emplea habitualmente para el análisis de líneas de fondeo.
- Se ha implementado con éxito el código en el *solver* hidrodinámico *SeaFEM*.
- Se ha propuesto un novedoso esquema de acoplamiento entre los comportamientos dinámicos no lineales de la estructura flotante y de los cables de fondeo.
- Se ha validado el código frente a resultados experimentales obtenidos por diversos autores, para diferentes casos típicos.

Estudios dinámicos frente a cargas ambientales acopladas

- Se ha propuesto una guía de análisis y estudio de aerogeneradores marinos flotantes, que permite el cálculo de comportamiento de forma detallada desde las primeras etapas de concepción hasta las etapas finales de diseño.
- Se ha demostrado el nexo de las herramientas desarrolladas con el esquema de análisis desarrollado.
- Se ha analizado cinco casos representativos de la operación normal de una tipología básica de aerogenerador marino flotante, basada en la boya *spar* OC3, sometida a cargas ambientales acopladas de viento, de corrientes y oleaje, junto al modelo MEF no lineal de cables de fondeo implementado en *SeaFEM*.
- Se ha demostrado que un análisis en el dominio del tiempo del comportamiento de estructuras oceánicas, a través de la herramienta *SeaFEM*, junto con el código MEF no lineal implementado para el estudio de cables, aporta importantes ventajas frente a otros métodos y procedimientos clásicos existentes.
- Se ha verificado que el modelo MEF no lineal implementado permite capturar fenómenos no lineales que pueden ser significativos del comportamiento global del aerogenerador.
- Finalmente, se han identificado las claves en el comportamiento de un aerogenerador marino en operación y se ha demostrado la importancia clave de los sistemas de fondeo en el correcto funcionamiento de los mismos.

7.2 Trabajos e investigaciones futuras

La realización de esta tesis abre las puertas a nuevas vías de investigación en lo relacionado con el cálculo aeroelástico y de los sistemas de fondeo, que permitirán el estudio en profundidad del conjunto aerogenerador–flotador. Entre ellas cabe destacar las siguientes:

1. Aumento de las capacidades de cálculo *FASTLognoter* con la inclusión de nuevos pre–procesadores, junto con una mejora del tratamiento de datos resultantes de la simulación aeroelástica con la posibilidad de visualización 3D del aerogenerador.
2. Planteamiento de nuevas soluciones, en cuanto a plataformas de aerogenerador se refiere, que permitan un abaratamiento del coste total del conjunto.
3. Implementación de otras funciones de forma en el modelo MEF no lineal, junto con la inclusión de los efectos de torsión y flexión, el estudio de tuberías marinas, considerando los efectos del fluido interno y externo, así como otros fenómenos derivados del flujo interno.
4. Desarrollo de otros modelos de interacción con el fondo oceánico que permitan contemplar diversos tipos de fondo o la consideración de las irregularidades del terreno, lo que permitirá el estudio dinámico de tendido de cables submarinos.
5. Dar la capacidad al código de contemplar líneas multi–componentes y sistemas de anclas.

Anexo

A

Teoría básica de FAST

El presente anexo se divide en varias partes fundamentales, cada una de ellas relacionada con el modelo de cálculo aeroelástico empleado por *FAST*. Estas partes pueden agruparse en tres bloques diferenciados. El primero de ellos consiste en una breve descripción de los modelos de control, operación y la discretización multi-cuerpo empleada por *FAST*. En el segundo grupo se recogen las teorías básicas que permiten estimar las deflexiones de aquellas partes flexibles consideradas en el cálculo, cinemática y dinámica del sistema. En el último grupo se incluye una descripción del proceso de linealización del sistema, condición básica para poder extraer las matrices del sistema y que servirán de entrada al formulario *MorisonForm*.

A.1 Operación, control y modelos empleados por FAST

Al comienzo de la tesis se han presentados las características y ventajas del código *FAST*, que hace que éste destaque de manera preponderante sobre la mayor parte de los códigos destinados a la simulación aeroelástica de aerogeneradores.

A.1.1 Modos de operación en FAST

El código *FAST* tiene dos modos o formas de operar diferentes (Jonkman y Buhl Jr., 2005): la primera de ellas consistente en una simulación directa de las ecuaciones no lineales que permiten estimar el movimiento del aerogenerador, mientras que la segunda forma consiste en la linealización del sistema aeroelástico adquirido por *FAST*.

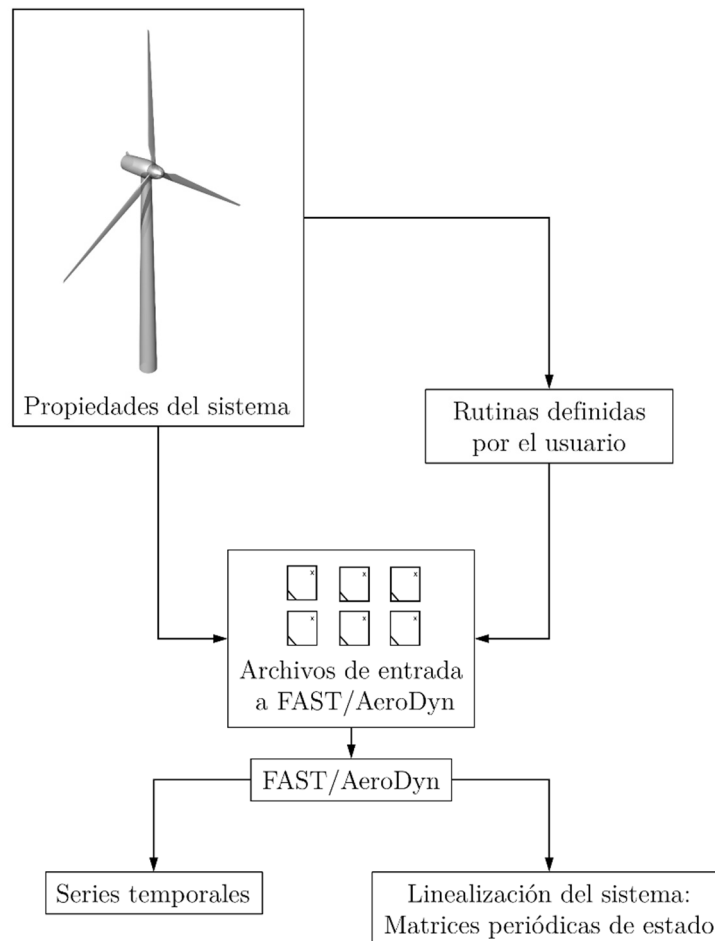


Figura A.1: Esquema con los modos de operación con *FAST*.

En el primer modo de trabajo, durante la simulación la respuesta aerodinámica y estructural del aerogenerador a las condiciones de viento entrantes al sistema se determina para cada intervalo de tiempo. En este caso, las salidas al programa incluyen series temporales de datos referentes a las cargas aerodinámicas, de fatiga y deflexiones de cada uno de los miembros que conforman el conjunto aerogenerador.

En el segundo modo de trabajo, *FAST* extrae las representaciones linealizadas del sistema aeroelástico completo, lo que resulta útil para el desarrollo de matrices de estado en aerogeneradores y con ello añadir controles de diseño en el análisis del aerogenerador. Con este análisis resulta adecuado para la determinación de todos los modos del sistema tanto en operación como en estado estacionario a través de un auto análisis. Como se ha denotado en capítulos anteriores, por medio de esta utilidad es posible la obtención de las matrices que definen el sistema y que posteriormente constituyen una entrada al formulario *MorisonForm*.

A.1.2 Modos de control del aerogenerador en FAST

Durante la simulación del sistema aeroelástico, el código *FAST* facilita el control del modelo en análisis. La herramienta permite establecer cinco modos de control del aerogenerador: mediante la regulación del paso de cada palas, mediante la regulación del par del generador, mediante la aplicación de un freno al eje de alta velocidad, mediante la apertura de frenos aerodinámicos y mediante el control de guiñada de la góndola del aerogenerador.

La aplicación estos métodos de control requiere de la introducción de los parámetros adecuados en los archivos de entrada a *FAST*, que permite además, la introducción de otros modos de control del aerogenerador más complejos a través de la incorporación de rutinas elaboradas por el usuario.

Con *FAST* es posible llevar a cabo una regulación del giro del rotor mediante el control del par aplicado al aerogenerador, que se realiza mediante un simple control de la variación de velocidad. Este control distingue entre tres regiones: una en la que el par varía; otra región de transición lineal y otra en la que el par permanece constante con la variación de velocidad del generador.

FAST permite considerar la aplicación de un par de frenado al eje de alta velocidad (en inglés, *High Speed Shaft brake*, HSS) para obtener una determinada regulación del aerogenerador. Para este tipo de regulación se usa el modelo de fricción de Coulomb.

Por otro lado, *FAST* también permite el control del giro de la turbina mediante la aplicación de un par de frenado, mediante la consideración de frenos aerodinámicos en el extremo de la pala. Con este control la velocidad tangencial de los frenos no tiene en cuenta para calcular la presión dinámica aplicada en la regulación de la turbina.

A.1.3 Modelización de aerogeneradores en FAST

Una vez que se determinan las cargas de los flujos de viento, se precisa de modelos estructurales para predecir y comprender las interacciones entre los diferentes elementos simulados a través *FAST*.

A continuación, en los siguientes puntos se formula la teoría fundamental e hipótesis

necesarias para la correcta comprensión de la herramienta de simulación *FAST*. Se hace especial hincapié en una descripción geométrica, de los sistemas de coordenadas, de las deflexiones experimentadas por las partes flexibles consideradas en la simulación aerogenerador y se relaciona todo ello con la cinemática de los movimientos del aerogenerador. Cabe decir que la mayor parte de la teoría que se expone en adelante se basa fundamentalmente en los trabajos realizados por Wilson, Walker y Hey, (1999) y Jonkman (2003), en los que se hace una profunda revisión de todas estas teorías. También, se presentan las ecuaciones que describen la relación entre fuerzas y aceleraciones, que se establecen por las ecuaciones desarrolladas por Kane y Levinson (2005). Finalmente, se presentan las ecuaciones que permiten obtener las matrices de linealización del aerogenerado (Jonkman y Buhl Jr., 2005).

En el código *FAST* se usa un modelo compuesto por nueve partes rígidas y 4 flexibles, que considera 22 grados de libertad, en la simulación de turbinas de eje horizontal con dos palas. En el análisis de aerogeneradores con tres palas se emplea un modelo con 24 grados de libertad (en adelante GDL denotará a “grado de libertad”).

Los 22 GDL que componen el modelo de turbina de eje horizontal son: 6 GDL para la plataforma (3 traslaciones y 3 rotaciones), 4 GDL que tienen en cuenta la flexibilidad de la torre (2 laterales y 2 longitudinales), un GDL que tiene en cuenta la guiñada de la góndola (en inglés, *nacelle*), la velocidades del generador y del rotor (2 GDL), el balanceo de la pala (1 GDL), la flexión de la pala (1 GDL), el sistema de plegado del rotor (1 GDL) y el sistema de plegado de cola (1 GDL). Por otro lado, en cuanto a la turbina de tres palas los 11 primeros GDL se corresponden a los aerogeneradores de tres palas. El primer GDL considera el ángulo de azimut del generador, otro GDL con el acoplamiento de la transmisión entre el generador y el rotor/núcleo, que tienen en cuenta la flexibilidad del rotor de velocidad variable y del eje de transmisión. Otros 3 GDL se corresponden a los movimientos de la punta de cada una de las palas en la dirección del *flap* en el primer modo de deformación, mientras que otros 3 GDL se relacionan con el segundo modo de deformación de la pala. Así también, en el primer modo de deformación de la pala en la dirección del eje se consideran otros 3 GDL. Por último, 2 GDL relacionados con el sistema de plegado del rotor y al sistema de plegado de cola (véase Tabla A.1).

FAST considera en el análisis, diferentes componentes de un aerogenerador desde los sistemas de transmisión y control hasta los sistemas eléctricos de la turbina. Por ejemplo, el sistema de transmisión se simula como un eje equivalente separado del núcleo, que puede ser considerado como un resorte de torsión o como un amortiguamiento de torsión lineal. El sistema generador de la turbina se puede modelar a través de diversas opciones comprendidas por la herramienta, desde generadores de inducción simple hasta modelos trifásicos. Además, se puede implementar modelos externos programados por el usuario.

FAST considera que la guiñada de la góndola se puede simular una bisagra perfecta sin rozamiento alguno o en su defecto considera el amortiguamiento y la flexibilidad, suponiendo un mecanismo libre en el movimiento de guiñada. Por otro lado, el sistema de plegado del rotor y de cola, que incorpora *FAST*, simula una configuración de cojinetes que permite al rotor, la cola o al sistema de transmisión rotar sobre un porcentaje del giro de la estructura de la torre. También, se puede considerar la flexibilidad torsional de la caja de engranajes.

Tabla A.1: Grados de libertad de los modelos multi-cuerpo empleados en *FAST*.

Variable (2 palas)	Variable (3 palas)	Descripción
q_1	q_1	Desplazamiento de la pala 1 en el sentido del <i>flap</i> en el modo de deformación 1
q_2	q_2	Desplazamiento de la pala 2 en el sentido del <i>flap</i> en el modo de deformación 1
-	q_3	Desplazamiento de la pala 3 en el sentido del <i>flap</i> en el modo de deformación 1
q_3	-	Ángulo de balanceo de las palas (sólo disponible para aerogeneradores de 2 palas)
q_4	q_4	Ángulo de acimutal (lado del generador)
q_5	q_5	Ángulo de acimutal (lado del rotor)
q_6	q_6	Ángulo de guiñada
q_7	q_7	Desplazamiento longitudinal de la parte alta de la torre en el modo de deformación 1
q_8	q_8	Desplazamiento lateral de la parte alta de la torre en el modo de deformación 1
q_9	q_9	Desplazamiento longitudinal de la parte alta de la torre en el modo de deformación 2
q_{10}	q_{10}	Desplazamiento lateral de la parte alta de la torre en el modo de deformación 2
q_{11}	q_{11}	Desplazamiento de la pala 1 en el sentido del <i>flap</i> en el modo de deformación 2
q_{12}	q_{12}	Desplazamiento de la pala 2 en el sentido del <i>flap</i> en el modo de deformación 2
-	q_{13}	Desplazamiento de la pala 3 en el sentido del <i>flap</i> en el modo de deformación 2
q_{13}	q_{14}	Desplazamiento de la pala 1 en el sentido del borde
q_{14}	q_{15}	Desplazamiento de la pala 2 en el sentido del borde
-	q_{16}	Desplazamiento de la pala 3 en el sentido del borde
q_{15}	q_{17}	Desplazamiento longitudinal de la base
q_{16}	q_{18}	Desplazamiento lateral de la base
q_{17}	q_{19}	Desplazamiento vertical de la base
q_{18}	q_{20}	Rotación de la base alrededor del eje horizontal
q_{19}	q_{21}	Rotación de la base alrededor del eje vertical
q_{20}	q_{22}	Rotación de la base alrededor del eje transversal
q_{21}	q_{23}	Enrollador del rotor
q_{22}	q_{24}	Enrollador de cola

Cabe indicar que en *FAST*, los grados de libertad se denominan mediante la letra “ q ”. Así, para estar en consonancia con la bibliografía relacionada, se ha mantenido la misma formulación. Junto con las consideraciones anteriores, el software permite tener en cuenta el balanceo del rotor en turbinas de dos palas. La reciente incorporación a *FAST* del código

HydroDyn (Jonkman, 2007), facilita la simulación de la plataforma de soporte del aerogenerador mediante diversas opciones. Por ejemplo, se puede considerar la torre fijada a tierra, al fondo oceánico o flotante.

Mediante los parámetros adecuados en los ficheros de entrada al código se pueden simular de situaciones especiales en el funcionamiento de un aerogenerador. Todas estas funcionalidades se han incorporado y automatizado en la interfaz *FASTLognoter*, lo que permite al usuario una simulación más sencilla del aerogenerador, como ya se ha expuesto en el Capítulo 3.

A.2 Teoría básica e hipótesis empleadas en FAST

Este apartado constituye el bloque teórico que describe las hipótesis y la formulación empleadas por *FAST* y por ende las capacidades asociadas a *FASTLognoter*. Se hace un breve repaso por los sistemas de referencia que usa *FAST*, la descripción de la curvatura de palas, de los modos de deformación de torre y pala, así como, de la cinemática y dinámica del sistema multi-cuerpo que describe el aerogenerador.

Tabla A.2: Descripción de los sistemas de coordenadas empleados por *FAST*.

Vector ¹	Descripción (sistema de coordenadas)	Origen	Punto
i	Marco inercial	Punto de definición de los movimientos de traslación de la plataforma	I
t	Base de la torre	Intersección del centro de la base de la torre con la plataforma de soporte	T
p	Parte superior de la torre	Punto sobre el eje de guiñada de la torre a la altura del núcleo de la torre sobre el nivel de referencia	P
n	Góndola Guiñada	Punto con el mismo origen que el definido anteriormente (n)	N
s	Eje de transmisión	Punto definido por la intersección del plano YZ y el eje del rotor	S
a	Azimut	Punto con el mismo origen que el definido anteriormente (s)	A
h	Núcleo	Punto definido por la intersección del eje del rotor y el plano de rotación o el vértice del cono de rotación	H
c	Cono	Punto definido con el mismo origen que el núcleo	C
b	Palas	Punto definido por la intersección del eje de paso de la pala y la raíz de la misma	B

El código *FAST* usa varios sistemas de referencia emplazados en diferentes posiciones dentro del aerogenerador de acuerdo con los estándares IEC (2005) para aerogeneradores,

¹ Vectores $i=1, 2, 3$, en cada dirección. Por ejemplo: i_1, i_2, i_3

junto con otros necesarios para tener una completa descripción del sistema del multi-cuerpo²

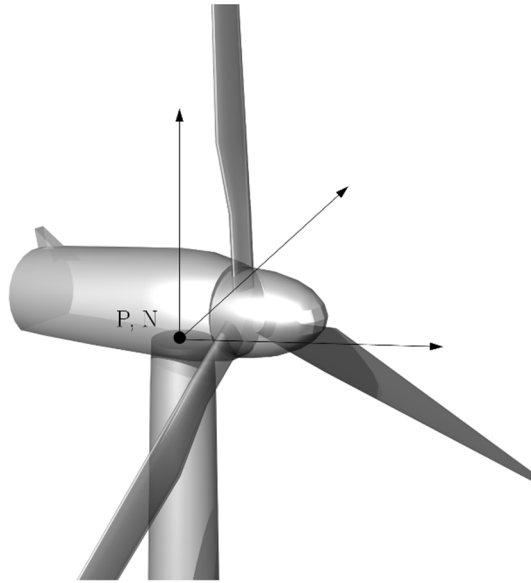


Figura A.2: Sistema de coordenadas de la parte alta de la torre y de giro de la góndola.

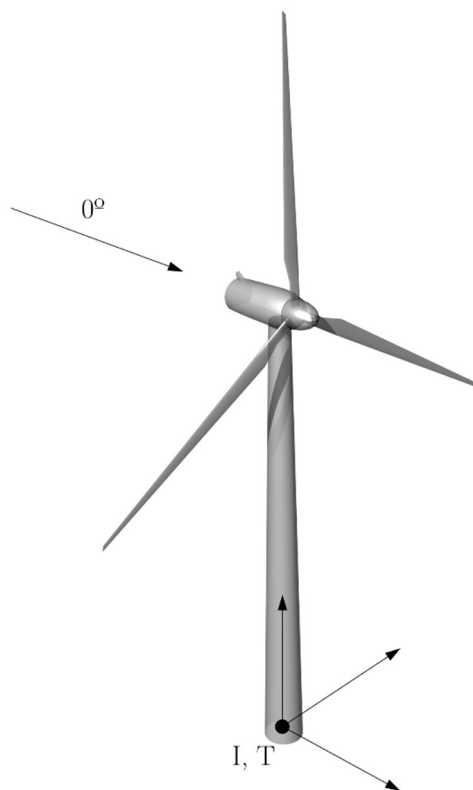


Figura A.3: Sistema de coordenadas inercial y de la base.

² Cada uno de los puntos mostrados en la Tabla A.2 corresponden a los establecidos en las Figuras A.2–A.6.

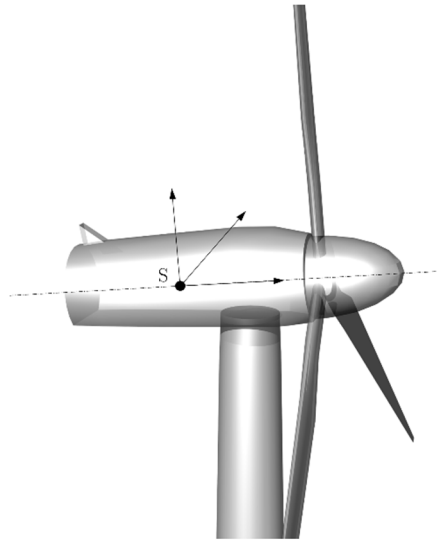


Figura A.4: Sistema de coordenadas del eje de transmisión.

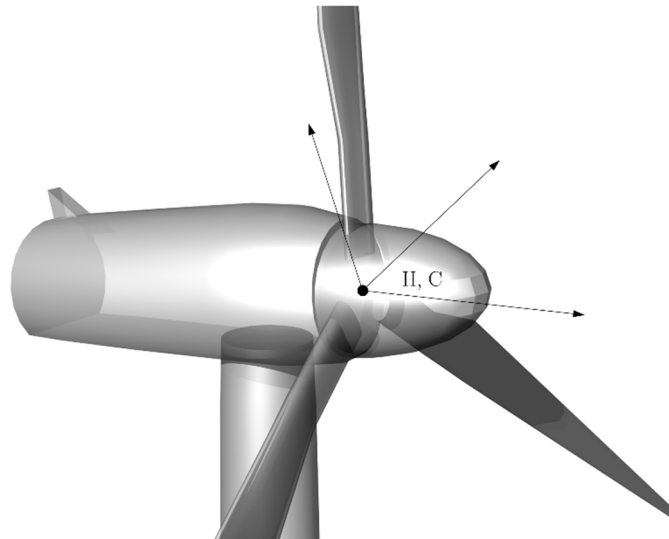


Figura A.5: Sistema de coordenadas del núcleo del rotor.

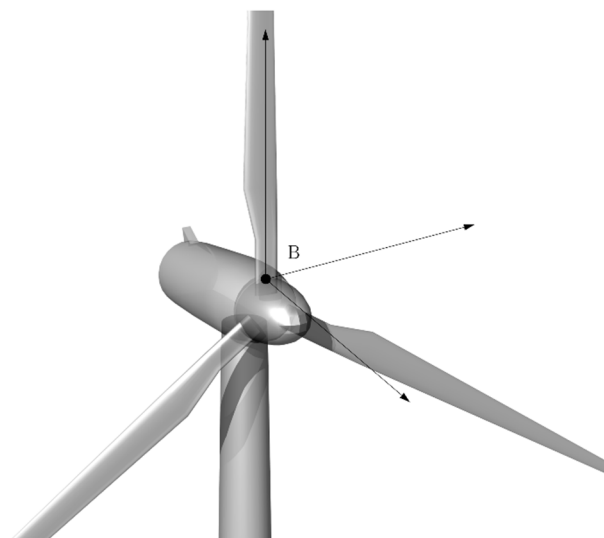


Figura A.6: Sistema de coordenadas de las palas.

Como se ha reflejado anteriormente *FAST* emplea para la descripción del aerogenerador elementos rígidos y elementos flexibles. Como ejemplo de estos últimos, se pueden encontrar la torre o las palas. Cada uno de estos elementos es descrito a través de dos modos de deformación diferentes. En el caso de la torre se definen dos modos en sentido longitudinal (*fore-aft*) y otros dos modos de lateral (*side-side*), expresados en ambos casos mediante polinomios de sexto grado. Por otro lado, para las palas del aerogenerador se definen de igual manera otros dos modos de deformación, dos de ellos en el sentido del *flap* (*flapwise*) y otro en el sentido del borde de salida (*edgewise*) descritos también por polinomios de sexto grado.

Como ya se ha expuesto, *FAST* emplea un modelo dinámico con 22 y 24 grados de libertad respectivamente. En las Figuras A.2–A.6 se han señalado los diferentes sistemas de referencia empleados. Sin embargo, resulta conveniente formular el cambio de base para cada uno de los sistemas de referencia empleados por *FAST*. Las magnitudes estacionarias, se pueden trasladar a cualquier sistema de referencia sin más que hacer un cambio de coordenadas (Wilson, Walker y Hey, 1999; Jonkman, 2003).

En cuanto a las partes flexibles del aerogenerador, consideradas en el código, se asume, en el caso de la torre, que la parte correspondiente al primer tramo, se modela como un empotramiento, de longitud H_{emp} , de manera que la parte flexible de la torre H se expresa como

$$H = H_{nucleo} - H_{n-t} - H_{emp}, \quad (\text{A.1})$$

donde H_{nucleo} es la elevación del núcleo sobre la superficie de referencia y H_{n-t} es la distancia vertical entre el núcleo y la parte alta de la torre, asumiendo en ambos caso que las deflexiones de la torre y el balanceo de la torre son despreciables.

Por otra parte, las deflexiones del extremo de la torre, para los dos modos de deformación considerados en el código, tanto longitudinales como laterales, se pueden obtener como la suma total de los desplazamientos laterales y longitudinales de la torre, u_1 y u_2 respectivamente (Wilson, Walker y Hey, 1999; Jonkman, 2003).

$$u_1 = q_7 + q_9, \quad u_2 = q_8 + q_{10}. \quad (\text{A.2})$$

Como las deflexiones del extremo de la torre (de igual forma en el caso de las palas) son funciones del tiempo, también lo son los desplazamientos laterales y longitudinales de estos elementos flexibles. En este sentido, el código *FAST* considera que las rotaciones del extremo de la torre, tanto longitudinal θ_1 como lateral θ_2 , se pueden expresar mediante las siguientes expresiones

$$\begin{aligned}\theta_1 &= - \left(\left. \frac{d\phi_{1T}(h)}{dh} \right|_{h=H} q_7 + \left. \frac{d\phi_{2T}(h)}{dh} \right|_{h=H} q_9 \right), \\ \theta_2 &= \left(\left. \frac{d\phi_{1T}(h)}{dh} \right|_{h=H} q_8 + \left. \frac{d\phi_{2T}(h)}{dh} \right|_{h=H} q_{10} \right),\end{aligned}\tag{A.3}$$

donde $\phi_{1T}(h)$ y $\phi_{2T}(h)$ son el primer y el segundo modo natural de deformación de la torre respectivamente. Se asume que las deflexiones en sentido longitudinal y lateral son independientes e idénticas para cada dirección. Por otro lado, el signo correspondiente a la primera expresión, se debe a que el desplazamiento positivo de la parte alta de la torre tiende a rotar sobre el eje negativo del sistema inercial.

De forma similar a la torre, la raíz de la pala puede se considera como un empotramiento perfecto. El radio del núcleo del rotor se puede expresar como R_{nucleo} . Por lo tanto, la parte de la pala del aerogenerador que se considera flexible en la simulación, se formula como

$$R_{pala} = R - R_{nucleo},\tag{A.4}$$

donde R es el radio total del aerogenerador y R_{pala} es el radio de la parte flexible de la pala.

Se supone además que las deflexiones de la parte flexible de la pala en sentido del *flap* y en el sentido del borde de ataque son independientes entre sí. Téngase en cuenta que, la dirección del *flap* y la dirección del borde de ataque son únicas para cada pala y estas se definen como la distribución del ángulo de torsión $\theta_s(r)$ para cada sección de la pala. El código considera que los modos naturales de deformación son independientes e idénticos en cada pala.

La curvatura de cada pala puede obtenerse como una función de la curvatura local de cada elemento en cada dirección (*flapwise* o *edgewise*). Suponiendo pues, que las deflexiones experimentadas por la pala son pequeñas, las curvaturas locales en la dirección del borde de ataque y en la dirección del *flap* a una distancia r y un tiempo t para una pala puede ponerse por

$$\begin{cases} \kappa_F(r, t) = q_1 \frac{d^2\phi_{1BF}(r)}{dr^2} + q_{11} \frac{d^2\phi_{2BF}(r)}{dr^2} \\ \kappa_E(r, t) = q_{14} \frac{d^2\phi_{1BE}(r)}{dr^2} \end{cases}, \quad \text{para la pala n}^\circ 1,\tag{A.5}$$

donde $\phi_{1BF}(r)$ y $\phi_{2BF}(r)$ son el primer y el segundo modo natural de deformación de la pala del aerogenerador, respectivamente, en la dirección del *flap*, mientras que $\phi_{1BE}(r)$ es el primer modo de deformación natural en sentido del borde de ataque. En las expresiones anteriores, el radio de la parte flexible de la pala varía desde r a R_{pala} . La expresión anterior es aplicable de la misma forma para el resto de las palas.

Siguiendo con lo anterior, cabe recordar que la curvatura $\kappa(x)$ de una función $f(x) = 0$, considerando pequeñas deflexiones se puede expresar por

$$\kappa(x) = \frac{d^2 f(x)}{dx}. \quad (\text{A.6})$$

Teniendo en cuenta esto, las curvaturas de cada pala en las direcciones fuera y dentro del plano a una distancia r , en un tiempo t , $\kappa_o(r, t)$ y $\kappa_i(r, t)$, se formulan como

$$\begin{aligned} \kappa_o(r, t) &= \left[q_1 \frac{d^2 \phi_{1BF}(r)}{dr^2} + q_{11} \frac{d^2 \phi_{2BF}(r)}{dr^2} \right] \cos(\theta_s(r) + \theta_p) \\ &\quad + \left[q_{13} \frac{d^2 \phi_{1BE}(r)}{dr^2} \right] \sin(\theta_s(r) + \theta_p), \\ \kappa_i(r, t) &= \left[q_1 \frac{d^2 \psi_{1BF}(r)}{dr^2} + q_{11} \frac{d^2 \psi_{2BF}(r)}{dr^2} \right] \sin(\theta_s(r) + \theta_p) \\ &\quad + \left[q_{13} \frac{d^2 \psi_{1BE}(r)}{dr^2} \right] \cos(\theta_s(r) + \theta_p), \end{aligned} \quad (\text{A.7})$$

de forma más abreviada se pueden expresar estas curvaturas

$$\begin{aligned} \kappa_o(r, t) &= q_1 \frac{d^2 \phi_1(r)}{dr^2} + q_{11} \frac{d^2 \phi_2(r)}{dr^2} + q_{13} \frac{d^2 \phi_3(r)}{dr^2}, \\ \kappa_i(r, t) &= q_1 \frac{d^2 \psi_1(r)}{dr^2} + q_{11} \frac{d^2 \psi_2(r)}{dr^2} + q_{13} \frac{d^2 \psi_3(r)}{dr^2}, \end{aligned} \quad (\text{A.8})$$

donde $\phi_i(r)$ y $\psi_i(r)$ para $i = 1, 2, 3$ son funciones de torsión.

Estas ecuaciones expresadas antes, se definen para la pala número 1. De la misma manera se formulan las correspondientes a las palas 2 y 3. Es preciso indicar que, Jonkman (2003), indica que el ángulo de torsión $\theta_s(r)$ definido para las primeras versiones de *FAST* tenía signo contrario, debido a se tomó en alguno de los sistemas de coordenadas una orientación diferente de los asumidos por Jonkman (2003).

Las curvaturas presentadas anteriormente pueden ser integradas sobre el radio r para obtener las deflexiones de cada una de las palas en las direcciones dentro del plano y fuera del plano, para un tiempo t , es decir, $u(r, t)$ y $v(r, t)$ respectivamente. Por tanto, integrando desde la raíz de la pala ($r = 0$) hasta R_{pala} ($R - R_{nucleo}$), las deflexiones son

$$u(r, t) = \int_0^{R_{pala}} \kappa_o(r, t) dr, \quad v(r, t) = \int_0^{R_{pala}} \kappa_i(r, t) dr, \quad (\text{A.9})$$

o de manera equivalente

$$\begin{aligned} u(r, t) &= q_1 \phi_1(r) + q_{11} \phi_2(r) + q_{13} \phi_3(r), \\ v(r, t) &= q_1 \psi_1(r) + q_{11} \psi_2(r) + q_{13} \psi_3(r). \end{aligned} \quad (\text{A.10})$$

La deflexión axial combinada $w(r, t)$, para la pala 1 (para las dos palas restantes, se procede igual), a lo largo del radio r , para un tiempo t , es

$$w(r, t) = \frac{1}{2} \int_0^r [(u'(r, t))^2 + (v'(r, t))^2] dr. \quad (\text{A.11})$$

La deflexión se define positiva a lo largo del eje b_3 . Sustituyendo las Ecuaciones (A.9), en la Ecuación (A.11), se obtiene que

$$w(r, t) = \frac{1}{2} [q_1^2 S_{11} + q_{11}^2 S_{22} + q_{13}^2 S_{33} + 2q_1 q_{11} S_{12} + 2q_{11} q_{13} S_{23} + 2q_1 q_{13} S_{13}]. \quad (\text{A.12})$$

Si se generaliza para todas las palas se tiene que

$$w(r, t) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^3 S_{ij} q_i q_j. \quad (\text{A.13})$$

donde S_{ij} es

$$S_{ij} = \int_0^r [\phi'_i \phi'_j + \psi'_i \psi'_j]. \quad (\text{A.14})$$

Se puede definir, por tanto, la posición en un instante t , de un elemento de pala que se encuentre vibrando como sigue

$$r^{HB} = u(r, t)h_1 + v(r, t)h_2 + [r + R_{nucleo} - w(r, t)] h_3, \quad (\text{A.15})$$

donde r^{HB} es el vector de posición del elemento de pala, h_1 , h_2 y h_3 , son los vectores que indican la posición dentro, fuera del plano y perpendicular a ambos y r es la posición a lo largo de la pala no deformada.

A.2.1 Modelización de las deflexiones de pala y torre

El modelo estructural empleado por *FAST* considera a la torre y a las palas del aerogenerador como una viga en voladizo flexible con distribución continua de masa y rigidez, como se ha comentado antes. Sin embargo, en teoría estos cuerpos presentan infinitos grados de libertad, tantos como infinitas coordenadas sean necesarias para definir el estado de cada uno de los puntos que componen el cuerpo. En la práctica, estos cuerpos se modelan como suma lineal de formas conocidas de los modos normales de vibración dominantes. Esta técnica se conoce como el método de suma de modos normales (Thomson y Dahled, 1998), que reduce este número infinito de grados de libertad a un número finito N y elige un número determinado de configuraciones deformadas, que representa las situaciones de deformación más significativas de la estructura.

En este método la deflexión perpendicular a la viga no deformada, en cualquier instante y punto de la misma $u(z, t)$, puede expresarse como el sumatorio de los modos normales de deformación $\varphi_a(t)$ y su coordenada generalizada $q_a(t)$, es decir, la solución aproximada está basada en la separación de variables, la componente espacial está separada de la componente temporal y así, la función continua puede expresadas como combinación lineal de funciones espaciales y temporales

$$u(z, t) = \sum_{a=1}^N \varphi_a(z) q_a(t). \quad (\text{A.16})$$

Este método es conocido también como el método de Rayleigh–Ritz.

Conviene recordar que las funciones $\varphi_a(z)$, se denominan funciones de Ritz. Estas funciones deben de cumplir dos condiciones fundamentales:

- Deben de verificar las condiciones de contorno y de desplazamiento en toda la frontera del sólido.
- Deben ser funciones continuas y derivables en todo el dominio y de un orden superior igual o superior a los operadores presentes en las ecuaciones.

Cada modo normal tiene además asociadas una frecuencia natural ω_a y una fase ψ_a . Cuando se escoge un modo de deformación normal o es conocido, se requieren N parámetros para poder definir la deflexión en un instante de tiempo t , en un punto especificado del cuerpo flexible. Por tanto, la deflexión lateral de una pala (considerando a esta como un elemento flexible) se puede definir usando N funciones de forma $\varphi_b(z)$, para cada modo,

$$u(z, t) = \sum_{b=p}^{N+p-1} \varphi_b(z) q_b(t), \quad (\text{A.17})$$

donde $q_b(t)$ son las coordenadas generalizadas asociadas a las funciones $\varphi_b(z)$. Así, estas funciones $\varphi_b(z)$ se las conoce como *funciones de forma*, donde el parámetro p es elegido por conveniencia.

El código *FAST* asume que cada modo normal puede expresarse mediante un polinomio. Las funciones de forma escogidas para los modos de deformación de torre y palas se determinan entonces mediante polinomios de grado sexto de la forma:

$$\varphi_b(z) = C_1 \cdot z + C_2 \cdot z^2 + C_3 \cdot z^3 + C_4 \cdot z^4 + C_5 \cdot z^5 + C_6 \cdot z^6, \quad (\text{A.18})$$

donde $\varphi_b(z)$ es la función de forma, los coeficientes C_i para $i = 0, \dots, 6$, son los coeficientes del polinomio y z es la distancia adimensionalizada a lo largo de la viga (Wilson, Walker y Hey, 1999). Cabe recordar que los valores en la raíz de la viga $\varphi_b(0) = 0$ y en el extremo de la misma $\varphi_b(1) = 1$. En *FAST* los dos primeros coeficientes se establecen en cero ya que se consideran como vigas empotradas.

Si se usa la formulación de Lagrange para sistemas conservativos, las ecuaciones del movimiento para un sistema con N grados de libertad es equivalente

$$\sum_{j=p}^{N+p-1} m_{ij} \ddot{x}_j(t) + \sum_{j=p}^{N+p-1} k_{ij} x_j(t) = 0, \quad i = p, p+1, \dots, N+p-1, \quad (\text{A.19})$$

donde m_{ij} y k_{ij} representan masa y rigidez generalizadas, mientras que $\ddot{x}_j(t)$ y $x_j(t)$ y, representan aceleraciones y desplazamientos.

Expresando estas en términos energéticos de energía cinética y potencial

$$\begin{aligned}
E_c &= \frac{1}{2} \sum_{i=p}^{N+p-1} \sum_{j=p}^{N+p-1} m_{ij} \dot{x}_i(t) \dot{x}_j(t), \\
E_p &= \frac{1}{2} \sum_{i=p}^{N+p-1} \sum_{j=p}^{N+p-1} k_{ij} x_i(t) x_j(t).
\end{aligned} \tag{A.20}$$

Cuando una viga vibra en un modo natural específico, es decir, $a = m$, se establecen las siguientes condiciones

$$x_a(t) = \begin{cases} A_a \sin(\omega_a t + \psi_a), & \text{para } a = m, \\ 0 & \text{para } a \neq m, \end{cases} \tag{A.21}$$

y

$$x_b(t) = x_{m,b} q_m(t), \quad b = p, p+1, \dots, N+p-1, \tag{A.22}$$

donde A_a es la amplitud de la deflexión de la viga.

Minimizando la función de Rayleigh y diferenciando a través de cada x_i resulta que

$$\begin{aligned}
\frac{\partial \omega^2}{\partial x_i} &= \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\frac{E_p \max}{E_c \max} \right) = \frac{E_c \max \frac{\partial E_p \max}{\partial x_i} - E_p \max \frac{\partial E_c \max}{\partial x_i}}{T_{\max}^2} = 0, \\
E_c \max \frac{\partial E_p \max}{\partial x_i} - E_p \max \frac{\partial E_c \max}{\partial x_i} &= \frac{\partial E_p \max}{\partial x_i} - \frac{E_p \max}{E_c \max} \frac{\partial E_c \max}{\partial x_i} = 0.
\end{aligned}$$

y como $\omega^2 = E_p \max / E_c \max$, puede ponerse

$$\frac{\partial}{\partial x_i} E_p \max - \omega^2 \frac{\partial}{\partial x_i} E_c \max = 0.$$

Operando con las Ecuaciones (A.20) resulta el siguiente sistema

$$\sum_{j=p}^{N+p-1} (-\omega^2 m_{ij} + k_{ij}) x_j = 0, \tag{A.23}$$

que expresado en forma matricial:

$$(-\omega^2 \mathbf{M} + \mathbf{K}) \mathbf{X} = 0. \tag{A.24}$$

donde \mathbf{M} es la matriz de masa generalizada, \mathbf{K} es la matriz de rigidez generalizada, \mathbf{X} es el vector columna de dimensión $(N \times 1)$ y dos primeros de dimensión $(N \times N)$. Las N raíces del sistema, ω^2 son los autovalores, siendo cada una el cuadrado de la frecuencia natural asociada al modo i .

Energía mecánica de la torre

El código *FAST* asume que el aerogenerador es una viga en voladizo con un punto de masa concentrada en el extremo (*top*) m_{top} , que resulta de la combinación de la masa de la góndola, asiento de la misma, núcleo y palas.

De esta manera, por ejemplo, puede descomponerse la energía cinética de la torre como la suma de la energía cinética de la viga de masa distribuida $E_{c\ viga}$ y la energía cinética del extremo asociada al punto de masa $E_{c\ top}$, como sigue (Jonkman, 2003),

$$E_{c\ torre} = E_{c\ viga} + E_{c\ top}. \quad (\text{A.25})$$

La energía cinética de la viga torre y del extremo pueden expresarse mediante la expresión desarrollada por Meirovitch, (1997) y Thomson y Dahled (1998),

$$E_{c\ viga} = \frac{1}{2} \sum_{i=p}^{N+p-1} \sum_{j=p}^{N+p-1} \left(\int_0^H \mu_T(h) \varphi_i(h) \varphi_j(h) \, dh \right) \dot{x}_i(t) \dot{x}_j(t),$$

$$E_{c\ top} = \frac{1}{2} \sum_{i=p}^{N+p-1} \sum_{j=p}^{N+p-1} m_{top} \dot{x}_i(t) \dot{x}_j(t), \quad (\text{A.26})$$

donde $\mu_T(h)$ es la distribución lineal de masa a lo largo de la torre y las funciones de forma tienen valor unidad en el extremo de la viga, es decir, $\varphi_j(H) = 1$.

La matriz de masa generalizada puede expresarse entonces como

$$m_{ij} = m_{top} + \int_0^H \mu_T(h) \varphi_i(h) \varphi_j(h) \, dh. \quad (\text{A.28})$$

La energía potencial de la torre puede descomponerse según teniendo en cuenta la distribución de rigidez de la viga $E_{p\ viga}$ y la componente asociada con el potencial gravitatorio E_g , es decir,

$$E_{p\ torre} = E_{p\ viga} + E_{p\ g}. \quad (\text{A.29})$$

La energía potencial para la viga torre (Meirovitch, 1997; Thomson y Dahled, 1998),

$$E_{p\ viga} = \frac{1}{2} \sum_{i=p}^{N+p-1} \sum_{j=p}^{N+p-1} \left(\int_0^H EI_T(h) \varphi''_i(h) \varphi''_j(h) \, dh \right) x_i(t) x_j(t), \quad (\text{A.30})$$

donde $EI_T(h)$ es la distribución de rigidez a lo largo de la torre del aerogenerador.

Por otro lado, conviene aclarar que la gravedad tiende a reducir la rigidez de la torre. Así, la energía potencial gravitatoria será producto de la masa concertada m_{top} en el extremo de la viga por la distancia, por la aceleración de la gravedad y por la deflexión en el extremo de la torre, quedando como sigue

$$E_{p\ g} = -g \left[m_{top} v(H, t) + \int_0^H \mu_T(h) v(h, t) \, dh \right], \quad (\text{A.31})$$

donde $v(h, t)$ es la deflexión axial de la viga en voladizo a una altura h , en un instante t .

Conviene remarcar que, resulta imprescindible expresar la energía potencial gravitatoria como función de las funciones de forma $\varphi(z)$. La deflexión axial puede relacionarse con la

deflexión lateral de la torre. Mediante relaciones, Jonkman (2003) expresa las deflexiones de ambas vigas flexibles, es decir, torre y palas, como función de los modos propios de dichos elementos flexibles. Se obtiene así, que la deflexión axial para una viga en voladizo puede formularse como sigue

$$v(h, t) = \frac{1}{2} \sum_{i=p}^{N+p-1} \sum_{j=p}^{N+p-1} \left[\int_0^h \frac{1}{2} \frac{\varphi_i(h)}{dh} \frac{\varphi_j(h)}{dh} dh \right] x_i(t) x_j(t). \quad (\text{A.32})$$

De modo que es posible llegar a una expresión de la energía potencial gravitatoria en función de la deflexión lateral de la torre,

$$E_{grav} = -g \frac{1}{2} \sum_{i=p}^{N+p-1} \sum_{j=p}^{N+p-1} \left[m_{top} \int_0^H \frac{1}{2} \frac{\varphi_i(h)}{dh} \frac{\varphi_j(h)}{dh} dh + \int_0^H \mu_T(h) \left(\int_0^h \frac{1}{2} \frac{\varphi_i(h)}{dh} \frac{\varphi_j(h)}{dh} dh \right) dh \right] x_i(t) x_j(t). \quad (\text{A.33})$$

Por tanto, la rigidez generalizada de la torre se puede formular como

$$k_{ij} = \int_0^H EI_t(h) \frac{d^2 \varphi_i(h)}{dh^2} \frac{d^2 \varphi_j(h)}{dh^2} dh - g \int_0^H \left[M_{top} + \int_0^H \mu_T(h) dh \right] \frac{\varphi_i(h)}{dh} \frac{\varphi_j(h)}{dh} dh. \quad (\text{A.34})$$

Energía mecánica de la pala

Como ya se ha indicado, el código *FAST* asume cada una de las palas del aerogenerador es una viga en voladizo y rotatoria, con un punto de masa concentrada en el extremo (*tip*) m_{tip} , que representa al freno aerodinámico.

Para poder calcular la matriz de masa generalizada m_{ij} y la matriz de rigidez generalizada k_{ij} , se asumirá que las palas giran con una velocidad de rotación Ω , perpendicular a la pala y por lo tanto no existen movimientos de balanceo ni ángulo de cono β^3 . Además el código asume que la pala deflece en las direcciones del flap (*flapwise*) y en la direcciones del borde de ataque (*edgewise*) de manera independiente.

La energía cinética de las palas del aerogenerador dentro del marco de rotación tienen idéntica forma a la presentada por la torre ya que la rotación de las palas no contribuye a la energía cinética en el marco de referencia global. Por lo tanto, la matriz de masa m_{ij} generalizada puede formularse como

³ Jonkman (2003) apunta a la necesidad de incorporar este ángulo de cono a los cálculos, puesto que cuando éste es pequeño, el error es despreciable, sin embargo, para ángulos mayores ya no lo es.

$$m_{ij} = m_{tip} + \int_0^{R_B} \mu_p(r) \varphi_i(r) \varphi_j(r) dr, \quad (\text{A.35})$$

donde $\mu_p(r)$ es la distribución de masa a lo largo de la pala

Para la determinación de la matriz de rigidez generalizada, resulta conveniente conocer la energía potencial de cada pala. Para la determinación de ésta, *FAST*, considera la potencial almacenada por la viga $E_{p\ viga}$ y la resultante de la rotación⁴ $E_{p\ rot}$,

$$E_{p\ pala} = E_{p\ viga} + E_{p\ rot}, \quad (\text{A.36})$$

La energía potencial asociada a la pala $E_{p\ pala}$ tiene la misma expresión que la correspondiente obtenida para la torre. Por otro lado, la energía potencial asociada a la rotación del elemento pala es el resultado del producto de las fuerzas centrífugas por la distancia a la que actúan éstas. Las fuerzas centrífugas tienden a incrementar la rigidez del elemento pala. La energía potencial puede formularse como

$$E_{p\ rotación} = \Omega \left[m_{tip} R v(R_{pala}, t) + \int_0^{R_{pala}} \mu_p(r) (R_{pala} + r) v(r, t) dr \right]. \quad (\text{A.37})$$

La Expresión (A.37) asume que las fuerzas centrífugas no cambian cuando el elemento pala flexiona. Sin embargo, lo técnicamente correcto sería que las fuerzas centrífugas fueran función de la deflexión de las palas⁵, aunque el análisis consecuente de esta inclusión resulta bastante complejo. Así pues, con objeto de facilitar el análisis y la obtención de la rigidez generalizada de la pala, se desprecia este efecto en la determinación de las fuerzas centrífugas.

Jonkman (2003) procede de la misma forma que para el caso de la torre, en la determinación de la energía potencial de rotación, es decir, expresa las deflexiones de la viga (pala) en función de los modos propios de deformación, llegando a una formulación del tipo

$$E_{p\ rot} = \frac{1}{2} \Omega^2 \sum_{i=p}^{N+p-1} \sum_{j=p}^{N+p-1} \left[m_{tip} R_{pala} \int_0^{R_{pala}} \frac{\varphi_i(r)}{dr} \frac{\varphi_j(r)}{dr} dr + \int_0^{R_{pala}} \mu_p(r) (R_{pala} + r) \left(\int_0^r \frac{\varphi_i(r)}{dr} \frac{\varphi_j(r)}{dr} dr \right) dr \right] x_i(t) x_j(t). \quad (\text{A.38})$$

Finalmente la rigidez generalizada de cada uno de los elementos de pala puede ponerse como

⁴ Wilson, Walker y Hey (1999) y Jonkman (2003). consideran que la energía potencial debido al campo gravitatorio, resulta despreciable, sin embargo, en aerogeneradores, de grandes dimensiones esta consideración no es acertada pues las variaciones en altura pueden superar los 100 metros.

⁵ Actualmente, en los aerogeneradores de grandes dimensiones la deflexión de la pala puede ser muy grande, llegando en ocasiones a interferir con la torre.

$$\begin{aligned}
k_{ij} &= \int_0^{R_{pala}} \frac{d^2 \varphi_i(r)}{dr^2} \frac{d^2 \varphi_j(r)}{dr^2} dr \\
&+ \Omega \int_0^{R_{pala}} \left[m_{tip} R_{pala} + \int_0^{R_{pala}} \mu_p(r) (R_{pala} + r) dr \right] \frac{\varphi_i(r)}{dr} \frac{\varphi_j(r)}{dr} dr.
\end{aligned} \tag{A.39}$$

La distribución general de rigidez en cada elemento de pala será por lo general mayor en el sentido del borde de ataque que en el sentido del *flap*.

A.2.2 Consideraciones en el estudio cinemático de los modelos usados en FAST

Entre los pasos para tener una caracterización completa del aerogenerador por medio de *FAST*, es conveniente estudio de la cinemática del aerogenerador, así como del estudio dinámico del mismo.

El código *FAST* aplica el teorema de adición de velocidades angulares para determinar la velocidad angular del núcleo del aerogenerador dentro de referencia inercial ${}^I\Omega^H$,

$${}^I\Omega^H = {}^I\Omega^P + {}^P\Omega^N + {}^N\Omega^S + {}^S\Omega^H, \tag{A.40}$$

donde ${}^I\Omega^P$ es la velocidad angular de la parte alta de la torre dentro del sistema de referencia inercial, ${}^P\Omega^N$ es la velocidad angular de la góndola teniendo como referencia la base de la parte alta de la torre, ${}^N\Omega^S$ es la velocidad angular del eje de baja velocidad teniendo como sistema de referencia la góndola y ${}^S\Omega^H$ es la velocidad angular del núcleo dentro del sistema de referencia establecido en el eje de baja velocidad.

Cada una de estas velocidades angulares puede ser expresada como función de los grados de libertad presentes en los modelos de aerogenerador implementados por *FAST*:

$$\begin{aligned}
{}^I\Omega^P &= \dot{\theta}_2 i_1 + \dot{\theta}_1 i_3, \\
{}^P\Omega^N &= \dot{q}_5 n_2 + \dot{q}_6 n_3, \\
{}^N\Omega^S &= \dot{q}_4 s_1, \\
{}^S\Omega^H &= \dot{q}_3 a_2.
\end{aligned} \tag{A.41}$$

Sustituyendo las expresiones anteriores en la Ecuación (A.40), resulta:

$${}^I\Omega^H = \dot{\theta}_2 i_1 + \dot{\theta}_1 i_3 + \dot{q}_5 n_2 + \dot{q}_6 n_3 + \dot{q}_4 s_1 + \dot{q}_3 a_2. \tag{A.42}$$

que determina la velocidad angular del núcleo como combinación lineal de algunos de los grados de libertad del sistema.

Por otro lado, la velocidad axial de un punto (A) cualquiera de la torre en el sistema de coordenadas inercial puede formularse mediante la siguiente expresión

$${}^I v^A = [\dot{q}_7 \phi_{1T}(h) + \dot{q}_9 \phi_{2T}(h)] i_1 + [\dot{q}_8 \phi_{1T}(h) + \dot{q}_{10} \phi_{2T}(h)] i_3. \tag{A.43}$$

En este sentido, la velocidad axial de cualquier punto (S) de la pala del aerogenerador puede expresarse como

$$Iv^s = Iv^Q + Pv^s + I\Omega^H \times Rr^s, \quad (\text{A.44})$$

siendo Iv^Q la velocidad del punto de intersección del eje de la pala con el eje del núcleo y Pv^s la velocidad relativa del punto S en el marco de referencia fijado en el eje que pasa por el núcleo del rotor (véase la Figura A.7).

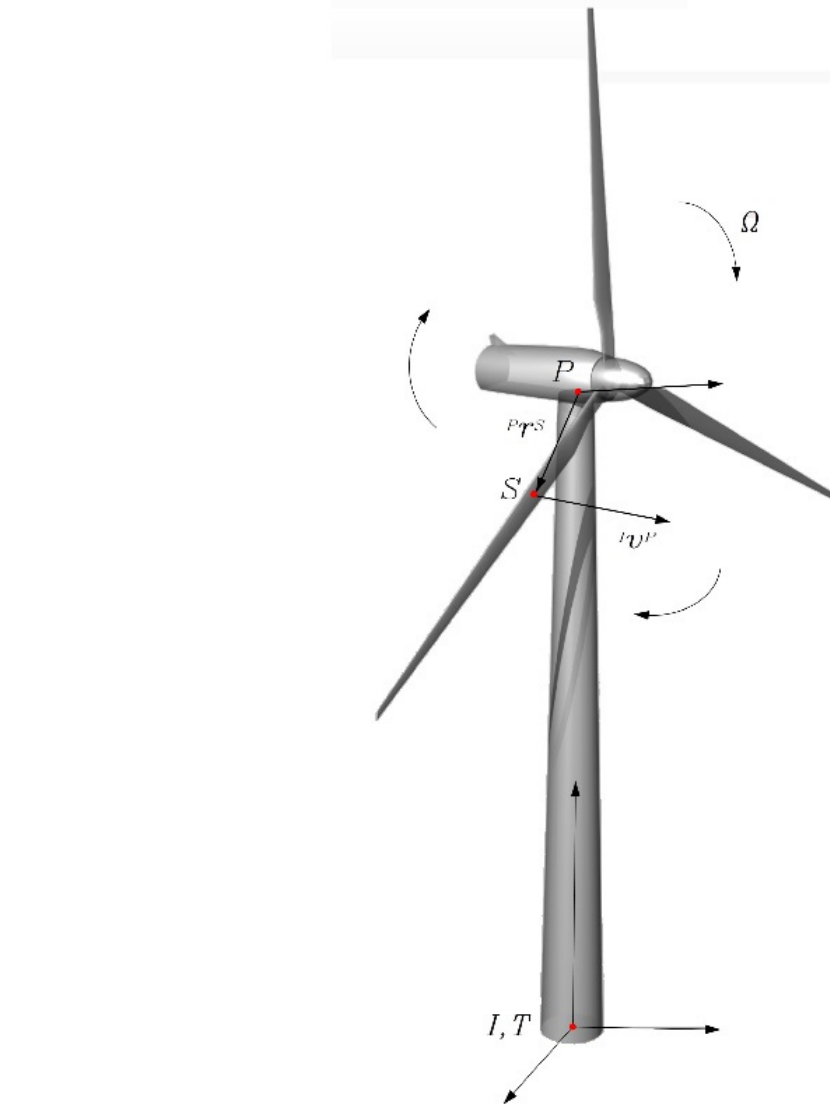


Figura A.7: Esquema para el cálculo de las velocidades axiales en un punto cualquiera de la pala.

Observando las expresiones anteriores, la velocidad axial de cualquier punto (X) del aerogenerador en el sistema de referencia inercial podrá expresarse como

$$Iv^X = \left(\sum_{i=1}^N Iv_i^X \dot{q}_i \right) + Iv_t^X, \quad (\text{A.45})$$

donde N son los grados de libertad del sistema, que dependerán del tipo de aerogenerador (2

o 3 palas), ${}^I v_i^X$ es la velocidad parcial asociada al punto X en función de las coordenadas generalizadas y del tiempo y ${}^I v_t^X$, es el sumatorio de todos aquellos términos que no dependen de las coordenadas generalizadas y del tiempo (Jonkman, 2003).

De la misma manera, se expresa la velocidad angular de cualquier punto (X) respecto del sistema de referencia inercial ${}^I \Omega^X$.

$${}^I \Omega^X = \left(\sum_{i=1}^N {}^I \Omega_i^X \dot{q}_i \right) + {}^I \Omega_t^X. \quad (\text{A.46})$$

Por último, conviene formular las aceleraciones del sistema. Así, si se deriva la expresión (A.45) pueden formularse las aceleraciones del sistema como

$${}^I a^X = \left(\sum_{i=1}^N {}^I a_i^X \ddot{q}_i \right) + {}^I a_t^X, \quad (\text{A.47})$$

donde

$${}^I a_t^X = \left[\sum_{i=1}^N \frac{d}{dt} ({}^I v_i^X) \dot{q}_i \right] + \frac{d}{dt} ({}^I a_t^X).$$

A.2.3 Consideraciones en el estudio dinámico de los modelos usados por FAST

Como modelos para describir la dinámica *FAST* emplea las ecuaciones descritas por Kane y Levinson (2005) para sistemas holonómicos⁶.

Un sistema holonómico con p grados de libertad las fuerzas generalizadas activas F_r y las fuerzas de inercia generalizadas F_r^* cumplen la siguiente relación:

$$F_r + F_r^* = 0 \quad \text{para } r = 1, 2, \dots, p. \quad (\text{A.48})$$

Kane y Levinson (2005) describen las fuerzas generalizadas activas que actúan sobre un sistema holonómico en un punto (A) del mismo, mediante la siguiente expresión

$$F_r = \sum_{i=1}^v {}^I v_r^{X_i} (R^{X_i}). \quad (\text{A.49})$$

donde ${}^I v_r^{X_i}$ es la velocidad parcial asociada a la partícula X_i y R^{X_i} es la resultante de todas las fuerzas aplicadas sobre la partícula.

La resultante de todas estas fuerzas generalizadas que actúan sobre el aerogenerador puede descomponerse en: fuerzas aerodinámicas, fuerzas elásticas sobre la torre, palas y eje de transmisión, fuerzas elásticas provenientes del mecanismo de guiñada y cabeceo de la

⁶ Un sistema es holonómico si todas sus restricciones son holonómicas, es decir:

- Toda configuración posible del sistema satisface una ecuación del tipo $\phi(x, t) = 0$.
- Para cualquier desplazamiento virtual compatible, el trabajo efectuado por las reacciones es nulo.

góndola, fuerzas gravitacionales, fuerzas del generador y fuerzas de amortiguamiento, como se describe a continuación.

$$F_r = F_r|_{Aero.} + F_r|_{elásticas} + F_r|_{grav.} + F_r|_{gen.} + F_r|_{amort.} \quad (A.50)$$

Las fuerzas de amortiguamiento que resultan de los modelos empleados por *FAST* están basados en la técnica de Rayleigh. Se requieren por tanto, de los porcentajes de amortiguamiento, que se facilitan a través de los archivos de entrada al cálculo. La flexibilidad del eje de transmisión se simula como un muelle y un amortiguamiento viscoso. La flexibilidad del sistema de guiñada se modela de la misma forma, mientras que el sistema de balanceo (*teetering*) un modelo de fricción Coulomb, junto con un muelle no lineal y un amortiguamiento viscoso. Por otra parte, las fuerzas de inercia generalizadas son descritas mediante la siguiente expresión

$$F_r^* = \sum_{i=1}^v I_{v_r}^{X_i} (R^{*X_i}). \quad (A.51)$$

Al igual que las fuerzas activas generalizadas $I_{v_r}^{X_i}$ es la velocidad parcial asociada a la partícula X_i y R^{*X_i} es la resultante de todas las fuerzas de inercia aplicadas sobre la partícula,

$$R^* = -m_{X_i} I_a^{X_i}, \quad (A.52)$$

donde m_{X_i} es la masa de la partícula X_i y $I_a^{X_i}$ es la aceleración de dicha partícula.

Si en lugar de partículas tenemos cuerpos rígidos, como ocurre en los modelos empleados por *FAST*, resulta que las fuerzas de inercia generalizadas pueden ponerse en términos de velocidades angulares y momentos angulares:

$$F_r^* = \sum_{i=1}^B I_{v_r}^{X_i} (R^*) + I_{\Omega_r}^{X_i} (T^*), \quad \text{desde } r = 1, \dots, n, \quad (A.53)$$

donde $I_{\Omega_r}^{X_i}$ es la velocidad angular asociada al cuerpo rígido X_i y T^* es el momento angular del cuerpo rígido, que puede expresarse como

$$T^* = - I_{\alpha}^{X_i} I I^{X_i} + I_{\Omega}^{X_i} \times I I^{X_i}, \quad (A.54)$$

siendo $I_{\alpha}^{X_i}$ y $I_{\Omega}^{X_i}$ la aceleración y la velocidad angular del cuerpo rígido X_i en el sistema de referencia inercial, mientras que $I I^{X_i}$ es el momento de inercia del cuerpo alrededor de su centro de gravedad en el sistema de coordenadas inercial.

A.3 Linealización del sistema aeroelástico

El código tiene la capacidad de linealizar del sistema aeroelástico completo. Esta característica de *FAST* se obtiene a través de otro código integrado en el conjunto, el código

SymDyn (*Symbolics Dynamics*) (Hollar, Rosenthal y Sherman, 1994; Jonkman y Buhl Jr., 2005). Esta herramienta que está orientada al control de turbinas de eje horizontal, fue integrada dentro del código principal.

Conviene recordar que el proceso de linealización del sistema consta de dos pasos: el primero, la determinación de un punto de operación⁷ estacionario, para después obtener las matrices del sistema en este punto de operación.

El sistema no lineal modelado por *FAST* puede formularse como

$$\mathbf{M}(q, u, t)\ddot{q} + f(q, \dot{q}, u, u_a, t) = 0, \quad (\text{A.55})$$

donde \mathbf{M} es la matriz de masas, f es el vector de fuerzas no lineales actuantes sobre el sistema aeroelástico, q es el vector de desplazamientos para cada uno de los grados de libertad, \dot{q} y \ddot{q} , son la velocidad y aceleraciones respectivamente, u es un vector de control de entradas, u_a es el vector de '*perturbaciones*' originadas por los flujos viento y t es el tiempo.

⁷ Un punto de operación del sistema es un conjunto de valores relativos a los GDL del sistema como el desplazamiento, velocidad, aceleraciones, etc.

Anexo

B

Teoría básica de AeroDyn

En este anexo se desarrolla la teoría básica relacionada con el código *AeroDyn*, que permite el cálculo de las cargas de viento actuantes sobre el sistema aeroelástico simulado por *FAST*. La pretensión del presente anexo es proveer al lector de esta tesis los conocimientos sobre las capacidades del código de cálculo *AeroDyn*. Para la elaboración de este anexo se ha seguido como documentos de referencia, las guías y manuales del código.

B.1 Introducción

Las rutinas de cálculo de *AeroDyn* nacieron en el año 1992 (Laino, 2002; Moriarty y Hansen, 2005), como consecuencia de la modificación del código *YawDyn* (Hansen y Laino, 1998), ya que estas rutinas estaban integradas en este código. Posteriormente, fue rescrito y modificado por NREL, e integrado dentro de las rutinas de *FAST*. Así, surgieron una serie de códigos que permitirían una completa simulación de aerogeneradores. Esta aplicación está destinada al cálculo de las cargas de viento sobre los elementos de la pala para unas velocidades y unas condiciones de viento impuestas mediante los archivos de entrada y obtenidas que se pueden obtener de los pre-procesadores programados para tal efecto.

En el cálculo, *AeroDyn* se divide cada una de las palas que componen el rotor, en un número de secciones, que se especifican por medio de los archivos de entrada al código. Esta información está relacionada con la geometría de la turbina, condiciones de funcionamiento, etc. Posteriormente, *AeroDyn* usa toda esa información para calcular las fuerzas sobre cada una de estas secciones de la pala. Estas fuerzas se aplican entonces sobre el sistema aeroelástico simulado por *FAST*, obteniendo así un sistema completamente acoplado, ya que existe una interacción entre las fuerzas aplicadas y las deflexiones ocasionadas por dichas fuerzas y viceversa.

AeroDyn emplea dos modelos de cálculo para estimar las fuerzas actuantes sobre el aerogenerador. Por un lado, se tiene la Teoría del Impulso del Elemento de Pala (*Blade Element Momentum Theory*, BEM) (Hansen y Laino, 1998; Moriarty y Hansen, 2005; Manwell, McGowan y Rogers, 2009; Burton et al., 2011), que resulta de la combinación de la Teoría de la Cantidad de Movimiento y de la Teoría del Elemento de Pala y por otro, el Método de Aceleración Potencial al que se le denomina Teoría de Estela Dinámica Generalizada (*Generalized Dynamic Wake*, GDW), derivada de la solución para flujo potencial de la ecuación de Laplace y que está basada en los trabajos de Perters y He (1989 y 1991).

Con la primera de las teorías presentadas anteriormente, el usuario de *AeroDyn* puede incluir efectos como la pérdida en el extremo de la pala, las pérdidas en el núcleo o la oblicuidad de la estela. Por otro lado, con la segunda de las teorías, todos estos efectos se tienen en cuenta de manera automática durante la simulación.

Cabe mencionar que *AeroDyn* incluye además teorías como el modelo de Beddoes y Leishman (2004), para calcular la pérdida de sustentación en las palas del aerogenerador. Los modelos matemáticos implementados en *AeroDyn*, se pueden utilizar para la estimación del empuje y par, así como otras características del rotor. Sin embargo, el método GDW presenta ciertas inestabilidades a baja velocidad (Moriarty y Hansen, 2005), con lo que *AeroDyn* cambia de forma automática al modelo BEM, cuando la velocidad es inferior a 8

m/s, ya que este resulta más estable cuando la velocidad de entrada del flujo al rotor es baja. A continuación, se exponen ambas teorías con las pertinentes consideraciones a tener en cuenta en cada una de ellas.

B.2 Teoría del impulso del Elemento de Pala (BEM)

La teoría BEM es una de las teorías utilizadas para calcular por un lado, las velocidades inducidas en el rotor de un aerogenerador y por otro, las fuerzas actuantes sobre el rotor. Esta teoría tiene su origen en la teoría del disco actuador (Manwell, McGowan y Rogers, 2009; Burton et al., 2011) enunciada por Rankine (1878) y formulada por Froude (1889). La teoría BEM es el resultado de dos consideraciones teóricas, por un lado la Teoría del Elemento de Pala y por otro lado, la Teoría de la Cantidad de Movimiento.

La primera de estas dos teorías considera que las fuerzas sobre cada pala pueden calcularse por medio de perfiles aerodinámicos en dos dimensiones, sobre los cuales el flujo actúa de forma independiente, en cada uno de ellos y cuyas fuerzas se calculan a partir de las condiciones locales del mismo y de las características individuales de dichos elementos. En esta teoría, los efectos tridimensionales se ignoran a la hora de efectuar el cálculo.

La segunda teoría, la Teoría de la Cantidad de Movimiento, considera que el trabajo realizado es originado el flujo a su paso a través del plano del rotor, donde se sitúan las palas, debido a una variación de la cantidad de movimiento en el disco actuador. De esta manera, se puede calcular las velocidades inducidas en direcciones axial y tangencial, que afectan a las fuerzas ejercidas sobre cada perfil y que se calculan a través de la Teoría del Elemento de Pala.

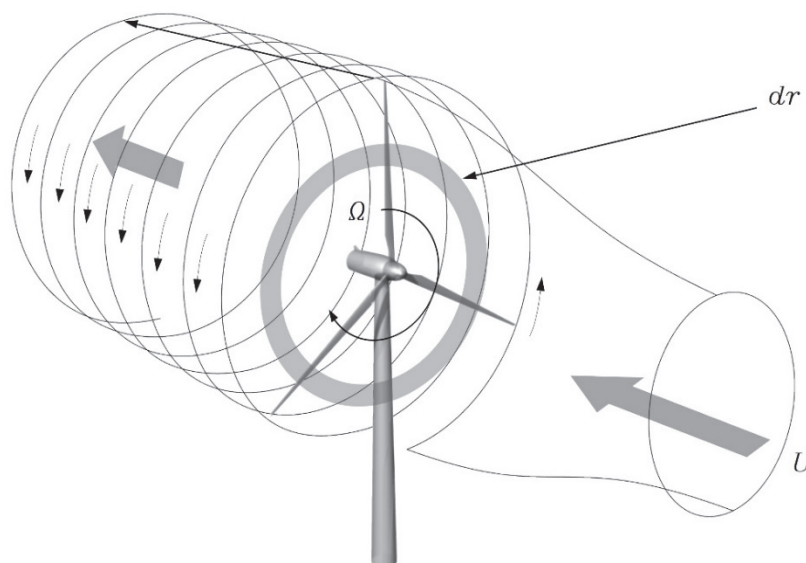


Figura B.1: Plano del rotor considerado para la aplicación de la teoría BEM y la Teoría del Disco Actuador.

Cabe mencionar que el código *AeroDyn* divide el plano del rotor en secciones anulares

para llevar a cabo el análisis de las fuerzas y velocidades inducidas en cada uno de los perfiles aerodinámicos (véase la Figura B.1). La combinación de ambas teorías en un proceso iterativo permite calcular las fuerzas actuantes sobre cada perfil, así como las velocidades inducidas en cada elemento de pala. La Teoría de la Cantidad de Movimiento se refiere al análisis del volumen de control de las fuerzas actuantes sobre la pala, empleando para ello la variación de la cantidad de movimiento lineal y angular. Mientras, la Teoría del Elemento de Pala, se centra en el análisis de las fuerzas actuantes sobre cada sección, en función de la geometría del perfil.

B.2.1 Teoría de la Cantidad de Movimiento

Las fuerzas que actúan sobre cada pala del aerogenerador se obtienen por medio de la variación de la cantidad de movimiento, en el volumen de control considerado (véase la Figura B.1). Es preciso recordar que la derivación de las expresiones (Moriarty y Hansen, 2005; Manwell, McGowan y Rogers, 2009; Burton et al., 2011) se tiene en cuenta la rotación de la turbina y la velocidad inducida axial y angular. Se parte de la hipótesis de que las velocidades axiales y tangenciales son función del radio del disco actuador. Así, las contribuciones de empuje (Tr) obtenidas de la aplicación de la variación de la cantidad de movimiento lineal en un diferencial anular dr , puede expresarse como

$$dTr = 4\pi\rho a^*(1 - a^*)a^*U^2r \, dr, \quad (\text{B.1})$$

donde a^* es la velocidad inducida axial, r es el radio, Tr es el empuje y U es la velocidad del flujo que atraviesa el disco actuador.

Por otro parte, de la variación de la cantidad de movimiento angular, el par generado por las palas (de sentido opuesto al flujo) de un diferencial anular dr es

$$dP = 4\pi\rho a'(1 - a^*)U\Omega r^3 \, dr, \quad (\text{B.2})$$

donde a' es la velocidad inducida angular, que se define como

$$a' = \frac{\omega}{2\Omega}, \quad (\text{B.3})$$

siendo ω la velocidad angular del flujo y Ω la velocidad angular del rotor de la turbina.

La relación entre ambos factores de velocidad inducida, axial y angular, puede expresarse como (Burton et al., 2011)

$$a' = \frac{a^*(1 - a^*)}{\lambda_r^2}, \quad (\text{B.4})$$

donde λ_r es el ratio de velocidad local o velocidad específica, cociente entre la velocidad de rotación lineal y la velocidad axial del flujo

$$\lambda_r = \frac{r\Omega}{U}. \quad (\text{B.5})$$

B.2.2 Teoría del Elemento de Pala

Como se ha indicado antes, la Teoría del Elemento de Pala considera que cada una de las palas del rotor está compuesta secciones en dos dimensiones, despreciando los efectos tridimensionales, es decir, no existe interferencia entre las secciones de cada pala. Las velocidades inducidas y la velocidad de rotación determinarán el ángulo de ataque de cada elemento de pala. Así pues, si se conocen las características de los perfiles distribuidos a lo largo de la pala, pueden calcularse las fuerzas actuantes en cada pala. Estas características están relacionados con los coeficientes de sustentación C_L y de arrastre C_D .

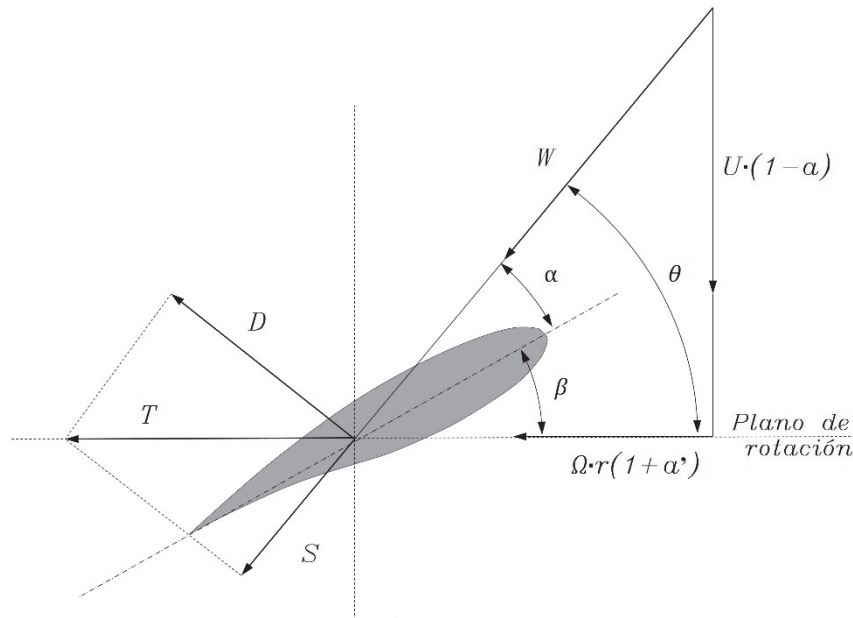


Figura B.2: Esquema con las velocidades y fuerzas actuantes sobre un perfil aerodinámico.

La velocidad tangencial se puede expresar como $(1 + a')r\Omega$, si se tiene en cuenta la velocidad inducida angular. De forma similar, resulta necesario tener en cuenta la inducción de velocidad axial para formular la velocidad normal $(1 - a^*)U$. Si se considera un aerogenerador formado por Z palas de radio R , formadas a su vez por perfiles aerodinámicos de cuerda c y un ángulo de ataque θ_a , considerando además, que dichas palas giran con una velocidad de rotación Ω , sometidas a una velocidad del viento U , la velocidad resultante para cada elemento de pala puede expresarse como (véase la Figura B.2),

$$W = \sqrt{U^2(1 - a')^2 + r^2\Omega^2(1 + a^*)^2}. \quad (\text{B.6})$$

Si se observa la Figura 8.2 se puede deducir que el ángulo de ataque será la suma del ángulo de paso β_p más el ángulo de incidencia del flujo α_f , lo que permite, una vez conocidas las velocidades inducidas, determinar el ángulo de ataque considerando la siguiente relación,

$$\tan \theta_a = \frac{(1 - a^*)}{r\Omega(1 + a')}. \quad (\text{B.7})$$

Esta expresión es válida si se parte de la hipótesis de pequeños movimientos de la pala. Si por el contrario, se considera que los movimientos de la pala son significativos, es necesario modificar la expresión anterior (en el caso de aerogeneradores marinos esta hipótesis es totalmente válida), teniendo en cuenta la velocidad del movimiento de la pala ocasionada por la deflexión,

$$\tan \theta_a = \frac{(1 - a^*) + v_{fp}}{r\Omega(1 + a') + v_{ep}}, \quad (\text{B.8})$$

donde v_{fp} es la velocidad fuera del plano del disco actuador debido al movimiento de la pala y v_{ep} es la velocidad dentro del plano del rotor ocasionada por el movimiento de la pala.

La Teoría del Elemento de Pala considera que la fuerza de sustentación dF_L (véase Figura B.2), a lo largo de un diferencial de radio, normal a la dirección del viento puede formularse como,

$$dF_L = \frac{1}{2} \rho c W^2 C_L dr. \quad (\text{B.9})$$

De la misma forma, la fuerza de arrastre F_D puede formularse también como

$$dF_D = \frac{1}{2} \rho c W^2 C_D dr. \quad (\text{B.10})$$

Por tanto, el empuje axial de un anillo diferencial del disco actuador es

$$dT_r = dF_L \cos \theta_a + dF_D \sin \theta_a = \frac{1}{2} \rho c W^2 Z (C_L \cos \theta_a + C_D \sin \theta_a) dr. \quad (\text{B.11})$$

El par proporcionado por un diferencial de anillo es

$$dP = (dF_L \sin \theta_a - dF_D \cos \theta_a) r = \frac{1}{2} \rho c W^2 Z (C_L \sin \theta_a - C_D \cos \theta_a) r dr, \quad (\text{B.12})$$

siendo Z el número de palas.

Cabe indicar que el método BEM tiene una serie de limitaciones. La primera de estas ellas es el hecho de que los cálculos son estáticos. Se asume en todo momento que el flujo está en equilibrio y este se acelera de manera instantánea para ajustar la vorticidad en la estela del rotor. Sin embargo, como resulta evidente, los cambios no se producen de manera instantánea, sino que es necesario un periodo de tiempo determinado para que se originen.

Otro gran inconvenientes del modelo BEM, es que no existe influencia alguna de los vórtices desprendidos de la punta de la pala en la velocidad inducida en los elementos, además la presión en la cara de succión de la pala hace que el aire tienda a subir desde abajo hacia arriba reduciendo la sustentación y la producción de energía en la punta de la pala del aerogenerador. Este efecto se ve acentuado debido a la existencia de un número finito de

palas.

El método BEM presenta una falta de validez en el momento en que las palas comienzan a tener grandes deflexiones, quedando éstas fuera del plano del rotor. Este efecto conduce a errores en el cálculo. Por otro lado, sólo considera que las fuerzas actúan en el plano del perfil aerodinámico, obviando los efectos tridimensionales a lo largo de la pala, es decir, considera que la presión a lo largo de la misma varía muy poco. Sin embargo, esta consideración no es correcta para rotores de grandes dimensiones y con grandes cargas, como es el caso de los aerogeneradores marinos.

B.2.3 Algunas correcciones del modelo BEM

A pesar de las limitaciones que presenta el modelo BEM, *AeroDyn* incluye las correcciones necesarias para superar estas limitaciones. A continuación, se hace un repaso por las más importantes incluidas dentro del código.

Modelos de corrección por pérdidas en los extremos y en el núcleo del rotor

AeroDyn usa una expresión sencilla para corregir las pérdidas en los extremos (Glauert, 1935 y 1935a), mediante el factor de pérdidas de Prandtl $F_{Prandtl}$, válida para altos valores de velocidad y rotores de más de dos palas con grandes cargas. Este factor de corrección se introduce en las Expresiones (B.1) y (B.2). Este factor se formula como (Burton et al., 2011)

$$F_{Prandtl}(r, \theta_a) = \frac{2}{\pi} \cos \left[\exp \left(-\frac{Z/2 [1 - (r/R)]}{(r/R) \sin \theta_a} \right) \right]. \quad (\text{B.13})$$

El código también incluye la posibilidad de usar un factor de corrección basado en la solución de las ecuaciones de Navier–Stokes que viene descrito mediante la siguiente ecuación,

$$F_{co} = \begin{cases} \frac{F_{Prandtl}(0,85R, \theta_a) + 0,5}{2}, & \text{para } 0,7 \leq \left(\frac{r}{R}\right) \leq 1, \\ 1 - \frac{r}{R} \frac{1 - F_{Prandtl}(0,7R, \theta_a)}{0,7}, & \text{para } \left(\frac{r}{R}\right) < 0,7. \end{cases} \quad (\text{B.14})$$

En *AeroDyn* también se incluyen modelos para corregir las velocidades inducidas resultantes de los vórtices desprendidos en el núcleo del rotor

Corrección de Glauert

Como se ha expuesto previamente, la teoría BEM presenta limitaciones. Una de ellas es que la teoría básica de BEM resulta inválida cuando el factor de inducción de velocidad (a^*) es mayor de 0.4 (Moriarty y Hansen, 2005). Esto ocurre cuando la velocidad específica es alta debido a la baja velocidad de entrada de flujo de viento al rotor. De acuerdo con esta teoría, esto significa que parte del flujo aguas abajo se propaga en sentido contrario, algo que físicamente no ocurre, sino que se produce un incremento de turbulencia por la afluencia de

flujo externo al volumen de control considerado. Para poder solventar, se requiere de la introducción de un factor corrector F_g al coeficiente de empuje C_T (Glauert, 1926),

$$C_T = \frac{8}{9} + \left(4F_g + \frac{40}{9}\right) (a^*) + \left(\frac{50}{9} - 4F_g\right) (a^*)^2. \quad (\text{B.15})$$

Corrección por guiñada de la turbina (Skewed Wake)

Resulta habitual que el flujo entrante al rotor no sea axil simétrico, si la góndola de la turbina está girada un cierto ángulo γ ; la estela de la turbina es por tanto, oblicua a la misma, siendo el ángulo de oblicuidad χ (*skew*), mayor que el ángulo de guiñada de la góndola. Los modelos aerodinámicos aplicados a una turbina con cierto ángulo de guiñada se basan en su mayoría en los trabajos de Coleman, Feingold y Stempin (1945). *AeroDyn* incorpora una corrección al factor de velocidad inducida

$$a_{skew} = a^* \left(1 + K \frac{r}{R} \sin\psi\right), \quad (\text{B.16})$$

donde ψ es el ángulo de azimut medido en la dirección de la rotación, 0° si es normal a la dirección del vuelo K es una constante que depende del ángulo de oblicuidad χ , definido como (Burton et al., 2011)

$$K = 2 \tan \frac{\chi}{2}. \quad (\text{B.17})$$

Se incorporan también otras correcciones al factor de velocidad inducida (a^*), basada en los trabajos de Peter y He (1991). Todas estas correcciones son aplicadas al modelo BEM de forma iterativa, lo que permite obtener los factores de velocidad inducida para cada sección de pala. Una vez que se han determinado las velocidades inducidas, se obtienen las fuerzas aplicadas en cada uno de los perfiles aerodinámicos y finalmente se determina el empuje y par generado por el rotor.

B.3 Modelo de aceleración potencial (GDW)

Se ha expuesto previamente que el modelo BEM, del cual hace uso el código *AeroDyn*, presenta una serie de inconvenientes. Por ello, se incorpora el Método de Aceleración Potencial (Burton et al., 2011) basado en los trabajos de Peters y He (1989 y 1991) y que fue incorporado en el código *AeroDyn* por Suzuki (2000).

Una de las principales ventajas del método GDW sobre el método BEM, es que se incluye de manera inherente la mayoría de los fenómenos no considerados en el modelo anterior, como por ejemplo los efectos de estela dinámica, las pérdidas en los extremos de las palas o los efectos de *skew*. Además, el cálculo de las velocidades inducidas en el plano del rotor se lleva a cabo mediante un sistema de ecuaciones lineal de primer orden, lo que permite además

incorporar de manera sencilla modelos de pérdida de sustentación.

Es preciso indicar que la consideración de una estela dinámica genera un retraso en la aparición de velocidades inducidas creadas por los vórtices desprendidos de las palas aguas abajo. Como ya se ha indicado, el modelo GDW presenta inestabilidades a baja velocidad, que se solventan en *AeroDyn* mediante un cambio al modelo BEM.

B.3.2 Nociones básicas

El método de aceleración potencial fue expuesto por primera vez por Kinner (1937) inspirado en las expresiones desarrolladas por Prandtl para el cálculo del campo de presiones en el volumen de control que rodea al disco actuador, considerando un flujo estacionario.

La teoría expuesta por Kinner deriva de las ecuaciones de Euler y se asume que las velocidades inducidas son pequeñas en comparación con la velocidad del flujo de viento actuante sobre la turbina. Así, la variación de la cantidad de movimiento en la dirección del eje x , por unidad de volumen, es el gradiente de presión en dicha dirección (Burton et al., 2011),

$$\frac{\partial u}{\partial t} + \left((U + u) \frac{\partial(U + u)}{\partial x} + v \frac{\partial(U + u)}{\partial y} + w \frac{\partial(U + u)}{\partial z} \right) = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x}, \quad (\text{B.18})$$

siendo U la velocidad del viento actuante en la dirección x , u , v y w las velocidades inducidas en el rotor en las direcciones x , y y z y p la presión.

Si se opera con la Ecuación (B.18) y se considera que la velocidad del flujo no varía con la posición, se aplica la conservación de masa $\nabla \vec{u} = 0$ se llega a la ecuación de Laplace para el campo de presiones (Moriarty y Hansen, 2005).

Las condiciones de contorno aplicadas a la Ecuación (B.18) vienen impuestas por las condiciones ambientales y las cargas aerodinámicas experimentadas por las palas del aerogenerador.

$$\nabla^2 p = 0. \quad (\text{B.18})$$

Los términos de estas ecuaciones habitualmente se suelen adimensionalizar en el estudio de la aerodinámica de rotores de turbinas. Para llevar a cabo la resolución del conjunto de Ecuaciones (B.18), se suele aplicar el principio de superposición al campo de presiones, dividiendo éste en dos componentes. Uno de ellos modela la distribución espacial de velocidades Φ^V mientras que el segundo modela las variaciones en el campo de presiones Φ^A , siendo Φ la presión adimensionalizada.

Si se considera que las ecuaciones anteriores son lineales (Moriarty y Hansen, 2005), se pueden representar mediante operadores adecuados, obteniendo una ecuación general para la teoría de estela dinámica generalizada, que relacione las velocidades inducidas con el campo

de presiones en el disco actuador.

B.4 Consideraciones al cálculo de perfiles aerodinámicos en AeroDyn

Conviene exponer de forma breve los modelos de cálculo para perfiles aerodinámicos que componen las palas del rotor, que están incorporados en *AeroDyn*.

El código dispone de modelos bidimensionales para estimar las propiedades de los perfiles aerodinámicos, aunque también se incluyen correcciones para tener en cuenta determinados aspectos tridimensionales. *AeroDyn* permite considerar las propiedades de los perfiles mediante dos opciones (Laino, 2002): introduciendo tablas con las características aerodinámicas de dichos perfiles, o empleando modelos dinámicos de pérdida de sustentación, como el modelo Beddoes y Leishman (2004).

En el primero de los casos, las características del perfil se estiman con los valores que se proveen al código. Cuando se ejecuta un cálculo con el modelo BEM, las características del perfil se establecen de acuerdo a los valores de tablas para un rango angular determinado, que se establece entre $+180^\circ$ y -180° . Si los datos de las tablas solamente comprenden unos ciertos valores *AeroDyn* emplea el pre-procesador *FoilCheck* (Laino, 2002) que usa las ecuaciones de Viterna y Janetzke (1982) para interpolar los datos y obtener todas las características del perfil para el rango requerido en el cálculo. Sin embargo, como se ha destacado en el capítulo a *FASTLognoter*, todas las ecuaciones relacionadas con estos modelos han sido incorporadas en la interfaz de cálculo aeroelástico.

Por otro lado, si la simulación se realiza empleando el modelo GDW, se considera que las características de los perfiles varían en función del ángulo de ataque del perfil. Se emplean entonces las teorías basadas en los trabajos de Pierce (1996), de Minnema (1998) y de Beddoes y Leishman (2004) para calcular las características de los perfiles aerodinámicos. Esta formulación se corresponde con un modelo semi-empírico que se basa en una respuesta indicial del perfil, que genera una fuerza normal y un momento, que son función del ángulo de ataque. Esta respuesta indicial se deriva de la solución de las ecuaciones diferenciales linealizadas para flujo no viscoso, compresible y no estacionario. Un incremento en el coeficiente de fuerza normal se origina como consecuencia de un cambio en el ángulo de ataque y que puede expresarse como función de una componente circulatoria y otra no circulatoria.

Anexo

C

Aplicación de las ecuaciones de Morison a elementos esbeltos

En este anexo se desarrollan las expresiones necesarias para calcular las fuerzas y momentos mediante aplicación de las ecuaciones de Morison (Morison et al., 1950). Las fuerzas ejercidas por el paso de un fluido alrededor de una estructura es uno de los problemas más importantes en la Ingeniería Oceánica. La mayoría de las estructuras emplazadas en alta mar están compuestas por elementos esbeltos, aquellos en que una de las dimensiones es mucho mayor que las otras dos, es por este motivo, por lo que las ecuaciones lineales de Morison se emplean comúnmente en este campo de la ingeniería.

C.1 Introducción

Las fuerzas linealizadas actuantes sobre elementos esbeltos que componen las estructuras en alta mar pueden obtenerse de manera más o menos sencilla sin más que emplear la teoría de oleaje lineal de oleaje o de Airy para el desarrollo de las expresiones (Faltinsen, 1990; Gran, 1992) considerando tanto aguas de profundidad limitada como profundidad infinita y que se exponen a continuación.

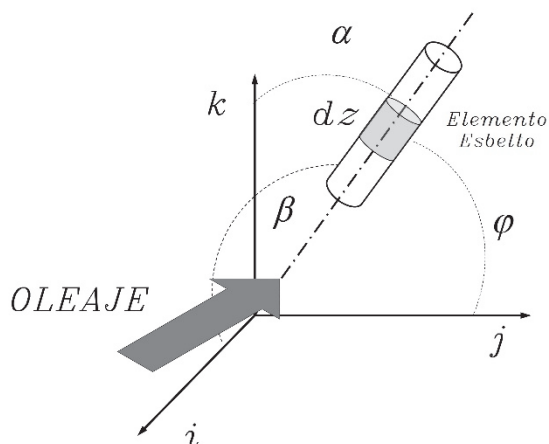


Figura C.1: Representación de un elemento esbelto sometido a la acción del oleaje, que se representa por la flecha en dirección al elemento esbelto.

C.2 Aguas de profundidad limitada

Se consideran aguas de profundidad limitada si la relación entre la profundidad h y la longitud de onda λ es

$$\frac{h}{\lambda} < \frac{1}{20}. \quad (\text{C.1})$$

C.2.1 Fuerzas y momentos provocados por la componente de arrastre

Si se considera una estructura en alta mar compuesta por elementos esbeltos la fuerza viscosa o de arrastre sobre un diferencial de l_e elemento dz , se define como (Gran, 1992),

$$d\vec{F}_D = \frac{1}{2} \rho C_D D (\vec{l} \times \vec{U} \times \vec{l}) |\vec{l} \times \vec{U} \times \vec{l}| dz, \quad (\text{C.2})$$

donde C_D es el coeficiente de fricción viscosa, D es el diámetro característico del elemento, \vec{l} es el vector de cosenos directores que definen la orientación de la estructura, \vec{U} es el vector velocidad, que define la velocidad en cada una de las direcciones del fluido. Estos vectores se definen de la siguiente manera

$$U = U_x \hat{i} + U_y \hat{j} + U_z \hat{k}, \quad (\text{C.3})$$

donde U_x, U_y, U_z son los componentes del vector velocidad de la partícula fluida, $(\hat{i}, \hat{j}, \hat{k})$ los vectores unitarios del sistema de referencia global y

$$l = l_x \hat{i} + m_y \hat{j} + n_z \hat{k}, \quad (\text{C.4})$$

siendo $l_x, m_y,$ y n_z son los cosenos directores que representan la dirección arbitraria del elemento esbelto.

Por tanto, si se integra la Ecuación (C.2) para cada una de las componentes de la fuerza de arrastre

$$\begin{aligned} F_{Dx} &= \frac{1}{2} \frac{\rho C_D D \omega^2 \xi^2}{k \operatorname{senh}(kh)} \left[\int_{Z_{\text{inf}}}^{Z_{\text{sup}}} a \cosh(k(z+h)) \operatorname{sen}(-kx) |M| dz \right. \\ &\quad \left. - \int_{Z_{\text{inf}}}^{Z_{\text{sup}}} b \cdot \operatorname{senh}(k(z+h)) \cos(-kx) |M| dz \right], \\ F_{Dy} &= \frac{1}{2} \frac{\rho C_D D \omega^2 \xi^2}{k \operatorname{senh}(kh)} \left[\int_{Z_{\text{inf}}}^{Z_{\text{sup}}} c \cos h(k(z+h)) \operatorname{sen}(-kx) |M| dz \right. \\ &\quad \left. - \int_{Z_{\text{inf}}}^{Z_{\text{sup}}} d \operatorname{senh}(k(z+h)) \cos(-kx) |M| dz \right], \\ F_{Dz} &= \frac{1}{2} \frac{\rho C_D D \omega^2 \xi^2}{k \operatorname{senh}(kh)} \left[\int_{Z_{\text{inf}}}^{Z_{\text{sup}}} e \cosh(k(z+h)) \operatorname{sen}(-kx) |M| dz \right. \\ &\quad \left. - \int_{Z_{\text{inf}}}^{Z_{\text{sup}}} b \operatorname{senh}(k(z+h)) \cos(-kx) |M| dz \right], \end{aligned} \quad (\text{C.5})$$

donde $|M|$ se expresa como

$$\begin{aligned} |M| &= \sqrt{(a^2 + b^2 + c^2) \cosh^2(k(z+h)) \operatorname{sen}^2(-kx)} \\ &\quad + (a^2 + b^2 + c^2) \operatorname{senh}^2(k(z+h)) \cos^2(-kx) \\ &\quad + (cb - ab - eb) \operatorname{sen}(-kx) \cos(-kx) \operatorname{senh}(k(z+h)) \cosh(k(z+h)), \end{aligned} \quad (\text{C.6})$$

siendo

$$a = (n_z^2 + m_y^2), \quad b = l_x n_z, \quad c = l_x m_y, \quad d = m_y n_z, \quad e = (l_x^2 + m_y^2). \quad (\text{C.7})$$

Estas ecuaciones son resueltas mediante procedimientos numéricos implementados en la interfaz *MorisonForm*. En este caso se emplea el método de Simpson para llevar a cabo la integración de las expresiones anteriores.

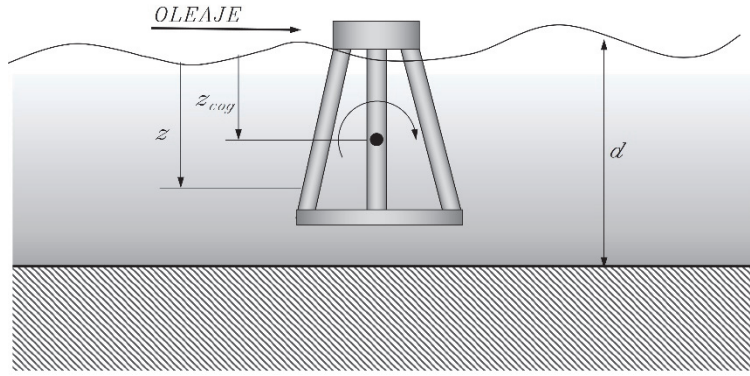


Figura C.2: Esquema de una plataforma sometida a oleaje regular.

Los momentos generados en cada una de las direcciones sobre cada barra se expresan como

$$\vec{M}_D = \int_{Z_{inf}}^{Z_{sup}} (Z_g - z) d\vec{F}_D, \quad (C.8)$$

donde Z_g es la coordenada del centro de gravedad del conjunto (véase la Figura C.2).

C.2.2 Fuerzas y momentos ocasionados por la componente de inercia

De la misma manera que en el apartado anterior, las fuerzas de inercia originadas por un oleaje regular sobre un diferencial de elemento diferencial dz se pueden formular como (Gran, 1992)

$$d\vec{F}_M = \rho C_M V (\vec{l} \times \vec{a} \times \vec{l}) dz, \quad (C.9)$$

donde C_M es el coeficiente de inercia que dependerá del elemento, V es el volumen del elemento esbelto y \vec{a} es el vector de aceleraciones del fluido, que viene definido

$$\vec{a} = a_x \hat{i} + a_y \hat{j} + a_z \hat{k}, \quad (C.10)$$

Integrando la Ecuación (C.9) resulta que las componentes de las fuerzas de inercia se pueden formular como

$$\begin{aligned} F_{M_x} &= \frac{\rho C_M V \omega^2 \xi}{\sinh(kh)} [a \cos(-kx) \sinh(k(z+h)) + b \cosh(k(z+h)) \sin(-kx)], \\ F_{M_y} &= \frac{\rho C_M V \omega^2 \xi}{\sinh(kh)} [c \sin(-kx) \cosh(k(z+h)) - d \cosh(k(z+h)) \cos(-kx)], \\ F_{M_z} &= \frac{-\rho C_M V \omega^2 \xi}{\sinh(kh)} [e \sin(-kx) \cosh(k(z+h)) + b \sinh(k(z+h)) \cos(-kx)]. \end{aligned} \quad (C.11)$$

Los momentos generados en cada una de las direcciones sobre cada barra se calcula de la misma forma que en el caso anterior (Ecuación C.8).

C.3 Aguas de profundidad ilimitada

Se consideran aguas de profundidad infinita o ilimitada cuando la relación entre la profundidad y la longitud de onda es

$$\frac{h}{\lambda} < \frac{1}{5}. \quad (\text{C.12})$$

C.3.1 Fuerzas y momentos provocados por la componente de arrastre

Al igual que en el caso anterior, la definición de las fuerzas de arrastre viene expresada por la Ecuación (C.2). Integrando esta expresión para cada una de las componentes de la fuerza de arrastre

$$\begin{aligned} F_{D_x} &= \frac{1}{4} \frac{\rho C_D D \omega^2 \xi^2}{k} \left[a \operatorname{sen}(-kx) - b \operatorname{cos}(-kx) \right] \left(e^{2kZ_{sup}} - e^{2kZ_{inf}} \right) |M|, \\ F_{D_y} &= \frac{-1}{4} \frac{\rho C_D D \omega^2 \xi^2}{k} \left[c \operatorname{sen}(-kx) - d \operatorname{cos}(-kx) \right] \left(e^{2kZ_{sup}} - e^{2kZ_{inf}} \right) |M|, \\ F_{D_z} &= \frac{1}{4} \frac{\rho C_D D \omega^2 \xi^2}{k} \left[e \operatorname{cos}(-kx) - b \operatorname{sen}(-kx) \right] \left(e^{2kZ_{sup}} - e^{2kZ_{inf}} \right) |M|, \end{aligned} \quad (\text{C.13})$$

donde el coeficiente $|M|$ viene expresado como

$$\begin{aligned} |M| &= \sqrt{(a^2 + b^2 + c^2) \operatorname{sen}^2(-kx) + (a^2 + b^2 + c^2) \operatorname{cos}^2(-kx)} \\ &\quad + (cb - ab - eb) \operatorname{sen}(-kx) \operatorname{cos}(-kx). \end{aligned} \quad (\text{C.14})$$

Los momentos generados en cada una de las direcciones sobre cada barra se calcula de la misma forma que en los casos anteriores.

C.2.2 Fuerzas y momentos ocasionados por la componente de inercia

Las fuerzas de inercia originados por un oleaje regular sobre un diferencial de elemento se expresan por la Ecuación (C.9). Si se tienen en cuenta las simplificaciones pertinentes resulta que las componentes de las fuerzas de inercia se pueden formular como,

$$\begin{aligned} F_{M_x} &= \rho C_M V \omega^2 \xi \left[a \operatorname{sen}(-kx) + b \operatorname{cos}(-kx) \right] \left(e^{2kZ_{sup}} - e^{2kZ_{inf}} \right), \\ F_{M_y} &= \rho C_M V \omega^2 \xi \left[c \operatorname{sen}(-kx) - d \operatorname{cos}(-kx) \right] \left(e^{2kZ_{sup}} - e^{2kZ_{inf}} \right), \\ F_{M_z} &= -\rho C_M V \omega^2 \xi \left[e \operatorname{sen}(-kx) - b \operatorname{cos}(-kx) \right] \left(e^{2kZ_{sup}} - e^{2kZ_{inf}} \right). \end{aligned} \quad (\text{C.15})$$

Los momentos generados en cada una de las direcciones sobre cada barra se expresan como en los casos anteriores.

Bibliografía

- Agarwal, P. y Manuel, L. (2009). *Simulation of offshore wind turbine response for long-term extreme load prediction*. Engineering Structures, 37, 2236–2246.
- Andreu, A. Gil, L. y Roca, P. (2006). *A new deformable catenary element for the analysis of cable net structures*. Computers and Structures, 84(29-30), 1882–1890.
- API. (2010). *Recommended practice for planning, designing and constructing fixed offshore steel platforms – working stress design*. www.api.org
- Ashuri, T. y Zaaijer, M. (2007). *Review of design concepts, methods and considerations of offshore wind turbine*. European Offshore Wind Conference and Exhibition. Berlin, Germany.
- AWEA. (2013). *Wind industry market report* (Technical report). American Wind Energy Association. www.awea.org.
- Baltrop, N. (1998). *Floating structures, a guide for design and analysis*. Oilfield Publications.
- Bartrop, N. y Adams, A. (1991). *Dynamics of fixed marine structures* (3rd Ed.). Butterworth Heinemann.
- Bathe, KH. (1996). *Finite element procedures*. Prentice Hall.
- Bilgili, M. Yasar, A. y Simsek, E. (2001). *Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15, 905 – 915.
- Bir, G. (2005). *Users guide to Precomp (pre-processor for computing composite blade properties)* Software manual. Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, NREL. www.nrel.gov.
- Bir, G. (2007). *Users guide to BModes (software for computing rotating beam coupled modes)* Software manual. Golden, Colorado. www.nrel.gov.
- Blanco, M. (2009). *The economics of wind energy*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 13, 1372–1382.
- Brannon, H. Loftin, T. y Whitfield, J. (1974). *Deep water platform design*. En Offshore technology conference. Houston, Texas.
- Breton, S. y Moe, H. (2009). *Status, plans and technologies for offshore wind turbines in Europe and North America*. Renewable Energy, 34, 646 – 654.
- Bruaset, AM. (1995) *A Survey of Preconditioned Iterative Method*, Logman Scientific & Technical.
- Burton, T. Jenkins, N. Sharpe, D. y Bossanyi, E. (2011). *Wind Energy Handbook* (2nd Ed.). Wiley.
- Chakrabarti, S. (2005). *Handbook of offshore engineering* (Vol. I). Elsevier.
- Chakrabarti, S. (2006). *Handbook of offshore engineering*, (Vol. II). Elsevier.
- Chung, J. y Hulbert, G. (1993). *A time integration algorithm for structural dynamics with improved numerical dissipation*. Journal of Applied Mechanics, 60, 371–375.
- Coleman, R. Feingold, A. y Stempin, C. (1945). *Experimental evaluation of a flat wake theory for predicting rotor inflow-wake velocities* (Technical report). NACA.
- Colwell, S. y Basu, B. (2009). *Tuned liquid column dampers in offshore wind turbines for structural control*. Engineering Structures, 31, 358–368.
- CompassIS. (2014a). *SeaFEM theory manual*. Software manual. www.compassis.com.
- CompassIS. (2014b). *Ramseries, three-dimensional environment for structural analysis. Reference manual and tutorials*. Software manual. www.compassis.com.
- Cordle, A. y Jonkman, JM. (2011). *State of the art in floating wind turbine design tools*. 21st

- International Offshore and Polar Engineering Conference. Maui, Hawaii.
- Cummins, W. (1962). *The impulse response function and ship motions*. Symposium on Ship Theory. Institut für Schiffbau der Universität, Hamburg, Germany.
- Dolan, D. (2004). *Deepwater fixed bottom wind turbine platforms*. Deepwater wind energy research & development planning workshop.
- Dykes, L. (2005). *XML for dummies* (4th Ed.). Wiley.
- EIA. (2013). *Annual energy outlook 2013* (Technical report). U.S. Energy Information Administration. www.ieawind.org.
- EWEA. (2011a). *Pure power. Wind energy targets for 2020 and 2030* (Technical report). European Wind Energy Association. www.ewea.org.
- EWEA. (2011b). *Upwind, design limits and solutions for very large wind turbines. A 20MW turbine is feasible* (Technical report). European Wind Energy Association. www.ewea.org.
- EWEA. (2013). *The European offshore wind industry - key trends and statistics 2012* (Technical report). European Wind Energy Association. www.ewea.org.
- Faltinsen, O. (1990). *Sea loads on ships and offshore structures*. Cambridge University Press.
- Felippa, C. (2013). Nonlinear Finite Element Method (ASEN 6107). Department of Aerospace Engineering Science. University of Colorado at Boulder. www.colorado.edu/engineering/CAS/courses.d/NFEM.d.
- Fingersh, L. Hand, M. y Laxson, A. (2006). *Wind turbine design cost and scaling model* (Technical report n° NREL/TP-500-40566). Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, NREL. www.nrel.gov.
- Flynt, C. (2003). *Tcl/Tk a developers guide*. Elsevier.
- Foley, A. Leahy, P. Marvuglia, A. y McKeogha, E. (2012). *Current methods and advances in forecasting of wind power generation*. *Renewable Energy*, 37, 1–8.
- Forland, M. (2009). *Sway floating wind turbines*. Powering the future. Marine Energy Opportunities.
- García-Espinosa, J. (2009). *Lognoter: Gestión del conocimiento en ingeniería*. www.compassis.com.
- Garret, D. (1982). *Dynamic analysis of slender rod*. *Journal of Energy Resources Technology*, 104, 302–307.
- Garza-Ríos, LO. Bernitsas, MM. y Nishimoto, K. (1997). *Catenary mooring lines with nonlinear drag and touchdown*. Department of Naval Architecture and Marine Engineering. University of Michigan.
- Glauert, H. (1926). *The analysis of experimental results in the windmill brake and vortex ring states of an airscrew*.
- Glauert, H. (1935a). *Airplane propellers*. *Aerodynamic Theory*, 4, 169–360.
- Glauert, H. (1935b). *Windmills and fans*. *Aerodynamic Theory*, 4, 169–360.
- Glauert, H. (1963). *Airplane propellers* (D. WF, Ed.). Dover Publications.
- Gobat, J. (2000). *The dynamics of geometrically compliant mooring system*, PhD Thesis. Massachusetts Institute of Technology and Woods Hole Oceanographic Institution Joint Program.
- Gobat, J. y Grosenbaugh, M. (2006). *Time-domain numerical simulation of ocean cable structures*. *Ocean Engineering*, 33 (10), 1373–1400.
- Gran, S. (1992). *A course in ocean engineering, developments in marine technology* (Vol. 8). Elsevier.
- Gutierrez, JE. Zamora, B. García-Espinosa, J. y Peyrau, R. (2013). *Tool development based on FAST for performing design optimization of offshore wind turbines: FASTLognoter*. *Renewable energy* (55), 69–78.
- GWEC. (2012). *Global wind energy 2012* (Technical report). Global Wind Energy Council.

- Hall, M. Buckham, B. y Crawford, C. (2013). *Evaluating the importance of mooring line model fidelity in floating offshore wind turbine simulations*. Wind Energy. Doi: 10.1002/we.1669
- Hall, M. Buckham, B. Crawford, C. y Nicoll, S. (2011). *The importance of mooring line model fidelity in floating wind turbine simulations*. Oceans'11.
- Hamming, R. (1987). *Numerical methods for scientifics and engineers*. Dover Publications.
- Hand, M. Simms, D. Fingersh, L. Jager, D. Cotrell, J. Schreck, S. y Larwood, S. (2001). *Unsteady aerodynamics experiment phase VI: Wind tunnel test configurations and available data campaigns*. (NREL/TP-500-29955). Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory. www.nrel.gov.
- Hansen, A. y Laino, J. (1998). *User's guide to the wind turbine dynamics computer programs YawDyn and AeroDyn for ADAMS*. Software Manual. Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, NREL. www.nrel.gov.
- Hansen, C. (2012). *AirfoilPrep*. Golden, Colorado. <http://wind.nrel.gov/designcodes/preprocessors>.
- Hansen, K. (1985). *Performance measurements on two Danish 630 KW WECs*. Wind power'85.
- Hansen, K. (1993). *An evaluation of measured and predicted fatigue loads for the Tjæreborg wind turbine*. Ecwec'93.
- Hau, E. (2004). *Wind turbines fundamentals, technologies: application and economics*. Springer.
- He, C. (1989). *Development and application of a generalized dynamic wake theory for lifting rotor*. PhD. Thesis, Georgia Institute of Technology.
- Henderson, A. Morgan, C. Brown, J. Sørensen, H. Barthelmie, R. y Boesmans, B. (2003). *Offshore wind energy in Europe, a review of the state of the art*. Wind Energy, 6, 35–52.
- Heronemus, W. (1972). *Pollution-free energy from offshore winds*. The annual conference and exposition marine technology society. Washington DC.
- Hilbert, H. Hughes, T. y Taylor, R. (1977). *Improved numerical dissipation for time integration algorithms in structural dynamics*. Earthquake Engineering and Structural Dynamics, 5, 283 – 292.
- Hoerner, S. (1965). *Fluid-dynamic drag*. Hoerner Fluid Dynamics.
- Houbolt, J. (1950). *A recurrence matrix solution for the dynamic response of elastic aircraft*. Journal of Aeronautical Sciences, 17, 540–550.
- Howell, C. (1992). *Investigation of the dynamics of low-tension cables*. PhD. Thesis, Massachusetts Institute of Technology and Woods Hole Oceanographic Institution Joint Program.
- Hughes, T. (2000). *The finite element method, linear static and dynamic finite element analysis*. Dover Publications.
- IDAE. (2011). *Plan de energías renovables 2011-2020* (Technical report). Madrid, España. Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la energía. www.idae.es.
- IEA. (2013a). *Tracking clean energy progress 2013* (Technical report). Paris, France: International Energy Agency. www.iea.org.
- IEA. (2013b). *World energy outlook 2013* (Technical report). Paris, France: International Energy Agency. www.iea.org.
- IEC. (2005). *Wind turbines*. www.webstore.iec.ch/.
- IRENA. (2013). *Renewable energy innovation policy: Success criteria and strategies* (Technical report). International Renewable Energy Agency. www.irena.org.
- Irvine, H. (1994). *Studies in the statics and dynamics of simple cable system*. PhD Thesis, California Institute of Technology.
- Irons, BM. y Tuck, RC. (1969). *A version of the Aitken accelerator for computer iteration*. International Journal of Numerical Methods in Engineering, 1, 275–277

- Irvine, H. (1992). *Cable structures*. Dover Publications.
- ITTC. (2002). *The Specialist Committee on Waves. Final Report and Recommendations to the 23rd ITTC*. Proceedings of the 23rd ITTC. Volume II. Venecia, Italia.
- Jayaraman, H. y Knudson, W. (1981). *A curved element for the analysis of cable structures*. Computers and Structures, 14(3-4), 325–333.
- Johansson, I. (1976). *Finite element model for dynamic analysis of mooring cables*. PhD Thesis, Massachusetts Institute of Technology.
- Jonkman, B. y Jonkman, JM. (2012). *Addendum to the user's guides for FAST, A2AD, and AeroDyn released March 2010 - February 2013, alpha version, FAST v7.00.00 – v7.02.00 A2AD v13.00.00 – v13.01.00 AeroDyn v13.00.00–v13.00.02*. (Technical report). Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, NREL. www.nrel.gov.
- Jonkman, B. y Kilcher, L. (2012). *TurbSim user's guide*. Version 1.06.00 (Software Manual). Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, NREL. www.nrel.gov.
- Jonkman, JM. (2003). *Modelling of the UAE wind turbine for refinement of FAST/AD* (Technical report n^o NREL/TP-500-34755). Golden Colorado: National Renewable Energy Laboratory, NREL. www.nrel.gov.
- Jonkman, JM. (2007). *Dynamics modelling and loads analysis of an offshore floating wind turbine* (Technical report n^o NREL/TP-500-41958). Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, NREL. www.nrel.gov.
- Jonkman, JM. (2009). *Dynamics of offshore floating wind turbines. Model development and verification*. Wind Energy, 12, 459–492.
- Jonkman, J. y Buhl, Jr. (2007). *Load analysis of a floating offshore wind turbine using fully coupled simulation*. Windpower 2007 Conference & Exhibition. Los Angeles, California, USA.
- Jonkman, JM. y Buhl Jr. (2005). *FAST user's guide* (Software Manual). Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, NREL. www.nrel.gov.
- Jonkman, J. Butterfield, S. Musial, W. y Scott, G. (2009). *Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development* (Technical report n^o NREL/TP-500-38060). Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, NREL. www.nrel.gov.
- Jonkman, JM. Butterfield, S. Passon, P. Larsen, T. Camp, T. Nichols, J. y Martinez, A. (2008). *Offshore code comparison collaboration within IEA wind Annex XXIII: Phase II, results regarding monopile foundation modelling* (Technical report n^o NREL/TP- 500-42471). Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, NREL. www.nrel.gov.
- Joselin, H. Iniyar, S. Sreevalsan, E. y Rajapandiand, S. (2007). *A review of wind energy technologies*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 11(6), 1117–1145.
- Kaiser, AS. y Viedma, A. (2003) *Energía Eólica* (2^a Ed.). Horacio Escarbajal Editores.
- Kane, R. y Levinson, D. (2005). *Dynamics theory and applications*. McGraw-Hill.
- Karimirad, M. Meissonnier, Q. Gao, Z. y Moan, T. (2010). *Hydroelastic code-to-code comparison for a tension leg spar-type floating wind turbine*. Marine Structures, 24, 412–435.
- Keulegan, G. y Carpenter, L. (1958). *Forces on cylinders and plates in an oscillating fluid*. Journal of Research of the National Bureau of Standards, 60(5), 423–440.
- Kim, S. y Scлавounos, P. (2001). *Fully coupled response simulations of theme offshore structures in water depths to up to 10,000 feet*. ISOPE. Stavanger, Norway.
- Kim, Y.-B. (2003). *Dynamic analysis of multiple body floating platforms coupled with mooring lines and risers*. PhD. Thesis, Texas University.
- Kim B.W. Sung, G. Kim, J. y Hong, S. (2013). *Comparison of linear spring and non-linear fem methods in dynamic coupled analysis of floating structure and mooring system*. Journal of Fluid

- and Structures, 42, 205–227.
- Kwan, C. y Bruen, F. (1991). *Mooring line dynamics: Comparison of time domain, frequency domain, and quasi-static analyses*. Offshore Technology Conference.
- Lackner, M. y Rotea, M. (2011). *Structural control of floating wind turbines*. Mechatronics, 21, 704–719.
- Laino, D.J. y Hansen A.C. (2002). *Users guide to the wind turbine aerodynamics computer software AeroDyn* (Software Manual). Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, NREL. www.nrel.gov.
- Lazzari, M., Saetta A.V., y Vitaliani R.V. (2001). Non-linear dynamic analysis of cable-suspended structures subjected to wind actions. Computer & Structures, 79, 952-969.
- Lee, C. (1995). *WAMIT theory manual* (Software Manual). Cambridge, Massachusetts. www.wamit.com.
- Leishman, J. y Beddoes, T. (2004). *A generalized model for airfoil unsteady behaviour and dynamic stall using the indicial method*. 42nd annual forum of the American helicopter society (pp. 243–266). Washington, DC.
- Lindahl, L. y Sjoberg, A. (1983). Dynamic analysis of mooring cables. En The second international symposium on ocean engineering and ship handling (pp. 281–319).
- Long, Y. y Jia-hua, T. (2006). *Numerical investigation of seabed interaction in time domain analysis of mooring cables*. Journal of Hydrodynamics, 18(4), 424–430.
- Manwell, J. McGowan, J. y Rogers, A. (2009). *Wind energy explained* (2nd Ed.). Wiley.
- Matha, D. Hauptmann, S. y Hecquet, T. (2010). *Methodology and results of loads analysis of wind turbines with advanced aeroelastic multi-body simulation*. DEWEK.
- Matha, D. Schlif, M. Cordle, A. Pereira, R. y Jonkman, JM. (2011). *Challenges in simulation of aerodynamics, hydrodynamics, and mooring-line dynamics of floating offshore wind turbines*. 21st offshore and polar engineering conference. Maui, Hawaii.
- Meirovitch, L. (1997). *Principles and techniques of vibrations*. Prentice-Hall.
- Michalos J. y Birnstiel, C. (1962). *Movements of a cable due to changes in loading*. ASCE Journal of Structural Division, 127, 267–303.
- Minnema, J. (1998). *Pitching moment predictions of wind turbine blades using the the Beddoes-Leishman model for unsteady aerodynamics and dynamic stall*. PhD. Thesis, The University of Utah.
- Molin, B. (2002). *Hydrodynamique des structures offshore*. Technip.
- Moriarty, P. y Hansen, A. (2005). *AeroDyn theory manual* (Technical report n° NREL/CP-500-36881). Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, NREL. www.nrel.gov.
- Morison, JR. O'Brien, MP. Johnson, JW. y Schaaf, SA. (1950). *The forced exerted by surface wave on piles*. Journal of Petroleum Technology, 2(5), 149–154.
- Mueller, M. Jeffrey, H. Wallace, R. y Jouanne, A. (2010). *Centers for marine renewable energy in Europe and North America*. Oceanography, 23(2), 42–52.
- Musial, W. y Ram, B. (2010). *Large-scale offshore wind power in the United States* (Technical report n° NREL/TP-500-40745). Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, NREL. www.nrel.gov.
- Nakajima, T. Matora, S. y Fujino, M. (1982). *On dynamic analysis of multicomponent mooring lines*. Offshore Technology Conference.
- Nakhaee, A. (2010). *Study of fatigue life of steel catenary risers in interaction with the seabed*. PhD. Thesis, Texas University.
- Newman, J. (1962). *The existing forces on fixed bodies in waves*. Journal of Ship Research, 6(4), 10–

17.

- Newmark, N. (1959). *A method of computation for structural dynamics*. ASCE Journal of the Engineering Mechanics, 84, 67–94.
- Nielsen, F.G. Hanson, T.D. y Skaare, B. (2006). *Integrated Dynamic Analysis of Floating Offshore Wind Turbines*. 25th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, OMAE 2006.
- Nordgren, R. (1974). *On computation of the motion of elastic rods*. Journal of Applied Mechanics, 41, 1373–1400.
- Nygaard, T. Myhr, A. y Maus, K. (2009). *A comparison of two conceptual designs for floating wind turbines*. European Offshore Wind 2009.
- O’Brien, W. y Francis, A. (1964). *Cable movements under two-dimensional loads*. ASCE Journal of the Structural Division, 90(3), 89–123.
- Ortigosa, I. (2011). *Development of a decision support system for the design and adjustment of sailboat rigging*. PhD Thesis, UPC.
- Passon, P. y Kuhn, M. (2005). *State-of-the-art and development needs of simulation codes for offshore wind turbines*. Copenhagen Offshore Wind.
- Petters, D. A. y He, C. J. (1991). *Correlation of measured induced velocities with a finite-state wake model*. Journal of American Helicopter Society, 12, 59–72.
- Pierce, K. (1996). *Wind turbine load prediction using the Beddoes–Leishman model for unsteady aerodynamics and dynamic stall*, PhD. Thesis, The University of Utah.
- Rance, R. (1969). *Wave forces on cylindrical members of structures* (Technical report). Hydraulic Research Station Annual Report.
- Rao, S. (2010). *Mechanical vibrations* (5th Ed.). Prentice Hall.
- Rasmussen, F. Hansen, M. Thomsen, K. Larsen, T. Bertagnolio, F. Johansen, J. y Hansen, A. (2003). *Present status of aeroelasticity of wind turbines*. Wind Energy, 6, 213–238.
- Rennian, L. Xin, W. (2011). *Status and challenges for offshore wind energy*. Materials for renewable energy & environment, ICMREE.
- Roddir, D. Christian, C. Aubault, A. (2009). *Windfloat: a floating foundation for offshore wind turbines. Part I: Design basis and qualification process*. International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering (Vol. 1). Honolulu, Hawaii, USA: ASME.
- Sarpkaya, T. (1977). *Transverse oscillations of a circular cylinder in uniform flow*, Part I (Technical report n° NPS-69SL77071). Monterey, California: Naval Postgraduate School.
- Sarpkaya, T. (1978). *Wave impact loads on cylinders*. Offshore Technology Conference.
- Sarpkaya, T. (2010). *Wave forces on offshore structures*. Cambridge University Press.
- Sathyajith, M. (2006). *Wind energy fundamentals, resource analysis and economics*. Springer.
- Schiehlen, W. (2005). *Recent developments in multibody dynamics*. Journal of Mechanical Science and Technology, 19(1), 227–236.
- Schreck, S. Sant, T. y Micallef, D. (2010). *Rotational augmentation disparities in the MEXICO and UAE phase VI experiments* (Technical report n° NREL/CP-500-47759). Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, NREL. www.nrel.gov.
- Sclavounos, P. (2005). *Surface waves and their interaction with floating bodies*. www.mit.com.
- Sclavounos, P. Butterfield, R. Musial, W. y Jonkman, J. (2007). *Engineering challenges for floating offshore wind turbines* (Technical report n° NREL/CP-500-38776). Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, NREL. www.nrel.gov.
- Serván, B. y García-Espinosa, J. (2011). *Advances in the development of a time-domain unstructured finite element method for the analysis of waves and floating structures interaction*. MARINE

- 11.
- Serván, B. y García-Espinosa, J. (2013). *Accelerated 3d multi-body seakeeping simulations using unstructured finite elements*. Journal of Computational Physics, 252, 382–403.
- Shim S. y Kim, M. (2008). *Rotor-floater-tether coupled dynamic analysis of offshore floating wind turbines*. International Society of Offshore and Polar Engineers.
- Tahar, A. y Kim, M. (2008). *Coupled-dynamic analysis of floating structures with polyester mooring lines*. Ocean Engineering, 35, 1676–1685.
- Tai-Pil, H. (2011). *Frequency and time domain motion and mooring analyses for a FPSO operating in deep water*. PhD Thesis, Newcastle University.
- Thai, H. y Kim, S. (2011). *Nonlinear static and dynamic analysis of cable structures*. Finite Elements in Analysis and Design, 47, 237–246.
- Thomson, W. y Dahled, M. (1998). *Theory of vibrations with applications* (5th Ed.). Prentice Hall.
- Tirbert, G. (1999). *Numerical analyses of cable roof structures*. PhD Thesis, Royal Institute of Technology, Sweden.
- Tjavaras, A. (1996). *Dynamics of highly extensible cables*. PhD Thesis, Massachusetts Institute of Technology.
- Tong, K. (1988). *Technical and economic aspects of a floating offshore wind farm*. Journal of Wind Engineering Industrial Aerodynamics, 74-76, 399–410.
- Tracy, C. (2007). *Parametric design of floating wind turbines*. MS Thesis, Massachusetts Institute of Technology.
- Triantafyllou, M. (1994). *Cable mechanics for moored floating structures*. Proceedings of the 7th international conference on the behaviour of offshore structures.
- Trust. C. (2013). *Offshore wind power: big challenge, big opportunity. Maximising the environmental, economic and security benefits*. www.carbontrust.com.
- Twidell, J. y Gaudiosi, G. (2009). *Offshore wind power*. Multi-Science Pub. Co.
- Van den Boom, H. (1977). *Dynamic behaviour of mooring lines*. Offshore Technology Conference. Houston, Texas.
- Viterna, L. y Janetzke, D. (1982). *Theoretical and experimental power from large horizontal axis wind turbines* (Technical report). Washington, DC: National Aeronautics and Space Administration. www.nasa.gov.
- Walton, D. Polacheck, H. y David, W. (1959). *Calculation of nonlinear transient of cables* (Technical report). David Taylor Model Basin.
- Wang, C. Utsunomiya, T. Wee, S. y Choo, S. (2010). *Research on floating wind turbines: a literature survey*. The IES Journal Part A: Civil & Structural Engineering, 3(4), 267 – 277.
- Wang, L. Wei, J. Wang, X. y Zhang, X. (2009). *The development and prospect of offshore wind power technology in the world*. World Non-grid-connected Wind Power and Energy Conference, 2009. WNWEC 2009.
- Wayman, E. (2006). *Coupled dynamic and economic analysis of floating wind turbine systems*. MS Thesis, Massachusetts Institute of Technology.
- Wayman, E. Musial, PW. Butterfield, S. Jonkman, JM. y Musial, W. (2006). *Coupled dynamic modelling of floating wind turbine systems*. Offshore Technology Conference.
- Weinzettel, J. Reenass, M. Solli. C. y Hertwich, E. (2009). *Life cycle assessment of a floating offshore wind turbine*. Renewable Energy, 34, 742–747.
- Welch, B. (2003). *Practical programming in Tcl & Tk* (4th Ed.). Elsevier.
- Wen, J. Zheng, Y. y Donghan, F. (2009). *A review on reliability assessment for wind power*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 13, 2485–2494.

- Wilson, E.L. (1968). *A computer program for the dynamic stress analysis of underground structures*. UCB/SESM-1968/01, Dept. of Civil Engineering, University of California, Berkeley.
- Wilson, R. Walker, S. y Hey, P. (1999). *Technical and user's manual for the FAST/AD advanced dynamics code* (OSU/NREL REPORT 99-01) (Software Manual). Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, NREL. www.nrel.gov.
- Withee, J. (2004). *Fully couple dynamic analysis of floating wind turbine system*. PhD Thesis, Massachusetts Institute of Technology.
- Wood, W. Bossak, M. y Zienkiewicz, O. (1980). *An alpha modification of Newmark's method*. International Journal of Numerical Methods in Engineering, 1, 1562–1566.
- Yang, M. Teg, B. Ning, D. y Shi, Z. (2012). *Coupled dynamic analysis for wave interaction with a truss spar and its mooring line/riser system in time domain*. Ocean Engineering, 39, 72–87.
- Yang, Y. y Tsay, J. (2007). *Geometric non-linear analysis of cable structures with a two-node cable element by generalized displacement control method*. International Journal of Structural Stability and Dynamics, 7(4), 571–588.
- Yu, J. y Chao, X. (2011). *Chinese offshore wind farm development and its function in meeting government renewable target*. Universities Power Engineering Conference, UPEC.
- Zaajier, M. (2009). *Review of knowledge development for the design of offshore wind energy technology*. Wind Energy, 12, 411–430.
- Zienkiewicz, O. y Taylor, R. (2005). *The finite element method*, (Vol. I). McGraw Hill.