Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos.
UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

ESTUDIO DE LAS SOLICITACIONES METEOCEÁNICAS EXTREMAS Y LAS RESPUESTAS ASOCIADAS A UNA PLATAFORMA EÓLICA FLOTANTE TIPO SPAR.

Trabajo realizado por:

Alberto Rodríguez Marijuán

Dirigido:

César Vidal Pascual

Titulación:

Grado en Ingeniería Civil

Santander, Junio de 2015

TRABAJO FINAL DE GRADO

ESTUDIO DE LAS SOLICITACIONES METEOCEÁNICAS EXTREMAS Y LAS RESPUESTAS ASOCIADAS A UNA PLATAFORMA EÓLICA FLOTANTE TIPO SPAR

JUNIO 2015

***AUTOR*:** ALBERTO RODRÍGUEZ MARIJUÁN

***DIRECTOR*:** CÉSAR VIDAL PASCUAL

Palabras clave: *eólica offshore, hidromecánica offshore, plataforma flotante, SPAR, ecuación de Morison, oscilador amortiguado, catenarias.*

RESUMEN

El objetivo del presente estudio es determinar, utilizando herramientas básicas de cálculo, las solicitaciones que generan los diferentes fenómenos climáticos de la dinámica marina –viento, corrientes y oleaje– sobre una plataforma flotante tipo SPAR para eólica offshore. A partir de ellas, pueden hallarse las respuestas de la misma, considerando los diferentes elementos que juegan un papel fundamental en el proceso, como son el sistema de amarre y las amortiguaciones hidrodinámicas.

Como introducción y punto de partida, se hace un recorrido por la situación actual de los muchos elementos relacionados con la explotación de energía eólica offshore, como son las características y tendencias de la energía eólica, las características especiales del ambiente marino, las diferentes plataformas que existen y se están desarrollando –fijas y flotantes–, los tipos de sistemas de amarre y una pequeña reseña de las clases de anclajes que se suelen utilizar.

Los apartados de cálculo se han realizado principalmente siguiendo las pautas e indicaciones de manuales como el de Subrata Chakrabarty (*Handbook of Offshore Engineering,* 2005) y estándares para diseño de estructuras offshore como los *DNV Standards*.

Se ha utilizado la expresión de Morison para determinar las cargas horizontales –estacionarias y no estacionarias– sobre el cuerpo de la plataforma debidas a viento, corrientes y oleaje, cuyas magnitudes se han obtenido de regímenes extremos facilitados por el Instituto de Hidráulica Ambiental IH Cantabria. Se ha supuesto una situación donde todos estos fenómenos atacan a la estructura alineados en la dirección de una de las líneas de fondeo.

Para el cálculo de la respuesta de la SPAR, se ha asimilado la boya a un sistema físico de oscilador con muelle y amortiguación no lineal bajo oleaje regular, haciendo las simplificaciones y ajustes oportunos.

Finalmente, se ha resuelto la ecuación de movimiento del oscilador en el dominio de la frecuencia, y se han podido describir los desplazamientos que realiza la plataforma como una función del tiempo una vez se ha estabilizado la oscilación.

BIBLIOGRAFÍA BÁSICA

Aquí se recogen los documentos principales consultados para realizar este estudio. La relación completa de autores y documentos se encuentra en la sección final del estudio.

- Chakrabarty, S. *Handbook of Offshore Engineering.* Volúmenes 1 y 2. Illinois, 2005.
- De Vos L., Frigaard, P. and De Rouck, J. *Wave Run-Up on Cylindrical and Cone Shaped Foundations for Offshore Wind Turbines*' Coastal Engineering, vol 54, no. 1, pp. 17-29., doi:10.1016/j.coastaleng.2006.08.004. 2007.
- DNV (DET NORSKE VERITAS) Standards. *DNV-OS-J101: Design of Offshore Wind Turbine Structures.* 2010.
- Jonkman J., Butterfield S., Musial W., Scott G. *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development.* National Renewable Energy Laboratory (NREL). 2009.
- Jonkman, J. *Definition of the Floating System for Phase IV of OC3.* NREL/TP-500-47535. 2010.
- Matha D. *Model Development and Loads Analysis of an Offshore Wind Turbine on a Tension Leg Platform, with a Comparison to Other Floating Turbine Concepts.* NREL/SL-500-45891. Universidad de Colorado para NREL, 2011.

Además, los datos climáticos extremos han sido facilitados por el Instituto de Hidráulica Ambiental IH Cantabria.

***AUTHOR*:** ALBERTO RODRÍGUEZ MARIJUÁN

***DIRECTOR*:** CÉSAR VIDAL PASCUAL

Keywords: *offshore wind, offshore hydromechanics, floating platform, SPAR, Morison's equation, damped oscillator, catenary mooring.*

ABSTRACT

The aim of this study is to determine, using basic engineering tools, the forces generated by the different climatic phenomena in the marine environment –wind, currents and waves- on a SPAR-type floating platform. Once the forces are known, they are used to find the responses of the platform, taking into consideration the different elements involved in the process, such as the mooring system and the hydrodynamic non-linear damping.

As an introduction and starting point, a general state-of-the-art is presented for the many elements involved in the offshore wind technology development, including special characteristics of wind energy and its evolution in the last decades, special facts about the offshore marine environment, the different existing platforms –both fixed and floating– and the ones still in research phase, types of mooring systems and a brief description of the types of anchors that are commonly used.

All sections involving calculations have been developed following the recommendations and rules from handbooks and standards as the *Handbook of Offshore Engineering* (Chakrabarty 2005) and the DNV Standards.

To determine the horizontal wind, current and wave loads, Morison's equation has been used. The magnitudes of these natural phenomena have been taken from extreme regime charts for the Santander area, issued by the Environmental Hydraulics Institute IH Cantabria.

To describe the response of the SPAR platform under these conditions, the buoy has been studied as a forced non-linearly damped oscillator, making the necessary simplifying hypothesis and adjustments.

Finally, the oscillator motion equation has been solved in the frequency domain, so the motion of the buoy once oscillation has become stable is known as a function of time.

BASIC BIBLIOGRAPHY

Here the main documents and papers consulted in the development of this study are presented. In order to find the complete list of them, check the last section of the study.

- Chakrabarty, S. *Handbook of Offshore Engineering.* Volúmenes 1 y 2. Illinois, 2005.
- Jonkman J., Butterfield S., Musial W., Scott G. *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development.* National Renewable Energy Laboratory (NREL). 2009.
- Jonkman, J. *Definition of the Floating System for Phase IV of OC3.* NREL/TP-500-47535. 2010.
- DNV (DET NORSKE VERITAS) Standards. *DNV-OS-J101: Design of Offshore Wind Turbine Structures.* 2010.
- Matha D. *Model Development and Loads Analysis of an Offshore Wind Turbine on a Tension Leg Platform, with a Comparison to Other Floating Turbine Concepts.* NREL/SL-500-45891. Universidad de Colorado para NREL, 2011.
- De Vos L., Frigaard, P. and De Rouck, J. *Wave Run-Up on Cylindrical and Cone Shaped Foundations for Offshore Wind Turbines*' Coastal Engineering, vol 54, no. 1, pp. 17-29., doi:10.1016/j.coastaleng.2006.08.004. 2007.

In addition, the extreme climate data charts used to determine design waves and wind speed have been given by the Institute of Environmental Hydraulics IH Cantabria.

ÍNDICE

1 Introducción y objetivos 6

2 Estado actual de la técnica 7

2.1 Energía eólica 7

2.1.1 Historia de la energía eólica onshore. 7

2.1.2 Tendencias actuales 7

2.1.3 Eólica offshore 10

2.1.4 Comparativa entre onshore y offshore 10

2.2 Características del ambiente offshore 14

2.2.1 Geología marina 14

2.2.2 Sedimentos marinos 15

2.2.3 Riesgos geológicos 17

2.2.4 Regímenes hidrodinámicos 18

2.3 Plataformas para eólica offshore 21

2.3.1 Fijas 21

2.3.2 Flotantes 22

2.4 Sistemas de amarre para plataformas flotantes 32

2.4.1 Catenarias 32

2.4.2 Líneas tirantes o tensadas 33

2.4.3 Tendones verticales 34

2.5 Tipos de anclas para estructuras flotantes 34

2.5.1 Anclajes de gravedad o muertos de anclaje. 34

2.5.2 Anclas enterradas 36

3 Determinación de las solicitaciones meteoceánicas extremas 42

3.1 Condiciones meteoceánicas extremas 42

3.1.1 Oleaje 43

3.1.2 Corrientes 44

3.1.3 Viento 45

3.2 Caracterización de la plataforma 45

3.2.1 Definición del problema 47

3.2.2 Determinación del francobordo. 48

3.3 Fuerzas debidas a corrientes 50

3.3.1 Situaciones de aplicación 50

3.4 Fuerzas debidas a oleaje 53

3.4.1 Elección de procedimiento de cálculo 53

3.4.2 Fórmula de Morison 57

3.5 Cálculo de fuerzas debidas a viento 57

3.5.1 Sobre la torre del aerogenerador 59

3.5.2 Sobre el conjunto de aspas y rotor 61

3.5.3 Sobre el francobordo de la plataforma 63

3.6 Cálculo de fuerzas debidas a oleaje y corriente 65

3.6.1 Obtención de los parámetros cinemáticos del oleaje 66

3.6.2 Obtención de los coeficientes C_D y C_M 69

3.6.3 Cálculo de la fuerza total sobre el cilindro durante un período 74

4 Movimientos horizontales de la plataforma 76

4.1 Ecuación del movimiento 76

4.1.1 Sistema con resorte elástico sin amortiguación 76

4.1.2 Sistema con resorte elástico y amortiguación lineal 78

4.1.3 Sistema con resorte elástico y amortiguación no lineal 80

4.2 Determinación de los términos de la ecuación 82

4.2.1 Fuerza actuante debida al oleaje 82

4.2.2 Masa y masa añadida del cilindro 84

4.2.3 Amortiguación 87

4.2.4 Sistema de fondeo 88

4.3 Resolución de la ecuación del movimiento 96

4.3.1 Comprobación del funcionamiento del sistema de fondeo. 100

5 Conclusiones 101

6 Anexo I. Datos de clima marítimo 102

7 Bibliografía 108

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

La creciente demanda energética y el avance de las energías renovables, unidas a la escasez de lugares apropiados para la instalación de parques eólicos terrestres, ha llevado al primer plano de la innovación tecnológica multitud de aspectos relacionados con la energía eólica offshore.

En este Trabajo de Fin de Grado –que forma parte de un estudio más amplio que cubre todos los objetivos de la Doble Mención– se ha pretendido dar una visión global del mundo de la eólica offshore y mostrar una parte representativa de los problemas que pueden presentarse al abordar un diseño de una estructura de este tipo.

El objetivo del presente estudio es determinar, utilizando herramientas básicas de cálculo, las solicitaciones que generan los diferentes fenómenos climáticos de la dinámica marina –viento, corrientes y oleaje– sobre una plataforma flotante tipo SPAR para eólica offshore y, a partir de ellas, hallar las respuestas de la misma, considerando los diferentes elementos relevantes en el proceso, como son el sistema de amarre y las amortiguaciones hidrodinámicas.

La primera sección de cálculo corresponde a la determinación de las fuerzas por viento, oleaje y corrientes sobre la plataforma SPAR. Se ha utilizado, una vez determinados los efectos más importantes en el problema definido, la ecuación de Morison para determinar las cargas sobre la plataforma, suponiendo que son las mismas que las que se ejercerían sobre una estructura que permanece fija.

Una vez conocidas las cargas, se ha asimilado el conjunto de la plataforma a un oscilador con muelle y amortiguación no lineal bajo cargas de oleaje regular y se ha resuelto la ecuación que describe el movimiento del mismo en el dominio de la frecuencia, con las simplificaciones y los ajustes necesarios.

Lo que se expone en este documento no pretende abarcar el diseño como tal de una estructura offshore, sino la revisión de algunos de los numerosos aspectos que se deben tener en cuenta a la hora de diseñar elementos con características similares y en situaciones semejantes a las que aquí se presentan.

2 ESTADO ACTUAL DE LA TÉCNICA

2.1 ENERGÍA EÓLICA

El uso de la energía del viento requiere la conversión de esa energía cinética que existe de forma intermitente en él en energía mecánica, normalmente en la forma de rotación de un eje. A partir de ahí, esta energía puede emplearse para realizar trabajos mecánicos o ser transformada en energía eléctrica usando un generador.

Históricamente, la energía eólica ha sido utilizada en todo el mundo para moler grano, bombear agua o como medio de propulsión de embarcaciones durante muchos siglos. No obstante, su uso para generación de energía eléctrica data de finales del siglo XIX.

2.1.1 Historia de la energía eólica *onshore*.

Las primeras turbinas se basaban en diseños de molinos para el bombeo de agua y producían una cantidad de energía muy limitada. Más adelante, conforme avanzaba el s. XX, los diseños de pequeñas turbinas eólicas evolucionaron hacia menor número de palas, menor peso y mayores velocidades de rotación. Debido a que estos esfuerzos en pequeñas turbinas no dieron frutos, las turbinas posteriores se desarrollaron a escalas de decenas de KW (en sus inicios en zonas rurales, sobre todo en EEUU, antes del establecimiento de un sistema de electrificación nacional).

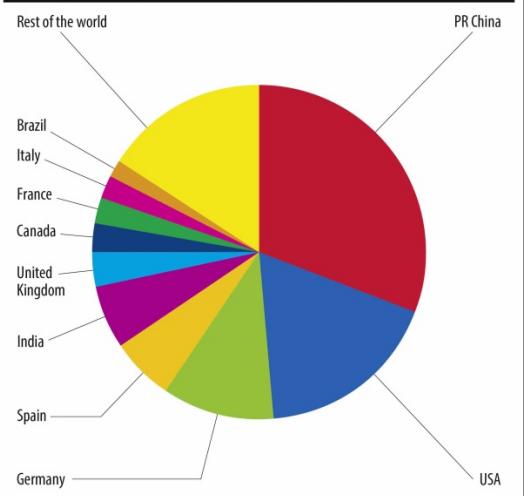
Desde los modelos experimentales desarrollados en la década de 1970, se ha probado una gran cantidad de diseños: una, dos o tres palas, a barlovento o sotavento, de eje vertical u horizontal…

Durante la primera década del s. XXI, la potencia instalada para generación de energía eólica ha crecido muy rápidamente. En el año 2002, en el mundo había una potencia instalada de 32.400 MW; en 2005, 59.100 MW y, en 2010, esta cifra alcanzó los 195.000 MW.

2.1.2 Tendencias actuales

Actualmente (2015), se ha llegado a una potencia instalada acumulada de 370.000 MW. Como se indica en el siguiente gráfico del *Global Wind Energy Council* (Figura 1),

los mayores contribuyentes a esta potencia son China, EEUU, Alemania, España e India.



Country	MW	% SHARE
PR China*	114,763	31.0
USA	65,879	17.8
Germany	39,165	10.6
Spain	22,987	6.2
India	22,465	6.1
United Kingdom	12,440	3.4
Canada	9,694	2.6
France	9,285	2.5
Italy	8,663	2.3
Brazil**	5,939	1.6
Rest of the world	58,275	15.8
Total TOP 10	**311,279**	**84.2**
World Total	**369,553**	**100**

Source: GWEC

Figura 1. Potencia total instalada hasta diciembre de 2014. GWEC (Global Wind Energy Council).

La tendencia creciente de la potencia instalada en las últimas décadas puede verse claramente reflejada en las figuras Figura 2 y Figura 3, tanto en el sistema de generación de electricidad español como en el mundo. Destaca el caso de China, que ha pasado de tener 12.000 MW instalados en 2008 a 115.000 MW en 2014.

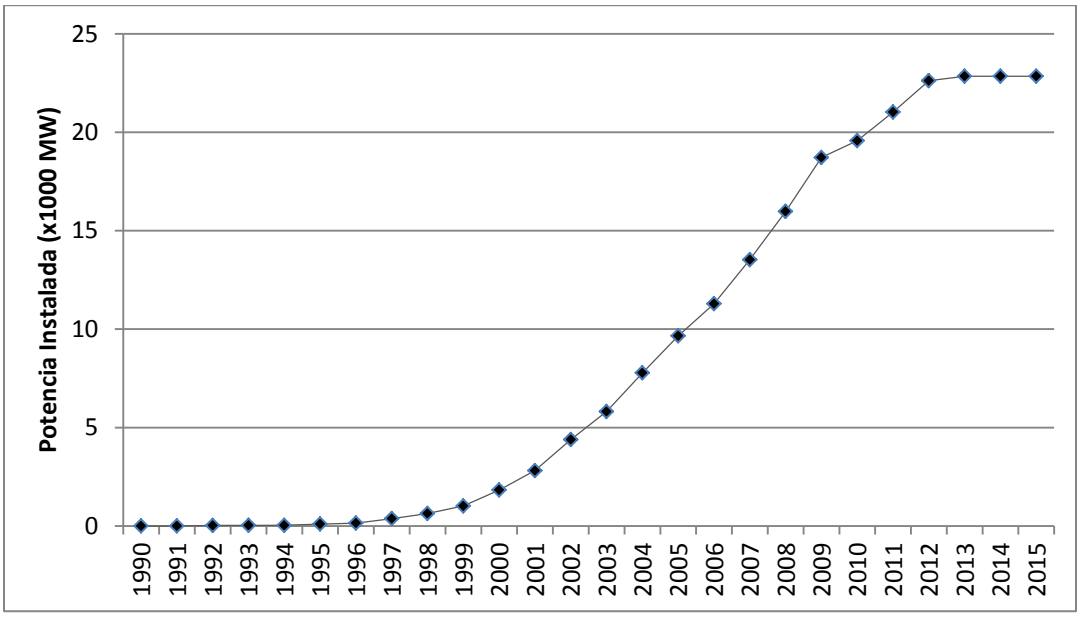


Figura 2. Potencia instalada acumulada en España en el período 1990-2015. Ministerio de Industria y Comercio 2015.

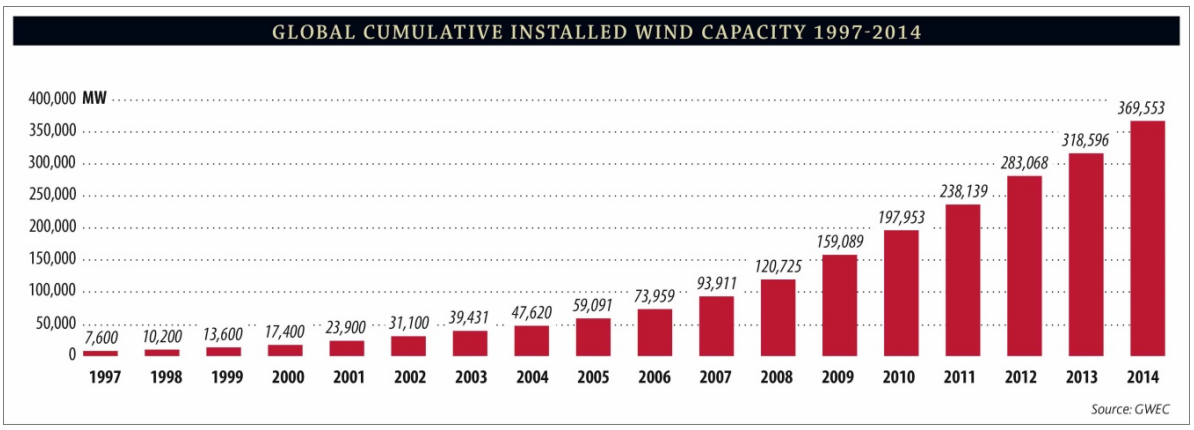


Figura 3. Potencia instalada acumulada en el mundo 1997-2014. GWEC 2015.

Este gran incremento de demanda ha provocado el desarrollo de turbinas cada vez más grandes y de mayor potencia, barriendo mayor área de viento incidente y disminuyendo el coste por KWh producido. Esto, a su vez, ha producido un aumento de tamaño de los componentes estructurales y por tanto una planificación logística más compleja y con mayores restricciones. En este contexto de explotación comienza a desarrollarse la energía eólica offshore.

2.1.3 Eólica *offshore*

La eólica *offshore* corresponde al conjunto de instalaciones situadas en masas de agua adyacentes o cercanas a la costa. Con respecto a la eólica tradicional, u *onshore*, es una energía más cara por KWh producido, dada la dificultad de diseñar y construir una cimentación submarina para la torre y la turbina o la de instalar una estructura flotante con un sistema de fondeo.

Por otro lado, ya que el transporte de elementos estructurales y de generación se hace por mar, se consiguen minimizar las limitaciones logísticas a las que están sujetas las instalaciones *onshore*. Los elementos que se pueden transportar tienen mayores dimensiones, así como las turbinas y generadores. Así, las turbinas *offshore* han alcanzado valores de 5 y 6 MW, y puede que lleguen a superar los 10 MW de potencia. Asimismo, en las zonas donde se instalan los generadores offshore tienen, en general, vientos con mayores velocidades medias, compensando con una producción energética mayor y más estable el alto coste de la instalación.

Hasta hace pocos años, las instalaciones offshore únicamente podían ser colocadas en zonas con profundidades del orden de los 30 m o menos, de manera que la torre podía ser "hincada" en el terreno del fondo marino. Durante los últimos años se han empezado a diseñar estructuras flotantes, basadas en las plataformas petrolíferas actuales, en las que la torre y la turbina eólica descansan sobre una plataforma parcialmente hundida pero flotante que a su vez está amarrada al fondo marino mediante diferentes sistemas de anclaje que serán explicados en mayor detalle más adelante. Este tipo de estructuras suponen un importante ahorro en el coste de materiales y construcción, y supondrán a medio y largo plazo un aumento de las zonas marítimas potencialmente aprovechables para la instalación de generadores de energía eólica, ya que sus rangos de aplicación superan los 100 m de profundidad.

2.1.4 Comparativa entre *onshore* y *offshore*

En las tablas 1 y 2 se presentan las principales ventajas e inconvenientes que pueden encontrarse entre las plantas eólicas de generación eléctrica tradicionales u *onshore* y las colocadas en plataformas fijas o flotantes en el mar, la eólica *offshore.*

Tabla 1. Ventajas e inconvenientes de la energía eólica onshore con respecto a la offshore. Ramos (2012).

ONSHORE	
VENTAJAS	INCONVENIENTES
• Tecnología en estado de madurez • Menor coste de instalación • Menor coste de mantenimiento	• Recurso eólico poco uniforme • Escasez de zonas disponibles con elevado recurso eólico • Limitación logística en el tamaño del aerogenerador • Mayor turbulencia

Tabla 2. Ventajas e inconvenientes de la energía eólica offshore frente a la tradicional onshore. Ramos (2012).

OFFSHORE	
VENTAJAS	INCONVENIENTES
• Elevado potencial eólico • Amplia área disponible para explotación • Menos limitaciones logísticas en las dimensiones de los elementos • Menor incidencia ambiental • Menor turbulencia	• Accesibilidad a las plantas de generación • Coste elevado de instalación y mantenimiento • Costes de evaluación eléctrica • Fuertemente dependiente de la profundidad de la costa • Experiencia limitada • Entorno marino agresivo

Además de estas diferencias, entre las que se podría destacar el mayor coste total de una instalación offshore frente a una tradicional, es interesante analizar el desglose de costes de instalaciones de uno y otro tipo, tal y como se muestra en las figuras 4 y 5.

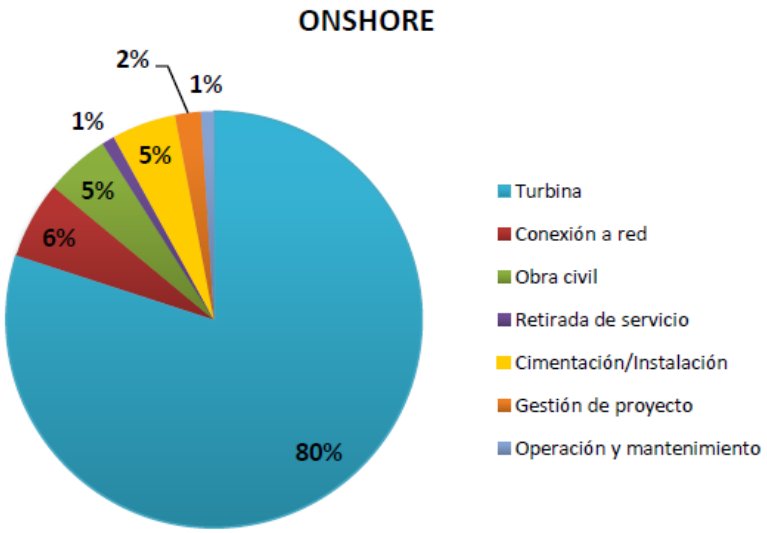


Figura 4. Desglose de costes de la eólica onshore. Losada (2010).

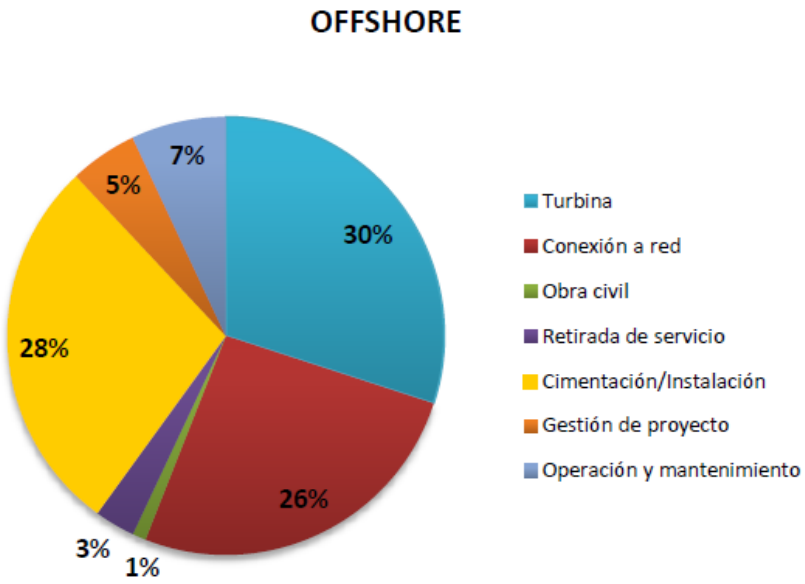


Figura 5. Desglose de costes de la eólica offshore. Losada (2010).

Es claro que la mayor fracción de coste en la eólica tradicional es el del aerogenerador y turbina, mientras que en la eólica offshore los costes están mucho más equilibrados.

Por desgracia, eso significa principalmente que el resto de los gastos son más elevados en el caso de instalaciones offshore, lo que puede explicarse por la dificultad de diseñar y construir los elementos necesarios para este tipo de instalaciones, como las plataformas, los sistemas de amarre y fondeo y la complejidad del proceso de colocación y puesta en marcha en las mismas.

En cuanto a la comparativa económica con otras fuentes de energía, es cierto que la eólica offshore es aún más cara por KWh producido que el resto (sin tener en cuenta los impuestos por emisiones de CO2, ver Figura 6 para los datos relativos a EE.UU.). No obstante, responde a una necesidad y falta de espacio con condiciones de recurso eólico abundante en tierra firme, y a una gran densidad poblacional, especialmente en Europa, lo que hace prácticamente imposible la instalación de campos de aerogeneradores de gran tamaño.

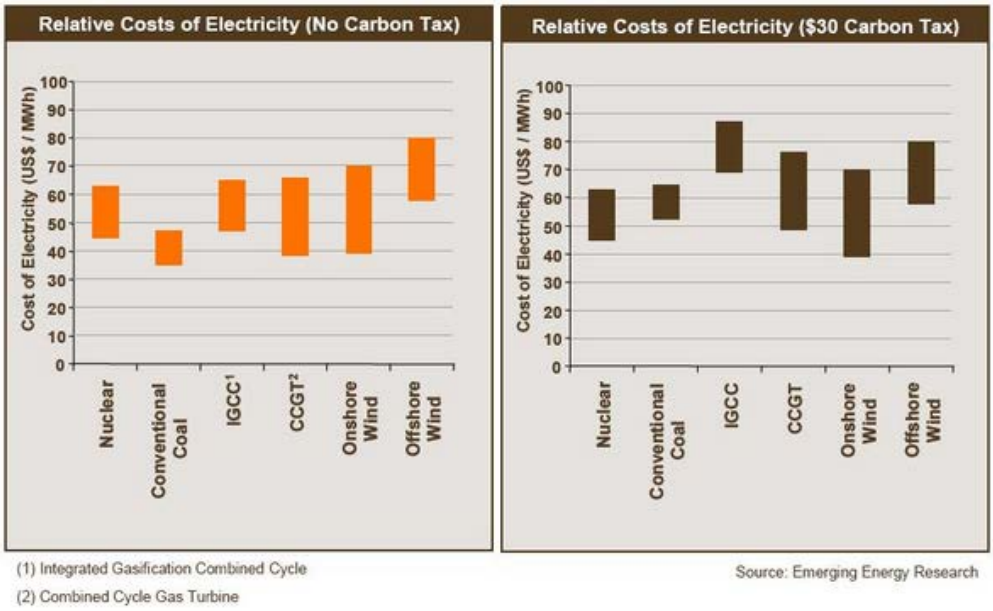


Figura 6. Costes por MWh producido de algunos tipos de energía en EE.UU. (en $ americanos). Emerging Energy Research (s.a.).

Además, el progresivo avance en la tecnología relacionada con la industria offshore y la economía de escala probablemente haga que, en unos años, la energía eólica offshore sea competitiva con el resto de energías, e incluso presente mejores condiciones económicas de explotación.

2.2 CARACTERÍSTICAS DEL AMBIENTE OFFSHORE

2.2.1 Geología marina

Las características del fondo marino están íntimamente relacionadas con los procesos tectónicos explicados en la Teoría de la Deriva Continental (Wegener 1915). Los dos procesos principales que recoge esta Teoría explican la generación y desaparición de corteza oceánica en las dorsales oceánicas y en las zonas de subducción, respectivamente.

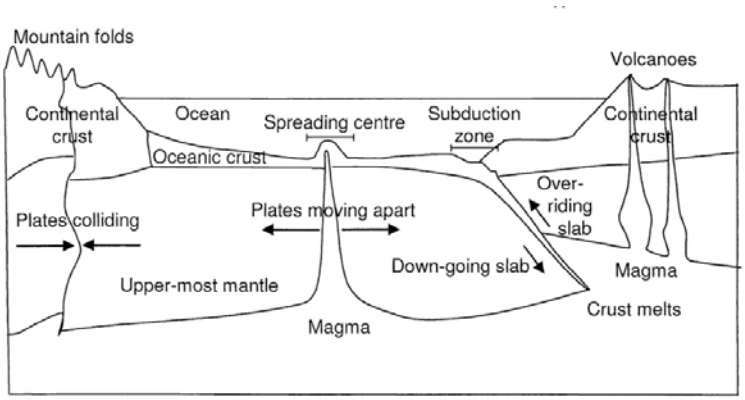


Figura 7. Tectónica de Placas. Randolph & Gourvenec (2011).

La corteza de la Tierra está formada por "trozos" o "placas" que tienen cierta movilidad al estar situadas sobre el manto líquido (magma) y se desplazan unas respecto de otras a velocidades del orden de unos centímetros cada año.

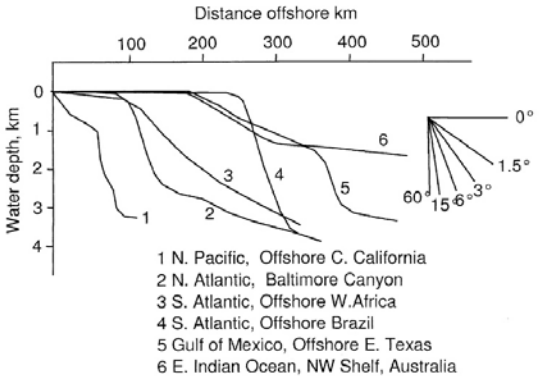


Figura 8. Perfiles del fondo oceánico en localizaciones específicas. Randolph & Gourvenec (2011).

La corteza oceánica es la única que está continuamente creándose en las dorsales oceánicas (ver Figura 7) y destruyéndose cuando subduce frente a otras placas menos densas (otras placas oceánicas o más comúnmente placas continentales).

Las zonas suboceánicas más importantes para el ámbito de la geotecnia offshore son los márgenes continentales, donde suelen encontrarse los mayores depósitos de gas natural y petróleo. También, debido a las menores profundidades, son objeto de estudio para la colocación de estructuras soporte de aerogeneradores.

2.2.2 Sedimentos marinos

En la figura se muestra un mapa con la distribución del grosor de la capa de sedimentos en los fondos oceánicos. Puede observarse como los mayores depósitos sedimentarios están cerca de los continentes (márgenes continentales), mientras que cerca de las dorsales oceánicas (corteza reciente) la acumulación de sedimentos es mínima. Las fosas y los cañones submarinos a menudo cortan a través de las dorsales y actúan como canales de transporte de sedimentos.

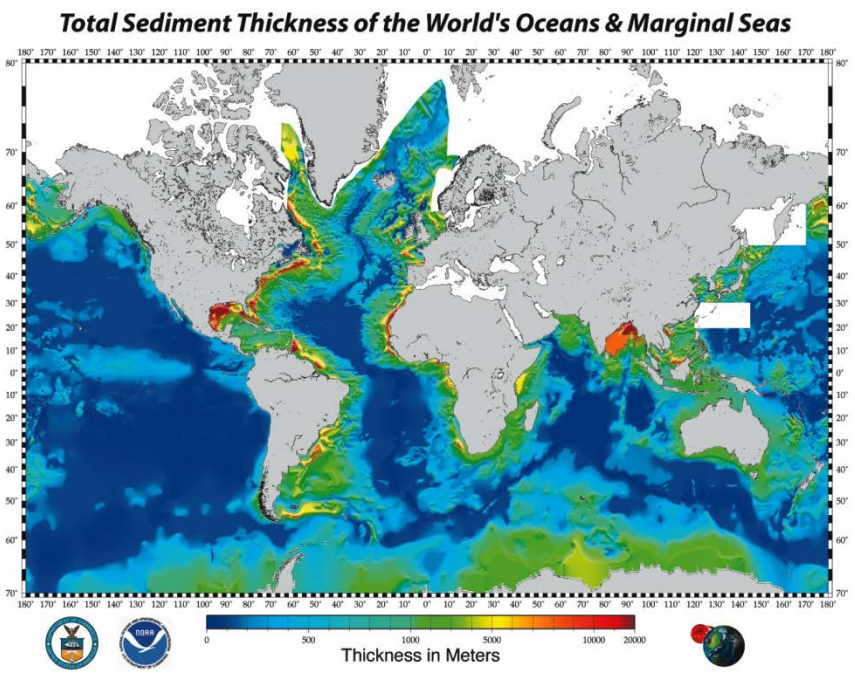


Figura 9. Grosor de la capa de sedimentos en los océanos. National Geophysical Data Center (Divins 2003).

Los sedimentos marinos se forman a partir de restos de detritus de los continentes o de los restos de organismos marinos que se acumula. Por ello, estos sedimentos se clasifican principalmente como *detríticos* (materiales que se acumulan en el talud continental pasando por la plataforma continental desde el continente) y *pelágicos* (conjunto de caparazones de organismos planctónicos –calcáreos o silíceos– que se acumulan atravesando toda la columna de agua hasta el fondo).

2.2.2.1 Estado tensional in situ

Los sedimentos pueden estar normalmente consolidados (NC), sobreconsolidados (SC) o no consolidados. Los sedimentos que han ido depositando lentamente y no han sido alterados suelen considerarse normalmente consolidados. No obstante, desde un punto de vista geotécnico, tienen una tensión de plastificación mayor que la tensión efectiva in situ. Por ello, corresponden normalmente a terrenos ligeramente sobreconsolidados con un coeficiente de sobreconsolidación de 1.5 a 2. Una sobreconsolidación mayor real debería ser el efecto de una antigua glaciación o de grandes erosiones del terreno que han liberado gran parte de la carga que el terreno soportaba. Finalmente, los terrenos no consolidados corresponden con situaciones en las que las presiones intersticiales no han podido ser aún disipadas.

Es importante puntualizar que la altura de la columna de agua sobre la cota del fondo marino no afecta al estado tensional de éste, ya que incrementa de la misma manera la tensión total y la presión intersticial y, gracias a Terzagui sabemos que las tensiones efectivas (totales menos presión intersticial) son las que afectan al estado tensional del terreno.

2.2.2.2 Principales diferencias con los sedimentos terrestres

- El ambiente de grandes presiones y temperaturas bajas puede afectar la microestructura de los sedimentos, además del comportamiento de los gases contenidos en los poros de los mismos.
- El contenido biológico afecta la resistencia y compresibilidad del terreno del fondo marino y puede favorecer las reacciones biológico-químicas.
- Los poros del sedimento marino están rellenos de agua salada, al contrario de lo que ocurre en los continentes, donde están saturados con agua dulce. Esto afecta en gran magnitud la resistencia del material resultante. Se ha

comprobado experimentalmente que al añadir la misma cantidad de agua (dulce por un lado y salada por otro) a cierta cantidad de arcilla, la resistencia a cortante de la mezcla de agua salada es significativamente mayor.

2.2.3 Riesgos geológicos

Estos riesgos geológicos o *geohazards* se definen como condiciones o procesos geológicos o hidrodinámicos que pueden producir movimientos de suelos, rocas, fluidos o gases en eventos repentinos aislados o procesos progresivos lentos. Estos procesos se asocian a cierta probabilidad de ocurrencia, con consecuencias que pueden ir desde daños a la estructura o incluso pérdidas humanas. Por ello, es importante tener estos riesgos en cuenta, previendo lo que puede llegar a ser un sobrecoste importante en presupuesto de la estructura o construcción.

Hay dos categorías generales de riesgos geológicos:

- Eventos peligrosos: repentinos y poco frecuentes. Eventos como terremotos, colapso de laderas submarinas, etc.
- Condiciones del terreno peligrosas. Tales como fluencia del terreno, fluencia en fallas no tectónicas, etc.

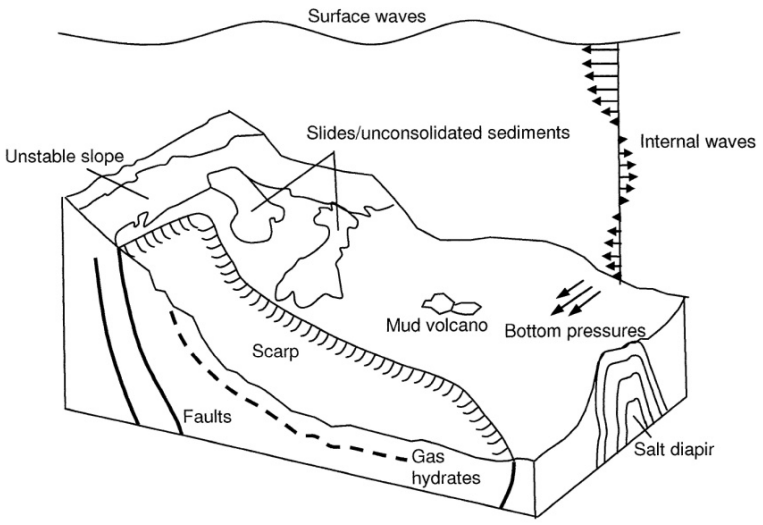


Figura 10. Representación esquemática de un conjunto de riesgos geológicos offshore. Randolph and Gourvenec (2011).

Cada *geohazard* lleva asociado un riesgo que depende de su localización respecto a una estructura determinada, la severidad del suceso y su frecuencia. Hay que tener en cuenta que pueden darse condiciones del terreno con un riesgo bajo hasta que la actividad humana en la zona desencadena riesgos mayores, por lo que no sólo es necesario evaluar la presencia de riesgos, sino también su probabilidad de ocurrencia durante la vida útil de la estructura a construir.

2.2.4 Regímenes hidrodinámicos

Las fuerzas generadas por la dinámica oceánica someten a cualquier estructura offshore a un conjunto de cargas que deben ser identificadas y cuantificadas para asegurar la seguridad de la estructura tanto en su construcción como en su vida operativa, reparación y, en su caso, desmantelamiento. Estas fuerzas se deben principalmente a las corrientes marinas, a las corrientes y fuerzas inducidas por las olas y el viento y a las fuerzas debidas a los gradientes de densidad o temperatura.

2.2.4.1 Corrientes

El agua de los océanos y grandes masas de agua está en constante movimiento gracias a las corrientes, que se establecen formando patrones muy complejos, tanto horizontales como verticales.

En la zona cercana a la costa, estuarios, etc. las corrientes están principalmente causadas por las fluctuaciones mareales, vientos locales y oleaje y pueden llegar a afectar a toda la columna de agua hasta el fondo marino (en zonas de poca profundidad).

Por otro lado, en mar abierto, las corrientes superficiales están generadas por corrientes de viento a escala global (sistemas complejos de circulación de vientos, conocidos como *Trade Winds* y *Westerlies*) y las profundas corresponden a la llamada circulación termohalina (debida a gradientes de temperatura y de salinidad, que provocan diferencias en la densidad del agua del mar).

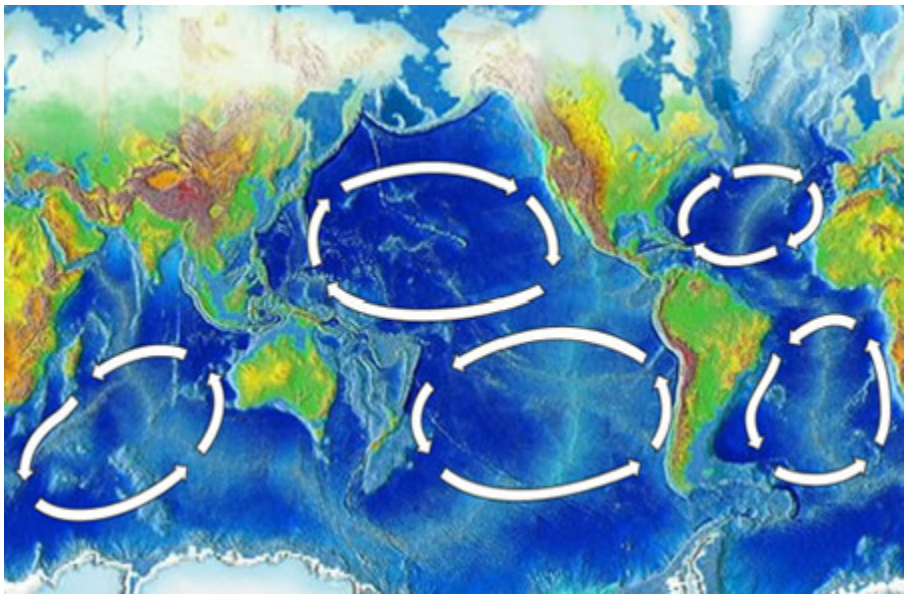


Figura 11.Patrones principales de circulación superficial del agua en los océanos (National Oceans Service, Ross 1995).

2.2.4.2 Oleaje

Las olas son principalmente fruto de la interacción del viento con la superficie del océano, debido al efecto de la presión y el rozamiento de éste con las partículas de agua superficiales. La formación de oleaje en un período de tormenta depende fuertemente de la velocidad del viento, la duración del período de tormenta y del *fetch* (la distancia máxima recta en planta en la que el viento interacciona uniformemente con la masa de agua). Generalmente, cuanto mayor sea cualquiera de ellos (considerando las limitaciones de tiempo y *fetch*), mayor será el oleaje generado.

Dependiendo de las combinaciones de esas tres variables, el oleaje que se formará estará parcialmente desarrollado (*sea*) o completamente desarrollado (*swell*).

En la Figura 12 se muestran algunas de las principales características de una ola regular. Para definir y estudiar el oleaje, una de las teorías utilizadas es la Teoría Lineal de Ondas (Airy, s.XIX). Con ella, conociendo ciertos datos del oleaje (altura H, período T, profundidad de propagación h), pueden aplicarse diferentes relaciones para obtener todas las características del oleaje.

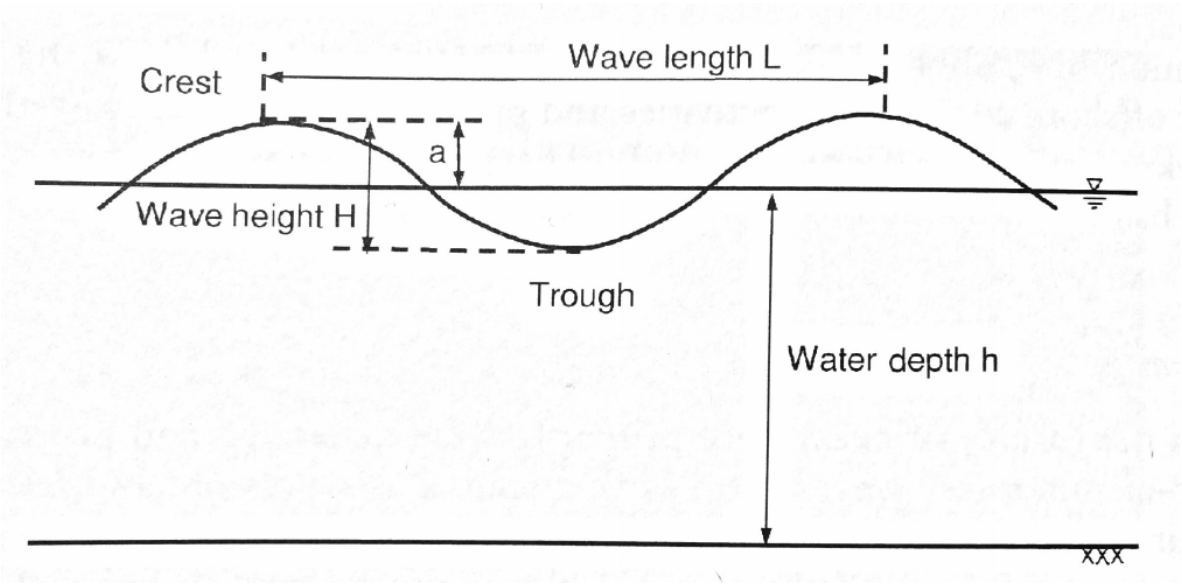


Figura 12. Características de una ola regular. Randolph & Gourvenec (2011).

En una situación real, el estado del mar suele ser una combinación aleatoria de componentes (*swell* y *sea*) que generan un oleaje caótico. Para poder abordar un problema de semejantes características, suele identificarse un estado de mar con una altura de ola representativa (H_{50}, $H_{2\%}$, H_{max}, etc.) y un período pico (T_p). Si no se cuenta con datos de alturas máximas de ola, es común utilizar la relación $H_{\max} = 1.8H_s$ para la H_{max} y $T_p = 1.3T_m$ para el período pico asociado.

Estos elementos serán desarrollados en mayor profundidad en los apartados de cálculo.

2.3 PLATAFORMAS PARA EÓLICA OFFSHORE

2.3.1 Fijas

Este tipo de plataformas son las utilizadas desde los inicios de las prospecciones petrolíferas, en profundidades muy reducidas, ya que los primeros proyectos de este tipo que utilizaron diseños de plataformas offshore fueron llevados a cabo por compañías americanas en la zona del Golfo de México, en profundidades de 4 a 6 metros de agua.

Las plataformas fijas, como su propio nombre indica, tienen restringido todo tipo de movimiento. Por ello, suelen diseñarse con horizontes de utilización grandes, para muchos años de uso. Los principales tipos de plataformas fijas surgen de las ya desarrolladas plataformas petrolíferas, y dependen fundamentalmente de la forma de soporte, que vienen ilustrados en la Figura 13.

2.3.1.1 Monopilote

El aerogenerador se coloca directamente sobre una única columna de hormigón armado embebida en el fondo marino. Se utilizan con diámetros de alrededor de 6 metros y en profundidades de hasta 30 metros.

2.3.1.2 De trípode (con pilotes o cajones de succión)

Van montados sobre una estructura apoyada en tres patas que pueden estar embebidas en el terreno con pilotes macizos o cajones de succión. Estos últimos son cuerpos huecos que se clavan en el terreno eliminando el agua que queda en el interior y de esa manera quedan fijados al fondo marino. Se utilizan en profundidades de 20 a 80 metros.

2.3.1.3 De torre

Se trata de estructuras convencionales de celosía metálica sumergidas que soportan el aerogenerador. Son plataformas petrolíferas en miniatura, utilizadas en profundidades de hasta 80 metros. Estas estructuras, llamadas jackets, van normalmente pilotadas.

2.3.1.4 De gravedad

Son estructuras de acero u hormigón que funcionan como cimentaciones tradicionales, por su propio peso, y se utilizan en áreas expuestas de 20 a 80 metros. Para adaptar una cimentación tradicional de tipo zapata a aplicaciones offshore, estas estructuras van apoyadas sobre banquetas de escollera.

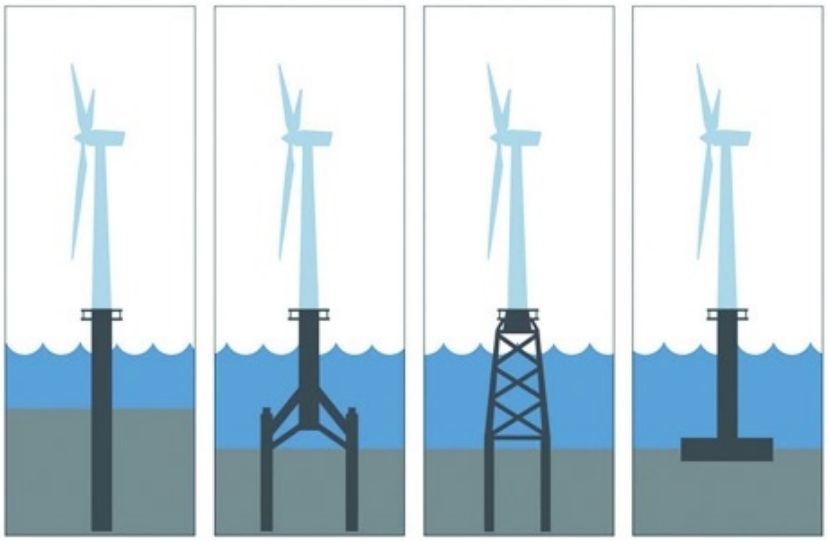


Figura 13. Esquemas de los tipos principales de plataformas fijas para aerogeneradores. De izquierda a derecha: monopilote, de trípode, de torre y de gravedad. Fuente: www.theengineer.co.uk

2.3.2 Flotantes

Las plataformas flotantes son estructuras que no requieren estar en contacto directo con el fondo marino, sino que normalmente se encuentran amarradas por sistemas de fondeo de distintos tipos, como pueden ser catenarias, catenarias lastradas, cables pretensados, etc.

Su diseño tiene la ventaja de permitir ciertos movimientos (según el tipo de plataforma y fondeo se permitirá o restringirá el vaivén, deriva, alteada, balance, cabeceo y guiñada o varias combinaciones de ellos) y con ello el cuerpo o estructura de las plataformas no tiene por qué soportar las cargas que se ejercerían sobre un sistema fijo, disipando gran parte de la energía que le llega en forma de oscilación amortiguada.

Los sistemas de soporte flotantes para aerogeneradores están siendo actualmente objeto de grandes inversiones y proyectos por parte de grandes empresas energéticas. A continuación se presenta una pequeña reseña de algunas de ellas:

2.3.2.1 Damping Pool (IDEOL)

La plataforma semisumergible de soporte de este sistema (Figura 14) tiene forma de anillo hueco de poco calado y muy compacto. Se trata de una estructura hecha parcialmente de hormigón y amarrada con 3 conjuntos de cables pretensados sujetos a los muertos o anclas en el fondo. A esta estructura se acopla un aerogenerador tradicional de tres palas con rotor a barlovento y eje vertical.

Figura 14. Recreación del sistema Damping Pool para generadores offshore. Fuente: www.ideol-offshore.com

2.3.2.2 WindFloat (PRINCIPLE POWER INC.)

Este sistema es uno de los pocos que ya está siendo probado en situaciones reales con un prototipo completamente funcional. Este sistema en concreto está funcionando en aguas profundas (más de 40 metros de profundidad) a 5 Km de la costa de Aguçadoura, Portugal.

Su diseño consta de una plataforma flotante semisumergible de poco calado (<20 metros) formada por tres cilindros metálicos unidos con una estructura metálica (Figura 15). Estos cilindros cuentan a la vez con unas placas en su base (como puede apreciarse en la Figura 16) para dar más estabilidad frente a alteada (oscilación vertical) y también frente a cabeceo y guiñada, ya que estos giros se traducen en

oscilaciones verticales de las placas. Sobre uno de los tres cilindros va montada la torre del aerogenerador, que puede tener una potencia nominal de 3 a 10MW, limitado por el tamaño del aerogenerador que la estructura puede soportar (diámetros de rotor de hasta 170 metros y alturas de torre de hasta 100 metros).

Su sistema de fondeo consta de 4 líneas tradicionales de cadenas o poliéster y sistemas de anclas de arrastre colocadas previamente para simplificar la maniobra de puesta en funcionamiento.

Figura 15. Sistema WindFloat en funcionamiento. Fuente: www.facebook.com/principlepower

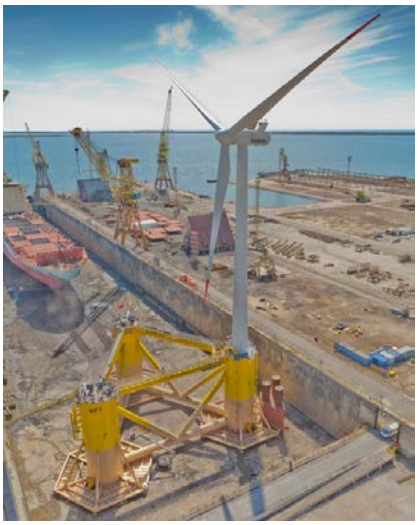


Figura 16. Turbina y plataforma WindFloat en dique seco. Pueden verse las placas que estabilizan la plataforma frente a oscilaciones verticales. Fuente: www.facebook.com/principlepower

2.3.2.3 Asymmetric Floating Tower (NAUTICA WINDPOWER)

Este diseño supone un todo en uno de la turbina y el sistema de flotación. Como puede verse en la imagen, se trata de un aerogenerador de eje horizontal con rotor de dos palas a sotavento y cuya torre no es vertical. Su sistema de cimentación consta de una sola línea de amarre sujeta al fondo por un ancla embebida (Figura 17).

Su principal ventaja frente a las demás es el ahorro en material y facilidad de transporte, ya que –según NauticaWindPower– ahorra un 75% de peso con respecto a los diseños tradicionales de plataforma más aerogenerador. Además, lleva un sistema que permite variar las condiciones de flotación en función de las condiciones ambientales.

Figura 17. Esquema y características del sistema AFT. Fuente: www.nauticawindpower.com

2.3.2.4 DeepWind

Se trata de un nuevo concepto de turbina eólica. Consta de un tubo largo vertical que rota en el agua, con un rotor eólico de eje vertical en su parte superior, un generador en su parte inferior y un sistema de amarre y anclaje al fondo marino. En la Figura 18, se ilustra el diseño básico de este tipo de aerogenerador y sistema flotante.

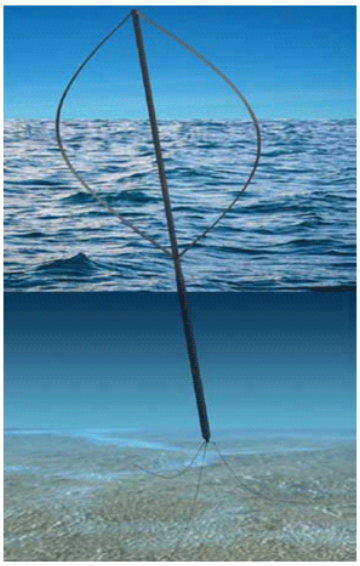


Figura 18. Recreación de la turbina de eje vertical del proyecto DeepWind. Fuente: www.deepwind.eu

Está siendo desarrollado por un consorcio de empresas energéticas, con la colaboración de personal de investigación, con una duración de proyecto de 3 años comenzado en 2014. Este proyecto está siendo parcialmente financiado por la Unión Europea en concordancia con el 7º Programa Marco.

Actualmente sólo se han construido pequeños modelos que ayudan a comprender el funcionamiento del sistema y a generar suficientes datos de ensayos reales como para estudiar construir en un futuro próximo una turbina de 5MW con esta tecnología, y una de 20MW a largo plazo.

2.3.2.5 VolturnUS (DeepCwind Consortium, CIANBRO)

El consorcio que ha creado VolturnUS es un ente de colaboración público-privado entre más de 30 empresas privadas y organismos federales de Estados Unidos y Universidades, como la de Maine.

Actualmente han situado en la costa de Maine un modelo del aerogenerador y plataforma, llamado la VolturnUS 1:8, en referencia a la escala en relación al prototipo que se planea construir de 6 MW y 130 metros de diámetro de rotor. Es el primer aerogenerador de este tipo en construcción, ya que utiliza un tipo de plataforma nueva con materiales compuestos y hormigón. Consta de un trípode formado por tres

prismas cuadrangulares de poco calado, tipo semisumergible al que va acoplado el aerogenerador.

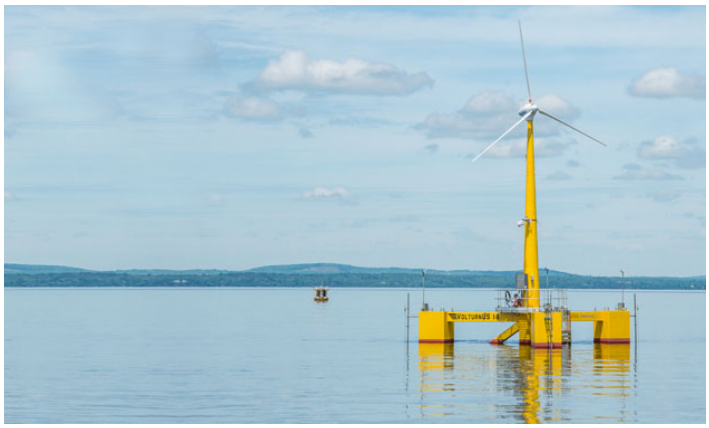


Figura 19. Imagen de la plataforma 1:8 (a escala) de VolturnUS con la colaboración de University of Maine. www.cianbro.com

El modelo VolturnUS 1:8 se muestra en estado de funcionamiento en la Figura 19, el día de su botadura, y antes de ser introducido en el agua, en la Figura 20.

Figura 20. Plataforma y aerogenerador VolturUS 1:8 durante su colocación. Fuente: www.offshorewind.biz

2.3.2.6 VertiWind (NENUPHAR)

Desarrollado por la compañía Nenuphar, consiste en una plataforma semisumergible en forma de trípode de poco calado sobre la que se monta un aerogenerador de eje

vertical (Figura 21). El sistema de amarre consiste en un conjunto de catenarias lastradas similares a la solución del Hywind.

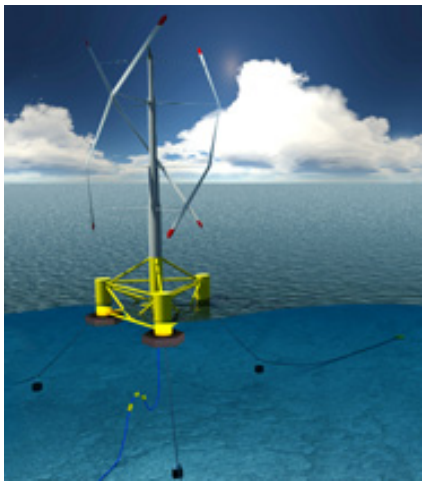


Figura 21. Recreación del modelo de aerogenerador de eje vertical y plataforma flotante de VertiWind®. Fuente: www.nenuphar-wind.com

Figura 22. Imagen del aerogenerador VertiWind(R). Fuente: www.offlinehbpl.hbpl.co.uk

2.3.2.7 Hywind (Offshore Code Comparison Collaboration, OC3)

Este diseño utiliza un concepto de plataforma flotante o boya tipo spar, que lleva utilizándose ya cierto tiempo en la industria petrolera. Consta de un cilindro vertical de gran calado lastrado en el fondo para favorecer su estabilidad en flotación en cuya

cara superior se acopla un único aerogenerador de eje horizontal, tres palas y rotor a barlovento. El último proyecto en el que está participando este diseño es el Hywind Scotland Pilot Park, aún en fase de diseño. Se planea realizarlo a 30 Km de la costa de Aberdeenshire (Escocia) e incluirá 6 aerogeneradores (cada uno montado sobre su propia boya spar) de 5 MW cada uno (Figura 23).

Actualmente existe un prototipo en funcionamiento, el Hywind de Statoil cerca de las costas de Noruega, instalado y funcionando desde 2010, con un aerogenerador de 2.3 MW. Este prototipo ha generado desde entonces más de 32.5 GWh, lo que supone un gran éxito del proyecto.

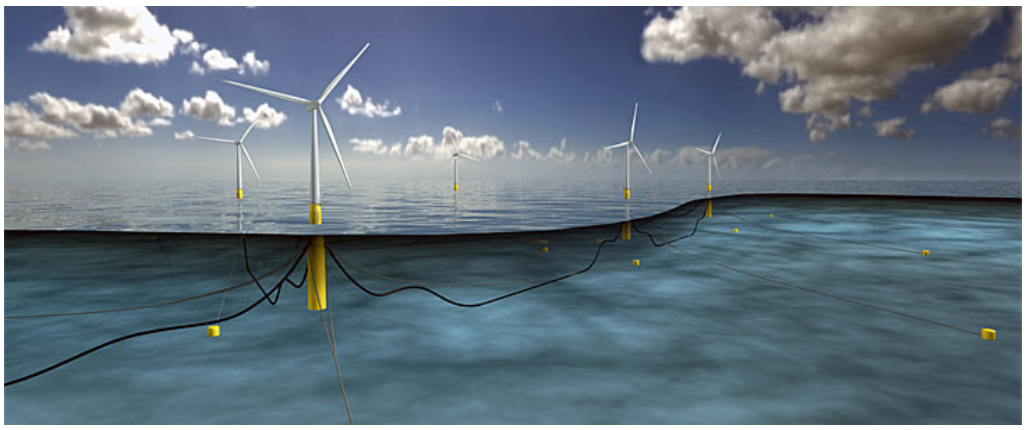


Figura 23. Recreación del *Hywind Scotland Pilot Park*, donde se usarán 6 conjuntos de boya *spar* más aerogenerador de 5MW. Fuente: www.statoil.com

Se trata de un diseño muy apropiado para zonas de grandes profundidades (>100-200 metros). Su sistema de amarre se basa en tres líneas de cables terminados en anclas o muertos que toman forma de catenaria. En el caso de los sistemas Hywind, los cables son lastrados con pesos de 60 toneladas en su punto medio para pretensar en parte las catenarias.

Figura 24. Recreación del sistema Hywind de boya *spar* más aerogenerador amarrado con catenarias. Fuente: www.statoil.com

Este será el diseño que se usará como base para calcular las solicitaciones de viento, oleaje y corrientes a lo largo de este estudio, con las pertinentes variaciones y simplificaciones que se mencionarán en el apartado de cálculo.

Además de todos estos tipos, podríamos encontrar otro diseño de plataforma flotante conocido como Tension Leg Platform o TLP.

2.3.2.8 Tension Leg Platform (TLP)

Este es un diseño genérico (al contrario que la mayoría de los presentados anteriormente que corresponden a proyectos específicos y patentados) que consiste en una boya flotante normalmente cilíndrica que tiene en su parte inferior unas patas radiales desde donde salen los cables o tendones que servirán como sistema de fondeo (Figura 25).

Estos cables, acabados en muertos, cajones de succión o anclas planas, una vez situada la plataforma en su posición final, se tensan; forzando el hundimiento parcial de la plataforma de tal manera que se reduce en gran medida la amplitud de las oscilaciones.

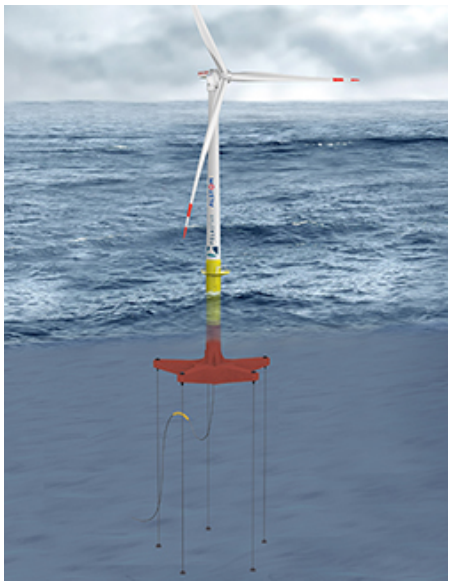


Figura 25. Plataforma tipo TLP con un aerogenerador acoplado. Fuente: www.power-technology.com

2.4 SISTEMAS DE AMARRE PARA PLATAFORMAS FLOTANTES

En la actualidad se utilizan principalmente tres tipos de amarres para las plataformas flotantes offshore: de catenarias, de líneas tirantes o tensadas y de tirantes verticales. Sus principales características se describen a continuación:

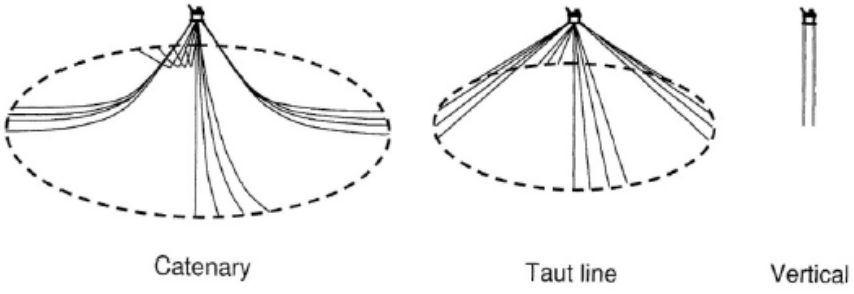


Figura 26. Esquema de los diferentes tipos de amarres de plataformas flotantes. Randolph & Gourvenec (2011).

2.4.1 Catenarias

Consisten en cadenas metálicas gruesas o cables de acero o material sintético que están sujetas a la plataforma en su extremo superior y ancladas al terreno mediante muertos de anclaje o anclas de arrastre. La forma que toman es la que define su nombre, ya que una catenaria es la curva que toma una cuerda flexible, uniforme e indeformable suspendida por sus extremos.

Por su configuración, la línea toca el fondo marino cierta distancia antes del punto de anclaje. Su funcionamiento consiste en que cuando la plataforma (extremo superior) se aleja del punto de anclaje, la catenaria se tensa, aumentando la fuerza que ejerce sobre la plataforma. Además, esa tensión tiende a levantar parte de la línea que estaba apoyada sobre el terreno, lo que aumenta el efecto de restricción de movimiento.

Por esa razón, las anclas que se utilizan para este tipo de sistemas de fondeo sólo tienen que resistir esfuerzos horizontales, ya que la cadena llega al punto de anclaje apoyada al terreno y por tanto con un ángulo con la horizontal nulo.

En el apartado donde se analiza el movimiento horizontal de la plataforma *spar* que concierne a este estudio se desarrolla este tipo de amarre más en profundidad (ver apartado 4.2.4).

2.4.2 Líneas tirantes o tensadas

En aguas profundas y muy profundas no es posible realizar un amarre mediante catenarias, ya que el peso de las cadenas es un factor limitante en estos casos y se requeriría mucho material. Por eso, se desarrollaron amarres con cuerdas sintéticas más ligeras o líneas tensadas (*taut lines*).

La principal diferencia con el tipo de amarre de catenaria es que el contacto con el fondo marino se hace en el mismo punto de anclaje, y el ángulo de contacto no es despreciable, del orden de los 30 o 45 grados con la horizontal (Figura 27).

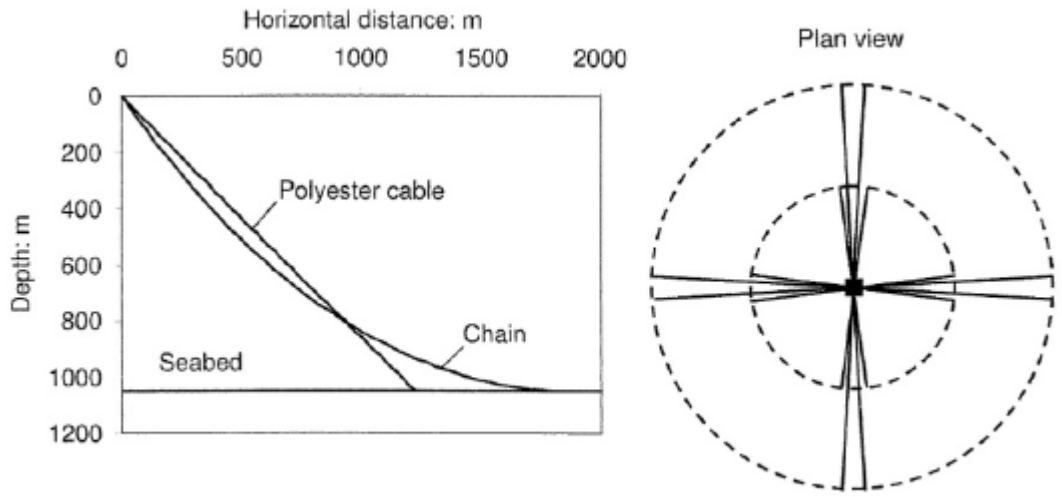


Figura 27. Comparación de un sistema con líneas tensadas y con catenarias. Randolph & Gourvenec (2011).

Como consecuencia de esta configuración, el tipo de anclas que se utilizan en este tipo de sistemas han de soportar cargas con componentes horizontales y verticales.

2.4.3 Tendones verticales

Este tipo de amarres se utilizan en las plataformas del tipo TLP (*Tension-Leg Platform*).

Constan de conjuntos de cables de acero tensionados y sujetos a los extremos de las patas de la plataforma de manera que fuerzan un hundimiento parcial de la estructura. Así, restringen de una manera muy efectiva los movimientos verticales de la TLP y una reducción significativa de las oscilaciones horizontales.

Tienen la ventaja de un desarrollo en planta muy reducido, de manera que no se necesita abarcar una gran superficie para la instalación.

2.5 TIPOS DE ANCLAS PARA ESTRUCTURAS FLOTANTES

2.5.1 Anclajes de gravedad o muertos de anclaje.

Los muertos de anclaje son estructuras cuyo elemento principal es una cuerpo pesado que interactúa con el terreno. Su principal característica necesaria para un buen funcionamiento es que resistan fuerzas verticales hacia arriba y cargas horizontales.

Un muerto de anclaje puede ser cualquier objeto pesado colocado en el fondo marino. Pueden ser dispuestos sobre la superficie o estar parcialmente o completamente enterrados. Su función principal es soportar las fuerzas ascendentes y/u horizontales procedentes de un sistema de fondeo con cables o cadenas conectados a una estructura flotante.

Existen diferentes tipos de muertos de anclaje que varían desde simples bloques de hormigón o restos de armadura u otros materiales pesados hasta complejos diseños para aumentar las capacidades de resistir las fuerzas verticales (Figura 29). No obstante, cabe mencionar que, en ocasiones, el incremento de capacidad resistente de los diseños complejos no compensa el aumento de coste y la dificultad de instalación de los muertos más sofisticados.

Es común utilizar un tipo de muerto que consiste en un cajón metálico vacío que se lleva flotando hasta su lugar de instalación y se rellena de un material granular pesado

o de armadura in situ. Suelen tener en su base unos nervios que aumentan la capacidad de resistencia horizontal, al producir esfuerzos de cizalla en el terreno.

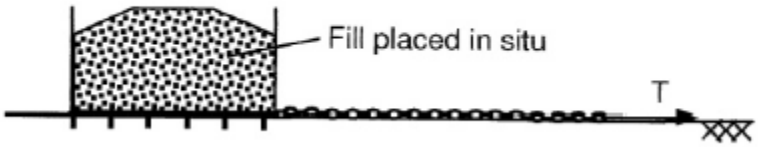


Figura 28. Esquema de un muerto de anclaje del tipo cajón hueco rellenado in situ con material pesado y fondeado. Randolph & Gourvenec (2011).

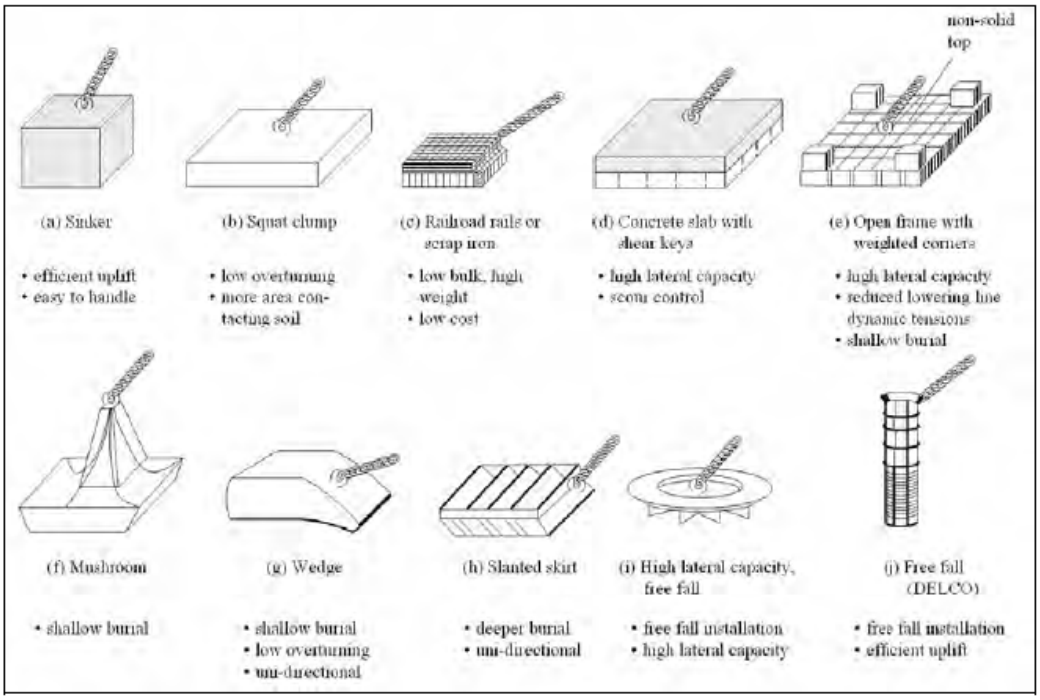


Figura 29. Tipos y características principales de muertos de anclaje. NAVFAC (2011).

2.5.2 Anclas enterradas

Este tipo de anclas son instaladas insertando el elemento de anclaje en el terreno para aumentar la capacidad de las anclas de resistir esfuerzos horizontales y verticales.

Existen principalmente cinco tipos de anclas enterradas: pilotes de anclaje (*anchor piles*), de cajón de succión, anclas planas, anclas de arrastre y anclas torpedo o de penetración dinámica.

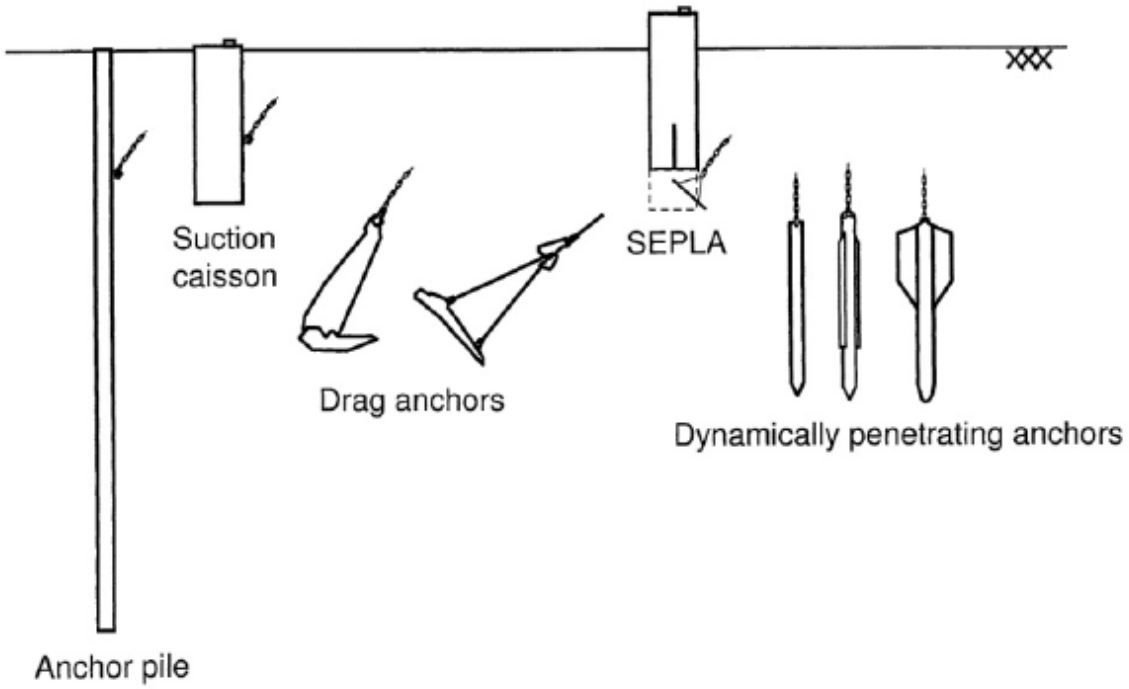


Figura 30. Principales tipos de anclas de penetración. Randolph & Gourvenec (2011).

A continuación se detallan las características de los cuatro tipos principales.

2.5.2.1 Pilotes de anclaje

Los pilotes de anclaje son normalmente de acero hueco. Pueden ser instalados mediante hinca o perforación-hormigonado, al igual que los pilotes utilizados en estructuras fijas.

Existen diferentes disposiciones de la cadena del ancla. Puede amarrarse a la mitad inferior del pilote (utilizado normalmente en pilotes hincados), u hormigonar la cadena en la parte superior de un pilote perforado y hormigonado, de manera que la cadena tire del hormigón al ser tensionada.

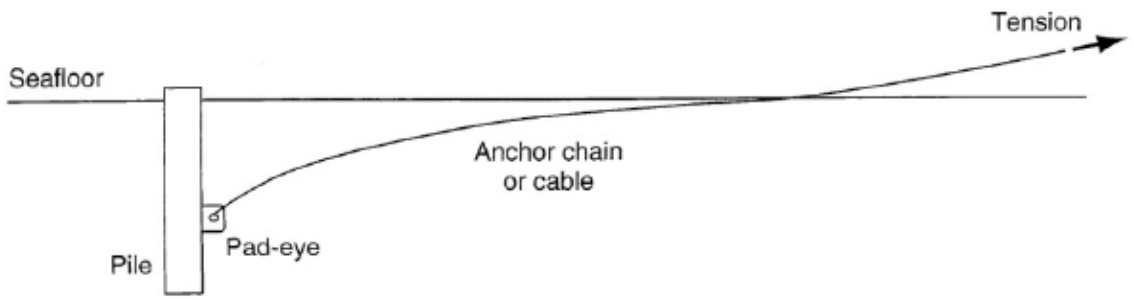


Figura 31. Esquema de un pilote de anclaje y la disposición de su cadena. Dean (2010).

Son las anclas de penetración que mayor capacidad resistente proporcionan, y pueden soportar cargas horizontales y verticales. Su resistencia es debida a la fricción de las paredes del fuste del pilote con el terreno.

Existe maquinaria de hinca diseñada para trabajar a profundidades de 1500 m (la hay incluso para 3000 metros). Eso implica que la complejidad del proceso de instalación hace que sea un tipo de anclaje normalmente utilizado como opción alternativa en el caso de no poder obtener buenos resultados con otros sistemas de anclaje. Hoy en día es una solución poco atractiva económicamente a grandes profundidades.

2.5.2.2 Anclas de cajón de succión

Son cilindros huecos de gran diámetro (entre 3 y 8 metros) abiertos por la parte de abajo y cerrados por arriba. Suelen tener una relación longitud/diámetro de entre 3 y 6.

Su instalación se basa primero en una penetración en el terreno por su propio peso, tras lo cual se produce una succión en el interior del cilindro bombeando el agua que ha quedado atrapada dentro, lo que genera una diferencia de presiones que mantiene

el cilindro anclado al terreno. Finalmente, se retiran las bombas y se cierra una válvula en la parte superior del cajón de succión para mantener la presión negativa interna.

Generalmente son de acero, aunque hay algunas de hormigón. Sus paredes tienen un espesor suficiente para proporcionar la rigidez necesaria para prevenir la abolladura en el proceso de instalación. La cadena se une mediante un cáncamo unido al cajón, a una altura apropiada para no comprometer el equilibrio del cajón de succión bajo cargas laterales transmitidas por la cadena.

La ventaja principal de este tipo de anclas es su sencilla instalación, lo que permite la colocación en la localización exacta. Además, cuenta con la ventaja de que hay una amplia experiencia en el uso de este tipo de anclas, lo que supone que el procedimiento de instalación está altamente desarrollado.

Por otro lado, se trata de anclas muy pesadas, por lo que el transporte de las mismas puede requerir la utilización de barcos-grúa. También, es necesario un conocimiento muy preciso del terreno donde se va a instalar el ancla, ya que puede dar problemas en suelos estratificados.

2.5.2.3 Anclas de arrastre

Las anclas de arrastre de gran capacidad han evolucionado de las anclas tradicionales de los barcos. Constan de un asta (*shank*), un cáncamo (*padeye*) a través del cual se aplica la carga del cable de anclaje, y una base (*fluke*), que es la parte enterrada del ancla y la que proporciona el área resistente. El ángulo entre la base y el asta depende del tipo de terreno sobre el que vaya a ser usada el ancla (alrededor de 50 grados para arcillas y 30 para arenas), aunque puede ser ajustado en función de las necesidades específicas.

Adicionalmente, pueden tener otros elementos para mejorar la capacidad de hinca del ancla o para mejorar la mordida y la estabilidad a rotación.

Las anclas de arrastre pueden resistir principalmente esfuerzos horizontales, por lo que son muy adecuadas para fondeos con catenaria. La maniobra de despliegue de un ancla de arrastre tipo se muestra en la Figura 32.

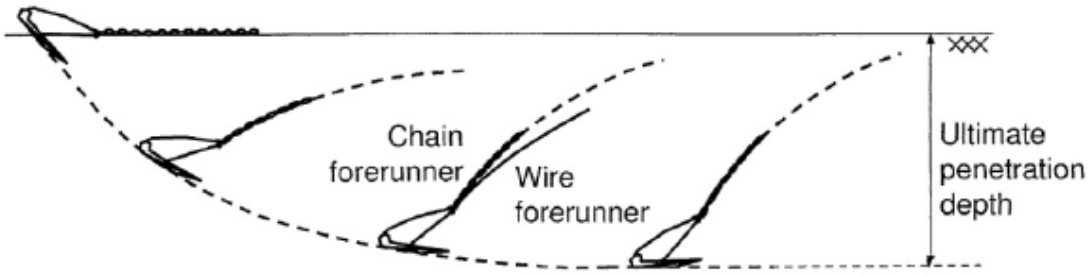


Figura 32. Maniobra de despliegue de un ancla de arrastre. Randolph and Gourvenec (2011).

Para superar algunas de las limitaciones de las anclas de arrastre tradicionales, se desarrollaron las llamadas *Vertically Loaded Anchors (VLAs)*, también llamadas anclas planas de arrastre. Su principal diferencia es que en las VLAs el asta se reemplaza por un elemento más delgado o una brida. Su instalación es similar, aplicando una carga horizontal en el fondo para conseguir que penetre el ancla.

Figura 33. Ancla plana de arrastre o VLA. www.vryhof.com

Su principal ventaja es un menor peso y tamaño, pero es difícil asegurar que en la maniobra de instalación se alcance la penetración y orientación buscadas.

2.5.2.4 Anclas planas

Este estudio se centra en este tipo de anclas de penetración. Se trata de un tipo de anclas muy versátil, con un diseño adaptado a cada mecanismo de instalación y tipo de terreno donde vayan a ser usadas.

Las anclas planas se instalan verticalmente en el fondo marino, y posteriormente se realiza una maniobra de giro o reorientación llamada *keying process* donde el ancla adquiere finalmente su posición horizontal de trabajo.

Su instalación se hace mediante maquinaria de hinca que, en el caso de profundidades mayores que las pocas decenas de metros, deberá contar con equipamiento submarino.

Tienen una serie de características especiales frente a otro tipo de anclas:

- Tienen una relación capacidad resistente / peso muy elevada, lo que hace que sean muy manejables y facilita el proceso de transporte e instalación.
- Resisten tanto cargas verticales como horizontales, con muy buenos resultados.
- Se elimina el arrastre del ancla, por lo que no se requiere una gran distancia horizontal para su colocación y se garantiza una colocación precisa del ancla.
- El ancla normalmente no es recuperable.
- Pueden dar problemas de fatiga o disminución de resistencia en el terreno bajo cargas cíclicas.

El tipo de ancla plana en que se basa este estudio se instala utilizando un cajón de succión que tiene el ancla colocada verticalmente en su punta inferior. Son las llamadas *SEPLA (Suction Embedded Plate Anchors)*, y se idearon para combinar la rentabilidad de las anclas planas y la facilidad de instalación de los cajones de succión.

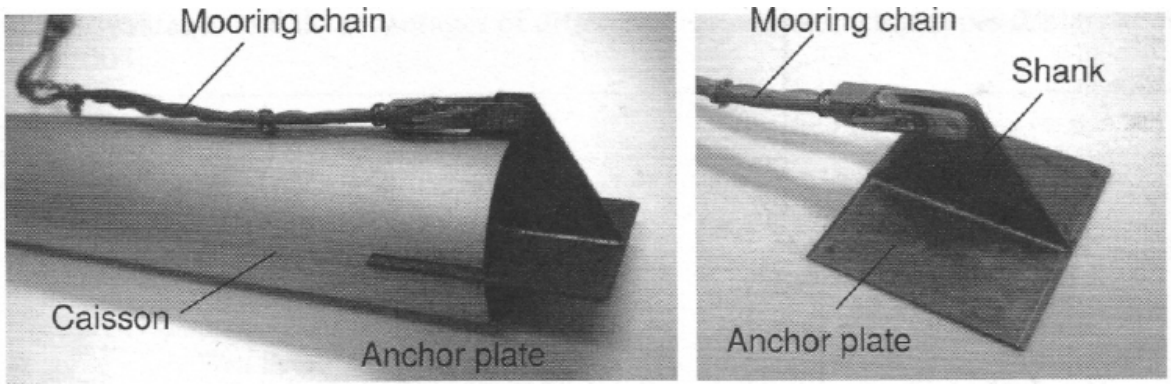


Figura 34. Componentes de un ancla plana y el cajón de succión para su instalación. Randolph & Gourvenec (2011).

El *keying process* se realiza como sigue (Figura 35):

- Una vez embebido el cajón de succión hasta la profundidad adecuada, se retira el mismo dejando el ancla plana colocada verticalmente a cierta profundidad.
- Se precarga la cadena de manera que el ancla quede perpendicular a la cadena, aumentando la capacidad resistente del ancla y dejándola en su posición final de trabajo.

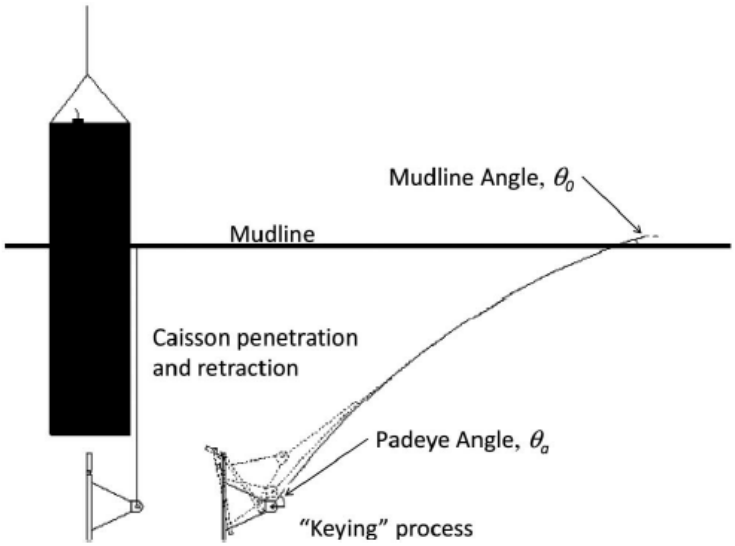


Figura 35. Esquema del *keying process.* Yang et al. (2012).

3 DETERMINACIÓN DE LAS SOLICITACIONES METEOCEÁNICAS EXTREMAS

3.1 CONDICIONES METEOCEÁNICAS EXTREMAS

Para determinar los parámetros que se utilizarán para los cálculos de las solicitaciones sobre la plataforma, utilizaremos la recomendación del estándar DNV.

Este estándar aconseja lo siguiente:

"In this standard, design in the ULS is either based on a characteristic combined load effect Sk defined as the 98% quantile in the distribution of the annual maximum combined load effect, or on a characteristic load Fk defined as the 98% quantile in the distribution of the annual maximum of the combined load. The result is a combined load or a combined load effect whose return period is 50 years".

Traducido:

"En este estándar, el diseño de límite último está basado o bien en un efecto de cargas combinadas Sk definido como el cuantil 98% en la distribución de efectos máximos de combinación de cargas, o bien en la carga característica Fk definida como el cuantil 98% de la distribución de máximos anuales de las cargas combinadas. El resultado es una carga combinada o un efecto de combinación de cargas con período de retorno de 50 años".

En resumen, el cálculo de estabilidad se define a partir de la combinación de cargas actuantes cuyo período de retorno es de 50 años.

Por desgracia, no se dispone de suficientes datos estadísticos como para obtener esa combinación de cargas, por lo que se optará por tomar el dato de altura significante H_s con período de retorno de 50 años, ya que combinando cargas con período de retorno de 50 años se obtendrá un efecto combinado con un período de retorno mayor que los 50 años, de modo que se estudiará un caso peor que el estrictamente necesario.

3.1.1 Oleaje

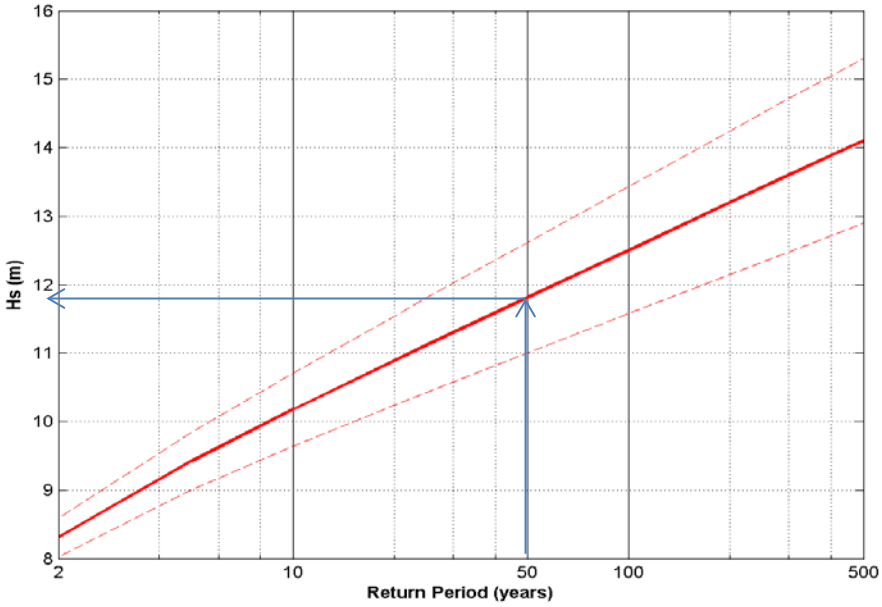


Figura 36. Régimen extremal de Hs y sus respectivos períodos de retorno. IH Cantabria.

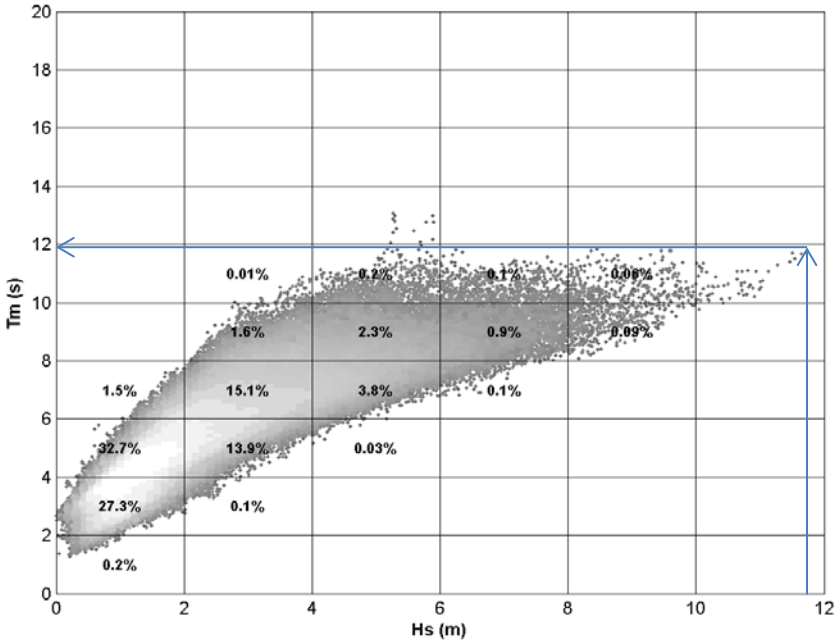


Figura 37. Relación de los períodos medios asociados a alturas significantes extremas. IH Cantabria

A partir de los datos facilitados por el IH (Figura 36 y Figura 37), recopilados por una boya situada en el Mar Cantábrico a unos 12Km al norte de la costa de Santander (coordenadas 3.75O, 43.57N), obtenemos, para un período de retorno de 50 años y un período Tm asociado a esa altura significante:

- $H_s^{50} = 11.8m$
- $T_m = 12s$

Para determinar la altura de la ola de cálculo, se calculará H_{max} y T_p, mediante las siguientes relaciones:

$$H_{\max} \cong 1.8 H_s$$

$$T_p \cong 1.3 T_m$$

De donde se obtiene que la ola de cálculo viene dada por:

- $H_{\max} \cong 1.8 H_s^{50} = 21.24m$
- $T_p \cong 1.3 T_m = 15.6s$

3.1.2 Corrientes

Actualmente no se dispone de suficientes datos de corrientes como para hacer un análisis a largo plazo que permita dar un ajuste de las velocidades de corriente extremas en las boyas cercanas del cantábrico. Normalmente se considera que en mar abierto y grandes profundidades (en este caso la profundidad es de 200 m), las corrientes tienen velocidades cercanas a 0.5 m/s. Debido a la incertidumbre por no tener datos de las corrientes extremas en la zona, se tomará un valor mayor:

- $U = 1m/s$

3.1.3 Viento

Partiendo del mismo razonamiento que hemos utilizado para la elección de oleaje, se tomará la velocidad de viento de diseño como la definida por un período de retorno de 50 años.

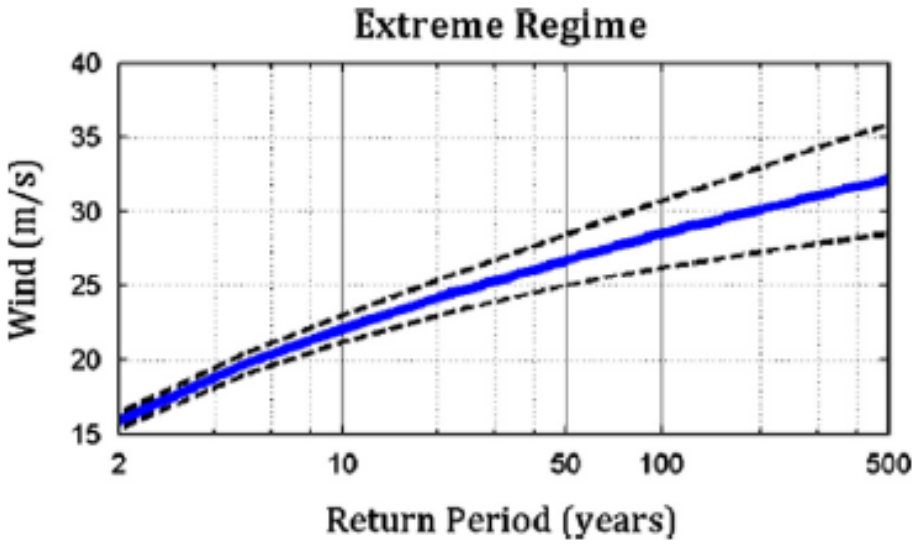


Figura 38. Régimen extremal de velocidades medias de viento asociadas a períodos de retorno de hasta 500 años. Del Jesús et al. 2013 (IH Cantabria).

Tal y como se muestra en la Figura 38, la velocidad del viento asociada a un período de retorno de 50 años (datos tomados en zona de mar cercana a Santander) y, por tanto, la que se usará para este estudio es:

- $v = 27\, m/s$

3.2 CARACTERIZACIÓN DE LA PLATAFORMA

La plataforma que utilizaremos para realizar el cálculo de las solicitaciones de la dinámica marina será del tipo *spar*, que tiene la forma de un cilindro de gran calado lastrado y amarrado mediante un sistema de fondeo con catenarias.

En concreto, muchos de los parámetros físicos de la plataforma que utilizaremos han sido basados en el proyecto *Hywind (by Statoil)*, que consta de una única plataforma

tipo *spar* de 100 metros de calado y 8.3 metros de diámetro que soporta un gran aerogenerador. Su sistema de fondeo consta –al igual que el considerado en este estudio– de un sistema de 3 catenarias a 120 grados cada una lastradas en sus puntos medios. En este estudio se considerará un sistema de 3 catenarias simples no lastradas.

En el año 2009 se instaló con éxito la *Hywind Demo* frente a la costa suroccidental de Noruega, con un aerogenerador de 2.3MW, y actualmente la compañía *Statoil* planea construir un parque de aerogeneradores a 25-30 Km de la costa de Escocia (Aberdeenshire) con 6 plataformas, sobre cada una de las cuales irá montado un aerogenerador de 5MW.

Tabla 3. Especificaciones técnicas generales del NREL 5MW Baseline Wind Turbine. Jonkman et al. para NREL, 2009.

Rating	5 MW
Rotor Orientation, Configuration	Upwind, 3 Blades
Control	Variable Speed, Collective Pitch
Drivetrain	High Speed, Multiple-Stage Gearbox
Rotor, Hub Diameter	126 m, 3 m
Hub Height	90 m
Cut-In, Rated, Cut-Out Wind Speed	3 m/s, 11.4 m/s, 25 m/s
Cut-In, Rated Rotor Speed	6.9 rpm, 12.1 rpm
Rated Tip Speed	80 m/s
Overhang, Shaft Tilt, Precone	5 m, 5º, 2.5º
Rotor Mass	110,000 kg
Nacelle Mass	240,000 kg
Tower Mass	347,460 kg
Coordinate Location of Overall CM	(-0.2 m, 0.0 m, 64.0 m)

Con esos datos, la plataforma que consideraremos tendrá las siguientes características físicas:

- Calado de 100 metros.
- Diámetro nominal del casco sumergido supuesto constante e igual a 8.3 metros.

Sobre la plataforma irá montado un aerogenerador de NREL de 5 MW, que es de tipo convencional de 3 palas, eje horizontal y rotor a barlovento diseñado específicamente para condiciones de vientos *offshore* y cuya ficha técnica resumida se presenta en la Tabla 3.

El sistema de fondeo de la plataforma consta de 3 líneas de cadenas a 120^0. El peso específico sumergido de las cadenas se considerará igual a 1500 N por metro lineal de cadena, con una longitud total de 1200 m, estando las anclas o muertos colocados a 1150 m del eje central de la plataforma (el funcionamiento de este diseño se ha comprobado en el apartado 4.2.4).

3.2.1 Definición del problema

Se plantea un problema basado en el diseño de la plataforma offshore, en el que diferentes procesos de la dinámica oceánica y meteorológica actúan y ejercen fuerzas sobre ella, teniendo en cuenta las siguientes características e hipótesis generales:

- Se tiene la plataforma colocada en su posición final, flotando en un punto donde el fondo marino se sitúa a 200 m de profundidad, con el aerogenerador ya definido colocado sobre ella. Su sistema de fondeo consta de tres líneas de cadenas a 120^0.
- El cuerpo de la boya es metálico y consta de 100 metros sumergidos y un francobordo cuya altura se definirá posteriormente, y un diámetro de 8.3 metros constante en toda su altura.
- Se considerará que las únicas fuerzas que actúan sobre la estructura en el plano considerado son las debidas a corrientes marinas, oleaje y viento.
- La respuesta de la estructura frente a temporales será estudiada mediante la simplificación del temporal de cálculo como una única ola de altura y período adecuados según los estándares normalmente utilizados en estructuras offshore (API & DNV).
- Se considerará que la corriente marina y el viento actúan de manera constante, incluso antes de que la ola de cálculo alcance la estructura; su ángulo de ataque coincidirá con el de la ola, y a su vez esa dirección estará alineada con una de las tres líneas del sistema de fondeo (ver rosas de viento, oleaje y corrientes en el Anexo I. Datos de clima marítimo; la dirección predominante prácticamente coincide para todos ellos).

- El problema se ceñirá a un estudio unidimensional de los efectos de las fuerzas recibidas como una oscilación amortiguada en la dirección de vaivén, sin considerar los efectos que los movimientos u oscilaciones en los otros 5 grados de libertad pudiesen tener en el movimiento estudiado.

Las hipótesis y simplificaciones específicas serán señaladas en el momento de su aplicación, para mayor claridad.

3.2.2 Determinación del francobordo.

Para determinar la altura del francobordo, se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

1. La base de la torre del aerogenerador, donde se encuentra el acceso al interior, estará por encima de la altura de cresta de la ola de diseño.
2. La base de la torre del aerogenerador estará por encima de la cota máxima del run-up asociado a la ola de diseño.

Para realizar estos cálculos no se ha tenido en cuenta la posible oscilación vertical (arfada) de la plataforma, ya que para hallar el valor de la amplitud y frecuencia de esa oscilación sería necesario un análisis más complejo que escapa de los objetivos que se buscan en este estudio. No obstante, los criterios de dimensionamiento del francobordo normalmente responden a necesidades de funcionalidad y no de estabilidad. Por lo tanto, se considerará el valor obtenido mediante estas consideraciones como una cota superior al valor estrictamente necesario para un funcionamiento correcto del sistema plataforma-aerogenerador, ya que para los cálculos se utilizará H_{max}.

Recordemos que la ola de diseño venía dada por:

- H_{max} = 21.2 metros
- T_p = 15.6 segundos

Para aplicar el primer criterio, se aplicará la relación aproximada entre la altura de la cresta (H_c) y la altura total H_{max} en una ola dada por:

$$H_c \cong \tfrac{2}{3} H_{\max} \text{ (Chakrabarty, 2005)}$$

Así, si F es el francobordo (en metros) de la boya:

$$F_{\min\#1} = \tfrac{2}{3} H_{\max} = \tfrac{2}{3} \cdot 21.2 = 14.2m$$

Para el segundo criterio, se ha utilizado una metodología descrita por Leen De Vos, Peter Frigaard y Julien De Rouck (2007):

Utilizando la Teoría de Stokes de Segundo Orden se define la máxima elevación del agua:

$$\eta_{\max} = \frac{H}{2} + k\frac{H}{2}\frac{H}{8}\frac{\cosh(kd)}{\sinh^3(kd)}(2+\cosh(2kd))$$

Y la máxima velocidad horizontal de las partículas en la cresta de la ola:

$$u_{top} = \frac{H}{2}\frac{gk}{\omega}\frac{\cosh(k(\eta_{\max}+d))}{\cosh(kd)} + \frac{3}{4}k\frac{H^2}{4}\omega\frac{\cosh(2k(\eta_{\max}+d))}{\sinh^4(kd)}$$

Finalmente, se obtiene el run-up (R_u) asociado a esa ola, como una función semiempírica que lleva a cabo un ajuste mediante el coeficiente *m*, que depende de la forma de la plataforma. En el caso de un cilindro aislado, *m*= 2.71 (De Vos et al., 2007).

$$R_u = \eta_{\max} + 2.71\frac{u^2}{2g}$$

Con los datos ya conocidos de la ola de diseño y de la profundidad en el lugar de cálculo, obtenemos:

$$\eta_{\max} = 11.45m$$

$$u_{top} = 4.39\, m/s$$

$$F_{\min\#2} = R_u = \eta_{\max} + 2.71\frac{u^2}{2g} = 14.1m$$

Una vez analizados estos casos, se tomará la altura de francobordo de la estructura como el valor mayor obtenido, incrementado en 1 metro, siguiendo la recomendación DNV para la altura mínima de colocación de accesos en plataformas offshore[1]:

$$F = \max(F_{\min\#1}, F_{\min\#2}) + 1 = 14.2 + 1 = 15.2m$$

3.3 FUERZAS DEBIDAS A CORRIENTES

Las corrientes marinas son un fenómeno complejo que supone importantes movimientos de grandes masas de agua, y cuyas causas pueden ser, entre otras:

- Oleaje.
- Gradientes de temperatura.
- Gradientes de salinidad y densidad.

Cada una de ellas genera diferentes tipos e intensidades de corrientes. Para simplificar este fenómeno y poder incluirlo en el conjunto de dinámicas marinas que generarán fuerzas sobre la plataforma se harán las siguientes hipótesis:

1. La corriente será estacionaria ($\frac{\partial U}{\partial t} = 0$)
2. La corriente tendrá velocidad constante con la profundidad ($\frac{\partial U}{\partial z} = 0$).
3. El ángulo de ataque de la corriente extrema de cálculo a la plataforma será el mismo que el del oleaje y el viento, alineado con una de las tres catenarias de fondeo.

3.3.1 Situaciones de aplicación

Las solicitaciones producidas por la corriente tienen influencia en dos aspectos diferentes que se van a considerar:

---

[1] DNV-OS-J101 Apdo. 413. *Guidance note.*

1. Situación estacionaria: se supondrá que las cargas debidas a la corriente actúan sobre la plataforma en todo momento, incluso antes de que la ola de diseño alcance la estructura. De esa manera, se sumarán a las cargas debidas al viento sobre el francobordo y la estructura del aerogenerador para hallar las tensiones del sistema de fondeo en la situación inicial bajo cargas estacionarias.

Este problema puede abordarse simplificando el fenómeno a una fuerza de arrastre que varía con el cuadrado de la velocidad del fluido y es proporcional a un coeficiente CD obtenido mediante ensayos de laboratorio y tabulado. En la Figura 39 se muestran los valores de CD para un cilindro liso bajo un flujo constante.

$$F = \frac{1}{2}\rho A C_D v^2$$

Donde:

- ρ es la densidad del fluido (agua salada: 1025 kg/m^3)
- A es el área expuesta perpendicularmente al flujo (m^2)
- v es la velocidad del flujo (m/s)

Bajo una corriente de velocidad U=1 m/s como la considerada en la situación de cálculo, se obtiene:

$\mathrm{Re} = \frac{UD}{\nu} = \frac{1 \cdot 8.3}{1.4 \cdot 10^{-6}} \approx 6 \cdot 10^6$, lo que define un régimen post-supercrítico[2].

A partir de valores de Re superiores a 10^6 el coeficiente tiende a un valor constante porque los cambios en la capa intermedia entre flujo y estructura son menos dramáticos a esas grandes velocidades.

[2] Chakrabarty, 2005.

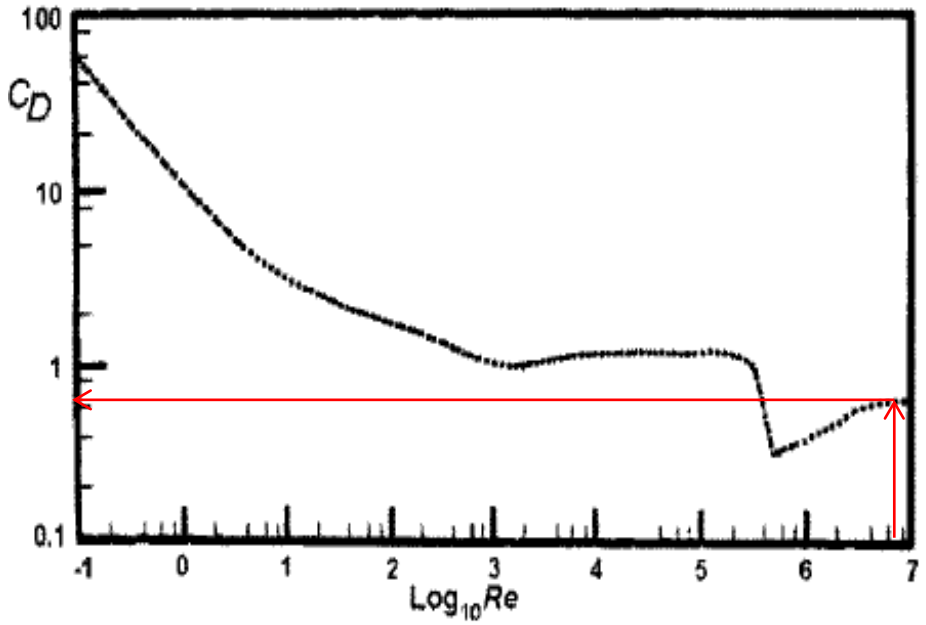


Figura 39. Coeficiente de arrastre CD para cilindros lisos en flujo estacionario (Chakrabarty, 2005).

Para los cálculos de las fuerzas en la situación estacionaria se tomará el valor C_D= 0.6 constante para todo el cilindro.

Dado que se ha considerado que la corriente es constante con la profundidad, el cálculo de la fuerza estática (F_{cs}) que ésta ejerce sobre el cilindro puede obtenerse directamente:

$$F_{cs} = \frac{1}{2}\rho A C_D v^2 = \frac{1}{2}\cdot 1025\cdot(100\cdot 8.38)\cdot 0.6\cdot 1^2 = 258KN$$

2. <u>Situación de acción conjunta con oleaje</u>: el efecto de la corriente alineada con el oleaje se tendrá en cuenta para el cómputo de la amplitud máxima de las velocidades de las partículas en la ola de diseño, por efectos de cambio en el período aparente en relación al período que vería un observador que se mueva con la corriente (efecto Doppler). Ese cambio a su vez tendrá influencia en la fuerza de Morison sobre la estructura, que se estudia en la sección 3.6.1.

3.4 FUERZAS DEBIDAS A OLEAJE

El oleaje supone la componente más compleja de todas las solicitaciones marinas sobre una estructura de este tipo.

Para poder abordar un problema tan complejo como es el de las fuerzas que ejerce un temporal sobre una estructura oscilante (no estática), sería necesario realizar un análisis iterativo donde la velocidad y aceleración de la estructura dependerían de las fuerzas ejercidas sobre la misma y las propias fuerzas dependen de la velocidad, aceleración y frecuencia relativas entre el oleaje que le llega a la estructura y la oscilación de la misma.

Por esa razón, la principal hipótesis que se ha realizado para poder calcular las solicitaciones dinámicas del oleaje de cálculo sobre la boya es la siguiente:

- Para el cálculo de las fuerzas del oleaje (y corriente) sobre la estructura, se considerará que la velocidad y aceleración de la oscilación de la *spar* no influyen en el cómputo de las fuerzas. Por tanto, se calcularán las fuerzas dinámicas del oleaje como si la estructura estuviese fija en una posición durante todo el impacto de la ola de cálculo.

Además, una ola irregular como la de cálculo de esta estructura, ejerce dos clases de solicitaciones sobre una estructura:

1. Las fuerzas de alta frecuencia son las debidas al propio oleaje, a la energía cinética del fluido movido a altas velocidades desde la cresta hasta el seno de la ola.
2. Las fuerzas de baja frecuencia, conocidas como fuerzas de deriva (*wave drift forces*), son las debidas a la oscilación de onda larga que lleva asociada una ola de este tipo. Se trata de fuerzas de segundo orden y, en este estudio, no serán consideradas.

3.4.1 Elección de procedimiento de cálculo

Para calcular las fuerzas sobre una estructura marítima, primero ha de hacerse la distinción entre estructura grande y estructura pequeña. La determinación de uno u

otro tipo llevará asociado un procedimiento diferente para la obtención de las fuerzas del oleaje.

La distinción lleva implícita la importancia de los efectos relativos de difracción, inercia y arrastre. Normalmente suele aceptarse que una estructura puede considerarse grande si el factor $\frac{\pi D}{L}$ es mayor que 0.5[3], siendo D una dimensión significativa de la estructura en el plano de la ola (en un cilindro el diámetro) y L la longitud de onda de la ola de cálculo.

En nuestro caso:

$D = 8.3m$ y $L = 409m$; luego $\frac{\pi D}{L} = 0.06$. Podemos considerar que es una estructura pequeña.

Además, Chakrabarty ofrece un ábaco de clasificación de los tipos de estructuras en función de las fuerzas más importantes que actúan sobre ellas debidas al oleaje (Figura 40):

[3] Chakrabarty, 2005

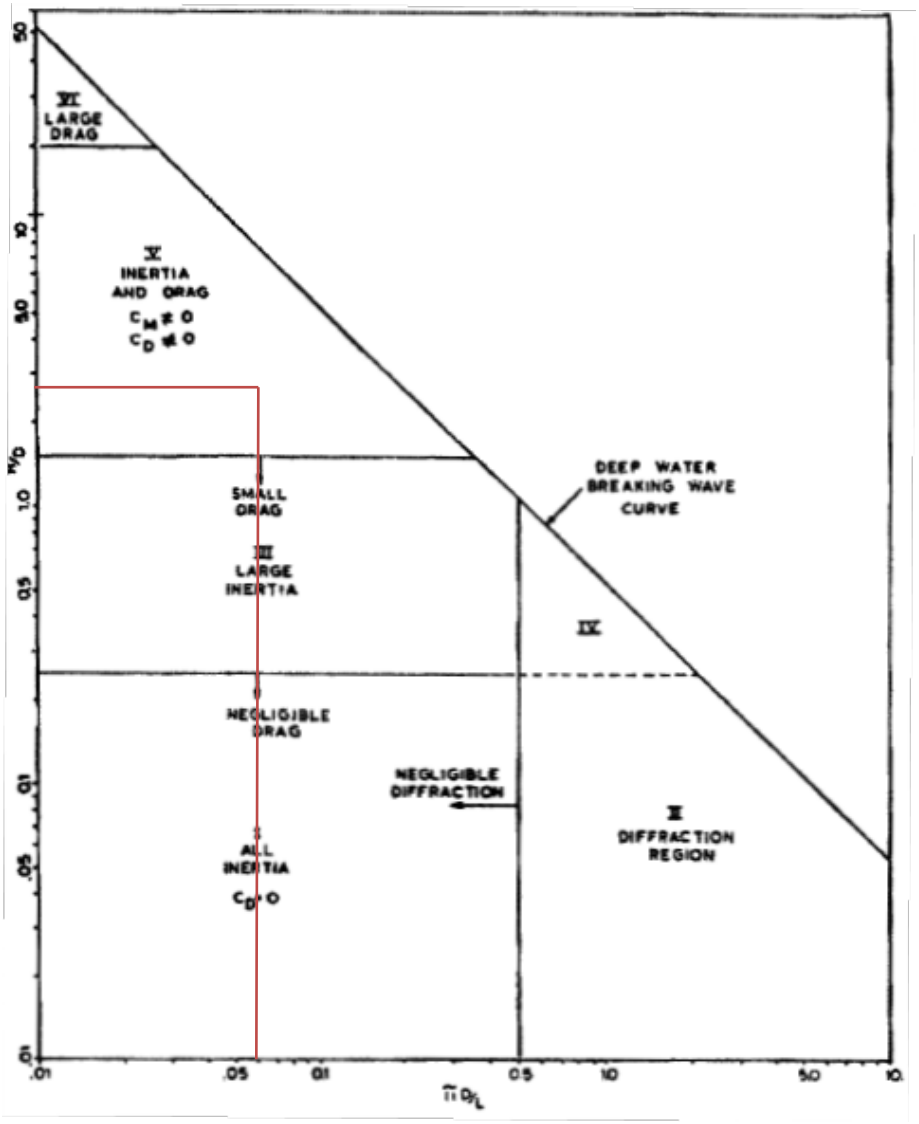


Figura 40. Límites de aplicación entre estructuras pequeñas y grandes (Chakrabarty, 2005). En rojo, el caso que concierne a este estudio, que cae en la región V (inercia y arrastre).

La Figura 40 propone una clasificación según el parámetro de difracción $\frac{\pi D}{L}$, enfrentándolo al factor adimensional H/D, equivalente al número de Keulegan-Carpenter[4].

En nuestro caso, estos factores son, respectivamente:

- $\frac{\pi D}{L} = 0.06$
- $H/D = 21.2/8.3 = 2.55$

Lo que, introducido en la Figura 40, se traduce en una situación donde son importantes las contribuciones de arrastre (*drag*) e inercia (*inertia*) (región V); pero pueden despreciarse las de difracción.

A continuación, en el texto de Chakrabarty (2005), se indica que para situaciones de la región V, se deberá usar la ecuación de Morison para el cálculo de las fuerzas de oleaje, considerando los términos tanto de arrastre como de inercia.

La complejidad dese debe a que el flujo debido al oleaje no es estacionario sino que describe –siguiendo la teoría lineal de ondas– un movimiento armónico simple, por lo que el flujo alrededor del cilindro será más complejo que el flujo estacionario. De manera simplificada, se podría decir que el flujo oscilatorio a lo largo de un período completo cambiará la zona de bajas presiones (*wake*) inmediatamente aguas abajo del cilindro a la zona de aguas arriba con una frecuencia de una vez cada medio período. Por ello, la fuerza que ejerce la ola sobre el cilindro cambiará su sentido también cada medio período.

Para tener en cuenta ese efecto, se combinan los efectos de la velocidad de las partículas del fluido y su aceleración en la expresión conocida comúnmente como la ecuación de Morison.

---

[4] $KC = \frac{u_0 T}{D}$. En el apartado 3.6 se explica su aplicación con más detalle.

3.4.2 Fórmula de Morison

Es una expresión empírica que relaciona las fuerzas que ejerce un fluido en movimiento sobre un cuerpo estático (o viceversa: el problema es dinámicamente equivalente a un cuerpo moviéndose en un fluido en reposo, excepto en la inercia del cuerpo; también puede adaptarse para situaciones en los que tanto el cuerpo como el fluido están en movimiento[5]), utilizando los coeficientes adimensionales C_D y C_M que dependen de las características del flujo (principalmente los números de Reynolds y Keulegan-Carpenter) y de la forma de la estructura (en este caso un cilindro):

$$f = \frac{1}{2}\rho C_D D|u|u + \rho C_M \frac{\pi D}{4}\dot{u}$$

Donde:

- f es la fuerza de Morison por unidad de altura del cilindro (N/m)
- ρ es la densidad del fluido (1025 Kg/m^3)
- C_D y C_M son los coeficientes adimensionales de arrastre e inercia, obtenidos mediante ensayos o simulaciones y distribuidos en gráficas o tabulados.
- D es el diámetro del cilindro (m)
- *u* es la velocidad de las partículas de fluido en la ola, expresado como función de tres variables: u(x,z,t) (siendo x=0 justo en el borde del cilindro, z la profundidad y t el tiempo).
- $\dot{u}$ equivale a la aceleración de las partículas, luego $\dot{u} = \frac{\partial u}{\partial t}$

3.5 CÁLCULO DE FUERZAS DEBIDAS A VIENTO

Del mismo modo que las cargas de corrientes y oleajes, las cargas debidas al viento se modelan utilizando una forma de la fórmula empírica de Morison, en este caso

---

[5] $f = m(\ddot{u} - \ddot{x}) + C_A \rho \frac{\pi}{4} D^2 (\ddot{u} - \ddot{x}) + \frac{1}{2} C_D \rho D |\dot{u} - \dot{x}| (\dot{u} - \dot{x})$ (Chakrabarty, 2005). Las letras u y x hacen referencia al fluido y al cilindro, respectivamente, siendo la primera derivada con respecto al tiempo la velocidad y la segunda la aceleración. Así, las fuerzas de Morison aquí dependen de las velocidades y aceleraciones relativas entre el fluido y el cuerpo en movimiento.

suponiendo despreciables las cargas inerciales. Así, se llega a lo que en dinámica general de fluidos se conoce como la fórmula de arrastre:

$$F_{arrastre} = F_{viento} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{aire} \cdot v^2 \cdot C_D \cdot A$$

Donde:

- F es la fuerza generada por el empuje del fluido, en este caso aire.
- ρ_{aire} es la densidad del aire, tomada como 1.15 kg/m^3.
- v es la velocidad del viento, en m/s.
- C_D es el coeficiente de arrastre del cuerpo en cuestión, función de su forma.
- A es el área expuesta perpendicular a la dirección del flujo, en m^2.

Al igual que en el caso de oleaje, el efecto del viento en la oscilación de una estructura flotante puede estar deberse con el arrastre que producen vientos fuertes, con oscilaciones de alta frecuencia, y también puede ser debido a los vientos relativos a la zona de bajas frecuencias del espectro, ya que el espectro de viento contiene mucha energía en las bajas frecuencias. No obstante, en este estudio se considerarán únicamente las fuerzas constantes producidas por una corriente de aire estacionaria.

También es importante tener en cuenta que la velocidad del viento varía notablemente con la altura. Por ello, el dato tomado desde la boya (el dato que se da es el de la velocidad a 10 metros sobre el nivel del mar) hay que adaptarlo para según qué componente del aerogenerador se vaya a considerar.

La variación de la velocidad del viento viene dada por la llamada Ley Exponencial de Hellman:

$v(z) = v_{ref}\left(\frac{z}{z_{ref}}\right)^{\alpha}$; Donde α es un coeficiente que depende de las condiciones físicas del terreno, y que toma un valor α=0.14 para regímenes medios y α=0.11 para extremales en instalaciones *offshore*[6].

El caso del viento es en cierto modo especial, sobre todo si tenemos en cuenta las características del aerogenerador montado sobre la *spar*. Este aerogenerador se podría dividir en dos partes, en función de cómo le afecta el impacto del viento durante un temporal.

3.5.1 Sobre la torre del aerogenerador

La primera parte sería la torre o el fuste. En este caso, NREL da los datos de los diámetros de la torre: 6 metros en la base y 3.87 metros en la punta, donde se une a la góndola. Es lógico suponer una variación lineal del diámetro con la altura. NREL cifra el coeficiente de arrastre de la torre (C_D) en 0.5[7].

Tabla 4. Cálculo de las fuerzas de viento sobre la torre del aerogenerador, para v(10m)= 27/s.

z (m)	v (m/s)*	D (m)	F (N)	∑F (KN)
15	28.2	6.00	3437	**134**
20	29.1	5.88	7179	
25	29.9	5.76	7388	
30	30.5	5.65	7533	
35	31.0	5.53	7629	
40	31.4	5.41	7689	
45	31.9	5.29	7718	
50	32.2	5.17	7722	

[6] Estándar para estructuras offshore IEC 61400-3.
[7] Esta hipótesis es válida si el flujo de aire considerado es totalmente turbulento.
Con velocidades mayores a 2 m/s, el número de Reynolds correspondiente a ese flujo actuando sobre un cilindro de 8.3 metros de diámetro mayor que 10^6; luego es una suposición válida.

z (m)	v (m/s)*	D (m)	F (N)	∑F (KN)
55	32.6	5.05	7705	
60	32.9	4.94	7670	
65	33.2	4.82	7619	
70	33.4	4.70	7554	
75	33.7	4.58	7477	
80	33.9	4.46	7388	
85	34.2	4.34	7288	
90	34.4	4.23	7180	
95	34.6	4.11	7062	
100	34.8	3.99	6936	
105	35.0	3.87	3402	

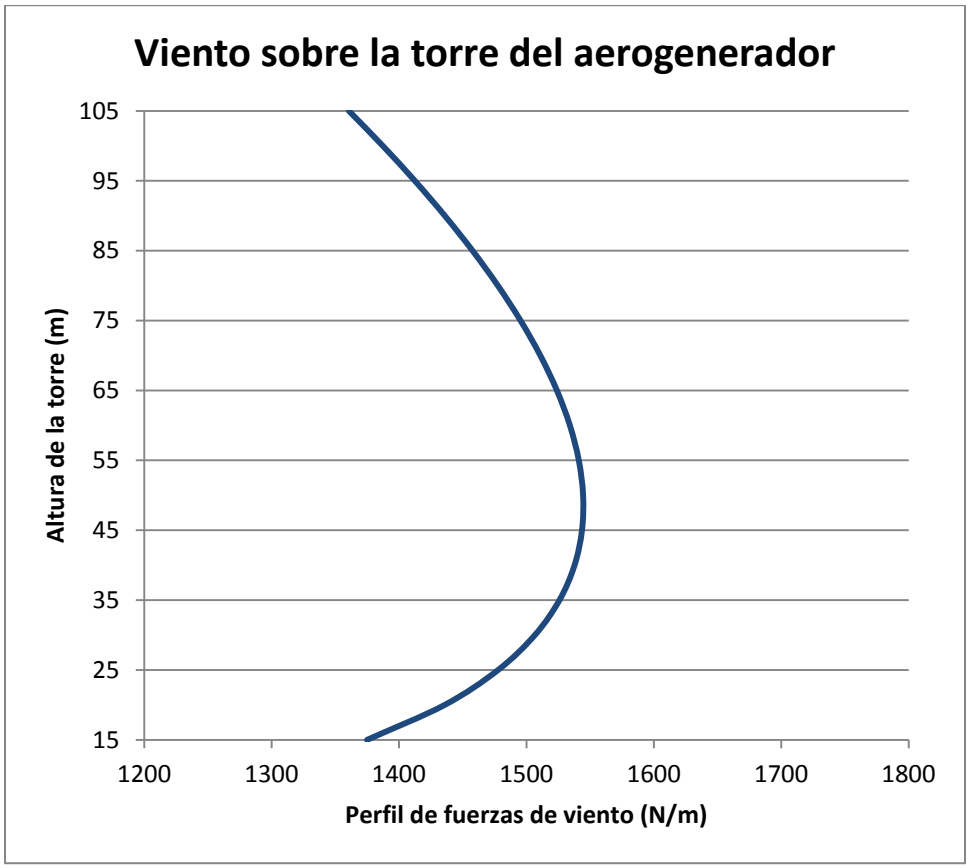


Figura 41. Distribución de la carga de viento sobre la torre, en N por metro de altura.

3.5.2 Sobre el conjunto de aspas y rotor

La segunda parte del aerogenerador es el rotor y las palas. El cálculo de las fuerzas del viento sobre el conjunto del rotor no es un problema de resolución trivial. Requiere conocimientos de aerodinámica y normalmente ensayos a escala o modelación numérica. Por suerte, el fabricante (NREL) facilita un gráfico con los valores de las fuerzas en función de la velocidad del viento, que se muestra en la Figura 42.

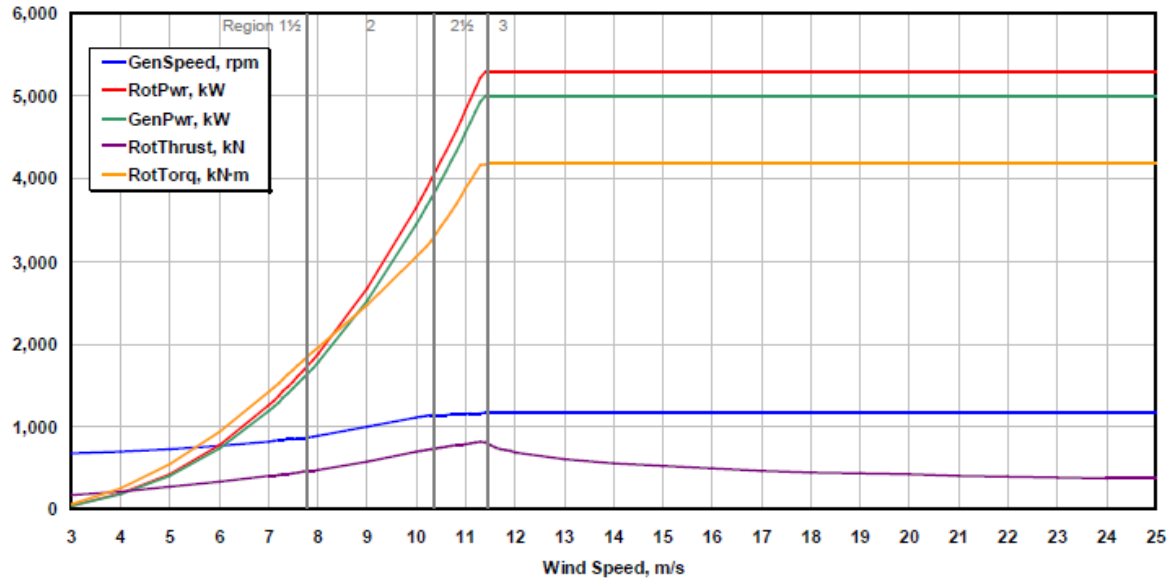


Figura 42. Respuestas estacionarias en función de la velocidad del viento. Jonkman et al. para NREL 2009.

La línea morada indica la fuerza de arrastre del viento en KN. Así, se puede observar que la función tiene un máximo para una velocidad de viento de 11.4 m/s que, efectivamente, es la velocidad nominal para la cual el aerogenerador alcanza su potencia nominal de 5MW.

Conforme la velocidad del viento aumenta a partir de la velocidad nominal (11.4 m/s), el rotor va adaptando el ángulo de ataque del viento a las palas manteniendo constante la potencia generada a costa de perder eficiencia. Cuando el viento alcanza la velocidad de corte (*cut-out speed*) de 25 m/s, el aerogenerador se para automáticamente y el rotor ajusta el ángulo de ataque sobre las palas en el plano paralelo al del flujo, de manera que el arrastre del viento sobre el rotor y las palas se minimiza.

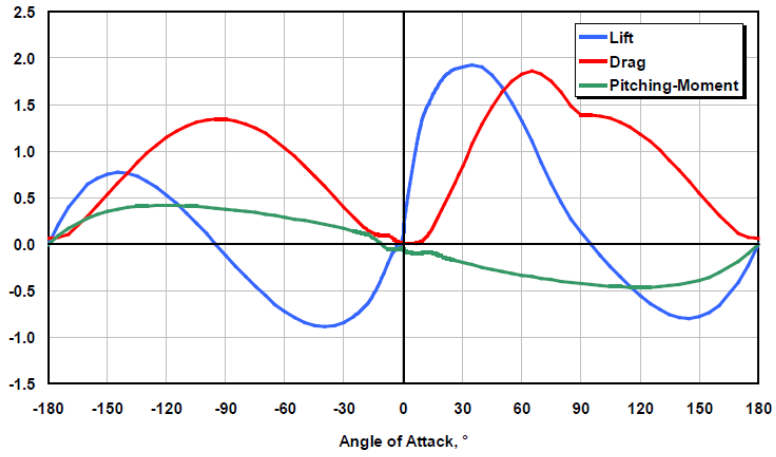


Figura 43. Coeficientes corregidos de la pala DU40 de NREL, según el ángulo de ataque respecto al plano de giro.

En la Figura 43 se muestran los coeficientes de arrastre que el fabricante facilita en función del ángulo de ataque con respecto al plano de giro de las palas. Puede comprobarse que, efectivamente, para un ángulo de ataque de 0 grados, el CD del rotor pasa a ser 0 (teóricamente no ofrece resistencia al paso del flujo de aire). De esa manera, podría despreciarse el empuje del viento sobre el conjunto del rotor para las velocidades que se dan en el temporal de cálculo que estamos considerando para la situación extrema.

Asimismo, se considerarán despreciables las cargas sobre la góndola, ya que supone un área pequeña en relación al área expuesta de cualquiera de los demás elementos. Además, su forma aerodinámica implica que su C_D es pequeño (menor que el de la torre). En otros casos de estudio que implicasen cálculos de momento provocado por el viento, la fuerza sobre la góndola, aunque pequeña, generaría un gran momento debido al brazo del momento con respecto a la base del aerogenerador; no obstante, ese cálculo escapa de los objetivos de este estudio.

3.5.3 Sobre el francobordo de la plataforma

Finalmente, hay que considerar también las fuerzas de arrastre generadas por el viento chocando con el francobordo de la *spar*, cuyo valor se ha justificado anteriormente como 15.2 metros.

Siguiendo el mismo procedimiento que con la torre del aerogenerador (Tabla 5), y suponiendo un coeficiente de arrastre al viento C_D= 0.5 (el mismo que para el cilindro del aerogenerador), se obtiene el siguiente perfil de la distribución de cargas (Figura 44), lo que supone una fuerza de 23 KN adicionales (supuesta estacionaria).

Tabla 5. Cálculo de las cargas del viento sobre el francobordo. (v(10)= 27 m/s).

Altura	v (m/s)	f (N/m)	∑F (KN)
0	0	0	**23**
1	20.96	1048	
2	22.62	1221	
3	23.65	1335	
4	24.41	1422	
5	25.02	1494	
6	25.52	1555	
7	25.96	1608	
8	26.35	1656	
9	26.69	1700	
10	27.00	1740	
11	27.28	1776	
12	27.55	1811	
13	27.79	1843	
14	28.02	1873	
15	28.23	1331	

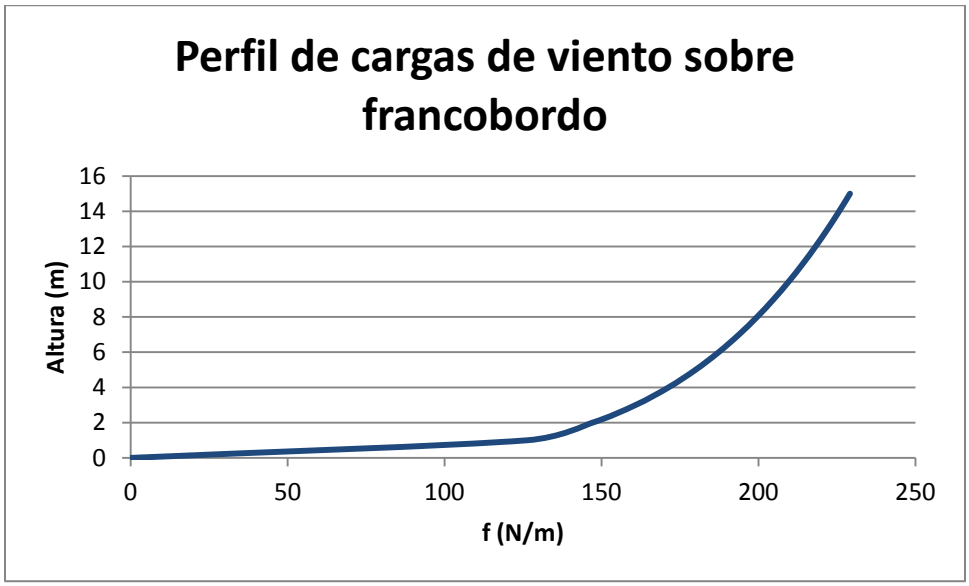


Figura 44. Perfil de las cargas por viento sobre el francobordo (v(10)=27 m/s).

De los resultados mostrados en la Tabla 4 y Tabla 5 se observa que las fuerzas estacionarias debidas al viento (F_{vs}) que actúan sobre el conjunto de la estructura son:

- $F_{vs} = F_{torre} + F_F = 134 + 23 = 157 KN$

3.6 CÁLCULO DE FUERZAS DEBIDAS A OLEAJE Y CORRIENTE

Para tener en cuenta los efectos de una corriente en el momento en el que la ola alcanza la estructura, la velocidad de las partículas en la ola se verá modificada. En el caso de que ambos fenómenos estén alineados –como en el caso considerado–, las magnitudes de ambas se suman.

De esa manera, se modifica la ecuación de Morison de la siguiente manera:

$$f = \frac{1}{2}\rho C_D D|u+U|(u+U) + \rho C_M \frac{\pi D}{4}\dot{u}$$

La metodología que recomienda API (American Petroleum Institute) se basa en una metodología de diseño, utilizando la ola de diseño como representativa de oleaje extremal esperable en un estado de mar aleatorio.

A partir de esa ola, se calculan, utilizando la teoría lineal de ondas, las características cinemáticas del estado de mar bajo el que va a estar sometida la plataforma.

3.6.1 Obtención de los parámetros cinemáticos del oleaje

Usando la teoría lineal, y tomando como x=0 la posición del borde de la plataforma,

$H_{\max} = 21.2m$; $T_p = 15.6s$; $h = 200m$

$\omega = 0.403 rad/s$

Para poder aplicar la relación de dispersión, normalmente representada por:

$$L = L_0 \tanh(kh)$$

Hay que tener en cuenta el fenómeno de interacción entre corrientes y oleaje, que provoca un cambio en el período aparente de la ola debido al movimiento de las partículas de agua por la corriente. Si la corriente se mueve en sentido favorable a la ola, el período que vería un observador moviéndose con la corriente se alarga (al contrario si la corriente se opone). Ese cambio de período viene dado por la relación entre frecuencias dada por el efecto Doppler:

$$\omega = \omega_A + kU$$

Donde:

- k es el número de onda.
- ω_A es la frecuencia angular que viene dada por el período aparente que vería un observador que se mueve con la corriente.
- ω es la frecuencia angular obtenida con los datos medidos desde una boya (observador estático).

Aplicando esa corrección, la relación de dispersión puede escribirse como:

$$(\omega - Uk)^2 = gk \tanh(kh)$$

De donde podemos obtener las características de la ola:

$k = 0.01537m^{-1}$; $L = 408.9m$

El potencial de velocidades es:

$$\phi(x,z,t)=-Ux+A\ \cosh(k(z+h))\cos(kx-\omega t); \qquad A=\frac{gH}{2(\omega-Uk)\cosh(kh)}$$

Y la elevación del nivel del agua es una función sinusoidal dada por:

$$\eta=\frac{H}{2}\sin(kx-\omega t)$$

La velocidad de las partículas está definida por:

$$u(x,z,t)=-\frac{\partial\phi}{\partial x}=U+Ak\cosh(k(z+h))\sin(kx-\omega t);\ A=\frac{gH}{2(\omega-Uk)\cosh(kh)}$$

Que en el caso específico de x=0 (nos interesa el comportamiento del oleaje en el punto de contacto con la plataforma):

$$u(0,z,t)=U-Ak\cosh(k(z+h))\sin(\omega t)$$

$$\dot{u}(0,z,t)=\frac{\partial u}{\partial t}=-Ak\omega\cosh(k(z+h))\cos(\omega t)$$

El procedimiento recogido por API indica que necesario aplicar a estas expresiones un factor de reducción cinemático FS, que puede calcularse utilizando la siguiente expresión:

$$F_S=\sqrt{\frac{\sigma_u^2}{\sigma_u^2+\sigma_v^2}} \qquad \text{(Tucker, 1996)}$$

Donde σ_u y σ_v son las medias cuadráticas de las velocidades horizontales V_x y V_y, respectivamente. En el caso de un mar con oleaje direccional, son los componentes de la velocidad alineados con la dirección principal del oleaje y con la perpendicular, respectivamente.

Suponiendo $V_{yrms} = 0.5\ V_{xrms}$ (oleaje direccional),

$$F_S = \sqrt{\frac{1}{1+0.25}} = 0.89$$

Aplicando el factor cinemático, las funciones de velocidad y aceleración de las partículas quedarían:

$$u(0,z,t) = U - F_S Ak\cosh(k(z+h))\sin(\omega t); \quad \dot{u}(0,z,t) = -F_S Ak\omega\cosh(k(z+h))\cos(\omega t)$$

O, hechos los cálculos apropiados:

$$u(0,z,t) = 1 - 0.3414\cosh(0.0154(z+200))\sin(0.403t)$$

$$\dot{u}(0,z,t) = -0.1375\cosh(0.0154(z+200))\cos(0.403t)$$

De modo que las máximas velocidades serán:

- Máxima velocidad positiva en superficie (en cresta, sin(ωt)=-1):
  $u(0,0,{}^{3T}\!/_{4}) = 4.70\,m/s$
- Máxima velocidad positiva en el fondo de la boya (en cresta):
  $u(0,-100,{}^{3T}\!/_{4}) = 1.83\,m/s$
- Máxima velocidad negativa en superficie (en seno, sin(ωt)=1):
  $u(0,0,{}^{T}\!/_{4}) = -2.70\,m/s$

3.6.2 Obtención de los coeficientes C_D y C_M

Una vez obtenidas las características del fenómeno de oleaje y corriente, es necesario obtener los coeficientes experimentales CD y CM de la fórmula de Morison. Para ello, Chakrabarty facilita unos gráficos donde pueden hallarse en función principalmente de la rugosidad del cilindro (e) y del número de Keulegan-Carpenter.

El procedimiento es el siguiente:

El diámetro D del cilindro deberá corregirse por posible crecimiento de fauna y flora marina. Se recomienda un valor de crecimiento de K= 3.81 cm (API: 1.5 pulgadas).

$D_{correg} = D + 2K = 8.38m$; Rugosidad relativa $e = K/D = 0.0045$

Número de Reynolds para el flujo combinado (oleaje + corrientes):

$\mathrm{Re} = \frac{u_{\max}^{+} D}{\nu} = 3.03 \cdot 10^{7}$ (postcrítico).

Para calcular el número de Keulegan-Carpenter se utiliza la máxima velocidad oscilatoria del flujo (sin tener en cuenta la velocidad de la corriente): $u_w = u - 1$

Una vez se obtiene el número de Keulegan-Carpenter, es necesario corregirlo según la importancia relativa de la corriente con respecto a la velocidad oscilatoria de las partículas del fluido, de la siguiente manera:

$$KC^* = \frac{u_0 T}{D}; \quad KC = Cr \cdot KC^*;$$

Siendo KC el número de Keulegan-Carpenter corregido y KC* el obtenido inicialmente.

Donde el factor de corrección C_r se obtiene como:

$$C_r = (1 + r) 2 \frac{\theta_*}{\pi}$$

$$\theta_* = \frac{\pi}{2} - \arctan \frac{-r}{\sqrt{1-r^2}}$$

$$r = \frac{U}{u_w + U}$$

O mediante la Tabla 6:

Tabla 6. Factor de corrección Cr para diferentes importancias relativas de la corriente 'r'. Chakrabarty 2005.

r	θ_* rad	θ_* Grados	C_r
0.00	1.5708	90.00	1.00
0.05	1.6208	92.87	1.08
0.10	1.6710	95.74	1.17
0.15	1.7214	98.63	1.26
0.20	1.7722	101.54	1.35
0.25	1.8235	104.48	1.45
0.30	1.8755	107.46	1.55
0.35	1.9284	110.49	1.66
0.40	1.9823	113.58	1.77

Finalmente se obtiene:

- En la superficie: $KC_{surface} = 9.2$

- En el fondo de la boya (profundidad 100m): $KC_{bottom} = 3.2$

Una vez que se conocen los valores de la rugosidad relativa, el número de Reynolds y los de Keulegan-Carpenter, API facilita ábacos para encontrar los coeficientes C_D y C_M para la fórmula de Morison.

Primero se halla C_{DS}, que es el coeficiente de arrastre de la situación de flujo estacionario (Figura 45): $C_{DS} = 1.01$.

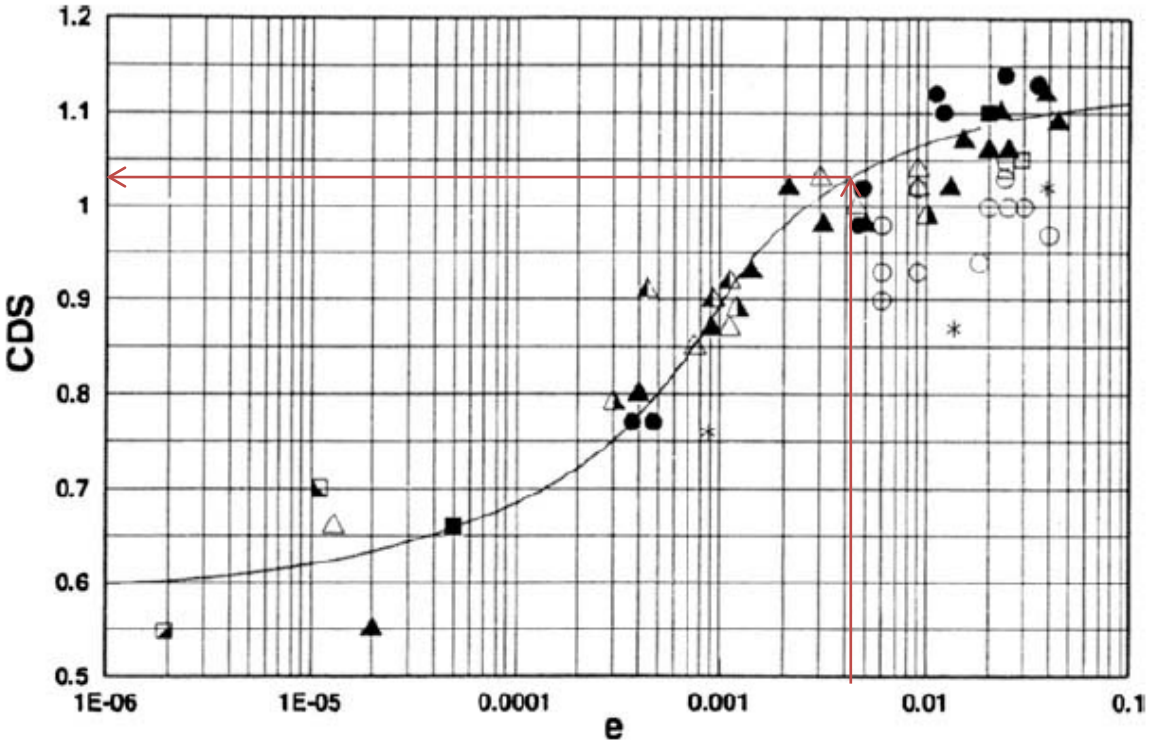


Figura 45. Ábaco para obtener C_{DS} conociendo la rugosidad relativa e. API 2000.

Más adelante se utiliza el gráfico que corresponda de la Figura 46: se utilizará uno u otro en función del valor del número de Keulegan-Carpenter. En este caso, utilizaremos el (b), ya que el KC que hemos obtenido corresponde a esa gráfica

(KC<12). En la Figura 47 se muestra la adaptación del gráfico utilizada para obtener el valor automáticamente mediante interpolación lineal.

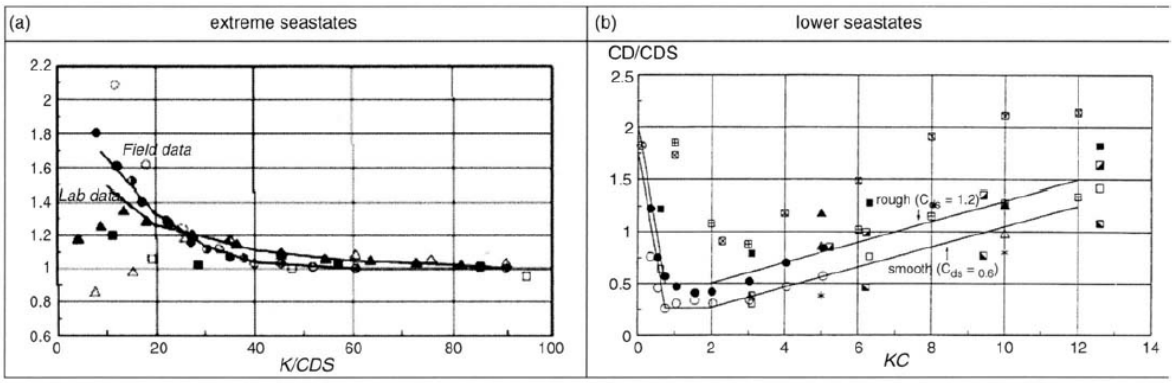


Figura 46. Ábacos para obtener C_D a partir de KC/C_{DS}. API 2000.

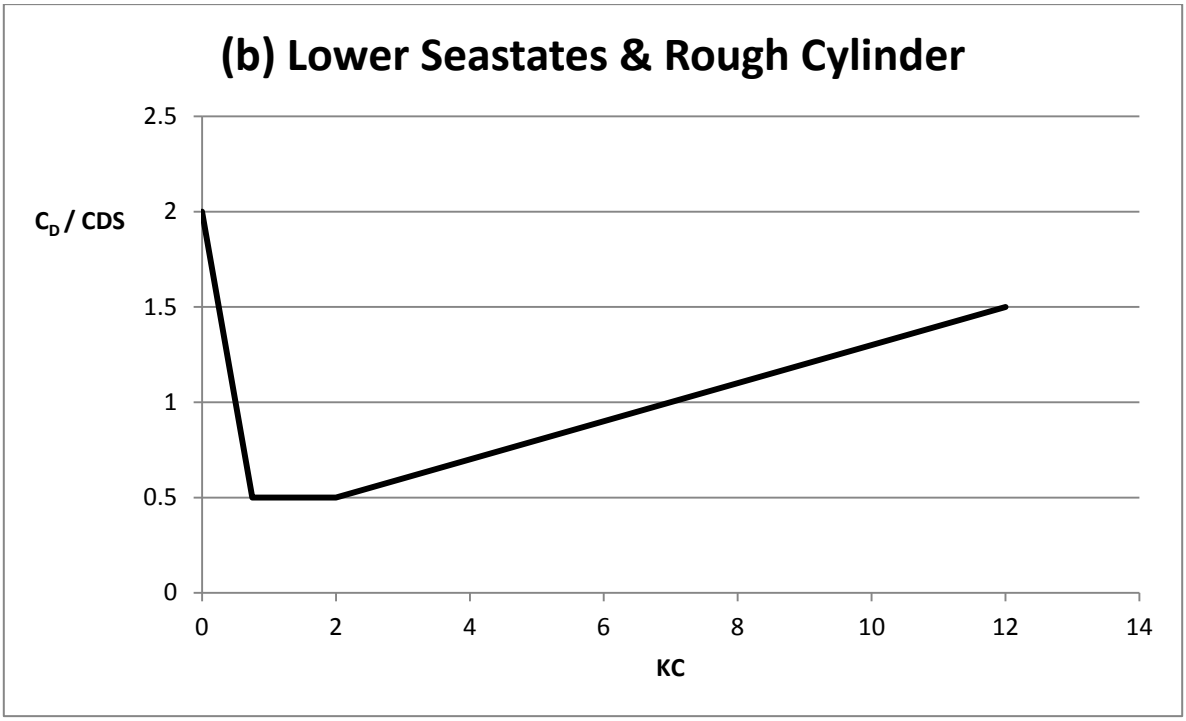


Figura 47. Adaptación del gráfico de API para obtener C_D a partir de KC.

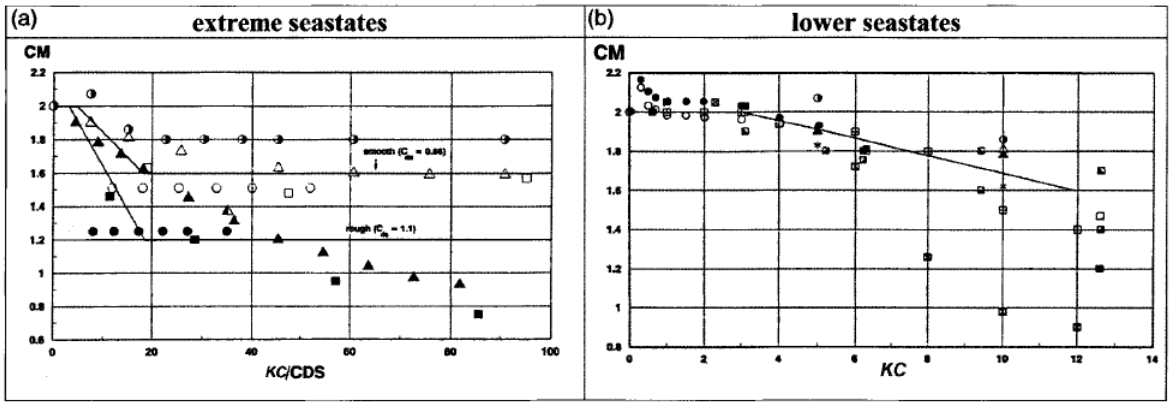


Figura 48. Ábacos para obtener el coeficiente de inercia C_M en función de KC o KC/C_{DS}. API 2000.

La misma metodología se utiliza para obtener el coeficiente C_M de la ecuación de Morison. En la Figura 48 se muestran dos ábacos (de nuevo para regímenes medios y extremales) para obtener C_M en función de KC o KC/C_{DS}, donde se condensan los datos experimentales que API ha ido obteniendo a lo largo de los años.

Utilizando todos los gráficos y ábacos mencionados, se obtienen los siguientes valores de los coeficientes (Tabla 7):

Tabla 7. Resumen de los coeficientes de arrastre (C_D) e inercia (C_M) obtenidos con la metodología de API.

C_D				C_M			
Superficie		Base de la spar		Superficie		Base de la spar	
$C_{D\ surface}$	1.22	$C_{D\ bottom}$	0.62	$C_{M\ surface}$	1.67	$C_{M\ bottom}$	1.99

Una vez obtenidos los valores en los puntos límite (en la superficie y en la base de la boya), se supondrá una variación lineal de los coeficientes a lo largo de la boya:

- $C_D(z) = 1.22 - \frac{0.62 - 1.22}{100} \cdot z$; $\qquad -100 \le z \le 0$
- $C_M(z) = 1.67 - \frac{1.99 - 1.67}{100} \cdot z$

3.6.3 Cálculo de la fuerza total sobre el cilindro durante un período

Ahora que se conocen todos los elementos necesarios, se plantea la ecuación de Morison:

$$f(0,z,t) = \frac{1}{2}\rho \cdot C_D(z) \cdot D \cdot u(0,z,t) \cdot |u(0,z,t)| + \rho \cdot C_M(z) \cdot \frac{\pi D^2}{4} \cdot \dot{u}(0,z,t)$$

Siendo f(0,z,t) la fuerza aplicada sobre una rebanada infinitesimal del cilindro, de altura 'dz'.

Para obtener la variación de las fuerzas sobre todo el cilindro, F(t), se integra la función f(0,z,t) sobre la variable 'z' desde el punto más bajo de la boya (z=-100 hasta el punto más alto de la ola (z=0+η):

$$F(t) = \int_{-100}^{0+\eta} f(z,t)dz$$

Esta integración se ha realizado numéricamente, calculando el valor de la función f para todos los valores enteros de z, y tomando el valor obtenido como representativo de la fuerza sobre un cilindro de altura 1m, para posteriormente sumar todas las fuerzas obtenidas para cada rebanada.

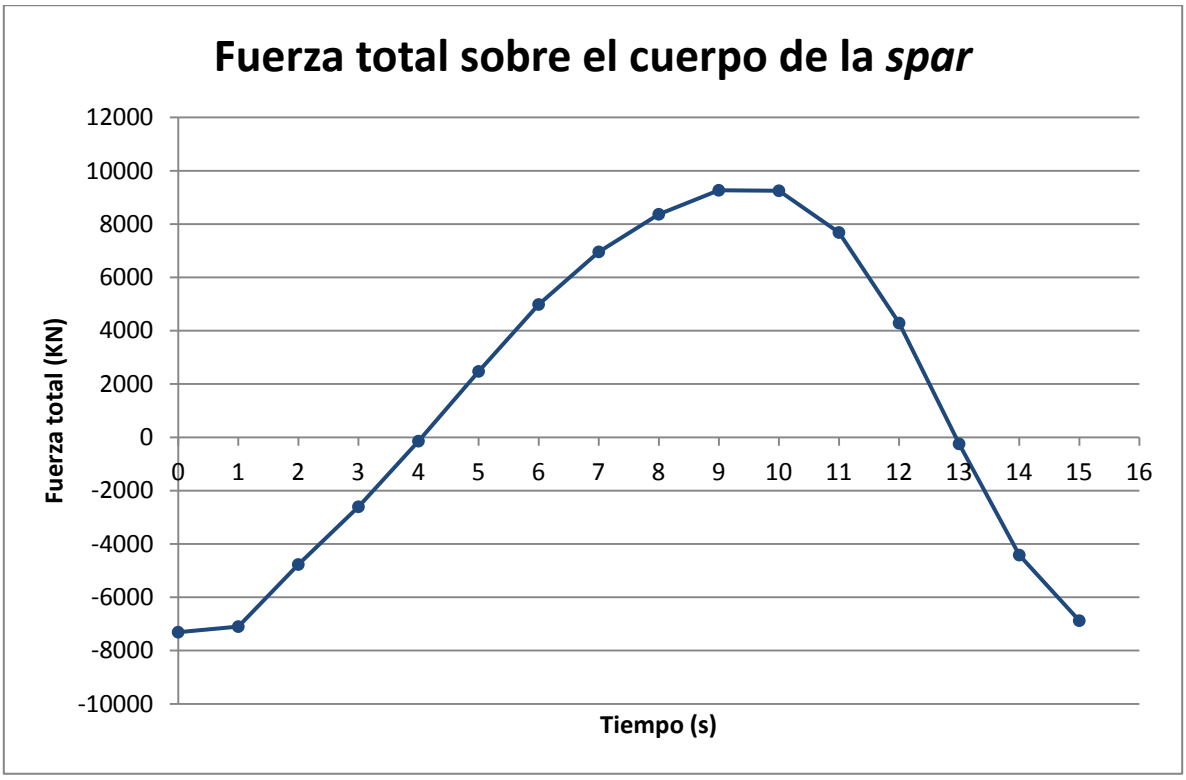


Figura 49. Fuerzas totales ejercidas por la combinación de oleaje y corrientes a lo largo de un período de oleaje.

4 MOVIMIENTOS HORIZONTALES DE LA PLATAFORMA

4.1 ECUACIÓN DEL MOVIMIENTO

Para conocer cómo se comporta un objeto flotante bajo la acción de ciertas fuerzas, se plantea la Segunda Ley de Newton:

$$\sum F = m \cdot \ddot{x}$$

Es decir: la fuerza neta actuante sobre un sistema produce una aceleración proporcional a la masa del mismo ($\ddot{x}$ es la notación normalmente utilizada en este campo para denotar la segunda derivada parcial con respecto al tiempo de la variable 'x', siendo ésta la posición del cuerpo flotante).

Un sistema flotante puede estudiarse con la Segunda Ley de Newton aplicando ciertos grados de simplificación, en función de cómo se simplifique el efecto del sistema de fondeo y qué amortiguación(es) se considere(n). En el caso que concierne a este estudio, se considerarán simplificaciones para sistemas unidimensionales.

A continuación se explican brevemente las características de algunos de ellos, resumiendo las reseñas que se hacen de los mismos en *Handbook of Offshore Engineering* (Chakrabarty 2005).

4.1.1 Sistema con resorte elástico sin amortiguación

Se considera un sistema de masa m con un muelle de constante k sometido a una fuerza cíclica ($F_0\sin(\omega t)$). No hay amortiguación interna ni externa que actúe sobre el sistema. Este sistema, esquematizado en la Figura 50, experimentará una fuerza debida al efecto del muelle y una inercia debida al movimiento oscilatorio de la masa que, juntas, compensarán el efecto de la carga externa.

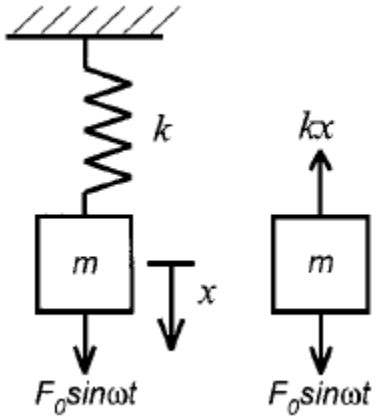


Figura 50. Esquema de funcionamiento de un sistema con resorte sin amortiguación bajo la acción de cargas cíclicas. Chakrabarty, 2005.

La ecuación que describe el movimiento de este sistema es:

$$m\ddot{x} + kx = F_0 \cos \omega t$$

La frecuencia natural de este sistema depende de la masa y de la constante k:

$$\omega_n = \sqrt{\frac{k}{m}}$$

Y su oscilación estará en fase con la fuerza externa y tendrá una amplitud máxima:

$$X = \frac{F_0 \omega_n^{\ 2}}{k(\omega_n^{\ 2} - \omega^2)}$$

De esa expresión se deduce claramente que la amplitud se "dispara" si la frecuencia de excitación se acerca a la frecuencia natural del sistema. Por eso, los sistemas offshore suelen diseñarse de manera que su frecuencia de resonancia esté lejos de las frecuencias de los fenómenos naturales que los vayan a solicitar.

No obstante, en la realidad no existen sistemas oscilatorios sin amortiguación. Por eso, tratará de representarse el comportamiento de la plataforma con modelos más completos.

4.1.2 Sistema con resorte elástico y amortiguación lineal

Este sistema surge de añadir al anterior una amortiguación. Normalmente, en estructuras flotantes offshore, esta amortiguación está provocada por las fuerzas viscosas del agua sobre la estructura en movimiento. Por eso, se añade un término que se llama amortiguación viscosa, que se define proporcional a la velocidad de la estructura:

$$F_{viscosa} = c \cdot \dot{x}$$

Donde a *c* se le da el nombre de coeficiente de amortiguación lineal.

La ecuación que describe un sistema de este tipo:

$$m\ddot{x} + c\dot{x} + kx = F_0 \cos \omega t$$

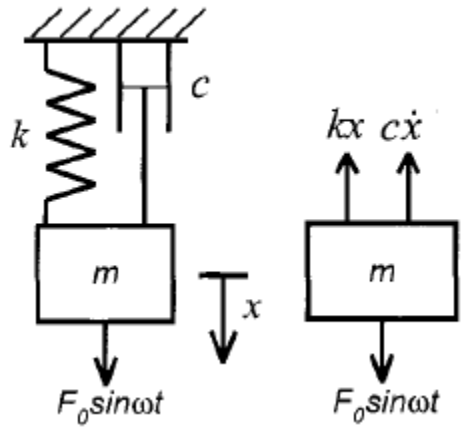


Figura 51. Sistema con resorte elástico y amortiguación lineal. Chakrabarty, 2005.

Si se plantea la oscilación libre de este sistema, el término de la derecha de la ecuación (fuerza externa) no existe. La resolución analítica de una ecuación cuadrática de ese tipo da dos soluciones para c. No obstante, cuando ambas soluciones coinciden, se obtiene el llamado coeficiente de amortiguación crítico:

$$c_c = 2\sqrt{k \cdot m}$$

Y, a partir de él, se define el factor de amortiguación, que se usa normalmente para cuantificar la amortiguación de un sistema:

$$\zeta = \frac{c}{c_c}$$

Si $\zeta \geq 1$, el sistema tiene tanta amortiguación que no describirá un movimiento oscilatorio, sino que tiende directamente a su posición de equilibrio. Si $\zeta < 1$, el sistema oscilará alrededor de su posición de equilibrio con amplitudes cada vez más pequeñas.

El movimiento de un sistema de este tipo se define como:

$$x = X \exp(-\zeta\omega_n t)\sin\left(\sqrt{1-\zeta^2}\,\omega_n t + \beta\right)$$

Donde se desconocen la amplitud *X* y el desfase *β.*

Y, en un sistema con $\zeta < 1$, la frecuencia amortiguada de la oscilación es igual a $\sqrt{1-\zeta^2}\,\omega_n$.

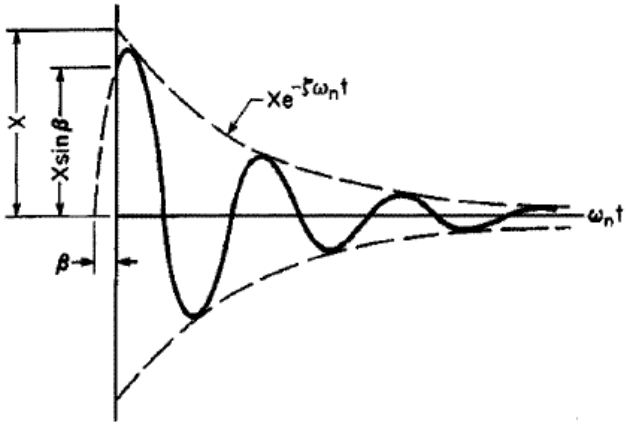


Figura 52. Movimiento descrito por un sistema con amortiguación lineal al recibir una carga durante un tiempo finito: la oscilación se aproxima a su posición de equilibrio. Chakrabarty, 2005.

4.1.3 Sistema con resorte elástico y amortiguación no lineal

Finalmente, el sistema que más elementos tiene en cuenta para la definición del movimiento incluye, además de todos los nombrados anteriormente, una amortiguación relacionada con la turbulencia que se produce detrás de la estructura al paso del flujo (zona de *turbulent wake*). Esta amortiguación no es lineal, y se define proporcional a la velocidad de la estructura al cuadrado.

$$F_{turbulencia} = c_2 \cdot \dot{x}|\dot{x}|$$

De esa manera, la ecuación que define este sistema queda:

$$m\ddot{x} + c_1\dot{x} + c_2\dot{x}|\dot{x}| + kx = F_0 \cos \omega t$$

No obstante, no es fácil trabajar con una amortiguación de ese tipo. Por eso, suele linealizarse. Se sustituye ese término por otro dependiente linealmente de la velocidad de la estructura, usando un coeficiente que disipa la misma cantidad de energía en una situación de oscilación forzada:

$$c_L = \frac{8c_2}{3\pi} X_0 \omega$$

Una vez linealizado el coeficiente, puede describirse la respuesta del sistema como una oscilación armónica pero no lineal de amplitud:

$$X_0 = \frac{F_0}{\left\{ \left(k - m\omega^2\right)^2 + \left[\left(c_1 + \frac{8c_2}{3\pi} X_0 \omega \right) \omega \right]^2 \right\}^{1/2}}$$

Y desfasada con respecto a las fuerzas externas de excitación una cantidad β:

$$\tan \beta = \frac{\left(c_1 + \frac{8c_2}{3\pi} \omega X_0 \right) \omega}{k - m\omega^2}$$

Es importante mencionar que esta oscilación es la situación "estable" del sistema, y por tanto con este análisis no puede describirse la situación de "arranque", desde la posición inicial hasta la estabilización en la oscilación armónica.

Este sistema es el que se va a utilizar para estudiar el comportamiento de la *spar* y obtener las oscilaciones de la plataforma.

Finalmente, con las consideraciones y simplificaciones que se han realizado, la ecuación que se plantea para estudiar el comportamiento de la plataforma es la siguiente:

$$\left(m + m_A\right)\ddot{x} + c'\dot{x} + kx = F_0 \cos(\omega t)$$

Donde:

- $F_0 \cos \omega t$ son las fuerzas armónicas actuantes sobre la estructura (fuerzas de Morison) (N).
- m es la masa del cilindro (Kg).
- m_A es la masa añadida para movimiento de vaivén del cilindro (Kg).
- c' es el coeficiente de amortiguación suma del viscoso y el linealizado (Kg/s).
- k es la constante elástica considerada del sistema de fondeo (Kg/s^2).

4.2 DETERMINACIÓN DE LOS TÉRMINOS DE LA ECUACIÓN

4.2.1 Fuerza actuante debida al oleaje

La función F(t) obtenida en el apartado 3.6.3 define a partir de valores discretos las fuerzas actuantes sobre todo el cilindro a lo largo de un período completo de la ola de cálculo.

No obstante, normalmente, para simplificar el análisis y estudiar las oscilaciones de un cuerpo flotante, el oleaje puede suponerse regular. Por esa razón, se simplificarán los resultados antes obtenidos mediante un ajuste sinusoidal a la forma:

$$F(t) \approx F_0 \cos(\omega t) \text{ (Figura 53)}$$

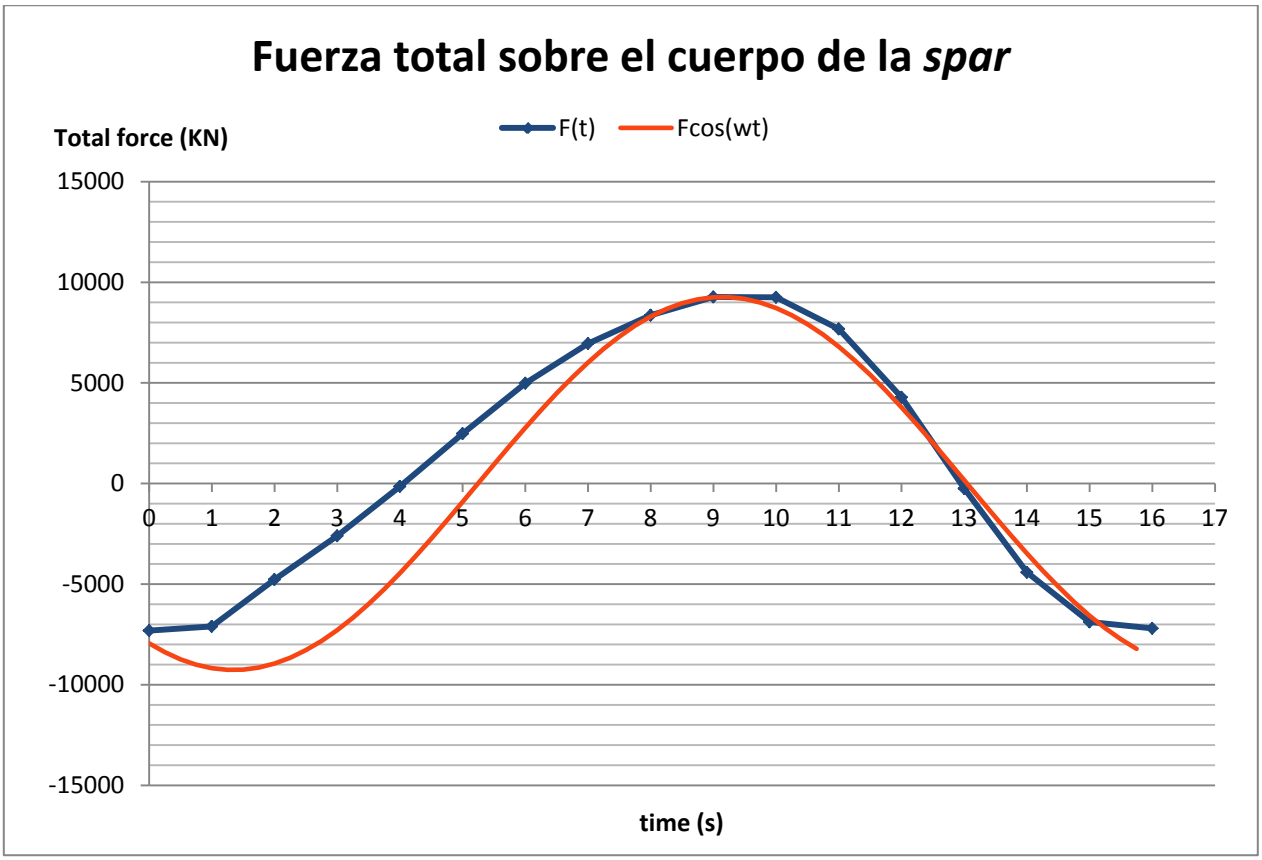


Figura 53. Fuerzas totales del oleaje sobre la *spar* y su ajuste sinusoidal del tipo $F_0\cos(\omega t+\delta)$.

Donde F0 es la amplitud máxima de la fuerza, y ω es la frecuencia angular del conjunto oleaje y corriente.

- $F_0 = 9.27 \cdot 10^6 N$
- $\omega = 0.403 rad/s$

Por claridad, en la Figura 53 se ha introducido un desfase en la función sinusoidal para ilustrar la semejanza entre las curvas ($F(t) \approx F_0 \cos(\omega t + \delta)$). No obstante, dado que los cálculos se han realizado suponiendo un oleaje regular durante un tiempo indefinido, a efectos de cálculo se ha considerado la función sin incluir el desfase.

4.2.2 Masa y masa añadida del cilindro

4.2.2.1 Obtención de la masa del cilindro

Para hacer una estimación de la masa del cilindro se ha planteado equilibrio de fuerzas en la vertical (eje 'z') en la situación inicial, sin corrientes, viento ni oleaje actuando, y considerando (Figura 54):

- El calado de la *spar* es de 100 m,
- el aerogenerador está montado sobre la *spar,*
- las 3 líneas del sistema de fondeo ejercen una tensión vertical descendente igual a Tsenφ, donde T es la tensión total de las cadenas en la situación inicial y φ el ángulo que forman con la horizontal en la misma situación.

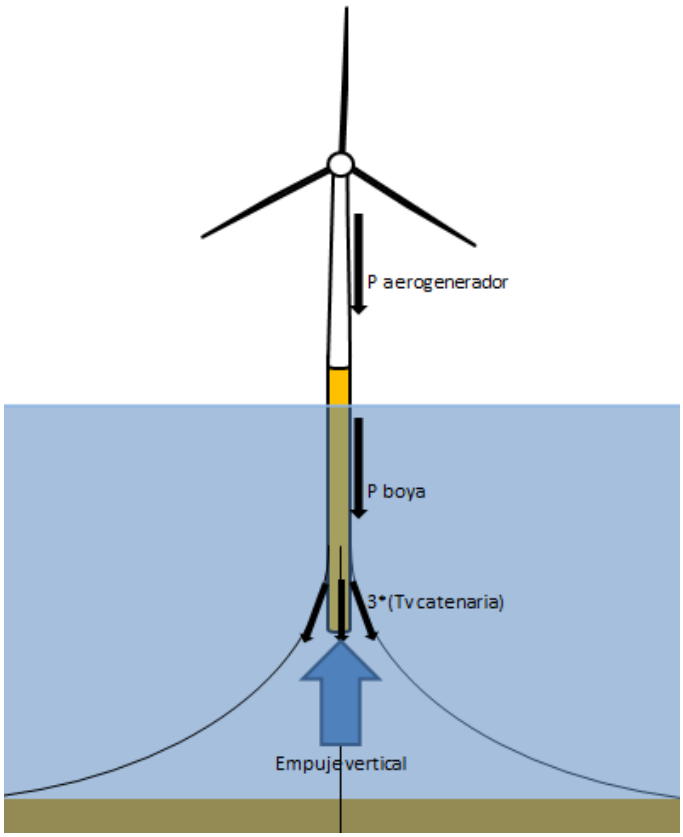


Figura 54. Esquema de las fuerzas actuantes en la situación inicial de equilibrio.

$$P_{spar} + P_{aerog} + 3 \cdot (T_{linea} \sin \varphi) = F_{empuje}$$

El cilindro experimenta un empuje vertical igual al peso del volumen de agua desplazado:

- $F_{empuje} = 100 \cdot \frac{\pi D^2}{4} \cdot \gamma_w = 5.44 \cdot 10^7 \, N$

El peso del conjunto del aerogenerador es (datos en la Tabla 3, página 46):

- $P_{aerog} = g(M_{torre} + M_{rotor} + M_{góndola}) = 6.84 \cdot 10^6 \, N$

La tensión inicial en cada una de las líneas de fondeo es (para el cálculo y la justificación de la tensión inicial, ver el apartado 4.2.4):

- $T_{inicial} = 4.37 \cdot 10^6 \, N$; $\varphi_{inicial} = 70.5^{o}$; $T_v = T \sin \varphi = 4.26 \cdot 10^6 \, N$

Finalmente, resolviendo la ecuación de equilibrio, se obtiene que el peso de la *spar* es:

- $P_{spar} = 3.5 \cdot 10^7 \, N$; de modo que su masa es: $M_{spar} = 3.56 \cdot 10^6 \, Kg$

No obstante, el término de masa *m* de la ecuación del movimiento corresponde a toda la masa que oscila; es decir, la del conjunto *spar* + aerogenerador:

- $m = 4.26 \cdot 10^6 \, Kg$

4.2.2.2 Obtención de la masa añadida de la spar

El concepto de masa añadida hace referencia a un fenómeno físico que se da en cuerpos flotantes que se mueven en un fluido (en este caso agua de mar), que provoca

una mayor resistencia al movimiento (aceleración) que la debida únicamente a la masa física del cuerpo, debido a que, para moverse, debe acelerar también las partículas de fluido a su alrededor.

La masa añadida (m_A) se interpreta como la fuerza adicional (con respecto al caso de aire como fluido) necesaria para producir una aceleración unitaria en el objeto flotante $\left(masa = \frac{Fuerza}{Aceleración} \right)$.

Tal y como se ha definido, es claro que el coeficiente de masa añadida no sólo depende de la geometría del cuerpo en cuestión, sino también de la clase de movimiento o aceleración al que se lo quiera someter. Por ello, se definen tantos coeficientes para un cuerpo como combinaciones de movimientos puedan ocurrir en él. La manera más sencilla de trabajar con todos ellos es en forma matricial: se definen matrices donde se ordenan los coeficientes según correspondan a cada combinación de los 6 modos de movimiento de los cuerpos rígidos (o grados de libertad), obteniendo finalmente matrices 6x6 de los coeficientes adimensionalizados, para el cuerpo en cuestión y una frecuencia de excitación.

Para la obtención de esas matrices es necesario recurrir a manuales o programas específicos.

En este caso, el IH Cantabria ha facilitado la matriz de coeficientes de masas añadidas de un cilindro vertical (Figura 55). En este caso, se dan los valores adimensionalizados con respecto al peso del volumen de agua desplazado por el cilindro (ρ*V).

ADDED MASS MATRIX

	1	2	3	4	5	6
1	9.2071E-01	0.0000E+00	0.0000E+00	0.0000E+00	-4.1593E-01	0.0000E+00
2	0.0000E+00	9.2071E-01	0.0000E+00	4.1593E-01	0.0000E+00	0.0000E+00
3	0.0000E+00	0.0000E+00	5.4277E-02	0.0000E+00	0.0000E+00	0.0000E+00
4	0.0000E+00	4.1594E-01	0.0000E+00	2.2619E-01	0.0000E+00	0.0000E+00
5	-4.1594E-01	0.0000E+00	0.0000E+00	0.0000E+00	2.2619E-01	0.0000E+00
6	0.0000E+00	0.0000E+00	0.0000E+00	0.0000E+00	0.0000E+00	6.1715E-12

Figura 55. Matriz de masas añadidas para un cilindro vertical (plataforma *spar*) y frecuencia de excitación definida anteriormente. IH Cantabria, 2015.

El valor que buscamos de esa matriz es el situado en la posición 1,1; que corresponde al movimiento vaivén-vaivén.

A partir de ese coeficiente, redimensionándolo, obtenemos el término M_A de la ecuación del movimiento:

- $m_A = 0.92071 \cdot \rho_w \cdot V_{desplazado} = 5.11 \cdot 10^7 \, Kg$

4.2.3 Amortiguación

En este caso, se va a suponer que las fuerzas viscosas y por radiación son despreciables con respecto al resto de términos de la expresión, por lo que no se considerarán (c_1=0).

El coeficiente c_2, por otro lado, tiene relación con las fuerzas de arrastre que se generan cuando el fluido pasa alrededor de la estructura. Por esa razón, consideraremos que es igual al coeficiente de arrastre del cilindro en la ecuación de Morison (es un coeficiente con dimensiones: Kg/m, lo que implica que engloba todos los elementos del término de arrastre de la expresión de Morison excepto el término de velocidad al cuadrado), tomando el valor medio de los C_D que hemos hallado en el apartado 3.6.2:

- $c_2 = \frac{1}{2}\rho A\overline{C}_D = 3.91 \cdot 10^{-7}\, Kg/m$

4.2.4 Sistema de fondeo

Recordemos que el sistema de fondeo se había definido de la siguiente manera:

- Consta de 3 líneas iguales colocadas a 120^0.
- Las líneas son cadenas de 1200m de longitud de peso sumergido igual a 1500 N por metro lineal.
- La profundidad de anclaje es de 200 metros.
- Las anclas están situadas a una distancia radial de 1150 metros del eje central del cilindro de la *spar*.

La curva que adopta un cable o cadena de peso constante por metro lineal bajo un campo gravitatorio constante se denomina catenaria, y está definida por la función cosh(·) (coseno hiperbólico). En ella, la componente de la tensión horizontal se mantiene constante a lo largo de toda su longitud.

El funcionamiento de las líneas de fondeo que utilizan catenarias consiste en dejar parte de la línea apoyada sobre el fondo marino, de manera que cuando la plataforma trate de alejarse del punto de anclaje bajo la acción de ciertas fuerzas, la catenaria se tense, aumentando la fuerza horizontal de retención sobre la plataforma. Además, la tensión de la línea hace que parte de la cadena inicialmente apoyada se levante, aumentando el efecto de retención.

Las anclas que se utilizan normalmente en este tipo de sistemas de fondeo son anclas de arrastre o de gravedad (las de arrastre, especialmente, están sustituyendo poco a poco a los muertos de anclaje). La condición que se considera para un funcionamiento correcto del sistema de fondeo es que nunca llegue a levantarse el eslabón más cercano al ancla o, lo que es lo mismo, que el ancla no tenga que resistir nunca esfuerzos con componente vertical.

Para eso, se comprobará el funcionamiento correcto del sistema con las dimensiones definidas en un primer momento para la situación de cálculo.

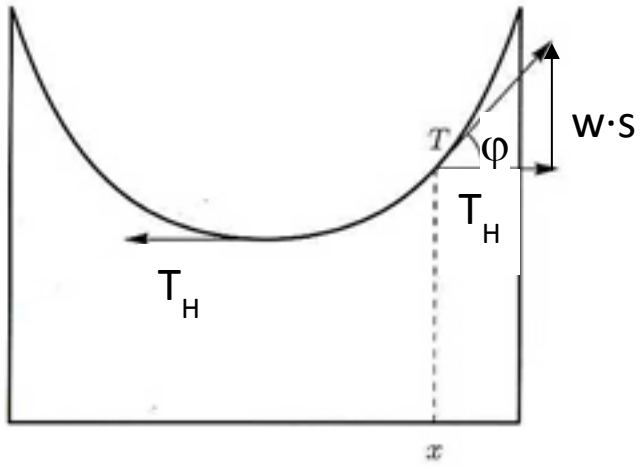


Figura 56. Esquema de una catenaria suspendida de dos puntos a la misma altura.

Las condiciones que definen esta curva son:

- La tensión horizontal ha de ser constante: $T\cos\varphi = T_H$
- La tensión vertical ha de ser igual al peso de la longitud suspendida: $T\sin\varphi = w \cdot s(x)$

Para el prediseño de sistemas de fondeo de este tipo es muy común considerar despreciables la elongación elástica del cable o cadena y el rozamiento de la línea apoyada sobre el fondo marino. Con esas simplificaciones, pueden obtenerse las siguientes relaciones:

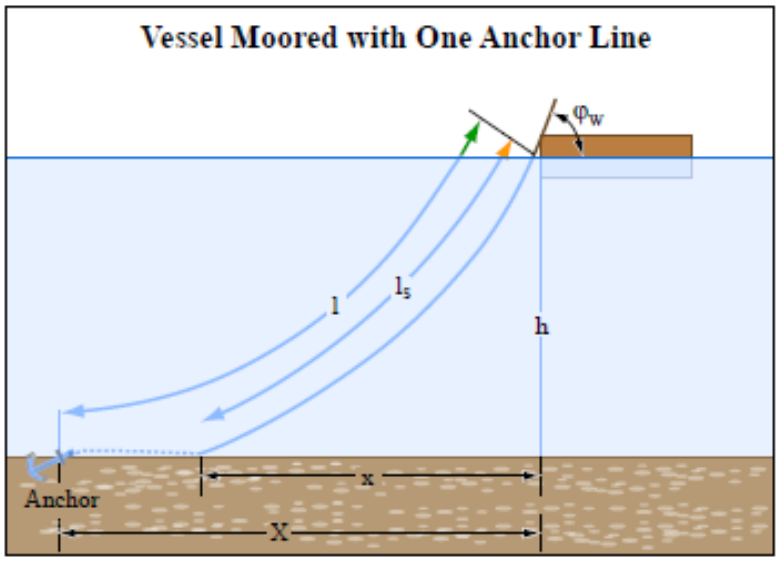


Image by MIT OpenCourseWare.

Figura 57. Esquema de un sistema de fondeo de una sola línea de catenaria y las variables de las que depende. MIT OpenCourseWare: *Design of Ocean Systems*, 2011.

$$X = l - l_s + x$$

En la Figura 57 se ilustra el significado de cada término de esa igualdad.

Lo que, puesto en función únicamente de la profundidad *h*, el peso por metro lineal de la línea *w* y la tensión horizontal T_H, toma la forma de:

$$X = l - h\left(1 + 2\frac{T_H}{wh}\right)^{\frac{1}{2}} + \frac{T_H}{w}\cosh^{-1}\left(1 + \frac{wh}{T_H}\right)$$

Donde '$\cosh^{-1}(\cdot)$' hace referencia a la función arco coseno hiperbólico.

Además, se puede obtener el ángulo que forma la cadena con la horizontal en función también de la distancia al ancla *X*, el peso *w* y la tensión horizontal T_H:

$$\tan\varphi = \sinh\frac{wX_1}{T_H}$$

Así, se obtiene la gráfica tensión horizontal – desplazamiento del sistema (Figura 58):

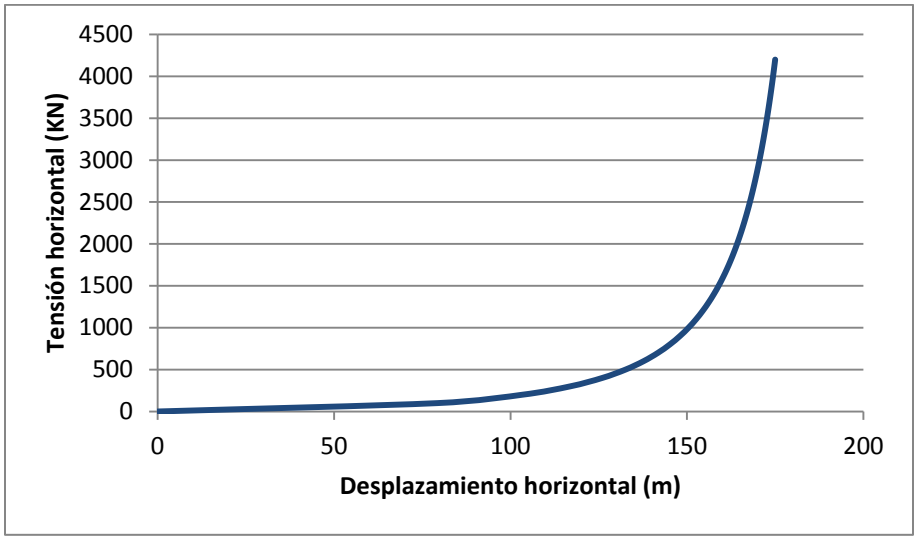


Figura 58. Gráfica tensión horizontal-desplazamiento horizontal de una de las cadenas del sistema.

Cabe mencionar que la comprobación de funcionamiento satisfactorio ha de hacerse estudiando la variable *x*, que representa la proyección horizontal de la parte de línea en suspensión. Para un funcionamiento satisfactorio, $x<X$ (debe ser estrictamente menor que la distancia del ancla a la plataforma, ver apartado 4.3.1).

Una vez definida completamente la respuesta dinámica de una de las líneas, se planteará el problema con el sistema completo de 3 líneas.

En la Figura 59, se esquematizan las fuerzas del sistema en su posición inicial, en equilibrio, sin fuerzas externas actuantes.

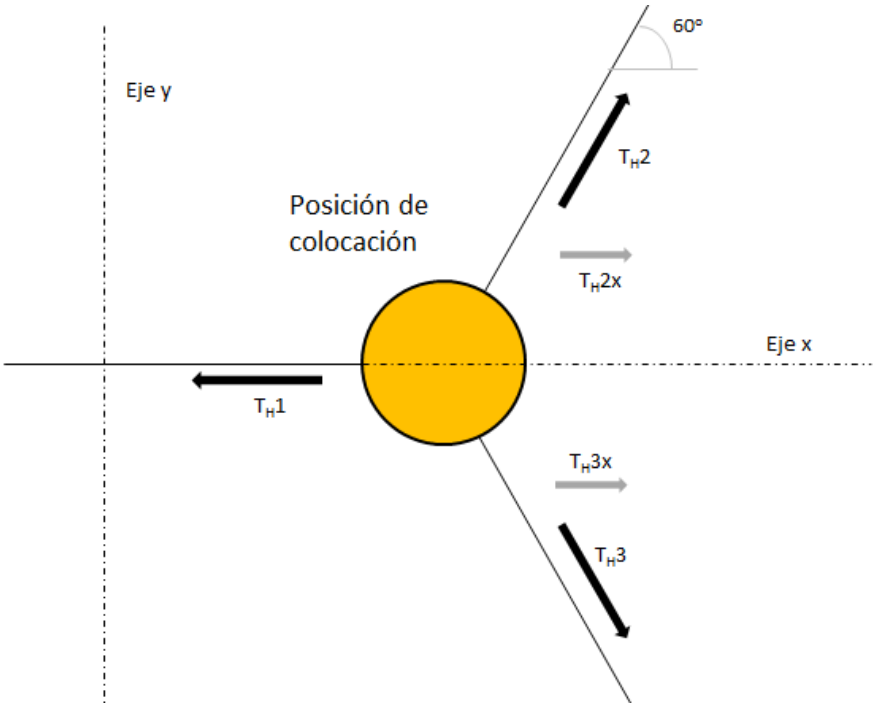


Figura 59. Esquema de funcionamiento del sistema de fondeo en equilibrio para la situación inicial sin cargas externas.

Por simetría, en la situación inicial sin cargas:

$$T_{H1} = T_{H2} = T_{H3}$$

Lo que puede comprobarse si se plantea equilibrio en el los ejes *x* e *y*:

- $Eq_y) T_{H2}\sin(60) = T_{H3}\sin(60) \Rightarrow T_{H2} = T_{H3}$
- $Eq_x) T_{H1} = (T_{H2} + T_{H3})\cos(60) = 2T_{H2}\cos(60) \Rightarrow T_{H1} = T_{H2}$

Tal y como se ha definido el sistema, la magnitud de las tensiones horizontales puede obtenerse de manera implícita de la ecuación planteada anteriormente:

$$X = l - h\left(1 + 2\frac{T_H}{wh}\right)^{\frac{1}{2}} + \frac{T_H}{w}\cosh^{-1}\left(1 + \frac{wh}{T_H}\right)$$

En esta situación inicial, para *l*=1200m*; h*=200m*; w*=1500N/m*; X_0*=1150m*:*

- $T_{H1} = T_{H2} = T_{H3} = 9.81 \cdot 10^5 N$

4.2.4.1 Bajo cargas estacionarias

Anteriormente se han definido las diferentes cargas estacionarias que actúan sobre el sistema de la plataforma y sus magnitudes. Podemos hallar la fuerza estacionaria total como la suma de ellas (recordemos que todas las acciones meteoceánicas están alineadas con una de las líneas de fondeo):

- $F_s = F_{corrientes} + F_{viento} = 4.15 \cdot 10^5 N$ en la dirección de la línea #1.

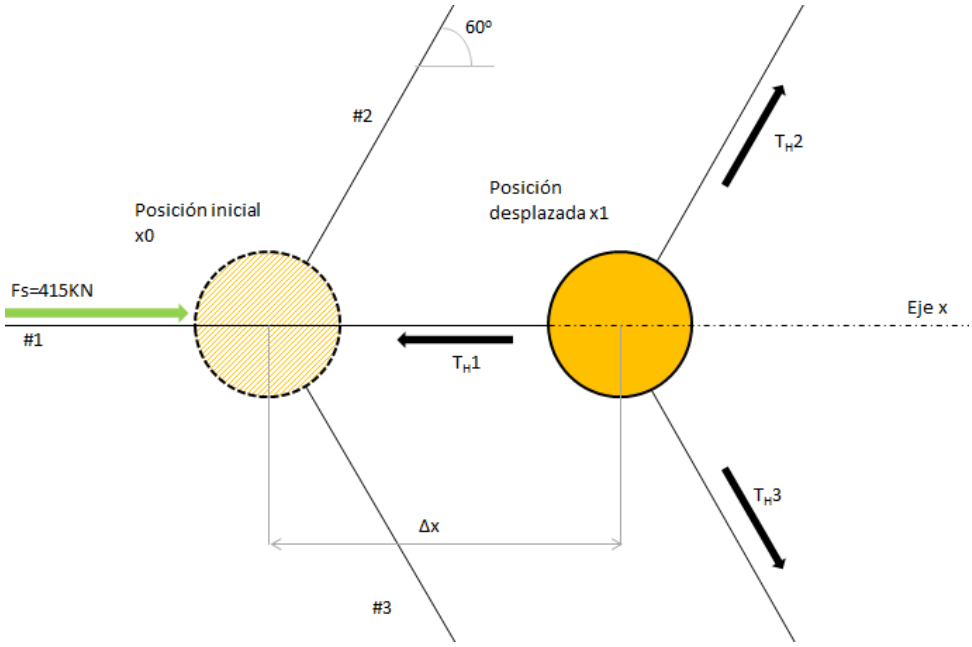


Figura 60. Esquema de la respuesta del sistema de fondeo bajo las cargas estacionarias Fs.

En la Figura 60 se muestra la respuesta del sistema frente a las fuerzas externas actuantes. En la situación final, la línea #1 se ha alargado, de manera que la tensión T_H1 va a ser mayor que en el caso inicial. Siguiendo el mismo razonamiento, las líneas #2 y #3 se han contraído: tendrán tensiones menores que en la situación inicial.

El caso de la línea #1 es claro: T_H1 depende del desplazamiento Δx que ha producido la fuerza actuante. En el caso de las líneas #2 y #3, en la Figura 61 se demuestra que las tensiones horizontales en ellas dependen de $\Delta x \cdot \cos(60) = \Delta x/2$.

Para llegar a ese resultado se ha supuesto que el punto de anclaje de las líneas está a una distancia grande, de manera que la variación de ángulo de la línea con respecto al eje x de la figura no varía significativamente, ya que los desplazamientos son del orden de los 5-10 metros y la distancia al ancla del orden de más de 1000 metros.

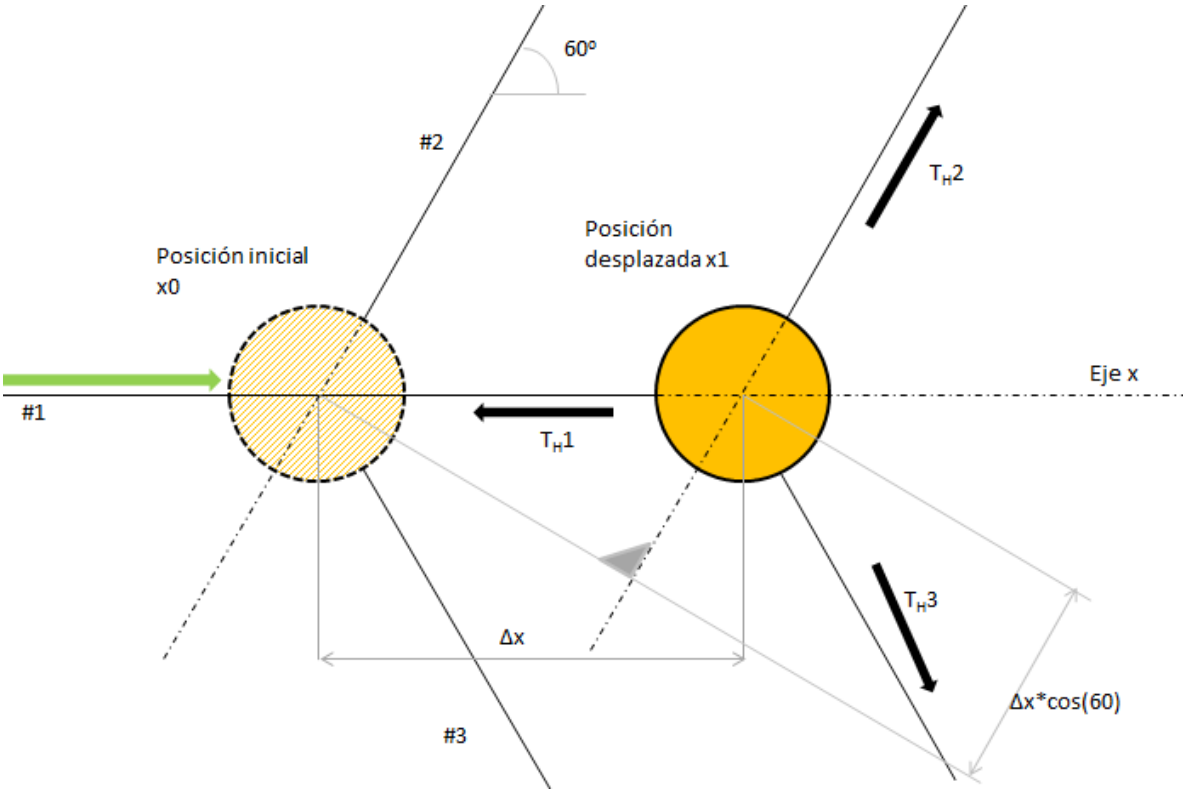


Figura 61. Justificación de la deformación de las catenarias #2 y #3 en función de Δx·cos(60).

Sabemos también que en la nueva situación de equilibrio la resultante de las tensiones de las líneas de fondeo tiene que contrarrestar las fuerzas externas. Planteando equilibrio de fuerzas en el eje x:

$$Eq_x) T_{H1} - 2T_{H2}\cos 60 = F_s$$

El problema radica en encontrar un desplazamiento Δx tal que las tensiones $T_H1(\Delta x)$ y $T_H2(\Delta x/2)$ cumplan la ecuación de equilibrio.

Resolviendo por iteración (Tabla 8, iteración número 5), se obtiene que el desplazamiento que cumple la condición de equilibrio y, por tanto, es solución al problema planteado, es:

- $\Delta x_{Fs} = 5.82m$

Tabla 8. Pasos de la iteración para encontrar el desplazamiento Δx que cumpla la condición de equilibrio.

#iteración	Δx (m)	Δx/2 (m)	T_H1 (KN)	T_H2 (KN)	T_H1-T_H2
1	7	3.5	1357.5	845.2	512
2	6	3	1292.4	863.0	429
3	5.8	2.9	1280.0	866.6	413
4	5.84	2.92	1282.4	865.8	417
5	5.82	2.91	1281.2	866.2	415

Con este procedimiento, hemos hallado la posición de la plataforma y las tensiones de las líneas de fondeo cuando es alcanzada por el oleaje ($F_0\cos\omega t$).

4.2.4.2 Coeficiente elástico k inicial del sistema de fondeo

Una vez conocido el estado del sistema cuando el oleaje lo alcanza, podemos hallar el parámetro k elástico equivalente del sistema para el estado inicial, forzando un desplazamiento unitario y calculando el incremento de tensión neta en el sistema de fondeo:

$$k = \frac{\partial T}{\partial x} \approx \frac{\Delta T}{\Delta x}$$

Si forzamos un desplazamiento Δx=1m a partir de la situación cuya posición es x_0=5.82m, se obtiene que la tensión horizontal neta de las tres catenarias es $T_{Hneta} = 4.97 \cdot 10^5 N$, entonces:

- $k_{inicial} = \frac{(4.97 - 4.15) \cdot 10^5}{1} = 8.21 \cdot 10^4 Kg / s^2$

Al tratar de linealizar el efecto no lineal del sistema de fondeo, el problema que surge es que a priori no podemos saber qué valor es más adecuado para representar la respuesta de las catenarias.

Trataremos de escoger un valor representativo llevando a cabo el análisis de la oscilación con la k inicial ya calculada. Tomaremos el valor de la amplitud máxima de la oscilación y obtendremos entonces la k asociada a la plataforma en su posición de máxima oscilación. Se tomará entonces el valor medio de los dos valores k obtenidos como un valor representativo de la respuesta del sistema de fondeo.

4.3 RESOLUCIÓN DE LA ECUACIÓN DEL MOVIMIENTO

Como se ha comentado en la descripción de los posibles sistemas de cuerpos oscilatorios, se va a utilizar la metodología de un sistema con resorte elástico

(catenarias) y amortiguación por turbulencia no lineal (linealizada), considerando despreciables los términos de amortiguación lineal viscosa y por radiación.

Recordemos que se tenía una ecuación del movimiento del tipo:

$$(m + m_A)\ddot{x} + c'\dot{x} + kx = F_0 \cos(\omega t)$$

Donde se conocen todos los términos (se ha descrito la metodología para su obtención en el apartado 4.2), y que tiene una solución analítica de la oscilación estable a la que llega la plataforma dada por una función armónica no lineal (con un desfase con respecto a la de la fuerza de excitación), del tipo:

$$x = X_0 \cos(\omega t + \beta)$$

Donde, recordemos:

- x es la posición del cuerpo oscilatorio (m) en un instante t (s).
- X_0 es la amplitud máxima de la oscilación, en m. Dada en forma implícita en el apartado 4.1.3.
- ω es la frecuencia de la fuerza de excitación, en rad/s.
- β es el desfase de la oscilación con respecto a la frecuencia de excitación, en rad. Su expresión aparece en el apartado 4.1.3.

De esa manera, se han utilizado las expresiones exactas que dan la solución en el dominio de la frecuencia de la ecuación del movimiento. Una limitación del análisis en el dominio de la frecuencia es que se puede hallar el comportamiento de la plataforma una vez se ha estabilizado en un movimiento armónico, pero no puede obtenerse el movimiento de la misma durante el "arranque" desde la posición inicial, que sí podría obtenerse analizando el problema en el dominio del tiempo, lo que, por desgracia, es mucho más complejo y requiere herramientas de computación que escapan de los objetivos de este estudio.

Aplicando las expresiones de la oscilación estable se obtiene lo siguiente:

- Frecuencia natural sin amortiguación: $\omega_n = \sqrt{\frac{k}{m}} = 0.0936\, rad/s$
- Desplazamiento estático $X_s = \frac{F_0}{k} = 112.94m$
- Desfase $\beta = -0.23rad$
- Amplitud de la oscilación $X_0 = 6.28m$
- Factor de amortiguación $\zeta = 47.88\%$

Luego, bajo el efecto de las cargas de un oleaje regular, la plataforma oscilará alrededor de su posición de "equilibrio", desplazándose 6.28 metros a cada lado, con el período de oscilación igual al del oleaje incidente.

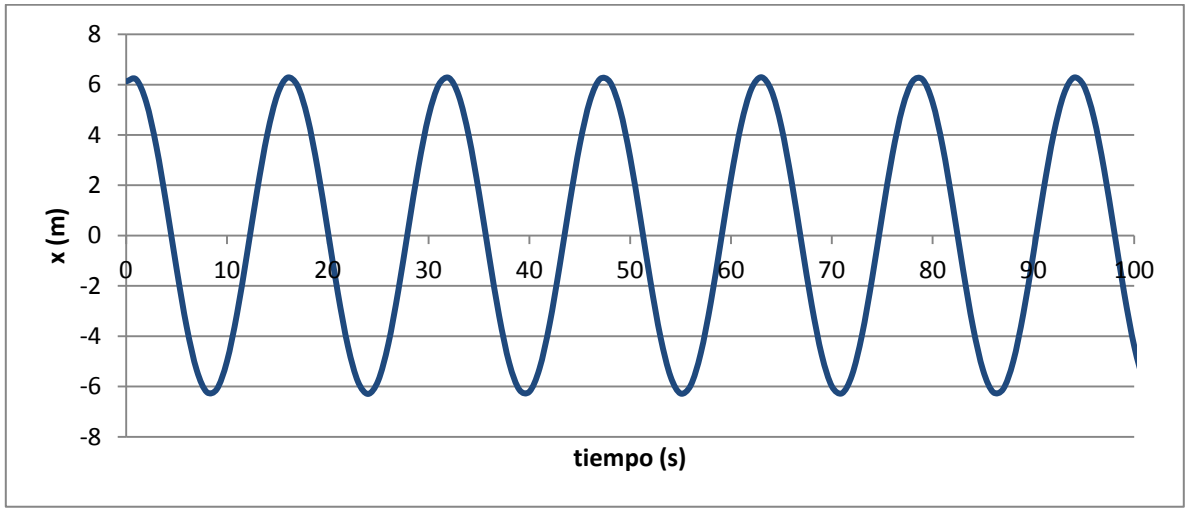


Figura 62. Oscilación amortiguada "estable" bajo cargas armónicas del oleaje regular.

No olvidemos que, para llegar a esta solución, se ha supuesto un sistema de fondeo con aportación lineal: k (kg/s^2) constante e igual al valor equivalente en su posición inicial. No obstante, conociendo la oscilación máxima, podemos intentar obtener un valor algo más representativo del comportamiento real del sistema de fondeo.

Si hallamos la k equivalente del sistema para la posición de máximo desplazamiento, $x_{max}=X_0=6.28$ m. Para esa posición,

- $k_{eq} = 1.10 \cdot 10^5\, Kg/s^2$

Y para la posición de máximo desplazamiento en la otra dirección (el sistema de anclaje no funciona de manera simétrica en la dirección que se está estudiando):

- $k_{eq} = 6.42 \cdot 10^4 \, Kg / s^2$

El razonamiento puede entenderse como: cuando la plataforma esté en su posición de "equilibrio" (x=0), el sistema de fondeo ejercerá una fuerza sobre la plataforma de $8.21 \cdot 10^4$ N por cada metro que la plataforma se mueva (en realidad sólo cuando el movimiento esté muy cerca de esa posición, ya que el comportamiento real de las catenarias no es lineal).

No obstante, cuando la plataforma se encuentre en su máximo desplazamiento (x=6.45 m), la fuerza que ejercerá el sistema de catenarias sobre la plataforma será de $1.11 \cdot 10^5$ N por cada metro de desplazamiento. Con el mismo razonamiento, cuando la plataforma se encuentre en su desplazamiento máximo negativo (x=-6.28 m), la posición absoluta resulta muy cercana a la posición de instalación (recordemos que el desplazamiento bajo fuerzas estacionarias era de +5.82m), por lo que la fuerza del sistema de fondeo por unidad de desplazamiento en ese caso es mucho menor: $6.42 \cdot 10^4$ N.

Si tomamos como nuevo valor del coeficiente elástico de las catenarias la media aritmética de los dos valores extremos que se han hallado, obtenemos:

- $\bar{k}_{eq} = 8.72 \cdot 10^4 \, Kg / s^2$

Si repetimos los cálculos de la oscilación con este nuevo valor, podemos ver que los resultados apenas varían.

- Desplazamiento estático $X_s = \dfrac{F_0}{k} = 106.31m$
- Desfase $\beta = -0.23rad$
- Amplitud de la oscilación $X_0 = 6.30m$
- Factor de amortiguación $\zeta = 46.60\%$

Lo que se pretende demostrar con esto es la dificultad que acarrea el modelar correctamente un sistema de este tipo, con catenarias con aportaciones no lineales y además no simétricas (recordemos además que se está estudiando el caso en una sola dimensión).

4.3.1 Comprobación del funcionamiento del sistema de fondeo.

Una vez conocidos los desplazamientos máximos de la plataforma bajo las cargas consideradas, podemos comprobar si el sistema de fondeo cumple la condición básica para un buen funcionamiento: el punto de contacto de la cadena con el terreno nunca debe coincidir con el punto de anclaje, ya que las anclas que suelen utilizarse para este tipo de sistemas de fondeo no resisten solicitaciones con componente vertical.

La situación crítica para esa condición es el punto de mayor distancia entre el ancla y la plataforma (cuando ésta alcanza la máxima amplitud de oscilación). Entonces, su distancia con respecto a la posición inicial de instalación será:

- $x = x_{Festacionarias} + x_{oscilación} = 5.82 + 6.28 = 12.1m$

Y, aplicando las expresiones que definen la catenaria, se obtiene:

- Distancia total de la plataforma al ancla: $X = 1162.1m$
- Distancia de la plataforma al punto de contacto con el terreno: $x = 678.4m$
- $X > x$ (hay 483.77 metros de catenaria apoyada en el fondo), luego el funcionamiento del sistema de fondeo es satisfactorio.

5 CONCLUSIONES

La casuística y la complejidad de los problemas que pueden ser estudiados en el campo de la ingeniería *offshore* son inmensas, y normalmente un análisis teórico suele ir acompañado de ensayos de laboratorio o simulaciones numéricas de manera que puedan corroborarse resultados o, de ser necesario, ajustarlos mediante coeficientes experimentales.

No obstante, se ha logrado, utilizando métodos de cálculo sencillos e hipótesis generalmente utilizadas en problemas similares, llegar a entender y desarrollar los procesos que intervienen en las cargas sobre elementos sumergidos en un fluido en movimiento, con elementos complejos como el oleaje en la expresión de Morison.

Así, se ha obtenido de manera discreta la función de las fuerzas ejercidas por una ola de cálculo de 21.2 metros de altura y período de 15.6 s que llega a la plataforma acompañada de corrientes de 1 m/s de velocidad constantes en toda la profundidad. El resultado es una función cuasi-sinusoidal "desplazada" del eje F=0 por el efecto de la corriente.

También se ha logrado –con las limitaciones propias de un análisis de este tipo– simular la respuesta en forma de movimiento oscilatorio de la plataforma, implementando y adaptando conceptos como la amortiguación por turbulencia, la masa añadida y el efecto de un sistema de amarre por catenarias con funcionamiento no lineal.

Con datos de coeficientes de masa añadida cedidos por el IH Cantabria, cálculos a partir de las características del sistema de fondeo y linealizando la amortiguación por turbulencia, se ha obtenido la oscilación estabilizada a la que tendería la plataforma bajo un oleaje regular que ejerciera las fuerzas calculadas anteriormente por tiempo indefinido, con una amplitud máxima de 6.28 metros y un período igual al de la fuerza de excitación (15.6 s).

6 ANEXO I. DATOS DE CLIMA MARÍTIMO

A continuación se presentan los gráficos correspondientes al clima extremo tomados en la boya de coordenadas 3.75O, 43.57N, situada a unos 12 Km al norte de la costa de Santander.

Estos gráficos han sido facilitados por el IH Cantabria.

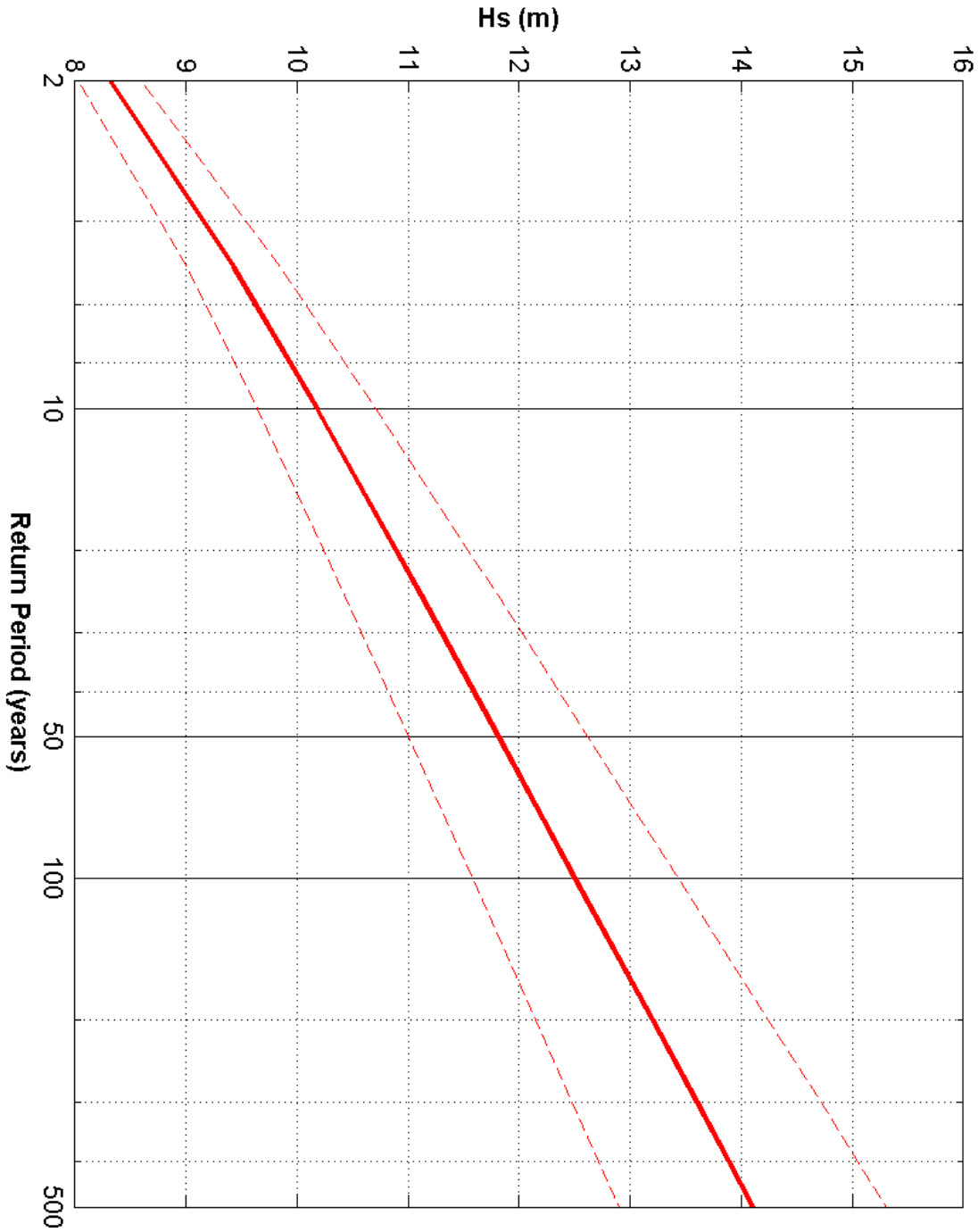


Figura 63. Gráfico de alturas significantes Hs extremal. IH Cantabria.

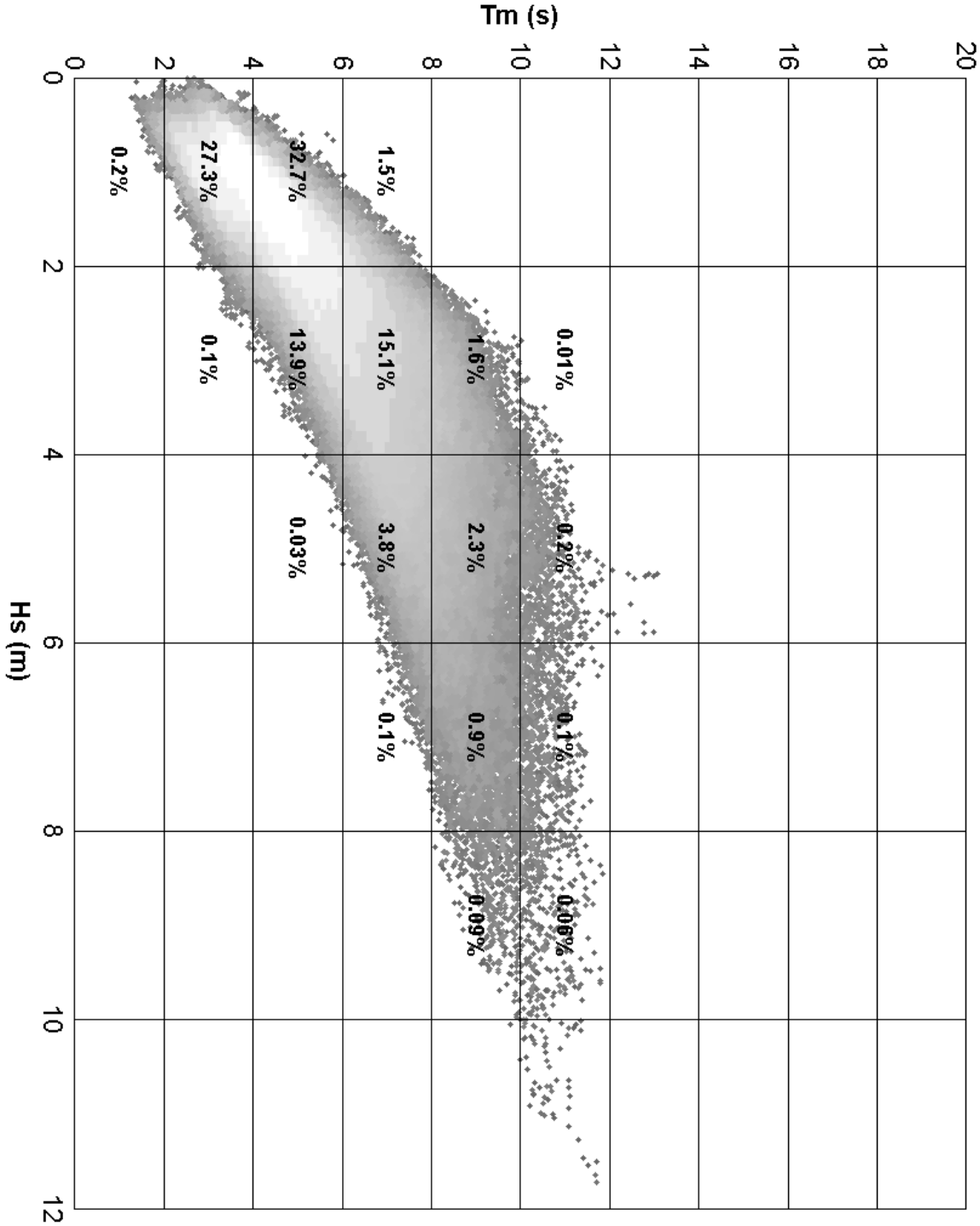


Figura 64. Relación entre las alturas de ola y sus períodos asociados. IH Cantabria.

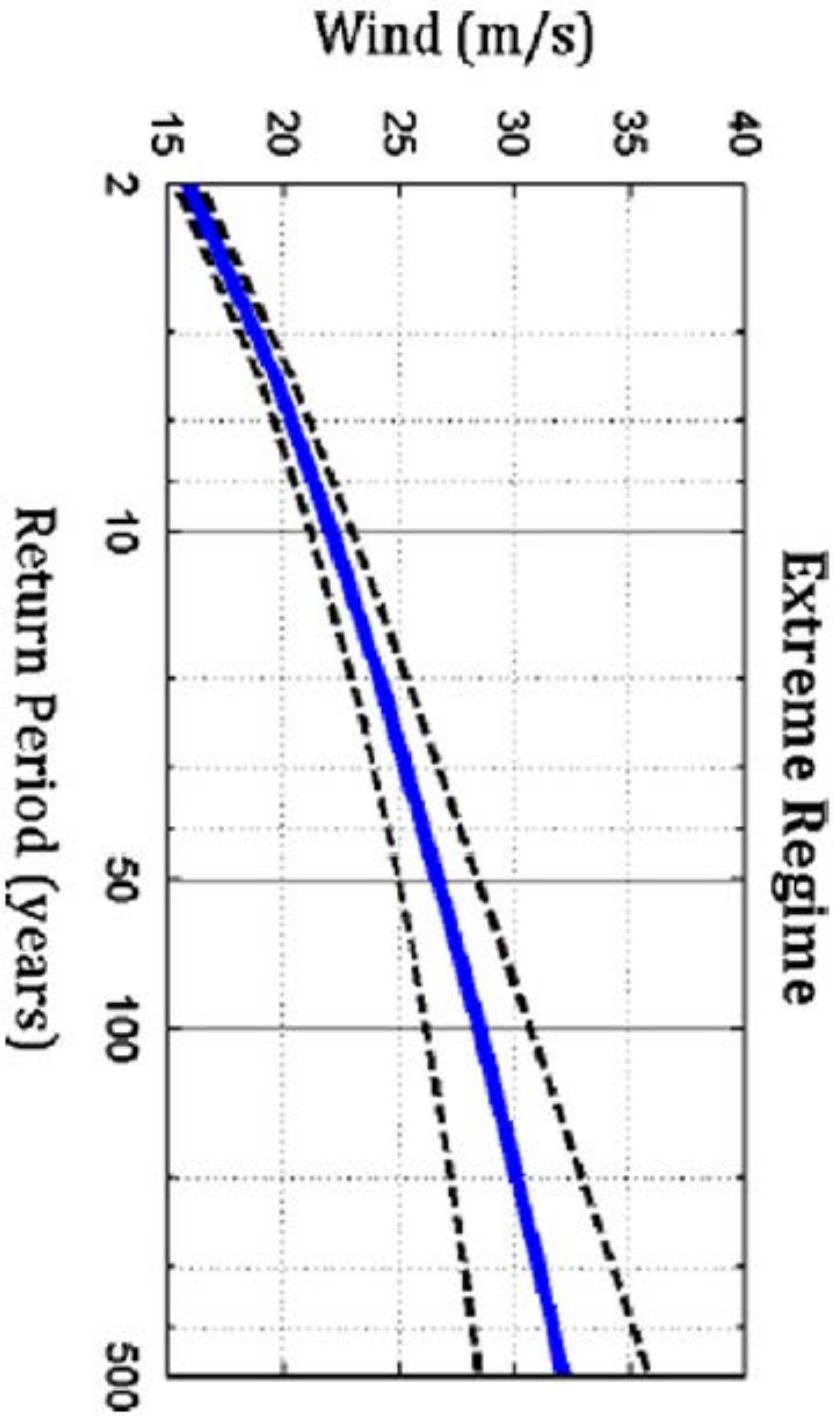


Figura 65. Régimen extremal de velocidades medias de viento (no de rachas). IH Cantabria.

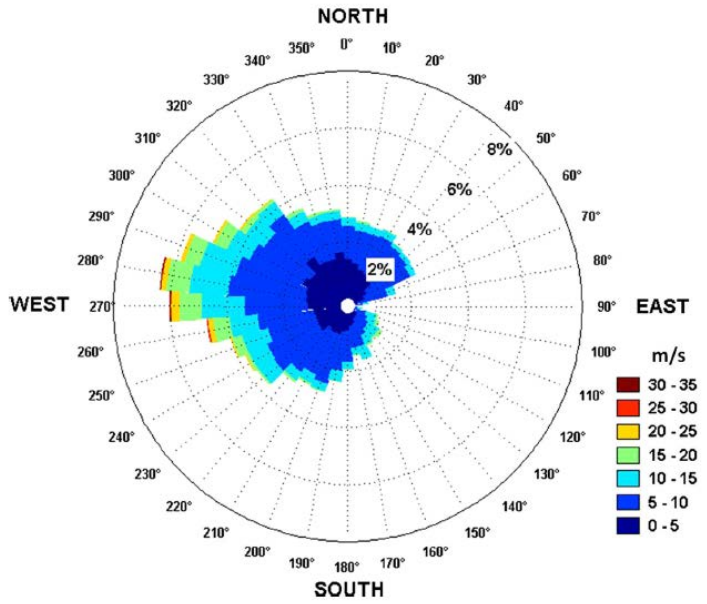


Figura 66. Rosa de vientos en la zona del mar cercano a Santander. IH Cantabria.

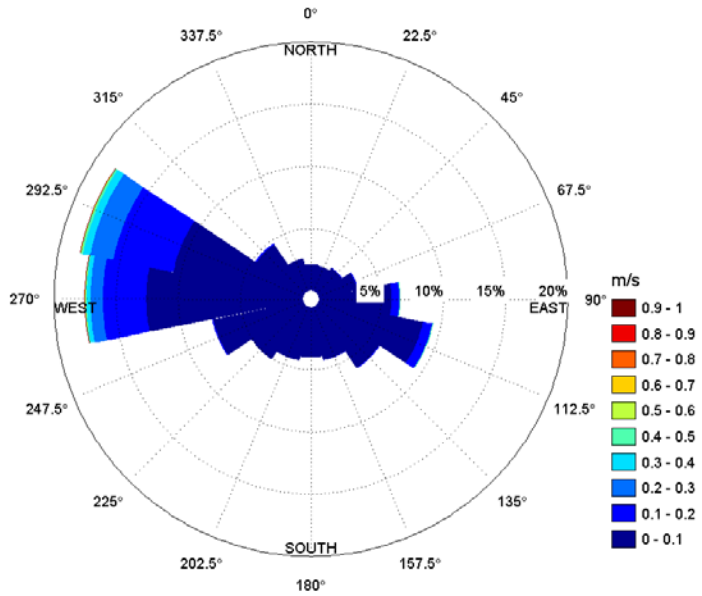


Figura 67. Rosa de direcciones y velocidades de corriente. Este gráfico corresponde con los datos de velocidad media porque no se dispone de datos extremos. IH Cantabria.

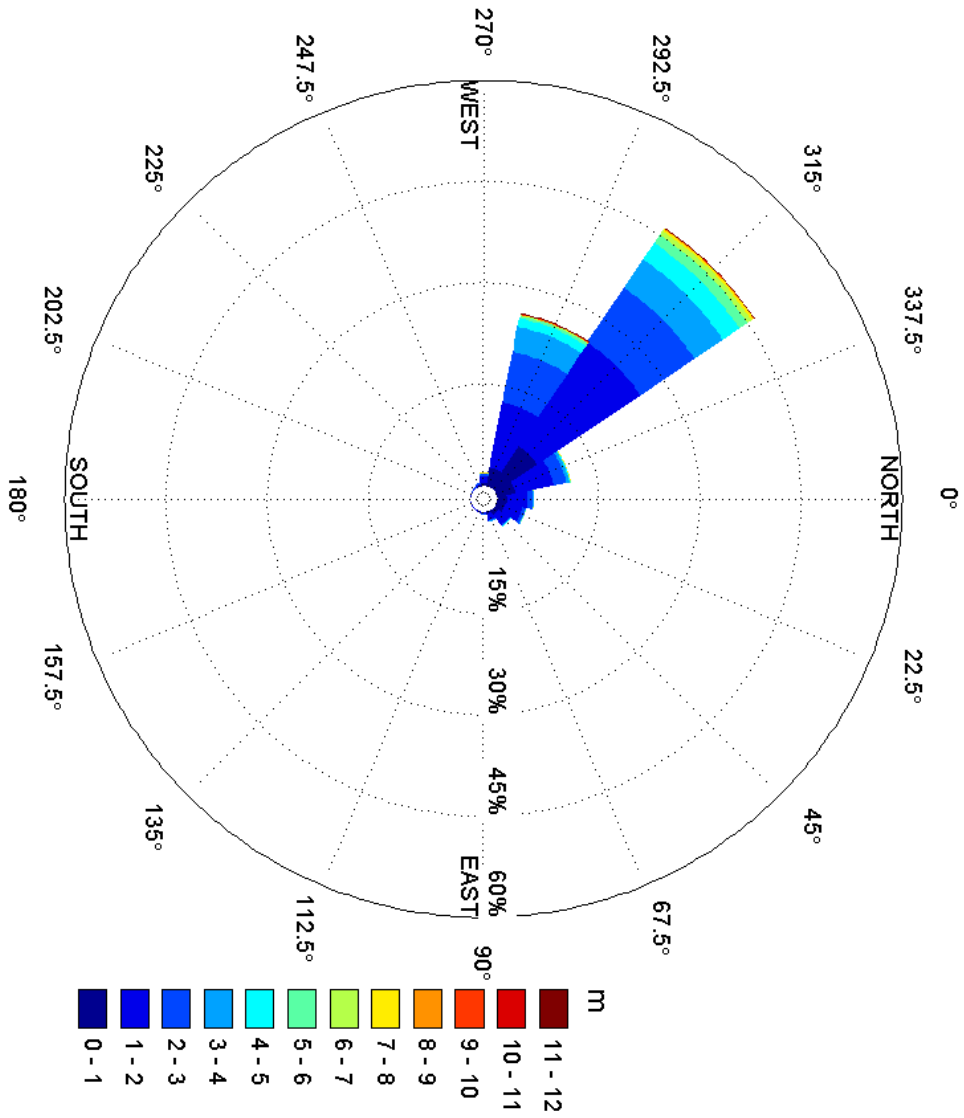


Figura 68. Rosa de direcciones de Hs. IH Cantabria.

7 BIBLIOGRAFÍA

- Chakrabarty S. *Handbook of Offshore Engineering.* Volúmenes 1 y 2. Illinois, 2005.
- Corbetta G., Mbistrova A. (EWEA) [European Wind Energy Association]. *The European offshore wind industry- key trends and statistics 2014*. 2015. Fuente: http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA-European-Offshore-Statistics-2014.pdf
- Corbetta, G., Pineda, I., Wilkes, J. (EWEA) [European Wind Energy Association]. *Wind in Power: 2014 European Statistics*. 2015. Fuente: http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA-Annual-Statistics-2014.pdf
- De Vos L., Frigaard, P. and De Rouck, J. *Wave Run-Up on Cylindrical and Cone Shaped Foundations for Offshore Wind Turbines*' Coastal Engineering, vol 54, no. 1, pp. 17-29., doi:10.1016/j.coastaleng.2006.08.004. 2007.
- Del Jesús F., Menéndez M., Guanche R., Losada I.J. *A wind chart to characterize potential offshore wind energy sites.* Instituto de Hidráulica Ambiental IH Cantabria, 2013.
- Divins, D.L. *Total Sediment Thickness of the World's Oceans & Marginal Seas*. NOAA National Geophysical Data Center, Boulder, CO, 2003.
- DNV Standards. Fuente: https://www.dnvgl.com/rules-standards/
- GWEC [Global Wind Energy Council]. *Global Statistics [graph]: Top ten cumulative installed capacity in 2014.* 2015. Fuente: http://www.gwec.net/global-figures/graphs/
- International Electrotechnical Commission. IEC 61400-3 Ed.1. *Wind Turbines-Part 3: Design Requirements for Offshore Wind Turbines*. International Electrotechnical Commission (IEC), 2009.
- Jonkman et al. *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development.* National Renewable Energy Laboratory (NREL). 2009. Fuente: http://www.nrel.gov/docs/fy09osti/38060.pdf
- Jonkman J., Butterfield S., Musial W., Scott G. *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development.* National Renewable Energy Laboratory (NREL). 2009. Fuente: http://www.nrel.gov/wind/pdfs/47535.pdf

- Matha, Denis. *Model Development and Loads Analysis of an Offshore Wind Turbine on a Tension Leg Platform, with a Comparison to Other Floating Turbine Concepts.* NREL/SL-500-45891. Universidad de Colorado para NREL, 2011. Fuente: http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/45891.pdf
- Randolf & Gourvenec. *Offshore Geotechnical Engineering*. Nueva York 2011.
- Red Eléctrica de España, *Series Estadísticas: Balances de Energía Eléctrica [fichero Excel].* Fuente: http://www.ree.es/es/publicaciones/sistema-electrico-espanol/indicadores-nacionales/series-estadisticas
- USA, National Oceanic and Atmospheric Administration, Ocean Service. *Surface Ocean Currents: Boundary Currents.* Ross, 1995. Fuente: http://oceanservice.noaa.gov/education/tutorial_currents/04currents3.html
- Vanek F, Albright L.D, Angenent L.T. *Energy Systems Engineering: Evaluation and Implementation*. *Chapter 13-2-2. Comparison of Onshore and Offshore Wind.* Second Edition. McGraw Hill. 2008.
- Yang M., Aubeny C.P., Murff J.D. *Behavior of Suction Embedded Plate Anchors during Keying Process.* Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering ASCE, 138(2), 174-183. 2012.

Sitios web (a fecha de junio de 2015):

- Asymmetric Floating Tower®: www.nauticawindpower.com
- Damping Pool® Platform: www.ideol-offshore.com
- DeepWind®: www.deepwind.eu
- Hywind® OC3: www.statoil.com
- Tipos de plataformas fijas para eólica offshore: www.theengineer.co.uk
- VertiWind®: www.nenuphar-wind.com
- VolturnUS®: www.cianbro.com
- WindFloat®: http://www.principlepowerinc.com/products/windfloat.html