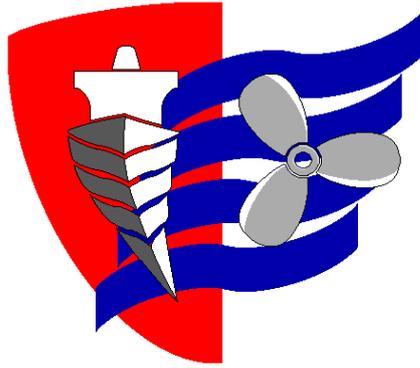


ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Máster

**ESTUDIO COMPARATIVO ENTRE
ESTRUCTURAS EÓLICAS FIJAS Y
FLOTANTES OFFSHORE**

**A COMPARISON STUDY OF FIXED &
FLOATING OFFSHORE STRUCTURES**

Para acceder al Título de Máster Universitario en

INGENIERÍA MARINA

Autor: Laura Pelayo Ruiz

Director: Sergio García Gómez

Marzo - 2023

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

Trabajo Fin de Máster

**ESTUDIO COMPARATIVO ENTRE
ESTRUCTURAS EÓLICAS FIJAS Y
FLOTANTES OFFSHORE**

A COMPARISON STUDY OF FIXED &
FLOATING OFFSHORE STRUCTURES

Para acceder al Título de Máster Universitario en

INGENIERÍA MARINA

Marzo - 2023

RESUMEN

En el presente proyecto que se muestra a continuación, se pretende realizar una breve comparación entre las estructuras eólicas marinas de soporte fijas y flotantes.

Los últimos años han sido testigos de un esfuerzo considerable hacia el desarrollo de la tecnología de turbinas eólicas marinas, promovido por el aumento del consumo de energía tanto en España como en el mundo. Actualmente, la tecnología empleada comercialmente son las estructuras fijadas al fondo marino. Sin embargo, la necesidad de producir energía cada vez a más millas de la costa origina la eólica flotante, en la que solo existen prototipos de investigación lo que representan el próximo desafío en la industria.

El estudio se encuentra dividido en varias secciones como: introducción, memoria descriptiva, aplicación práctica y conclusiones. Dentro de la introducción se desarrollan aspectos como los antecedentes, la naturaleza del trabajo, el contexto técnico, la justificación y relevancia, y los objetivos. En la memoria descriptiva, se desarrolla el planteamiento del problema, la metodología y se exponen las herramientas de resolución del proyecto. En estas últimas, se elige el diseño conceptual, las cargas en el medio marino y el análisis dinámico global de evaluación de turbinas eólicas marinas como los parámetros a comparar. La sección aplicación práctica por su lado pretende con ayuda de lo anterior, exponer de una manera más visual una comparación general de las estructuras en el ámbito de la metodología de diseño y en el económico. Por último, se presentan las conclusiones a la que se han llegado.

PALABRAS CLAVE

Eólica fija offshore, eólica flotante offshore, comparación, estudio.

ABSTRACT

In the present project shown below, a brief comparison between fixed and floating support offshore wind structures is intended. Recent years have witnessed a considerable effort towards the development of offshore wind turbine technology, promoted by the increase in energy consumption both in Spain and in the world. Currently, the technology used commercially is the structures fixed to the seabed. However, the need to produce energy more and more miles from the coast gives rise to floating wind, in which there are only research prototypes, which represent the next challenge in the industry.

The study is divided into several sections such as: introduction, descriptive memory, practical application and conclusions. Within the introduction, aspects such as the background, the nature of the work, the technical context, the justification and relevance, and the objectives are developed. In the descriptive memory, the approach, the problem, the methodology and the resolution tools of the project are exposed. In the latter, the conceptual design, the loads in the marine environment and the global dynamic analysis of marine wind turbine evaluation are chosen as the parameters to be compared. The practical application section, on the other hand, intends with the help of the above, to expose in a more visual way a general comparison of the structures in the field of design methodology and in the economic one. Finally, the conclusions that have been reached are presented.

KEY WORDS

Fixed wind turbines, floating wind turbines, comparison, study.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL	5
ÍNDICE DE FIGURAS	6
1. INTRODUCCIÓN	8
1.1 ANTECEDENTES	8
1.2 NATURALEZA DEL TRABAJO	8
1.3 CONTEXTO TÉCNICO	8
1.3.1 ENERGÍA EÓLICA.....	8
1.3.2 TURBINA EÓLICA.....	9
1.3.3 AEROGENERADOR EÓLICO MARINO.....	10
1.3.3.1 Estructuras eólicas fijas.....	11
1.3.3.1.1 Monopilotes.....	13
1.3.3.1.2 Jacket.....	13
1.3.3.1.3 Trípode.....	15
1.3.3.1.4 Suction bucket.....	15
1.3.3.2 Estructuras eólicas flotantes.....	16
1.3.3.2.1 Semisumergible.....	18
1.3.3.2.2 Spar.....	18
1.3.3.2.3 TLP.....	19
1.4 JUSTIFICACIÓN Y RELEVANCIA	20
1.5 OBJETIVOS	22
2. MEMORIA DESCRIPTIVA	22
2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	22
2.2 METODOLOGÍA.....	24
2.3 HERRAMIENTAS DE RESOLUCIÓN	25
2.3.1 ANÁLISIS DE DISEÑO DE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE.....	25
2.3.1.1 Cargas en el medio marino.....	27
2.3.1.1.1 Cargas Aerodinámicas.....	27
2.3.1.1.2 Cargas Hidrodinámicas.....	30
2.3.1.2 Cargas Marinas Adicionales.....	32
2.3.1.3 Análisis Dinámico Global De Evaluación.....	34
2.3.1.4 Análisis Global Numérico A Corto Plazo.....	34
2.3.1.2.2 Análisis Global Numérico A Largo Plazo.....	38
2.3.1.5 Análisis experimental de OWT.....	39
2.3.1.6 Análisis Ambiental.....	42
2.3.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	44
2.3.2.1 Costos De Inversión.....	44
2.3.2.2 Costes de construcción.....	45
2.3.2.3 Costes de operación y mantenimiento.....	45
3. APLICACIÓN PRÁCTICA	46
3.1 ANÁLISIS DE DISEÑO DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE.....	46
3.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	50
3.2.1 PARÁMETROS ECONÓMICOS.....	50
3.2.2 MODO DE INSTALACIÓN.....	51
3.2.3 ESTIMACIÓN DEL DESGLOSE DEL COSTE DE CAPITAL.....	55
4. CONCLUSIONES	59
5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	61

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Componentes típicos en una Turbina Eólica. [3].....	9
Figura 2 Área barrida del aerogenerador [4].....	10
Figura 3 De izquierda a derecha: Monopilote, Jacket, Trípode, Gravedad [3].....	12
Figura 4 Jacket tradicional y jacket trenzada [11]	14
Figura 5 Aerogeneradores flotantes. (a) Spar: Hywind de Statoil. (b) Semisumergible: WindFloat de Principle Power. (c) Semisumergible: OO Star de Dr techn Olav Olsen. (d) Barge o barcaza: de IDEOL. (e) TLP: de Glosten. (f) TLB: de IFE [3].....	17
Figura 6 Desarrollo histórico de instalaciones totales [23].....	23
Figura 7 Ejemplo de estrategia de modelo global FE para un TLP FWT: modelo estructural, modelos de carga externa y formas de modo activo en los tensores y la torre [3].....	36
Figura 8 Pruebas híbridas [3]	41
Figura 9 Ensayos de modelos híbridos en tiempo real de aerogeneradores flotantes. Izquierda: enfoque de ventilador con conductos [13]; derecha: enfoque de actuador [65].....	42
Figura 10 Metodología del diseño para estructuras fijas [Fuente propia].....	48
Figura 11 Metodología del diseño de estructuras flotantes [Fuente propia].....	49
Figura 12 Instalación de monopilotes [68].....	53
Figura 13 Instalación de Spar y semisumergibles [68]	54
<i>Figura 14 Estimación del desglose del coste de capital para un parque eólico marino con estructuras fijas de soporte (Monopilote) [70]</i>	<i>55</i>
Figura 15 División de CAPEX, OPEX y DECEX para estructuras flotantes (semisumergible) [71]	56

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Tipos de cimentaciones fijas y flotantes [Fuente propia]	11
Tabla 2 Comparación de la metodología en el diseño para estructuras fijas y flotantes [Fuente propia]	47
Tabla 3 Parámetros económicos y subcomponentes correspondientes de un parque eólico [Fuente propia]	51
Tabla 4 Costes de capital para estructuras eólicas offshore [70]	57



1. INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

Una estructura offshore es una estructura situada en el mar y que, por tanto, se encuentra sometida a la acción del oleaje, y además a unas condiciones meteorológicas adversas. Estas estructuras están en contacto directo con el medio ambiente, y cualquier fallo inesperado puede ser de naturaleza desastrosa [1].

La construcción de plataformas offshore surgió como una necesidad para extraer petróleo y gas de las reservas que se localizaban en el fondo marino [2]. Este campo de la ingeniería está en continuo desarrollo y requiere de las más avanzadas tecnologías. Este marco es el que ha podido posibilitar que este tipo de estructuras se empiece a utilizar con más frecuencia y con otras finalidades como la producción de energía sostenible en alta mar.

Las primeras plataformas construidas fueron estructuras fijas, pero las necesidades de explotación convertían en un objetivo la instalación de plataformas en aguas más profundas, las plataformas flotantes han ido adquiriendo un desarrollo más amplio.

1.2 NATURALEZA DEL TRABAJO

El estudio comparativo que se pretende realizar es meramente descriptivo.

1.3 CONTEXTO TÉCNICO

1.3.1 ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica ha sido utilizada por agricultores y ganaderos durante más de dos mil años para bombear agua y moler granos, por lo que se utilizó principalmente para transformar la energía eólica en energía mecánica.

Hoy en día, la energía eólica se utiliza para generar electricidad a través de turbinas eólicas que requieren un gran desarrollo en técnicas de ingeniería, centrándose en la alta eficiencia. El viento es causado por el calentamiento desigual de la atmósfera por el sol. Básicamente, la energía eólica es otra forma de energía solar. En los últimos años, la energía eólica es la que ha tenido más desarrollo e inversión.

Como bien sabemos, toda masa o cuerpo en movimiento posee energía cinética. Para convertir esta energía cinética en una forma de energía más utilizada por todos, como por ejemplo la energía eléctrica, necesitamos un dispositivo que extraiga eficientemente la energía del viento y convierta esa energía en energía eléctrica, tal dispositivo se llama turbina eólica, Figura 1.

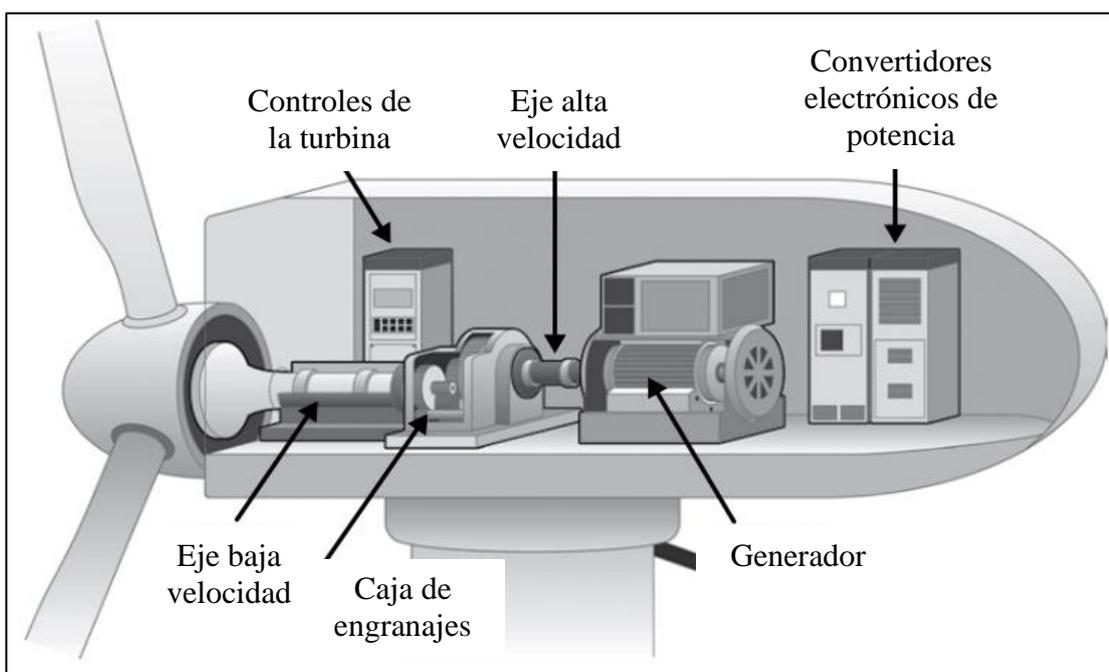


Figura 1 Componentes típicos en una Turbina Eólica. [3]

1.3.2 TURBINA EÓLICA

La primera turbina eólica conocida utilizada para producir electricidad fue construida en Escocia en 1887. La turbina eólica fue creada por el profesor James Blyth del Anderson's College de Glasgow (ahora conocida como Universidad Strathclyde).

La turbina tenía 10 m de altura, y se instaló en el jardín de su casa de vacaciones y se usó para cargar acumuladores desarrollados por el francés Camille Alphonse Faure, para alimentar la iluminación de la casa, convirtiéndola en la primera casa del mundo en tener su electricidad suministrada por energía eólica.

El viento gira el rotor que convierte la energía eólica en energía mecánica. Esta energía mecánica es transportada por la caja de engranajes (multiplicador) al generador que convierte la energía mecánica en energía eléctrica.

La velocidad del viento aumenta a medida que nos alejamos de la superficie de la tierra. De esta forma, la altura de la torre del aerogenerador se mantiene más alta para aumentar la generación de energía de la turbina eólica.

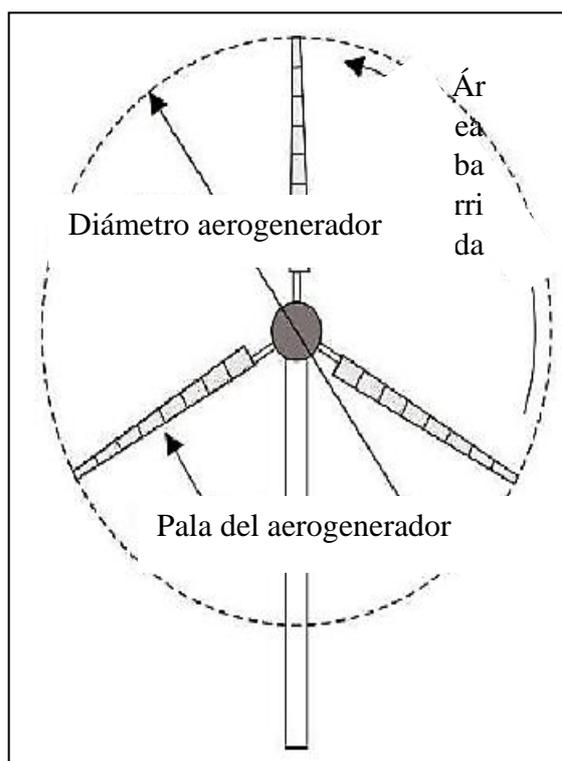
La cantidad de energía en el viento varía con el cubo de su velocidad, en otras palabras, si la velocidad del viento se duplica, hay ocho veces más energía en el viento.

Pequeños cambios en la velocidad del viento tienen un gran impacto en la cantidad de energía disponible en él.

Cuanto mayor es el área barrida (área circular normal a la dirección del viento) como se muestra en la figura 2, más potencia puede capturar la turbina del viento.

Como el área depende del cuadrado del radio, un pequeño cambio en la longitud de la cuchilla causa un cambio mayor en el área barrida.

Figura 2 Área barrida del aerogenerador [4]



A medida que pasa el tiempo, la tecnología mejora y se desarrollarán mejores turbinas eólicas con mayor eficiencia. Sin embargo, el principio básico sigue siendo el mismo.

1.3.3 AEROGENERADOR EÓLICO MARINO

Las partes de las que se compone un aerogenerador marino son:

- Góndola. Contiene los componentes electromecánicos de la turbina eólica, incluido el generador que convierte la energía de rotación mecánica del viento en energía eléctrica.
- Rotor. Contiene el buje y las palas. Estos pueden estar hechos de plástico reforzado con fibra de vidrio o fabricados en acero para turbinas más grandes.



Las palas están conectadas al buje, que transmite la energía de rotación a la caja de engranajes a través del eje principal. El tamaño de las palas suele tener entre 80 y 100 metros de diámetro [5], y su velocidad de rotación es de 10 a 30 rpm . Cuanto más grandes son, más energía es posible obtener.

- Torre. Proporciona soporte para el montaje de la góndola, las palas y el buje. Dependiendo de la ubicación y altura del emplazamiento, es una estructura tubular hecha de acero a través de varias secciones. Las alturas típicas de la torre oscilan entre 80 y 130 metros y contiene una escalera o ascensor dentro de ella para llegar a la góndola.
- Cimentación. Contribuye al soporte de la turbina eólica. Existen diferentes tipos de estructuras de cimientos y se presentarán a continuación (Tabla 1).

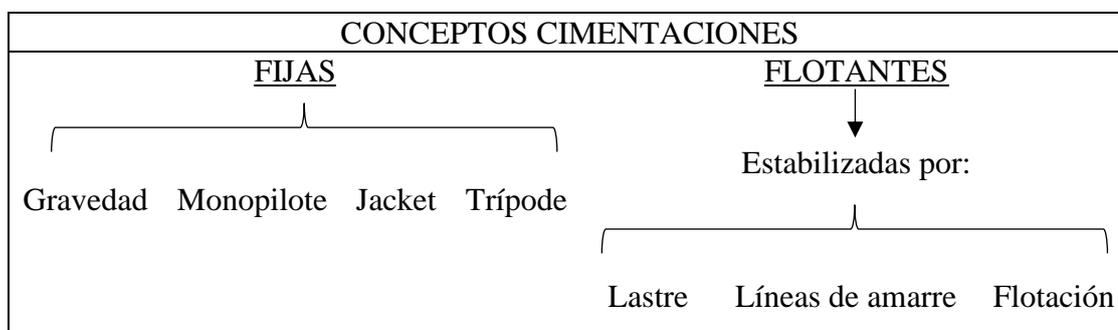


Tabla 1 Tipos de cimentaciones fijas y flotantes [Fuente propia]

1.3.3.1 Estructuras eólicas fijas

Estas estructuras de soporte se caracterizan por un alto grado de fijación en el lecho marino, lo que sitúa todas las frecuencias naturales del sistema completo por encima de las frecuencias típicas de las olas. La estabilidad estática del sistema es proporcionada por la interacción entre el suelo y la base.

Los métodos típicos para lograr este alto grado de fijación incluyen conducir los pilotes a través del lecho marino (es decir, monopilote, trípode, Jacket) o aprovechar la fuerza gravitacional (es decir, una estructura basada en la gravedad) entre otros. Las características, tendencias y desafíos para estos tipos de cimientos se analizan por separado a continuación.

Las turbinas eólicas monopilote, trípode y jacket son ejemplos de estructuras soportadas por pilotes (Figura 3). Todas estas se construyen típicamente con acero y su instalación requiere hincar pilotes: clavar un pilote vertical en el lecho marino con un martillo hidráulico, vapor o perforando la roca. Este proceso, particularmente el uso del martillo hidráulico puede ser ruidoso y las restricciones locales sobre el ruido permitido pueden ser críticas, particularmente para grandes monopilotes.

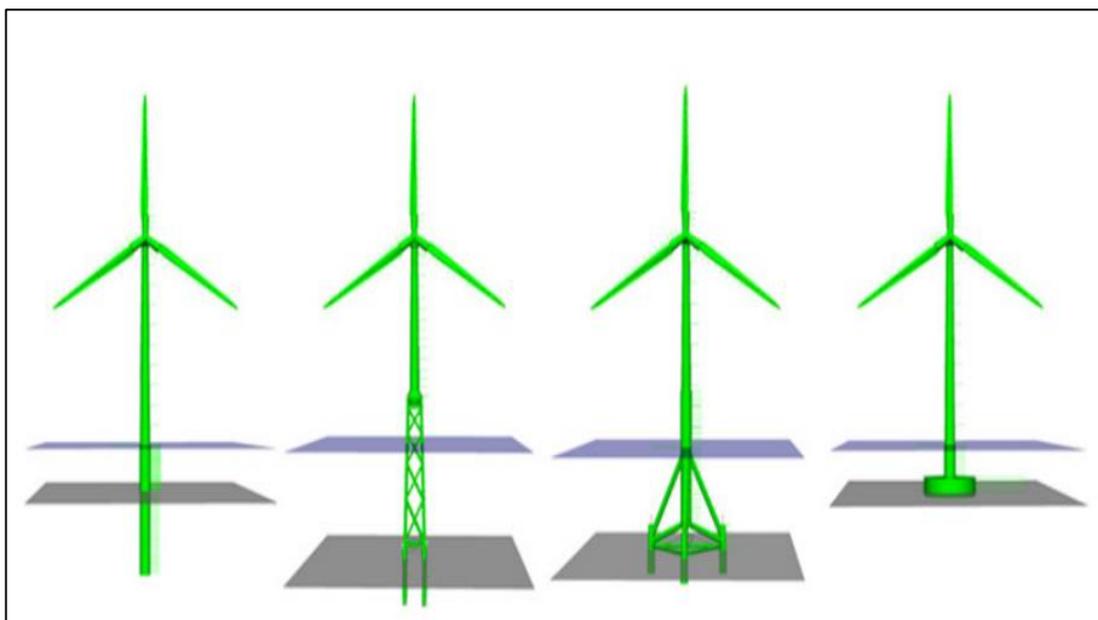


Figura 3 De izquierda a derecha: Monopilote, Jacket, Trípode, Gravedad [3]

Las principales ventajas de las estructuras de soporte con monopilotes son su geometría simple, tanto para el diseño como para la fabricación, así como la amplia experiencia en la industria.

A medida que la industria avanza hacia índices de turbinas eólicas más altas, el tamaño de los monopilotes aumenta en consecuencia. Por ejemplo, en Sherringham Shoal, con turbinas de 3,6 MW, el diámetro es de hasta 5,2 m, con longitudes de empotramiento de pilotes debajo del lecho marino de hasta 37m [6], mientras que el proyecto Dudgeon (turbinas de 6 MW) hace uso de diámetros de hasta 7,4 m [7].

La selección del diámetro, el grosor y la longitud del pilote depende de las condiciones ambientales locales, como la profundidad del agua, la rigidez del suelo y las condiciones meteorológicas.



1.3.3.1.1 Monopilotes

Las consideraciones de diseño críticas para los monopilotes incluyen las tolerancias de desplazamiento y rotación en la línea de fondo marino, la frecuencia natural estructural deseada, fatiga - especialmente en el propio pilote (5-20 m por debajo de la línea de fondo) - y cargas de las olas en condiciones extremas.

El diámetro cada vez mayor de las estructuras de soporte de monopilotes, así como las tendencias hacia la explotación del recurso eólico en aguas más profundas, presenta algunos desafíos de investigación interesantes. En el aspecto geotécnico, la carga cíclica en pilotes de gran diámetro requiere una mejor comprensión y procedimientos de diseño para la interacción suelo-estructura en comparación con la industria del petróleo y el gas [7].

Además, especialmente a medida que aumenta el diámetro del monopilote, la importancia de la carga de olas no lineales en condiciones de olas pronunciadas y rompientes es una preocupación creciente. El modelado práctico y fiable de tales cargas requiere más investigación sobre la no linealidad de las propias olas, así como los mecanismos de carga [8].

La fatiga y la capacidad máxima de la conexión con lechada entre la torre y el monopilote es también objeto de una investigación activa. En las turbinas instaladas se observaron fallos en las conexiones con lechada simple y se ha visto que los efectos del momento dinámico en las conexiones con lechada con chavetas de corte son importantes [9].

1.3.3.1.2 Jacket

Los cimientos de la estructura jacket proporcionan ahorros potenciales de material (costo) a través de una geometría más eficiente y una mayor transparencia a las cargas de las olas, y se espera que sean más rentables en aguas más profundas que los monopilotes. El término "jacket o chaqueta" se origina en el diseño estructural cerca del lecho marino: las patas de la estructura en celosía se colocan alrededor de varios montones, como las mangas de una chaqueta alrededor de los brazos de una persona.

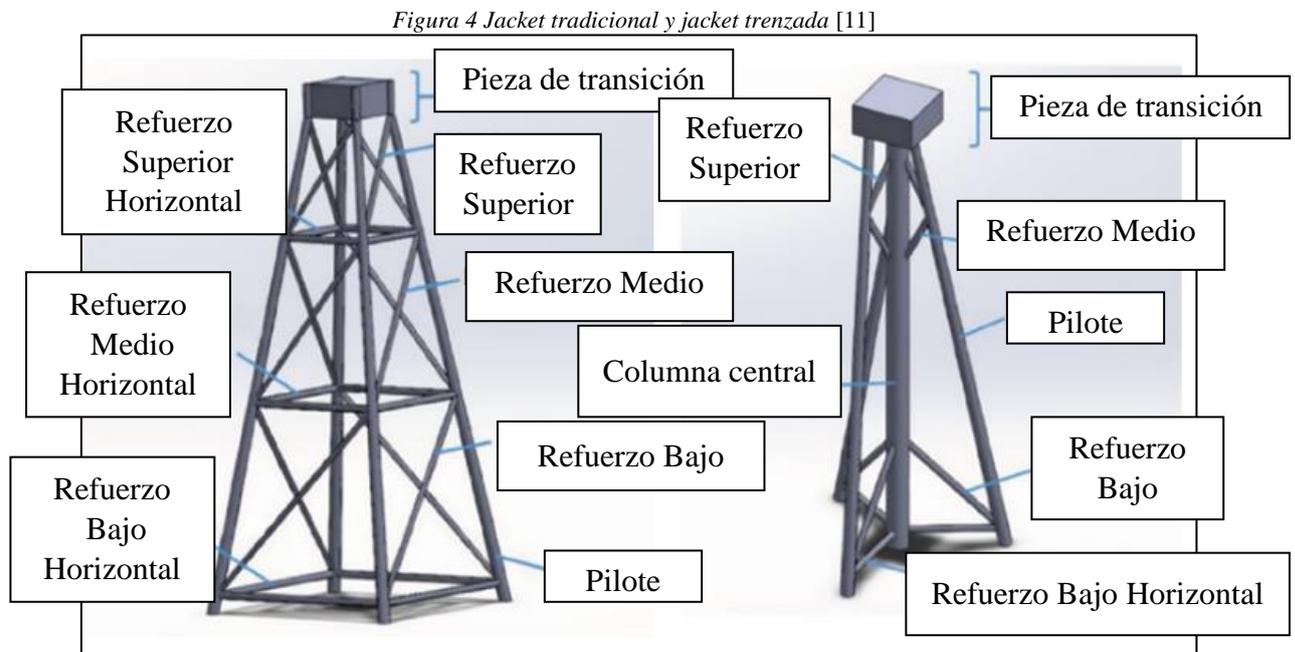
Los pilotes se pueden instalar antes (más rápido) o después (más común) de la instalación de la estructura de soporte; la lechada se utiliza entre las patas de la chaqueta y los pilotes.

Los desafíos de diseño para las estructuras de soporte jacket incluyen la fatiga en las juntas y la capacidad de fabricación de la estructura.

La transferencia de cargas de viento, que tradicionalmente son dominantes para las turbinas eólicas jacket, así como las cargas de olas extremas, a la estructura de soporte y los cimientos es un aspecto importante de los análisis de diseño [10].

Para hacer que las jackets sean más competitivas, los temas de investigación actuales incluyen optimización (para lograr estructuras más ligeras o fáciles de fabricar), modelado numérico mejorado (para tener en cuenta las complejidades estructurales de manera más eficiente) y mayor precisión en las predicciones de carga (para reducir las incertidumbres y el riesgo).

La Figura 4 compara una base jacket tradicional y una trenzada, que es un enfoque relativamente nuevo para la reducción de costos.





1.3.3.1.3 Trípode

Los cimientos de turbinas eólicas tipo trípode (y quadpod) representan, hasta cierto punto, una combinación híbrida de estructuras de soporte jacket y monopilote.

Al igual que las jackets, los trípodes logran la fijación al fondo marino a través de tres o cuatro patas apiladas, y la base ancha permite distribuir el momento de vuelco entre las patas.

A diferencia de las jackets, la estructura consta de varios elementos de gran diámetro, con una única columna central que se extiende a través de la superficie del agua. Estos diseños son más eficientes que los monopilotes, se pueden instalar con equipos de hincado de pilotes más pequeños y tienen menos componentes que las jackets.

Se observan desafíos de diseño similares a los de los monopilotes y las jackets. En la actualidad, los trípodes y quadpods no están muy extendidos, lo que puede deberse a que el proceso de fabricación es más complejo que un monopilote y los componentes son más pesados que los de una jacket.

1.3.3.1.4 Suction bucket

Los cimientos de la estructura “suction bucket” son una alternativa al enterrado de pilotes, y se ha propuesto la tecnología de estos para estructuras de soporte de una sola columna (similar a los monopilotes) y de varias columnas (trípodes).

La fijación en el lecho marino se logra bombeando agua de un "cubo" invertido en el lecho marino. El diferencial de presión (menor presión en el cubo y mayor presión en la parte superior del cubo) empuja la base hacia el lecho marino. La tecnología se ha utilizado en la industria del petróleo y el gas y se ha implementado en proyectos de demostración, pero aún no se ha adoptado ampliamente para las turbinas eólicas.

Los cimientos eliminan la necesidad de enterrar pilotes ruidosos y pueden ser utilizados en una amplia variedad de fondos, siempre que el suelo admita la penetración del cubo.



En comparación con la industria del petróleo y el gas, los suction bucket para aerogeneradores marinos, especialmente para monopilotes, son más grandes y deben soportar grandes momentos de vuelco, lo que sigue siendo un desafío de diseño.

1.3.3.1.5 Gravedad

Finalmente, las estructuras basadas en la gravedad (GBS, por sus siglas en inglés) brindan otra alternativa al hincado de pilotes.

Como sugiere el nombre, un GBS depende de su peso para mantenerse erguido. El lastre pesado normalmente se coloca en una base ancha (Figura 3), que está conectada a un eje más estrecho que se extiende por encima de la línea de flotación.

Este concepto se tomó prestado de la industria del petróleo y el gas: el primer parque eólico marino en Dinamarca (Vindeby) empleó GBS en una profundidad de agua de 5 m.

Si bien los GBS evitan el ruidoso y exigente proceso de apilamiento, el peso adicional requiere buques de transporte y grúas más grandes. Los desafíos de diseño para las turbinas eólicas GBS incluyen la estabilidad geotécnica (puede ser necesaria la preparación del lecho marino y la protección contra la socavación, aunque los GBS se pueden usar para una variedad de suelos), así como la reducción de costes y extensiones para aguas más profundas.

1.3.3.2 Estructuras eólicas flotantes

A diferencia de las estructuras de soporte fijas en el fondo, las estructuras de soporte flotantes generalmente se caracterizan por un mayor cumplimiento y generalmente están diseñadas para aguas más profundas.

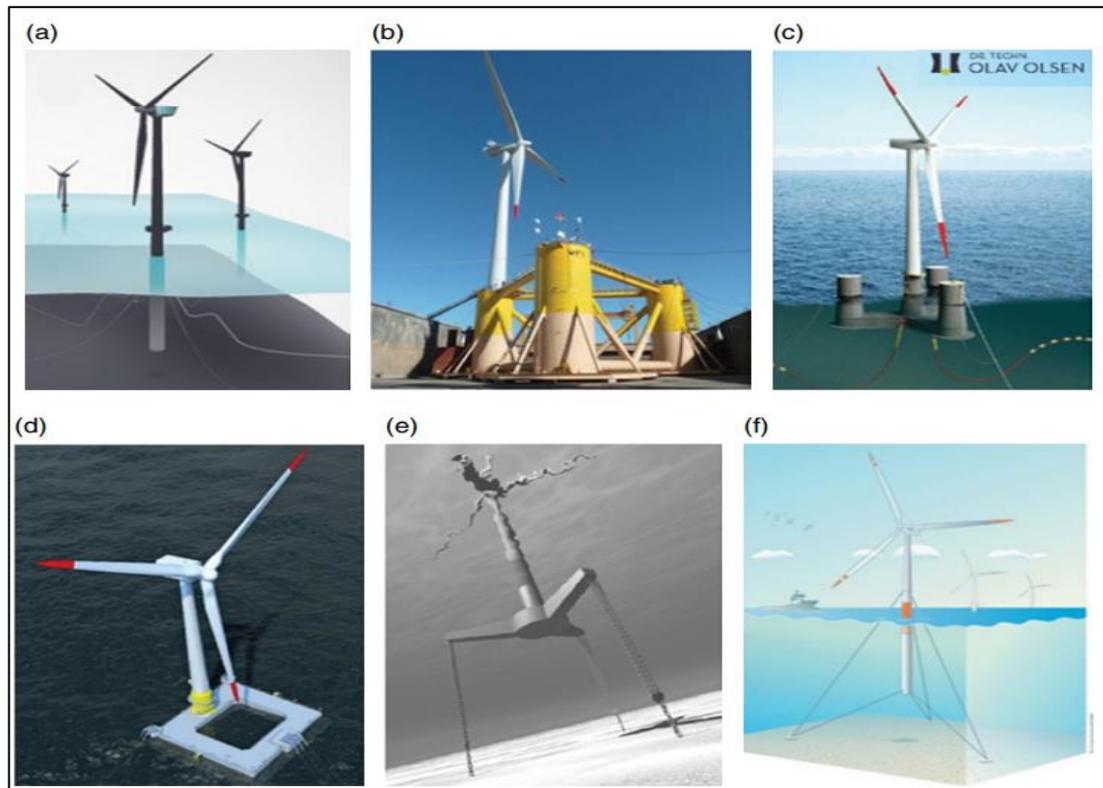


Figura 5 Aerogeneradores flotantes. (a) Spar: Hywind de Statoil. (b) Semisumergible: WindFloat de Principle Power. (c) Semisumergible: OO Star de Dr techn Olav Olsen. (d) Barge o barcaza: de IDEOL. (e) TLP: de Glosten. (f) TLB: de IFE [3]

La Figura 5 muestra una selección de conceptos de aerogeneradores flotantes, que están amarrados por líneas de catenaria o tensores. Una clasificación común de las turbinas eólicas flotantes (FWT) se basa en su principal fuente de estabilidad: a través del momento de inercia del plano de agua, de un centro de gravedad muy bajo o mediante el sistema de amarre. Esta clasificación se puede ilustrar mediante una ecuación general para la rigidez lineal de una estructura flotante en el paso:

$$C_{55} + K_{55} = \rho g I_{55} - Mgz_G + \rho g \nabla z_B + K_{55} \quad (1)$$

Donde C_{55} es la rigidez hidrostática, que se obtiene a partir del momento de inercia del plano de agua (I_{55}), la masa seca (M) y su centro de gravedad vertical (z_G), y el volumen desplazado (∇) y su centro de flotabilidad (z_B). La rigidez obtenida del sistema de amarre se indica como K_{55} .



El momento de inercia del plano de agua (I_{55}) es la inclinación (alrededor del eje y) y se obtiene mediante la integración sobre el área del plano de agua (A_{wp}):

$$I_{55} = \iint_{A_{wp}} x^2 dx dy. \quad (2)$$

1.3.3.2.1 Semisumergible

Los FWT semisumergibles y tipo barcaza obtienen la mayor parte de su estabilidad del I_{55} . Para aumentar el I_{55} , el uso más eficiente del material es aumentar el área que está lejos del eje central, en lugar de aumentar el área total. En un diseño semisumergible, las columnas exteriores son las que más contribuyen a la estabilidad. El uso de columnas perforadoras de superficie (como en un semisumergible) en lugar de una plataforma plana sólida (como en una barcaza) permite la reducción de las fuerzas de las olas, pero requiere un diseño estructural cuidadoso. Las cargas de compresión/palanca y los momentos de trasiego en las columnas deben ser absorbidos por un sistema de arriostamiento o dentro de las columnas y pontones de un diseño sin tirantes [10]. En comparación con otros tipos de FWT, la instalación de semisumergibles es relativamente simple.

1.3.3.2.2 Spar

Los FWT Spar obtienen la mayor parte de su estabilidad de los términos $MgzG$ y $g zB$ de la ecuación (1): el centro de gravedad se coloca muy por debajo del centro de flotabilidad, de modo que la fuerza positiva de recuperación de la gravedad supera con creces la contribución negativa de la fuerza de flotabilidad.

Este diseño permite que el área del hidropiano sea bastante pequeña, lo que reduce significativamente las cargas de las olas. La principal desventaja de los FWT spar es su gran calado, que limita las posibilidades de completar el proceso de acoplamiento (unión de la turbina y la torre al casco) en tierra y las ubicaciones en las que se pueden instalar. Una consideración adicional para las turbinas eólicas spar es que las frecuencias naturales de los movimientos de guiñada y cabeceo (o balanceo) podrían ser similares, lo que podría conducir a una inestabilidad [12].



1.3.3.2.3 TLP

Los FWT de patas tensoras (TLP) y los (TLB) utilizan el sistema de amarre para proporcionar la mayor parte de la fuerza de recuperación. Estos FWT están diseñados de manera que la fuerza de flotabilidad exceda la fuerza gravitacional (peso) de la plataforma y la turbina. El sistema de amarre, que consta de n líneas, está bajo tensión. Los tensores verticales están asociados con las TLP, que están restringidos en la elevación, cabeceo y balanceo, mientras que los tensores en ángulo están asociados con TLB, que están restringidos en todos los grados de libertad.

Las turbinas eólicas TLP y TLB ofrecen las ventajas de movimientos muy limitados, huella reducida y ahorros potenciales en acero en el casco, pero sufren el alto coste del sistema de amarre, que debe soportar grandes cargas dinámicas (y debe, típicamente, evitar pérdidas de tensión). La rigidez lineal en el paso del sistema de amarre de un TLP con n tensores verticales ubicados en el radio r y la profundidad z se puede estimar como:

$$K_{55} = \sum_{j=1}^n \left(\frac{F}{l_0} z^2 + \frac{EA}{l_0} r^2 \right) \cos^2 \theta_j \quad (3)$$

Donde F es la pretensión por tensor, l_0 es la longitud de la línea sin estirar, EA representa la rigidez axial del tensor y θ_j es el ángulo de unión en el plano horizontal.

Si bien las plataformas spar de acero, semisumergibles y de patas tensoras son los temas de investigación más comunes en la actualidad, también se han presentado variaciones novedosas de dichas plataformas [13] [14] afirmando que los cascos de hormigón, particularmente para flotadores semisumergibles, pueden reducir el coste de fabricación.

También se han propuesto semisumergibles en forma de V, plataformas de patas tensoras autoestables y plataformas spar con una sola línea de amarre tensa (tension-leg spar) [15] [16] [17] [18].



1.4 JUSTIFICACIÓN Y RELEVANCIA

Los últimos años han sido testigo de un esfuerzo considerable hacia el desarrollo de la tecnología de turbinas eólicas marinas, donde junto a las turbinas de aguas poco profundas (fijas) han aparecido las turbinas flotantes, las cuales representan el próximo desafío en la industria de la energía eólica.

El sector de la energía eólica marina ha alcanzado una capacidad instalada global de más de 18,8 GW a finales de 2017, casi el 84% de la cual se encuentra en aguas europeas [19]. Según el Global Wind Report 2022 el sector eólico marino disfrutó de su mejor año en 2021, con 21,1 GW en servicio. Las nuevas instalaciones en alta mar representaron el 22,5% de todas las nuevas instalaciones el año pasado, lo que ayudó a llevar la capacidad total en alta mar del mundo a 57 GW, que es el 7% de las instalaciones globales.

A nivel mundial, 6.759 MW de capacidad eólica marina entraron en funcionamiento durante los primeros seis meses de 2022 en comparación con los 1.627 MW durante el primer semestre de 2021, según el World Forum Offshore Wind.

La disminución de los costos de los parques eólicos marinos y la escasez prevista de zonas terrestres adecuadas para la generación eólica (especialmente en países densamente poblados o zonas propensas a elevados riesgos medioambientales) ha traído la visión de la generación de energía eólica marina flotante, que ahora ha entrado en una etapa de creación de prototipos.

La generación de energía eólica flotante trae consigo una serie de ventajas como la disponibilidad de un recurso casi ilimitado, junto con un menor impacto visual y acústico. Además, en el entorno de aguas profundas se puede lograr una mayor productibilidad debido a que allí hay vientos más fuertes y con menor turbulencia, siendo esta última también beneficiosa para la vida a fatiga [20].



Por otro lado, tienen la desventaja de una mayor complejidad y de mayores costes de instalación, mantenimiento y desmantelamiento. Esto se debe al acceso restringido al emplazamiento debido a posibles condiciones climáticas adversas, costosos procedimientos de instalación y altos costes de conexión a la red. Estos aspectos hacen que el coste de capital de los aerogeneradores flotantes sea aproximadamente el doble que, en aguas poco profundas, donde la instalación está técnica y económicamente consolidada.

Las turbinas eólicas deben diseñarse para la capacidad de servicio, es decir, la producción de energía, y la seguridad, es decir, la ausencia de accidentes, a lo largo de su vida útil prevista, con el menor coste posible por unidad de energía entregada.

La corrosión de la superficie es una preocupación importante para la resistencia de los aerogeneradores marinos: las estructuras de soporte a menudo están expuestas al duro ambiente del agua salada, mientras que las palas están expuestas a impactos de erosión debido a partículas de sal y gotas de agua. Se puede considerar una combinación de protección catódica, recubrimientos protectores y materiales resistentes a la corrosión, de acuerdo con la experiencia de la industria del gas y el petróleo en alta mar.

La industria eólica marina necesita sistemas de recubrimiento que no requieran mantenimiento y que puedan durar hasta 20 años. El análisis del ciclo de vida sugiere que un dúplex de zinc (zinc rociado térmicamente y un sistema de pintura) puede ser una solución prometedora para la zona atmosférica y la zona de salpicaduras, mientras que para la zona sumergida se debería usar una combinación de protección catódica y recubrimiento epóxico [21]. En el futuro, los recubrimientos autorreparables podrían mejorar aún más el rendimiento.

Actualmente, solo existen prototipos de investigación de turbinas flotantes. En particular, Hywind es el primer parque eólico prototipo que utiliza plataformas Spar; se encuentra en el Mar del Norte, frente a la costa escocesa, y cuenta con cinco turbinas con una potencia total instalada de 30MW [22]. WindFloat es un único prototipo de Plataforma Semisumergible, ubicado en el Océano Atlántico frente a la costa portuguesa. Finalmente, Gicon es un prototipo de plataforma (TLP) que se instalará en el mar Báltico. Actualmente se están considerando otros prototipos para su instalación.



Un análisis económico es fundamental para destacar el posible mayor potencial de los parques eólicos marinos flotantes, y para respaldar sus valores técnicos y su sostenibilidad. Se dispone de muy pocos estudios sobre los criterios de los posibles costes de inversión de las turbinas eólicas flotantes.

1.5 OBJETIVOS

El objetivo general de este estudio fue realizar una comparativa entre los dos tipos de aerogeneradores marinos de producción de energía eléctrica instalados en la actualidad; el aerogenerador fijado al fondo marino y el aerogenerador flotante. Para poder conseguir este objetivo general de debieron cumplir los siguientes objetivos específicos:

- Analizar las diferentes características de diseño de los dos sistemas de generación eléctrica offshore.
- Estudiar las diferentes cargas estáticas y dinámicas a las que están sometidas los aerogeneradores y comparar las repercusiones en el diseño.
- Estudiar y analizar los diferentes aspectos económicos que afectan al diseño, construcción y explotación de los dos diseños de aerogeneradores para la producción de energía eléctrica offshore.

2. MEMORIA DESCRIPTIVA

2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El mundo ha estado produciendo energía a partir de carbón y otros combustibles fósiles durante más de un siglo. Estas fuentes utilizadas son perjudiciales para el medio ambiente y han mostrado tener efectos adversos en la historia.

Debido a los avances en todos los campos de la ciencia, se introducen algunas fuentes de energía renovables. Esta energía comenzó a escalas locales, pero con las nuevas tecnologías los inversores comenzaron a introducir esta tecnología a gran escala y comercial.



El gráfico (Figura 6) muestra la tendencia en la generación de electricidad a través de turbinas eólicas en los últimos años. El gráfico se eleva de manera exponencial y el futuro de esta industria se justifica a partir de él.

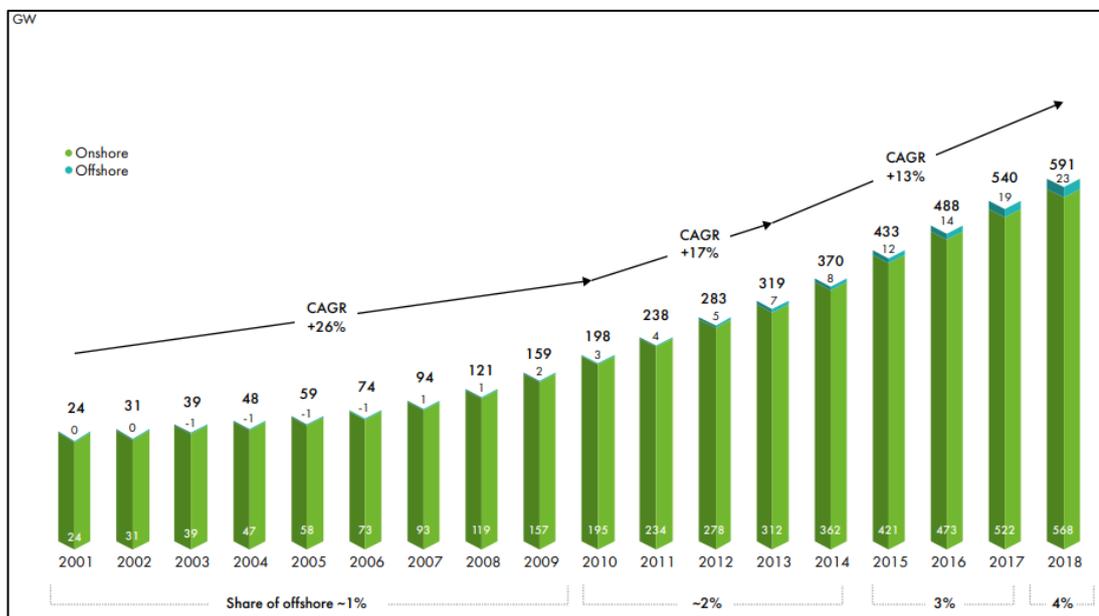


Figura 6 Desarrollo histórico de instalaciones totales [23]

Las estructuras offshore son estructuras estáticas o con una gran dificultad para trasladarse a dique seco. De esta manera, la adhesión de biofouling y la posterior generación de corrosión se produce de manera completamente diferente a las estructuras dinámicas, como los buques.

Además, las estructuras offshore fijadas al fondo marino asumen diferentes consideraciones en la protección contra la corrosión que las estructuras flotantes, debido a que estas últimas tienen mayor superficie expuesta a condiciones más agresivas.

En otras palabras, la corrosión en el medio marino varía en función de la profundidad a la que está sumergida la estructura. El entorno de aguas profundas tiene un ambiente muy diferente de la superficie, ya que se caracteriza por la ausencia total de luz solar, la alta presión hidrostática (aumento de 1 atm por cada 10 m de profundidad) y una baja temperatura del agua de aproximadamente 5°C. Todas estas variables reducen la agresividad del entorno para las estructuras fijas.



Por el contrario, las aguas superficiales tienen un mayor nivel de corrosión, especialmente en la zona denominada de salpicaduras, que se localiza justo encima de la línea del nivel de agua.

Esto indica que las estructuras flotantes tendrán mayores problemas de corrosión y se deberán de diseñar sistemas y recubrimientos para mitigarlos.

Actualmente estas estructuras eólicas se están instalando en el mar a muchos kilómetros de la costa y, debido a muchas inversiones y demandas, sus tamaños están creciendo, viéndose expuestas a fuerzas más grandes e intensas.

2.2 METODOLOGÍA

El proceso comparativo implica una selección inicial de los aspectos a tener en cuenta como:

- Análisis de diseño de la estructura de soporte.

En este apartado se incluye el estudio de las diferentes cargas estáticas y dinámicas en el medio marino a las que están sometidas las estructuras eólicas marinas, realizando un análisis dinámico global de evaluación, el cual comprende el análisis de las fuerzas, desplazamientos, velocidades y aceleraciones que aparecen en una estructura o mecanismo como resultado de los desplazamientos y deformaciones importante para el diseño de las estructuras. Terminando con un análisis experimental y ambiental comparativo.

- Análisis económico.

El análisis económico comparativo de las estructuras eólicas offshore se realiza para evaluar la viabilidad financiera de los proyectos de energía eólica marina. Algunos de los factores que se consideran en este análisis incluyen el coste de capital (CAPEX), el costo de operación y mantenimiento (O&M-OPEX) y el costo de desmantelamiento (DECEX).



Para buscar toda la información recogida en el estudio, se emplean varias bases de datos y buscadores como: Dialnet, Google Académico y Scopus, y se investigan artículos científicos relacionados con el tema además de la norma “NI572 Classification and certification of floating offshore wind turbines” del Bureau Veritas.

2.3 HERRAMIENTAS DE RESOLUCIÓN

2.3.1 ANÁLISIS DE DISEÑO DE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Un análisis comparativo en el diseño de las estructuras de soporte de aerogeneradores marinos fijos y flotantes es un proceso que evalúa las diferencias en cuanto a su diseño y su capacidad para soportar los esfuerzos y cargas a los que están sometidas en el medio ambiente marino.

Es importante tener en cuenta que los factores clave a considerar en el diseño incluyen la localización, la topografía marina, los requisitos de la red eléctrica, la capacidad de transmisión y la capacidad de acceso y mantenimiento. Se recomienda realizar un análisis exhaustivo y comparativo para determinar el tipo de estructura de soporte más adecuado para cada proyecto específico.

La normativa para el diseño de las estructuras de soporte de aerogeneradores marinos fijos y flotantes varía según la región geográfica y los requisitos específicos del proyecto. En general, la normativa establece requisitos técnicos y ambientales que deben cumplirse para garantizar la seguridad, la eficiencia y la sostenibilidad de las estructuras de soporte de aerogeneradores marinos.

Algunos de los requisitos más comunes incluyen:

- Materiales: La normativa suele especificar los tipos de materiales que se pueden usar para la construcción de las estructuras de soporte, incluyendo requisitos de calidad, resistencia y durabilidad.
- Diseño: La normativa suele establecer requisitos para el diseño de las estructuras de soporte, incluyendo la capacidad de resistencia a las fuerzas marinas, el anclaje y la estabilidad.



- Medio ambiente: La normativa suele incluir requisitos ambientales para proteger el medio ambiente marino, incluyendo la prevención de la contaminación acústica y la protección de la fauna marina.
- Seguridad: La normativa suele incluir requisitos de seguridad para garantizar la seguridad de los trabajadores y de la población local durante la construcción y el mantenimiento de las estructuras de soporte.

El diseño preliminar de la estructura de soporte de los aerogeneradores marinos, del inglés Offshore Wind Turbine (OWT), a menudo se lleva a cabo utilizando herramientas de análisis y modelado simplificadas.

Ya sea diseñando un concepto novedoso o escalando un diseño existente para una nueva ubicación o turbina, se necesitan modelos simples para determinar si el diseño satisface o no criterios básicos, como el equilibrio estático, desplazamientos máximos, ángulos de inclinación máximos y períodos naturales de movimientos de cuerpos rígidos para plataformas flotantes, o desplazamientos de la línea de lodo y períodos naturales del sistema para vibraciones para plataformas fijas en el fondo.

Los criterios de diseño en la etapa inicial a menudo se describen en términos de características globales más básicas, como períodos naturales y compensaciones. Estos criterios deberían, por supuesto, ser racionales y capaces de dar una predicción razonable de la integridad estructural, la funcionalidad o el coste del sistema. En el caso de las turbinas eólicas flotantes, se debe considerar la ubicación de los movimientos del cuerpo rígido y de los primeros modos de flexión de la torre.

Además de los límites de los períodos naturales, otros criterios de diseño preliminares para los (OWT) suelen estar relacionados con las respuestas máximas esperadas en las condiciones “at-rated” (empuje máximo) o tormenta (ola máxima).

Para comprobar que un diseño conceptual satisface los criterios de diseño, a menudo se emplean cálculos manuales sencillos. Para las turbinas eólicas fijas en el fondo, un modelo simple de elemento de viga con estimaciones iniciales de la rigidez del suelo puede ser suficiente para estimar las frecuencias naturales.



Para las turbinas eólicas flotantes, la geometría determina la flotabilidad, mientras que la masa seca, la masa agregada y la rigidez debida a la hidrostática y el sistema de amarre deben estimarse para obtener un sistema flotante estable con los períodos naturales deseados. La masa seca del casco incluye tanto la masa de acero (u hormigón) como el lastre.

Para mejorar el diseño en una etapa temprana, se usa el modelado paramétrico del casco, es decir, definir el casco como una combinación de formas geométricas simples y definir sus dimensiones como parámetros, que se puedan combinar con estos modelos analíticos simplificados.

2.3.1.1 Cargas en el medio marino

Las condiciones ambientales complejas, desafiantes, cuasiestáticas y dinámicas caracterizan el ambiente marino con el que interactúan las estructuras de soporte de (OWT).

Incluso en un día perfectamente tranquilo, las variaciones de las mareas pueden modificar el equilibrio estático de una estructura firmemente amarrada o generar fuertes corrientes. Los sitios en alta mar se eligen inherentemente para tener un buen recurso eólico, lo que también implica cargas dinámicas significativas del viento y las olas, además de la corriente y las posibles cargas inducidas por el hielo.

Aquí se ofrece una breve introducción a los temas relevantes en aerodinámica e hidrodinámica, con referencias a libros de texto más detallados sobre estos extensos temas.

2.3.1.1.1 Cargas Aerodinámicas

Las cargas inducidas por el viento a menudo son impulsoras de diseño para las estructuras de soporte (OWT), aunque la importancia relativa de las cargas de las olas tiende a aumentar a medida que aumenta la profundidad del agua.



Al considerar el diseño de la estructura de soporte para una ubicación determinada, las variaciones del viento en el tiempo y el espacio pueden ser importantes: las variaciones temporales se caracterizan como estacionales, diurnas y de corto plazo (turbulencia y ráfagas), mientras que las variaciones espaciales locales importantes incluyen el efecto de cizallamiento de la capa límite y los efectos de estela de las turbinas eólicas vecinas.

El rotor y la torre de la turbina eólica, así como cualquier componente de la estructura de soporte que se encuentre por encima de la superficie de la ola, se ven directamente afectados por el viento turbulento entrante. Las cargas aerodinámicas del rotor son más significativas en las condiciones operativas típicas, pero las fuerzas de arrastre sobre la torre y la estructura de soporte (generalmente asumidas como proporcionales a la velocidad del viento al cuadrado) pueden volverse significativas en condiciones extremas cuando el rotor está estacionado.

Los modelos aerodinámicos para turbinas eólicas van desde modelos unidimensionales 1D de equilibrio de momento hasta soluciones completas en 3D de Navier-Stokes. Los modelos “Blade Element Momentum” (BEM) y “Generalized Dynamic Wake” (GDW) son herramientas computacionalmente eficientes que se pueden acoplar fácilmente a modelos estructurales de elementos de viga. El método (BEM) se basa en la conservación de la cantidad de movimiento y la masa, y el requisito de que las fuerzas locales de sustentación y resistencia en los perfiles aerodinámicos sean coherentes con la ecuación de la cantidad de movimiento. A pesar de las limitaciones de (BEM) y (GDW), como su incapacidad para tener en cuenta el gran cono del rotor o las grandes deflexiones de las palas, estos métodos dan resultados bastante precisos para muchas condiciones operativas [43].

La magnitud y el contenido de frecuencia de las cargas inducidas por el rotor son fundamentales para el diseño de la estructura de soporte. Las cargas del rotor están estrechamente relacionadas con el viento entrante y con las acciones del sistema de control.



El acoplamiento entre las cargas aerodinámicas y los movimientos estructurales es un efecto particularmente importante que debe capturarse en el análisis (OWT). El rotor está expuesto a la velocidad relativa del viento, lo que explica su propio movimiento en comparación con el movimiento del aire circundante: si el rotor se mueve hacia el viento, la velocidad relativa es mayor. En general, este principio da como resultado un efecto de amortiguación aerodinámico.

Para las turbinas eólicas fijas en el fondo, la amortiguación aerodinámica puede ser la fuente de amortiguación dominante en las condiciones operativas. Sin embargo, en condiciones de velocidad del viento superiores a la nominal, dependiendo de la frecuencia a la que responde el sistema de control y la frecuencia natural estructural, puede ocurrir una retroalimentación negativa.

Los efectos del sistema de control pueden inducir un amortiguamiento negativo para los (FWT), lo que requiere una modificación de la lógica de control [44]. La vibración, los efectos y acoplamientos aerodinámicos a los movimientos del flotador deben considerarse cuidadosamente con respecto a la estabilidad.

Las condiciones de fallo también pueden inducir cargas aerodinámicas que pueden tener graves consecuencias para las estructuras de soporte de (OWT). Como ejemplo, se puede considerar una situación en la que el mecanismo de cabeceo de una de las palas deja de funcionar, tal vez debido a un problema en el sistema hidráulico, y la turbina empieza a funcionar a velocidades de viento superiores a la nominal. De esta forma, habrá una carga de desequilibrio resultante en la turbina. Si el sistema de control de supervisión detecta el fallo, se puede iniciar un procedimiento de apagado (con dos cuchillas en funcionamiento).

El procedimiento de apagado puede inducir una gran fuerza de empuje negativa a medida que las palas se inclinan, lo que a su vez puede inducir una respuesta transitoria significativa en la estructura de soporte [45] [46].



2.3.1.1.2 Cargas Hidrodinámicas

Los componentes húmedos de los (OWT) están sujetos a cargas hidrostáticas, inducidas por olas y corrientes. La importancia relativa de estas cargas depende en gran medida del diseño: las cargas hidrostáticas pueden determinar el grosor de las chapas de algunas regiones del casco (FWT), mientras que las cargas de olas empinadas y rompientes pueden estar impulsadas por el diseño para monopilotes o para otras partes del casco (FWT).

Las cargas hidrostáticas se pueden calcular directamente en función de la geometría y las características del agua. Las olas del océano que son de interés para las estructuras de soporte de (OWT) son generadas principalmente por el viento, ya sea localmente (llamadas “wind-waves”, con períodos alrededor de 5 a 15s) o en una ubicación diferente (típicamente llamadas “swell-waves”, caracterizadas por períodos y una banda de frecuencia más estrecha) [47].

Las ondas son estocásticas e irregulares. Un modelo simple de la superficie del mar en un período corto de, por ejemplo, tres horas, es una combinación de ondas armónicas lineales con diferentes frecuencias, fases y direcciones.

Para el análisis (OWT), la descripción espectral de las olas debe elegirse cuidadosamente para representar correctamente la distribución de frecuencias de las condiciones locales, incluyendo tanto el viento del mar como el oleaje, así como su respectiva extensión.

Para estructuras relativamente pequeñas, que se puede suponer que tienen poco efecto en el campo de las olas, las cargas de presión hidrodinámica pueden estimarse a partir del flujo potencial no perturbado resultante. Para estructuras de gran volumen, el potencial de velocidad debe resolverse incluyendo la presencia del cuerpo, incluyendo así los efectos de difracción. Debido a los movimientos de la estructura, se debe prestar atención adicional a las cargas de radiación, que pueden describirse como masa adicional y amortiguamiento lineal en el dominio de la frecuencia.



La ecuación de Morison se usa a menudo para modelar las cargas de las olas en estructuras cilíndricas delgadas. La suposición de esbeltez se considera razonable para $\lambda > 5D$, donde λ es la longitud de onda y D es el diámetro estructural.

Las cargas de onda discutidas hasta ahora, utilizando modelos de flujo potencial de primer orden o la ecuación de Morison con cinemática de onda lineal, son principalmente lineales. Sin embargo, en realidad, hay no linealidades en las cargas de onda que son importantes para modelar (OWT).

Para las turbinas eólicas fijas en el fondo, los efectos de las olas no lineales (incluidas las olas rompientes) y la difracción no lineal pueden ser importantes. La no linealidad de las olas de aguas poco profundas, particularmente en condiciones de tormenta, puede volverse significativa, de modo que el modelado lineal de la cinemática no es suficiente. Las cargas de alta frecuencia relacionadas con ondas empinadas no lineales pueden excitar respuestas de salto (estado estacionario) o de timbre (transitorias) de los (OWT) [48].

Además, las olas rompientes pueden impartir cargas significativas: el modelado físico correcto de estas cargas es un área de investigación activa [49][50][8]. La ruptura de las olas induce la disipación de energía, de modo que en realidad podría esperarse una altura de ola significativa más baja, así como cargas más altas de duración típicamente más corta que las inducidas por olas que no rompen. Las cargas de ondas no lineales también pueden ser importantes para las estructuras flotantes. Las cargas de onda de segundo orden incluyen componentes en las frecuencias de suma y diferencia de las frecuencias de onda primaria.

Sin embargo, las cargas hidrodinámicas no solo están relacionadas con los efectos de las olas. Las corrientes oceánicas, impulsadas por el viento, las mareas, los efectos geostroficados, también son importantes a considerar.

Las corrientes no solo pueden contribuir a cargas estáticas y de variación lenta, sino que la interacción con las olas también puede resultar en la modificación de la frecuencia y magnitud de las cargas inducidas por las olas.



Además, se debe considerar el potencial de vibraciones inducidas por vórtices o movimientos inducidos por vórtices. Si bien el tratamiento actual de las cargas hidrodinámicas debe considerarse como una introducción superficial y descriptiva, se pueden encontrar estudios más completos de estos temas en los libros de texto [51][12], y los estándares de diseño existentes pueden brindar una guía práctica [38].

2.3.1.2 Cargas Marinas Adicionales

Colocar aerogeneradores en el medio marino requiere considerar otros factores además del viento, las olas, las corrientes y la presión hidrostática. En el diseño deben tenerse en cuenta las variaciones del nivel del agua, el hielo, el crecimiento marino, las cargas sísmicas y las interacciones suelo-estructura. Además de estas cargas, que se analizan aquí, también deben tenerse en cuenta las cargas accidentales (como las de colisiones de barcos).

Las mareas, impulsadas por la atracción gravitacional entre la Tierra, el Sol y la Luna, provocan variaciones en el nivel medio del mar, con picos que ocurren aproximadamente dos veces al día. La magnitud de las variaciones de las mareas es un problema complejo y también es específico del sitio, dependiendo significativamente de la batimetría local [47].

Para masas de agua más pequeñas, como los Grandes Lagos, las variaciones de marea pueden ser menos significativas (menos de 5 cm), pero los seiches (ondas estacionarias que se generan por las condiciones climáticas) pueden causar variaciones similares en el nivel medio del agua durante varias horas.

Las variaciones del nivel medio del agua tienen consecuencias reales para el diseño: para las estructuras fijas en el fondo, la altura de las plataformas de acceso puede depender de los niveles de marea extremos; los procedimientos de instalación pueden ser más fáciles de realizar para ciertas condiciones de marea (o condiciones de corriente de marea); para los (TLP), la tensión media del tensor también depende del nivel del agua. Pueden ocurrir variaciones temporales adicionales en los niveles del agua debido a las marejadas ciclónicas, cuando el agua se acumula contra la costa [47].



La combinación de marea alta y marejada ciclónica puede causar un aumento significativo en el brazo de momento de las fuerzas de las olas que actúan sobre las estructuras de soporte fijas en el fondo en condiciones climáticas extremas.

En regiones de clima frío, el diseño de la estructura de soporte de la turbina eólica marina también debe tener en cuenta el hielo y la formación de hielo. La formación de hielo en la turbina y la estructura de soporte puede provocar aumentos en las cargas gravitacionales e inerciales, y la formación de hielo en las palas modifica su rendimiento aerodinámico, con posibles consecuencias para la carga aerodinámica [52]. El hielo marino puede causar cargas directas sobre la estructura de soporte, y la interacción dinámica con el hielo que se rompe alrededor de una estructura de soporte puede excitar las frecuencias naturales estructurales. En comparación con las cargas solo de viento, se estimaron aumentos del 60% en la fuerza máxima y del 10% en el momento flector para grandes turbinas eólicas en Dinamarca [53].

Además, tanto en ambientes de agua dulce como salada, las estructuras en alta mar son susceptibles al crecimiento marino o bioincrustaciones, ya que las plantas y los animales se adhieren a las superficies bajo el agua y en la zona de salpicaduras. El crecimiento marino puede afectar directamente el peso, la geometría y la rugosidad de la superficie de la estructura. Estos efectos pueden modificar aún más las cargas hidrodinámicas (por ejemplo, aumentando el diámetro y modificando el coeficiente de arrastre CD) y la respuesta dinámica, la accesibilidad e incluso la tasa de corrosión [38].

Finalmente, una parte de la estructura de soporte estará necesariamente en contacto directo con el lecho marino y el suelo subyacente. Para las cimentaciones con pilotes, la interacción suelo-estructura es de particular importancia para la determinación de las frecuencias naturales estructurales y la distribución de cargas internas. Las cargas verticales son absorbidas principalmente por la fricción en el suelo, mientras que los momentos de vuelco de los monopilotes son absorbidos por las reacciones horizontales del suelo. El contacto directo con el suelo también puede conducir a la transferencia de cargas sísmicas a la estructura.



Por supuesto, estas cargas deben considerarse en el diseño; sin embargo, [54] sugieren que, a medida que aumenta el tamaño de la turbina, el momento flector sísmico aumenta (escala) menos rápidamente que el momento inducido por el viento.

2.3.1.3 Análisis Dinámico Global De Evaluación

El análisis global se considera necesario para el diseño de la estructura de soporte; un análisis global que utiliza modelos simplificados también puede combinarse con análisis locales o desacoplados de mayor resolución para examinar la resistencia de las uniones o la dinámica de la turbina eólica. Se puede utilizar una combinación de métodos numéricos y experimentales para el diseño de estructuras de soporte (OWT).

En las presentes secciones, se discuten los métodos de análisis global que se pueden utilizar para estimar los efectos de la carga para la estimación de la potencia y la evaluación de los criterios de diseño (como FLS o ULS). Los modelos de análisis dinámico deben incluir la masa y la masa agregada, la amortiguación, la rigidez y la excitación de los componentes importantes del sistema.

Se pueden considerar varios niveles de refinamiento en el modelo: por ejemplo, se espera que la flexibilidad en las palas, la torre, la base y el suelo sea importante en el análisis de los (OWT) fijados en el fondo, mientras que los modelos de cuerpo rígido pueden ser suficientes para estimar los movimientos de los (FWT).

2.3.1.4 Análisis Global Numérico A Corto Plazo

Para comenzar, se considera cómo evaluar las cargas en una estructura de soporte (OWT) en una condición combinada de viento-ola-corriente estacionaria dada.

Para realizar el análisis numérico a corto plazo, una de las primeras opciones es entre análisis de dominio de frecuencia y dominio de tiempo. El enfoque en el dominio de la frecuencia, que se ha utilizado ampliamente en la industria offshore, es computacionalmente muy eficiente pero normalmente requiere la linealización de las cargas y la estructura de respuesta. Los análisis en el dominio del tiempo permiten la inclusión de la no linealidad en la carga externa, la amortiguación, la rigidez geométrica o del material o las condiciones de contorno.



De este modo se pueden incluir las acciones del controlador de paso de la pala del aerogenerador y del par del generador, así como la amortiguación cuadrática, cargas de ondas no lineales, grandes deflexiones de las palas y grandes movimientos de plataforma. Debido a estas ventajas, a menudo se prefieren los análisis en el dominio del tiempo.

No obstante, debido al alto coste computacional de los análisis acoplados en el dominio del tiempo, se ha prestado una atención significativa a la aplicación de métodos en el dominio de la frecuencia para los (OWT) [55].

Kvittem y Moan [56] presentaron un enfoque de dominio de frecuencia lineal (FD) para turbinas eólicas flotantes. El método aborda los efectos de la carga en una estructura flotante rígida, ejemplificada con una turbina eólica semisumergible, y, especialmente, la respuesta a la flexión en la torre, considerando también los efectos de la dinámica estructural.

La amortiguación aerodinámica del rotor y la amortiguación hidrodinámica se incluyeron en los cálculos de los movimientos de las olas aplicando una formulación simplificada para la velocidad del viento adecuada y una forma linealizada de la ecuación de Morison, respectivamente.

Los historiales de tiempo de efecto de carga de las soluciones FD de solo viento y solo olas se sumaron para encontrar los historiales de efecto de carga total.

Se encontró que los efectos relevantes de movimiento y carga de tensión se desvían menos del 15% de la simulación en el dominio del tiempo. El error porcentual en las estimaciones del daño por fatiga es aproximadamente de 3 a 5 veces mayor que las incertidumbres en el nivel de tensión, ya que el daño por fatiga es proporcional a la tensión de la potencia 3-5.

Una opción común para el análisis (OWT) es una combinación de viga (torre, jacket, monopilote, palas), barra (líneas de amarre de catenaria) y elementos rígidos (casco, buje, góndola). Alternativamente, se puede utilizar un modelo de elemento de viga (o armazón sólido) para extraer las formas modales más importantes del sistema, y el

vector de desplazamiento se puede formular en términos de superposición de las formas modales seleccionadas.

Un enfoque de análisis modal puede reducir significativamente las demandas computacionales al tiempo que permite no linealidades en las cargas externas. Sin embargo, las matrices de rigidez geométrica y de material se linealizan para el análisis modal. Si se aplica un preprocesamiento preciso, el análisis modal puede ser una herramienta precisa para el análisis (OWT); pero los resultados se limitan a los modos que se identifican e incluyen.

La selección del modelo estructural también está relacionada con cómo se aplican las cargas aerodinámicas o hidrodinámicas: los modelos de cuerpo rígido solo permiten fuerzas y momentos integrados, mientras que los modelos de viga permiten cargas lineales distribuidas y los modelos de carcasa o sólidos permiten cargas de presión distribuidas.

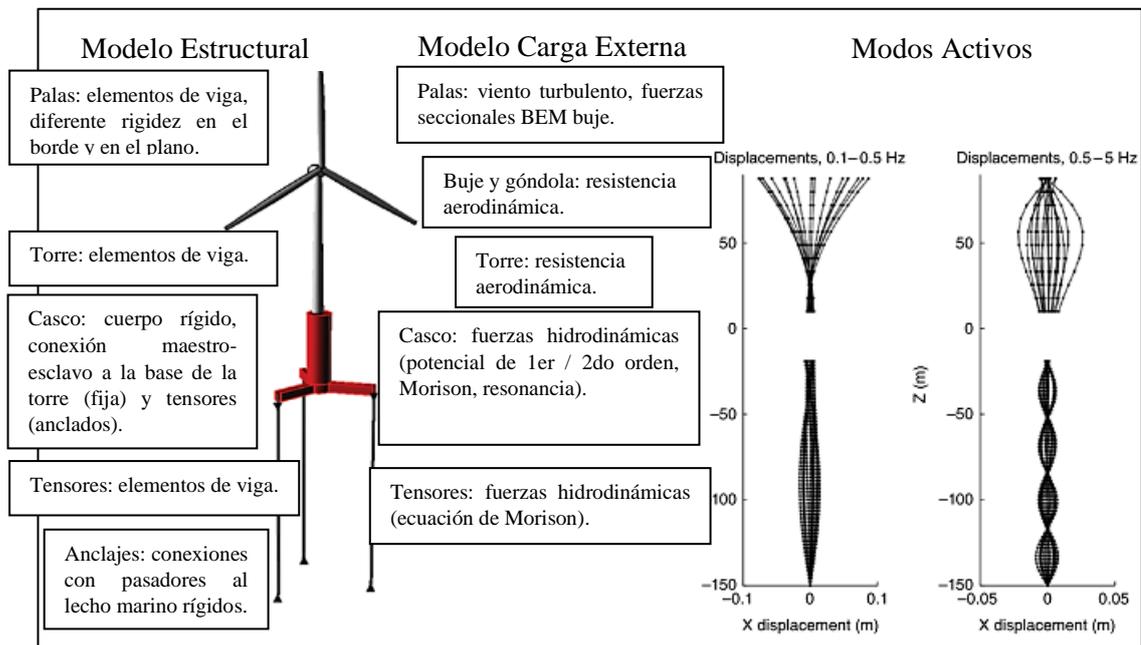


Figura 7 Ejemplo de estrategia de modelo global FE para un TLP FWT: modelo estructural, modelos de carga externa y formas de modo activo en los tensores y la torre [3]

La Figura 7 ilustra un enfoque de modelado para un análisis global de un (TLP) (FWT). El modelo estructural, que es representativo del análisis global típico del estado de la técnica, aplica elementos de viga para la mayoría de los componentes, excepto para el



casco; utiliza (BEM) para la aerodinámica de la turbina eólica y una combinación de cargas viscosas potenciales y de tipo Morison para el casco. Los modos activos se ilustran según los resultados filtrados en el dominio del tiempo para la torre y los tensores durante una prueba de caída del tono. El primer modo de flexión de la torre está acoplado con el primer modo de traslación de los tensores, mientras que el segundo modo de flexión de la torre está vinculado al cuarto modo del tensor. Si se considerara un análisis modal, deberían incluirse los modos superiores de los tensores.

Las escalas de tiempo del problema físico son una consideración importante para el análisis del sistema en el dominio del tiempo a corto plazo. Estas escalas de tiempo afectan la discretización espacial (o formas de modo para el análisis modal), así como el paso de tiempo y la duración de la simulación.

Las turbinas eólicas marinas fijas desde el fondo tienen sus períodos naturales más largos alrededor de cuatro segundos, mientras que los (FWT) pueden tener períodos naturales del orden de cientos de segundos.

Los primeros períodos naturales de las palas (y, en su caso, los primeros modos de flexión o torsión de las plataformas flotantes) deben resolverse suficientemente. Para los (FWT), también se deben incluir los períodos más largos de movimiento del cuerpo rígido. En el lado de la carga, se deben capturar las cargas de onda de segundo orden y de viento de variación lenta, así como las cargas de frecuencia de onda, la excitación $1p$ y $3p$ y, en algunos casos, las cargas de onda de frecuencia suma. La consideración del tren motriz generalmente requiere frecuencias aún más altas, de modo que el análisis del tren motriz a menudo se lleva a cabo de manera desacoplada. Se necesitan pequeños pasos para resolver los períodos naturales estructurales y los procesos de carga, mientras que se necesita una duración suficientemente larga para reducir la incertidumbre estadística de las condiciones a corto plazo.

La duración requerida, y adecuada, de los análisis a corto plazo sigue siendo un tema de investigación activo. La suposición de condiciones de olas estacionarias a menudo se considera que son tres horas en la industria marina.



Los cálculos de tres horas pueden requerir extender los límites de los supuestos con respecto a la estacionariedad del viento. Se puede considerar una gran cantidad de condiciones más cortas como una alternativa, pero los resultados de tales análisis deben evaluarse adecuadamente, especialmente para análisis de valores extremos.

2.3.1.2.2 Análisis Global Numérico A Largo Plazo

Se deben realizar y combinar correctamente una variedad de análisis numéricos a corto plazo descritos en la sección anterior para determinar los efectos debidos a las cargas ambientales, considerando tanto los efectos de carga extrema como los historiales de tiempo de efecto de carga [57].

Un análisis completo a largo plazo (FLTA), en el que se tienen en cuenta todas las condiciones ambientales relevantes y su probabilidad de ocurrencia, se considera el enfoque más preciso.

Para el análisis de valor extremo, se prevén tres formas alternativas de (FLTA); estos se basan en: valores máximos, extremos a corto plazo y tasas de cruce ascendente.

El (FLTA) se basa en el teorema de probabilidad total e integra el producto de la distribución de probabilidad a corto plazo del parámetro de respuesta (picos, extremos o tasa de cruce ascendente) y la distribución de probabilidad de los parámetros ambientales a corto plazo. Por lo tanto, el análisis completo a largo plazo requiere una cantidad significativa de simulaciones para muchas condiciones ambientales. También requiere una muestra suficientemente grande para lograr buenas estadísticas a corto plazo de la respuesta.

Por lo tanto, el (FLTA) requiere mucho tiempo. Dado que los valores extremos dependen principalmente del comportamiento de la cola de su distribución de probabilidad, solo unas pocas condiciones ambientales contribuyen realmente al resultado a largo plazo. Por esta razón, se han propuesto métodos simplificados. Estos incluyen el método de contorno ambiental (ECM) discutido por [58] y el análisis completo simplificado a largo plazo (SLTA) [59] [60].



2.3.1.5 Análisis experimental de OWT

Además del análisis numérico, se pueden utilizar métodos experimentales físicos para obtener una mayor comprensión de las cargas y respuestas de los (OWT). Los métodos físicos pueden incluir pruebas y mediciones a gran escala de componentes o sistemas, así como experimentos a pequeña escala en entornos controlados.

Las pruebas de laboratorio a gran escala de componentes como generadores o palas se realizan con más frecuencia que las pruebas de estructuras de soporte a gran escala, aunque los datos de la estructura de soporte se pueden recopilar de proyectos de demostración a gran escala en entornos naturales (no controlados).

Esta sección se centra en las pruebas a pequeña escala, que incluyen la estructura de soporte; como tal, no se considera la prueba aerodinámica pura de las palas y el rotor. Las pruebas a pequeña escala para las estructuras de soporte de (OWT) incluyen pruebas que solo consideran la carga hidrodinámica, así como las pruebas combinadas de viento-olas (y viento-corriente), que incluyen el sistema completo. El diseño de tal experimento (o prueba modelo) depende del objetivo de la prueba.

Las razones típicas para realizar pruebas de modelos incluyen [61]:

- Confirmar el comportamiento del sistema
- Estimar las respuestas extremas
- Evaluar los fenómenos no lineales
- Realizar una evaluación de carga detallada
- Validar códigos informáticos
- Convencer a los tomadores de decisiones
- Comprender los fenómenos del flujo de fluidos.

Por ejemplo, la prueba del tanque de olas es una herramienta importante para comprender la carga de olas no lineal y la respuesta inducida por las olas de las turbinas eólicas fijas en el fondo.



Las condiciones de oleaje relevantes generalmente corresponden a altas velocidades del viento más allá del límite, de modo que incluir el rotor no se considera de primordial importancia.

Las pruebas con modelos flexibles son útiles para comprender las respuestas de las turbinas eólicas fijas en el fondo. Para juzgar la importancia de varias condiciones de olas para la estructura, es útil medir la respuesta de un modelo flexible con las formas modales correctas y el período natural escalado [50] [8]. Para un modelo flexible, se debe usar un material más suave a escala del modelo para que coincida con la forma del modo y el período natural.

Para las estructuras jacket o tirantes de estructuras semisumergibles, las validaciones numéricas deben llevarse a cabo en base al modelo a pequeña escala, mientras que el análisis numérico del diseño a escala completa debe tener en cuenta los coeficientes de resistencia a escala completa.

En las pruebas de ondas de viento combinadas, el rendimiento aerodinámico de una turbina eólica se ve gravemente afectado por Re : el rendimiento del perfil aerodinámico en diferentes Re no es constante. Se ha demostrado que la realización de una prueba con una escala geométrica de Froude da resultados deficientes: la fuerza de empuje está muy subestimada, lo que dificulta la interpretación de los resultados para el rendimiento global de un (FWT) [62]°.

Para las pruebas de discos de arrastre, el viento a escala de Froude (de los ventiladores) se aplica a un disco grande que está dimensionado para dar la fuerza de "empuje" media correcta a escala de Froude. Se puede obtener algo de amortiguación aerodinámica, así como fuerzas giroscópicas si hay un rotor giratorio [63] [64].



Recientemente, los métodos de prueba híbridos (Figura 8) también han ganado fuerza como una alternativa para las pruebas de olas de viento. En general, las pruebas híbridas (también conocidas como pruebas de modelos híbridos de software en el bucle, hardware en el bucle o en tiempo real) consisten en una combinación de un modelo físico, que está sujeto a cargas físicas, y un modelo numérico, que se ejecuta en tiempo real con retroalimentación de las mediciones del modelo físico y se utiliza como base para accionar cargas o movimientos adicionales.

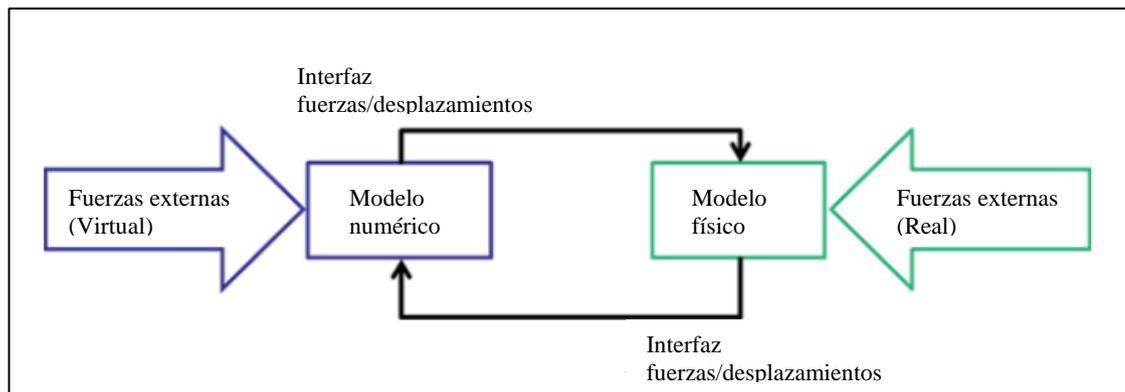


Figura 8 Pruebas híbridas [3]

En el caso de los (FWT) en la cuenca del oleaje, el modelo físico puede consistir en la estructura de soporte y un modelo de masa de la turbina, mientras que el modelo numérico se utiliza para calcular las cargas aerodinámicas y del generador.

Las principales ventajas de las pruebas híbridas (Figura 9) son que se evitan las dificultades de escala, se conocen las cargas aerodinámicas y el modelo numérico es flexible (es decir, es posible cambiar fácilmente de un modelo de turbina a otro o incorporar cambios en el control).

Por supuesto, estas pruebas son principalmente aplicables si el propósito de la prueba del modelo es confirmar el comportamiento del sistema, convencer a los tomadores de decisiones o estudiar fenómenos puramente hidrodinámicos.

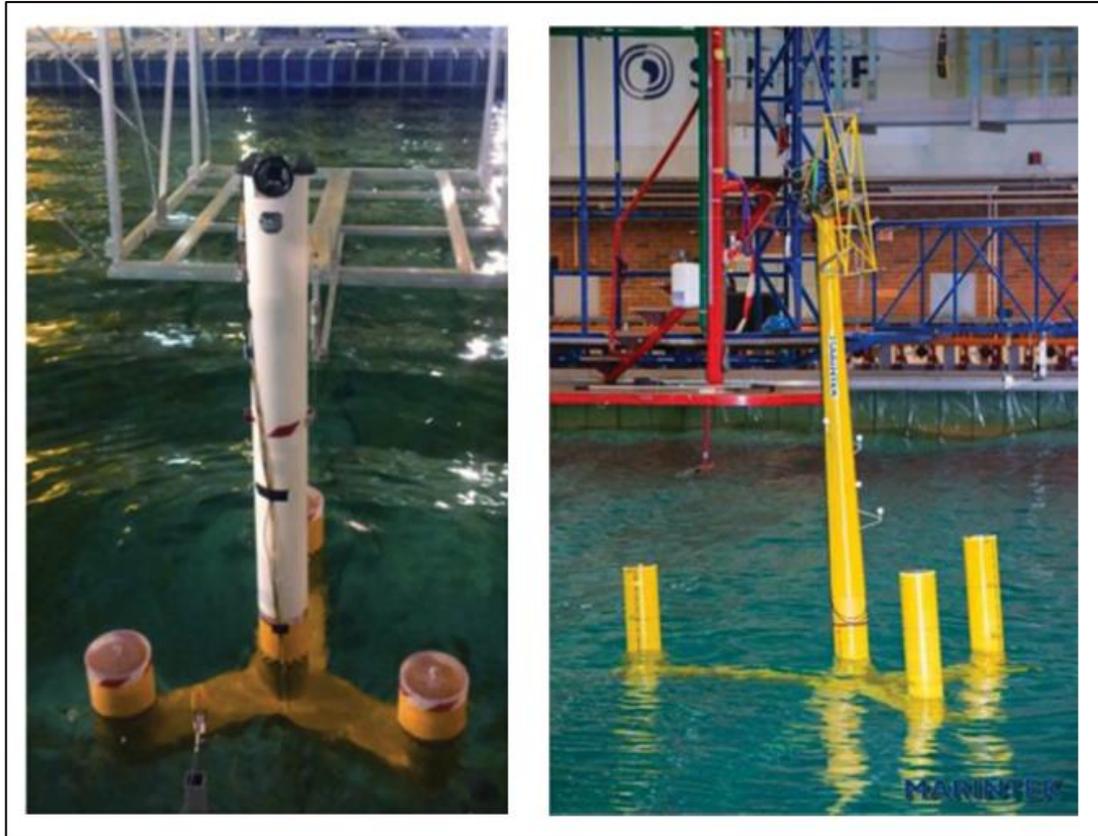


Figura 9 Ensayos de modelos híbridos en tiempo real de aerogeneradores flotantes. Izquierda: enfoque de ventilador con conductos [13]; derecha: enfoque de actuador [65].

Siguen existiendo desafíos de investigación en el desarrollo de estos métodos de prueba: es necesario un análisis más detallado del ancho de banda de frecuencia, retrasos en el sistema, control del actuador y limitaciones en la fidelidad computacional. También está en marcha el desarrollo paralelo de métodos similares en túneles de viento [66].

2.3.1.6 Análisis Ambiental

El análisis ambiental es una evaluación exhaustiva de los impactos ambientales de un proyecto, en este caso, de las estructuras eólicas marinas. El análisis ambiental de las estructuras eólicas marinas es importante para evaluar el impacto de la construcción y operación de estos proyectos en el medio ambiente marino y costero.



Algunos de los aspectos ambientales que se deben considerar en el análisis incluyen:

- Impactos sobre el hábitat marino
- Impactos sobre la biodiversidad marina
- Cambios en las corrientes marinas
- Efectos sobre la costa
- Contaminación acústica
- Contaminación química

Las estructuras eólicas marinas pueden tener un impacto negativo en la vida marina, incluyendo la alteración del hábitat, la muerte directa de animales y la interrupción de las corrientes marinas. También pueden alterar los ecosistemas costeros, incluyendo la erosión, la alteración de los niveles de sedimentación y la alteración de los patrones de mareas.

La gravedad de estos impactos depende de la ubicación de la estructura y de la cantidad de vida marina presente en el área. La construcción de estructuras eólicas fijas requiere la perforación y la colocación de pilares o anclas en el fondo marino, lo que puede causar perturbaciones significativas en el ecosistema marino, alterando los hábitats marinos y afectando a la biodiversidad. Las estructuras flotantes son menos invasivas que las estructuras fijas, ya que flotan en el agua en lugar de perforar el fondo marino.

La instalación de estructuras eólicas offshore marinas puede tener impactos significativos en la contaminación acústica. Algunos de los impactos más comunes incluyen:

- Ruido de construcción
- Ruido de funcionamiento
- Vibraciones

Durante la construcción y operación de las estructuras eólicas marinas, se liberan gases de efecto invernadero, como el dióxido de carbono (CO₂) y el óxido de nitrógeno (NO_x). La cantidad de emisiones depende del tipo de materiales utilizados y la tecnología utilizada para construir y operar las estructuras.



En general, las estructuras de monopilote y trípode requieren más materiales y tecnología que las estructuras flotantes, por lo que emiten más gases de efecto invernadero. En otras palabras, el uso de productos químicos para el anclaje y la protección contra la corrosión puede contaminar el agua y el suelo marino. Es importante tener en cuenta estos impactos y mitigarlos lo más posible mediante la implementación de medidas de control de ruido y la utilización de tecnologías más silenciosas y sostenibles. Además, es importante realizar una evaluación exhaustiva de los impactos acústicos antes de iniciar cualquier proyecto eólico marino.

Los impactos ambientales pueden variar según la ubicación, el tamaño y la tecnología utilizada en la estructura eólica marina. Por lo tanto, es necesario llevar a cabo un análisis cuidadoso y exhaustivo antes de la construcción de cualquier proyecto eólico marino. Además, es importante monitorear los impactos ambientales durante la operación e implementar medidas para mitigarlos.

2.3.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

Un análisis económico comparativo de estructuras eólicas marinas fijas y flotantes incluiría la evaluación de los siguientes aspectos:

2.3.2.1 Costos De Inversión

Los costos de inversión para las estructuras eólicas marinas flotantes pueden ser más elevados debido a los desafíos técnicos y logísticos asociados con su construcción y despliegue, mientras que las estructuras eólicas fijas pueden tener costos de inversión más bajos, pero pueden tener un impacto más significativo en la biodiversidad marina y los hábitats costeros.

Es importante tener en cuenta que, a pesar de que el costo de inversión en estructuras eólicas flotantes es más alto, estas estructuras pueden tener una mayor capacidad de generación de energía, ya que, como anteriormente se mencionaba, pueden estar situadas en áreas con vientos más fuertes y más constantes.

Por lo tanto, a largo plazo, el costo de inversión en una estructura eólica flotante puede ser más rentable que el de una estructura eólica fija.



2.3.2.2 Costes de construcción

Las estructuras eólicas flotantes son más costosas debido a la complejidad de su diseño y a la necesidad de materiales más costosos incluyendo flotadores, sistemas de fijación y dispositivos de estabilización y tecnologías más sofisticadas. La construcción de estructuras eólicas flotantes en el mar también presenta desafíos adicionales, como las condiciones climáticas adversas y las restricciones logísticas, que pueden aumentar los costos. Además, la tecnología flotante todavía se encuentra en una fase temprana de desarrollo, lo que significa que los costos de producción y desarrollo aún no se han reducido a niveles más asequibles.

Por otro lado, las estructuras eólicas fijas son más económicas, ya que son más simples en su diseño y utilizan materiales más baratos. Además, la tecnología de estructuras eólicas fijas ha evolucionado y se ha desarrollado a lo largo de los años, lo que significa que los costos de producción y desarrollo han disminuido.

2.3.2.3 Costes de operación y mantenimiento

Ambas estructuras pueden ofrecer niveles similares de costos de operación, dependiendo de la tecnología y el tamaño de las turbinas utilizadas.

La falta de infraestructura en el mar hace que los costos de mantenimiento altos debido a la necesidad de transportar materiales y personal a la estructura.

Los costos de mantenimiento de las estructuras eólicas flotantes pueden requerir un mantenimiento más frecuente y costoso debido a la exposición a condiciones marinas más adversas. Sin embargo, las estructuras fijas pueden requerir un mantenimiento más limitado, pero pueden tener un impacto más significativo en la biodiversidad marina y los hábitats costeros.

En resumen, ambos tipos de estructuras eólicas marinas tienen sus costos y desafíos económicos. La evaluación de los costos es una tarea compleja ya que dependerá de varios factores como el tamaño, ubicación o la propia tecnología utilizada entre otros.



Es importante mencionar que estas son estimaciones generales y que los costos pueden variar significativamente dependiendo de las condiciones específicas del lugar y el proyecto.

3. APLICACIÓN PRÁCTICA

3.1 ANÁLISIS DE DISEÑO DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE

El diseño de las estructuras fijas y flotantes de aerogeneradores eólicos marinos es un proceso complejo que involucra múltiples factores, como la profundidad del agua, las condiciones climáticas y los requisitos ambientales. Cada tipo de estructura tiene sus propias consideraciones de diseño únicas. A continuación, se detallan algunas de las consideraciones clave en el diseño de cada tipo de estructura:

Para las estructuras fijas, la elección del tipo de cimentación es fundamental. Las opciones comunes incluyen monopilotes, gravedad y jacket. Su diseño de las cimentaciones debe tener en cuenta la capacidad de carga, la estabilidad y el impacto ambiental. Las cimentaciones deben ser lo suficientemente resistentes para soportar el peso de la turbina y la carga de las olas y corrientes marinas. El diseño de la estructura en sí también debe ser robusto y resistente a las condiciones climáticas extremas, como tormentas y huracanes.

En el caso de las estructuras flotantes, la elección del tipo de flotador es fundamental. Los tipos comunes incluyen las semisumergibles, los flotadores tension-leg (TLP) y spar. El diseño de las estructuras debe tener en cuenta la estabilidad, el movimiento y la resistencia a las olas y corrientes marinas. La forma y el tamaño también pueden influir en la eficiencia de la turbina y en la generación de energía. Las estructuras flotantes también requieren sistemas de anclaje para mantenerlas en su lugar. Estos sistemas pueden incluir anclas de gravedad, cables de amarre y pilotes de tensión.

Además de las consideraciones de diseño específicas para las estructuras fijas y flotantes de aerogeneradores eólicos marinos, también hay consideraciones generales importantes en cuanto al impacto ambiental y la seguridad en el diseño de ambos tipos de estructuras.



Las estructuras fijas y flotantes pueden tener un impacto significativo en el medio ambiente marino, especialmente en la vida marina, como las aves, los mamíferos y los peces.

Las estructuras fijas pueden afectar a la circulación de agua y nutrientes en el fondo marino, mientras que las estructuras flotantes pueden interrumpir las rutas migratorias de los animales marinos.

En consecuencia, el diseño de las estructuras fijas y flotantes debe incluir medidas para minimizar el impacto ambiental. Por ejemplo, pueden incluir sistemas para reducir el ruido y la vibración, el uso de materiales de bajo impacto ambiental y el monitoreo y la mitigación del impacto sobre la vida marina.

Las estructuras fijas y flotantes también deben ser diseñadas para garantizar la seguridad de los trabajadores y los equipos durante la construcción, operación y mantenimiento de las turbinas. En el caso de las estructuras flotantes, la seguridad se vuelve aún más crítica debido al movimiento de la estructura en el agua y la necesidad de sistemas de anclaje confiables.

Como hemos podido comprobar la metodología del diseño posee un enfoque distinto si hablamos de estructuras fijas o flotantes (Tabla 2).

METODOLOGÍA DE DISEÑO	
Estructuras Eólicas Fijas	Estructuras Eólicas Flotantes
<ul style="list-style-type: none"> - Fuerzas aerodinámicas - Fuerzas hidrodinámicas - Respuesta del fondo marino - Pieza de transición - Instalación 	<ul style="list-style-type: none"> - Estudio metoceanico (meteorología y oceanografía) - Estabilidad - Movimientos - Sistemas de amarre - Instalación

Tabla 2 Comparación de la metodología en el diseño para estructuras fijas y flotantes [Fuente propia]

Para las estructuras fijas (Figura 10), las fuerzas aerodinámicas a tener en cuenta son las que vienen desde de la propia turbina y las suministradas por el fabricante de la turbina. En el caso de las fuerzas hidrodinámicas se estudian las provocadas por las corrientes y por las olas. La respuesta del fondo marino dependerá del tipo de fondo marino y del tipo de cimentación.



En definitiva, se tienen en cuenta las cargas externas (flujo de viento, corrientes y olas y fondo marino), las cargas aplicadas (aerodinámicas, hidrodinámicas e interacción entre el fondo y la estructura), la turbina (dinámicas del rotor, de la cadena de transmisión, de la góndola, de la torre y la generación de potencia) y la estructura de soporte (dinámicas de la subestructura y de la cimentación).

Relacionando lo anterior junto con el sistema de control obtenemos los parámetros importantes relativos al diseño de este tipo de estructuras.

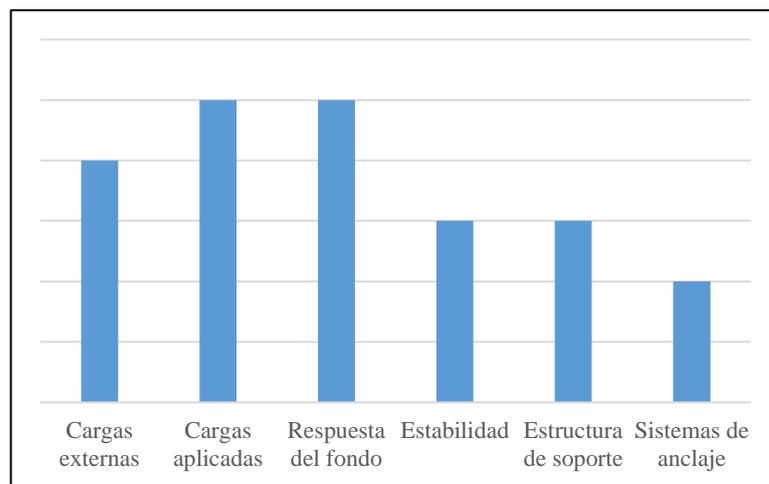


Figura 10 Metodología del diseño para estructuras fijas [Fuente propia]

Para las estructuras flotantes (Figura 11), uno de los parámetros más importantes a destacar en su diseño es la estabilidad. La estabilidad consiste en comparar el momento de escora debido al viento (empuje del rotor y punto de aplicación) y las fuerzas de recuperación debidas a la flotabilidad (posición del centro de flotabilidad B y del centro de gravedad G).



También deben considerarse, aquellos casos en los que se producen daños en la estructura, como cuando el flotador está parcialmente inundado, y las fases de remolque e instalación. Los movimientos que se tienen en cuenta son los máximos para asegurar la resistencia del sistema y para el rendimiento de potencia.

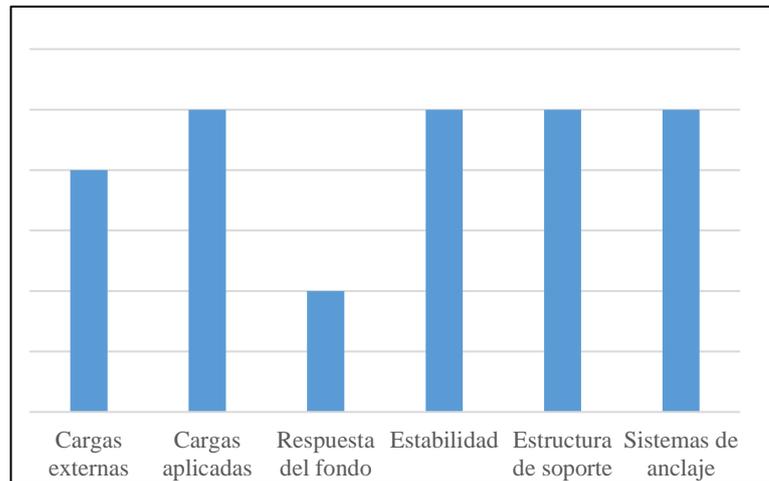


Figura 11 Metodología del diseño de estructuras flotantes [Fuente propia]

Estos movimientos pueden estar producidos por: el viento, las olas, las corrientes y los modos naturales de la estructura (fuerzas no lineales y no lineales de amarre). Es por esto por lo que se hace necesario un análisis numérico, con modelos aerodinámicos, hidrodinámicos y estructurales.



3.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

3.2.1 PARÁMETROS ECONÓMICOS

Los parámetros clave de la economía eólica se tienen en cuenta para llevar a cabo una evaluación del coste del ciclo de vida de los parques eólicos marinos. Estos parámetros son: el coste de capital (CAPEX), el costo de operación y mantenimiento (O&M-OPEX) y el costo de desmantelamiento (DECEX) [69].

CAPEX es el mayor contribuyente al coste del ciclo de vida de los parques eólicos e incluye todos los costes de inversión cubiertos antes de la fecha de operación comercial. El OPEX comprende todos los gastos incurridos después de la fecha de operación comercial, pero antes del desmantelamiento, que son necesarios para operar el proyecto y garantizar la eficiencia de la turbina.

El CAPEX puede alcanzar el 80% del coste total del proyecto del parque eólico durante toda su vida útil e incluye los costes de turbina, subestructuras (plataforma, amarre y anclaje) y sistema de transmisión (cables y subestaciones).

Los costes de operación y mantenimiento suman aproximadamente entre el 20% y el 30% de los costes totales de un parque eólico. En general, los costes de operación y mantenimiento se dividen en fijos y variables.

Los costes fijos incluyen costes administrativos, seguros, tarifas de acceso a la red y contratos de servicio para el mantenimiento programado, mientras que los costes variables incluyen el mantenimiento programado y no programado no cubierto por contratos fijos, repuestos y materiales.

Finalmente, DECEX cubre los costes de la última etapa de la vida útil del parque eólico y suma alrededor del 1-3%. Incluye todos los gastos de limpieza de la zona o posible repotenciación del parque eólico.

A menudo, después del desmantelamiento de instalaciones en alta mar, algunos materiales, como el acero de las plataformas flotantes o el aluminio de los cables eléctricos, pueden venderse convirtiéndose en ingresos de chatarra. De esta forma, este proceso implica un ingreso que será descontado de los costes.



La división de CAPEX, OPEX y DECEX se muestra en la Tabla 3.

CAPEX	Turbina eólica	Componente
	Estructura de soporte	
	Cables de matriz Cable exportación Cable en tierra Subestación offshore Subestación en tierra Líneas de amarre Anclaje	Instalación
OPEX	O	Operación
	M	Mantenimiento: directo e indirecto
DECEX	D	Desmantelamiento
	S	Despeje del área

Tabla 3 Parámetros económicos y subcomponentes correspondientes de un parque eólico [Fuente propia]

En general, algunos costes dependen y otros no dependen del tipo de la instalación en alta mar y, en particular, si se trata de estructuras fijas (aguas poco profundas) o flotantes.

3.2.2 MODO DE INSTALACIÓN

Podemos encontrar grandes diferencias en el modo de instalación [67] [68].

El primer paso es el transporte, y este se puede realizar de tres maneras distintas:

- Mediante barcazas. Este sistema es comúnmente utilizado para el transporte de las plataformas Jacket y Spars cercanas a la línea de costa.
- Mediante remolcadores. Que pueden ser usados para el transporte de la mayoría de las plataformas, pero principalmente de las plataformas de gravedad, por ejemplo.



- Mediante buques Heavy Lift. Que son los más versátiles, normalmente utilizados para el transporte de las plataformas semisumergibles y (TLP) y, en general, para todas las plataformas que se vayan a emplazar suficientemente alejadas de la costa.

Se pondrán como ejemplo de instalación las estructuras monopilote, jacket y gravedad para las fijas y (TLP), Spar y semisumergible para las flotantes.

En el caso de las estructuras tipo monopilote (Figura 12) y Jacket, la operación se inicia con el transporte horizontal de la estructura en el mar. Durante la flotación controlada de la estructura, se lleva a cabo el izamiento vertical de la misma mediante grúas flotantes. La última etapa de la operación es el asentamiento en el lecho marino por pilotes que son clavados en el suelo.

Hoy en día, nuevas técnicas permiten la fijación segura de los pilotes utilizando percutores submarinos que hacen posible la fijación de pilotes en aguas bastante más profundas. La instalación de las plataformas de gravedad tiene la peculiaridad de que se realiza al mismo tiempo que el término de la construcción. Los tanques son transportados parcialmente sumergidos por remolcadores hasta el lugar de la instalación. Hecho esto, los tanques siguen siendo construidos y hormigonados.

A medida que se llenan los tanques, la plataforma se va hundiendo por gravedad hasta el punto en que comienza la construcción de las columnas. Poco a poco y con el aumento del peso de la estructura, la plataforma se va hundiendo hasta que alcanza el suelo marino donde quedará fijada.



Figura 12 Instalación de monopilotes [68]

Las plataformas flotantes, como el resto de los buques, poseen inicialmente seis diferentes grados de libertad de movimiento: tres movimientos de traslación en dirección de los ejes X, Y y Z, llamados, respectivamente, avance (surge), deriva lateral (sway) y arfada o elevación (heave); y tres movimientos de rotación alrededor de cada uno de los ejes, denominados cabeceo (pitch), balanceo (roll) y guiñada (yaw).

La instalación de una plataforma flotante supone, por tanto, la limitación de los grados de libertad del plano XY (avance, deriva y guiñada) para conseguir que la plataforma quede bien ubicada.

Esto se consigue generalmente mediante sistemas de fondeo y anclaje (anclaje vertical mediante tensores, anclaje de líneas dispersas y anclaje de punto único y, en algunos casos, gracias a la utilización de equipos de posicionamiento dinámico.

Los anclajes de tensores son exclusivos de las plataformas (TLP) y consisten en una serie de tubos de acero dispuestos verticalmente que pueden ser tensados mediante unos cilindros hidráulicos que se alojan en las columnas de la plataforma. Los tensores se anclan al suelo marino mediante pilotes individuales clavados, grupos de pilotes o bases de hormigón.



Figura 13 Instalación de Spar y semisumergibles [68]

El anclaje de líneas dispersas, podemos observarlo en las estructuras Spar y semisumergibles (Figura 13), por ejemplo. Se trata de un grupo de líneas de anclaje en el fondo marino, conectadas tanto en la proa como en la popa de la embarcación o simétricamente en plataformas con planta geométrica, y al fondo marino mediante anclas.

El aerogenerador, las subestaciones y los cables no dependen del tipo de instalación marina, mientras que las subestructuras dependen de ella. Estas últimas pueden ser torres fijas o compatibles para instalaciones en aguas poco profundas, o pueden ser Semisumergibles, Spar y TLP para instalaciones en aguas profundas.



3.2.3 ESTIMACIÓN DEL DESGLOSE DEL COSTE DE CAPITAL

Hoy en día se puede utilizar un rango de entre 1800 y 2500 €/kW para estimar los costes de un aerogenerador marino [70]. Esto conlleva unos costes de generación de 9 a 18 cent€/kWh para las estructuras fijas frente a 9,74 cent€/kWh para las flotantes [71].

La figura 14 muestra un desglose de los costes orientativos de un parque eólico marino con plataformas fijas de soporte en el Reino Unido y se basa en un informe publicado por el Departamento de Negocios, Empresas y Reforma Regulatoria, anteriormente Departamento de Comercio e Industria, DTI [72]; se cogieron datos primarios de los parques eólicos marinos existentes en ese país. Como siempre, estos porcentajes diferirán de un país a otro y de un proyecto a otro.

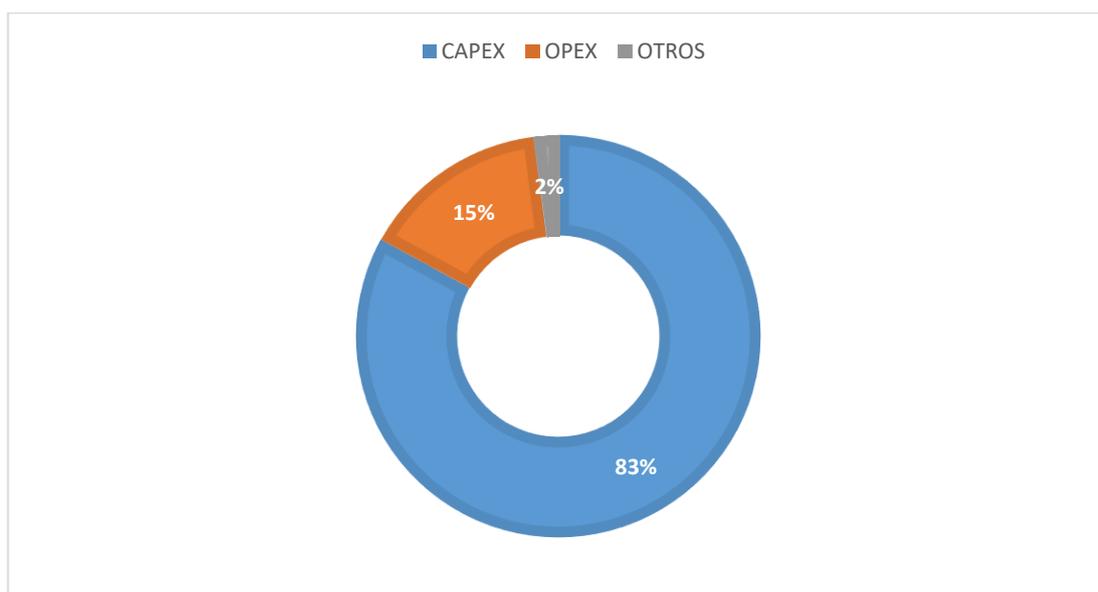


Figura 14 Estimación del desglose del coste de capital para un parque eólico marino con estructuras fijas de soporte (Monopilote) [70]

Los porcentajes de CAPEX, OPEX y DECEX un aerogenerador eólico marino flotante (semisumergible) se muestra en la Figura 15.

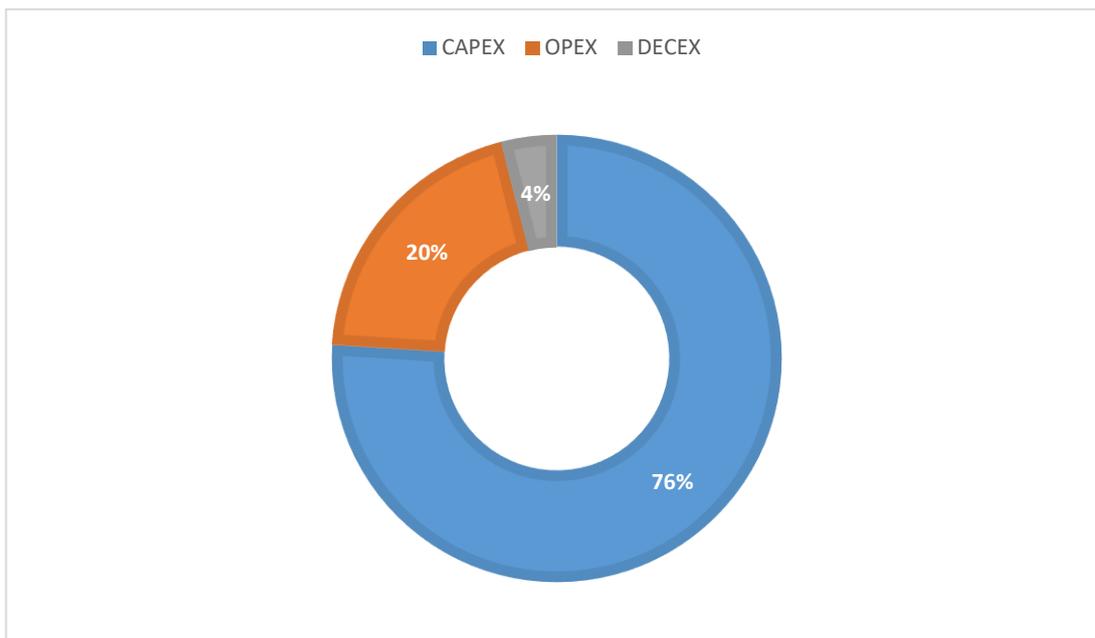


Figura 15 División de CAPEX, OPEX y DECEX para estructuras flotantes (semisumergible) [71]

Como podemos observar, las estructuras eólicas fijas para aerogeneradores marinos poseen un mayor porcentaje CAPEX respecto a la eólica flotante. Esto, puede deberse en gran medida a la dificultad que se encuentra en la instalación de los cimientos para este tipo de plataformas. Sin embargo, si nos referimos al OPEX vemos una pequeña diferencia entre las estructuras fijas y flotantes. Estas últimas, suponen unos mayores costes de operación y mantenimiento, respecto al total, debido por ejemplo a la mayor distancia de la costa a la que se encuentra.

Para otro tipo de estructuras flotantes como las Spar y TLP, el CAPEX oscila entre el 77% y el 74%, respectivamente. El OPEX es casi independiente del tipo de instalación, oscilando entre el 19% y el 18%. Además, se observa que el DECEX es mucho más grande cuando se utilizan TLP, 10% frente al 4% para las Semisumergibles y Spar; esto se debe a los mayores costes de desmantelamiento, derivados de los mayores costes de instalación.

A pesar del reciente aumento de los costes de capital de la generación de energía eólica, las tendencias a largo plazo de la energía eólica han indicado una reducción sustancial. Hoy en día, una turbina eólica produce 180 veces más electricidad, a menos de la mitad del coste por kWh que su equivalente hace 20 años [73].



	€/kW en 2030	€/kW en 2040	€/kW en 2050
Offshore	1206	1175	1161

Tabla 4 Costes de capital para estructuras eólicas offshore [70]

Durante la última década se han desarrollado una variedad de modelos que analizan la tendencia de los costes a largo plazo de la energía eólica y otras energías renovables, muchos de los cuales cuentan con el apoyo de la Unión Europea.

Una forma común de ver la tendencia de costes a largo plazo es aplicar el concepto de curva de experiencia, que analiza el desarrollo de costes de un producto o tecnología en función de la producción acumulada, basándose en los datos registrados. La curva de experiencia no es una herramienta de pronóstico basada en relaciones estimadas; simplemente señala que, si las tendencias existentes continúan en el futuro, entonces podemos ver la disminución propuesta.

Utilizando los costes específicos de energía como base (costes por kWh producido), los índices de progreso estimados oscilan entre 0,83 y 0,91, correspondientes a tasas de aprendizaje de 0,17 a 0,09. Así, cuando la capacidad total instalada de energía eólica se duplica, los costes por kWh producido para las nuevas turbinas disminuyen entre un 9 y un 17%. El DTI [74] considera una reducción de costes del 10% cada vez que se duplica la capacidad total instalada (Tabla 4).

Naturalmente, el nivel de I + D, tanto público como privado, tendrá un impacto significativo en los costes futuros y, en este caso, las curvas de aprendizaje no captan la importancia del apoyo a las políticas.

La evolución de los precios del acero, el hierro fundido, el cobre y las fibras de carbono es y probablemente seguirá aumentando, ejerciendo una influencia negativa sobre los costes a largo plazo de la energía eólica. Así, la pregunta clave es hasta qué punto las mejoras tecnológicas y las económicas de escala son capaces de compensar estos factores desfavorables y qué papel pueden jugar las políticas públicas en este proceso.



Las áreas de alta prioridad para la investigación incluyen seguridad y acceso a parques eólicos marinos, cimentaciones-conceptos nuevos y mejorados de turbinas eólicas, diseño y fabricación de subestructuras, nuevas técnicas de cableado y conexión en alta mar, y desarrollo de soluciones de O&M con dispositivos de control remoto. En términos generales, la energía eólica marina se encuentra más arriba en la curva de aprendizaje y, por tanto, susceptible de mayores reducciones de costes a medio plazo.



4. CONCLUSIONES

Primera: En cuanto al diseño, las estructuras fijas se anclan firmemente en el fondo marino y pueden ser de distintos tipos, como monopilotes, jackets y gravedad. Por otro lado, las estructuras flotantes están diseñadas para aguas más profundas y se dividen en tres tipos principales: semisumergibles, TLP y spar.

Segunda: Una de las principales diferencias en el diseño de las estructuras fijas y flotantes es la capacidad de resistir cargas dinámicas debido al movimiento del agua. En cuanto a la capacidad de resistir cargas dinámicas, las estructuras flotantes tienen un diseño más complejo para garantizar la estabilidad en el agua.

Tercera: Las frecuencias naturales son una propiedad importante a considerar en el diseño de las estructuras eólicas marinas, ya que pueden afectar su comportamiento dinámico y su respuesta a las cargas ambientales. En el caso de las turbinas eólicas fijas en el fondo, la rigidez del suelo es un factor importante en la determinación de las frecuencias naturales. En el caso de las turbinas eólicas flotantes, la geometría y las propiedades de flotabilidad son factores importantes.

Cuarta: Las estructuras eólicas fijas tienen un impacto ambiental mayor debido a la perturbación del fondo marino y la vida marina durante la construcción y operación. La construcción de estructuras fijas puede requerir la excavación de la capa superior del fondo marino y la eliminación de sedimentos, lo que puede tener un impacto negativo en el ecosistema marino.

Quinta: Las estructuras eólicas fijas para aerogeneradores marinos poseen un mayor porcentaje coste de capital respecto a la eólica flotante. Esto, puede deberse en gran medida a la dificultad que se encuentra en la instalación de los cimientos para este tipo de plataformas.

Sexta: Los costes de operación y mantenimiento de las eólicas flotantes suponen unos mayores costes respecto al total, debido por ejemplo a la mayor distancia de la costa a la que se encuentra.



Séptima: Los costes de desmantelamiento de las estructuras flotantes TLP es bastante superior que las estructuras Semisumergibles y Spar, esto se debe a los mayores costes de desmantelamiento, derivados de los mayores costes de instalación.



5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. Mojtahedi, M. A. Lotfollahi Yaghin, M. M. Etefagh, Y. Hassanzadeh, and M. Fujikubo, “Detection of nonlinearity effects in structural integrity monitoring methods for offshore jacket-type structures based on principal component analysis,” *Mar. Struct.*, vol. 33, pp. 100–119, 2013, doi: 10.1016/j.marstruc.2013.04.007.
- [2] F. J. Cañamero Torres, “Análisis de Estructuras Offshore sometidas a la Acción del Oleaje mediante ANSYS.” 2010.
- [3] O. ANAYA-LARA, J. O.TANDE, K. UHLEN, and K. MERZ, *OFFSHORE WIND ENERGY TECHNOLOGY*. 2018, doi: 10.1002/9781119097808.ch4
- [4] M. Z. Khan, M. Nadeem, and M. Muzzamil, “Wind Turbine Supporting Structure Design,” no. September, 2019, doi: 10.13140/RG.2.2.18106.13763.
- [5] E. Ludewig, *On the Effect of Offshore Wind Farms on the Atmosphere and Ocean Dynamics*. 2014, doi:10.1007/978-3-319-08641-5. ISBN: 978-3-319-08640-8.
- [6] Sherringham Shoal Offshore Wind Farm, “Green out of the blue. <http://scira.co.uk/newsdownloads/Downloads/SSWOF%20Green%20out%20of%20blue%20AW%20web%209.12.pdf>; ‘Accedida Mayo 2020’.” 2012.
- [7] Dudgeon Offshore Wind Farm, “Dudgeon offshore wind farm awards monopile foundations fabrication contract, <http://dudgeonoffshorewind.co.uk/news/news-04-07-14-2> ‘Accedida Mayo 2020’.” 2014.
- [8] F. Bredmose, H., Sahlberg-Nielsen, L., Slabiak, P. y Schütter, “Dynamic excitation of monopiles by steep and breaking waves. Experimental and numerical study, in ASME 2013 32nd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, Nantes, France, 9–14 June.” 2013.
- [9] I. Lotsberg, “Structural mechanics for design of grouted connections in monopile wind turbine structures. *Marine Structures*, 32, 113–135.” 2013.
- [10] S. K. (ed) Chakrabarti, “Handbook of Offshore Engineering, Elsevier Science.” 2005.
- [11] Y. -H. et al. Chen, I.-W., Wong, B.-L., Lin, “Design and analysis of jacket substructures for offshore wind turbines. *Energies*, 9 (4), 264.” 2016.
- [12] O. M. Faltinsen, “Sea Loads on Ships and Offshore Structures, Cambridge University Press.” 1990.



- [13] M. et al. Azcona, J., Bouchotrouch, F., González, “Aerodynamic Thrust Modelling in Wave Tank Tests of Offshore Floating Wind Turbines using a Ducted Fan. *Journal of Physics: Conference Series, The Science of Making Torque from Wind 2014*, 524, 012089.” 2014.
- [14] H. J. Viselli, A.M., Goupee, A.J. y Dagher, “Model test of a 1:8 scale floating wind turbine offshore in the Gulf of Maine, in *Proceedings of the ASME 2014 33rd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering OMAE2014*, San Francisco, CA.” 2014.
- [15] E. et al. Botta, G., Casale, C., Lembo, “Resource and technology assessment for evaluating Italy’s offshore wind energy potential, in *International Conference on Clean Electrical Power*, June, pp. 507–513.” 2009.
- [16] T. Karimirad, M. y Moan, “Wave- and wind-induced dynamic response of a spar-type offshore wind turbine. *Journal of Waterway, Port, Coastal, and Ocean Engineering*, 138 (1), 9–20.” 2011.
- [17] SWAY, “Changing the future of wind power. SWAY AS, Bergen, Norway; <http://www.sway.no/> ‘Accedida Mayo 2020’.” 2012.
- [18] C. Karimirad, M. y Michailides, “V-shaped semisubmersible offshore wind turbine: An alternative concept for offshore wind technology. *Renewable Energy*, 83, 126–143.” 2015.
- [19] B. G. Lerch M, De-Prada-Gil M, Molins C, “Sensitivity analysis on the Levelized Cost of Energy for floating offshore wind farms. *Sustain Energy Technol Assess* 2018;30:77–90.” 2018.
- [20] S. A. Bilgili M, Yasar A, “Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart. *Renew Sustain Energy Rev* 2011;15(2):905–15.” 2015.
- [21] A. Bjørgum, “Life cycle cost analysis for corrosion protective coatings - offshore wind turbines, in *Life Cycle Costing. For the Analysis, Management and Maintenance of Civil Engineering Infrastructure* (ed J.W. Bull), Whittles Publishing, Dunbeath, UK., 210–230.” 2015.
- [22] Statoil, “Hywind Scotland pilot park. Technical report, Environmental Statement;” 2015.
- [23] GWEC (Wind Global Council Energy), “Global wind energy report 2018,” no. April, pp. 1–61, 2019, [Online]. Available: www.gwec.net.
- [24] D. Matha, “Model development and loads analysis of an offshore wind turbine on a tension-leg platform, with a comparison to other floating turbine concepts.” 2009.



- [25] S. et al Utsunomiya, T., Matsukuma, H., Minoura, “On sea experiment of a hybrid spar for floating offshore wind turbine using 1/10 scale model, in ASME 2010 29th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, Shanghai, China, 6–11 June.” 2010.
- [26] T. A. Myhr, A., Maus, K.J. and Nygaard, “Experimental and computational comparisons of the OC3-HYWIND and tension-leg-buoy (TLB) floating wind turbine conceptual designs, in Proceedings of the Twenty-first (2011) International Offshore and Polar Engineering Conference, Maui, HI, 19–24 June, pp. ,” 2011.
- [27] J. Roddier, D., Peiffer, A., Aubault, A. and Weinstein, “A generic 5MW windfloat for numerical tool validation & comparison against a generic spar, in ASME 2011 30th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, Rotterdam, the Netherlands.” 2011.
- [28] R. W. et al. Goupee, A.J., Fowler, M.J., Kimball, “Additional wind/wave basin testing of the DeepCwind semisubmersible with a performance-matched wind turbine, in Proceedings of the ASME 2014 33rd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering OMAE2014, San Francisco, CA.” 2014.
- [29] H. -J. Koo, B., Goupee, A.J., Lambrakos, K. and Lim, “Model test data correlations with fully coupled hull/mooring analysis for a floating wind turbine on a semi- submersible platform, in Proceedings of the ASME 2014 33rd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering OMAE2014, San Franci.” 2014.
- [30] D. Henderson, A.R., Argyriadis, K., Nichos, J. and Langston, “Offshore wind turbines on TLPs – Assessment of floating support structures for offshore wind farms in German waters, in 10th German Wind Energy Conference, Bremen, Germany.” 2010.
- [31] M. et al. Suzuki, K., Yamaguchi, H., Akase, “Initial design of TLP for offshore wind farm, in Renewable Energy Conference 2010, Yokohama, Japan.” 2010.
- [32] I. H. Bae, Y.H., Kim, M.H., Im, S.W. and Chang, “Aero-elastic-control-floater- mooring coupled dynamic analysis of floating offshore wind turbines, in Proceedings of the Twenty-first (2011) International Offshore and Polar Engineering Conference, Maui, HI, 19–24 June, pp. 429–435.” 2011.
- [33] T. Bachynski, E.E. y Moan, “Design considerations for tension-leg platform wind turbines. Marine Structures, 29, 89–114.” 2012.



- [34] Y. Zhao, Y., Yang, J. and He, “Preliminary Design of a multi-column TLP foundation for a 5-MW offshore wind turbine. *Energies*, 5, 3874–3891.” 2012.
- [35] Q. Chen, X. and Yu, “Design guideline for stationkeeping systems of FOWT. American Bureau of Shipping, Houston, TX.” 2013.
- [36] C. Kvittem, M.I., Moan, T., Gao, Z. and Luan, “Short-term fatigue analysis of semi-submersible wind turbine tower, in 30th International Conference on Ocean, Offshore, and Arctic Engineering, Rotterdam, the Netherlands.” 2011.
- [37] T. Bachynski, E.E., Kvittem, M.I., Luan, C. and Moan, “Wind-wave misalignment effects on floating wind turbines: motions and tower load effects. *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, 136 (4), 041902.” 2014.
- [38] DNV (Det Norske Veritas), “Design of Offshore Wind Turbine Structures.” 2007.
- [39] W. Krolis, V.D., van der Zwaag, G.L. and de Vries, “Determining the embedded pile length for large-diameter monopiles. *Marine Technology Society Journal*, 44 (1), 24–31.” 2010.
- [40] E. E. Ormberg, H. y Bachynski, “Sensitivity of estimated tower fatigue to wind modeling for a spar floating wind turbine, in The Twenty-fifth (2015) International Offshore and Polar Engineering Conference, Kona, Big Island, HI.” 2015.
- [41] T. Luan, C., Gao, Z. and Moan, “Design and analysis of a braceless steel 5-MW semi-submersible wind turbine, in Proceedings of the ASME 2016 35th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, Busan, South Korea.” 2016.
- [42] M. et al. Robertson, A., Jonkman, J., Masciola, “Definition of the semisubmersible floating system for Phase II of OC4. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO.” 2012.
- [43] R. K. Jain, “A simple method of calculating the equivalent stiffnesses in mooring cables. *Applied Ocean Research*, 2 (3), 139–142.” 1980.
- [44] T. D. Larsen, T.J. y Hanson, “A method to avoid negative damped low frequent tower vibrations for a floating, pitch controlled wind turbine. *Journal of Physics: Conference Series*, The Second Conference on The Science of Making Torque from Wind, Vol. 75.” 2007.
- [45] M. I. et al. Bachynski, E.E., Etemaddar, M., Kvittem, “Dynamic analysis of floating wind turbines during pitch actuator fault, grid loss, and shutdown. *Energy Procedia*, 35, 210–222.” 2013.



- [46] T. Jiang, Z., Karimirad, M. y Moan, “Dynamic response analysis of wind turbines under blade pitch system fault, grid loss and shut down events. *Wind Energy*, 17 (9), 1385–1409.” 2013.
- [47] J. Neumann, G. y Pierson, W.J., “Principles of Physical Oceanography, Prentice- Hall Inc, Eaglewood Cliffs, NJ.” 1966.
- [48] G. et al. Zang, J., Taylor, P.H., Morgan, “Steep wave and breaking wave impact on offshore wind turbine foundations – ringing re-visited, in International Workshop on Water Waves and Floating Bodies (IWWWFB25), Harbin, China, 9–12 May, pp. 193–196.” 2010.
- [49] H. Wienke, J. y Oumeraci, “Breaking wave impact force on a vertical and inclined slender pile – theoretical and large-scale model investigations. *Coastal Engineering*, 52, 435–462.” 2005.
- [50] J. et al. de Ridder, E.-J., Aalberts, P., van den Berg, “The dynamic response of an offshore wind turbine with realistic flexibility to breaking wave impact, in ASME 2011 30th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, Rotterdam, the Netherlands.” 2011.
- [51] J. N. Newman, “Marine Hydrodynamics, The MIT Press, Cambridge, MA.” 1977.
- [52] T. Etemaddar, M., Hansen, M.O.L. y Moan, “Wind turbine aerodynamic response under atmospheric icing conditions. *Wind Energy*, 17 (2), 14.” 2014.
- [53] P. et al. Gravesen, H., Sørensen, S.L., Vølund, “Ice loading on Danish wind turbines: Part 2. Analyses of dynamic model test results. *Cold Regions Science and Technology*, 41, 25–47.” 2005.
- [54] P. Prowell, I. y Veers, “Assessment of wind turbine seismic risk: existing literature and simple study of tower moment demand. Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM / Livermore, CA.” 2009.
- [55] J. van der Tempel, “Design of support structures for offshore wind turbines, Delft University of Technology.” 2006.
- [56] T. Kvittem, M.I. y Moan, “Frequency versus time domain fatigue analysis of a semisubmersible wind turbine tower. *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, 137, 11.” 2015.
- [57] T. Naess, A. y Moan, “Stochastic Dynamics of Marine Structures, Cambridge University Press.” 2013.
- [58] S. R. Haver, S. y Winterstein, “Environmental contour lines: a method for estimating long term extremes by a short term analysis. *Transactions of the*



- Society of Naval Architects and Marine Engineers, 116, 12.” 2008.
- [59] T. Videiro, P. y Moan, “Efficient evaluation of long-term distributions, in 18th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, St John’s, NF.” 1999.
- [60] T. Li, Q., Gao, Z. y Moan, “Modified environmental contour method for predicting long-term extreme responses of bottom-fixed offshore wind turbines. *Marine Structures*, 48, 15–32.” 2016.
- [61] F. G. Nielsen, “Experts’ Meeting on Computer Code Validation for Offshore Wind System Modeling. EA Wind Task 30, Boulder, CO.” 2012.
- [62] A. J. et al. Robertson, A., Jonkman, J., Goupee, “Summary of conclusions and recommendations drawn from the DeepCwind scaled floating offshore wind system test campaign, in Proceedings of the ASME 2013 32nd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, Nantes, France, 9–14 June.” 2013.
- [63] A. Roddier, D., Cermelli, C., Aubault, A. y Weinstein, “WindFloat: A floating foundation for offshore wind turbines. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 2 (3), 033104.” 2010.
- [64] T. Wan, L., Gao, Z. y Moan, “Experimental and numerical study of hydrodynamic responses of a combined wind and wave energy converter concept in survival modes. *Coastal Engineering*, 104, 151–169.” 2015.
- [65] T. et al. Bachynski, E.E., Thys, M., Sauder, “Real-time hybrid model testing of a braceless semi-submersible wind turbine: Part II: Experimental Results, in Proceedings of the ASME 2016 35th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, Busan, South Korea.” 2016.
- [66] S. Bayati, I., Belloli, M., Facchinetti, A. y Giappino, “Wind tunnel tests on floating offshore wind turbines: a proposal for hardware-in-the-loop approach to validate numerical codes. *Wind Engineering*, 37 (6), 557–568.” 2013.
- [67] A. A. SANTOS, “Sistemas de anclaje y posicionamiento de buques y plataformas offshore,” *Univ. la Laguna, St. Cruz Tenerife*, 2015.
- [68] C. PEYRARD, EDF R&D-LNHE, and Laboratoire d’Hydraulique St Venant, “OFFSHORE WIND TURBINE FOUNDATIONS,” 2016.
- [69] B. F. Ioannou A, Angus A, “Parametric CAPEX, OPEX, and LCOE expressions for offshore wind farms based on global deployment parameters. *Energy Sources, Part B: Econ Plann Policy* 2018;13(5):281–90.” 2018.
- [70] M. I. Blanco, “The economics of wind energy,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*,



vol. 13, no. 6–7, pp. 1372–1382, 2009, doi: 10.1016/j.rser.2008.09.004.

- [71] C. Maienza, A. M. Avossa, F. Ricciardelli, D. Coiro, G. Troise, and C. T. Georgakis, “A life cycle cost model for floating offshore wind farms,” *Appl. Energy*, vol. 266, no. February, p. 114716, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114716.
- [72] D. Department of Trade and Industry, “Study of the costs of offshore wind generation. A report to the Renewables Advisory Board (RAB) & DTI. URN Number 07/779.” 2007.
- [73] E. European Commission, “European Energy and Transports. Scenarios on Energy Efficiency and Renewables. Office for Official Publications of the European Communities: Luxemburg;” 2006.
- [74] D. Department of Trade and Industry, “Impact of banding the Renewables Obligation – Costs of electricity production. April 2007. URN 07/948.” 2007.



AVISO DE RESPONSABILIDAD:

Este documento es el resultado del Trabajo Fin de Máster de un alumno, siendo su autor responsable de su contenido.

Se trata por tanto de un trabajo académico que puede contener errores detectados por el tribunal y que pueden no haber sido corregidos por el autor en la presente edición.

Debido a dicha orientación académica no debe hacerse un uso profesional de su contenido.

Este tipo de trabajos, junto con su defensa, pueden haber obtenido una nota que oscila entre 5 y 10 puntos, por lo que la calidad y el número de errores que puedan contener difieren en gran medida entre unos trabajos y otros,

La Universidad de Cantabria, la Escuela Técnica Superior de Náutica, los miembros del Tribunal de Trabajos Fin de Máster así como el profesor/a director no son responsables del contenido último de este Trabajo.

