

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA DE LA CONSTRUCCIÓN

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ESTRUCTURAS OFFSHORE PARA LA OBTENCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES: CÁLCULO DE LA ESTRUCTURA DE UN AEROGENERADOR FIJO

Estudiante	<i>Fernández Guerrero, M^a Luisa</i>
Director/Directora	<i>Maturana Orellana, Aitor</i>
Departamento	Ingeniería Mecánica
Curso académico	2021-2022

Bilbao, 16 de septiembre, 2022

RESUMEN

Hoy en día, la obtención de energías renovables supone un gran reto para generar una sociedad más sostenible. En este sentido, el sector de la construcción adquiere un gran papel, no sólo tratando de conseguir instalaciones con un menor consumo, sino también elaborando sistemas que permitan obtener la energía de un medio renovable como es el mar. Para ello se requieren estructuras capaces de soportar otras cargas además de las convencionales, como son las ejercidas por el agua. Conocer bien este aspecto fomentará la construcción de este tipo de sistemas, aumentando el porcentaje de consumo de energías renovables mediante una fuente en auge, que es el océano.

LABURPENA

Gaur egun, energia berriztagarriak lortzea erronka handia da gizarte iraunkorragoa sortzeko. Alde horretatik, eraikuntzaren sektoreak paper handia hartzen du, ez bakarrik kontsumo txikiagoko instalazioak lortzen saiatuz, baizik eta energia baliabide berriztagarri batetik, itsasotik, lortzeko sistemak eginez ere. Horretarako, ohiko kargez gain beste karga batzuk ere jasan ditzaketen egiturak behar dira, hala nola urak eragindakoak. Alderdi hori ondo ezagutzeak horrelako sistemen eraikuntza sustatuko du, eta energia berriztagarrien kontsumoaren ehunekoa handituko du gordian dagoen iturri baten bidez, ozeanoaren bidez.

ABSTRACT

Nowadays, obtaining renewable energies is a great challenge in order to generate a more sustainable society. In this sense, the construction sector plays an important role, not only by trying to achieve installations with lower consumption, but also by developing systems that allow energy to be obtained from a renewable medium such as the sea. This requires structures capable of supporting other loads in addition to conventional ones, such as those exerted by water. A good understanding of this aspect will encourage the construction of this type of system, increasing the percentage of renewable energy consumption by means of a booming source, which is the ocean.

PALABRAS CLAVE

Aerogenerador

Offshore

Subestructura

ÍNDICE

MEMORIA.....	10
1. INTRODUCCIÓN	11
2. CONTEXTO	11
3. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL TRABAJO	11
4. BENEFICIOS	12
5. ANÁLISIS DEL ESTADO DEL ARTE	12
5.1. ESTRUCTURAS OFFSHORE PARA LA OBTENCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES.....	12
5.1.1. AEROGENERADOR OFFSHORE	13
5.1.2. CONVERTIDOR DE ENERGÍA UNDIMOTRIZ	14
5.1.3. CONVERTIDOR DE ENERGÍA MAREOMOTRIZ.....	17
5.2. AEROGENERADORES OFFSHORE	18
5.2.1. SUBESTRUCTURAS DE LOS AEROGENERADORES OFFSHORE: FIJOS.....	19
5.2.1.1. MONOPILAR.....	21
5.2.1.2. POR GRAVEDAD.....	23
5.2.1.3. TRIPILAR	24
5.2.1.4. TRÍPODE	25
5.2.1.5. JACKET.....	26
5.2.2. SUBESTRUCTURAS DE LOS AEROGENERADORES OFFSHORE: FLOTANTES	28
5.2.2.1. SPAR	28
5.2.2.2. TLP (TENSIÓN LEG PLATFORM)	29
5.2.2.3. SEMI – SUB	30
6. DISEÑO DE ESTRUCTURAS DE AEROGENERADORES FIJOS.....	31
6.1. NORMATIVA	32
6.1.1. ESTADOS LÍMITE	33
6.1.2. MÉTODOS DE DISEÑO	34
6.1.2.1. MÉTODO DEL COEFICIENTE PARCIAL DE SEGURIDAD	34
6.1.2.2. MÉTODO DE SIMULACIÓN DIRECTA DEL EFECTO DE CARGAS COMBINADAS	35
6.1.2.3. MÉTODO DE DISEÑO POR ENSAYOS.....	35
6.1.2.4. MÉTODO DE DISEÑO BASADO EN LA PROBABILIDAD	36

6.2.	CARGAS	36
6.2.1.	FUERZA DEL VIENTO	37
6.2.2.	FUERZA DE LAS OLAS	39
6.2.3.	FUERZA DE LAS CORRIENTES	42
6.2.4.	NIVEL DEL AGUA	43
6.2.5.	PESO PROPIO.....	43
6.2.6.	EMPUJE	44
6.3.	MATERIALES.....	44
6.3.1.	ACERO.....	45
6.3.2.	HORMIGÓN	48
6.4.	CÁLCULO DE LA ESTRUCTURA DE UN AEROGENERADOR FIJO	49
6.4.1.	SOFTWARE: OPENFAST	49
6.4.2.	EJEMPLO ESCOGIDO.....	51
6.4.2.1.	HYDRODYN	53
6.4.2.2.	SUBDYN	58
6.4.2.3.	RESULTADOS	61
	HYDRODYN.....	61
	SUBDYN	64
	METODOLOGÍA	68
1.	DESCRIPCIÓN DE TAREAS	69
1.1.	ESTUDIO TEÓRICO	69
1.1.1.	ENERGÍAS RENOVABLES OFFSHORE	69
1.1.2.	SUBESTRUCTURAS PARA AEROGENERADORES FIJOS.....	69
1.1.3.	SUBESTRUCTURAS PARA AEROGENERADORES FLOTANTES.....	70
1.2.	DISEÑO DE SUBESTRUCTURA FIJA	70
1.2.1.	NORMATIVA	70
1.2.2.	CARGAS	71
1.2.3.	MATERIALES.....	71
1.2.4.	SOFTWARE: OPENFAST	71
1.2.4.1.	MÓDULO HYDRODYN	72
1.2.4.2.	MÓDULO SUBDYN	72
1.2.4.3.	RESULTADOS	72
1.3.	FIN DEL PROYECTO	72

1.3.1. REDACCIÓN DEL PROYECTO	73
2. DIAGRAMA DE GANTT	73
ASPECTOS ECONÓMICOS	75
1. PRESUPUESTO	76
ANEXOS	80
ANEXO I: COEFICIENTE DE FORMA	81

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1. Partes de un aerogenerador [1]	14
Ilustración 2. Columna de agua oscilante [2]	15
Ilustración 3. Convertidor de energía undimotriz de Mutriku	15
Ilustración 4. Funcionamiento de Wave Dragon [3]	16
Ilustración 5. Wave Dragon	16
Ilustración 6. Sistema Pelamis.....	17
Ilustración 7. Convertidores de energía mareomotriz [5].....	18
Ilustración 8. Presa de marea [6].....	18
Ilustración 9. Partes de un aerogenerador offshore [7].....	19
Ilustración 10. Tipos de subestructura de un aerogenerador offshore [8]	20
Ilustración 11. Subestructura monopilar	21
Ilustración 12. Subestructura monopilar real.....	22
Ilustración 13. Subestructura por gravedad	23
Ilustración 14. Subestructura tripilar	24
Ilustración 15. Subestructura tripilar real	25
Ilustración 16. Subestructura trípode	26
Ilustración 17. Subestructura Jacket.....	27
Ilustración 18. Subestructura Jacket real.....	27
Ilustración 19. Subestructura Spar [12].....	28
Ilustración 20. Subestructura TLP [12].....	29
Ilustración 21. Subestructura Semi – Sub [12].....	30
Ilustración 22. Subestructura Semi – Sub real.....	31
Ilustración 23. Perfil de velocidades del viento [14]	37
Ilustración 24. Componentes de la fuerza de las olas.....	39
Ilustración 25. Teoría de ondas de Airy [15]	41
Ilustración 26. Esquema de módulos de OpenFast [16].....	50
Ilustración 27. Modelo de una subestructura Jacket	52
Ilustración 28. OpenFast: Condiciones ambientales	52
Ilustración 29. OpenFast: Tipo de ola	53
Ilustración 30. Forma de una ola regular	53
Ilustración 31. Forma de una ola irregular	54
Ilustración 32. OpenFast: Características de la ola.....	54
Ilustración 33. Tipo de corriente [16].....	55
Ilustración 34. OpenFast: Características de la corriente.....	55
Ilustración 35. Openfast: Coeficientes axiales	56
Ilustración 36. OpenFast: Puntos de estudio (1)	56
Ilustración 37. OpenFast: Puntos de estudio (2)	57
Ilustración 38. Miembro, elementos y uniones [16]	57
Ilustración 39. OpenFast: Propiedades de los perfiles	58
Ilustración 40. OpenFast: Elementos finitos.....	59
Ilustración 41. OpenFast: Tipos de uniones.....	60
Ilustración 42. OpenFast: Propiedades de los materiales de los perfiles	60

Ilustración 43. Forma de la ola simulada	61
Ilustración 44. Fuerzas hidrodinámicas totales (eje x)	62
Ilustración 45. Fuerzas hidrodinámicas totales (eje y)	62
Ilustración 46. Fuerzas hidrodinámicas totales (eje z)	63
Ilustración 47. Uniones a nivel del suelo.....	64
Ilustración 48. Fuerza axial en uno de los pilares	65
Ilustración 49. Deformaciones en una diagonal	65
Ilustración 50. Reacciones en los apoyos: Cortante	66
Ilustración 51. Reacciones en los apoyos: Momento	66
Ilustración 52. Reacciones en los apoyos: axial.....	67
Ilustración 53. Diagrama de Gantt	74
Ilustración 54. C_{S1} y C_{S2} [13].....	81

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Profundidades admisibles por cada tipo de subestructura	21
Tabla 2. Coeficientes de arrastre y de inercia [13].....	41
Tabla 3. Categorías estructurales [13].....	45
Tabla 4. Tipos de acero [13].....	46
Tabla 5. Grado de soldabilidad de los aceros [13]	46
Tabla 6. Espesores mínimos de los aceros [13]	47
Tabla 7. Características de los distintos tipos de hormigón normal [13].....	48
Tabla 8. Características de los distintos tipos de hormigón aligerado [13].....	48
Tabla 9. Presupuesto	76
Tabla 10. Coeficientes de forma (1) [13].....	81
Tabla 11. Coeficientes de forma (2) [13].....	82

MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente las energías renovables suponen un gran reto para conseguir una sociedad más sostenible, por ejemplo, en el sector de la construcción. La energía renovable que más se explota hoy en día es la eólica. No obstante una fuente que está cobrando cada vez más importancia es el mar. En el entorno marino es posible conseguir la energía del movimiento del agua, ya sea de las olas o de las mareas, y también del viento, que resulta más eficiente en medio del océano, ya que los obstáculos a su movimiento son menores y su velocidad más alta. Para desarrollar los dispositivos capaces de transformar estos movimientos, resulta indispensable diseñar estructuras que aguanten las cargas presentes en este medio. Estas estructuras presentan una diferencia principal con respecto a otras más convencionales, y es que deben resistir las fuerzas ejercidas por el agua del mar, así como evitar la corrosión de los materiales utilizados. En este trabajo se trata principalmente de analizar el tratamiento de estas cargas, teniendo en cuenta también las convencionales (viento y peso propio), con el fin de calcular la subestructura de un aerogenerador offshore.

2. CONTEXTO

Este proyecto se enmarca dentro del ámbito de la construcción sostenible. Se lleva a cabo un estudio de las distintas tipologías de estructuras marinas, así como de una forma simplificada de diseñarlas. Por tanto, se trata, no sólo de un análisis estructural, sino también de fomentar el uso de energías renovables en un medio en auge como es el mar, de forma que se consiga, en un futuro una sociedad más sostenible a partir de construcciones de este tipo.

3. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL TRABAJO

El objetivo principal de este trabajo es presentar una serie de pautas para el diseño de la subestructura de un aerogenerador offshore, atendiendo principalmente al cálculo de las cargas debidas al mar. Para alcanzar este objetivo se deben cumplir una serie de objetivos secundarios:

- Análisis de las estructuras marinas para la obtención de energías renovables (undimotriz, mareomotriz y eólica).
- Análisis de las diferentes subestructuras de aerogeneradores offshore.
- Estudio de la normativa vigente para conocer el tratamiento de las diferentes cargas que actúan sobre las subestructuras, así como los materiales empleados.
- Aplicación del Software OpenFast para conocer el efecto de estas cargas sobre una subestructura concreta.

4. BENEFICIOS

El principal beneficio que aporta este trabajo es que sirve de guía simplificada a la hora de diseñar una estructura destinada a la obtención de energía eólica marina. Además, se ofrece un Software específico para esta tarea y también se explica su funcionamiento de forma general en este aspecto. OpenFast es un programa libre y ampliamente utilizado en el ámbito industrial.

5. ANÁLISIS DEL ESTADO DEL ARTE

5.1. ESTRUCTURAS OFFSHORE PARA LA OBTENCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

A lo largo de este capítulo se van a analizar los distintos tipos de estructuras que se pueden encontrar en el medio marino, en particular aquellas que están destinadas a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Existen principalmente tres formas de obtención de energía en este medio: mediante aerogeneradores offshore y mediante convertidores de energía undimotriz y de energía mareomotriz. Todos estos dispositivos requieren una estructura adecuada que sea capaz de soportar un ambiente agresivo como es el océano. Estas instalaciones se encuentran, en su mayor parte, sumergidas en el agua por lo que deben emplearse materiales adecuados para protegerlas. Asimismo, las cargas

aumentan al encontrarse sometidas a la acción de las mareas y las olas. A continuación se describen brevemente estas fuentes de energía y como son sus estructuras.

5.1.1. AEROGENERADOR OFFSHORE

Los aerogeneradores, tanto offshore como onshore, obtienen la energía por la acción del viento. Son colocados en lugares donde las condiciones de viento son óptimas, como por ejemplo el mar, donde no hay obstáculos y el viento impacta directamente con las palas. Desde el punto de vista estructural, están compuestos por cuatro partes principales:

- Rotor: es el conjunto de las palas y el buje que las une (normalmente tres palas). Las palas se diseñan teniendo en cuenta los conceptos de mecánica de fluidos (aerodinámica), de forma que el viento que incide perpendicularmente las mueva en su propio plano.
- Góndola: se trata de una caja en la que se incluyen los componentes mecánicos y eléctricos necesarios para convertir la energía mecánica generada en el rotor en energía eléctrica (eje de baja velocidad, eje de alta velocidad, tren de engranajes multiplicador y el generador, principalmente). Asimismo, incluye sensores que permiten controlar factores como la velocidad del viento (anemómetro) o su dirección (veleta), entre otros.
- Torre: es el elemento que sujeta el rotor y la góndola. Debido al perfil de velocidades del viento en función de la altura (a mayor altura, mayor velocidad), la torre debe tener la altura suficiente para alcanzar el punto óptimo en cuanto a velocidad y fuerza del viento. Habitualmente, es de sección tubular de acero.
- Anclaje al terreno: dependiendo de la localización, el anclaje se realizará de distinta forma. En el caso de aerogeneradores onshore, es decir, ubicados en tierra, la torre se encuentra unida a una cimentación de hormigón armado que varía de tamaño en función de las cargas, al igual que en estructuras normales. Por otro lado, en el caso de aerogeneradores offshore (localizados en el océano), la torre acaba al llegar a la superficie del agua aproximadamente y se une a una estructura subacuática que puede ser flotante (menos común, todavía no se usa comercialmente) o fija y anclada al fondo marino. A lo largo de la memoria, se tratarán los distintos tipos que existen actualmente.



Ilustración 1. Partes de un aerogenerador [1]

5.1.2. CONVERTIDOR DE ENERGÍA UNDIMOTRIZ

La energía undimotriz es aquella que aprovecha el movimiento de las olas. Los convertidores captan este tipo de energía y la transforman en electricidad. Existen gran cantidad de convertidores, a continuación se enumeran los principales dependiendo de su ubicación:

- Columna de agua oscilante: este tipo de convertidor se emplea sobre la costa. Como se puede ver en la imagen inferior, se realiza una estructura en la que existe una cavidad y contiene en su parte superior una turbina. Cuando se acerca una ola y choca, aumenta el nivel del agua en dicha cavidad y, por tanto, aumenta la presión del aire. Esto provoca el movimiento de la turbina de aire que se encuentra acoplada al eje del generador.

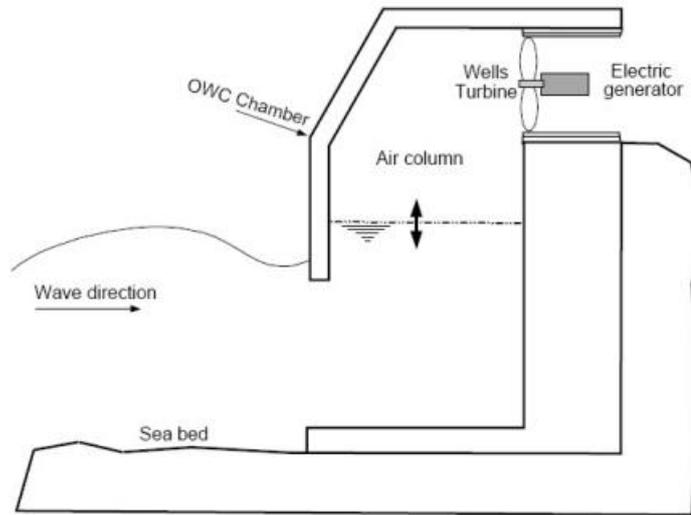


Ilustración 2. Columna de agua oscilante [2]



Ilustración 3. Convertidor de energía undimotriz de Mutriku

- Wave dragon: se instala en ubicaciones cercanas a la costa. Consiste en redirigir las olas hacia una rampa para llenar un reservorio situado en una cota más alta. La energía se genera cuando se deja caer el agua por una abertura en la que se encuentra una turbina de agua acoplada al generador.

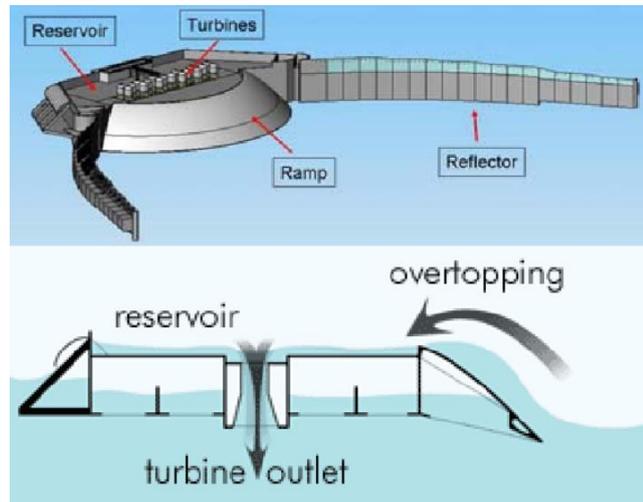


Ilustración 4. Funcionamiento de Wave Dragon [3]



Ilustración 5. Wave Dragon

- Sistema Pelamis: Este sistema de extracción de energía de las olas se emplea en zonas lejanas a la costa, donde su eficiencia es óptima. Está compuesto por cuatro cilindros largos que hacen de flotadores y se mueven con la oscilación de las olas. Asimismo, estos elementos se encuentran unidos entre sí mediante otros tres cilindros más cortos que son las unidades generadoras de energía. El movimiento generado en cada uno de los tubos acciona un sistema hidráulico que se aloja en su interior y que, a su vez, es el que mueve los generadores eléctricos. Su longitud

total es de unos 140 metros y debe ir anclado al lecho marino mediante cables que permitan la oscilación a la que está sometido.



Ilustración 6. Sistema Pelamis

5.1.3. CONVERTIDOR DE ENERGÍA MAREOMOTRIZ

La energía mareomotriz es aquella que capta la energía aprovechando las distintas fases de las mareas en el océano. De los tres tipos mencionados hasta ahora, es el menos empleado. Los principales convertidores de energía mareomotriz son los siguientes [4]:

- Generador de corriente de marea (TSG: tidal stream generators): El principio de funcionamiento es el mismo que el de los aerogeneradores, pero en este caso la turbina se encuentra bajo el agua y es movida por la marea. Dado que la densidad del agua es mucho mayor que la del aire, estas turbinas obtienen más potencia que los aerogeneradores para la misma velocidad del agua y del aire. El problema radica en que es necesario buscar ubicaciones en las que la velocidad del agua sea de, al menos, 1 m/s. Por su parte, las velocidades del viento son más altas por lo que resulta más fácil encontrar zonas óptimas para su funcionamiento. La estructura que sujeta la turbina varía en función de las cargas a la que está sometida y, al igual que en aerogeneradores, puede ser de distintos tipos. En la imagen inferior se muestran tres.

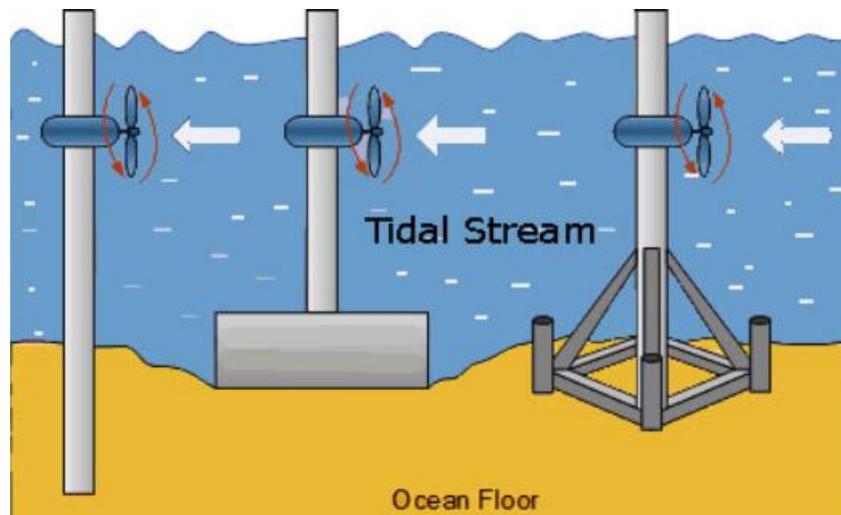


Ilustración 7. Convertidores de energía mareomotriz [5]

- Presa de marea: Las presas de marea se sitúan en las desembocaduras de los ríos y son diques que ocupan todo el ancho del estuario. En este caso no se convierte la energía cinética del agua sino la energía potencial derivada de la diferencia de alturas entre las mareas altas y las bajas. Esta energía se aprovecha mediante una turbina que se mueve al bajar o subir el nivel de la superficie libre del agua. En la siguiente imagen se muestra el funcionamiento.

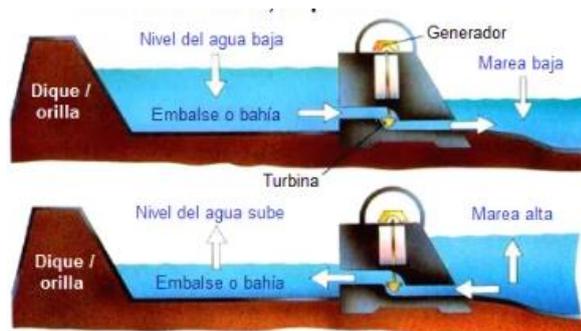


Ilustración 8. Presa de marea [6]

5.2. AEROGENERADORES OFFSHORE

Entre las distintas tipologías de estructuras offshore estudiados hasta ahora, los sistemas más empleados son los aerogeneradores offshore. Se trata de construcciones muy esbeltas, con cargas de viento importantes al estar situadas en medio del océano. Además, un factor

diferencial con respecto a estructuras convencionales es el hecho de estar sumergidas bajo el agua y sometidas a las corrientes y a las fuerzas ejercidas por las olas. Por este motivo el anclaje al terreno es fundamental y requiere unas características determinadas. A lo largo de este apartado se van a mostrar los distintos tipos de anclajes existentes, bien para aerogeneradores fijos al suelo, o bien para flotantes, aunque estos últimos tienen menos aplicación hoy en día. Dependiendo de la localización, que determina la profundidad del agua, y del estado del mar y del viento, así como de la complejidad de ejecución, se elegirá la más adecuada.

5.2.1. SUBESTRUCTURAS DE LOS AEROGENERADORES OFFSHORE: FIJOS

Los aerogeneradores fijos son aquellos que están anclados al suelo mediante la propia estructura que soporta la torre. En la siguiente figura, se muestran las distintas partes que componen los aerogeneradores. Para este trabajo, se va a analizar la parte en contacto con el agua y con el suelo, es decir, tanto la subestructura (donde apoya la torre, que es la estructura principal) como la cimentación (la parte enterrada en el lecho marino). Por otra parte, se denomina zona de transición al elemento que une la torre a la subestructura.

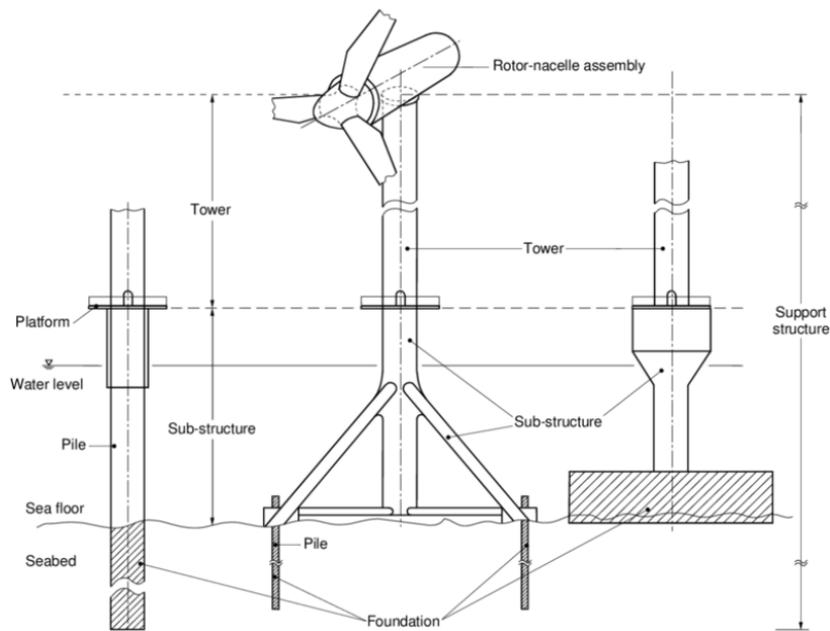


Ilustración 9. Partes de un aerogenerador offshore [7]

En la imagen de abajo se pueden ver varios tipos de subestructuras y se observa como el más utilizado es, con diferencia, el monopilar. Esto se debe principalmente a la facilidad de construcción del mismo que, en los casos en los que las cargas no requieran mayor resistencia, tiene un peso importante a la hora de seleccionar. Sin embargo, hay ocasiones en las que un solo pilar no es suficiente y resulta necesario diseñar una estructura con más pilares o en celosía.

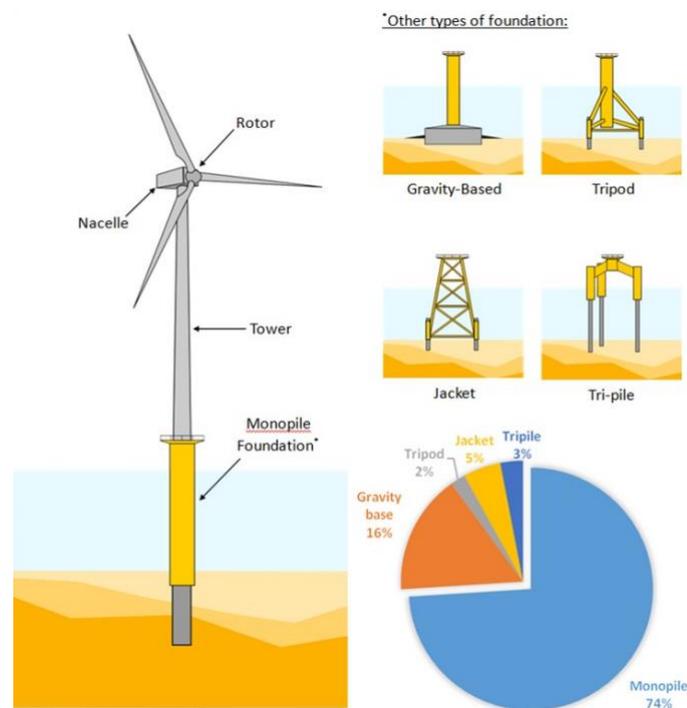


Ilustración 10. Tipos de subestructura de un aerogenerador offshore [8]

El tipo de subestructura empleado depende principalmente de la profundidad del agua en la localización donde se vaya a construir el parque eólico. A continuación, se muestra una tabla con los rangos de profundidades admitidos por los distintos tipos.

TIPO	RANGO DE PROFUNDIDADES
Monopilar	Hasta 30 m
Por gravedad	Hasta 30 m
Tripilar	30 -50 m
Trípode	30 – 50 m
Jacket	40 – 200 m

Tabla 1. Profundidades admisibles por cada tipo de subestructura

Estos valores son aproximados. Tienen en cuenta principalmente el coste de su construcción. A partir de los 30 metros, un único pilar resulta demasiado caro, ya que la sección aumentaría considerablemente. Para profundidades muy grandes se diseñan estructuras jacket. En los siguientes apartados se describirán cada uno de estos tipos.

5.2.1.1. MONOPILAR

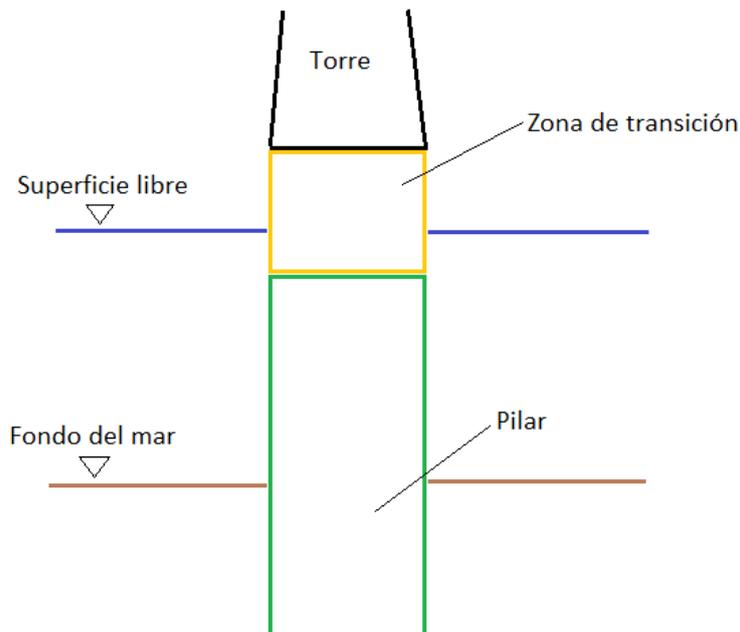


Ilustración 11. Subestructura monopilar

La estructura monopilar es la más simple de todas. Se trata de un pilar de acero (sección tubular) que se une a la torre mediante la pieza de transición y atraviesa el suelo hasta una determinada profundidad. El diámetro de la sección suele ser entre 3,5 y 4,5 metros [9] (llegando hasta los 6 metros, con un espesor de pared de unos 10 cm en general), mientras que la profundidad de penetración en el lecho marino varía entre los 10 y los 20 metros, pudiendo llegar la altura total del pilar hasta los 60 metros, dependiendo de las características de dicho suelo [10]. La principal ventaja, además de su sencillez, tanto en la instalación como en el transporte y en el trabajo de diseño (lo cual reduce considerablemente el coste con respecto a otros tipos), radica en que no resulta necesario adecuar el suelo para anclar la estructura, dado que se encuentra empotrada. No obstante, este hecho conlleva a que el monopilar no es apto para lugares en los que exista una proporción relativamente alta de roca, dado que hay que introducir explosivos para retirarlas.



Ilustración 12. Subestructura monopilar real

Por otro lado, existe un límite en cuanto a la profundidad del agua del lugar en el que es construida. La frontera se establece en los 30 metros. Por encima de ese umbral (a mayor profundidad) el sistema monopilar no resulta viable. Esto se debe a que, al incrementar la profundidad, se incrementa la longitud del pilar y la sección también debe aumentar para disminuir la esbeltez. Esto provoca que la superficie sobre la que inciden las fuerzas sea mayor por lo que las fuerzas hidrodinámicas ejercidas por el agua son demasiado altas. Además, aunque pudiera resistirlas, los costes económicos de este diseño no compensarían frente a otros como la subestructura tripilar, trípode o jacket.

5.2.1.2. POR GRAVEDAD

Se trata del primer diseño que se realizó (1991) para un parque de aerogeneradores offshore. Al igual que en un sistema monopilar, la subestructura por gravedad cuenta únicamente con un solo pilar. Sin embargo, en este caso dicho pilar no atraviesa el suelo, sino que se ancla a una base de hormigón apoyada en el lecho marino. El pilar también es de hormigón, y no se encuentra reforzado con acero. Es el peso propio de toda la estructura lo que permite aguantar las cargas y los momentos, por lo que se trata de sistemas muy pesados (en torno a 2.000 toneladas), lo que puede suponer un inconveniente, y en profundidades más altas no resulta asequible. Además, requiere adaptar el suelo marino para instalar la base. Esto implica una mayor complejidad en la instalación pero también permite mayor flexibilidad, ya que no importa las características del mismo porque se debe adaptar igualmente. Otra ventaja es que, al estar fabricadas de hormigón, la resistencia a la corrosión es mayor que con el acero. Este es un punto muy importante, dado que el mar es un entorno muy agresivo para los materiales.

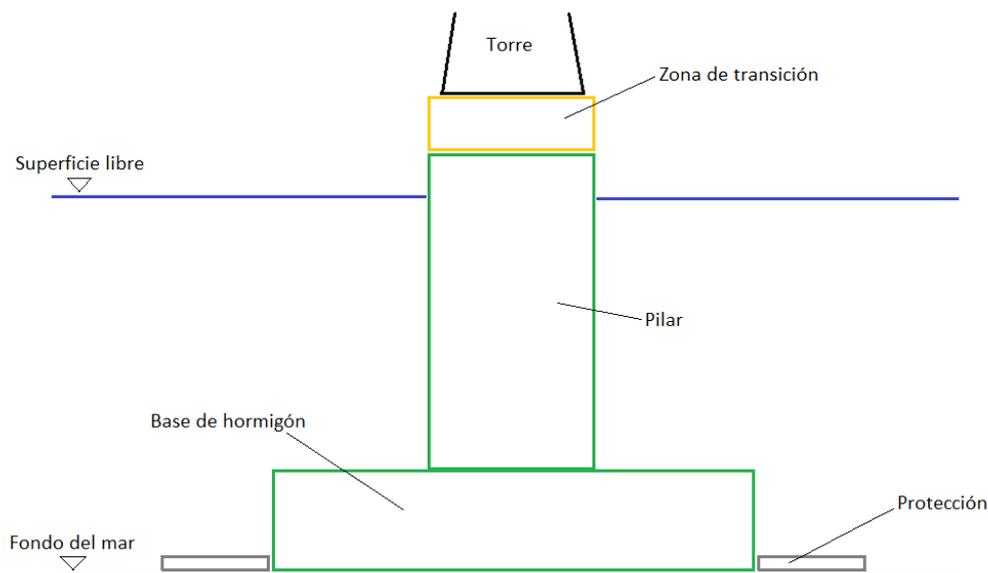


Ilustración 13. Subestructura por gravedad

5.2.1.3. TRIPILAR

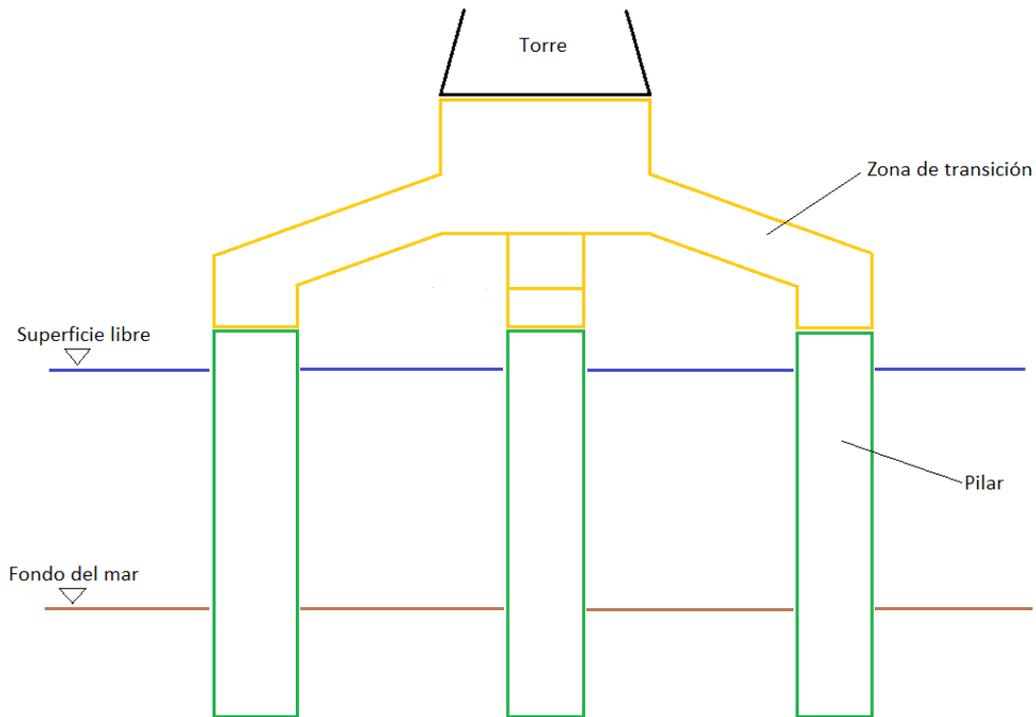


Ilustración 14. Subestructura tripilar

Cuando la estructura monopilar resulta insuficiente o muy costosa, una solución es introducir más pilares, en concreto tres. La distancia entre pilares favorece la resistencia frente a los momentos aplicados. La sección es la misma, de acero y tubular. No obstante, es más pequeña al haber más pilares, de unos 3 metros de diámetro. Dado que se aplica a profundidades mayores de agua, pueden llegar a penetrar en la arena de 30 a 45 metros, dependiendo de las propiedades del mismo. La zona de transición cuenta con tres patas, que luego se conectan con los pilares, como se muestra en la figura de abajo.



Ilustración 15. Subestructura tripilar real

5.2.1.4. TRÍPODE

La subestructura tipo trípode está formada por tres pilares, al igual que la tripilar (en la figura de abajo solo se muestran dos, al ser una vista frontal). No obstante, como se ve en la imagen, los pilares se encuentran enterrados en el lecho marino, prácticamente en su totalidad. En primer lugar, las cargas se transmiten al pilar central que, después, a través de los tirantes, pasan a los pilotes y a la tierra. Su principal ventaja es que se trata de un sistema más ligero. Los tirantes de acero permiten que la sección de los pilares sea mucho más pequeña, de entre 0,9 y 1 metro de diámetro. Estos se introducen en la tierra hasta unos 20 metros como máximo y no menos de 10 metros.

En cuanto a las desventajas con respecto a la estructura tripilar, la más importante es que requiere más uniones entre elementos, las cuales constituyen fuentes de posibles fallos estructurales. Además, aunque los pilotes son más pequeños, dado que existen otros elementos auxiliares, se requiere de un pilar central de mayor sección, que va a recibir todas las cargas directamente, tanto de la torre y del viento, como las derivadas del estado del mar. Esto implica que la superficie de contacto del agua en ese punto es mayor y, por tanto, recibirá mayores impactos del agua.

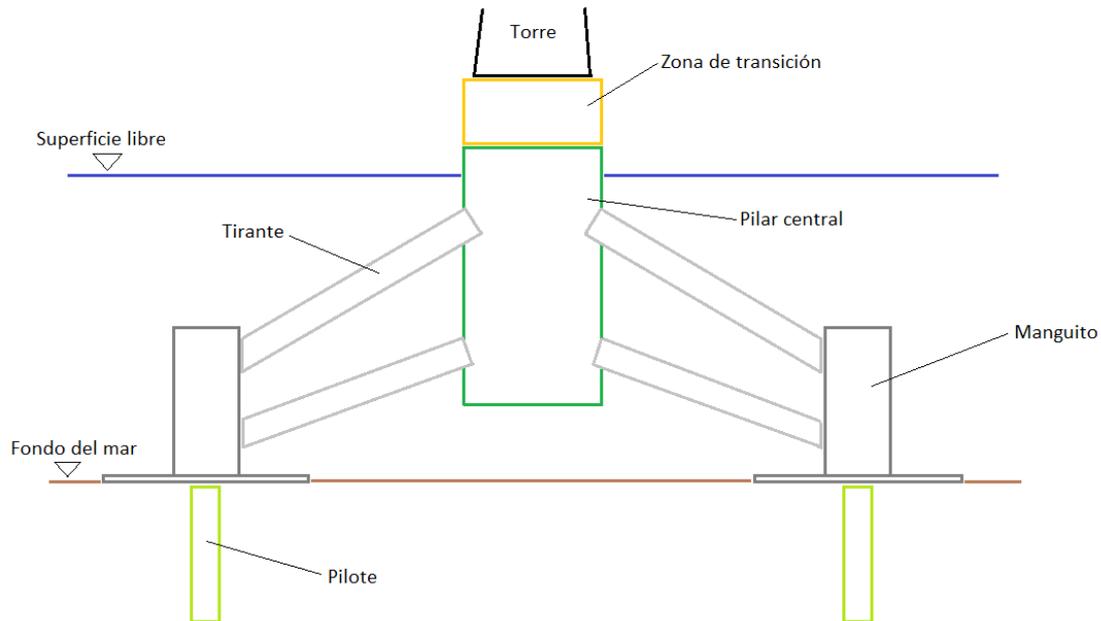


Ilustración 16. Subestructura trípode

5.2.1.5. JACKET

Cuando se alcanzan ciertas profundidades de agua, el resto de tipologías resultan demasiado caras, dado que serían necesarias secciones cada vez más grandes, o de resistencias demasiado bajas. Por tanto, aparece la estructura tipo jacket, que forma una celosía en torno a un número adecuado de patas, que para el caso de aerogeneradores, suele ser suficiente con tres o cuatro. Dichas patas se encuentran, normalmente inclinadas, aunque dependiendo del caso pueden situarse verticales o combinar verticales e inclinadas. Todas van unidas entre sí mediante una serie de montantes y diagonales a lo largo de toda la altura de la estructura, de forma que se obtiene una celosía. La estructura jacket debe ir pilotada, de manera que, cuando se alcanza el fondo marino, es necesario introducir tantos pilotes como patas tenga la estructura. Dichos pilotes se introducen por dentro de las patas, de forma que estas últimas hacen de guía y recubrimiento de los mismos. Todos los elementos que componen la celosía son tubos de acero que pueden variar en un rango de 0,5 a 1,5 metros de diámetro. La profundidad a que puede alcanzar llega hasta los 400 metros aproximadamente, mientras que los pilotes se introducen en el fondo alrededor de unos 40 metros [11].

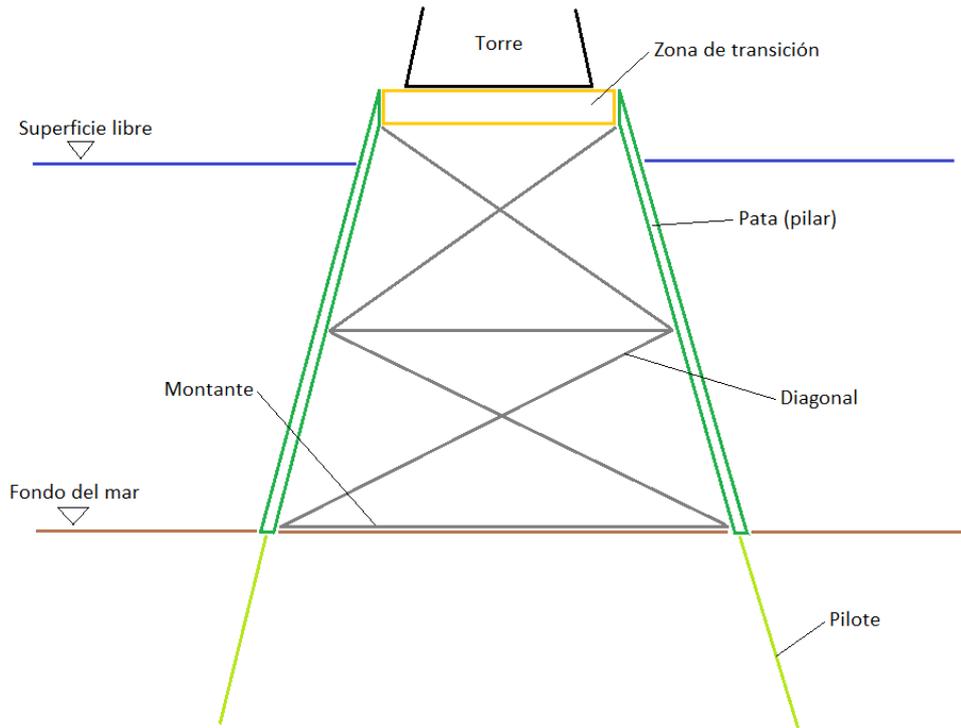


Ilustración 17. Subestructura Jacket



Ilustración 18. Subestructura Jacket real

5.2.2. SUBESTRUCTURAS DE LOS AEROGENERADORES OFFSHORE: FLOTANTES

Como ya se ha comentado, para instalar aerogeneradores a niveles altos de la superficie del mar se puede emplear una estructura fija tipo jacket. Sin embargo, esto puede resultar poco rentable a partir de unos 150 metros, debido a la complejidad creciente de su construcción. Por este motivo, en los últimos años ha evolucionado el concepto de aerogenerador flotante. Se trata de una estructura que contiene las características necesarias para que la fuerza de flotación ejercida por el agua se equilibre con el resto de cargas. Para que el sistema no se mueva, es necesario colocar una serie de tirantes anclados al suelo. Resultan estructuras muy pesadas, de entre 5.000 a 10.000 toneladas. Aunque este tipo de estructura todavía se encuentra en la etapa de desarrollo y pueden aparecer diferentes alternativas, se pueden distinguir tres tipos: spar, TLP (Tensión Leg Platform) y Semi-Sub.

5.2.2.1. SPAR

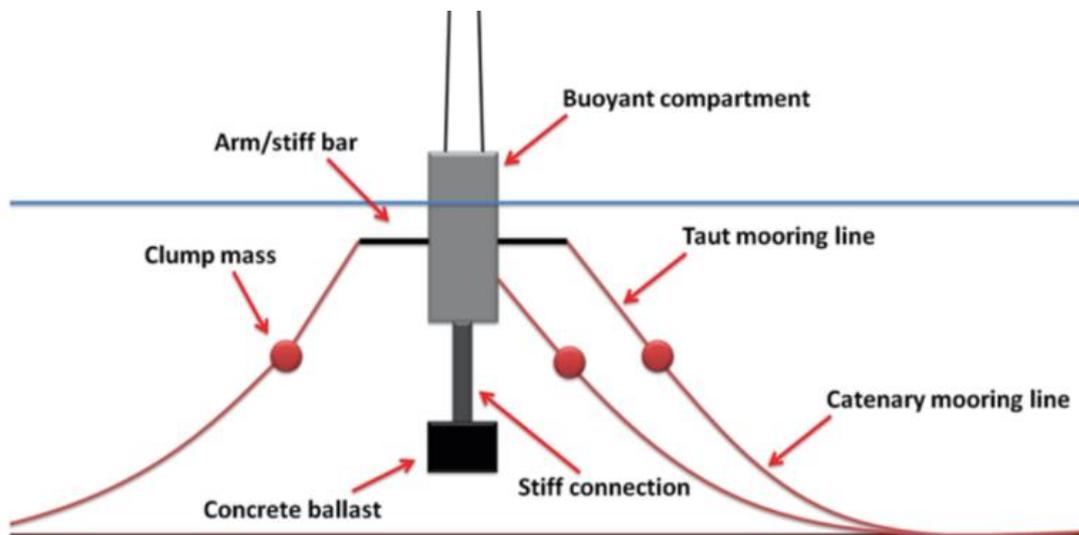


Ilustración 19. Subestructura Spar [12]

La estructura flotante tipo Spar está formada por el cuerpo flotante, por las líneas de anclaje y por un elemento auxiliar (Concrete ballast en la figura) que se emplea para modificar el

Este tipo de estructura flotante se emplea para profundidades de entre 50 y 100 metros. En este caso, la parte flotante se encuentra anclada al suelo mediante una serie de tirantes. Lo que se busca con estos elementos es compensar la diferencia entre la fuerza de flotación y el peso del aerogenerador aplicando una tensión determinada, de forma que el sistema esté en equilibrio. Un inconveniente es que son difíciles de instalar, ya que los tirantes deben estar tensados con una determinada carga de forma que todo se encuentre en equilibrio. Además, dichos tirantes también van a estar sometidos a las cargas hidrodinámicas, al igual que la parte flotante.

La distancia entre los cables de acero es un factor relevante dado que influye en la resistencia frente a los momentos aplicados sobre la estructura. El uso de elementos auxiliares que se conecten con los cables reduce la sección del pilar flotante, lo cual favorece a la estabilidad, debido a que las fuerzas hidrodinámicas en esta parte serán menores.

5.2.2.3. SEMI – SUB

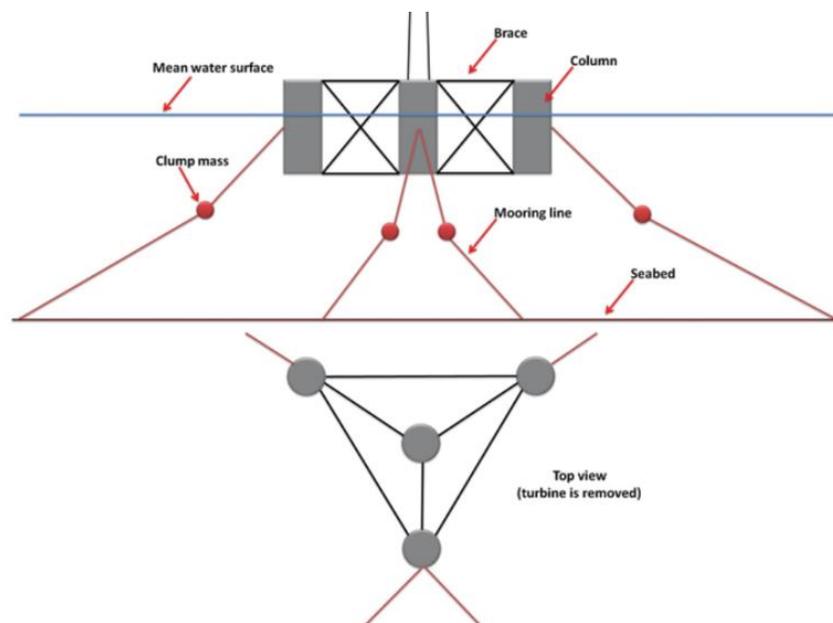


Ilustración 21. Subestructura Semi – Sub [12]

Consiste en una serie de columnas flotantes unidas entre sí mediante brazos y que se encuentran ancladas al fondo por cables de anclaje, al igual que en el caso del tipo Spar. La sección de las columnas permite que el sistema se mantenga estable frente a las fuerzas generadas por el agua. Además, son suficientes para compensar la fuerza de flotación y mantenerse en equilibrio. Como ya se ha comentado antes, los cables se ocupan de controlar los movimientos en el plano de la superficie libre del agua y el giro con respecto al eje vertical.

El número de pilares depende de las condiciones del mar. Generalmente, este sistema no es apto para lugares con condiciones muy extremas dado que se movería demasiado. Una de sus grandes ventajas es que se puede construir en la costa y transportar a su localización en el mar y el posterior anclaje es relativamente sencillo de realizar.



Ilustración 22. Subestructura Semi – Sub real

6. DISEÑO DE ESTRUCTURAS DE AEROGENERADORES FIJOS

Una vez analizados los distintos tipos de estructuras para aerogeneradores offshore que se usan actualmente, en este apartado se muestra los factores y métodos que hay que tener en cuenta a la hora de diseñarlas, atendiendo a la normativa vigente para ello, las cargas a

comprobar y los materiales que se utilizan. Cabe destacar que en este trabajo se estudia el cálculo únicamente para estructuras fijas en el suelo, no para flotantes.

6.1. NORMATIVA

La normativa empleada actualmente para el diseño de aerogeneradores offshore, tanto de su estructura como del resto de componentes, se recoge de los documentos aportados por la empresa DNV. Se trata de una empresa noruega dedicada al asesoramiento en el sector energético. Estos documentos son reconocidos a nivel mundial y establecen los métodos y requerimientos de diseño necesarios para construir estructuras seguras. Los artículos más importantes y los que se han seguido para llevar a cabo este trabajo son los siguientes:

- **DNV-RP-C205: Environmental conditions and environmental loads**
Describe en detalle las cargas medio ambientales (viento y oleaje principalmente), explicando las teorías en las que se basa el cálculo de las mismas.
- **DNV-OS-J101: Design of offshore wind turbine structures**
Describe los pasos a dar en el diseño de una estructura offshore para un aerogenerador, desde las cargas a tener en cuenta y sus valores límite hasta los materiales recomendados y sus características.
- **DNV-ST-0437: Loads and site conditions for wind turbines**
Se trata de un resumen de los dos artículos anteriores, en el que resulta más fácil encontrar la información necesaria a la hora de calcular la estructura.

A continuación se resumen los principios básicos que establece la DNV-OS-J101 para el diseño de la estructura, es decir, los estados límite que tiene en cuenta y los métodos posibles para realizar el cálculo.

6.1.1. ESTADOS LÍMITE

Al igual que en el diseño de cualquier estructura, se trata de comprobar los estados límite de la misma, de forma que se puedan evitar para que su vida útil sea lo más alta posible. Se estudian cuatro estados límite [13]:

- **Estado límite último (ELU):** Se corresponde con el valor de resistencia última. Si se supera, la estructura colapsará irreversiblemente.
- **Estado límite de fatiga (ELF):** Marca el límite a partir del cual se dan fallos debidos a cargas cíclicas.
- **Estado límite accidental (ELA):** Establece una resistencia para cargas accidentales poco habituales o daños derivados de dichos accidentes.
- **Estado límite de servicio (ELS):** Determina el estado a partir del cual el uso de la estructura no es el adecuado.

A continuación, se muestran algunos ejemplos de los fallos que pueden provocar estos estados, aplicados a las estructuras para aerogeneradores offshore.

- **ELU:** Las condiciones ambientales extremas, tanto la velocidad del viento y el estado del mar, pueden provocar cargas demasiado altas que inestabilicen la estructura.
- **ELF:** En este caso, la fatiga la puede provocar el viento o el movimiento del agua, ya que ambas se consideran cargas cíclicas. Los fallos se pueden producir, por ejemplo, en las uniones entre elementos de la estructura.
- **ELA:** Un ejemplo puede ser el colapso de una estructura monopilar debido al choque de un barco contra la misma.
- **ELS:** Se podrían producir ligeros movimientos o inclinaciones de la estructura derivados de una mal anclaje al terreno o una adaptación defectuosa del mismo. Esto provocaría que el aerogenerador no fuese eficiente debido al movimiento imprevisto de las palas.

6.1.2. MÉTODOS DE DISEÑO

Según la normativa, al igual que en el caso de otro tipo de estructuras, existen cuatro métodos para el diseño de estructuras offshore, que se van a explicar en este apartado. Los más utilizados son los dos primeros por ser más exactos, aunque se complementan, asimismo, con la realización de ensayos [13].

6.1.2.1. MÉTODO DEL COEFICIENTE PARCIAL DE SEGURIDAD

Según este método, el efecto de las cargas debe ser menor o igual a la resistencia a dichos efectos, es decir:

$$S_d \leq R_d$$

Donde S_d y R_d son los efectos y las resistencias de diseño, respectivamente. Como efectos de las cargas se entienden las fuerzas internas, las tensiones o las deformaciones, entre otros, provocadas por las cargas aplicadas sobre la estructura.

En este caso, S_d se calcula como una relación lineal de los distintos efectos producidos por cada una de las cargas, según:

$$S_d = \sum_{i=1}^n S_{di}(F_{ki})$$

S_{di} es el efecto provocado por cada carga característica F_{ki} , y n es el número de los mismos. Cabe destacar que estos parámetros se calculan mediante unos factores que transforman los valores característicos en valores de diseño. Estos factores dependen del tipo de carga (permanente, variable, ambiental...) e incluso del tipo de estructura, diferenciando, por ejemplo, si se aplica a un aerogenerador offshore o a una plataforma petrolífera. El efecto

debe ser mayorado por dichos factores, mientras que la resistencia debe ser minorada por otros, de manera que se da un margen de seguridad en el cálculo.

Por tanto, este método trata las fuerzas por separado, sin tener en cuenta que unos efectos pueden afectar a otros. En el caso que se está tratando, se dan varias a la vez, por ejemplo, las cargas del viento y las del oleaje, por lo que este método no es del todo adecuado. Para solucionarlo, se ofrece el siguiente método, que se describe a continuación.

6.1.2.2. MÉTODO DE SIMULACIÓN DIRECTA DEL EFECTO DE CARGAS COMBINADAS

Como ya se ha comentado, con el método de simulación directa del efecto de cargas combinadas se consideran todas las fuerzas simultáneamente y no un solo efecto por cada una de las cargas. El principio es el mismo y lo que se busca es que el efecto de diseño sea menor o igual a la resistencia al mismo. La diferencia con el sistema anterior es que el efecto característico (que luego es mayorado por el factor de carga) se obtiene mediante una distribución de los efectos máximos a lo largo de un año, obtenida a partir de combinaciones de dos o más tipos de cargas. En el método de coeficientes parciales, existe una distribución por cada una de las cargas, que después se combinan linealmente. En cuanto a la resistencia, se calcula de la misma manera que en el apartado anterior, es decir, minorando según otro factor que depende del material.

6.1.2.3. MÉTODO DE DISEÑO POR ENSAYOS

Este método se basa en la realización de ensayos sobre un modelo previamente diseñado analíticamente. Mediante estos ensayos se comprueba que los valores de diseño soportan las cargas, aplicando escalas mucho menores que la realidad. Con este fin se emplean lugares como los tanques de olas o los canales de viento.

6.1.2.4. MÉTODO DE DISEÑO BASADO EN LA PROBABILIDAD

Por último, este último se basa en las probabilidades de fallo que tiene una determinada estructura, esto es, de su fiabilidad. Debe cumplir con los estándares de fiabilidad establecidos en la normativa.

6.2. CARGAS

Las principales cargas originadas en la subestructura de un aerogenerador offshore son debidas a las condiciones ambientales de la ubicación en la que se encuentra. Por este motivo, en el diseño es importante tener en cuenta estos datos y conocer como se deben estudiar para, posteriormente conocer su efecto. Debajo se muestra una lista de los más importantes:

- Características del viento
- Características de las olas
- Corrientes
- Nivel del agua
- Hielo
- Características del suelo
- Otros: zona sísmica, salinidad, temperatura, tráfico marítimo...

Por otra parte, como cargas permanentes también hay que incluir el peso propio de todo el sistema y el empuje vertical ascendente que provoca el agua sobre el mismo, que dependen del material y de la tipología del aerogenerador y su subestructura. En los siguientes apartados se analiza cómo se determinan las cargas más importantes a tener en cuenta en el diseño, esto es, las del viento y las relativas al estado del mar.

6.2.1. FUERZA DEL VIENTO

En el caso de estudio, que es únicamente la subestructura, el viento solamente actúa sobre la obra muerta, es decir, la zona que se encuentra por encima de la superficie libre del agua. El viento adquiere más fuerza mar adentro dado que el número de obstáculos es mucho menor que en tierra, motivo por el cual los aerogeneradores offshore resultan más eficaces. Esto implica que sea una carga importante en el diseño. No obstante, como se observa en la gráfica inferior, la velocidad del viento aumenta exponencialmente con la altura. Puesto que la obra muerta se encuentra justo al nivel del mar, la incidencia del viento en ese punto es menos relevante que en la torre o en el propio rotor.

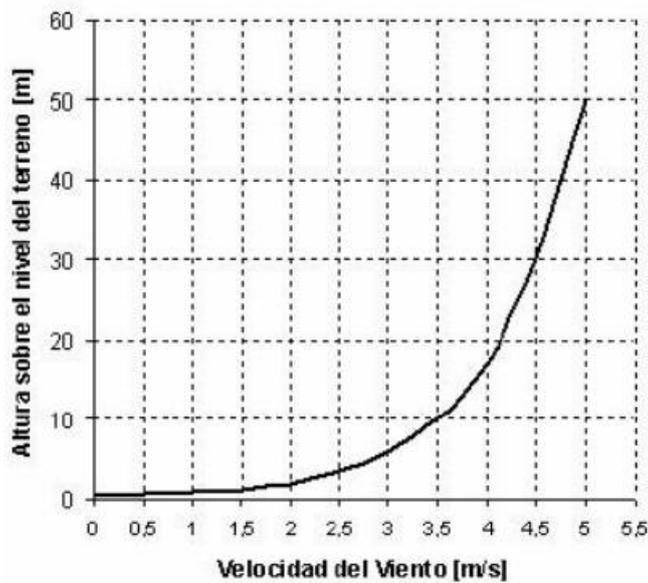


Ilustración 23. Perfil de velocidades del viento [14]

Para realizar el cálculo de la fuerza generada sobre la estructura se emplea la siguiente fórmula.

$$F_w = C * q * S * \sin \alpha$$

Siendo los parámetros:

- C: coeficiente de forma.
- q: presión o succión del viento.
- S: área sobre la que incide la carga proyectada en el plano normal a la dirección del viento.
- α : ángulo entre la dirección del viento y el eje del elemento de la estructura sobre la que incide.

Con el fin de simplificar la fórmula, una aproximación se obtiene sustituyendo el factor $S \cdot \sin \alpha$ por el diámetro D de los perfiles en caso de que sean cilíndricos.

Los cálculos se realizarán en base a la dirección más desfavorable del viento. La presión o succión del viento (q) es la que depende de la velocidad y, por tanto de la ubicación elegida y de la altura a la que se sitúe. Viene descrita por la siguiente expresión.

$$q = \frac{1}{2} * \rho_a * U^2$$

Donde ρ_a es la densidad del agua del mar y U la velocidad del viento. Como se puede ver, la presión ejercida se incrementa con el cuadrado de la velocidad, con lo que un pequeño aumento de la misma puede provocar una carga importante. Los datos relativos a la velocidad se obtienen mediante mediciones realizadas en la localización en cuestión. Sin embargo, dado que varía con respecto a la altura, es necesaria una relación entre la velocidad a la altura de referencia (donde se ha medido) y la velocidad en la cota en la que se encuentra la estructura. Con este fin se puede usar la Ley de Hellmann:

$$v = v_0 * \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha$$

El subíndice 0 indica que la velocidad y la altura son las de referencia. α representa el exponente de Hellmann, que depende de las características del lugar en cuanto a los obstáculos encontrados por el viento en su movimiento. En el caso tratado, en el que el aerogenerador está ubicado en el mar, este factor es de 0,14.

En cuanto al coeficiente de forma, este depende del número de Reynolds Re y de la forma de los perfiles que se estudien, normalmente cilíndricos de sección circular. El número de

Reynolds es un número adimensional que se usa en mecánica de fluidos para conocer el régimen del flujo de un fluido y depende de la velocidad (en este caso del viento), del diámetro de la sección y de la viscosidad cinemática del aire ($1,45 * 10^{-5} m^2/s$ a $15^{\circ}C$).

$$Re = \frac{D * U}{\nu_a}$$

Las tablas relativas a este aspecto se muestran en los anexos.

6.2.2. FUERZA DE LAS OLAS

La mayor parte de la subestructura se encuentra sumergida en el agua, por lo que la carga ambiental más relevante es la que generan las olas y las corrientes. Se trata de un aspecto que diferencia el diseño de este tipo de estructura de otros. Para desarrollar las ecuaciones de la fuerza de las olas se distinguen dos componentes, la normal F_N y la tangencial F_T , ya que las barras suelen estar inclinadas y el impacto no es totalmente perpendicular.

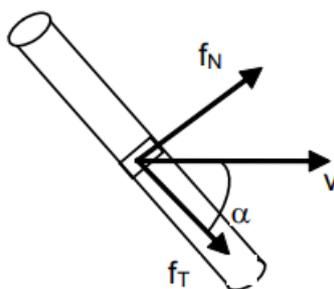


Ilustración 24. Componentes de la fuerza de las olas

A su vez, la fuerza normal es el resultado de la suma de la fuerza de arrastre F_D más la fuerza de inercia F_M . La primera representa la fricción del fluido y la segunda la resistencia al movimiento. Por tanto, la expresión queda de la siguiente forma:

$$F_N = F_D + F_M$$

$$F_D = \frac{1}{2} * \rho_a * C_D * D * u * |u|$$

$$F_M = \rho_a * C_M * A * a$$

- ρ_a : densidad del agua
- D : diámetro de la sección o longitud característica
- u : velocidad de las partículas de agua
- a : aceleración de las partículas de agua
- C_D : coeficiente de arrastre
- C_M : coeficiente de inercia

Por otro lado, la fuerza tangencial es:

$$F_T = \frac{1}{2} * \rho_a * C_{Dt} * D * u^2$$

Donde C_{Dt} es el coeficiente de arrastre tangencial, que se puede obtener a partir del empleado en la fuerza normal. Generalmente, la inclinación de la estructura con respecto al eje vertical es pequeña y se puede simplificar despreciando la componente tangencial.

Los coeficientes de arrastre y de inercia dependen de los números adimensionales de Reynolds y de Keulegan – Carpenter. Este último se determina mediante la siguiente ecuación:

$$KC = \frac{v * T}{D}$$

Siendo v (m/s) la velocidad del agua, T (s) el periodo de la ola estudiada y D (m) el diámetro de los distintos perfiles.

De forma sencilla, se puede determinar el valor de los coeficientes de arrastre y de inercia en función de la siguiente tabla.

KC	$Rn < 10^5$		$Rn > 10^5$	
	C_D	C_M	C_D	C_M
< 10	1.2	2.0	0.6	2.0
≥ 10	1.2	1.5	0.6	1.5

Tabla 2. Coeficientes de arrastre y de inercia [13]

Por lo que se refiere a la velocidad y aceleración de las partículas del agua, existen distintas teorías que permiten calcularlas. La principal y la que se recomienda en la normativa es la teoría de ondas de Airy. El fundamento de dicha teoría es la que se muestra en la siguiente figura.

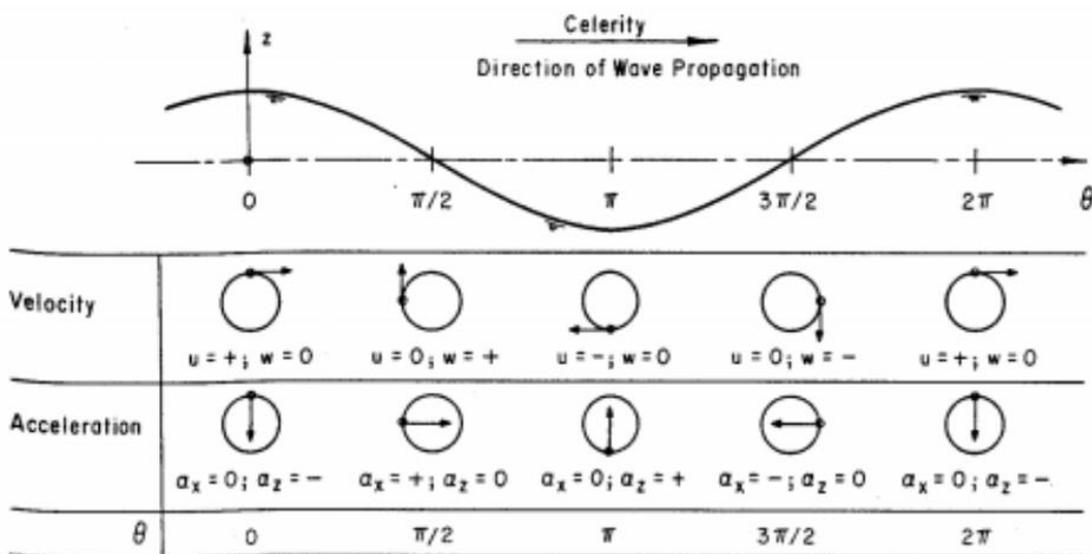


Ilustración 25. Teoría de ondas de Airy [15]

Si se considera que la superficie de la ola describe una trayectoria sinusoidal, con un periodo T y una longitud λ , aplicando una serie de condiciones de contorno a la ecuación de

continuidad se concluye que las partículas se mueven realizando orbitales (trayectorias elípticas o circulares, dependiendo de la profundidad del agua). Es decir, en una ola completa una partícula que viaja con ella describe un orbital completo, a una velocidad y aceleración en el eje x determinadas por las siguientes ecuaciones:

$$u(x, z, t) = a * w * \frac{\cosh(k * (z + h))}{\sinh(k * h)} * \sin(w * t - k * x)$$

$$\frac{\partial u}{\partial t}(x, z, t) = a * w^2 * \frac{\cosh(k * (z + h))}{\sinh(k * h)} * \cos(w * t - k * x)$$

Donde a es la amplitud de la ola, w es su frecuencia angular ($2\pi/T$), k es el número de ola que se calcula como $2\pi/\lambda$, z es la altura de la ola en función del tiempo y h es la profundidad del agua en esa ubicación.

Estas ecuaciones se corresponden con la velocidad y aceleración en el eje paralelo a la dirección de propagación de la ola (eje x). Las funciones hiperbólicas se pueden simplificar teniendo en cuenta la profundidad a la que se quiera analizar este movimiento y la carga resultante.

A la hora de estudiar estas cargas, se consideran distintos tipos de olas que se pueden generar en la ubicación escogida y son tres: ola media, ola típica y ola extrema. La primera se calcula a partir de los valores medios (la media entre los valores obtenidos experimentalmente) de periodo y longitud. La ola típica tiene una intensidad algo mayor que la media y la extrema es la mayor que se puede producir en un periodo de 50 años, y que la norma DNV exige que sea considerada en el diseño.

6.2.3. FUERZA DE LAS CORRIENTES

Las corrientes son movimientos superficiales del mar provocados principalmente por el viento y las mareas. También influyen sobre los cuerpos flotantes añadiendo una carga, por lo que se debe tener en cuenta. El método para establecer su valor es igual que el del cálculo de la fuerza de arrastre generada por las olas, esto es:

$$F_C = \frac{1}{2} * \rho_a * C_D * D * u * |u|$$

Siendo los distintos parámetros los explicados anteriormente. Tanto la velocidad como el diámetro dependen de la altura a la que se esté estudiando la estructura, dado que la primera se obtiene según las expresiones de Airy y el diámetro puede variar en función de la sección de la barra o elemento en ese punto. Cabe recordar que la variable D solamente es un diámetro si se trata de elementos de sección circular, en cualquier otro caso es el ancho del área proyectada en el plano perpendicular a la dirección del flujo de agua.

6.2.4. NIVEL DEL AGUA

El nivel del agua varía según las mareas. Esto implica que la superficie contra la que impacta el agua es mayor y habrá que tenerlo en cuenta, tanto en el cálculo de las fuerzas de las olas como en el de las corrientes.

6.2.5. PESO PROPIO

El peso propio incluye el peso de todos los componentes del aerogenerador, es decir, del rotor, de la góndola y de la torre, así como de la pieza de transición y de la propia subestructura. Este parámetro depende de los materiales empleados, de los que se hablará más tarde. En cuanto al transporte y a la construcción, lo óptimo es que la cantidad de material necesaria sea la menor posible y, por tanto, la carga será menos relevante. No obstante, hay casos en los que dicha fuerza es favorable y ayuda a mejorar la estabilidad en la zona de anclaje al terreno. Por ejemplo, en el caso de la tipología por gravedad, es el peso de la estructura la que la mantiene en equilibrio.

6.2.6. EMPUJE

El empuje se refiere a la carga vertical ascendente que ejerce el agua sobre el volumen sumergido y que afecta directamente a los anclajes al fondo marino. En el caso de los aerogeneradores flotantes, este empuje se debe compensar con el peso de todo el sistema para que se mantenga en equilibrio. Viene definido por el principio de Arquímedes:

“Un cuerpo total o parcialmente sumergido en un fluido experimenta una fuerza ascendente llamada empuje, equivalente al peso del fluido desalojado por el cuerpo”

Es decir, esta carga se calculará como el peso del volumen de la parte sumergida de la estructura pero como si fuera agua de mar, con su densidad.

$$E = \rho_a * V * g$$

Donde ρ_a es la densidad del agua, g es la aceleración de la gravedad y V el volumen desalojado por el cuerpo sumergido. Por tanto, el empuje varía únicamente si se cambian las secciones de los elementos que conforman la estructura.

6.3. MATERIALES

En este apartado se describen los materiales que se suelen utilizar y como se realiza la selección de los mismos. Como en cualquier otro tipo de estructura, los materiales principales que se utilizan son el acero y el hormigón. El primero es óptimo si se requiere una estructura más ligera, mientras que el hormigón aguanta mejor la corrosión, muy presente en el ambiente marino.

6.3.1. ACERO

El acero es el material más empleado, todos los perfiles de los distintos tipos que se han descrito anteriormente son tubos de acero. El único caso en el que se emplea hormigón es en el de gravedad. En el caso de que la estructura sea de acero, lo primero que se debe estudiar es la temperatura a la que se va a encontrar, esto es, la temperatura de diseño. Ésta se corresponde con la mínima temperatura diaria media y se obtiene a partir de mediciones en la ubicación seleccionada. Se trata de un factor importante en el caso del acero ya que, si es demasiado baja, puede producir una fractura frágil. Una vez conocida esta temperatura, la norma aporta una serie de tablas en las que se establecen los espesores mínimo que debe tener cada tipo de acero.

En primer lugar, se debe tener en cuenta la parte de la estructura en la que se va a incluir el material y, para ello, se clasifica en tres categorías estructurales: Primaria, secundaria y especial. En la secundaria una rotura no tiene grandes consecuencias, mientras que en la especial puede provocar una rotura frágil. En función de estas categorías las inspecciones y controles será más o menos exigentes.

Table A1 Structural categories for selection of materials	
<i>Structural category</i>	<i>Principles for determination of structural category</i>
Special	Structural parts where failure will have substantial consequences and are subject to a stress condition that may increase the probability of a brittle fracture. ¹⁾
Primary	Structural parts where failure will have substantial consequences.
Secondary	Structural parts where failure will be without significant consequence.
1) In complex joints a triaxial or biaxial stress pattern will be present. This may give conditions for brittle fracture where tensile stresses are present in addition to presence of defects and material with low fracture toughness.	

Tabla 3. Categorías estructurales [13]

En la tabla de abajo se muestran los distintos tipos de acero, dependiendo de su límite elástico, y se diferencian en tres clases, si es más alto o más bajo. Posteriormente, a cada una de ellas se le asocia un grado de soldabilidad en función de la temperatura a la que se encuentre el material, como se puede ver en la tabla siguiente.

Table A4 Material designations		
<i>Designation</i>	<i>Strength group</i>	<i>Specified minimum yield stress f_y (N/mm²)¹⁾</i>
NV	Normal strength steel (NS)	235
NV-27	High strength steel (HS)	265
NV-32		315
NV-36		355
NV-40		390
NV-420		420
NV-460	Extra high strength steel (EHS)	460
NV-500		500
NV-550		550
NV-620		620
NV-690		690

1) For steels of improved weldability the required specified minimum yield stress is reduced for increasing material thickness, see DNV-OS-B101.

Tabla 4. Tipos de acero [13]

Table A6 Applicable steel grades			
<i>Strength group</i>	<i>Grade</i>		<i>Test temperature (°C)</i>
	<i>Normal weldability</i>	<i>Improved weldability</i>	
NS	A	–	Not tested
	B ¹⁾	BW	0
	D	DW	–20
	E	EW	–40
HS	AH	AHW	0
	DH	DHW	–20
	EH	EHW	–40
	FH	–	–60
EHS	AEH	–	0
	DEH	DEHW	–20
	EEH	EEHW	–40
	FEH	–	–60

1) Charpy V-notch tests are required for thickness above 25 mm but is subject to agreement between the contracting parties for thickness of 25 mm or less.

Tabla 5. Grado de soldabilidad de los aceros [13]

E se refiere a que las pruebas se han realizado a la menor temperatura, mientras que en el grado A, los ensayos son a 0°, que es la temperatura máxima de los mismos. La soldabilidad es una operación crítica en la construcción y ensamblaje de las estructuras de acero, ya que pequeños defectos pueden provocar la aparición de grietas crecientes en las uniones entre elementos. Por este motivo, se trata de un aspecto muy relevante a tener en cuenta.

Por último, en la siguiente tabla se muestran los espesores mínimos que se recomiendan en función de los parámetros analizados anteriormente, esto es, la temperatura, el tipo de pieza y de acero y su soldabilidad.

<i>Structural Category</i>	<i>Grade</i>	≥ 10	0	-10	-20
Secondary	A	30	30	25	20
	B/BW	60	60	50	40
	D/DW	150	150	100	80
	F/FW	150	150	150	150
	AH/AHW	50	50	40	30
	DH/DHW	100	100	80	60
	EH/EHW	150	150	150	150
	FH	150	150	150	150
	AEH	60	60	50	40
	DEH/DEHW	150	150	100	80
	EEH/EEHW	150	150	150	150
FEH	150	150	150	150	
Primary	A	30	20	10	N.A.
	B/BW	40	30	25	20
	D/DW	60	60	50	40
	E/EW	150	150	100	80
	AH/AHW	25	25	20	15
	DH/DHW	50	50	40	30
	EH/EHW	100	100	80	60
	FH	150	150	150	150
	AEH	30	30	25	20
	DEH/DEHW	60	60	50	40
	EEH/EEHW	150	150	100	80
FEH	150	150	150	150	
Special	D/DW	35	30	25	20
	E/EW	60	60	50	40
	AH/AHW	10	10	N.A.	N.A.
	DH/DHW	25	25	20	15
	EH/EHW	50	50	40	30
	FH	100	100	80	60
	AEH	15	15	10	N.A.
	DEH/DEHW	30	30	25	20
	EEH/EEHW	60	60	50	40
FEH	150	150	100	80	

N.A. = no application

Tabla 6. Espesores mínimos de los aceros [13]

Como se puede ver, al aumentar el grado de soldabilidad y al aumentar la temperatura, el espesor mínimo se ve incrementado. Además, los aceros clasificados en la categoría especial tienen valores mínimos de espesor menores para las mismas temperaturas de diseño.

6.3.2. HORMIGÓN

En lo que a la subestructura se refiere, el hormigón únicamente se emplea en el monopilar por gravedad, ya que se requiere un gran peso propio. En la normativa se distinguen dos tipos de hormigones, el normal y el aligerado y se proporcionan los siguientes datos para elegirlo.

Concrete grade	C30	C35	C40	C45	C50	C55	C60	C65	C70	C80	C90
f_{cck} [MPa] ¹⁾	30	35	40	45	50	55	60	65	70	80	90
f_{cn} [MPa] ²⁾	28.5	33.0	37.3	41.6	45.8	50.0	54.0	58	61.8	69.3	76.5
f_{tk} [MPa] ³⁾	2.63	2.84	3.04	3.22	3.39	3.56	3.72	3.87	4.02	4.29	4.55
f_{tn} [MPa] ⁴⁾	1.95	2.07	2.18	2.28	2.37	2.45	2.53	2.61	2.68	2.80	2.91
¹⁾ f_{cck} = characteristic cylinder compressive strength ²⁾ f_{cn} = normalized in-situ compression strength ³⁾ f_{tk} = characteristic mean tensile strength ⁴⁾ f_{tn} = normalized in-situ tensile strength											

Tabla 7. Características de los distintos tipos de hormigón normal [13]

Concrete grade	LC30	LC35	LC40	LC45	LC50	LC55	LC60	LC70	LC80
f_{cck} [MPa] ¹⁾	30	35	40	45	50	55	60	70	80
f_{cn} [MPa] ²⁾	$28.5 \times \eta$	$33.0 \times \eta$	$37.3 \times \eta$	$41.6 \times \eta$	$45.8 \times \eta$	$50.0 \times \eta$	$54.0 \times \eta$	$61.8 \times \eta$	$69.3 \times \eta$
f_{tk} [MPa] ³⁾	$2.63 \times \eta$	$2.84 \times \eta$	$3.04 \times \eta$	$3.22 \times \eta$	$3.39 \times \eta$	$3.56 \times \eta$	$3.72 \times \eta$	$4.02 \times \eta$	$4.29 \times \eta$
f_{tn} [MPa] ⁴⁾	$1.95 \times \eta$	$2.07 \times \eta$	$2.18 \times \eta$	$2.28 \times \eta$	$2.37 \times \eta$	$2.45 \times \eta$	$2.53 \times \eta$	$2.68 \times \eta$	$2.80 \times \eta$
¹⁾ f_{cck} = characteristic cylinder compressive strength ²⁾ f_{cn} = normalized in-situ compression strength ³⁾ f_{tk} = characteristic mean tensile strength ⁴⁾ f_{tn} = normalized in-situ tensile strength, $\eta = (0.15 + 0.85 \rho/\rho_1)$ where $\rho_1 = 2200 \text{ kg/m}^3$, ρ = Density of the lightweight aggregate concrete.									

Tabla 8. Características de los distintos tipos de hormigón aligerado [13]

Se considera que los hormigones desde C30 a C65 son de resistencia normal, mientras que los de mayor categoría (>C65) son de alta resistencia. Al igual que en otros tipos de estructuras, la composición del hormigón debe cumplir ciertos parámetros de consistencia, densidad, resistencia y durabilidad, así como de proteger correctamente el acero que pudiera encontrarse en su interior, encargado de soportar las tracciones. En cuanto a la proporción agua/ cemento, se determina un límite máximo de 0,45.

6.4. CÁLCULO DE LA ESTRUCTURA DE UN AEROGENERADOR FIJO

Uno de los softwares más empleados a la hora de diseñar un aerogenerador offshore es OpenFast. En este apartado se describe este programa y se muestran algunos ejemplos de cómo utilizarlo para obtener las fuerzas descritas anteriormente y poder, así, completar el cálculo.

6.4.1. SOFTWARE: OPENFAST

Como ya se ha comentado, OpenFast es uno de los programas más empleado para el diseño de aerogeneradores offshore. Se trata de un software libre que contiene distintos módulos dependiendo de la parte del sistema que se quiera calcular. El paquete descargado incluye distintos ejemplos de aerogeneradores, en función de si es fijo o flotante, del tipo de subestructura, etc. La visualización es en forma de código, aunque existen programas complementarios para cambiar la interfaz y poder ver los modelos (Paraview, por ejemplo). Estos ejemplos se pueden ejecutar en la terminal del ordenador, variando los datos de entrada dependiendo del caso a estudiar. También se pueden programar nuevos códigos, aumentando o cambiando las ecuaciones que se usan, las geometrías de la estructura... En la imagen de abajo se muestra un esquema de las funciones de este software, distinguiendo entre los distintos módulos. A continuación se explica brevemente el objetivo de los principales y sus entradas.

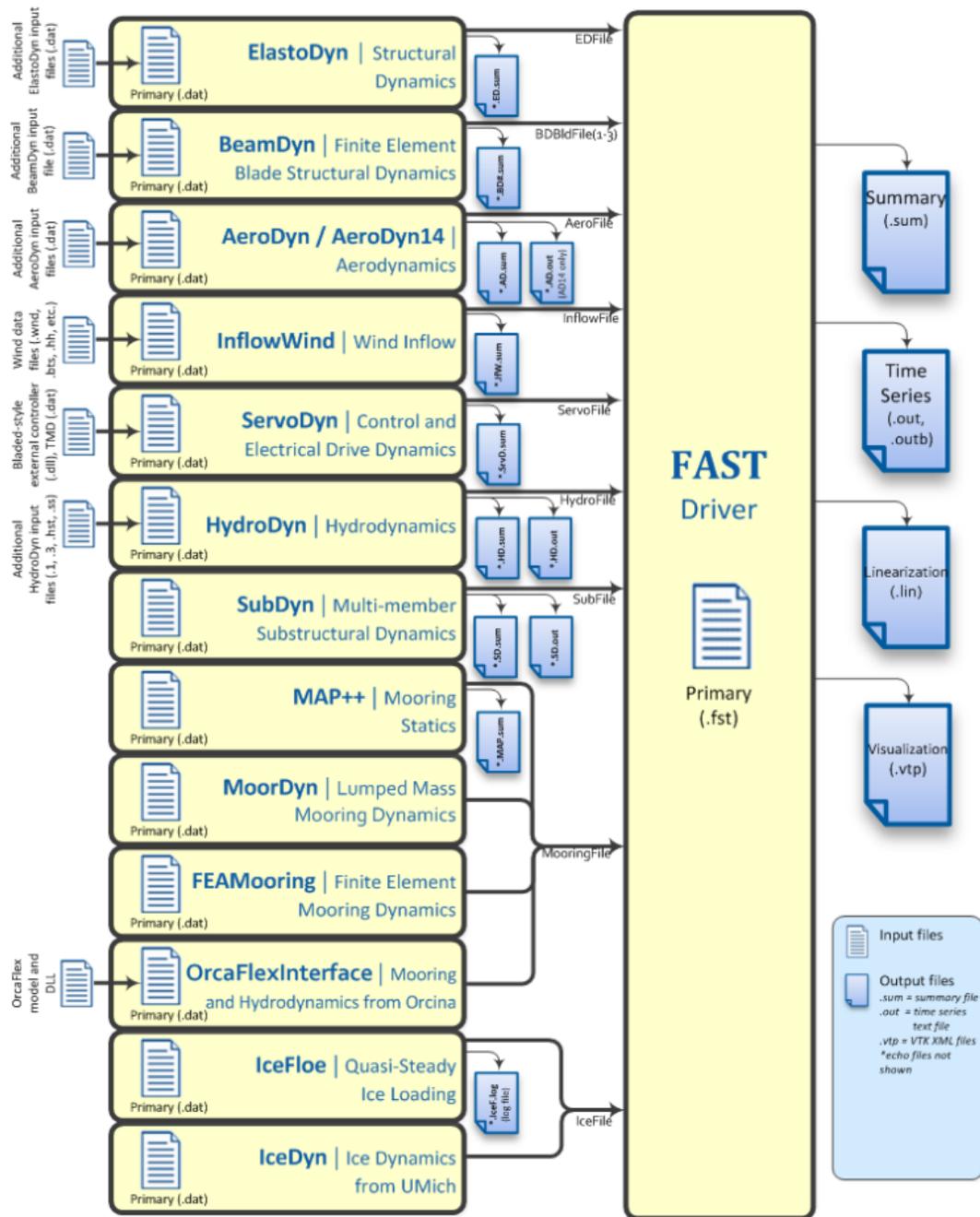


Ilustración 26. Esquema de módulos de OpenFast [16]

- ElastoDyn:** En este módulo se introduce el modelado de la estructura principal (no de la subestructura). Es decir, las geometrías y otras opciones relativas a la torre, la góndola y el rotor (las palas).

- **AeroDyn**: Contiene todos los datos necesarios para el estudio aerodinámico de las palas y de la torre. Aquí se introducen las condiciones ambientales relativas al viento, que determinarán las cargas de este tipo sobre la estructura.
- **ServoDyn**: En este módulo se trata la parte eléctrica y de control del aerogenerador.
- **HydroDyn**: En este apartado se estudia la interacción del agua con la subestructura. Para ello, se introducen los datos correspondientes al estado del mar (oleaje y corrientes) y al tipo y geometría de la subestructura.
- **SubDyn**: Aquí se introducen como datos de entrada las propiedades de la subestructura. Es complementario al módulo anterior.

En este trabajo se van a analizar los módulos Hydrodyn y Subdyn, ya que son los más relevantes a la hora de analizar la subestructura del aerogenerador y el impacto que tiene el agua en el cálculo de la misma, lo cual es diferenciador con respecto a otros casos de cálculo de estructuras.

6.4.2. EJEMPLO ESCOGIDO

Para demostrar el funcionamiento de OpenFast se usa uno de los ejemplos que vienen por defecto. Existen multitud de ellos, según el tipo de subestructura y también de la cantidad de cargas que se quieran analizar. Para este trabajo se escoge el archivo para el cálculo de una subestructura jacket, que es de las más comunes para aguas profundas o intermedias. En principio, este archivo es para olas irregulares (de forma indefinida) pero esto se puede cambiar asignando el valor 1 (ola regular periódica) a la variable llamada WaveMod. Se trata de una aproximación aceptable, ya que la ubicación es mar adentro (aguas profundas), donde las perturbaciones son menores y, además, de esta manera, se ajusta a la teoría de ondas de Airy explicada anteriormente.

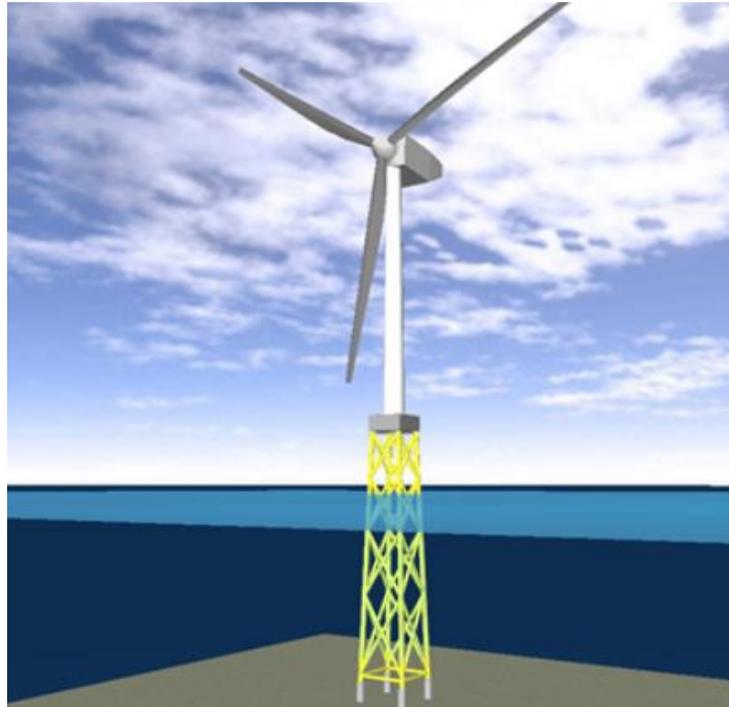


Ilustración 27. Modelo de una subestructura Jacket

En el archivo .fst de esta carpeta se definen ciertos parámetros que vienen por defecto, aunque también se pueden cambiar. Se trata de las características del agua y del aire (densidad y presiones), así como de la aceleración de la gravedad y de la profundidad asignada, en este caso, 50 metros. Estos se usan principalmente en el archivo Hydrodin, para conocer las fuerzas del agua sobre la estructura.

ENVIRONMENTAL CONDITIONS		
9.80665	Gravity	- Gravitational acceleration (m/s ²)
1.225	AirDens	- Air density (kg/m ³)
1025	WtrDens	- Water density (kg/m ³)
1.464E-05	KinVisc	- Kinematic viscosity of working fluid (m ² /s)
335	SpdSound	- Speed of sound in working fluid (m/s)
103500	Patm	- Atmospheric pressure (Pa) [used only for an MHK turbine cavitation check]
1700	Pvap	- Vapour pressure of working fluid (Pa) [used only for an MHK turbine cavitation check]
50	WtrDpth	- Water depth (m)
0	MSL2SWL	- Offset between still-water level and mean sea level (m) [positive upward]

Ilustración 28. OpenFast: Condiciones ambientales

6.4.2.1. HYDRODYN

En el archivo Hydrodyn se analiza el efecto del agua sobre la subestructura. Para ello, en primer lugar es necesario introducir una serie de valores a los parámetros de los que depende este efecto, principalmente las características de la ola.

WAVES	
1	WaveMod - Incident wave kinematics model (0: none-still water, 1: regular (periodic), 1PW: regular with user-specified phase, 2: JONSWAP/Pierson-Moskowitz spectrum)
0	WaveStretch - Model for stretching incident wave kinematics to instantaneous free surface (0: none-no stretching, 1: vertical stretching, 2: extrapolation stretching, 3)
3630	WaveTMax - Analysis time for incident wave calculations (sec) [unused when WaveMod=0; determines WaveOmega=2Pi/WaveTMax in the IFFT]
0.25	WaveDT - Time step for incident wave calculations (sec) [unused when WaveMod=0; 0.1<WaveDT<1.0 recommended; determines WaveOmegaMax=Pi/WaveDT in the IFFT]

Ilustración 29. OpenFast: Tipo de ola

Dado que se va a simular una ola regular y periódica, como ya se ha explicado anteriormente, el parámetro WaveMod se cambia al valor 1. En la gráfica inferior, obtenida a partir de los resultados de elevación de la ola con respecto al tiempo, se observa como se consigue una función sinusoidal con un periodo y una amplitud concreta. Es a partir de esta función de la que se calculan las fuerzas de oleaje, tal y como se ha comentado en apartados anteriores. En la imagen siguiente se muestra como resultaría una ola irregular con los mismos datos.



Ilustración 30. Forma de una ola regular

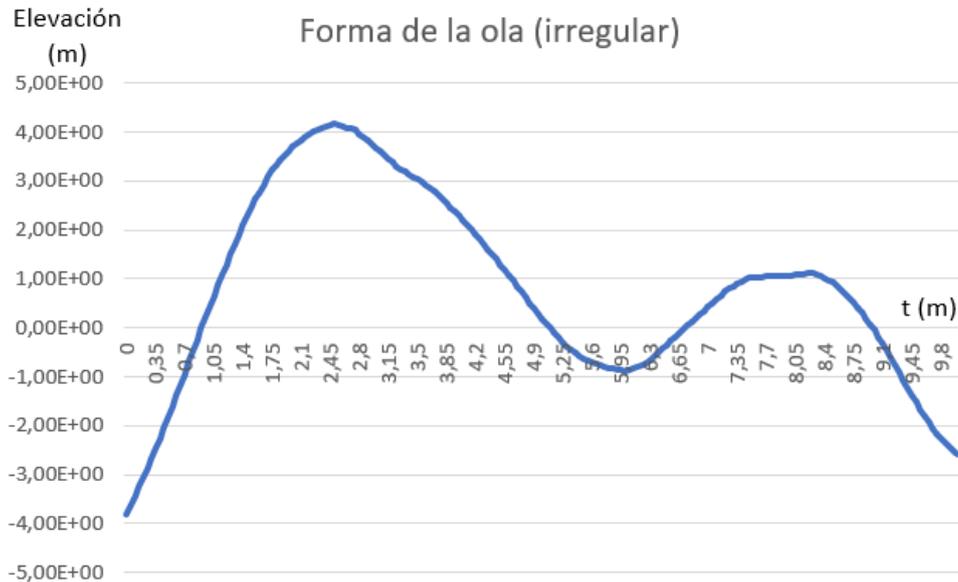


Ilustración 31. Forma de una ola irregular

Para establecer las características de la ola que impacta contra la estructura se modifican las siguientes variables.

8	WaveHs	- Significant wave height of incident waves (meters) [used only when WaveMod=1, 2, or 3]
10	WaveTp	- Peak-spectral period of incident waves (sec) [used only when WaveMod=1 or 2]

Ilustración 32. OpenFast: Características de la ola

WaveHs determina la altura total de la ola (desde el valle hasta el pico, es decir, el doble de la amplitud). Un valor normal de este parámetro es 8 metros. En cuanto a WaveTp, indica el periodo de la ola, que suele estar entre los 5 y los 25 segundos. En este caso se establece un valor medio de 10 segundos. Estos valores dependen de la ubicación del parque eólico.

Por otro lado, también se pueden introducir las cargas que produce la corriente. Para ello, OpenFast distingue entre tres modelos que se diferencian por el perfil de velocidades estimado del agua, como se ve en la figura. En el primer caso (Sub-Surface), que sería el más exacto, solamente se debe indicar el valor de la velocidad en la superficie. El programa aplica una relación potencial y obtiene el resto. En el segundo se considera que la corriente

sólo afecta a la parte superior de la estructura, a partir de cierta profundidad y de carácter lineal. Por tanto, hay que indicar dicha profundidad y el valor de la velocidad en la superficie. Por último, el tercer modelo es el más conservador por contemplar la misma carga en toda la subestructura, es decir, la misma velocidad independientemente de la profundidad.

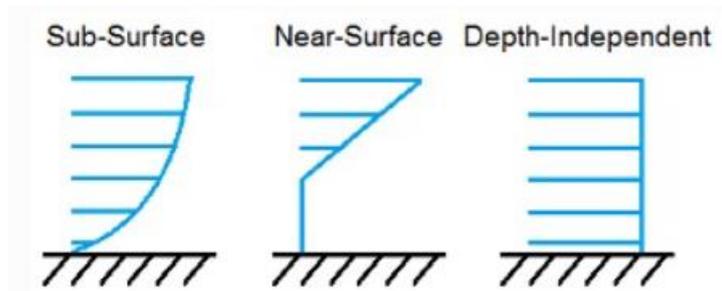


Ilustración 33. Tipo de corriente [16]

Este último es el utilizado en el ejemplo, en el que se considera una velocidad del agua de 2 m/s.

CURRENT		[unused with WaveMod=6]
1	CurrMod	- Current profile model {0: none=no current, 1: standard, 2: user-defined from routine UserCurrent} (switch)
0	CurrSSV0	- Sub-surface current velocity at still water level (m/s) [used only when CurrMod=1]
"DEFAULT"	CurrSSDir	- Sub-surface current heading direction (degrees) or DEFAULT (string) [used only when CurrMod=1]
20	CurrNSRef	- Near-surface current reference depth (meters) [used only when CurrMod=1]
0	CurrNSV0	- Near-surface current velocity at still water level (m/s) [used only when CurrMod=1]
0	CurrNSDir	- Near-surface current heading direction (degrees) [used only when CurrMod=1]
2	CurrDIV	- Depth-independent current velocity (m/s) [used only when CurrMod=1]
0	CurrDIVDir	- Depth-independent current heading direction (degrees) [used only when CurrMod=1]

Ilustración 34. OpenFast: Características de la corriente

El siguiente paso es discretizar la estructura para que el programa aplique las cargas sobre esos puntos (elementos finitos). Para ello, primero se asignan los coeficientes hidrodinámicos, a los que denomina coeficientes axiales y se corresponden con los coeficientes de arrastre ($A_x C_d$) y de masa ($A_x C_a$) explicados anteriormente para calcular las cargas de las olas. Por defecto, aparecen con valor 1, pero se deben determinar según la normativa. $A_x C_p$ tiene que ver con la presión dinámica.

```

----- AXIAL COEFFICIENTS -----
      1
  NAXCoef      - Number of axial coefficients (-)
AxCoefID  AxCd      AxCa      AxCp
  (-)      (-)      (-)      (-)
    1      1.00      1.00      1.00
  
```

Ilustración 35. Openfast: Coeficientes axiales

Una vez determinados estos coeficientes, se definen los distintos puntos de estudio, estableciendo sus coordenadas y asignando los coeficientes axiales.

```

----- MEMBER JOINTS -----
      64  NJoints      - Number of joints (-) [must be exactly 0 or at least 2]
JointID  Jointxi  Jointyi  Jointzi  JointAXID  JointOvrlp  [JointOvrlp= 0: do nothing at joint, 1: eliminate overlaps by calculating super member]
  (-)    (m)      (m)      (m)      (-)      (switch)
  1      6.00000  6.00000  -45.50000  1          0
  2      6.00000  6.00000  -45.00000  1          0
  3      5.96700  5.96700  -44.00100  1          0
  4      5.93900  5.93900  -43.12700  1          0
  5      5.33300  5.33300  -24.61400  1          0
  6     -6.00000  6.00000  -45.50000  1          0
  7     -6.00000  6.00000  -45.00000  1          0
  8     -5.96700  5.96700  -44.00100  1          0
  9     -5.93900  5.93900  -43.12700  1          0
 10     -5.33300  5.33300  -24.61400  1          0
 11     -6.00000  -6.00000  -45.50000  1          0
 12     -6.00000  -6.00000  -45.00000  1          0
 13     -5.96700  -5.96700  -44.00100  1          0
 14     -5.93900  -5.93900  -43.12700  1          0
 15     -5.33300  -5.33300  -24.61400  1          0
 16      6.00000  -6.00000  -45.50000  1          0
 17      6.00000  -6.00000  -45.00000  1          0
 18      5.96700  -5.96700  -44.00100  1          0
 19      5.93900  -5.93900  -43.12700  1          0
 20      5.33300  -5.33300  -24.61400  1          0
 21      4.82000  4.82000  -8.92200  1          0
 22      4.38500  4.38500  4.37800  1          0
 23      4.01600  4.01600  15.65100  1          0
 24      4.00000  4.00000  16.15000  1          0
 25     -4.82000  4.82000  -8.92200  1          0
 26     -4.38500  4.38500  4.37800  1          0
 27     -4.01600  4.01600  15.65100  1          0
 28     -4.00000  4.00000  16.15000  1          0
 29     -4.82000  -4.82000  -8.92200  1          0
 30     -4.38500  -4.38500  4.37800  1          0
 31     -4.01600  -4.01600  15.65100  1          0
 32     -4.00000  -4.00000  16.15000  1          0
 33      4.82000  -4.82000  -8.92200  1          0
 34      4.38500  -4.38500  4.37800  1          0
 35      4.01600  -4.01600  15.65100  1          0
  
```

Ilustración 36. OpenFast: Puntos de estudio (1)

36	4.00000	-4.00000	16.15000	1	0
37	5.62000	0.00000	-33.37300	1	0
38	-5.62000	0.00000	-33.37300	1	0
39	0.00000	5.62000	-33.37300	1	0
40	0.00000	-5.62000	-33.37300	1	0
41	5.06400	0.00000	-16.37100	1	0
42	-5.06400	0.00000	-16.37100	1	0
43	0.00000	5.06400	-16.37100	1	0
44	0.00000	-5.06400	-16.37100	1	0
45	4.59200	0.00000	-1.95800	1	0
46	-4.59200	0.00000	-1.95800	1	0
47	0.00000	4.59200	-1.95800	1	0
48	0.00000	-4.59200	-1.95800	1	0
49	4.19300	0.00000	10.26200	1	0
50	-4.19300	0.00000	10.26200	1	0
51	0.00000	4.19300	10.26200	1	0
52	0.00000	-4.19300	10.26200	1	0
53	4.00000	4.00000	20.15000	1	0
54	-4.00000	4.00000	20.15000	1	0
55	4.00000	-4.00000	20.15000	1	0
56	-4.00000	-4.00000	20.15000	1	0
57	6.00000	-6.00000	-49.50000	1	0
58	6.00000	6.00000	-49.50000	1	0
59	-6.00000	-6.00000	-49.50000	1	0
60	-6.00000	6.00000	-49.50000	1	0
61	6.00000	-6.00000	-50.00100	1	0
62	6.00000	6.00000	-50.00100	1	0
63	-6.00000	-6.00000	-50.00100	1	0
64	-6.00000	6.00000	-50.00100	1	0

Ilustración 37. OpenFast: Puntos de estudio (2)

Como se puede observar por las coordenadas, se trata de una subestructura tipo Jacket de 50 metros de altura (igual a la profundidad asignada inicialmente) y con los pilares situados en los extremos de un cuadrado de 12x12 metros. Estos puntos se sitúan entre dos miembros como se mostrará más adelante.

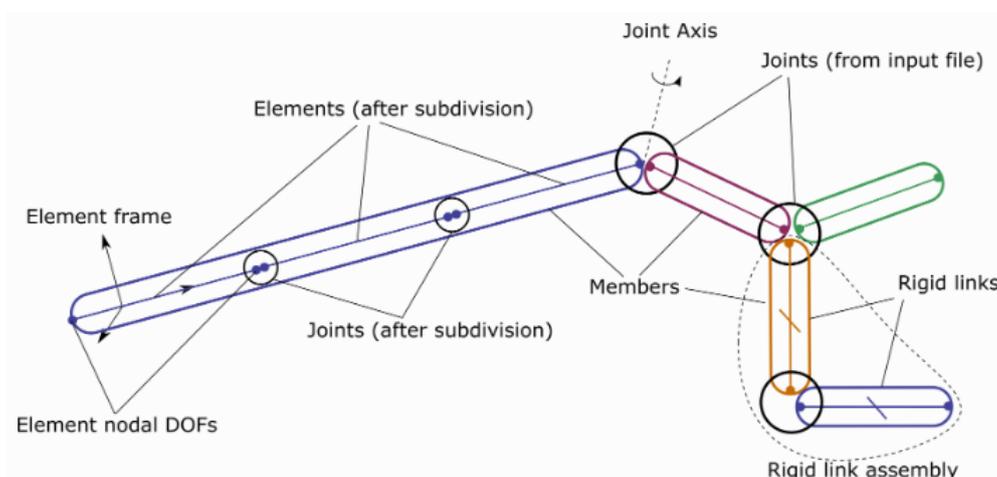


Ilustración 38. Miembro, elementos y uniones [16]

Cada uno de los miembros tiene unas características geométricas concretas. Se trata de secciones circulares con un diámetro y un espesor a definir por el usuario. Se pueden introducir tantos como sea necesario. En este caso existen seis tipos de miembros.

MEMBER CROSS-SECTION PROPERTIES		
PropSetID (-)	6 NPropSets PropD (m)	- Number of member property sets (-) PropThck (m)
1	0.80000	0.02000
2	1.20000	0.05000
3	1.20000	0.03500
4	1.20000	0.04000
5	2.08200	0.49100
6	2.08200	0.06000

Ilustración 39. OpenFast: Propiedades de los perfiles

Los de diámetro mayor se corresponden con los pilares. Los espesores varían en función del material y de las cargas en cada uno de ellos. El resto son para las diagonales y los montantes que conforman la celosía. A continuación, se ofrecen tres modelos: el simple, el dependiente de la profundidad y el dependiente del miembro. Según el primero, los coeficientes estimados anteriormente serán iguales en todos los puntos de la estructura, según el segundo pueden variar con la profundidad y según el tercero se puede asignar uno distinto a cada miembro. Una vez elegido el modelo (en este caso simple), se definen cada uno de los miembros. Para ello, se definen los puntos (joints) entre los que se encuentran (un miembro se sitúa entre dos puntos, como se ve en la imagen anterior), así como el PropSetID de cada uno, que determina, según se ha explicado anteriormente, sus características geométricas (diámetro y espesor). Una vez completados estos campos, se pasa al siguiente módulo de OpenFast, en este caso Subdyn.

6.4.2.2. SUBDYN

Subdyn es el módulo de OpenFast que se encarga de leer y calcular las características relativas a la subestructura, una vez añadidas las cargas en otros módulos como Hydrodyn. El cálculo de la estructura se realiza mediante el método de elementos finitos. Con este fin,

se discretiza siguiendo una teoría de vigas a elegir, la de Euler-Bernouilli o la de Timoshenko. En ambas los elementos finitos adquieren la forma de la sección con espesores muy pequeños (placas). En la primera teoría la sección permanece perpendicular al eje neutro una vez deformada (esfuerzo cortante transversal nulo). Según la teoría de Timoshenko, el plano de la sección transversal permanece recto, pero no perpendicular al eje neutro después de haber sido deformada. En el ejemplo mostrado se emplea la segunda, que es más ajustada a la realidad. Se cambia mediante la variable FEMMod.

Por otro lado, cada miembro definido anteriormente se va a dividir en un número concreto de elementos (NDiv), en los que se situarán los nodos. Cuanto mayor sea el número de divisiones mayor es la precisión del cálculo. No obstante, implica también un mayor tiempo de ejecución y uso de memoria del ordenador. Cabe destacar que el número de divisiones no depende de la longitud de la viga a calcular y, por tanto, una viga grande puede tener un número de elementos insuficiente y demasiado grandes, aunque en las pequeñas sí sea suficiente. Además, el programa permite realizar un análisis dinámico de la estructura mediante el método de Craig-Bampton, que no se va a ejecutar dado que no es el objetivo de este trabajo.

```

----- FEA and CRAIG-BAMPTON PARAMETERS-----
  3  FEMMod  - FEM switch: element model in the FEM. [1= Euler-Bernoulli(E-B); 2=Tapered E-B (unavailable); 3= 2-node Timoshenko; 4= 2-node tapered Timoshenko (unavailable)]
 10  NDiv    - Number of sub-elements per member
False CBMod  - [T/F] If True perform C-B reduction, else full FEM dofs will be retained. If True, select Nmodes to retain in C-B reduced system.
  
```

Ilustración 40. OpenFast: Elementos finitos

El siguiente punto es definir las uniones (joints), que se pueden importar de Hydrodyn donde ya se han introducido junto a sus coordenadas. Asimismo, se pide concretar cuales son las uniones que se sitúan en el suelo (Base reaction joints) y las que se sitúan en la interfase entre el agua y el aire (interface joints), así como sus grados de libertad.

```

----- BASE REACTION JOINTS: 1/0 for Locked/Free DOF @ each Reaction Node -----
      4 NReact - Number of Joints with reaction forces; be sure to remove all rigid motion DOFs of the structure (else det([K])=[0])
RJointID  RctTDXss  RctTDYss  RctTDZss  RctRDYss  RctRDZss  SSIfile ![Global Coordinate System]
(-)      (flag)    (flag)    (flag)    (flag)    (flag)    (string)
61        1          1          1          1          1          ""
62        1          1          1          1          1          ""
63        1          1          1          1          1          ""
64        1          1          1          1          1          ""
----- INTERFACE JOINTS: 1/0 for Locked (to the TP)/Free DOF @each Interface Joint (only Locked-to-TP implemented thus far (=rigid TP)) -----
      8 NInterf - Number of interface joints locked to the Transition Piece (TP): be sure to remove all rigid motion dofs
IJointID  ItfTDXss  ItfTDYss  ItfTDZss  ItfRDYss  ItfRDZss
(-)      (flag)    (flag)    (flag)    (flag)    (flag)
24        1          1          1          1          1
28        1          1          1          1          1
32        1          1          1          1          1
36        1          1          1          1          1
53        1          1          1          1          1
54        1          1          1          1          1
55        1          1          1          1          1
56        1          1          1          1          1
  
```

Ilustración 41. OpenFast: Tipos de uniones

TD indica desplazamientos, mientras que RD son rotaciones sobre cada uno de los ejes. El valor 1 indica que ese grado de libertad es fijo y si hubiera un 0 se liberaría. Las cuatro uniones en la base son las fijas correspondientes a los cuatro pilares de la estructura Jacket.

Por último, se establecen las propiedades del material utilizado para la subestructura, considerando que se trata de un perfil tubular de sección circular de acero estructural. Cabe destacar que la densidad del elemento tipo 5 corresponde con hormigón.

```

----- MEMBER X-SECTION PROPERTY data 1/2 [isotropic material for now: use this table for circular-tubular elements] -----
      6 NPropSets - Number of structurally unique x-sections (i.e. how many groups of X-sectional properties are utilized throughout all of the members)
PropSetID  YoungE      ShearG      MatDens      XsecD      XsecT
(-)      (N/m2)     (N/m2)     (kg/m3)     (m)       (m)
1        2.10000e+11  8.07690e+10  7850.00     0.800000   0.020000
2        2.10000e+11  8.07690e+10  7850.00     1.200000   0.050000
3        2.10000e+11  8.07690e+10  7850.00     1.200000   0.035000
4        2.10000e+11  8.07690e+10  7850.00     1.200000   0.040000
5        2.10000e+11  8.07690e+10  3339.12     2.082000   0.491000
6        2.10000e+11  8.07690e+10  7850.00     2.082000   0.060000
  
```

Ilustración 42. OpenFast: Propiedades de los materiales de los perfiles

PropSetID se importa del módulo HydroDyn e indica el tipo de miembro, que tiene un diámetro exterior y un espesor de pared concretos (XsecD y XsecT, respectivamente). Además de esto, se incluye el módulo de Young, el módulo de elasticidad transversal y la densidad del material.

6.4.2.3. RESULTADOS

Cada uno de los módulos tiene distintas salidas, que se mostrarán en los resultados. A continuación, se muestran los resultados obtenidos en este ejemplo.

HYDRODYN

El módulo Hydrodyn presenta únicamente dos resultados, la elevación de la ola en función del tiempo y las cargas hidrodinámicas totales.

En cuanto a la elevación de la ola, por la teoría de ondas de Airy y considerando que se ha establecido como regular, debe resultar en una función sinusoidal de amplitud 4 metros y de un periodo de 10 segundos. Graficando los resultados se obtiene correctamente.

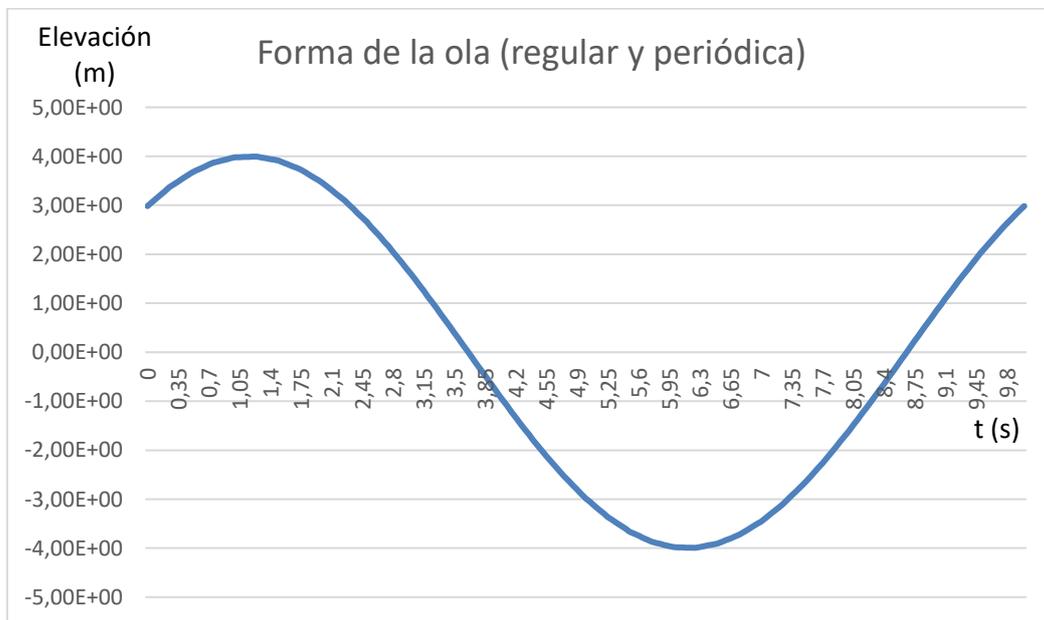


Ilustración 43. Forma de la ola simulada

Por otra parte, las cargas hidrodinámicas calculadas son puntuales, es decir, están integradas en el origen. Cabe destacar que es posible crear una variable de forma que se

obtengan estas cargas en un elemento concreto. Estas cargas incluyen la fuerza de las olas y la de la corriente, así como el empuje del agua. Los resultados obtenidos son las fuerzas y los momentos según cada uno de los ejes en el punto (0,0,0). A continuación se muestran las tres fuerzas en distintas gráficas.



Ilustración 44. Fuerzas hidrodinámicas totales (eje x)

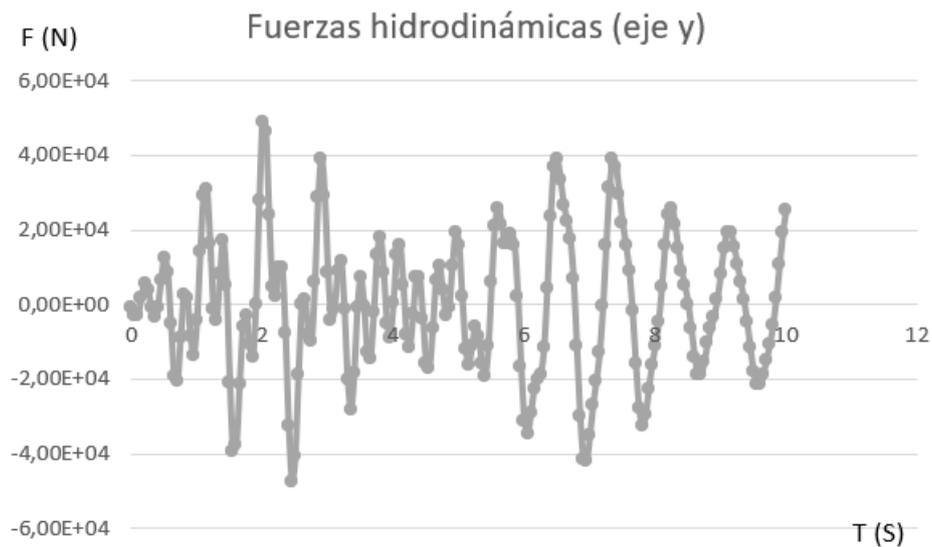


Ilustración 45. Fuerzas hidrodinámicas totales (eje y)



Ilustración 46. Fuerzas hidrodinámicas totales (eje z)

Se observa como la carga en el eje z es la más constante. Esto se debe a que es el eje vertical y en el que se produce el empuje del agua (principio de Arquímedes), que depende únicamente del volumen de la subestructura que se encuentra sumergido. Este volumen supone una porción pequeña, ya que se trata de una ola de 4 metros de amplitud (en comparación con los 50 metros de profundidad, añadir 4 metros más de agua no aumenta en gran medida el empuje).

Por otra parte, en el eje x las principales cargas hidrodinámicas son las de las olas. Se puede ver como los máximos se dan en la zona en la que la elevación de la ola es máxima. Asimismo, en el intervalo de tiempo de 4 a 6 segundos estas fuerzas son muy pequeñas. Este rango coincide con el momento en el que la elevación baja de la altura de referencia a su punto mínimo.

Por último, en el eje y se obtienen las cargas más pequeñas y se deben principalmente a las ejercidas por las corrientes introducidas en el módulo Hydrodyn.

SUBDYN

En el módulo Subdyn las salidas son las fuerzas internas, las reacciones en los apoyos o las deformaciones producidas en los elementos que se desee. En base a estos resultados se aplican los métodos de diseño de la normativa. A continuación se van a reflejar algunos de estos resultados.

En primer lugar, en la siguiente gráfica se representa la fuerza axial en uno de los pilares, a nivel del suelo donde están los últimos perfiles transversales, como se ve en la figura.

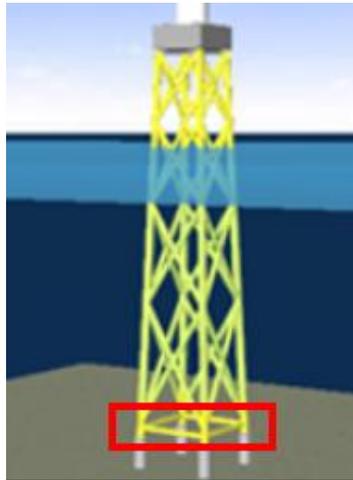


Ilustración 47. Uniones a nivel del suelo

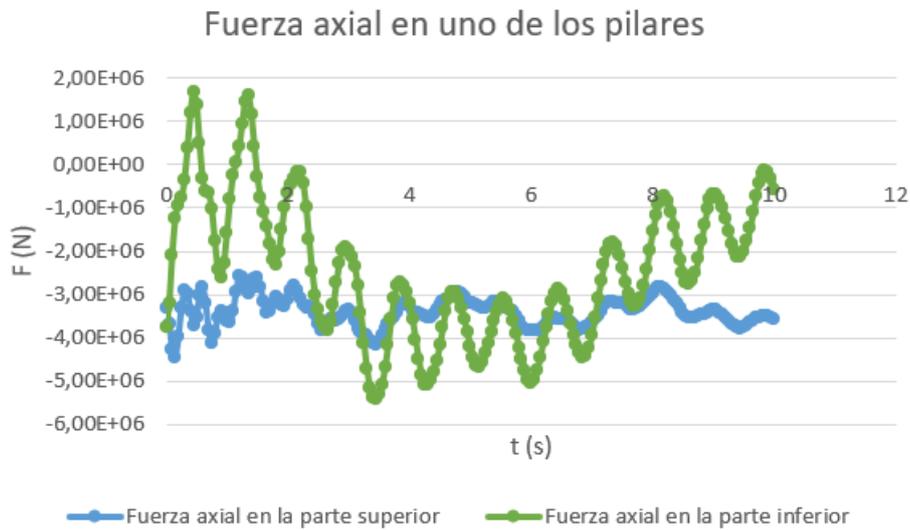


Ilustración 48. Fuerza axial en uno de los pilares

Se comprueba como se trata, en su mayor parte, de compresiones. Además, la fuerza en la parte superior es aproximadamente constante, dado que no le afectan tanto las cargas hidrodinámicas.

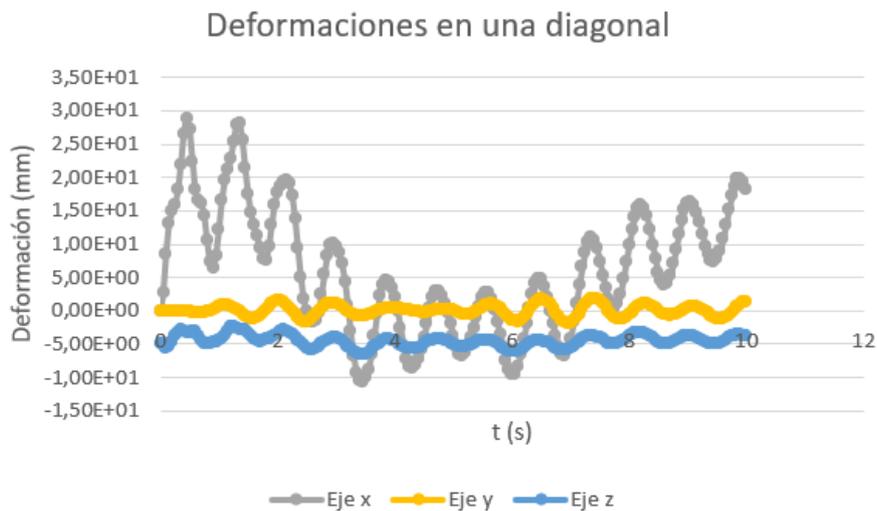


Ilustración 49. Deformaciones en una diagonal

En la gráfica superior se muestran las deformaciones en una de las diagonales. Las más importantes se producen en el eje x, siendo máximas cuando la elevación de la ola se encuentra en su máximo también. Por su parte, en el eje y, que es el transversal al plano en el que se propaga la ola, las deformaciones son despreciables.

Por último, se obtienen las reacciones en los apoyos, tanto los esfuerzos cortantes en el eje x y en el eje y, como los momentos en torno a los tres ejes y la reacción vertical.

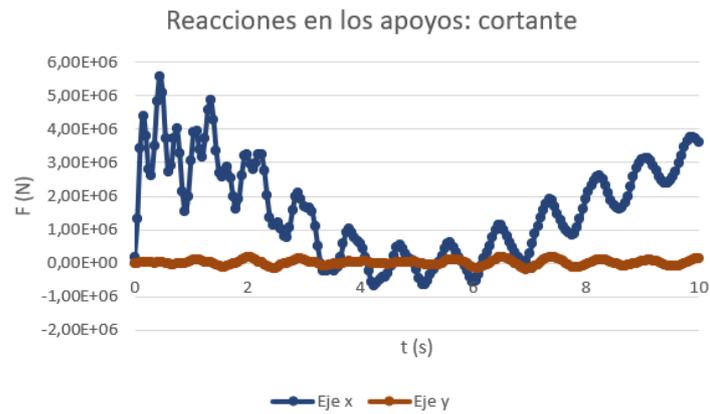


Ilustración 50. Reacciones en los apoyos: Cortante

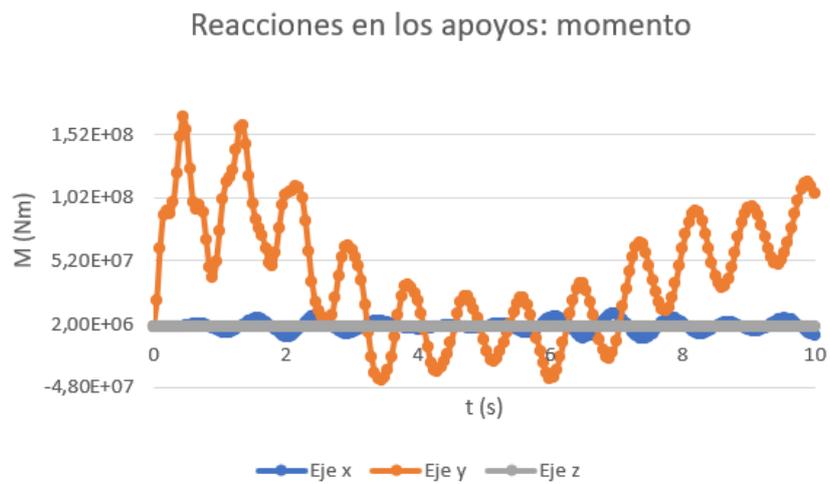


Ilustración 51. Reacciones en los apoyos: Momento



Ilustración 52. Reacciones en los apoyos: axial

Los resultados obtenidos son en función del tiempo, a lo largo del periodo de una ola. Para realizar el diseño final de la estructura es necesario comprobar los valores máximos que se pueden dar, atendiendo a las condiciones ambientales medias de una determinada localización. Aplicando los coeficientes correspondientes se lleva a cabo uno de los métodos de diseño expuestos en la normativa.

METODOLOGÍA

1. DESCRIPCIÓN DE TAREAS

Para desarrollar este trabajo, resulta necesario establecer previamente las tareas que se van a realizar y hacer una planificación completa que incluya las fechas previstas de inicio y fin de cada una de ellas. A continuación, se van a detallar dichas tareas, especificando su duración y los recursos empleados.

1.1. ESTUDIO TEÓRICO

El estudio teórico incluye la búsqueda de toda la bibliografía usada para obtener la información relativa a las energías renovables offshore. Dentro de este tipo de energías, se analizan concretamente los aerogeneradores y se explican las distintas tipologías empleadas para su estructura en contacto con el agua (subestructura). Además se distingue entre aerogeneradores fijos o flotantes. Se trata de una tarea importante ya que ofrece una primera aproximación del tema que se va a tratar. Por ello, la duración asignada es de 20 días. Los recursos empleados provienen de diferentes páginas Web.

1.1.1. ENERGÍAS RENOVABLES OFFSHORE

Dentro de esta subtarea se estudian las distintas formas de obtener energía en el medio marino. Es decir, a partir de las olas, de las mareas o del viento. Para esto se supone una duración de 5 días.

1.1.2. SUBESTRUCTURAS PARA AEROGENERADORES FIJOS

Una vez conocidos los dispositivos para la obtención de energías marinas, se enfoca el trabajo hacia los aerogeneradores offshore. Dentro de los mismos, se hace un resumen de los tipos de subestructura que existen actualmente y que se encargan de soportar tanto la torre como el rotor, así como las cargas ejercidas por el agua. Esta tarea se centra en las

subestructuras fijas. Dado que el trabajo trata sobre cómo se diseñan este tipo de estructuras, la duración estimada es mayor, de 10 días.

1.1.3. SUBESTRUCTURAS PARA AEROGENERADORES FLOTANTES

Es importante analizar también las subestructuras flotantes, ya que se trata de un sistema que se encuentra en desarrollo y que se va a tender a usar más en el futuro, ya que facilita la construcción de aerogeneradores en el mar. Por ello, y aunque no sea el objetivo del trabajo, la dedicación dentro del trabajo a esta tarea es de 5 días.

1.2. DISEÑO DE SUBESTRUCTURA FIJA

Una vez realizado el estudio teórico, la siguiente tarea consiste en analizar como se diseña una estructura fija, atendiendo a la normativa actual, a las cargas que actúan sobre ella y a los materiales utilizados. Además, se muestra como se calcula mediante el software OpenFast. Se trata de la tarea más larga con una duración total de 35 días. Los recursos requeridos son los distintos artículos de la normativa, referentes a la subestructura y el propio software.

1.2.1. NORMATIVA

Para conocer cómo se trata el diseño de la subestructura de un aerogenerador offshore se requiere el estudio de la normativa. Ésta se compone de varios artículos DNV, que son libres y reconocidos internacionalmente en el sector energético. Dado que es una tarea compleja, su duración asignada es de 20 días.

1.2.2. CARGAS

Esta tarea se lleva a cabo paralelamente a la anterior, ya que en los artículos DNV se incluye el tratamiento de las cargas que actúan sobre la estructura. Es un apartado importante, ya que este trabajo trata de mostrar como se consideran las cargas ejercidas por el agua, que es lo que diferencia estas estructuras de otros tipos. La duración estimada es de 15 días.

1.2.3. MATERIALES

Otro punto importante es el análisis de los materiales empleados en el diseño de la estructura. Al igual que con las cargas, esta tarea se desarrolla en paralelo a la del estudio de la normativa, dado que la información se obtiene de DNV. La duración es de aproximadamente 4 días.

1.2.4. SOFTWARE: OPENFAST

Una vez recopilada toda la información relativa a la normativa, se procede a ejecutar un ejemplo con el software OpenFast. Para ello es necesario descargarlo (es libre) y elegir el tipo de subestructura que se va a simular (en este caso jacket). El primer paso es conocer el funcionamiento del programa y seleccionar los módulos que se requieren. Para completar esta tarea se sigue la documentación complementaria al programa, que indica los pasos a seguir en la programación de cada ejemplo. La duración total de esta tarea es de 15 días, dividida en 3 subtareas, que se describen a continuación.

1.2.4.1. MÓDULO HYDRODYN

El primer módulo que se emplea es Hydrodyn, que contiene los datos necesario para caracterizar las cargas del agua, es decir, las de las olas y las de las corrientes principalmente. Esta tarea requiere 5 días.

1.2.4.2. MÓDULO SUBDYN

Una vez introducidos los datos en Hydrodyn, se define la estructura en el módulo Subdyn, que dará los resultados de las cargas totales sobre la subestructura y con los que posteriormente se realizaría el diseño completo, contrastando si estos cumplen con los límites establecidos por la normativa. La duración es igualmente de 5 días.

1.2.4.3. RESULTADOS

En esta tarea se analizan los resultados obtenidos del ejemplo seleccionado, tras completar la introducción de los datos necesarios para la caracterización de las cargas en los módulos anteriores. También se estima su duración en 5 días.

1.3. FIN DEL PROYECTO

La última tarea es finalizar el proyecto en el plazo indicado, lo cual incluye la redacción del mismo. Esta tarea se realiza a lo largo de todo el tiempo que dura el proyecto. Su duración es de 102 días.

1.3.1. REDACCIÓN DEL PROYECTO

A la vez que se llevan a cabo todas las tareas anteriores, se refleja toda la información en el documento. Además, se deja un margen al final para completarlo con los últimos apartados. Incluye también la entrega del trabajo.

2. DIAGRAMA DE GANTT

A continuación, se muestra el diagrama de Gantt seguido en este proyecto. Se han reflejado cada una de las tareas explicadas en el apartado anterior, así como su fecha de fin. La duración total es de 107 días, siendo la fecha de entrega estimada el 13 de septiembre de 2022.

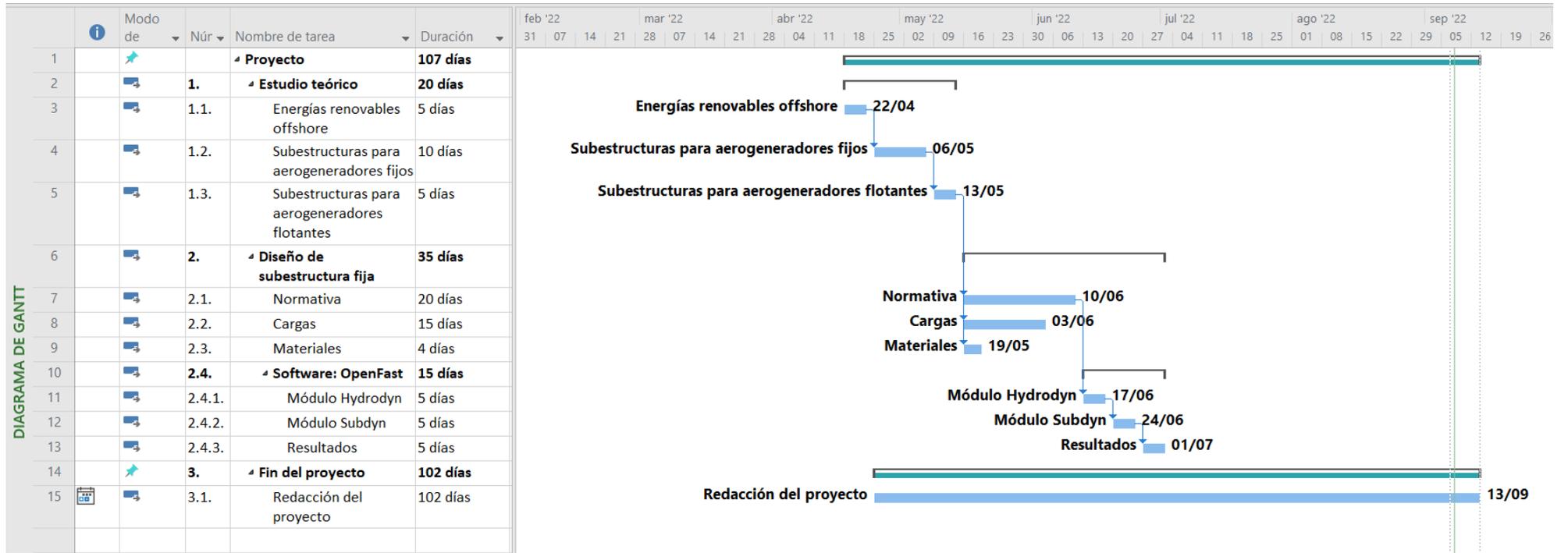


Ilustración 53. Diagrama de Gantt

ASPECTOS ECONÓMICOS

1. PRESUPUESTO

A continuación se detalla el presupuesto del proyecto. En él se incluyen los ingenieros que han participado, tanto Junior como Senior y los recursos empleados, que es únicamente un ordenador.

Los costes indirectos se han estimado en un 3%, y se corresponden con gastos como electricidad, material...

Teniendo todo en cuenta, el coste total del proyecto resulta en 5.417 €.

	CONCEPTO	CANTIDAD	HORAS	COSTE UNITARIO (€/h)	COSTE TOTAL (€)
MANO DE OBRA	Ingeniero Junior	1	150	10	1.500
	Ingeniero Senior	1	150	25	3.750
MATERIAL	Ordenador	1	150	0,06	9
TOTAL	5.259 €				
COSTES INDIRECTOS	3%				158
COSTE TOTAL	5.417 €				

Tabla 9. Presupuesto

CONCLUSIONES

En conclusión, en este trabajo se realiza un análisis simple del proceso que conlleva el cálculo de la subestructura de un aerogenerador offshore. De esta manera se establecen los puntos básicos a tener en cuenta en dicho proceso. Los pasos seguidos son un resumen de lo establecido en los artículos DNV, donde se encuentran muchas más situaciones a considerar. Lo que se pretende es conocer otros sistemas estructurales que serán cada vez más utilizados, así como comprender cómo se consideran las cargas ejercidas por el mar sobre la estructura, lo cual supone una diferencia importante con respecto a otros sistemas estructurales.

Asimismo, se ha mostrado un programa específico para este tipo de estructuras, que permite introducir multitud de cargas además de las mostradas, como son las de hielo, accidentales, por impacto... La ventaja de OpenFast radica en que cuenta con bastantes ejemplos previamente elaborados, y con los modelos ya introducidos. Esto reduce en muchas ocasiones la complejidad de elaborar modelos concretos desde el principio, pudiendo modificar directamente uno de estos ejemplos. Además, como ya se ha mencionado, existen programas complementarios que permiten visualizar el programa. Por otra parte, es posible también desarrollar nuevos modelos o introducir nuevas cargas desde cero, programando un ejemplo nuevo desde el principio siguiendo los códigos de los ejemplos descargados.

Para finalizar, con este proyecto se busca comprender otro tipo de sistemas estructurales, que además tienen la función de captar energías renovables de un medio como el océano. Es decir, en definitiva, se trata de construir para aumentar la sostenibilidad ambiental en la propia construcción y en el consumo que implica.

REFERENCIAS

- [1] <http://www.itc.mx/ojs/index.php/pistas/article/viewFile/392/380> [Visitado 5 mayo 2022].
- [2] https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/70175/fichero/1_Capitulo1.pdf [Visitado 8 mayo 2022].
- [3] <https://www.semanticscholar.org/paper/Aalborg-Universitet-Advanced-Control-Techniques-for-Tedd-Kofoed/b696cc507c1e21d6558aac90021fd9d38e22f2ce> [Visitado 10 mayo 2022].
- [4] Es.wikipedia.org. 2022. *Energía mareomotriz - Wikipedia, la enciclopedia libre*. [online] Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_mareomotriz#M%C3%A9todos_para_generar_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica [Visitado 10 mayo 2022].
- [5] Science4Fun - Learn Science experiments, Topics, ideas and activities. 2022. *Tidal Energy - (Information + Advantages + Disadvantages) - Science4Fun*. [online] Disponible en: <https://science4fun.info/tidal-energy/> [Visitado 11 mayo 2022].
- [6] Energías 3 ESO Celso Díaz. 2022. *Mareomotriz*. [online] Disponible en: <https://energias3esocelsodiaz.wordpress.com/mareomotriz-2/> [Visitado 14 mayo 2022].
- [7] https://www.researchgate.net/figure/Components-of-an-offshore-wind-turbine-Reproduced-from-1_fig1_330449103 [Visitado 15 mayo 2022].
- [8] Repositorio.unican.es. 2022. [online] Disponible en: <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/11912/Bolado%20Fernandez%20Daniel.pdf?sequence=1> [Visitado 17 mayo 2022].
- [9] Xn--drmsttre-64ad.dk. 2022. *Offshore Foundations: Mono Pile*. [online] Disponible en: <http://xn--drmsttre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/rd/monopile.htm> [Visitado 20 mayo 2022].
- [10] SKI Ingenieures. mbH. 2022. *Monopile • SKI Ingenieures. mbH*. [online] Disponible en: <https://ski-consult.de/en/taetigkeitsbreite/offshore-windenergieanlagen/monopile/> [Visitado 20 mayo 2022].

[11] Wind-energy-the-facts.org. 2022. *Offshore support structures*. [online] Disponible en: <https://www.wind-energy-the-facts.org/offshore-support-structures.html> [Visitado 22 mayo 2022].

[12] Karimirad, M., 2016. *Offshore energy structures*. Springer International Pu.

[13] DNV. 2022. *DNV.es - When trust matters - DNV*. [online] Disponible en: <https://www.dnv.es/index.html> [Visitado 14 junio 2022].

[14] Ptolomeo.unam.mx. 2022. [online] Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/1817/3/A3%20%20Capitulo%201.pdf> [Visitado 15 junio 2022].

[15] Linear Wave Theory. 2022. [online] Disponible en : https://folk.ntnu.no/oivarn/hercules_ntnu/LWTcourse/ [Visitado 18 junio 2022]

[16] Openfast.readthedocs.io. 2022. *OpenFAST Documentation — OpenFAST v3.2.0 documentation*. [online] Disponible en: <https://openfast.readthedocs.io/en/main/> [Visitado 12 julio 2022].

ANEXOS

ANEXO I: COEFICIENTE DE FORMA

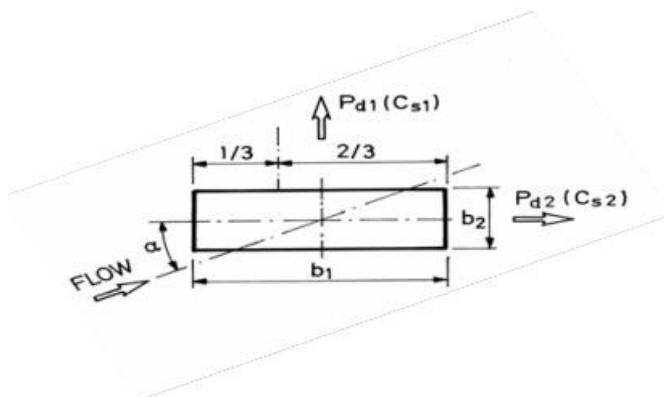


Ilustración 54. C_{S1} y C_{S2} [13]

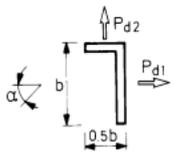
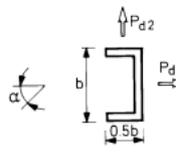
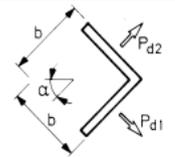
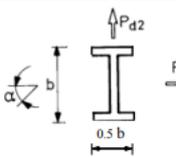
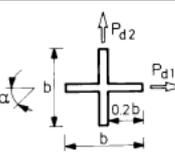
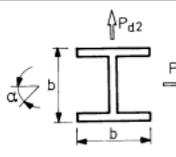
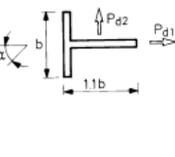
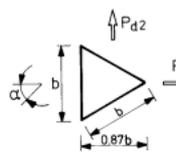
Table 5-2 Shape coefficient C_{∞} for irregular cross sections							
Profile	α (deg)	C_{S1}	C_{S2}	Profile	α (deg)	C_{S1}	C_{S2}
	0	1.9	1.0		0	2.1	0
	45	1.8	0.8		45	1.9	0.6
	90	2.0	1.7		90	0	0.6
	135	-1.8	-0.1		135	-1.6	0.4
	180	-2.0	0.1		180	-1.8	0
	0	1.8	1.8		0	2.1	0
	45	2.1	1.8		45	2.0	0.6
	90	-1.9	-1.0		90	0	0.9
	135	-2.0	0.3				
	180	-1.4	-1.4				
	0	1.7	0		0	1.6	0
	45	0.8	0.8		45	1.5	1.5
	90	0	1.7		90	0	1.9
	135	-0.8	0.8				
	180	-1.7	0				
	0	2.0	0		0	1.8	0
	45	1.2	0.9		180	-1.3	0
	90	-1.6	2.2				
	135	-1.1	-2.4				
	180	-1.7	0				

Tabla 10. Coeficientes de forma (1) [13]

Table 5-3 Shape coefficients C for sphere-shaped structures (Continued)			
	<i>Structures</i>		<i>Shape coefficient</i>
	Sphere	$Re \leq 4.2 \cdot 10^5$	0.50
		$4.2 \cdot 10^5 < Re < 10^6$	0.15
		$Re \geq 10^6$	0.20
For hollow spherical cupolas with a rise f less than the radius r , one can interpolate linearly for the ratio f/r between the values for a circular disc and a hemisphere.			

Tabla 11. Coeficientes de forma (2) [13]