

# Análisis estructural de un aerogenerador offshore en el litoral canario

---

Grado en Ingeniería Mecánica

Escuela de Ingenierías Industriales y Civiles

---

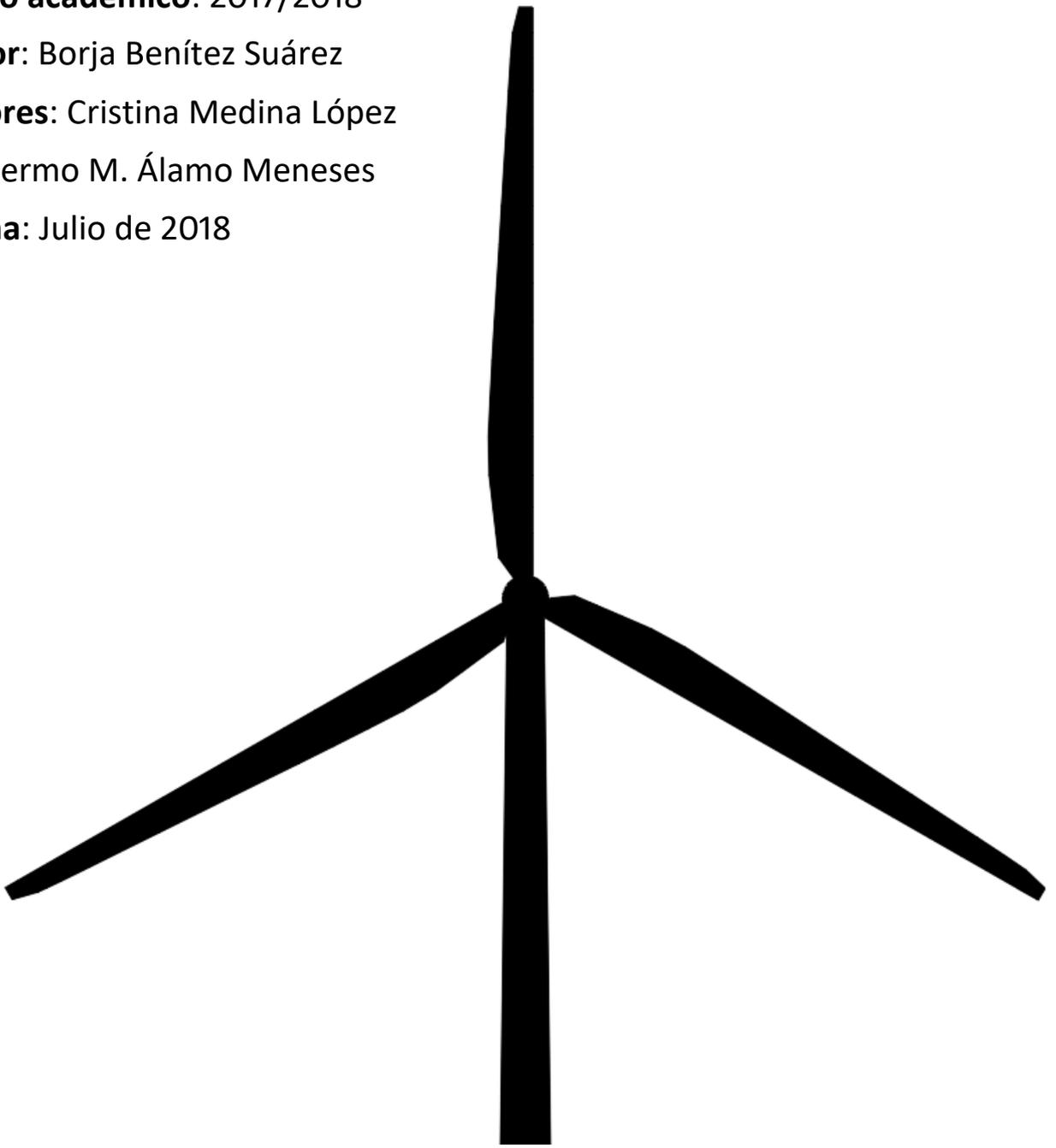
**Curso académico:** 2017/2018

**Autor:** Borja Benítez Suárez

**Tutores:** Cristina Medina López

Guillermo M. Álamo Meneses

**Fecha:** Julio de 2018





El presente Trabajo Fin de Grado se ha realizado en el marco de proyecto de investigación BIA2017-88770-R financiado por el Ministerio de Economía, Industria y Competitividad, la Agencia Estatal de Investigación y FEDER.



## Página de firmas

Se valida la realización del Trabajo de Fin de Grado en la Escuela de Ingenierías Industriales y Cíviles de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, con título “Análisis estructural de un aerogenerador offshore en el litoral canario”, por parte del autor D. Borja Benítez Suárez, con las firmas de los tutores académicos Dña. Cristina Medina López y D. Guillermo Manuel Álamo Meneses.

Tabla de firmas

<b>Autor</b>	<b>Tutora 1</b>	<b>Tutor 2</b>
D. Borja Benítez Suárez	Dña. Cristina Medina López	D. Guillermo Manuel Álamo Meneses
D.N.I.: 45345604-T	D.N.I.: 54083531-C	D.N.I.: 44739814-F

En Las Palmas de Gran Canaria, a 3 de julio de 2018



# MEMORIA DESCRIPTIVA

---

ANÁLISIS ESTRUCTURAL DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE  
EN EL LITORAL CANARIO

## Índice

1. Objeto .....	5
1.1. Objeto técnico .....	5
1.2. Objeto académico .....	5
2. Autor .....	5
3. Peticionario .....	6
4. Antecedentes .....	6
5. Legislación aplicable .....	8
5.1. Normas de obligado cumplimiento .....	9
5.2. Otras normas de interés .....	9
6. Emplazamiento .....	10
6.1. Evaluación del recurso eólico .....	10
7. Software de cálculo .....	11
8. Aerogenerador .....	12
9. Impacto ambiental .....	13
10. Cimentación .....	13
10.1. Estructura fija. Cimentación por gravedad .....	14
10.2. Estructura fija. Cimentación por monopilote .....	15
10.3. Estructura fija. Cimentación por trípode .....	16
10.4. Estructura fija. Cimentación tipo Jacket .....	17
10.5. Estructuras flotantes. Cimentación tipo Spar .....	18
10.6. Estructuras flotantes. Cimentación tipo semi-sumergible .....	19
10.7. Estructuras flotantes. Cimentación tipo TLP. ....	20
11. Cimentación escogida .....	21
12. Procedimiento seguido .....	22
13. Criterios de diseño .....	23
14. Datos ambientales de partida .....	23
15. Cargas sobre la estructura .....	24

16. Solución adoptada .....	25
17. Proceso de fabricación e instalación del conjunto .....	26
17.1. Proceso de fabricación del monopilote.....	26
17.2. Proceso de instalación .....	27
18. Documentos del presente proyecto .....	31
19. Bibliografía.....	31

## Índice de ilustraciones

<b>Ilustración 1:</b> Distribución de la producción energética en Canarias en porcentaje. Fuente: (Estadísticas del sistema eléctrico, s.f.).....	6
<b>Ilustración 2:</b> Porcentaje de la producción de energía por parte de aerogeneradores. Fuente: (Estadísticas del sistema eléctrico, s.f.).....	7
<b>Ilustración 3:</b> División de las funciones de FAST. Fuente adaptada de: (Offshore Design Tools and Methods).....	12
<b>Ilustración 4:</b> Esquema del tipo de cimentaciones.....	14
<b>Ilustración 5:</b> Posibles tipos de anclajes al suelo, de manera gráfica. Fuente: (Bailey, Brookes, & Thompson, 2014).....	14
<b>Ilustración 6:</b> Demostración gráfica de la cimentación por gravedad más acero. Adaptada de: (Cimentaciones marinas: gravedad + acero., 2003) .....	15
<b>Ilustración 7:</b> Demostración gráfica de la cimentación por monopilote. Adaptada de: (Cimentaciones marinas: el monopilote, 2003) .....	16
<b>Ilustración 8:</b> Cimentación tipo trípode. Adaptada de: (París, 2010).....	17
<b>Ilustración 9:</b> Demostración gráfica de la cimentación tipo Jacket. Adaptada de: (Ltd).....	18
<b>Ilustración 10:</b> Estructura flotante tipo Spar con aplicación petrolífera. Adaptada de: (Porter & Phillips , 2016) .....	19
<b>Ilustración 11:</b> Comparación entre una estructura para extracción de petróleo y su homóloga para aerogeneradores offshore. Fuente: (Ring).....	20
<b>Ilustración 12:</b> Estructura tipo TLP. Fuente adaptada de: (Cohen, 2013).....	21
<b>Ilustración 13:</b> Proporción de tipos de subestructuras para aerogeneradores conectados a la red (unidades). Adaptada: (Offshore Wind in Europe, 2018).....	22
<b>Ilustración 14:</b> Efecto de socavón producido por las mareas en la base del pilote. Fuente: (Rudolph, 2010) .....	28
<b>Ilustración 15:</b> Proceso de llenado en la base del pilote con grava. Obtenida de: (Stevin, 2014) ...	28
<b>Ilustración 16:</b> Fases del montaje del aerogenerador. ....	29
<b>Ilustración 17:</b> Esquema del proceso de izado de la torre. ....	30
<b>Ilustración 18:</b> Transporte de un aerogenerador premontado a su ubicación.....	30

## Índice de tablas

<b>Tabla 1</b> Datos detallados de la ubicación .....	10
<b>Tabla 2</b> Producción anual y horas de funcionamiento .....	11
<b>Tabla 3</b> Criterios de diseño .....	23
<b>Tabla 4</b> Resumen de los datos de escenarios de olas .....	24
<b>Tabla 5</b> Resumen de los datos necesarios del viento .....	24
<b>Tabla 6</b> Resumen de cargas .....	25
<b>Tabla 7</b> Parámetros del pilote .....	25
<b>Tabla 8</b> Dimensiones de la torre, góndola y palas. Fuente: (Jonkman, Butterfield, Musial, & Scott, 2009).....	26

## 1. Objeto

El objeto del presente proyecto se divide en dos partes, una de ellas académica y la otra técnica. A continuación, se muestran por separado cada una.

### 1.1. Objeto técnico

El objeto técnico de este proyecto es la realización de un estudio mediante el software FAST de un aerogenerador offshore en la costa del litoral canario, más concretamente en la costa sureste de la isla de Gran Canaria. Las fases que se llevan a cabo se resumen a continuación:

- Se determina el lugar donde se va a situar el aerogenerador, atendiendo a factores de aprovechamiento eólico, legislación, batimetría o profundidad a la que se encuentra el lecho marino y las cargas a las que va a estar sometido.
- Se escoge el mejor tipo de cimentación para la ubicación escogida.
- Se predimensiona la subestructura.
- Se ejecuta el software con los datos de partida, obteniendo la respuesta de la estructura en el dominio del tiempo para los escenarios de carga más desfavorables a los que se ve sometido el aerogenerador.
- Finalmente se analizan los resultados comprobando que se verifican todos los requerimientos estructurales necesarios para su correcto funcionamiento.

### 1.2. Objeto académico

El objeto académico de este proyecto es poner en práctica los conocimientos y habilidades adquiridas durante los estudios para la obtención del título oficial de Grado en Ingeniería Mecánica por la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria.

## 2. Autor

El autor del presente proyecto es el estudiante Borja Benítez Suárez, cuyos tutores son Dña. Cristina Medina López, profesora del Departamento de Ingeniería Civil de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria y D. Guillermo Manuel Álamo Meneses, perteneciente al Instituto Universitario SIANI, de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria.

### 3. Peticionario

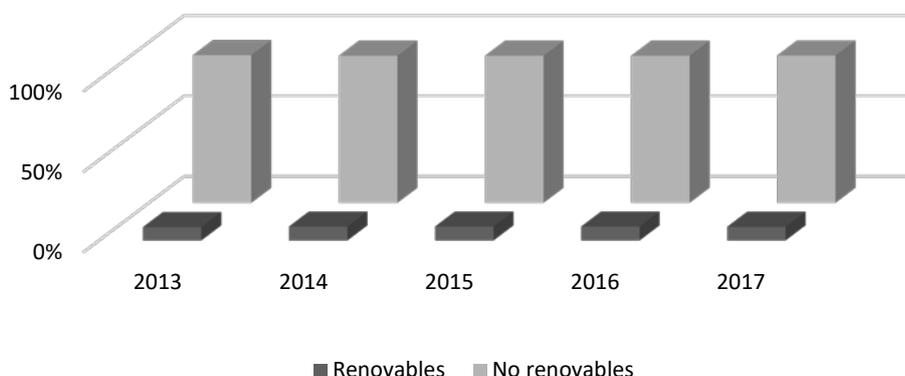
El peticionario del presente proyecto es la Escuela de Ingenierías Industriales y Cíviles, perteneciente a la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria.

### 4. Antecedentes

La búsqueda de nuevas formas de generación de energía rentables y renovables para las Islas Canarias, así como la consolidación de las ya implementadas es uno de los retos del presente, para poder garantizar el abastecimiento energético en el futuro. El agotamiento de los combustibles fósiles se presenta como un escenario próximo en el tiempo, haciendo que su precio se vaya encareciendo con el paso de los años. Además, Canarias al ser un terreno limítrofe, no se encuentra conectado con otros países donde la energía pueda ser compartida, como es el caso de la península ibérica con Francia. Por otra parte, la presente evolución de la tecnología a nivel mundial ha supuesto un aumento exponencial del consumo eléctrico a nivel individual en los hogares y también en la industria.

Solo en Canarias, desde el año 2013 al pasado año 2017, se ha producido un aumento de 331 GWh (El sistema eléctrico español, avance del 2017, 2017) (ver la **Ilustración 1**). Durante los últimos años, el número de instalaciones renovables ha ido en aumento, pero sin suponer un incremento significativo en el cómputo global de la potencia producida. Únicamente, en Canarias, un 7,8% de la energía producida durante el año pasado 2017 procede de una fuente renovable. De este 7,8% más de la mitad, el 56,57% provenía del viento.

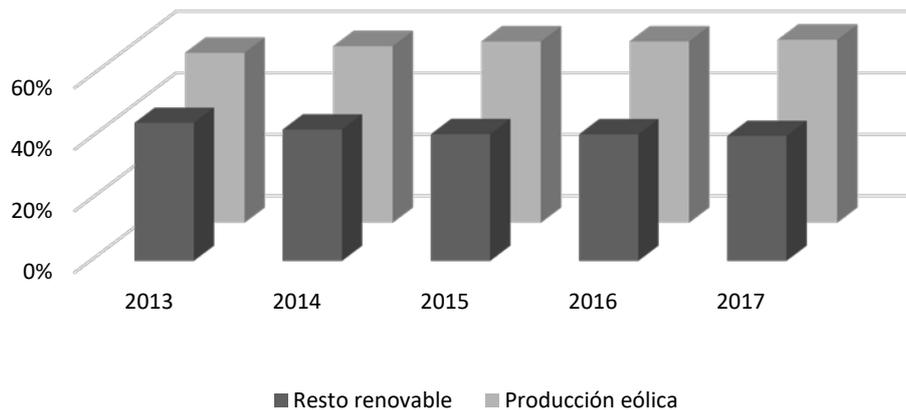
Porcentaje de la distribución de la energía en Canarias



**Ilustración 1:** Distribución de la producción energética en Canarias en porcentaje. Fuente: (Estadísticas del sistema eléctrico, s.f.)

En la **Ilustración 1** se puede apreciar el porcentaje de la producción energética, renovable y no renovable en Canarias. El gráfico refleja la distribución energética en los últimos cinco años, obtenida de (Estadísticas del sistema eléctrico, s.f.)

### Porcentaje de la producción de la energía eólica



**Ilustración 2:** Porcentaje de la producción de energía por parte de aerogeneradores.  
Fuente: (Estadísticas del sistema eléctrico, s.f.)

Finalmente, en la **Ilustración 2** se puede apreciar una comparativa entre la producción energética por parte de aerogeneradores y el resto de las energías renovables.

Debido a las limitaciones del potencial eólico terrestre impuestas por las restricciones territoriales, los parques eólicos marinos se presentan como una alternativa a considerar para afrontar la producción de energía eléctrica en las Islas Canarias. Gracias a las ventajas en cuanto al aprovechamiento del viento se refiere, se puede llegar a la conclusión de que la implementación de esta tecnología en la costa puede resultar rentable.

El aprovechamiento del potencial por parte del recurso eólico marino en Canarias se encuentra actualmente con algunas limitaciones, tanto de carácter legal como de carácter técnico. Canarias se encuentra en una zona en la que actualmente existen muchas restricciones para la implantación de este tipo de producción de energía, además del alto coste burocrático y monetario que ello supone. La batimetría del litoral canario es peculiar ya que, en pocos metros, la profundidad del mar aumenta considerablemente. Por este motivo, el tipo de cimentación a escoger es uno de los mayores problemas con los que se enfrentan los técnicos, y es por tanto uno de los aspectos que se abordan en el presente proyecto. También cabe destacar que la tecnología empleada para la implementación de un aerogenerador en el mar resulta entre 1,5 y 2 veces más

costosa, en términos económicos, que la requerida para su instalación en tierra (Morgan & Henderson, 2002). Además, la reparación de estas infraestructuras, en caso de requerirlo, es entre 5 y 10 veces más cara, en términos económicos. Ello se debe fundamentalmente a la necesidad de emplear barcos especializados, así como a las dificultades que puedan plantear las condiciones climáticas adversas para la ejecución de las tareas de mantenimiento, entre otros factores. Un aspecto a mencionar es que las condiciones ambientales de las turbinas eólicas offshore son bastante más severas que las que experimentan las turbinas en tierra. Así, las turbinas eólicas marinas están expuestas al oleaje, las corrientes oceánicas y el viento, así como a las cargas de hielo y a la corrosión provocada por la salinidad del agua.

Una de las principales ventajas de este tipo de soluciones, en comparación con la alternativa onshore, está relacionada con la contaminación acústica. Al situarse a cierta distancia de la costa, la contaminación acústica no resulta tan determinante.

El principal aspecto negativo es el impacto visual, siendo en Canarias un problema considerable. Las costas de las islas representan uno de los principales atractivos turísticos. Por este motivo, la implementación de aerogeneradores está sujeta a una serie de factores que deben considerarse a la hora de escoger el emplazamiento. Por otro lado, Canarias se encuentra en una zona de migración de aves y animales marinos. Este tipo de tecnologías puede inferir de manera negativa en el tránsito de la fauna a través de las islas.

## 5. Legislación aplicable

A lo largo del siguiente apartado se enumeran las normas de obligado cumplimiento, así como otras de interés que afectarán en el desarrollo del presente proyecto.

En lo referente a la legislación, ésta no está del todo desarrollada para los tiempos actuales, siendo la única ley específica sobre energía eólica marina el Real Decreto 1028/2007 del 20 de Julio. En ella se detalla la concesión de las autorizaciones para la instalación.

Si bien no existe legislación específica, con la excepción del anterior decreto señalado, es de obligado cumplimiento toda la legislación en lo que concierne a la producción y distribución de energía eléctrica, así como al impacto ambiental y toda aquella que es de obligado cumplimiento para las instalaciones industriales.

### 5.1. Normas de obligado cumplimiento

- Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de la energía eléctrica.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Ley 2/2013, de 29 de mayo, de protección y uso sostenible del litoral y de modificación de la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas.

### 5.2. Otras normas de interés

- EN 1993-1-4 (2005), Eurocode 1: Actions on structures - Part 1-4: General actions - Wind actions.
- EN 1993-1-6 (2007), Eurocode 3: Designs of steel structures - Part 1-6: Strength and stability of shell structures.
- International Standard IEC-61400-1 (2005), of August, wind turbines – Part 1: design requirements.
- International Standard IEC-61400-3 (2009), of February, wind turbines - Part 3: design requirements for offshore wind turbines.
- DNV-OS-J101. Diseño de aerogeneradores offshore.
- DNV-RP-C203 126. Cálculo de fatiga en la estructura.
- DNV-RP-C205. Estudio de las condiciones ambientales y los escenarios de cargas sobre la estructura.

## 6. Emplazamiento

Para la ubicación de un aerogenerador offshore se han de tener en cuenta una serie de requisitos técnicos y legales. Principalmente, los requisitos técnicos son:

- Velocidad del viento
- Batimetría
- Oleaje

Los requisitos legales más importantes que se deben tener en cuenta para la instalación de aerogeneradores offshore, son principalmente las limitaciones ambientales y de terreno que las autoridades administrativas interponen.

En España, se dispone de la reglamentación proporcionada por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, a través del Instituto para Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE). En el portal IDAE se pueden encontrar diversos atlas en los que se aprecian las restricciones territoriales para la instalación de aerogeneradores marinos.

Una vez se han considerado todos los requisitos previos y habiéndose obtenido los datos necesarios asociados a distintas ubicaciones susceptibles de ser escogidas, se determina que la ubicación idónea se sitúa en la costa sureste de Gran Canaria, más concretamente frente a las costas del municipio de San Bartolomé de Tirajana. En la **Tabla 1** se figuran las coordenadas correspondientes a la ubicación seleccionada.

**Tabla 1**

*Datos detallados de la ubicación.*

Coordenadas UTM	X: 454046,25 Y: 3070733,44
Altura batimétrica (m)	47
Distancia a la costa (km)	4,16

### 6.1. Evaluación del recurso eólico

El estudio del recurso eólico tiene como objetivo determinar el nivel de potencial eólico disponible en la ubicación escogida. Además, otro de los objetivos es obtener datos acerca del viento predominante, que permita establecer la disposición óptima de los aerogeneradores. Por otro lado, se procede a evaluar la producción energética media esperada en dicho lugar.

Por una parte, los mapas elaborados por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), recogen las zonas de exclusión de parques eólicos marinos, así como el aprovechamiento energético eólico según la ubicación geográfica.

El portal de la empresa pública GRAFCAN, de la Comunidad Autónoma de Canarias, permite conocer diversos datos como son las velocidades medias de viento o las rosas de viento. Además, proporciona una herramienta que permite estimar la potencia eléctrica generada a partir de los datos de ubicación del aerogenerador, el tipo de aerogenerador instalado y la altura a la que se sitúa.

Los resultados de la evaluación del recurso eólico para el caso de estudio se reflejan en la **Tabla 2**.

**Tabla 2**

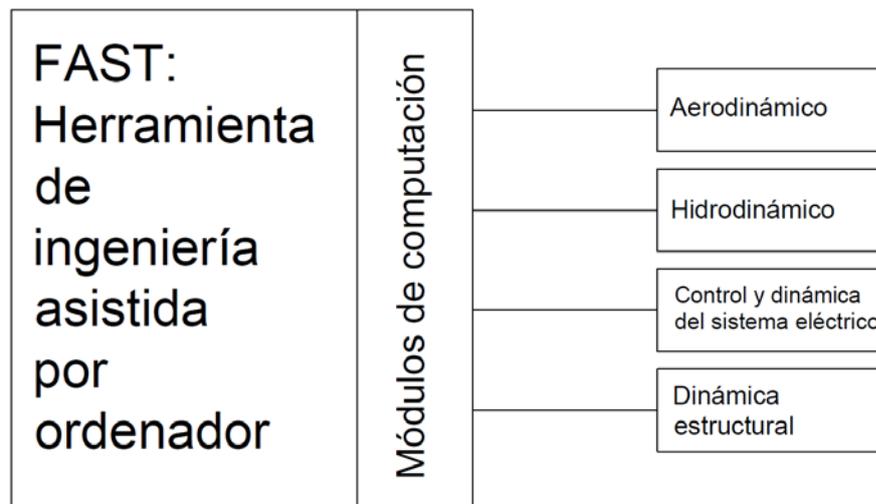
*Producción anual y horas de funcionamiento.*

DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDADES
Energía anual estimada	24,6	GWh
Potencia anual	2,8	GW
Horas anuales equivalentes	4900	h

## 7. Software de cálculo

El software empleado fue desarrollado por el laboratorio de Estados Unidos destinado a la investigación y desarrollo en energías renovables y eficiencia energética, National Renewable Energy Laboratory (NREL). Siendo asesores directos del Departamento de Energía del gobierno de los Estados Unidos de América. Este laboratorio también se dedica al desarrollo de otras tecnologías renovables como son la solar o solar térmica, la hidrodinámica, la eólica y la bioenergía.

FAST (Fatigue, Aerodynamics, Structure and Turbulence modelling) es un software que pretende modelar la respuesta dinámica de aerogeneradores de pequeño y gran tamaño. Para ello, estudia los esfuerzos producidos por el viento y las olas, todo ello bajo el control dinámico de la estructura (ver la **Ilustración 3**). Esta herramienta permite escoger entre un sistema en tierra (onshore) o marino (offshore). Las posibilidades de cimentación en los aerogeneradores offshore son múltiples, desde monopilotes, tipo Jacket, flotante o trípode.



**Ilustración 3:** División de las funciones de FAST. Fuente adaptada de: *(Offshore Design Tools and Methods)*

El uso de este software es sencillo, se ejecuta el archivo con extensión .exe desde la consola del sistema operativo con una serie de archivos de datos en los que se definen una serie de parámetros de entrada que definen el aerogenerador y las condiciones ambientales, tales como altura de ola, mareas, velocidad del viento, entre otros. Además, se tiene que predefinir el perfil del aerogenerador, sus palas, la capacidad de generación de energía, y demás factores. A partir de estos datos de entrada, el programa devuelve una serie de resultados en el dominio del tiempo, específicamente, el número de líneas de salidas de datos son de, aproximadamente, 60000. Esta serie de respuestas debe ser procesada con un programa de postprocesado. Los resultados que arroja el FAST se procesan con un código sencillo en lenguaje Matlab. Con este programa se analizan los resultados obtenidos y se determina si se satisfacen los requisitos técnicos que se establecen en las normas empleadas. En las normas se establecen una serie de criterios de diseño a cumplir por parte de la estructura, dichos requisitos son fruto del estudio de pandeo, frecuencia natural, momentos y tensión de plastificación, fatiga, deflexión y rotación.

## 8. Aerogenerador

El aerogenerador de análisis del presente proyecto es el modelo de 5 MW definido por el National Renewable Energy Laboratory.

Se trata de una variante convencional de un aerogenerador de tres palas capaz de generar una potencia nominal de 5 MW. Durante su desarrollo, se embebió de los modelos existentes en el

mercado, creando un aerogenerador con las mejores aptitudes y ventajas. Todos los parámetros necesarios para su estudio y ejecución en el programa FAST quedan reflejados en su artículo de definición (Jonkman, Butterfield, Musial, & Scott, 2009).

## 9. Impacto ambiental

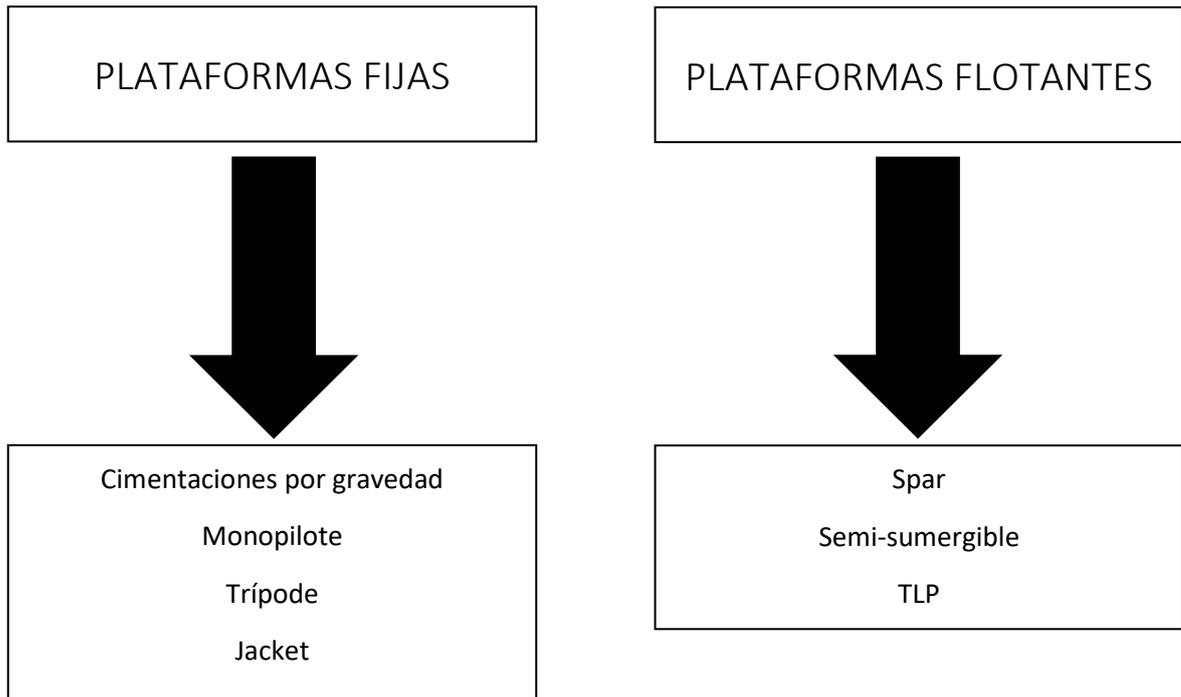
La ejecución del presente proyecto lleva implícita la realización previa de un estudio de impacto ambiental, sin embargo, este estudio queda fuera del alcance de este Trabajo de Fin de Grado. Las Islas Canarias son el hábitat de una serie de especies endémicas que pueden verse afectadas por la implantación de este tipo de estructuras, además de ser un lugar de paso de aves o animales marinos migratorios, que cruzan las islas todos los años.

## 10. Cimentación

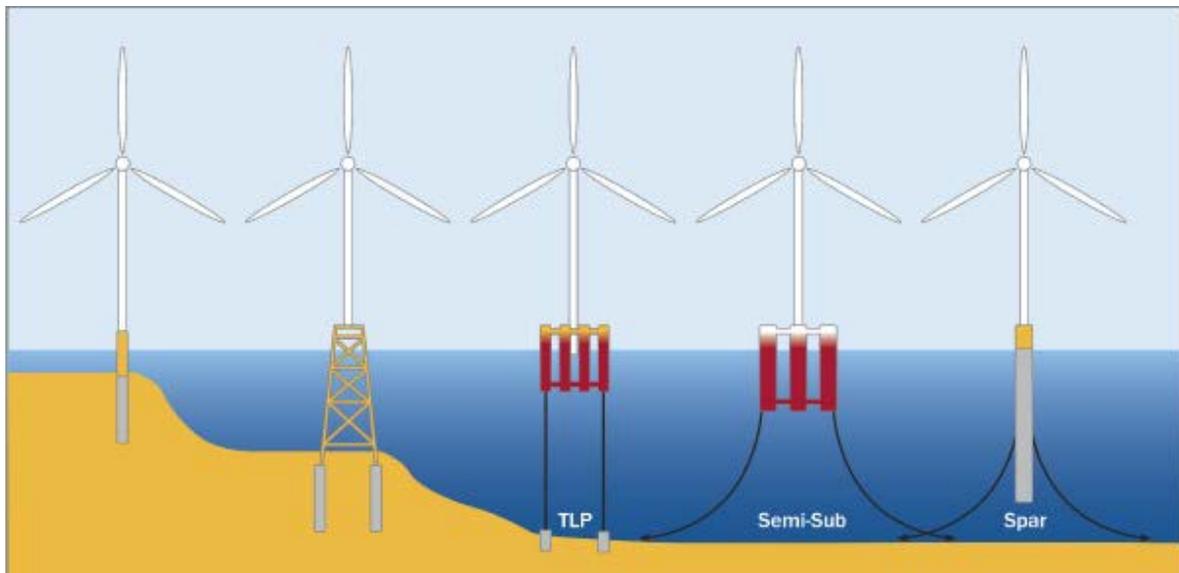
Este es uno de los puntos más críticos para el diseño de aerogeneradores, y más concretamente en el tipo offshore. Constituye el nexo de conexión a través del cual se transmiten las cargas al suelo.

A primera vista, parecen iguales las cimentaciones que se emplean en mar y en tierra, pero existen varios aspectos que cambian entre ellas. Principalmente se debe de tener en cuenta la agresividad del mar sobre la estructura. Incidencias como la corrosión o condiciones climáticas a la hora de la instalación hacen que las cimentaciones en el mar sean más complicadas que en tierra. Bien es cierto que es una tecnología que se encuentra en pleno desarrollo y que ha evolucionado a pasos agigantados en los últimos años.

Las estructuras offshore pueden ser fijadas al lecho marino o flotante. La profundidad del lecho marino ha sido un aspecto decisivo en la elección del tipo de cimentación para el presente proyecto. Actualmente los tipos más empleados son los que se encuentran en la **Ilustración 4** y en la **Ilustración 5**.



**Ilustración 4.** Esquema del tipo de cimentaciones.



**Ilustración 5:** Posibles tipos de anclajes al suelo, de manera gráfica. Fuente: (Bailey, Brookes, & Thompson, 2014).

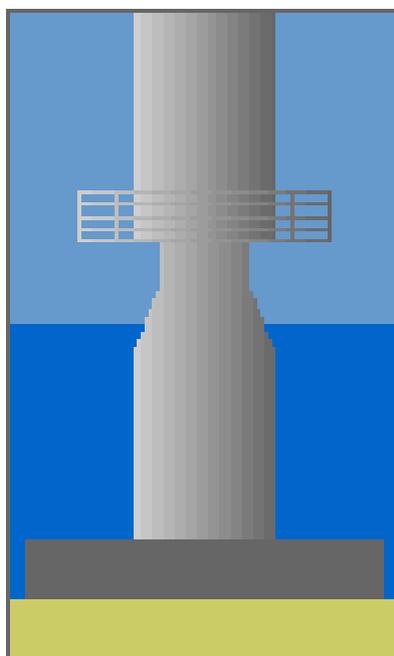
### 10.1. Estructura fija. Cimentación por gravedad

La estructura de gravedad tiene como principio físico el peso del mazacote de hormigón que fija la estructura al suelo.

En un principio, se transporta el sistema hueco hasta la localización donde se va a instalar. Una vez allí, se rellena de hormigón. Puede ser hormigón en masa o más comúnmente el tipo ciclópeo, con grandes piedras que aumentan la masa del sistema. Además, cabe destacar que, para aumentar su vida útil, se colocan estas rocas para evitar la erosión prematura del sistema por parte de las mareas. Previamente, se deja el lecho marino preparado para su instalación.

Una nueva tecnología ofrece un método similar al de cajón de hormigón (por gravedad). En lugar de hormigón se emplea un tubo de acero cilíndrico situado en una caja de acero plana sobre el lecho marino (ver la **Ilustración 6**) (Cimentaciones marinas: gravedad + acero., 2003).

Este tipo de tecnología se emplea principalmente en bajas profundidades, ya que el coste económico de la estructura aumenta a medida que se incrementa la profundidad.



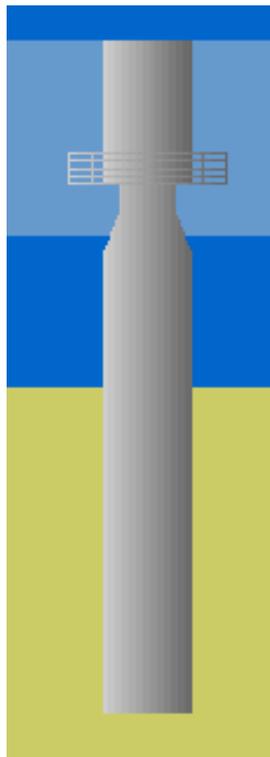
**Ilustración 6:** Demostración gráfica de la cimentación por gravedad más acero. Adaptada de: (Cimentaciones marinas: gravedad + acero., 2003)

## 10.2. Estructura fija. Cimentación por monopilote

Su construcción es simple y se basa en un cilindro de acero que se hincó en el lecho marino (ver la **Ilustración 7**). La longitud de hincado depende del tipo de suelo, del material y de la geometría del pilote.

Al contrario de lo que le ocurre al tipo de cimentación por gravedad, la cimentación por monopilote, en principio, no sufre ningún daño por erosión. En cambio, hay que tener en cuenta factores críticos como son la fatiga o acciones dinámicas que pudiera causar la plastificación del material. Entre los inconvenientes más destacables cabe señalar las grandes máquinas que se deben emplear, tanto para el transporte como para el hincado.

Este ha sido el tipo de cimentación escogido para el presente proyecto. Los motivos de esta elección se exponen en la sección **11** de la presente memoria.



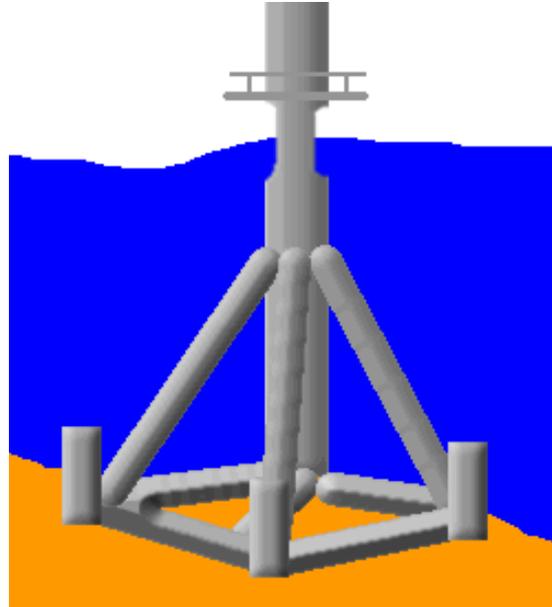
**Ilustración 7:** Demostración gráfica de la cimentación por monopilote. Adaptada de: (*Cimentaciones marinas: el monopilote, 2003*)

### 10.3. Estructura fija. Cimentación por trípode

Este tipo de cimentación consta de una estructura metálica de tres patas que se fijan al lecho marino por medio de tres pilotes de menor dimensión que las cimentaciones por monopilotes (ver la **Ilustración 8**).

La ventaja principal de este tipo de cimentación es que requiere una preparación mínima del emplazamiento antes de su instalación. Al tratarse de una estructura metálica, la erosión no es uno de sus inconvenientes principales.

Este tipo de cimentación no es conveniente para profundidades inferiores a 20 metros. La razón principal es que las embarcaciones de servicio, a bajas profundidades, tendrían problemas para acercarse a la cimentación debido a la estructura de acero.



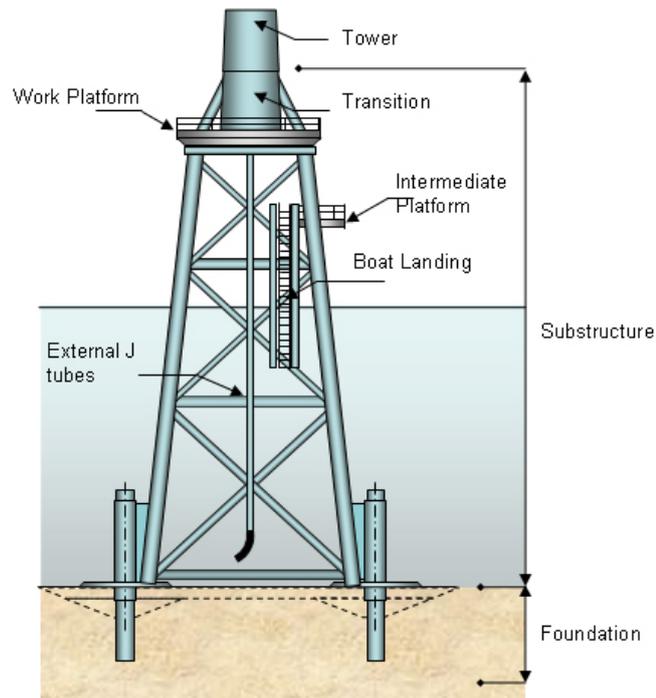
**Ilustración 8:** Cimentación tipo trípode. Adaptada de: (París, 2010).

#### 10.4. Estructura fija. Cimentación tipo Jacket.

Es una estructura en celosía fijada al lecho marino mediante pilotes (ver la **Ilustración 9**). Al igual que el caso de cimentación tipo trípode, no requiere de una preparación del lecho marino y no se puede emplear para profundidades inferiores a 20 metros.

La diferencia principal con el tipo trípode es que la cimentación tipo Jacket resiste mejor las cargas de olas y corrientes, debido a la estructura en celosía que dispone. También resulta más sencillo su transporte y colocación.

Además, cabe destacar la optimización que posee este tipo de cimentación. Se reduce al mínimo la cantidad de material que se emplea debido a la geometría en celosía que dispone, siendo por lo tanto una de las cimentaciones más económicas.



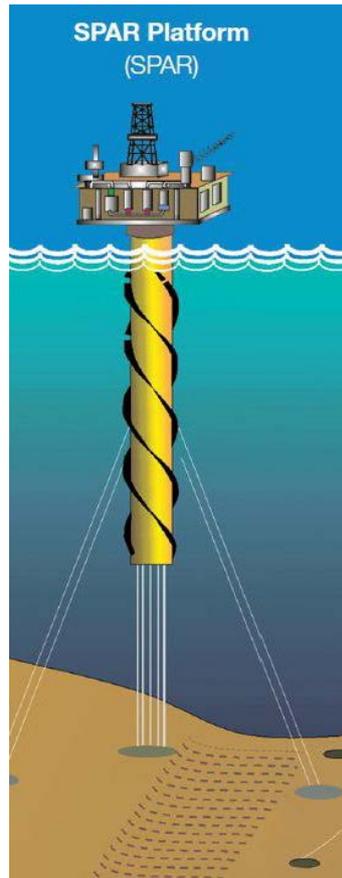
**Ilustración 9:** Demostración gráfica de la cimentación tipo Jacket. Adaptada de: (Ltd).

#### 10.5. Estructuras flotantes. Cimentación tipo Spar.

Este tipo de cimentación consta de un cilindro que soporta la estructura (ver la **Ilustración 10**). Dicho cilindro se rellena de material pesado en su parte inferior, de esta manera se reduce la altura del centro de gravedad, lo que proporciona estabilidad al conjunto. Finalmente, se clavan pilotes en el lecho marino y se conectan al cilindro mediante tensores, de esta manera se evita la oscilación de la plataforma y su translación.

Es una solución que se emplea en profundidades elevadas, y se adopta con frecuencia en plataformas petrolíferas.

No se ha empleado en estructuras offshore para aerogeneradores, pero se le ve potencial como cimentación en un futuro. Algunos prototipos se han colocado ya en la costa de Portugal para su estudio.

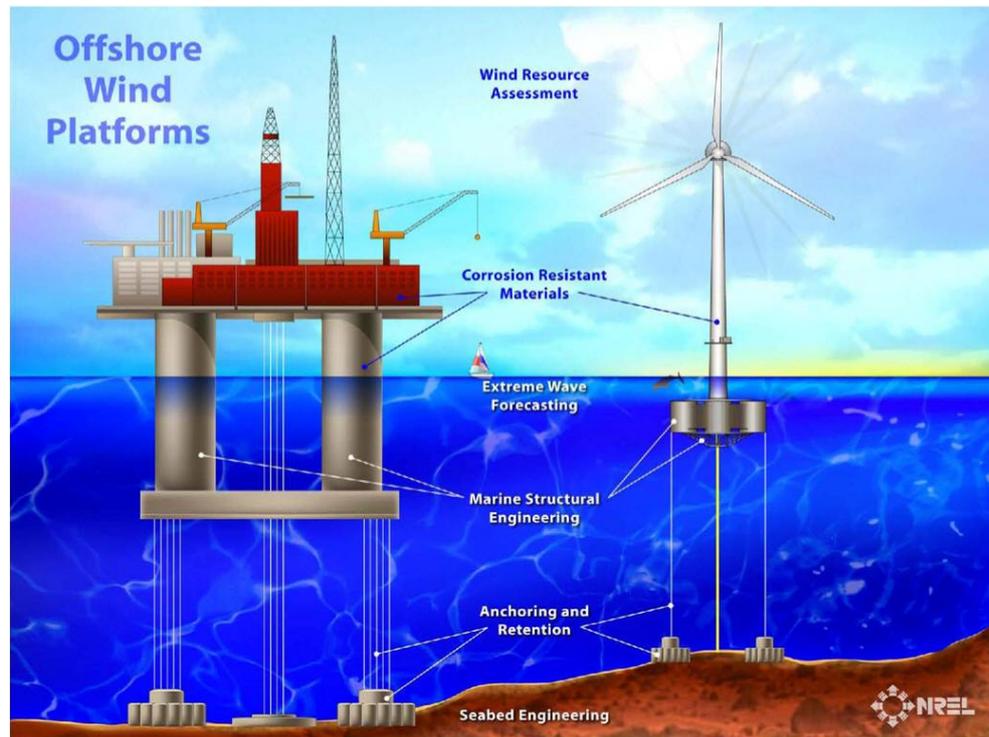


**Ilustración 10:** Estructura flotante tipo Spar con aplicación petrolífera. Adaptada de: (Porter & Phillips, 2016)

#### 10.6. Estructuras flotantes. Cimentación tipo semi-sumergible.

Este tipo de estructuras se basa en la flotabilidad de un sistema de pontones que se encuentran sumergidos. Dicha estructura se encuentra anclada, por medio de una serie de tensores, a unos pilotes embebidos en el lecho marino (ver la **Ilustración 11**).

Al igual que el caso de cimentación tipo Spar, tiene una gran aplicación en estructuras de extracción de petróleo, pero se les augura una posible aplicación futura a estructuras de aerogeneradores offshore que requieran salvar grandes profundidades.

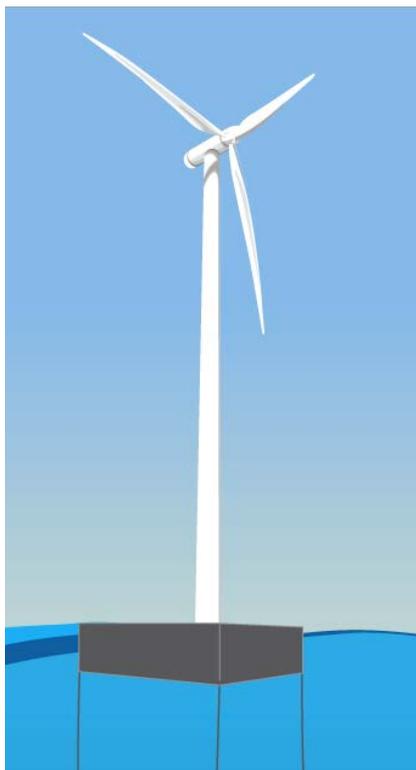


**Ilustración 11:** Comparación entre una estructura para extracción de petróleo y su homóloga para aerogeneradores offshore. Fuente: (Ring)

### 10.7. Estructuras flotantes. Cimentación tipo TLP.

Las cimentaciones tipo TLP (Tension Leg Platform) se basan en el empleo de cilindros huecos que le dotan de una especie de ingravidez a la estructura sobre el nivel del mar (ver la **Ilustración 12**).

En comparación con las cimentaciones tipo semi-sumergible y Spar, este tipo se extiende a lo largo de una menor profundidad, pero abarca una mayor superficie en el plano del mar. En cambio, los otros tipos de cimentaciones trabajan con gran profundidad y ocupan menor superficie en planta. Al igual que el tipo de cimentación semi-sumergible, la cimentación tipo TLP se une por tensores a pilotes que se clavan al lecho marino.



**Ilustración 12:** Estructura tipo TLP. Fuente adaptada de:  
(Cohen, 2013)

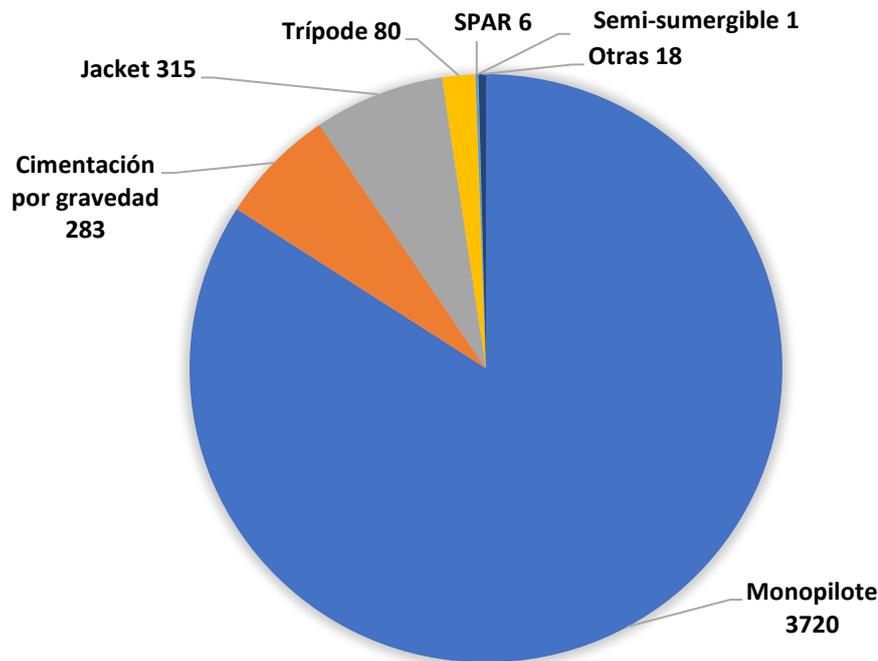
## 11. Cimentación escogida.

La elección del tipo de cimentación es uno de los puntos más críticos a la hora de proyectar estructuras offshore. Esta elección depende de muchos factores tales como profundidad del lecho marino, las cargas de viento y mareas, la erosión, el tipo de suelo, legislación, entre otros factores.

En el caso de estudio, debido a la profundidad de 47 metros (ver la **Tabla 1** de la sección **6** de la presente memoria) y al tipo de suelo del emplazamiento escogido, arena, el mejor tipo de cimentación es el monopilote. Esta cimentación es capaz de transferir las cargas de manera adecuada en suelos arenosos, y que este sea capaz de absorber las cargas producidas por el viento y el mar sobre la estructura.

Las pautas seguidas para su diseño se han extraído de las diversas normas europeas y de recomendaciones por parte de autores en artículos de revistas científicas. Todas ellas recogidas en la bibliografía del presente proyecto.

Este tipo de cimentaciones es el más empleado a nivel europeo. Cabe destacar que en 2017 acapararon el 87% del total de cimentaciones implementadas (Offshore Wind in Europe, 2018), y representa el 81,7% del total de las estructuras ya instaladas a lo largo de los años, como se puede apreciar en el gráfico que se muestra en la **Ilustración 13**.



**Ilustración 13:** Proporción de tipos de subestructuras para aerogeneradores conectados a la red (unidades). Adaptada: (*Offshore Wind in Europe, 2018*)

## 12. Procedimiento seguido.

El procedimiento seguido para el cálculo de los esfuerzos se ha dividido en tres partes.

- En un primer lugar se adoptan una serie de condiciones de partida y se calculan por separado los esfuerzos originados por las cargas de viento y las olas, usando de forma independiente los módulos AeroDyn (cálculo de esfuerzos producidos por el viento) e HydroDyn (cálculo de esfuerzos producidos por las olas) del software FAST.
- Se comparan dichos esfuerzos con los obtenidos de las fórmulas analíticas. Existe una pequeña diferencia entre los resultados obtenidos por ambos métodos, pero cabe destacar que en las fórmulas analíticas se hacen una serie de suposiciones y adaptaciones, mientras que el programa emplea un sistema basado en elementos finitos, haciendo uso de un potencial informático mayor en cuanto a procesamiento de datos y variables.
- Se ejecuta el programa con todos los módulos escogidos, obteniendo los resultados mostrados posteriormente. Se modifica la geometría inicial del monopilote para que cumpla con los criterios de diseño.

Para el desarrollo del estudio del pilote se han seguido los pasos que recomienda Arany et al. en el artículo “Diseño de monopilotes para aerogeneradores offshore en 10 pasos” (Laszlo Arany, 2017). El artículo se basa en las normas europeas del organismo DNV en las que se relatan todos los procedimientos que se deben llevar a cabo para el diseño de cimentaciones en aerogeneradores offshore. En la memoria justificativa se puede encontrar un análisis exhaustivo de los resultados obtenidos, así como una explicación más en detalle de los procedimientos de cálculo empleados.

### 13. Criterios de diseño

Para saber si la estructura resiste los esfuerzos a los que va a estar sometida, es necesario comprobar si la estructura resiste al criterio de pandeo, de resistencia a fatiga, al momento y tensión de plastificación, a la frecuencia natural del sistema y a la deflexión y rotación (ver **Tabla 3**). En el caso de que alguno de los estudios a realizar, anteriormente señalados, no cumple, se procede a modificar la geometría de la estructura si fuera preciso. Para ello se tiene en cuenta lo mostrado en el artículo de Arany et al. (Laszlo Arany, 2017).

**Tabla 3**

*Criterios de diseño.*

CÓDIGO	CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	CRITERIO
R1	ELU	La capacidad de carga de la base debe exceder la carga máxima conjunta aplicada	$M_{lus} < M_f$
		El límite elástico del pilote debe exceder el límite máximo de la tensión aplicada	$\sigma_{max} < f_{yd}$
R2	ELF	Evitar pandeo, local y global	
R2	ELF	Vida de la estructura de, al menos, 50 años	Resistencia a fatiga
R3	ELS	Deflexión inferior a 0,2 m	Deflexión < 0,2 m
		Rotación inferior a 0,25°	Rot < 0,25°
		Frecuencia del sistema	1,1 veces el giro del rotor en Hz < $f_0$

### 14. Datos ambientales de partida

Durante este capítulo se detallan los datos de partida para las simulaciones en el software FAST que se tienen en cuenta para el desarrollo del presente proyecto.

En primer lugar, en la **Tabla 4** se resumen los datos necesarios en los escenarios de olas. Estos parámetros son las alturas y periodos significativos de las olas en un periodo de retorno de 50 años y un año respectivamente, además de la altura y el periodo máximo ocurrido en un año.

**Tabla 4**

*Resumen de los datos de escenarios de olas.*

DESCRIPCIÓN	ALTURA SIGNIFICATIVA (M)	PERIODO PICO (S)	ALTURA MÁXIMA (M)	PERIODO MÁXIMO (S)
Periodo de retorno de 50 años	5,11	11,01	-	-
Periodo de retorno de 1 año	4,61	7,61	8,78	10,50

La altura batimétrica a la que se encuentra el lecho marino es de 47 metros. A esta altura hay que sumarle la diferencia entre pleamar y bajamar y la mitad de la altura máxima de una ola con un periodo de retorno de 50 años. Finalmente, la altura total del monopilote es de **50,19 metros**. Como mención, la dirección predominante del oleaje es NE y el valor de la densidad del agua que se toma es de **1030 (kg/m<sup>3</sup>)**.

Seguidamente se muestran los datos de viento. En la **Tabla 5** se presenta, a modo de resumen, los datos más significativos que se han tenido en cuenta para definir el viento actuante en la estructura.

**Tabla 5**

*Resumen de los datos necesarios de viento.*

IDENTIFICADOR	VALOR
Velocidad media de viento	9,8 (m/s)
Altura de referencia	80 (m)
Dirección de viento	NNE
Densidad del aire	1,225 (kg/m <sup>3</sup> )

## 15. Cargas sobre la estructura

Principalmente los aerogeneradores offshore están sometidos a dos tipos de cargas, las estáticas y las dinámicas. Dentro de cada una de estas se encuentran las siguientes acciones:

- Estáticas
  - o Peso propio o cargas muertas
- Dinámicas
  - o Olas
  - o Viento
  - o Giro del rotor y palas
- Accidentales

- Terremotos
- Impactos

Las cargas accidentales quedan fuera del ámbito de estudio de este proyecto.

Las mayores cargas que se producen en la estructura, una vez realizadas las simulaciones, se exponen en la **Tabla 6**.

**Tabla 6**

*Resumen de cargas.*

ESCENARIO	PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
Viento	Velocidad del viento absoluta	$U_{m\acute{a}x}$	57,02	m/s
	Fuerza máxima en la base del pilote debido al viento	$F_{btv-m\acute{a}x}$	3,22	MN
	Momento máximo debido al esfuerzo del viento en la base del pilote	$M_{bpv-m\acute{a}x}$	312,35	MN·m
Olas	Elevación máxima de ola	$W_{m\acute{a}x}$	2,56	m
	Fuerza máxima en la base del pilote debido a las olas	$F_{bpo-m\acute{a}x}$	1,40	MN
	Momento máximo debido al esfuerzo de las olas en la base del pilote	$M_{bpo-m\acute{a}x}$	79,20	MN·m
Total	Carga vertical total	$F_{vertical}$	10,88	MN
	Momento absoluto en la base del pilote	$M_{m\acute{a}x}$	391,55	MN·m
	Número de ciclos que resiste el pilote	$N_{ciclos}$	$6,28 \cdot 10^7$	-

## 16. Solución adoptada

En la **Tabla 7** se encuentran las características geométricas del pilote tras analizar todos los casos de cargas.

**Tabla 7**

*Parámetros del pilote.*

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Díámetro	6	m
Espesor de la pared	0,08	m
Longitud no enterrada	56,5	m
Masa	659,9	ton

En la **Tabla 8** se aprecian los principales parámetros que definen el aerogenerador tomado como estudio en el presente proyecto.

**Tabla 8**

*Dimensiones de la torre, góndola y palas. Fuente: (Jonkman, Butterfield, Musial, & Scott, 2009)*

ENTIDAD	VALOR/DESCRIPCIÓN	UNIDADES
Potencia nominal	5	MW
Número de palas	3	-
Orientación del rotor	Contra viento	-
Diámetro del rotor	126	m
Diámetro góndola	3	m
Diámetro superior de la torre	3,87	m
Diámetro inferior de la torre	6	m
Velocidad de viento de corte inferior	3	m/s
Velocidad de viento de corte superior	25	m/s
Velocidad rotor nominal	12	rpm
Masa rotor	110	ton
Masa torre	347,460	ton
Masa de la góndola	240	ton

## 17. Proceso de fabricación e instalación del conjunto

A lo largo del presente capítulo se detallan los pasos seguidos, de manera resumida, para la fabricación del monopilote en primer lugar, y finalmente la instalación en la ubicación escogida.

### 17.1. Proceso de fabricación del monopilote

El proceso de fabricación del monopilote consta de las siguientes fases:

- **Doblado en frío.** Durante esta operación se le otorga la forma de cilindro al pilote. Las placas de acero con el espesor que se requiere son dobladas formando un cilindro perfecto. No se realiza toda la longitud del pilote, sino que se dividirá en tramos.
- **Mecanización de los bordes longitudinales.** Los extremos de cada división se mecanizan para dejar una superficie lo más perfecta posible para su posterior soldado.
- **Soldadura de los bordes de cada sección.** Cada miembro se suelda con el sistema MIG/MAG. La soldadura se realiza de manera automatizada para una mejor calidad de la misma.
- **Preparación de los bordes superiores.** Se mecanizan los extremos de cada miembro para su posterior soldado.

- **Soldadura de los bordes.** Último proceso en el que se unen todos los cilindros para confinar la longitud final del pilote. Al igual que en la soldadura longitudinal, se emplea el sistema MIG/MAG automatizado para que la calidad de la misma sea la óptima.
- **Ensayos.** Se realizan una serie de ensayos al pilote final, empleando partículas magnéticas o rayos X para las soldaduras. Además de practicar una inspección visual en búsqueda de defectos visibles.

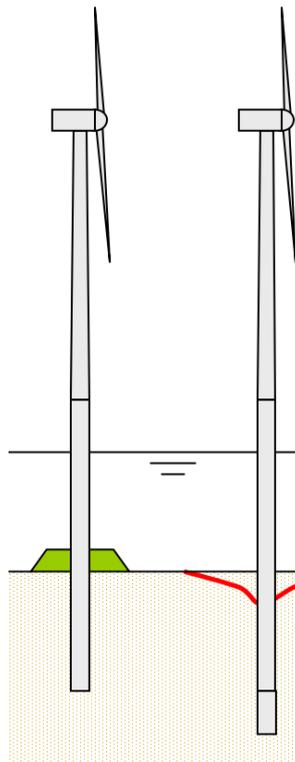
Es de remarcar que en las islas no hay ningún astillero especializado o con los recursos necesarios para fabricar este tipo de estructuras, por lo tanto, es necesario que se monten fuera del territorio local y sean transportadas todas las partes a las islas.

## 17.2. Proceso de instalación

Una vez obtenida la longitud final del pilote, este se transporta hacia la localización de su instalación. Para ello se requiere de un barco con las dimensiones y herramientas suficientes para su hincado. Una vez en el sitio, se procede a colocarlo verticalmente. Se hace descender hasta que se sitúe en el lecho marino, en las coordenadas establecidas en el proyecto. Si bien es imposible conducir el pilote de manera absolutamente vertical, la tolerancia de instalación permisibles que normalmente se emplea es de hasta 0,5 grados con respecto a la vertical.

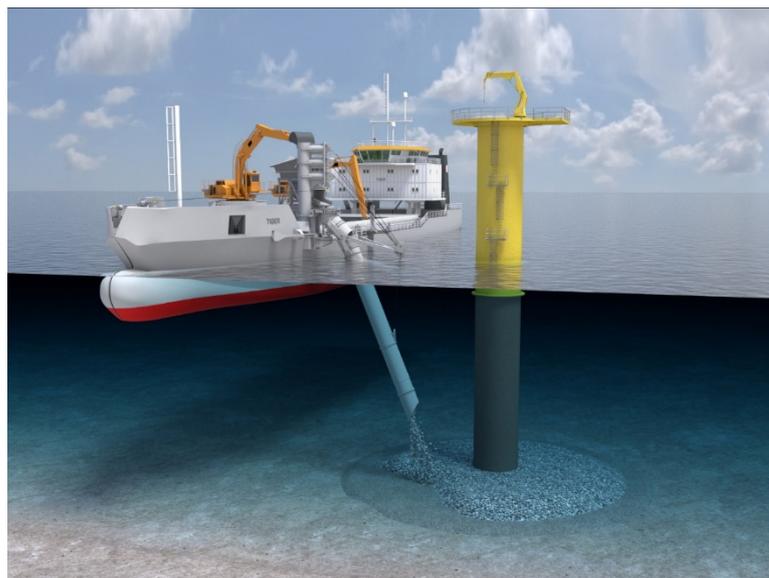
Finalmente se procede a su hincado mediante el empleo de un martillo hidráulico. Todo ello monitorizando cada paso para establecerlo finalmente en la ubicación escogida y en la profundidad establecida.

Para evitar generar erosiones en la base del pilote y más concretamente para evitar la socavación local que producen vórtices complejos en el fondo del mar debido a las corrientes, se deposita una cantidad considerable de piedras u otro tipo de material pétreo alrededor de la base del pilote, como se puede apreciar en la **Ilustración 14**.



**Ilustración 14:** Efecto de socavón producido por las mareas en la base del pilote. Fuente: (Rudolph, 2010)

En la **Ilustración 15** se puede observar el proceso llevado a cabo para la realización del llenado de la base del pilote con grava. Para ello, se requiere de un buque especializado en minería marina.

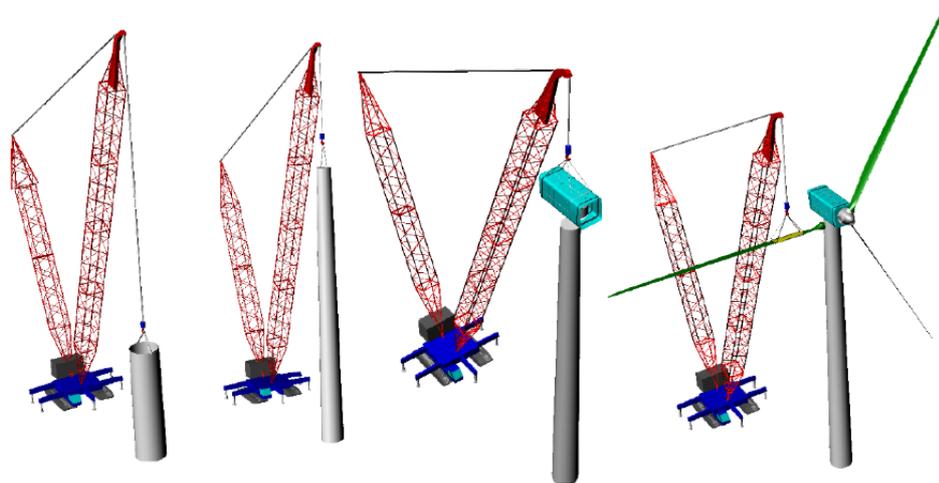


**Ilustración 15:** Proceso de llenado en la base del pilote con grava. Obtenida de: (Stevin, 2014)

Una vez se ha situado el monopilote en la ubicación se procede a la instalación de la torre y la góndola, junto con las palas. La secuencia cronológica es la siguiente:

- Montaje de la torre por tramos
- Instalación de la góndola
- Instalación del buje
- Instalación de las palas

En la **Ilustración 16** se aprecia un esquema del proceso llevado a cabo en la instalación del conjunto del aerogenerador. Aproximadamente 30 horas son necesarias para la instalación del aerogenerador sobre el monopilote.

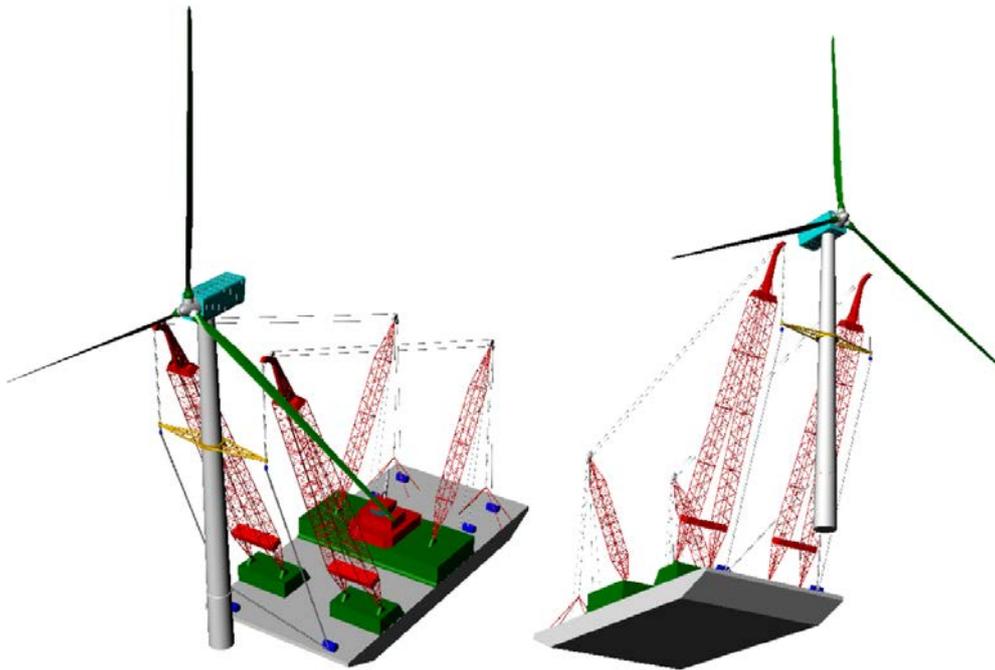


**Ilustración 16:** Fases del montaje del aerogenerador.

El ensamblaje de la turbina eólica comienza con la instalación de la torre encima del pilote, que se ajusta y atornilla en su posición final.

Otra solución posible para permitir una instalación rápida en alta mar es preensamblar los componentes en tierra y transportar el aerogenerador en su conjunto a la ubicación final. Los componentes más importantes para premontarse son los segmentos de la torre y las palas conectadas al cubo, ya que posteriormente resultará más sencillo unirlos a la góndola.

Se requieren de plataformas con grúas altas para instalar la góndola y las palas. El proceso de instalación del conjunto (ver la **Ilustración 17**) solo se puede realizar en buenas condiciones climáticas y con bajas velocidades del viento, debido al alto nivel de precisión que se requiere y a las grandes dimensiones del aerogenerador (ver la **Ilustración 18**).



**Ilustración 17:** Esquema del proceso de izado de la torre.



**Ilustración 18:** Transporte de un aerogenerador premontado a su ubicación.

## 18. Documentos del presente proyecto

El proyecto se compone de los siguientes documentos:

1. Memoria
  - a. Memoria descriptiva
  - b. Memoria justificativa
  - c. Anexos
    - i. Ficheros de entrada
  - d. Planos

## 19. Bibliografía

(s.f.). Obtenido de IDAE: <http://www.idae.es/>

Bailey, H., Brookes, K., & Thompson, P. (8 de Septiembre de 2014). *Assessing Environmental Impacts of Offshore Wind Farms: Lessons Learned and Recommendations for the Future*. Obtenido de ResearchGate: [https://www.researchgate.net/publication/266086383\\_Assessing\\_Environmental\\_Impacts\\_of\\_Offshore\\_Wind\\_Farms\\_Lessons\\_Learned\\_and\\_Recommendations\\_for\\_the\\_Future?\\_sg=clhnKSTPOiRCfg5kRUWquUPeOXafIk7OJRgBVPArwJyIxMuwmNLjjOO9mZsO6LcEAdvFZ3krq](https://www.researchgate.net/publication/266086383_Assessing_Environmental_Impacts_of_Offshore_Wind_Farms_Lessons_Learned_and_Recommendations_for_the_Future?_sg=clhnKSTPOiRCfg5kRUWquUPeOXafIk7OJRgBVPArwJyIxMuwmNLjjOO9mZsO6LcEAdvFZ3krq)

*Cimentaciones marinas: el monopilote*. (10 de Mayo de 2003). Obtenido de Danish Wind Industry Association: <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/rd/monopile.htm>

*Cimentaciones marinas: gravedad + acero*. (10 de Mayo de 2003). Obtenido de Danish Wind Industry Association: <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/rd/gravitat.htm>

Cohen, R. (6 de Junio de 2013). *First North American Offshore Wind Turbine Launched in Maine Waters*. Obtenido de Green Matters: <https://greenmatters.csgeast.org/2013/06/06/first-north-american-offshore-wind-turbine-launched-in-maine-waters/>

*Conózcanos*. (s.f.). Obtenido de IDAE: <http://www.idae.es/conozcanos>

*El sistema eléctrico español, avance del 2017*. (2017). Obtenido de Red Eléctrica de España: [http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance\\_informe\\_sistema\\_electrico\\_2017\\_v3.pdf](http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_electrico_2017_v3.pdf)

- Estadísticas del sistema eléctrico.* (s.f.). Obtenido de Red eléctrica de España:  
<http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico/3009/3003>
- Jonkman, J., Butterfield, S., Musial, W., & Scott, G. (Febrero de 2009). *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development.* Obtenido de NREL:  
<https://www.nrel.gov/docs/fy09osti/38060.pdf>
- Laszlo Arany, S. B. (Enero de 2017). Design of monopiles for offshore wind turbines in 10 steps. 92, 126-152. Obtenido de  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0267726116302937>
- Ltd, G. H. (s.f.). *Offshore Support Structures.* Obtenido de Wind energy the facts: <https://www.wind-energy-the-facts.org/offshore-support-structures.html>
- Morgan, & Henderson. (2002). *Offshore Wind Energy - Review of the State-of-the-Art. Offshore Design Tools and Methods.* (s.f.). Obtenido de NREL: <https://www.nrel.gov/wind/offshore-tools-methods.html>
- Offshore Wind in Europe.* (Febrero de 2018). Obtenido de WindEurope:  
<https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2017.pdf>
- París, J. a. (3 de Febrero de 2010). *Offshore Wind taking off - some background on installation issues.* Obtenido de The Oil Drum: Europe: <http://europe.theoil Drum.com/node/6154>
- Porter, A., & Phillips, S. (3 de Marzo de 2016). *Determining the Infrastructure Needs to Support Offshore Floating Wind and Marine Hydrokinetic Facilities on the Pacific West Coast and Hawaii.* Obtenido de BOEM: <https://www.boem.gov/BOEM-2016-011/>
- Ring, P. (s.f.). *Demonstration projects.* Obtenido de Old Bristol Historical Society:  
<https://oldbristolhistoricalsociety.wordpress.com/power/demonstration-projects/>
- Rudolph, D. (9 de Marzo de 2010). *Scour around an unprotected monopile.* Obtenido de Deltares:  
[https://dredging.org/documents/ceda/downloads/ceda-nl\\_iro2010-9-maart-\\_presentatie\\_ir\\_daniel\\_rudolph\\_deltares.pdf](https://dredging.org/documents/ceda/downloads/ceda-nl_iro2010-9-maart-_presentatie_ir_daniel_rudolph_deltares.pdf)
- Sistema de información territorial de canarias.* (s.f.). Obtenido de GRAFCAN:  
<http://visor.grafcan.es/visorweb/>
- Stevin, S. (22 de Mayo de 2014). Jan de Nul Provides Scour Protection for Butendiek OWF. *Sub Sea World News.*



# MEMORIA JUSTIFICATIVA

---

ANÁLISIS ESTRUCTURAL DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE  
EN EL LITORAL CANARIO

## Índice general

1. Procedimiento de diseño de la cimentación .....	10
2. Cálculos previos.....	12
2.1. Diámetro del pilote .....	13
2.2. Espesor de la pared del pilote.....	14
2.3. Longitud enterrada del pilote .....	14
2.4. Longitud no enterrada del pilote .....	16
2.5. Material del pilote.....	16
3. Escenarios de cargas .....	17
3.1. Escenarios de viento .....	19
3.2. Escenario de olas.....	19
4. Cargas de viento. Módulo AeroDyn.....	20
4.1. Introducción al programa AeroDyn .....	20
4.2. Introducción al programa TurbSim .....	23
4.3. Introducción al programa InflowWind.....	25
4.4. Cargas de viento.....	25
4.4.1. Escenarios de viento en TurbSim.....	27
4.5. Comparación de los resultados del software con expresiones analíticas.....	29
5. Cargas de olas. Módulo de HydroDyn.....	31
5.1. Introducción al programa HydroDyn .....	31
5.1.1. Variables de interés en el módulo HydroDyn.....	36
5.2. Cargas de oleaje .....	37
5.3. Comparación de los resultados del software con expresiones analíticas.....	44
5.4. Corrientes marinas .....	50
6. Cargas verticales .....	50
7. Capacidad de la cimentación.....	51
7.1. Capacidad de carga antes de plastificación .....	53

---

7.2. Limite elástico de la sección.....	54
7.3. Pandeo.....	55
7.3.1. Pandeo local.....	55
7.3.2. Pandeo global.....	57
7.4. Fatiga.....	59
7.5. Deformaciones y deflexiones.....	62
7.6. Frecuencia natural del sistema.....	62
7.7. Coeficientes de amplificación dinámicos.....	66
8. Software de cálculo FAST.....	67
8.1. Introducción al FAST.....	67
8.2. Módulos del FAST.....	68
9. Datos de partida.....	70
9.1. Ubicación.....	70
9.1.1. Potencia media anual.....	71
9.1.2. Zonificación ambiental.....	72
9.1.3. Datos de viento.....	74
9.1.4. Batimetría.....	74
9.2. Datos de viento.....	76
9.1.1. Velocidad media de viento.....	76
9.1.2. Dirección del viento.....	79
9.1.3. Clase de turbina.....	81
9.3. Datos de oleaje.....	82
9.3.1. Datos de olas significativas y periodo pico en periodo de retorno de 50 años.....	82
9.3.2. Datos de olas significativas y periodo pico en periodo de retorno de 1 año.....	84
9.3.3. Datos de olas y periodo máximos en periodo de retorno de 1 año.....	85
9.3.4. Datos de la ola máxima y en periodo de retorno de 50 años.....	86
9.3.5. Datos de nivel del mar.....	87
9.3.6. Rosas de oleaje.....	87

---

10. Resultados .....	88
10.1. Datos de partida.....	89
10.1.1. Ubicación .....	89
10.1.3. Aerogenerador.....	90
10.1.4. Viento.....	91
10.2. Cargas en la cimentación.....	92
10.2.1. Caso de carga E-1.....	93
10.2.2. Caso de carga E-2.....	95
10.2.3. Caso de carga E-3.....	97
10.2.4. Caso de carga E-4.....	98
10.2.5. Caso de carga E-5.....	99
10.3. Comprobaciones de resistencia .....	99
10.3.1. Comprobación a pandeo.....	101
10.3.2. Comprobación de la capacidad de plastificación de la sección.....	102
10.3.3. Comprobación del límite elástico de la sección .....	103
10.3.4. Comprobación a deflexión y rotación .....	103
10.3.5. Comprobación de la fatiga.....	104
10.3.6. Comprobación a frecuencia natural .....	105
10.4. Dimensionado final del pilote .....	105
11. Conclusión .....	106
12. Bibliografía .....	108

## Índice de ilustraciones

<b>Ilustración 1:</b> Fallo por plastificación del pilote. Adaptado de: (Laszlo Arany, 2017).....	11
<b>Ilustración 2:</b> Fallo por exceder el límite último de la cimentación. Adaptado de: (Laszlo Arany, 2017) .....	11
<b>Ilustración 3:</b> Ángulo de rotación que excede los valores permitidos por la norma. Adaptado de: (Laszlo Arany, 2017).....	12
<b>Ilustración 4:</b> Datos de partida necesarios distribuidos a lo largo de la torre, góndola y palas. Adaptado de: (Jonkman, Hayman, Jonkman, Damiani, & Murray). ....	23
<b>Ilustración 5:</b> Ejemplo de coordenadas de un campo de viento TurbSim con ángulos de flujo medios horizontales de 15 ° y 8 °. Fuente: (Jonkman & Kilcher, 2012). ....	24
<b>Ilustración 6:</b> WaveMode 1. ....	35
<b>Ilustración 7:</b> WaveMode 2. ....	35
<b>Ilustración 8:</b> WaveMode 3. ....	36
<b>Ilustración 9:</b> Comparación de las fuerzas integradas y la ola mayorada (1e6 veces).....	45
<b>Ilustración 10:</b> Distribución de los 9 puntos de la fuerza de arrastre a lo largo del pilote.....	46
<b>Ilustración 11:</b> Distribución de los 9 puntos de la fuerza de inercia a lo largo del pilote.....	47
<b>Ilustración 12:</b> Comparación fuerzas integradas.....	48
<b>Ilustración 13:</b> Curva S-N del material S355. ....	61
<b>Ilustración 14:</b> Tiempo frente a deflexión.....	63
<b>Ilustración 15:</b> Tiempo y deflexión cortados.....	64
<b>Ilustración 16:</b> Frecuencia natural del sistema. ....	65
<b>Ilustración 17:</b> Definición gráfica del funcionamiento del software FAST. Fuente: (Jonkman & Jonkman, 2013) .....	70
<b>Ilustración 18:</b> Mapa eólico de las Islas Canarias. Densidad de potencia media anual a 80m de altura (Truwind, 2009) .....	71
<b>Ilustración 19:</b> Zonificación ambiental marina para parques eólicos. (MeteosimTruwind, 2009).72	
<b>Ilustración 20:</b> Zonificación ambiental marina para parques eólicos, detalle de las Islas Canarias. (MeteosimTruwind, 2009).....	73
<b>Ilustración 21:</b> Espacios naturales protegidos de Canarias. (IDAE, 2009) .....	73
<b>Ilustración 22:</b> Aprovechamiento eólico en la isla de Gran Canaria. Fuente: (Grafcan, s.f.).....	74
<b>Ilustración 23:</b> Batimetría de la isla de Gran Canaria. (OAG, 2006) .....	75

---

<b>Ilustración 24:</b> Distancia entre aerogenerador y tierra (OAG, 2006).....	76
<b>Ilustración 25:</b> Distribución de la velocidad del viento en función de la altura. ....	78
<b>Ilustración 26:</b> Rosa de viento en el Castillo del Romeral. Fuente: (Windfinder) .....	80
<b>Ilustración 27:</b> Rosa de viento en la ubicación final. Adaptada de (Grafcán, s.f.) .....	81
<b>Ilustración 28:</b> Distribución del oleaje en función de la probabilidad, altura significativa y periodo de retorno. Obtenida de: (Datos históricos , s.f.) .....	83
<b>Ilustración 29:</b> Rosa de oleaje. Adaptada de: (Datos históricos , s.f.) .....	88
<b>Ilustración 30:</b> Definición una pala del aerogenerador de referencia de NREL. Obtenida de: (Zanon, De Gennaro, & Kühnelt, 2018) .....	91
<b>Ilustración 31:</b> Distribución del oleaje, en función del tiempo, en el escenario de olas W-1 .....	94
<b>Ilustración 32:</b> Distribución de la velocidad del viento, en función del tiempo, en el escenario de viento U-1 .....	94
<b>Ilustración 33:</b> Distribución del viento, en función del tiempo, en el escenario de viento U-2. ....	96
<b>Ilustración 34:</b> Distribución del oleaje en función del tiempo, del escenario de olas W-4. ....	96
<b>Ilustración 35:</b> Prototipo de aerogenerador marino del proyecto Elisa - Elican. Fuente: (Prototipo de aerogenerador marino del proyecto Elican liderado por Esteyco inicia fondeo en el Banco de Ensayos de PLOCAN, 2018).....	107

## Índice de tablas

<b>Tabla 1:</b> Datos del material S355 .....	17
<b>Tabla 2:</b> Escenario de cargas a analizar. Adaptado de: (DNV, Offshore Standard DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures, 2014).....	18
<b>Tabla 3</b> Variables más reseñables en el archivo de entrada TurbSim .....	28
<b>Tabla 4</b> Comparación entre los esfuerzos obtenidos con las expresiones y el programa.....	29
<b>Tabla 5</b> Variables más reseñables en el archivo principal de entrada HydroDyn.....	37
<b>Tabla 6</b> Comparación de los esfuerzos obtenidos con el programa y con las expresiones.....	49
<b>Tabla 7</b> Criterios de diseño.....	52
<b>Tabla 8</b> Valor de Cx en función de w.....	56
<b>Tabla 9</b> Ubicación final del aerogenerador.....	71
<b>Tabla 10</b> Velocidades de viento a diversas alturas .....	78
<b>Tabla 11</b> Tabla comparativa de velocidad.....	79
<b>Tabla 12</b> Clases de turbina. Adaptada de (Gipe, 2006).....	81
<b>Tabla 13</b> Localización de la boya de los datos de medida. Fuente (Datos históricos , s.f.).....	82
<b>Tabla 14</b> Datos de alturas de mar. Obtenido de: (REDMAR, 2014).....	87
<b>Tabla 15</b> Parámetros de la ubicación del aerogenerador .....	89
<b>Tabla 16</b> Resumen de los parámetros de olas.....	90
<b>Tabla 17</b> Resumen general de los parámetros más destacables del aerogenerador empleado .....	90
<b>Tabla 18</b> Resumen de los parámetros de viento empleados en la simulación .....	92
<b>Tabla 19</b> Resultados obtenidos para el caso de carga E-1 .....	93
<b>Tabla 20</b> Resultados obtenidos para el caso de carga E-2.....	95
<b>Tabla 21</b> Resultados obtenidos para el caso de carga E-3.....	97
<b>Tabla 22</b> Resultados obtenidos para el caso de carga E-4 .....	98
<b>Tabla 23</b> Resultados obtenidos para el caso de carga E-5 .....	99
<b>Tabla 24</b> Factores de amortiguamiento.....	100
<b>Tabla 25</b> Factores de amplificación dinámica .....	100
<b>Tabla 26</b> Valores máximos y mínimos de cargas registrado en el peor escenario de cargas.....	100
<b>Tabla 27</b> Datos de partida del pilote .....	101
<b>Tabla 28</b> Condición de pandeo global.....	102
<b>Tabla 29</b> Condición de pandeo local .....	102



<b>Tabla 30</b> Condición de plastificación .....	103
<b>Tabla 31</b> Condición última de elasticidad .....	103
<b>Tabla 32</b> Condición de fatiga.....	104
<b>Tabla 33</b> Condición de frecuencia natural .....	105
<b>Tabla 34</b> Dimensiones finales del pilote .....	105

## Índice de ecuaciones

<b>Ecuación 1:</b> Cálculo del diámetro inicial del pilote. Adaptada de: (Laszlo Arany, 2017) .....	13
<b>Ecuación 2:</b> Cálculo del espesor del pilote.....	14
<b>Ecuación 3:</b> Longitud enterrada para pilotes flexibles.....	15
<b>Ecuación 4:</b> Longitud enterrada para pilotes rígidos.....	15
<b>Ecuación 5:</b> Expresión para el cálculo de la altura del pilote sobre el nivel del suelo.....	16
<b>Ecuación 6:</b> Fórmula para obtener la fuerza de viento sobre el rotor. Fuente: (Laszlo Arany, 2017). .....	25
<b>Ecuación 7:</b> Valor del coeficiente de empuje entre la velocidad de conexión y la velocidad nominal del viento. Fuente: (Frohboese P, 2010). .....	26
<b>Ecuación 8:</b> Valor del coeficiente de empuje pasada la velocidad nominal del viento, sin sobrepasar la velocidad de desconexión del viento. Fuente: (Frohboese P, 2010).....	26
<b>Ecuación 9:</b> Velocidad del viento en régimen de ráfaga extrema. Fuente: (Laszlo Arany, 2017). ....	27
<b>Ecuación 10:</b> Fuerza que ejerce el viento sobre el rotor cuando se le aplica una ráfaga extrema. Adaptada de: (Laszlo Arany, 2017). .....	27
<b>Ecuación 11:</b> Expresión que define la elevación de la superficie. Adaptada de: (Laszlo Arany, 2017). .....	38
<b>Ecuación 12:</b> Expresión para el cálculo de la velocidad lineal. Obtenida de: (Laszlo Arany, 2017). .	39
<b>Ecuación 13:</b> Expresión para el cálculo de la aceleración lineal. Obtenida de: (Laszlo Arany, 2017). .....	39
<b>Ecuación 14:</b> expresión para obtener el valor del parámetro de onda, obtenido de: (Laszlo Arany, 2017).....	40
<b>Ecuación 15:</b> Fuerza diferencial de arrastre. Obtenida de: (Laszlo Arany, 2017). .....	40
<b>Ecuación 16:</b> Fuerza diferencial de inercia actuante en la subestructura. Obtenida de: (Laszlo Arany, 2017).....	40
<b>Ecuación 17:</b> Fuerza máxima de arrastre integrada. Adaptada de: (Laszlo Arany, 2017).....	41
<b>Ecuación 18:</b> Fuerza máxima de inercia integrada. Adaptada de: (Laszlo Arany, 2017) .....	41
<b>Ecuación 19:</b> Momento máximo de arrastre en el lecho marino. Adaptado de: (Laszlo Arany, 2017). .....	42
<b>Ecuación 20:</b> Momento máximo de inercia en el lecho marino. Adaptado de: (Laszlo Arany, 2017). .....	43
<b>Ecuación 21:</b> Cálculo de la carga vertical del pilote.....	51

<b>Ecuación 22:</b> Momento de plastificación de la sección. ....	53
<b>Ecuación 23:</b> Tensión máxima actuante en la sección. ....	54
<b>Ecuación 24:</b> Cálculo de la tensión de pandeo local. ....	55
<b>Ecuación 25:</b> Expresión para el cálculo de la geometría. ....	56
<b>Ecuación 26:</b> Comprobación del pandeo local. ....	57
<b>Ecuación 27:</b> Axil de plastificación. ....	57
<b>Ecuación 28:</b> Cálculo del axil crítico. ....	57
<b>Ecuación 29:</b> Cálculo de la esbeltez límite. ....	58
<b>Ecuación 30:</b> Factor de reducción $k$ . ....	58
<b>Ecuación 31:</b> Cálculo del parámetro $\phi$ . ....	58
<b>Ecuación 32:</b> Parámetro de aumento. ....	59
<b>Ecuación 33:</b> Condición a comprobación a pandeo global. ....	59
<b>Ecuación 34:</b> Tensión media. ....	60
<b>Ecuación 35:</b> Tensión alternante. ....	60
<b>Ecuación 36:</b> Tensión de fatiga. ....	60
<b>Ecuación 37:</b> Cálculo del número de ciclos en función de la tensión. ....	61
<b>Ecuación 38:</b> Cálculo de las deformaciones y deflexiones de la cimentación. ....	62
<b>Ecuación 39:</b> Cálculo de amplificadores dinámicos. ....	67
<b>Ecuación 40:</b> Expresión para el cálculo de la velocidad del viento a una altura determinada. Fuente: (Ruiz Murcia). ....	77
<b>Ecuación 41:</b> Cálculo del coeficiente de rugosidad. ....	77
<b>Ecuación 42:</b> Distribución de probabilidad de Weibull para una ola con retorno de 1 año. Adaptada de: (Datos históricos, s.f.).....	84
<b>Ecuación 43:</b> Cálculo del periodo pico de la ola con retorno de 1 año. Adaptada de: (DNV, Offshore Standard DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures, 2014).....	85
<b>Ecuación 44:</b> Cálculo de la altura máxima de ola con periodo de retorno de 1 año. Adaptada de: (DNV, Offshore Standard DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures, 2014).....	85
<b>Ecuación 45:</b> Expresión para el cálculo del número de olas. Adaptada de: (DNV, Offshore Standard DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures, 2014).....	86

## 1. Procedimiento de diseño de la cimentación

Para desarrollar el estudio analítico de un aerogenerador offshore en el litoral canario se van a seguir una serie de recomendaciones recogidas en formato de normas europeas. Dichas normas son las redactadas por parte de los siguientes organismos:

- Det Norske Veritas (DNV). Tales como:
  - o DNV-OS-J101. Diseño de aerogeneradores offshore.
  - o DNV-RP-C203 126. Cálculo de fatiga en la estructura.
  - o DNV-RP-C205. Estudio de las condiciones ambientales y los escenarios de cargas sobre la estructura.
- International Electrotechnical Commission (IEC). Tales como:
  - o IEC-61400-1. Requerimiento de diseños para aerogeneradores offshore tomo 1.
  - o IEC-61400-3. Requerimientos de diseño para aerogeneradores offshore tomo 3.
- Eurocódigos. Tales como:
  - o Eurocódigo 3, parte 1-6. Pandeo local.

Además, se van a seguir recomendaciones de varios artículos publicados en revistas científicas.

En el artículo de Arany et al. (Laszlo Arany, 2017), se proponen una serie de pasos que se deben seguir para el diseño de la cimentación de monopilotes para aerogeneradores offshore. Se toman como referencia dichos pasos para el cálculo de la estructura, adaptándolos al presente proyecto. A continuación, se muestran en orden:

1. Se debe establecer una base de diseño. Se toman los siguientes criterios de diseño: estado límite último (ELU), estado límite de servicio (ELS) y estado límite de fatiga (ELF). Recopilar datos necesarios del sistema (datos de turbinas, meteoceánicos y geotécnicos).
2. Deducir las dimensiones iniciales de la cimentación en función de la estimación de la carga eólica.
3. Usar las dimensiones iniciales de la cimentación para calcular las cargas de las olas y actualizar las dimensiones de las cimentaciones, si fuera necesario.
4. Verificar la estabilidad local y global (pandeo). Será el factor limitante a la hora de escoger el espesor de la pared del pilote. Se deberá verificar si cumple para los demás casos de diseño, ajustando el espesor de la pared del pilote o el diámetro, si fuera necesario.
5. Estimar la capacidad última del pilote y comparar con las solicitaciones a las que está sometido, ajustando el espesor de la pared del pilote o el diámetro, si fuera necesario.

6. Estimar la capacidad de plastificación del monopilote y compararlo con las solicitaciones actuantes sobre la estructura, ajustando el espesor de la pared del pilote o el diámetro, si fuera necesario.
7. Comprobar la frecuencia natural de todo el sistema y llevar a cabo un control de estabilidad. Aplicar factores de mayoración dinámicos (DAF) para calcular las cargas dinámicas. Actualizar las dimensiones de la base si fuera necesario.
8. Verificar las deformaciones acumuladas en la línea de barro (deflexión y rotación).
9. Estimar la vida a fatiga de la estructura.

Como ya se ha comentado en la memoria descriptiva, el objetivo de la cimentación es servir como sustento para el aerogenerador, además de transferir todas las cargas, tanto dinámicas como estáticas, al subsuelo. Estas cargas generarán deformaciones que se pueden traducir a rotaciones y deflexiones en la estructura. Por ello, es necesario tener en cuenta los estados límites que admite la estructura, debiendo garantizar los requisitos que se mostrarán a continuación:

- Estado límite último (ELU). Se deben estudiar los esfuerzos que el viento y las mareas ejercen a lo largo de toda la estructura del monopilote. Todos ellos se analizan en la línea de barro (lecho marino), debido a que es el punto en el que ocurren los mayores esfuerzos, en cuanto a momentos se refiere. Se deben comparar con el estado límite del subsuelo (véase la **Ilustración 1**) y la resistencia última y de plastificación del material (véase la **Ilustración 2**). Se comprueba el estado de cargas para determinar si cumple o no y actualizar la geometría de la estructura, si fuera necesario.

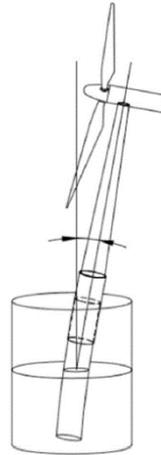


**Ilustración 2:** Fallo por exceder el límite último de la cimentación. Adaptado de: (Laszlo Arany, 2017)



**Ilustración 1:** Fallo por plastificación del pilote. Adaptado de: (Laszlo Arany, 2017)

- Estado límite de servicio (ELS). Para esta comprobación será necesario el dato de la deflexión y rotación. Con ello se puede saber si el sistema de estudio se encuentra entre los límites establecidos por la norma DNV-OS-J101 (DNV, Offshore Standard DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures, 2014). En la **Ilustración 3** se aprecia la rotación que sufre la estructura debido a los esfuerzos que el viento, olas y mareas originan sobre la estructura.



**Ilustración 3:** Ángulo de rotación que excede los valores permitidos por la norma. Adaptado de: (Laszlo Arany, 2017)

- Estado límite de fatiga (ELF). Para cumplir con este apartado se ha de dimensionar el pilote y la estructura para una vida de, al menos, 50 años para la estructura y entre 20 y 30 años para el conjunto torre-góndola.
- Otras consideraciones en cuanto a la instalación y mantenimiento de la propia estructura. Este apartado no se va a tener en cuenta ya que queda fuera del ámbito de estudio del presente proyecto.

## 2. Cálculos previos

En este apartado se analizan los cálculos previos a las simulaciones del conjunto monopilote-torre. Dichos cálculos afectarán a la geometría inicial del monopilote. Los parámetros más importantes y de análisis en el presente capítulo son el diámetro del pilote ( $D_p$ ), el espesor de la pared del pilote ( $t_p$ ) y la longitud enterrada del mismo ( $L_p$ ).

Para el cálculo de los mismos se recurre a recomendaciones o normas. En todas las ecuaciones se referencian las normas o autores. Las expresiones que se emplean están basadas en las consideraciones de los ELU (estado límite último) y ELS (estado límite de servicio).

## 2.1. Diámetro del pilote

El diámetro inicial del pilote viene determinado por la carga máxima de viento que recibe la estructura, y se determina como un parámetro independiente. Se compara con el límite de plastificación del material para determinar si cumple o no.

En primer lugar, se supone el diámetro inicial del monopilote igual que el de la torre del aerogenerador de referencia empleado. En segundo lugar, se realiza un estudio inicial de las condiciones ambientales, donde se obtengan los datos de viento, oleaje y batimetría. En tercer lugar, la obtención de los esfuerzos debido al viento sobre la estructura se realiza mediante el software FAST, en especial el módulo encargado de las cargas de viento denominado AeroDyn. Se ejecuta el software con los datos de partida y se obtienen los valores del momento que originan las cargas de viento. Finalmente, se realiza la comprobación de la **Ecuación 1** y se obtiene el valor de la tensión, en donde se aprecia si cumple o no con el diámetro inicial.

**Ecuación 1:** Cálculo del diámetro inicial del pilote. Adaptada de: (Laszlo Arany, 2017)

$$\sigma_m = \frac{M_{wind}}{I_p} \cdot \frac{D_p}{2} < \frac{f_{yk}}{\gamma_M}$$

Donde:

- $\sigma_m$  representa el valor máximo de la tensión.
- $I_p$  representa el momento de inercia del pilote.
- $D_p$  representa el diámetro del pilote.
- $f_{yk}$  representa el límite elástico del material.
- $\gamma_M$  representa el coeficiente de minoración del material.

En una primera aproximación, el diámetro necesario para el pilote da inferior al de la torre, es decir, que cumple con la suposición de que la tensión actuante debido a las cargas de viento es inferior a la que resiste el material. En términos efectivos se supone el diámetro del pilote igual al de la base de la torre del aerogenerador. Esta primera aproximación se debe a que, al no considerarse una pieza de transición, el diámetro del pilote no debe ser inferior al de la torre.

El diámetro del pilote es un parámetro clave en la plastificación de la estructura y en la frecuencia natural del sistema. La masa del mismo aumenta de manera considerable a medida que se adoptan valores del diámetro crecientes, aumentando los costes del pilote y variando su flexibilidad.

## 2.2. Espesor de la pared del pilote

El espesor inicial del pilote ( $t_p$ ) viene dado por la **Ecuación 2**. Dicha expresión es recomendación de la norma redactada por el organismo API (API, 2002). En la primera aproximación no se tiene en cuenta si resiste a pandeo local y global, posteriormente se comprueba este fenómeno en cada escenario de cargas.

**Ecuación 2:** Cálculo del espesor del pilote.

$$t_p \geq 6.35 + \frac{D_p}{100}$$

Donde:

- $D_p$  representa el diámetro del pilote en milímetros.

Este espesor mínimo está relacionado con el proceso de hincado. El monopilote se debe diseñar con un espesor mínimo debido a las grandes cargas dinámicas a las que se somete durante el proceso de hincado. Es importante que la estructura no sufra deformaciones considerables en su instalación. Por este motivo existe un espesor mínimo, aunque cumpla con creces en temas de cargas de funcionamiento normal o extremo.

Por otro lado, la **Ecuación 2** es una expresión genérica. Una vez se defina el proceso que se va a seguir en la instalación y se conozca la maquinaria que se va a emplear, el espesor deberá ser ajustado en función del martillo hidráulico que se emplee.

Una vez se ha escogido el espesor mínimo necesario para que el pilote resista las cargas del proceso de hincado. Posteriormente se comprueban los fenómenos de pandeo local y global, tensiones máximas y de plastificación y frecuencia natural. Si en alguna de las comprobaciones anteriores no cumple, se procede a aumentar el espesor.

## 2.3. Longitud enterrada del pilote

La longitud enterrada del pilote viene en función de tres factores, del tipo de terreno que se disponga, del diámetro y del material del pilote.

En la **Ecuación 3** se aprecia la expresión para el cálculo de la longitud enterrada ( $L_p$ ) para pilotes que se consideran flexibles, según (Poulos & Davis, 1980). Los pilotes flexibles tienen una longitud enterrada muy superior en comparación al tipo rígido. De esta manera, la distribución de momentos flectores en el mismo a lo largo de la longitud enterrada pasa de un valor máximo

actuante, debido a la fuerza que interviene en la estructura (lecho marino), a un valor mínimo generado por la reacción del suelo que se opone al primero (longitud final enterrada).

Debido a este fenómeno se consigue que el posible fallo del pilote venga por una deflexión del mismo en los primeros metros de longitud enterrada, y no por el conjunto del mismo. De esta manera fallan los primeros metros y no colapsa la longitud entera. Por otro lado, hay que emplear más material, ya que la longitud aumenta, aumentando los costes de producción.

**Ecuación 3:** Longitud enterrada para pilotes flexibles.

$$L_P > 4 \cdot \left( E_P \cdot \frac{I_P}{n_h} \right)^{\frac{1}{5}}$$

Donde:

- $E_P$  representa el módulo de Young del material del pilote.
- $I_P$  representa el momento de inercia del pilote.
- $n_h$  representa el módulo de rigidez lineal del suelo.

En la **Ecuación 4** se aprecia la expresión para el cálculo de la longitud enterrada para pilotes que se consideran rígidos, según (Poulos & Davis, 1980). Este tipo de pilotes dispone de una longitud enterrada menor en comparación a los pilotes flexibles. De esta manera se ahorra material pero que, en el caso de fallo de la estructura, la deflexión excesiva originada por el momento flector actuante en el lecho marino puede originar que se supere el momento de vuelco, haciendo que se gire completamente la cimentación colapsando la estructura completa.

**Ecuación 4:** Longitud enterrada para pilotes rígidos.

$$L_P < 2 \cdot \left( E_P \cdot \frac{I_P}{n_h} \right)^{\frac{1}{5}}$$

Donde:

- $E_P$  representa el módulo de Young del material del pilote.
- $I_P$  representa el momento de inercia del pilote.
- $n_h$  representa el módulo de rigidez lineal del suelo.

Debido a los grandes momentos flectores actuantes en el lecho marino y las fuerzas a las que está sometida la estructura, se ha optado emplear un pilote flexible.

## 2.4. Longitud no enterrada del pilote

La longitud del pilote desde la línea de barro (lecho marino) hasta la parte libre donde se conecta con la torre,  $L_S$ , viene determinada por la **Ecuación 5**, adaptada de (Laszlo Arany, 2017).

**Ecuación 5:** Expresión para el cálculo de la altura del pilote sobre el nivel del suelo.

$$L_S = S + \frac{H_{m,50}}{2} + 0.2 \cdot \frac{H_{S,50}}{2}$$

Donde:

- $S$  representa la suma de la profundidad del agua añadiéndole la mayor subida de nivel de la marea en 50 años.
- $H_{m,50}$  representa la mayor altura de la ola esperada en un periodo de 50 años.
- $H_{S,50}$  representa la altura significativa de la ola en un periodo de 50 años.

Este es uno de los primeros parámetros que se deben introducir en el archivo de entrada del programa, más concretamente, en el módulo HydroDyn.

En el programa Hydrodyn, que es el módulo que se encarga de calcular los esfuerzos debido a las mareas y olas, la altura total del pilote ( $L_S$ ) se expresa en metros y representa la altura del punto del pilote más alejado de la línea de barro. Este punto es donde se consideran los esfuerzos generados por las olas.

## 2.5. Material del pilote

El material que se escoge para la estructura del pilote es el acero estructural S355, estándar a nivel industria. Las propiedades más importantes de este material (ver **Tabla 1**) son el módulo de Young ( $E_p$ ), su densidad ( $\rho$ ) y el límite elástico ( $f_{yk}$ ).

Un acero de mayor resistencia se podría considerar como mejor opción para el escenario de cargas que se contempla, pero incrementaría de manera significativa los costes de la cimentación.

El límite elástico, o  $f_{yk}$  como se expresa a lo largo de la presente memoria, se corrige con un factor de material. Cuando se le aplica dicho coeficiente se garantiza que, bajo desviaciones aleatorias de los esfuerzos previstos, exista un margen extra debido al sobredimensionado, y de esta manera la estructura no colapsa. Dicho coeficiente de material tiene un valor de  $\gamma_L = 1,1$ , según la normativa DNV-OS-J101 (DNV, Offshore Standard DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures, 2014). Por lo tanto, se denominará al límite elástico minorado como  $f_{yd}$ .

**Tabla 1**

*Datos del material S355.*

PARÁMETRO	VALOR	UNIDADES
Módulo de Young	200	GPa
Densidad	7860	kg/m <sup>3</sup>
Límite elástico ( $f_{yk}$ )	355	MPa
Límite elástico minorado ( $f_{yd}$ )	322,72	MPa

### 3. Escenarios de cargas

Como ya se ha visto anteriormente, las cargas se pueden dividir en dos; las dinámicas y las estáticas. Las cargas dinámicas son estímulos en función del tiempo, tales como viento u oleaje, desequilibrios producidos por las masas del rotor o efectos de vibración. En cambio, las cargas estáticas corresponden principalmente a los pesos propios de los componentes y de la estructura que los sustenta.

Sin embargo, si se comparan los esfuerzos generados por ambos tipos de cargas, las cargas que realmente suponen un desafío a la estructura son las cargas dinámicas, por ello se recogen a continuación una relación exhaustiva de las mismas:

- Las olas al impactar con la subestructura aplican una carga lateral, que variará en función del periodo y altura de las mismas, además de la profundidad.
- Desequilibrios por la masa del conjunto palas-rotor y por efectos aerodinámicos en el rotor. Este tipo de cargas generan vibraciones y cargas laterales, que a su vez producen momentos a nivel del rotor. Esta carga tiene una frecuencia igual a la frecuencia de rotación del rotor (referida como carga 1P a lo largo del proyecto). Dado que la mayoría de las turbinas eólicas industriales son máquinas de velocidad variable, 1P no representa una sola frecuencia, sino que abarca un rango de frecuencias relacionado con las rpm (revoluciones por minuto) más bajas y más altas a las que gira el rotor.

Definidos los tipos de excitaciones que se consideran en un estudio de esfuerzos en un aerogenerador, durante este capítulo se procede a desarrollar los escenarios de cargas a los que se somete la estructura. Para ello, se recurre a la norma DNV-OS-J101 (DNV, Offshore Standard DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures, 2014), donde se detallan cientos de escenarios de cargas que deben ser analizados. Todos ellos se estudian para asegurar que la estructura alcanza su esperanza de vida programada, entre 20 y 30 años para el sistema de la torre-góndola, y al

menos de 50 años para el monopilote. No obstante, no todos estos escenarios son de relevancia para el dimensionado o verificación del sistema, sino que se analizarán aquellos que someten a la estructura a un estrés considerable, que produzcan cargas importantes en la misma. Como se explica en el capítulo 1 de la presente memoria, existen criterios de diseño que deben ser comprobados. Estos son el ELU (estado límite último), ELS (estado límite de servicio), y el ELF (estado límite de fatiga), además de los valores de la deflexión y rotación en la base del monopilote.

Se procede a analizar cinco hipótesis de cargas particulares, combinando distintos escenarios de vientos y olas. En la **Tabla 2** se aprecian los escenarios de cargas que se van a contemplar como estudio para el presente proyecto.

**Tabla 2**

*Escenario de cargas a analizar. Adaptado de: (DNV, Offshore Standard DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures, 2014).*

LOCALIZADOR	DESCRIPCIÓN	ESCENARIO DE VIENTO	ESCENARIO DE OLAS	ALINEACIÓN
E-1	Operaciones normales de funcionamiento	U-1 (NTM)	W-1 (ESS)	Colineal
E-2	Escenario de olas extremas	U-2 (ETM)	W-4 (EWH)	Colineal
E-3	Escenario de viento extremo	U-3 (EOG)	W-2 (EWH)	Colineal
E-4	Velocidad del viento de corte y escenario de operación de ráfaga extrema	U-4 (EOG)	W-4 (EWH)	Colineal
E-5	Escenario de olas y vientos desalineados 90 grados uno respecto del otro	U-2 (ETM)	W-4 (EWH)	Desfasados 90°

Todos los escenarios descritos disponen de una serie de condiciones en sus casos de vientos y olas. Cada uno es independiente, es decir, las olas extremas puede que no actúen con el viento extremo o viceversa.

En realidad, los máximos valores producidos en los escenarios de viento tienden a ocurrir en el mismo momento en el que se producen las mayores velocidades del mismo. Pero las cargas máximas no tienen por qué coincidir con las velocidades de ráfagas máximas. Esto se debe principalmente al control de las palas (pitch) y a que el rotor deja de girar cuando se sobrepasa la velocidad de corte superior. El caso más desfavorable ocurre cuando una ráfaga extrema impacta sobre el aerogenerador y este se encuentra girando con las palas completamente en posición de producción, es decir, se encuentran completamente perpendiculares a la dirección del viento.

La estructura se dimensiona centrándose en la evaluación de los escenarios más desfavorables, ya que, si cumplen con dichas condiciones se verifican para el resto.

### 3.1. Escenarios de viento

El viento puede actuar de varias maneras; como viento continuo, racheado o turbulento. A continuación, se describen los escenarios vistos en la **Tabla 2**:

- U-1 (Escenario de turbulencia normal). La velocidad media del viento se corresponde a la velocidad nominal del mismo ( $U_R$ ), donde se espera la mayor fuerza de empuje. La turbulencia del viento sigue el modelo de la turbulencia normal (NTM), como se indica en la norma IEC-61400-1 (IEC, 2005).
- U-2 (Escenario de turbulencia extrema). La velocidad media del viento es la velocidad nominal del mismo ( $U_R$ ), y la turbulencia del viento es muy alta. Se utiliza el modelo de turbulencia extrema (ETM), definido en la norma IEC-61400-1 (IEC, 2005).
- U-3 (Escenario de ráfaga extrema en el caso de velocidad nominal del viento). La velocidad media del viento es la velocidad nominal del mismo ( $U_R$ ) y, por otro lado, la ráfaga de viento corresponde a la ráfaga extrema de operación (EOG) en un periodo de 50 años, es calculada donde la velocidad nominal del viento,  $U_R$ , llega al rotor. Cuando se habla de EOG, este se refiere a un cambio brusco en la velocidad del viento, tan rápido que el sistema de control de cambio de ángulo de las palas del aerogenerador (pitch) no es capaz de disipar la carga en un periodo de tiempo tan corto. La velocidad EOG se define en la IEC-61400-1 (IEC, 2005).
- U-4 (Escenario de ráfaga extrema en el escenario de corte). La velocidad media del viento se calcula a la velocidad del viento operacional más alta, es decir, la máxima velocidad a la que el control de las palas no actúa. Se emplea el modelo de ráfaga extrema (EOG) en un periodo de 50 años. Todos los parámetros necesarios de viento se establecen en la norma IEC-61400-1 (IEC, 2005).

### 3.2. Escenario de olas

Las olas se definirán según la altura de la cresta y el periodo de actuación de las mismas. A continuación, se describen los escenarios recogidos en la **Tabla 2**.

- W-1. Estados extremos del mar en 1 año o ESS. Una ola con la altura y periodo significativo igual a la de un año, actuando sobre la estructura ( $H_{s,1}$ ). Queda definido en la IEC-61400-1 (IEC, 2005).
- W-2. Estado extremo de altura máxima de olas en un año o EWH. Una ola de altura igual a la máxima en un año actuando sobre la estructura ( $H_{m,1}$ ). Queda definido en la IEC-61400-1 (IEC, 2005).

- W-4. Estado extremo de la altura máxima de ola en 50 años o EWH. Una ola de altura igual a la máxima en un periodo de 50 años actuando sobre la estructura ( $H_{m,50}$ ). Queda definido en la IEC-61400-1 (IEC, 2005).

Cabe destacar que la altura de la ola máxima y la altura de ola significativa tienen significados distintos. La altura significativa representa la media del tercio más alto de todas las olas, mientras que la altura máxima es simplemente eso, la máxima altura de ola. Todas ellas medidas en un periodo de 3 horas.

Los escenarios de ola se obtienen en unos datos históricos de la localización donde se sitúe el aerogenerador. En el caso del viento, únicamente es necesario conocer la velocidad media que actúa en la localización y la altura a la que se sitúa ese viento de referencia.

En la práctica, la máxima carga que se aplica sobre la estructura por parte del viento en 50 años y la máxima carga aplicada por parte de las olas con alturas extremas en un periodo de 50 años, tienen una probabilidad insignificante de ocurrir al mismo tiempo, y la norma DNV-OS-J101 tampoco requiere que estos escenarios de carga extrema se evalúen juntos.

## 4. Cargas de viento. Módulo AeroDyn

Durante el desarrollo del presente capítulo se muestra el módulo de AeroDyn, tanto en su parte en solitario empleada como herramienta de simulación, como acoplada con el programa FAST. Además, se procede a comentar los esfuerzos obtenidos con las fórmulas analíticas y los resultados obtenidos empleando el módulo en solitario y en conjunto con el FAST respectivamente. Por otro lado, se muestra el programa de preprocesado TurbSim, encargado de generar los archivos binarios con los datos de los escenarios de viento necesarios, anteriormente descritos en el apartado **3.1**.

### 4.1. Introducción al programa AeroDyn

AeroDyn es uno de los grandes módulos de FAST que permiten simular las cargas que el viento ejerce sobre la turbina, las palas, la torre y el rotor. Además, es el encargado de procesar la interacción conjunta de las cargas que provienen del viento con todas las demás partes que componen el aerogenerador, como son la subestructura y la torre. Al igual que los otros módulos de los que el programa FAST dispone, el módulo AeroDyn puede ser usado solo o conjuntamente con el FAST. El módulo AeroDyn no solo se encarga de la interacción del viento, sino de otros

aspectos como son la cavitación, cargas producidas por la nieve, infinitos tipos de vientos o, por ejemplo, las turbulencias en la estela que genera el paso del viento a través del rotor.

Las fuerzas que ejerce el viento sobre la estructura se aplican en nodos. Estos nodos se localizan en las palas, en la torre y en el bloque entero de la góndola. El número de nodos y, por lo tanto, la distancia entre ellos es un parámetro definido por el usuario. Cada elemento de estudio ya sea una pala en solitario, una sección de la torre o la parte incidente del viento en la góndola puede llevar una discretización distinta e independiente que el resto, pudiéndose generar una malla más fina en el elemento que se desee.

Las fuerzas se dividen en las componentes de elevación, de arrastre y finalmente en los momentos de cabeceo. Los nodos de análisis se distribuyen a lo largo de cada pala, torre y góndola, de manera que las fuerzas quedan distribuidas entre cada par de nodos. Las fuerzas actuantes sobre la estructura vienen en función de la longitud existente entre cada par de nodos de estudio, es decir, la fuerza tiene formato de fuerza distribuida. De tal manera que, para poder obtener la resultante se debe integrar a lo largo de cada par de nodos para obtener una fuerza puntual en el punto de aplicación que se estime. Al final, el análisis se toma como un estudio de elementos finitos de cada pieza por separado.

El software FAST se encarga de simular los resultados que el conjunto de los módulos ejerce sobre la estructura de estudio y, tras realizar la simulación, el FAST genera una serie de outputs definidos por el usuario que vienen en el dominio del tiempo. Cuando el módulo AeroDyn se encuentra acoplado al programa FAST, el AeroDyn le proporciona al FAST la posición y rotación de los nodos de la estructura completa torre-góndola-palas, la orientación y las velocidades instantáneas de los nodos de análisis en la parte inferior de la torre, el centro geométrico de los nodos de la torre y la interacción de las palas sobre la torre. Esta interacción es el resultado de una minoración y/ mayoración de las cargas sobre el tramo de la torre que se encuentra comprendido entre la góndola y el final de la pala. Este fenómeno es debido al paso del viento a través de las palas en dicha zona. Este paso de viento genera turbulencias y produce una estela tras su paso en la parte comprendida entre la pala y la torre.

AeroDyn recibe las velocidades locales del flujo del aire libre (no perturbado) en la torre y en los nodos de las palas. Cuando se encuentra acoplado al FAST, los cálculos de parámetros y velocidades del aire, además de los análisis estructurales, tienen lugar fuera del módulo de AeroDyn. Para que se relacionen todos los parámetros, se pasan al AeroDyn como inputs o ficheros de entrada a AeroDyn, a través del código del controlador FAST u otros programas de preprocesado.

El control del ángulo de las palas y de la torre viene en función de la velocidad relativa del viento en cada nodo. El cálculo de la estela que se produce tras el paso del viento a través del rotor

puede ser interesante en el caso de que se requiera justificar la colocación de aerogeneradores de manera cercana entre ellos, de tal manera que se pueda cuantificar y verificar la interacción entre los aerogeneradores en un parque eólico marino o en tierra.

La carga aerodinámica que se origina en la torre se basa en varios factores como son el diámetro de la misma, el coeficiente de arrastre, la velocidad relativa del viento local y el flujo de aire libre y la estructura de cada nodo de análisis en la torre. El cálculo de la carga de arrastre que se produce en la torre es casi constante a lo largo de la misma e independiente de los modelos de flujo.

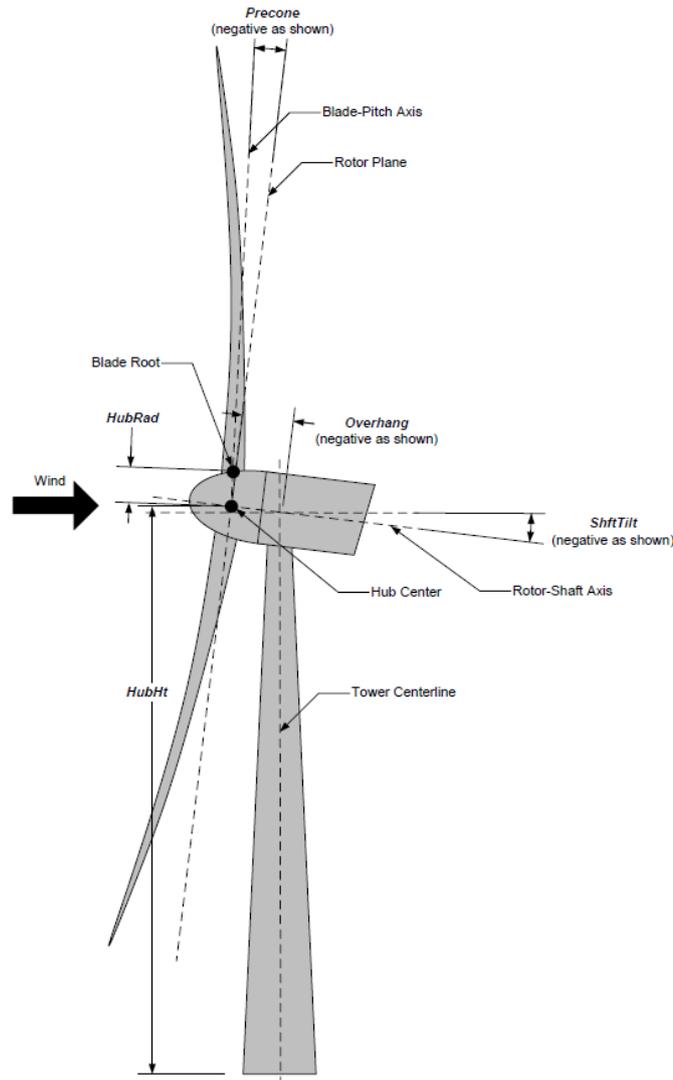
En el archivo de entrada principal de AeroDyn (el común a la versión del programa en solitario y a la conjunta con el FAST) se definen las opciones de modelado de las palas y de la torre, las condiciones ambientales que se tienen en cuenta (excepto el flujo de aire), los perfiles aerodinámicos, la posible interacción de nieve y/o cavitación sobre la estructura de las palas, torre o góndola, la discretización de los nodos de la torre y sus propiedades, así como las diversas formas y especificaciones de los archivos de salida.

Las propiedades de los perfiles aerodinámicos, tanto de las palas como de la torre y de la góndola, se introducen al programa desde archivos de entradas dedicados e independientes. La discretización nodal de la pala, geometría, torsión, entre otros, se leen desde archivos de entrada separados, es decir, uno para cada pala.

Cada uno de estos archivos que definen el conjunto de los datos necesarios para las palas y para la torre se estructuran de manera similar, en formato de matriz. Cada uno de ellos contienen un número de filas que variará en función del número de nodos que el usuario defina. En cada columna se detallan los diversos parámetros que atañen a cada nodo, pudiendo ser coeficientes de arrastre, geometría, entre otros.

En la **Ilustración 4** se detallan todos los datos necesarios, con las abreviaturas y dimensiones señaladas, para poder definir la geometría del aerogenerador en su conjunto, sin tener en cuenta la cimentación.

En el presente proyecto, al emplear el aerogenerador de referencia de 5 MW del laboratorio NREL, la totalidad de los datos necesarios para definir la estructura ya se encuentran definidos en los distintos archivos de datos del aerogenerador, proporcionados por el propio laboratorio.

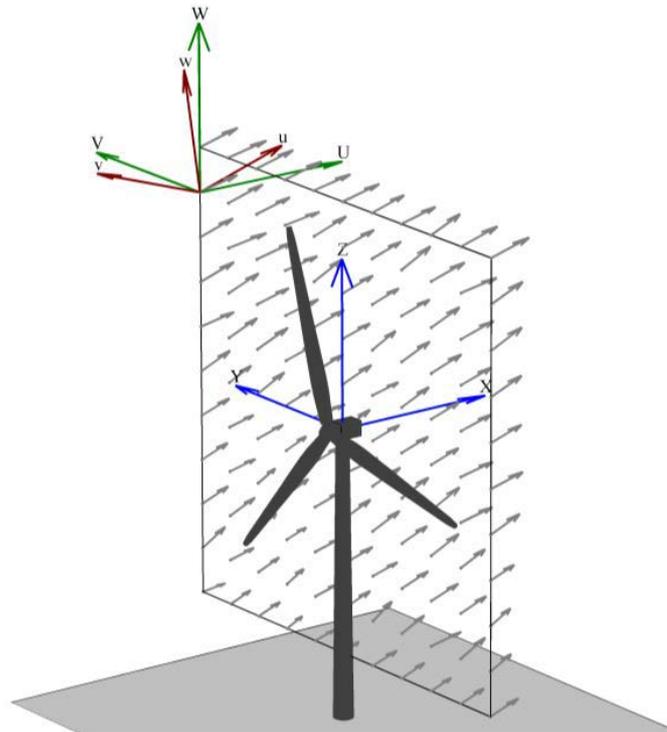


**Ilustración 4:** Datos de partida necesarios distribuidos a lo largo de la torre, góndola y palas. Adaptado de: (Jonkman, Hayman, Jonkman, Damiani, & Murray).

#### 4.2. Introducción al programa TurbSim

TurbSim es un simulador de viento turbulento que emplea un modelo estadístico para simular, numéricamente, series temporales de vectores de velocidad de viento en tres direcciones. Estas direcciones están relacionadas con los ejes coordenados habituales, 'x', 'y' y 'z'. Dichas componentes se distribuyen en una serie de puntos formando una cuadrícula vertical bidimensional que se fija en el espacio. El programa define las componentes de las velocidades en cada punto mediante el módulo en cada dirección y el ángulo que se forma entre el vector actuante y el eje de referencia.

Los archivos de salida que genera el programa TurbSim son en formato binario y se emplean como entrada de datos. En el lenguaje empleado por el módulo de AeroDyn se requiere de un programa que no pertenezca a los nombrados y que permita procesar los datos de velocidad de viento. Dicho output se acopla mediante un archivo de entrada aparte del conjunto. El mallado se representa visualmente en la **Ilustración 5**.



**Ilustración 5:** Ejemplo de coordenadas de un campo de viento TurbSim con ángulos de flujo medios horizontales de  $15^\circ$  y  $8^\circ$ . Fuente: (Jonkman & Kilcher, 2012).

En el programa TurbSim se pueden definir desde condiciones meteorológicas límites hasta las condiciones ambientales normales de funcionamiento. Además, existen parámetros de salida generados por el programa con una extrema turbulencia, simulando la generada por la estela de un aerogenerador que se encuentre cercano al aerogenerador de estudio, para ofrecer una idea de la interacción que sufriría otro aerogenerador situado justo detrás o cercano del que genera dicha estela entre ellos. Pero, lo que realmente hace atractivo el programa de preprocesado es que se pueden definir los diferentes tipos de escenarios de viento pueden actuar sobre la estructura, definidos por la norma IEC-61400-1 (IEC, 2005) (ver apartado **3.1**).

### 4.3. Introducción al programa InflowWind

InflowWind es una nueva herramienta que se ha acoplado a la última versión 8 de FAST. Este programa permite procesar de una manera más detallada la entrada de viento en el programa. Es una herramienta que permite la simulación aeroelástica del viento en el eje horizontal. Como otros módulos del programa FAST, InflowWind permite su uso en su versión en solitario para procesar la entrada de aire, de manera desacoplada. Pero no ofrece datos de salida en cuanto a esfuerzos, sino que genera unos archivos de salida que pueden ser empleados en otros módulos.

InflowWind permite la entrada de varios tipos de formatos en cuanto a condiciones de viento se refiere, incluyendo el viento con velocidad uniforme, archivos de entrada en formato binario con forma de malla y vectores de velocidad de viento independientes entre ellos, archivos de entrada binario en las palas o en la torre exclusivamente, además de archivos de entrada generado por programas externos, estos últimos con una serie de limitaciones. Además, permite entradas de viento desde el propio programa con direcciones arbitrarias.

En cada paso de tiempo, InflowWind recibe del código del controlador (ya sea el controlador independiente TurbSim o el código de acoplado a FAST) la posición coordinada de varios puntos, e InflowWind devuelve las velocidades de entrada del viento en estas posiciones.

### 4.4. Cargas de viento

Durante este capítulo se desarrollan las diversas expresiones necesarias para determinar los esfuerzos producidos en el rotor, teniendo en cuenta las velocidades del viento actuante.

La fuerza sobre el rotor ( $T_h$ ) puede determinarse con la **Ecuación 6**.

**Ecuación 6:** Fórmula para obtener la fuerza de viento sobre el rotor. Fuente: *(Laszlo Arany, 2017)*.

$$T_h = \frac{1}{2} \cdot \rho_a \cdot A_R \cdot C_T \cdot U^2$$

Donde:

- $\rho_a$  representa la densidad del aire.
- $A_R$  representa el área barrida por el rotor.
- $C_T$  representa el coeficiente de empuje.
- $U$  representa la velocidad del viento actuante a la altura del rotor.

El coeficiente de empuje variará en función de la velocidad de conexión y desconexión del rotor. Para preservar los componentes mecánicos del aerogenerador y otros sistemas, el rotor

dispone de un sistema implementado que determina el rango de velocidades de viento al que debe funcionar. Fuera de este rango se supone que el aerogenerador no funciona, es decir, el rotor se encuentra parado.

El coeficiente de empuje ( $C_T$ ) viene aproximado por el rango de operación de la turbina. Con el empleo de diferentes expresiones como son la **Ecuación 7** y la **Ecuación 8**, se define el coeficiente de empuje en el rotor. Este factor va a depender del rango de velocidades del viento que se disponen.

Cuando la velocidad del viento se encuentra entre el rango de desconexión y velocidad nominal del rotor se dispone de la **Ecuación 7**.

**Ecuación 7:** Valor del coeficiente de empuje entre la velocidad de conexión y la velocidad nominal del viento. Fuente: (Frohboese P, 2010).

$$C_T \cong \frac{7 \left( \frac{m}{s} \right)}{U_R}$$

Donde:

- $U_R$  representa la velocidad nominal del viento.

Una vez que es superada la velocidad nominal del viento, se activa el control del ángulo de las palas (pitch). Este sistema automático permite que se giren las palas sobre su eje para poder mantener una velocidad constante en el rotor. En este punto se asume que la potencia generada va a ser constante debido a la poca variación de las revoluciones del rotor. Este hecho se toma siempre que se encuentre la velocidad del viento entre el rango de la velocidad nominal y la velocidad de desconexión del rotor. El coeficiente de empuje se calcula con la **Ecuación 8**.

**Ecuación 8:** Valor del coeficiente de empuje pasada la velocidad nominal del viento, sin sobrepasar la velocidad de desconexión del viento. Fuente: (Frohboese P, 2010).

$$C_T \cong \frac{7 \left( \frac{m}{s} \right)}{U^3} \cdot U_R^2$$

Donde:

- $U_R$  representa la velocidad nominal del viento.
- $U$  representa la velocidad media del viento.

El coeficiente de empuje no debe exceder nunca el valor unitario, por lo tanto, en régimen de baja velocidad de viento el valor que se supone es de 1.

Se puede dar el caso que a funcionamiento normal o cuando existan cambios de velocidad de viento relativamente lentos, donde el control de las palas pueda actuar de manera rápida, con las ecuaciones anteriores se pueden obtener valores aceptables en el estudio. Pero puede darse la situación en la que actúe una ráfaga extrema sobre el aerogenerador de manera repentina, en un momento en el que al control de las palas no dé tiempo de actuar, o que el propio rotor no pueda parar de girar debido a superar dicha velocidad de desconexión. La velocidad de viento ( $U$ ) en estos casos se divide en dos componentes, la velocidad media ( $\bar{U}$ ) y la velocidad turbulenta ( $u$ ), como se puede apreciar en la **Ecuación 9**.

**Ecuación 9:** Velocidad del viento en régimen de ráfaga extrema. Fuente: (Laszlo Arany, 2017).

$$U = \bar{U} + u$$

Donde:

- $U$  representa la velocidad de cálculo del viento.
- $\bar{U}$  representa la velocidad media del viento.
- $u$  representa la velocidad turbulenta del viento.

Por lo tanto, la fuerza que se ejerce sobre el rotor también variará. Esta variación se cuantifica como una suma entre la parte turbulenta o dinámica de la velocidad de viento y la parte estática o de empuje medio de la velocidad de viento, como se aprecia en la **Ecuación 10**.

**Ecuación 10:** Fuerza que ejerce el viento sobre el rotor cuando se le aplica una ráfaga extrema. Adaptada de: (Laszlo Arany, 2017).

$$Th = \frac{1}{2} \cdot \rho_a \cdot A_R \cdot C_T \cdot (\bar{U}^2 + 2 \cdot \bar{U} \cdot u + u^2)$$

#### 4.4.1. Escenarios de viento en TurbSim

Gracias a la herramienta de preprocesado TurbSim se pueden definir los escenarios de viento que se van a emplear como estudio del presente proyecto con el programa, sin realizar ningún cálculo sobre el papel. Todos los escenarios de viento que se van a tener en cuenta a la hora de realizar las comprobaciones, y que la norma IEC 61400-1 define, están implementados en la base

del programa. En la **Tabla 3** se aprecian los inputs más relevantes del archivo de texto primario del programa.

**Tabla 3**

*Variables más reseñables en el archivo de entrada TurbSim.*

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR
NumGrid_Z / NumGrid_Y	Puntos verticales y horizontales de la matriz, dimensiones.	31
TimeStep	Tiempo de paso en segundos	0,01
AnalysisTime	Tiempo de análisis en segundos	600
TurbModel	Modo de turbulencia, según el autor	"IECKAI"=Kaimal
IECstandard	Numero de la IEC 61400-x, esta x será la que usaremos dependiendo del aerogenerador que tengamos	1-ED3
IEC_WindType	Tipo de viento según la norma tenemos: <ul style="list-style-type: none"> <li>- NTM o normal</li> <li>- xETM o turbulencia extrema</li> <li>- xEWM1 o viento extremo en un año.</li> <li>- xEWM50 o viento extremo en 50 años</li> </ul> La x representa el tipo de turbina, descrito en la IEC	
URef	Viento medio de referencia en m/s	9,8
RefHt	Altura a la que se encuentra el viento de referencia en metros	80
Latitude	Latitud	27,76

Con este programa de preprocesado se evita tener que hacer todos los cálculos pudiendo automatizar el proceso de obtención de los mismos.

Los archivos binarios no pueden ser editados por el usuario. Otro punto a señalar es que el programa TurbSim genera un archivo de viento en el dominio del tiempo, por lo tanto, el paso y el tiempo total de simulación deben coincidir con el que se emplea en el módulo AeroDyn y/o en el FAST.

Por otro lado, en este archivo que se genera no hay intervalos de tiempo sin viento actuando, es decir, en la totalidad del archivo de texto hay una cantidad mayor que cero de velocidad de viento actuante, ya sea turbulento o continuo.

#### 4.5. Comparación de los resultados del software con expresiones analíticas

A lo largo de este capítulo se procede a comparar los esfuerzos obtenidos mediante las expresiones analíticas anteriormente descritas (ver apartado **4.4.**) con los datos que el programa ofrece, tanto en su versión en solitario con el AeroDyn y en su versión conjunta con el FAST.

Para hacer un estudio que sea igual en los tres puntos a comparar se emplea el primer escenario de viento. En este escenario se representa el modo velocidad constante no perturbada a la velocidad nominal del viento en la localización final del aerogenerador. Para ello, se ejecuta la versión en solitario del programa AeroDyn y la conjunta con el FAST, pero sin el empleo del programa de preprocesado TurbSim debido a que no se tiene en cuenta la componente turbulenta en la simulación.

De la **Ecuación 6**, anteriormente descrita, el único punto que se necesita es el del coeficiente de empuje. El estudio se realiza en la velocidad nominal del viento por lo que se supone que el valor del coeficiente es el descrito por la **Ecuación 7**.

Como se comenta anteriormente, el programa ofrece los resultados en el dominio del tiempo. Así pues, se ejecuta con un paso de 0,01 segundos durante 600 segundos. En la salida de datos se dispone de unos 60001 puntos de análisis.

Para hacer un mejor procesado de los datos se emplea un programa de postprocesado en el lenguaje Matlab.

En la **Tabla 4** se aprecia una comparativa entre los diversos resultados obtenidos por los tres métodos de análisis empleados para un mismo escenario de viento.

**Tabla 4**

*Comparación entre los esfuerzos obtenidos con las expresiones y el programa.*

DESIGNACIÓN	VALOR	UNIDADES
Fuerzas AeroDyn en su versión en solitario	0,5640	MN
Fuerzas obtenidas en FAST	0,6046	MN
Fuerzas obtenidas con las expresiones	0,5352	MN

Para poder emplear las fórmulas analíticas anteriormente mostradas (ver apartado **4.4.**) se requiere de unos datos iniciales.

El dato principal de partida es la velocidad de viento, constante y de módulo 9,8 m/s a una altura de referencia de 80 m. Para que dicha velocidad se pueda relacionar a la altura de cálculo

donde se encuentra el rotor, se obtiene el valor de la velocidad del viento con el programa de preprocesado InflowWind (ver apartado 4.3.).

Otro dato necesario es el área barrida por las palas. Dicho dato se encuentra en el artículo del aerogenerador de referencia que se emplea como análisis para el presente proyecto. Es un dato que se obtiene del artículo en el que se explican los parámetros que tiene el aerogenerador, creado por el laboratorio NREL, teniendo un valor de área barrida por las palas de 12445,37 m<sup>2</sup>. Obtenido de (Jonkman, Butterfield, Musial, & Scott, 2009).

Realmente existe una diferencia medianamente significativa entre los distintos procedimientos de cálculo empleado por cada uno de los métodos.

En primer lugar, hay que señalar que se emplea un software de cálculo, FAST. Este es un simulador que ejerce interacciones entre los elementos y entre los nodos. Gracias a este método se pueden obtener datos en cada nodo, no solo en un punto como se define en las fórmulas analíticas. Esta conexión no es solo de esfuerzos y desplazamientos, sino de condiciones externas. Esto quiere decir que el control de las palas, la interacción del viento sobre la torre y la turbulencia que esta genera tras su paso (interaccionando con la de las palas) o la propia rotación de la torre interfieren en los cálculos de la fuerza sobre el rotor.

El módulo de AeroDyn por separado no tiene en cuenta todas las interacciones producidas por las componentes anteriormente descritas, ya que se ocupa exclusivamente del cálculo de viento sobre el rotor. Por este motivo, se obtienen esas variaciones de esfuerzos entre las dos herramientas.

Sirve como ejemplo el control de las palas, o también denominado pitch. Esta no es una opción que el módulo AeroDyn contemple, sino que es otro módulo a parte que se tiene en cuenta cuando se acopla a la versión conjunta con el FAST. Las condiciones iniciales que el programa AeroDyn ofrece son:

- Las palas se encuentran perpendiculares al viento.
- El rotor se encuentra girando desde el comienzo de la simulación, a la velocidad nominal de producción de energía, 12,1 rpm.

Cabe destacar que el módulo de AeroDyn, en su versión en solitario, lleva a cabo las simulaciones de los aerogeneradores offshore como si se trataran en tierra, sin tener en cuenta la interacción del mar.

Tanto en la simulación del AeroDyn como en la del FAST, son en el dominio del tiempo. En ambos casos se tienen 60001 líneas de datos. Por lo tanto, para poder analizar los datos se toma la media de los valores de los esfuerzos producidos en la estructura.

Finalmente, de las expresiones analíticas (ver el apartado **4.4.**) no se tienen en cuenta las condiciones iniciales a las que se encuentra el rotor, ni del control de palas o velocidad del rotor, sino que se calculan los esfuerzos según el área barrida por las palas. Únicamente se tiene en cuenta el coeficiente de empuje, que se encarga de determinar la capacidad de dispersión del aire al pasar por el rotor.

Finalmente, las principales diferencias que se han encontrado en cuanto a las variaciones de los valores del módulo de las fuerzas ejercidas en el rotor entre las tres simulaciones independientes son:

- Las interacciones del pitch sobre las palas y torre.
- La geometría real de las palas.
- La geometría general del rotor y de la góndola.
- Velocidades del viento en forma de malla.

Si bien las fuerzas son similares para el caso de viento considerado, los valores mayores se obtienen con el modelo que considera la interacción entre los distintos miembros del sistema (FAST).

## 5. Cargas de olas. Módulo de HydroDyn

Durante el desarrollo del presente capítulo se presenta el módulo de HydroDyn, tanto en su parte solitaria como herramienta de simulación, como en su versión conjunta con el software FAST. Además, se procede a comparar los esfuerzos obtenidos de las expresiones analíticas con los esfuerzos obtenidos con el módulo HydroDyn en solitario y acoplado con el programa FAST.

### 5.1. Introducción al programa HydroDyn

Hydrodyn es el bloque que se dedica al estudio de las fuerzas hidrodinámicas sobre la estructura. El programa calcula las fuerzas y los momentos en dos tipos posibles de estructuras, las fijas en el lecho marino (generalmente monopilotes) o las estructuras tipo flotante.

Cuando HydroDyn se encuentra acoplado al programa FAST, el módulo hidrodinámico recibe la posición, la orientación, las velocidades y las aceleraciones de la parte superior de la subestructura (ya sea rígida o flexible) en cada paso de tiempo por parte del programa FAST. Estas variaciones de posición son el resultado de la actuación de otros estímulos, ya sean por parte del viento u otro tipo de carga que actúa sobre la estructura de la torre-góndola-palas.

Posteriormente, el módulo de HydroDyn calcula las cargas hidrodinámicas y se las devuelve en formato de esfuerzo en los nodos al programa FAST. El módulo de dinámica estructural, denominado ElastoDyn en el programa FAST, es el encargado de procesar todos los datos de esfuerzos. Para el tipo de estructura que se estudia en el presente proyecto, monopilote, ElastoDyn supone una estructura como un cuerpo rígido de seis grados de libertad.

Por norma general, las ondas de las olas son generadas internamente por parte del módulo de HydroDyn y pueden ser:

- Regulares (periódicas)
- Irregulares (estocásticas)
- De cresta larga (unidireccionales) o de cresta corta (con la energía de las olas dispersa en un rango de direcciones)

Esta generación puede ser dada externamente mediante un archivo de texto que haya sido generado por un programa de preprocesado externo al módulo de HydroDyn. Si se escoge este camino, debe adjuntarse un fichero de datos específico para que pueda ser identificado por el programa.

El software da la posibilidad de estudiar las olas de primer y/o segundo orden. La cinemática de onda solo se calcula en el dominio entre el lecho marino plano y el nivel medio del agua.

En la versión actual del módulo HydroDyn (versión 8 de FAST), no se tiene en cuenta la interacción de la orografía marina, pero se le pueden añadir datos de crecimiento marino a la subestructura. Igualmente, se sigue suponiendo que el lecho marino es plano y uniforme en el área cercana a la cimentación. Este crecimiento marino tiene tres posibles efectos sobre la estructura:

- En primer lugar, induce un peso estático sobre la estructura aplicado como carga distribuida sobre la misma.
- En segundo lugar, el diámetro de la estructura aumenta. Este es un parámetro que se emplea, por ejemplo, en el cálculo de las fuerzas sobre la estructura, en los coeficientes de inercia o en la carga de flotabilidad estática.
- En tercer lugar, los coeficientes hidrodinámicos para el arrastre viscoso, la masa añadida y la presión dinámica se toman con carácter dinámico para el crecimiento marino, es decir, van variando los valores de sus módulos en función del instante de análisis.

HydroDyn da la posibilidad de emplear tres tipos de enfoques para resolver el problema:

- Flujo potencial. Se aplica a subestructuras, o miembros de esta, que son grandes en relación con la longitud de onda de la ola. Para la solución de este tipo de problemas se requiere de un código aparte, que sea capaz de ofrecer un dominio en frecuencia por separado.

- Teoría de bandas. Se emplea fundamentalmente en estructuras que tienen un diámetro pequeño en relación con la longitud de onda típica. Este modelo incluye las ecuaciones de Morrison. Este modelo es el que finalmente se emplea en la mayoría de las simulaciones, debido a que cumple con los requisitos básicos de casi la totalidad de las estructuras offshore.
- Si no se dispone de una estructura suficientemente definida entre alguno de los anteriores, se emplea una mezcla de ambos métodos para su estudio.

Las cargas hidrodinámicas se aplican como cargas distribuidas entre un par de nodos. El número de nodos de estudio y, por lo tanto, la distancia entre ellos es un parámetro definido por el usuario. Las cargas totales se calculan integrando entre todos estos nodos. El módulo del esfuerzo resultante de cada uno de los elementos se suma con el siguiente y, de esta manera, se calcula el esfuerzo total.

Hydrodyn y todos los módulos, incluido el software FAST, emplean el sistema internacional de unidades (kg, m, s, A).

Este módulo puede ser empleado en su versión en solitario o acoplado con los otros módulos de FAST. En la versión en solitario requiere de dos ficheros de texto.

En el primer fichero se le otorgan al módulo de HydroDyn los inputs necesarios en cuanto a condiciones ambientales, esfuerzos iniciales sobre la estructura o el nombre de los ficheros de datos de salida. Además, se debe nombrar el otro fichero necesario con los datos de entrada de las olas, las mareas, los diámetros, entre otros parámetros. Este primer fichero de datos no es necesario en la versión acoplada a FAST, ya que los datos necesarios son dados al módulo de HydroDyn por otros programas dentro de FAST.

En el segundo archivo de datos necesario se le define la geometría de la subestructura, los coeficientes hidrodinámicos, la cinemática de la onda incidente y las opciones de solución de flujo potencial, inundación o lastrado y crecimiento marino, además de ciertos parámetros auxiliares para el cálculo de las cargas hidrodinámicas. Este fichero de datos es el común para el programa en su versión en solitario y el acoplado a la versión con el FAST.

La subestructura no tiene por qué ser constante en la totalidad de su longitud, es decir, puede disponer de tramos en los que algunos de sus parámetros cambien. A cada tramo de la subestructura se le denomina miembro.

Las propiedades más remarcables de los miembros que componen la subestructura son el diámetro externo, el grosor de la pared del pilote, la presión dinámica, la masa añadida y los coeficientes de arrastre viscoso. Las propiedades de los miembros se especifican en las articulaciones, es decir, en los extremos de cada miembro. Si las propiedades cambian de una unión

a otra, las propiedades se interpolan de manera lineal para los nodos internos que pertenezcan a esos extremos.

A continuación, se muestra el modelo de oleaje que el módulo de HydroDyn tiene implementado en su código:

Uno de los primeros parámetros que HydroDyn da la posibilidad de escoger es el tipo de ola (o *WaveMode* como se le denomina en el software). Se disponen de las siguientes elecciones posibles:

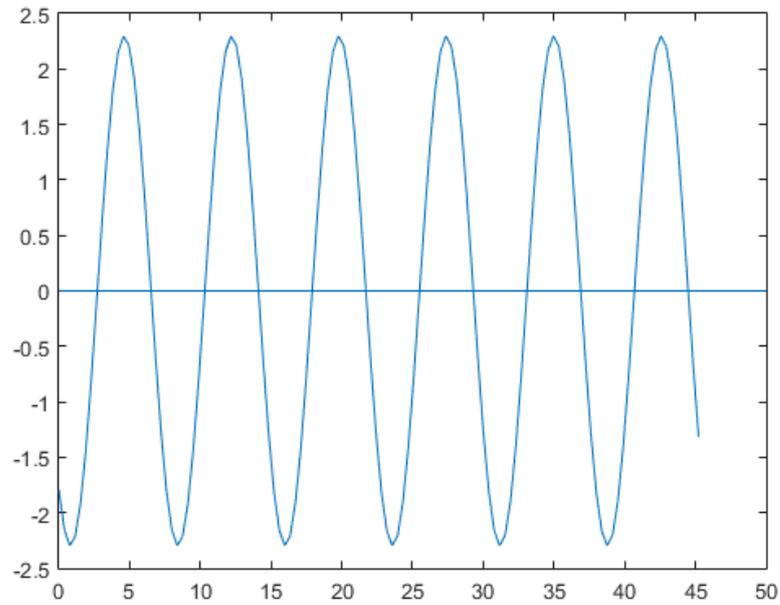
- 0: Aguas tranquilas.
- 1: Olas periódicas.
- 1P#: Olas periódicas con una fase especificada por el usuario.
- 2: Irregular, basadas en frecuencias de Pierson-Moskowitz.
- 3: Irregular, basadas en el espectro de frecuencias White-noise.
- 4: Irregular, basado en espectro de frecuencias generado por el usuario.
- 5 y 6: Generado externamente.

Generalmente se emplea el tipo de ola 1 y el tipo 2 para los análisis de estructuras offshore.

El tipo de oleaje 1, u olas periódicas, es el tipo empleado generalmente para un estudio analítico de la distribución de los distintos esfuerzos actuantes en la estructura por parte de las olas. Al disponerse de una distribución de olas continuas, se obtienen unos valores máximos y mínimos de las dos diferentes fuerzas que actúan sobre la estructura, la fuerza de inercia y la fuerza de arrastre.

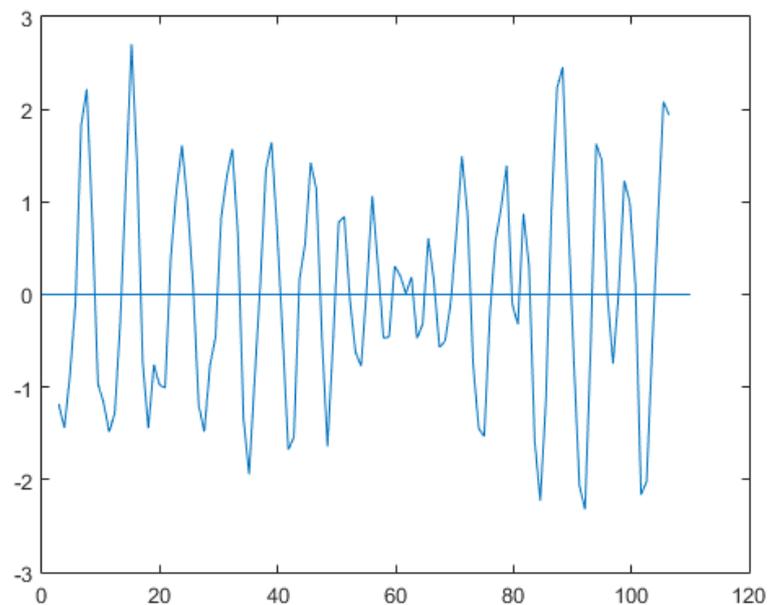
De esta manera, se puede llegar a apreciar a lo largo del tiempo la distribución de cada tipo de fuerzas que actúa en la estructura. Se pueden comparar y verificar dónde se encuentran los máximos y mínimos de un tipo de fuerza y del otro tipo de fuerza.

La **Ilustración 6** representa el *WaveMode*1. En el eje de abscisas se dispone el tiempo de simulación en segundos y en el eje de coordenadas la elevación de la ola en metros. La línea horizontal en cero representa la línea de aguas tranquilas.



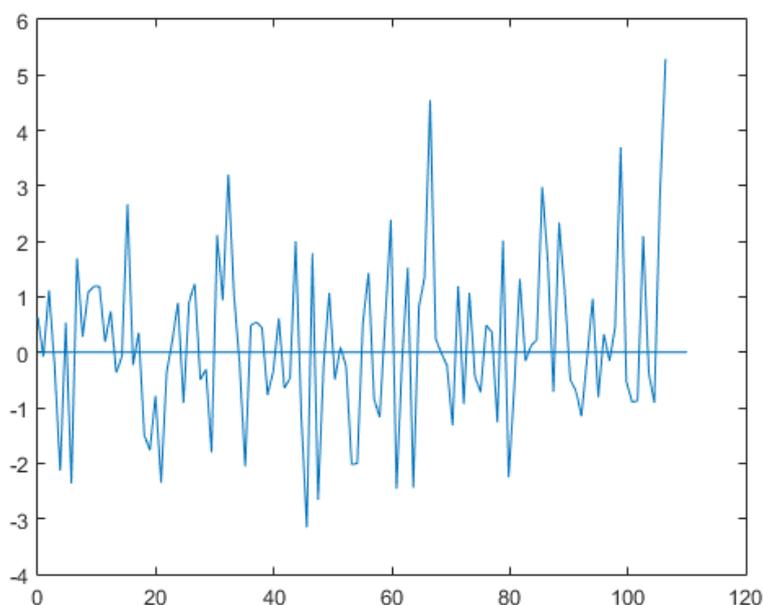
**Ilustración 6:** WaveMode 1.

El tipo de olas 2 u olas irregulares, es el modelo de distribución de frecuencias más empleado cuando se requiere hacer un estudio variable en el tiempo. En la **Ilustración 7** se aprecia gráficamente el WaveMode 2. Como se puede observar, la distribución ya deja de ser constante en el tiempo, sin mantener un patrón como el tipo de ola WaveMode 1.



**Ilustración 7:** WaveMode 2.

Finalmente, en la **Ilustración 8** se aprecia la representación gráfica para el WaveMode 3. Este modelo no sigue ningún patrón establecido, sino que es generado de manera arbitraria mediante el sistema aleatorio conocido en programación como semilla o “seed” en inglés. Para el caso del WaveMode 2 y WaveMode 3, se le debe especificar la máxima altura de ola y el periodo pico de corte. Esto se debe a que, al no seguir un patrón, la aleatoriedad debe establecerse entre unos límites.



**Ilustración 8:** WaveMode 3.

### 5.1.1. Variables de interés en el módulo HydroDyn

A lo largo de este capítulo se muestran las variables que más repercusión tienen sobre el programa.

La primera de ellas (WaveMode) ya se ha comentado con anterioridad y es el tipo de olas que se pueden generar de manera interna en el programa.

WtrDpth representa la profundidad del agua, que va desde el nivel medio del mar hasta el fondo del lecho marino. En la presente memoria a dicho valor se denomina con la letra *S*.

WaveHs y WaveTp definen la ola en su altura y periodo.

WaveDir permite definir la dirección de propagación de las olas. Esta dirección puede ser paralela a la dirección del viento (0°) o puede formar un ángulo entre la dirección del viento y la dirección de propagación de las olas. Para los escenarios de cargas que se analizan (ver apartado

3), el quinto estudio requiere que la dirección de propagación de las olas se encuentre desfasada 90° respecto a la dirección del viento.

AxCd, AxCa, AxCp y NOutLoc simbolizan los coeficientes de la subestructura más relevantes y, el último parámetro, representa el número de salidas de datos del programa. El programa permite definir sin limitación el número de nodos de análisis internos. A la hora de ofrecer los datos numéricos de, salida que el usuario define, solo pueden obtenerse un máximo de 9 nodos.

A modo de resumen, todos los parámetros mostrados se encuentran en la **Tabla 5**.

**Tabla 5**

*Variables más reseñables en el archivo principal de entrada HydroDyn.*

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR
WaveMode	Tipo de generación interna de olas	Tipo 1
WtrDpth	Profundidad del agua (S)	56,5
WaveHs	Altura significativa de la ola	Depende del tipo de estudio
WaveTp	Periodo pico de la ola	Depende del tipo de estudio
WaveDir	Dirección de propagación de la ola en grados. 0° representa el eje x.	0° para E-1, E-2, E-3, E-3 90° para E5
AxCd	Coefficiente de arrastre	1
AxCa	Coefficiente de inercia 1	1
AxCp	Coefficiente de inercia 2	1
NOutLoc	Número de nodos que se tienen en cuenta en los datos de salida del programa	9

## 5.2. Cargas de oleaje

Las olas son el segundo parámetro que genera cargas dinámicas sobre la estructura.

Para poder cuantificar los esfuerzos que las olas generan al impactar sobre la estructura, se recurre a las ecuaciones simplificadas de Morrison (Morrison JR, 1950). Las dos principales fuerzas del oleaje que actúan sobre una estructura offshore son las denominadas fuerzas de arrastre y fuerzas de inercia.

En primer lugar, la fuerza de arrastre es debida principalmente a los efectos de la viscosidad del fluido. Este tipo de fuerza es proporcional al cuadrado de la velocidad relativa de la partícula de agua, que es la diferencia entre la velocidad del fluido y la velocidad estructural. Esta velocidad estructural es cero si la estructura permanece fija, como es el caso de estudio del presente proyecto. En el supuesto caso de disponer estructuras flotantes en vez de estructuras fijas al lecho

marino, en la que la plataforma pueda desplazarse ligeramente, se debe tener en cuenta este factor.

La fuerza de inercia se descompone en dos partes:

- En primer lugar, la masa hidrodinámica o masa añadida del miembro estructural en movimiento, la cual representa la fuerza generada por el miembro en movimiento en el fluido que le rodea. Esta masa añadida tiene el efecto de incrementar la masa actual del miembro estructural y puede representarse como una fuerza en la dirección contraria a la del movimiento del miembro.
- En segundo lugar, la fuerza de inercia que ejerce el fluido acelerado sobre el miembro estructural fijo. Esta fuerza se origina por la diferencia de presiones existente entre el fluido acelerado, la cual es causante de distorsiones en las líneas de corriente alrededor del miembro fijo.

Estas ecuaciones se basan en la teoría lineal de ondas. Se requieren de la **Ecuación 11**, **Ecuación 12** y **Ecuación 13** para poder definir las dos fuerzas que actúan sobre la estructura, la de arrastre ( $F_D$ ) (ver **Ecuación 17**) y la de inercia ( $F_I$ ) (ver **Ecuación 18**).

En primer lugar, se define la expresión para el cálculo de la elevación superficial del agua ( $\eta(x, t)$ ). Esta elevación de la superficie del fluido viene en función del tiempo ( $t$ ) y de la elevación de la ola ( $x$ ). La expresión viene descrita por la **Ecuación 11**.

**Ecuación 11:** Expresión que define la elevación de la superficie. Adaptada de: (Laszlo Arany, 2017).

$$\eta(x, t) = \frac{H_m}{2} \cdot \cos\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot t}{T_s} - k \cdot x\right)$$

Donde:

- $H_m$  representa la altura máxima de ola.
- $T_s$  representa el periodo significativo de la ola.
- $t$  representa el tiempo donde se desea calcular la elevación.
- $k$  representa el parámetro de onda.
- $x$  representa la coordenada horizontal en la dirección longitudinal de la ola, en el caso de estudio del presente proyecto será cero, ya que se calcularán los esfuerzos en las paredes externas del pilote.

Posteriormente se requiere de la velocidad lineal ( $w(x, z, t)$ ) que una partícula de fluido dispone en una ola. Dicho valor viene en función del tiempo de análisis ( $t$ ) y de la posición a la que se encuentra en relación a la altura ( $z$ ) y a la distancia de la estructura ( $x$ ).

**Ecuación 12:** Expresión para el cálculo de la velocidad lineal. Obtenida de: (Laszlo Arany, 2017).

$$w(x, z, t) = \frac{\pi \cdot H_m \cdot \cosh(k \cdot (S + z))}{T_s \cdot \sinh(k \cdot S)} \cdot \sin\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot t}{T_s} - k \cdot x\right)$$

Donde:

- $S$  representa la suma de la profundidad del agua y la mayor subida de nivel de la marea en 50 años.
- $z$  representa la altura de cálculo.
- $H_m$  representa la altura máxima de ola.
- $T_s$  representa el periodo significativo de la ola.
- $k$  representa el parámetro de onda.

Finalmente, la aceleración [ $\dot{w}(x, z, t)$ ] que dicha partícula tiene se obtiene de la derivada de la expresión anteriormente mostrada (ver **Ecuación 12**).

**Ecuación 13:** Expresión para el cálculo de la aceleración lineal. Obtenida de: (Laszlo Arany, 2017).

$$\dot{w}(x, z, t) = -2 \cdot \frac{\pi^2 \cdot H_m \cdot \cosh(k \cdot (S + z))}{T_s^2 \cdot \sinh(k \cdot S)} \cdot \sin\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot t}{T_s} - k \cdot x\right)$$

Donde:

- $S$  representa la suma de la profundidad del agua y la mayor subida de nivel de la marea en 50 años.
- $z$  representa la altura de cálculo.
- $H_m$  representa la altura máxima de ola.
- $T_s$  representa el periodo significativo de la ola.
- $k$  representa el parámetro de onda.

Es necesario el valor del parámetro de onda  $k$ . Este parámetro representa el número de veces que una onda vibra en una unidad de distancia. Se obtiene de la **Ecuación 14**.

**Ecuación 14:** expresión para obtener el valor del parámetro de onda, obtenido de: (Laszlo Arany, 2017).

$$w^2 = g \cdot k \cdot \tanh(k \cdot S)$$

$$\text{con } w = \frac{2 \cdot \pi}{T_s}$$

Donde:

- $g$  representa el valor de la gravedad.
- $S$  representa la suma de la profundidad del agua y la mayor subida de nivel de la marea en 50 años.
- $T_s$  representa el periodo significativo de la ola.
- $k$  representa el parámetro de onda.

La fuerza de arrastre ( $F_D$ ) (ver **Ecuación 15**) y la fuerza de inercia ( $F_I$ ) (ver **Ecuación 16**) sumadas representan la fuerza total actuante en la estructura ( $F_T$ ).

**Ecuación 15:** Fuerza diferencial de arrastre. Obtenida de: (Laszlo Arany, 2017).

$$dF_D(z, t) = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D_p \cdot C_D \cdot w(z, t) \cdot |w(z, t)|$$

Donde:

- $C_D$  representa el coeficiente de arrastre.
- $\rho_w$  representa la densidad del agua.
- $t$  representa el tiempo donde se desea calcular la elevación.
- $z$  representa la altura de cálculo.
- $D_p$  representa el diámetro del pilote.
- $w$  representa la velocidad lineal de la partícula de fluido.

**Ecuación 16:** Fuerza diferencial de inercia actuante en la subestructura. Obtenida de: (Laszlo Arany, 2017).

$$dF_I(z, t) = \rho_w \cdot A_S \cdot C_m \cdot \dot{w}(z, t)$$

Donde:

- $A_S$  representa el área circular de la subestructura.
- $C_m$  representa el coeficiente de inercia.
- $\rho_w$  representa la densidad del agua.
- $\dot{w}$  representa la aceleración lineal de la partícula de fluido.

Estas fórmulas expresadas como diferenciales en función de la altura y del tiempo no tienen aplicación, por lo que se deben integrar a lo largo de la distancia del pilote. El punto más interesante de ellas es verlas aplicadas en la línea de barro, es decir, en el lecho marino. Ahí es donde se obtienen los valores máximos de las fuerzas y de los momentos. De una manera más práctica se dispone la **Ecuación 17** para la fuerza de arrastre máxima ( $F_{Dmax}$ ) y de la **Ecuación 18** para la fuerza de inercia máxima ( $F_{I max}$ ).

Los máximos de estas cargas actúan desfasados entre sí, por lo que se deben evaluar en distinto instante de tiempo cada una. El máximo valor de la fuerza de arrastre ( $F_{Dmax}$ ) ocurre en  $t = \frac{T_s}{4}$  y  $\eta = \frac{H_m}{2}$ . Por otro lado, el máximo valor de la carga de inercia ( $F_{I max}$ ) ocurre cuando  $t = 0$  y  $\eta = 0$ . También se suponen estos máximos para los momentos, posteriormente analizados.

**Ecuación 17:** Fuerza máxima de arrastre integrada. Adaptada de: (Laszlo Arany, 2017).

$$F_{Dmax} = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D_p \cdot C_D \cdot \pi^2 \cdot H_s^2 \cdot \frac{1}{T_s^2 \cdot \sinh^2(k \cdot S)} \cdot \left( \frac{e^{2 \cdot k(S+\eta)} - e^{-2 \cdot k(S+\eta)}}{8 \cdot k} + \frac{S + \eta}{2} \right)$$

Donde:

- $C_D$  representa el coeficiente de arrastre.
- $\rho_w$  representa la densidad del agua.
- $D_p$  representa el diámetro del pilote.
- $H_s$  representa la altura significativa de ola.
- $S$  representa la suma de la profundidad del agua y la mayor subida de nivel de la marea en 50 años.
- $T_s$  representa el periodo significativo de la ola.
- $k$  representa el parámetro de onda.
- $\eta$  representa la elevación de la superficie de la ola.

**Ecuación 18:** Fuerza máxima de inercia integrada. Adaptada de: (Laszlo Arany, 2017)

$$F_{I max} = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot C_m \cdot D_p^2 \cdot \pi^3 \cdot H_s^2 \cdot \frac{\sinh(k \cdot (S + \eta))}{T_s^2 \cdot \sinh(k \cdot S) \cdot k}$$

Donde:

- $C_m$  representa el coeficiente de inercia.
- $\rho_w$  representa la densidad del agua.
- $D_p$  representa el diámetro del pilote.

- $H_S$  representa la altura significativa de ola.
- $S$  representa la suma de la profundidad del agua y la mayor subida de nivel de la marea en 50 años.
- $T_S$  representa el periodo significativo de la ola.
- $k$  representa el parámetro de onda.
- $\eta$  representa la elevación de la superficie de la ola.

Finalmente, se evaluarán los momentos de la misma manera, disponiendo para el máximo momento de arrastre ( $M_{Dmax}$ ) la **Ecuación 19** y para el momento máximo de inercia ( $M_{I_{max}}$ ) la

**Donde:**

- $C_D$  representa el coeficiente de arrastre.
- $\rho_w$  representa la densidad del agua.
- $D_p$  representa el diámetro del pilote.
- $H_S$  representa la altura significativa de ola.
- $S$  representa la suma de la profundidad del agua y la mayor subida de nivel de la marea en 50 años.
- $T_S$  representa el periodo significativo de la ola.
- $k$  representa el parámetro de onda.
- $\eta$  representa la elevación de la superficie de la ola.

**Ecuación 20.**

**Ecuación 19:** Momento máximo de arrastre en el lecho marino. Adaptado de: (Laszlo Arany, 2017).

$$M_{Dmax} = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D_p \cdot C_D \cdot \pi^2 \cdot H_S^2 \cdot \frac{1}{T_S^2 \cdot \sinh^2(k \cdot S)} \cdot \psi_D$$

$$\psi_D = \left[ \left( \frac{S + \eta}{8 \cdot k} - \frac{1}{16 \cdot k^2} \right) \cdot e^{2 \cdot k \cdot (S + \eta)} - \left( \frac{S + \eta}{8 \cdot k} - \frac{1}{16 \cdot k^2} \right) \cdot e^{-2 \cdot k \cdot (S + \eta)} + \left( \frac{S + \eta}{2} \right)^2 \right]$$

Donde:

- $C_D$  representa el coeficiente de arrastre.
- $\rho_w$  representa la densidad del agua.
- $D_p$  representa el diámetro del pilote.
- $H_S$  representa la altura significativa de ola.

- $S$  representa la suma de la profundidad del agua y la mayor subida de nivel de la marea en 50 años.
- $T_s$  representa el periodo significativo de la ola.
- $k$  representa el parámetro de onda.
- $\eta$  representa la elevación de la superficie de la ola.

**Ecuación 20:** Momento máximo de inercia en el lecho marino. Adaptado de: (Laszlo Arany, 2017).

$$M_{I_{max}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot C_m \cdot D_p^2 \cdot \pi^3 \cdot H_s^2 \cdot \frac{1}{T_s^2 \cdot \sinh(k \cdot S)} \cdot \psi_I$$

$$\psi_I = \left[ \left( \frac{S + \eta}{2 \cdot k} - \frac{1}{2 \cdot k^2} \right) \cdot e^{k \cdot (S + \eta)} - \left( \frac{S + \eta}{2 \cdot k} - \frac{1}{2 \cdot k^2} \right) \cdot e^{-k \cdot (S + \eta)} + \left( \frac{1}{k} \right)^2 \right]$$

Donde:

- $C_m$  representa el coeficiente de inercia.
- $\rho_w$  representa la densidad del agua.
- $D_p$  representa el diámetro del pilote.
- $H_s$  representa la altura significativa de ola.
- $S$  representa la suma de la profundidad del agua y la mayor subida de nivel de la marea en 50 años.
- $T_s$  representa el periodo significativo de la ola.
- $k$  representa el parámetro de onda.
- $\eta$  representa la elevación de la superficie de la ola.

Estas fuerzas y momentos máximos ocurren en instantes de tiempo distintos. Para poder calcular la fuerza y el momento total actuante en la estructura se escoge la suma de los máximos de ambos momentos, aunque no vayan a ocurrir nunca en el mismo instante de tiempo. Este método es conservador, pero se recomienda su uso para el análisis de las fuerzas hidrodinámicas en estructuras offshore, según Arany et al. (Laszlo Arany, 2017).

Cabe destacar como mención que durante el proceso de comparación y estudio de dichas ecuaciones existe una errata en la fuente de la que se obtienen dichas expresiones. En la fuente, el momento de arrastre no se encuentra dividido por el cuadrado del coseno hiperbólico. Esta errata se puede hallar gracias a la comparación entre los resultados ofrecidos por el programa FAST y los resultados obtenidos por las fórmulas analíticas, obviando los errores de integración y suposiciones

que se hacen en las ecuaciones. Finalmente, si se integra manualmente el momento de arrastre se obtiene la expresión de la **Ecuación 19**.

### 5.3. Comparación de los resultados del software con expresiones analíticas

A lo largo de este capítulo se procede a comparar los esfuerzos obtenidos de las expresiones analíticas anteriormente descritas y los resultados que el programa ofrece.

En primer lugar, se va a proceder a definir el tipo de olas de análisis. En el presente caso de estudio comparativo se emplea el W-1, olas periódicas con altura y periodo significativo en un año de retorno (ver apartado **3.2.**). Esta comparación se efectúa entre el modo en solitario del programa HydroDyn y el software en conjunto con el FAST.

Para obtener los valores de los momentos aplicados en la base del monopilote, el procedimiento que lleva a cabo el programa es transportar las fuerzas a la base del pilote. Para ello, multiplica la fuerza por la diferencia de altura que hay entre donde se aplica la fuerza y el lecho marino. El programa realiza los cálculos de la fuerza en la parte superior del pilote, por lo tanto, se multiplica por la longitud total del pilote y se obtiene el momento total aplicado en la base. El momento total se divide en dos componentes, el primero de ellos es el momento originado por la fuerza de inercia y el segundo de ellos es el momento originado por la fuerza de arrastre, si se suman ambos se obtiene el momento total aplicado en la base del pilote.

Como se vio anteriormente, el programa genera los resultados numéricos en el dominio del tiempo. Así pues, se establece un paso de 0,01 segundos durante 600 segundos, por lo que se disponen de 60001 puntos de análisis.

Para hacer un mejor procesado de los datos, se emplea un programa de postprocesado en el lenguaje Matlab.

El módulo de HydroDyn dispone de varios formatos a la hora de pedir los datos de salida de un mismo esfuerzo. Los datos de salidas para las fuerzas se ofrecen de dos tipos principalmente. Una de estas salidas de datos es la fuerza total integrada y la otra forma es la fuerza de arrastre y la fuerza de inercia distribuidas entre dos pares de nodos.

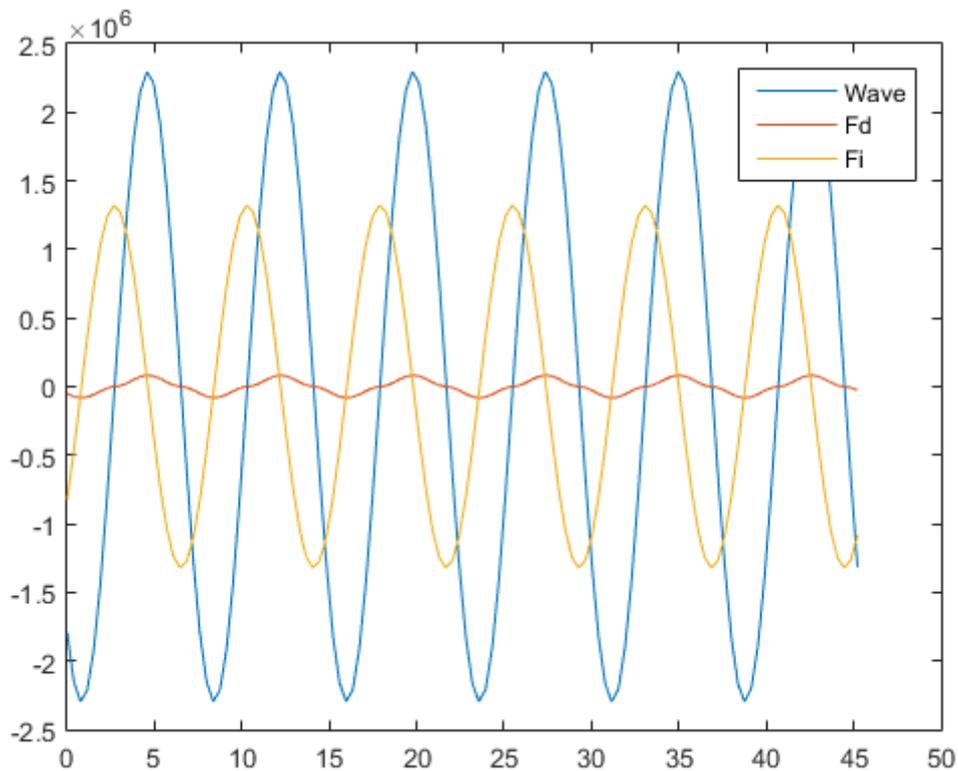
La salida de datos de momentos que el programa HydroDyn ofrece hace referencia al momento total integrado a lo largo de la longitud del pilote. No ofrece datos de momentos parciales de las fuerzas de inercia y de las fuerzas de arrastre. El programa toma el momento total en la mitad de la altura total del pilote, mientras que la fuerza total es independiente de la altura.

Estos dos datos, fuerzas y momentos, requieren ser procesados y estudiados para poder evaluar los resultados dados por el programa. Como se vio anteriormente, el programa ofrece los

datos en el dominio del tiempo, es decir, una ristra de datos en cada instante de tiempo definido por el usuario.

Los datos obtenidos de las fuerzas distribuidas de inercia y por las fuerzas distribuidas de arrastre son integrados entre los nodos. Para ello se recurre a la ayuda del programa creado en Matlab para el procesado de datos.

Para poder apreciar donde ocurren los máximos valores de esfuerzos de cada una de las fuerzas que se someten a comparación, se enfrentan con la altura de la ola incidente, en un mismo gráfico. En él, se dispone de la fuerza de arrastre integrada, la fuerza de inercia integrada y la altura de ola mayorada para que sea visible. De esta manera se puede comprobar que cada valor máximo de las fuerzas de inercia y de arrastre actúa en el instante correcto, como se aprecia en la **Ilustración 9**.



**Ilustración 9:** Comparación de las fuerzas integradas y la ola mayorada (1e6 veces).

En la **Ilustración 9**, el eje de abscisas representa el tiempo (la señal se corta en los primeros 50 segundos para que sea claramente visible) y el eje de coordenadas representa el valor del módulo de las fuerzas, tanto de la de inercia (en amarillo) como de la de arrastre (en rojo).

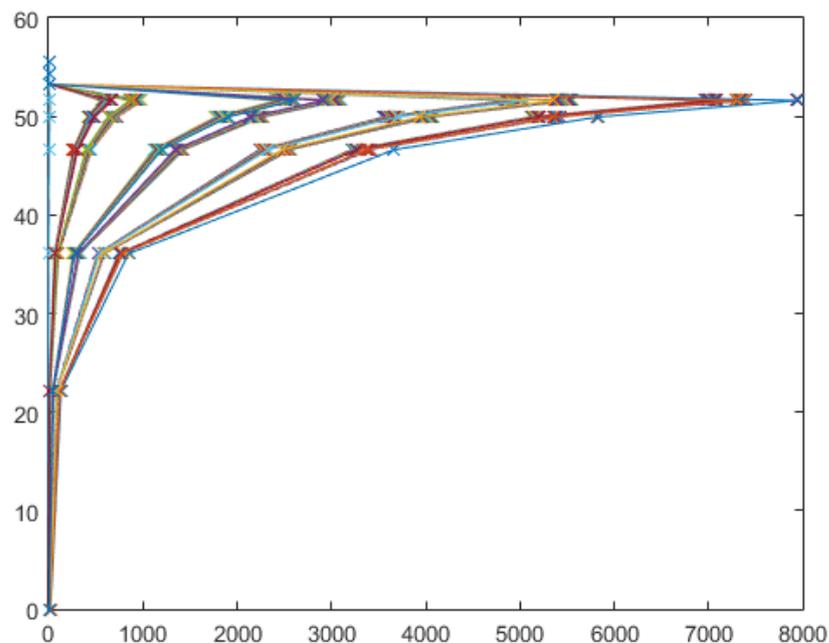
Los máximos de las fuerzas de inercia ocurren en el momento en el que la altura de la ola es cero. Como se aprecia en la Ilustración 9, el pico de la onda amarilla ocurre en el mismo instante

de tiempo que cuando la azul (altura de ola) pasa por cero. En contramedida, el máximo de la fuerza de arrastre sucede cuando la ola se encuentra en su altura máxima. Además, las fuerzas de inercia son mucho más importantes que las de arrastre, debido probablemente al gran tamaño del pilote.

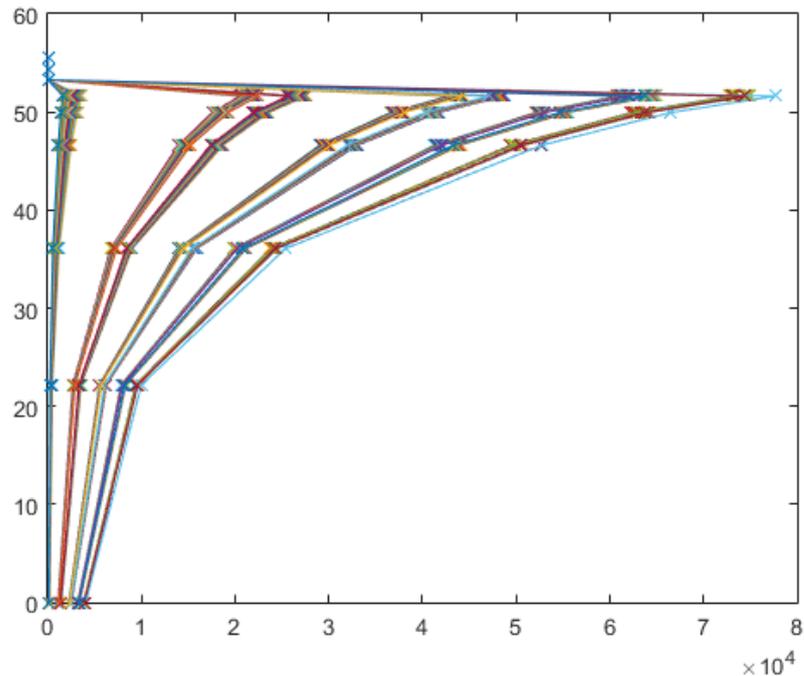
Otra comprobación a realizar es la progresión de las fuerzas a lo largo del pilote, separando la componente de la fuerza inercia y la componente de la fuerza arrastre en dos gráficos distintos.

De las siguientes ilustraciones se puede apreciar que, efectivamente, los máximos valores de las fuerzas ocurren en la parte superior del pilote. Al no considerar las corrientes marinas en el estudio, como se explica posteriormente, la distribución de las cargas es de manera lineal ascendente entre la base del pilote y la parte superior del mismo.

Gráficamente quedan como las **Ilustración 10** e **Ilustración 11**.



**Ilustración 10:** Distribución de los 9 puntos de la fuerza de arrastre a lo largo del pilote.



**Ilustración 11:** Distribución de los 9 puntos de la fuerza de inercia a lo largo del pilote.

Como se puede apreciar en ambas gráficas, la distribución de la fuerza no es homogénea a lo largo del pilote. Esto se debe principalmente a los pocos puntos que con el programa se pueden obtener datos de esfuerzos (9 exclusivamente), acarreado errores de integración en el estudio posterior de las fuerzas. Debido a esto, si se toma la distancia del pilote como la unidad, la distribución de puntos es la que se muestra en el siguiente cuadro de texto.

0.00 – 0.4 – 0.65 – 0.84 – 0.90 – 0.94 – 0.96 – 0.98 – 1.00

La salida de datos se efectúa pidiendo la mayor parte de los outputs en la zona superior del pilote, donde las fuerzas producidas por las olas actúan en mayor medida. De esta manera, el error fruto de la integración se ve reducido al máximo.

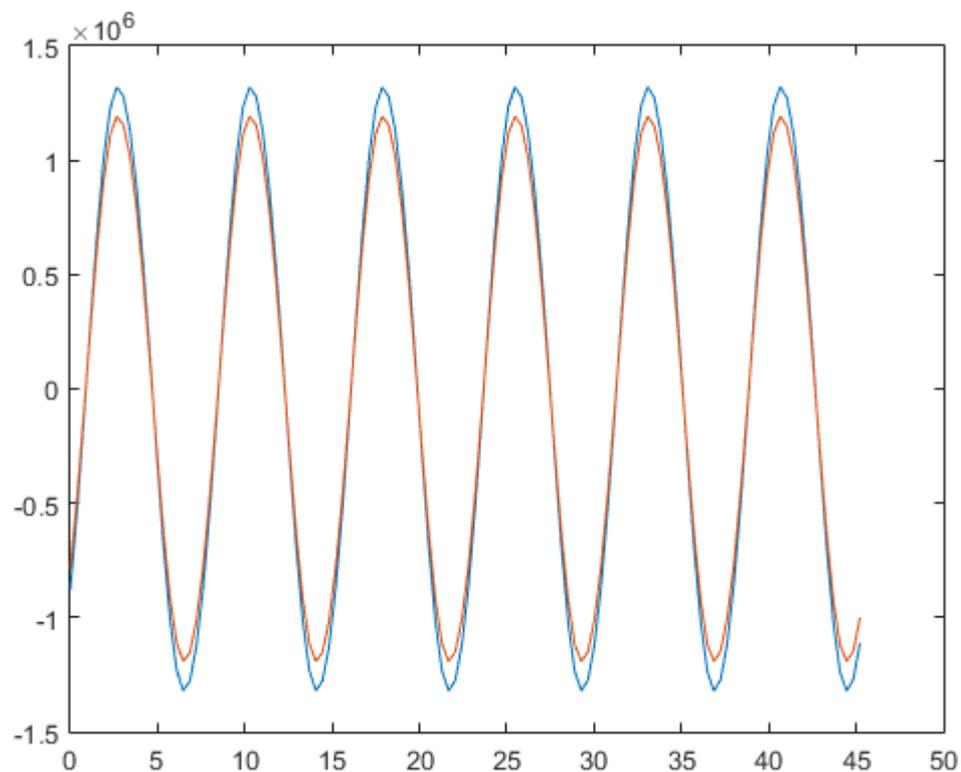
Una vez se comprueba la localización de las fuerzas, se procede a convertir dichas fuerzas distribuidas en puntuales. La primera aproximación que se hace es suponer una distribución lineal. Para ello se multiplica la fuerza distribuida por la distancia comprendida entre los dos pares nodos. Con ello se obtiene la resultante entre cada nodo.

Finalmente se integra a lo largo del pilote, se suman las fuerzas de inercia y arrastre, y se compara con la fuerza integrada que el programa ofrece, habiendo un error en torno al 10% en los puntos de tiempo de cálculo.

Si se trabaja con los comandos del Matlab, la mejor opción para la integración entre los diversos puntos es usar una distribución cuadrática en vez de lineal. De esta manera se pueden obtener los resultados con un error que varía entre un 7 y 3% en todos los puntos de tiempo de cálculo.

Para poder hacer una comparación entre los datos de fuerza total integrada que el programa ofrece y los datos parciales obtenidos en cada tramo del monopolite de estudio, se procede a sumar los valores máximos de las fuerzas actuantes en cada miembro del pilote.

Gráficamente se enfrentan las fuerzas totales integradas por el programa y las fuerzas totales integradas en Matlab (ver **Ilustración 12.**). De esta manera se pueden comparar en función del tiempo.



**Ilustración 12:** Comparación fuerzas integradas.

Como se puede observar en la imagen, la parte donde existe un error apreciable es en el valor pico de la fuerza. Como se explica anteriormente, el error se debe principalmente a dos factores, el tipo de integración y la cantidad escasa de puntos que se pueden escoger para el cálculo. De igual manera, los otros puntos son casi colineales.

Por lo tanto, una vez se saben obtener e interpretar los resultados propuestos por el programa FAST, para el resto de los siguientes cálculos con el software, se procede a escoger los valores de las fuerzas totales integradas que el programa ofrece (la suma de la fuerza de inercia y

de arrastre). Para calcular los momentos se transportan dichas fuerzas al fondo marino. Es ahí donde se originan los mayores momentos en toda la estructura y es el punto donde se analizan todos los esfuerzos, tanto los producidos por las olas como los producidos por el viento.

En la **Tabla 6** se aprecia un resumen comparativo entre los valores de los esfuerzos obtenidos en el software, tanto en su versión en solitario, en su versión conjunta con el FAST como los resultados obtenidos con las fórmulas analíticas.

**Tabla 6**

*Comparación de los esfuerzos obtenidos con el programa y con las expresiones.*

DESIGNACIÓN	VALOR	UNIDADES
Fuerzas HydroDyn en su versión en solitario	1,314	MN
Fuerzas obtenidas en FAST	1,316	MN
Fuerzas obtenidas con las expresiones	1,428	MN

En primer lugar, hay que señalar que el estudio llevado a cabo se realiza con el escenario de olas W-1 (olas periódicas con altura y periodo significativo en un año de retorno (ver apartado **3.2.**)) y el tipo de ola 1 (ver **Ilustración 6**).

En la **Tabla 6** se recogen los máximos valores de fuerzas producidas por las olas en el pilote. La diferencia de resultados es significativa, teniendo en cuenta que están en unidades de mega newtons.

En cambio, en el programa conjunto con el FAST y en la versión en solitario del HydroDyn, la ola se divide en varios puntos de análisis, al igual que el pilote. El programa lo toma como un estudio de elementos finitos, por lo tanto, la precisión de análisis es mucho más acertado y preciso que el método analítico.

Además, hay que destacar que toda la ola no tiene interacción a lo largo del pilote, es decir, al ser un monopilote que dispone de una gran altura batimétrica, la ola en el lecho marino no tiene efectos remarcables en cuanto a esfuerzos se refiere. Este hecho se aprecia con claridad en la **Ilustración 10** e **Ilustración 11**.

Por otro lado, el programa realiza el estudio de las fuerzas en cada instante de tiempo. No tiene en cuenta dónde se aplican los máximos y los mínimos de cada fuerza. De las fórmulas analíticas, la fuerza total se obtiene sumando la máxima fuerza de inercia y el valor máximo de la fuerza de arrastre. Este es el principal motivo por el que se obtiene una diferencia notable de esfuerzos. Se están estudiando analíticamente los valores de fuerzas que ocurren desfasados entre sí.

Finalmente, la existente diferencia entre las fuerzas obtenidas en el módulo de HydroDyn y el programa en su conjunto (FAST) es debido a la interacción con el resto de las fuerzas actuantes, principalmente los esfuerzos generados por parte del viento, que originan una componente de carga en la parte final del pilote. No se le puede definir escenarios con velocidad de viento nulo en las simulaciones con FAST.

#### 5.4. Corrientes marinas

Las corrientes marinas tienen su influencia en cuanto a esfuerzos sobre la estructura. Las Islas Canarias se encuentran situadas en la parte oriental del giro subtropical del Atlántico Norte, y directamente influenciadas por una rama de esta, denominada precisamente Corriente de Canarias.

A nivel de datos, no existen aquellos lo suficientemente fiables como para tomarlos como muestra en la base de estudio del presente proyecto. Por otro lado, el Gobierno de Canarias generó un informe donde se puede leer textualmente: “En el área de Canarias los registros de corrientes marinas no son suficientemente sistemáticos y largos como para poder inferir tendencias en caso de que las hubiera (y de hecho aún no se han podido constatar tendencias significativas en los campos de corrientes en ningún océano del mundo)” obtenida de (IEO, 2012). Debido a esta escasa información, en el presente proyecto se procede a eliminar del estudio este tipo de cargas.

### 6. Cargas verticales

Durante este capítulo se desarrollan las cargas verticales o cargas de peso muerto. Más en detalle, este tipo de cargas representan más que los de pesos propios de las estructuras y de los componentes del aerogenerador. El viento o el mar ejercen sobre la estructura fuerzas verticales que se han de considerar.

En detalle, el viento ejerce una fuerza vertical negativa en la parte superior de la góndola, y en contramedida, la flotabilidad del mar ejerce una fuerza positiva vertical sobre la estructura, haciendo que el monopilote tienda a flotar. Este tipo de esfuerzos tienen su repercusión en los estudios de pandeo global y de pandeo local.

Los valores de las fuerzas que las olas y el viento ejercen sobre la estructura vienen dados por el programa FAST.

El único parámetro que es calculado es el valor del peso propio de la cimentación. Este peso propio se divide en dos componentes, el peso conjunto de la torre-góndola-palas y el peso del pilote, desde la línea de barro hasta la conexión con la torre.

El valor del peso del conjunto torre-góndola-palas viene dado por el manual de referencia del aerogenerador empleado como estudio para el presente proyecto (Jonkman, Butterfield, Musial, & Scott, 2009).

El peso del pilote es calculado con la geometría final del mismo y con la densidad del material, tal y como se aprecia en la **Ecuación 21**.

**Ecuación 21:** Cálculo de la carga vertical del pilote.

$$V_p = g \cdot \rho \cdot D_p \cdot \pi \cdot t_p \cdot L_p$$

Donde:

- $g$  representa la gravedad.
- $\rho$  representa la densidad del material.
- $D_p$  representa el diámetro del pilote.
- $t_p$  representa el espesor de la pared del pilote.
- $L_p$  representa la longitud no enterrada del pilote.

## 7. Capacidad de la cimentación

A lo largo del presente capítulo se estudia la capacidad resistente del pilote. Se justifica, con todas las expresiones que se llevan a cabo, el cumplimiento de los estados límites de servicio, de los estados límite últimos, de los estados límite de fatiga y el cálculo de la frecuencia natural del sistema.

Como ya se ha comentado con anterioridad, para poder analizar y dimensionar la estructura de un aerogenerador hay que adoptar una serie de criterios de diseño. Estos criterios de diseño han sido adaptados de los que se encuentran en el artículo de Arany et al. (Laszlo Arany, 2017).

Estos criterios de diseño están basados en los estados límites últimos, estados límite de fatiga y estado límite de servicio. La resistencia de la geometría que se adopta para el pilote a los esfuerzos de los fenómenos tanto de viento como de oleaje, debe ser comprobada para cada una de las condiciones de los distintos criterios adoptados. Si alguno de estas condiciones no cumple, existen dos posibles soluciones a adoptar.

La primera solución es variar la geometría inicial del pilote. Para esto se pueden valorar dos opciones, una de ellas es aumentar el diámetro y la segunda de ellas es aumentar el espesor de la pared del pilote.

La segunda solución es cambiar a un material que tenga una resistencia superior.

En la **Tabla 7** se aprecian los criterios de diseños adoptados para valorar la geometría inicial del pilote.

**Tabla 7**

*Criterios de diseño.*

CÓDIGO	CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	CRITERIO
R1	ELU	La capacidad de carga de la base debe exceder la carga máxima conjunta aplicada	$M_{Ius} < M_f$
		El límite elástico del pilote debe exceder el límite máximo de la tensión aplicada	$\sigma_{max} < f_{yd}$
		Evitar pandeo, local y global	
R2	ELF	Vida de la estructura de, al menos, 50 años	Fatiga
R3	ELS	Deflexión inferior a 0,2 m	Deflexión < 0,2 m
		Rotación inferior a 0,25°	Rot < 0,25°
		Frecuencia natural del sistema	$(1,1)1P_{max} < f_0$

Para analizar la estructura se deben cumplir todos los criterios de diseño en el pilote para todos los escenarios de cargas descritos en la **Tabla 2** (ver apartado **3** de la presente memoria).

Para determinar que se cumplen los criterios de diseños para los esfuerzos que se obtienen de los escenarios de cargas, se implementa un programa en el software Matlab para analizar todos los criterios de diseño. Cabe reseñar que, en cada escenario de carga de un mismo estudio, los máximos valores de distintos esfuerzos no ocurren al mismo tiempo, es decir, la máxima fuerza que las olas generan sobre la estructura no tiene por qué ocurrir en el mismo instante de tiempo que la máxima deflexión. El programa creado en Matlab se ejecuta con los valores máximos de cada esfuerzo o parámetro a medir, independientemente del tiempo en el que ocurran. De esta manera, la estructura se encuentra del lado de la seguridad.

El primer módulo a comprobar es el de los estados límites últimos.

Tanto el momento de plastificación como la tensión límite de la estructura no deben ser inferiores al momento generado por las cargas en la base de la estructura. En el caso que no suceda dicha hipótesis, la estructura colapsa.

Para la comprobación de pandeo, tanto local como global, se deben cumplir una serie de condiciones impuestas por las solicitaciones a la que se somete la estructura.

El segundo módulo a comprobar es el de los estados límites de fatiga.

Dependiendo de las tensiones actuantes en la base del pilote, los números ciclos que la estructura aguanta a fatiga serán mayores o menores. Principalmente, la comparación a realizar es que las tensiones actuantes no superen el límite de tensión a vida infinita.

La estructura se debe diseñar para que resista a fatiga, al menos, 50 años para el monopilote y entre 20 y 30 años para el conjunto torre-góndola-palas. La comprobación de fatiga del aerogenerador no es competencia del presente proyecto, exclusivamente se va a estudiar la resistencia a fatiga del monopilote.

El tercer módulo a comprobar es el de los estados límites de servicio.

Las rotaciones no deben superar los valores determinados (0,25°), al igual que las deflexiones (0,2 m). La medida de ambos parámetros se debe realizar en la base del monopilote.

La frecuencia natural estructural del sistema del aerogenerador total debe evitar la frecuencia de rotación del rotor (1P) en al menos un 10%.

### 7.1. Capacidad de carga antes de plastificación

Durante este apartado se procede a analizar la capacidad de plastificación de la cimentación ( $M_p$ ). Para ello se recurre a las expresiones de la mecánica básica de la resistencia de materiales.

Dicho momento ( $M_p$ ) es el resultado de multiplicar el módulo de la sección por el límite elástico característico del material, como se aprecia en la **Ecuación 22**.

**Ecuación 22:** Momento de plastificación de la sección.

$$M_p = w_p \cdot \frac{f_{yk}}{\gamma_M} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{D^4 - d^4}{D} \cdot \frac{f_{yk}}{\gamma_M}$$

Donde:

- $D$  representa el diámetro externo del pilote.
- $d$  representa el diámetro interno (hueco) del pilote.
- $f_{yk}$  representa el límite elástico de la sección.
- $\gamma_M$  representa el coeficiente de minoración, de valor 1,1 según (DNV, Offshore Standard DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures, 2014).

El valor de dicho momento calculado debe ser superior al momento máximo actuante en la base del monopilote, que es el lugar donde se producen los mayores momentos. En el caso de no

cumplir la condición de plastificación, se puede recurrir a tres soluciones posibles; la primera de ellas es aumentar el diámetro, la segunda es aumentar el espesor de la pared del pilote y la tercera es cambiar el material a uno con una resistencia superior. El primer parámetro que se debe modificar en caso de no cumplir con la condición es el espesor, aumentándolo de manera gradual. Si se tiene un espesor demasiado grande, se opta por aumentar el diámetro del pilote en vez del espesor. Si finalmente con ninguna de las dos soluciones anteriores se cumple la condición, se procede a cambiar el material del monopilote.

## 7.2. Limite elástico de la sección

Durante este apartado se estudian las expresiones para el cálculo del límite elástico de la sección ( $\sigma_{max}$ ). Para ello, e igual que el caso anterior, se recurre a las expresiones de la mecánica básica de la resistencia de materiales.

Dicha tensión máxima ( $\sigma_{max}$ ) que se genera en la sección es el resultado de la división del momento total actuante entre el módulo resistente del material más la acción del axil, como se aprecia en la **Ecuación 23**.

**Ecuación 23:** Tensión máxima actuante en la sección.

$$\sigma_{max} = \frac{N_{max}}{\Omega} + \frac{M_{max}}{w_p} = \frac{4 \cdot N_{max}}{\pi \cdot (D^2 - d^2)} + M_{max} \cdot \frac{32}{\pi} \cdot \frac{D}{D^4 - d^4}$$

Donde:

- $D$  representa el diámetro externo del pilote.
- $d$  representa el diámetro interno (hueco) del pilote.
- $N_{max}$  representa el axil máximo actuante en la base del pilote.
- $M_{max}$  representa el momento máximo actuante en la base del pilote.

Dicho valor de la tensión máxima ( $\sigma_{max}$ ) actuante no debe superar el valor del límite elástico del material ( $f_y k$ ) minorado, según el coeficiente correspondiente ( $\gamma_M$ ). En caso de no cumplir, se cambian parámetros como son diámetro y espesor de la pared del pilote, y si hiciera falta, se cambia a un material con una resistencia mayor.

### 7.3. Pandeo

Para el estudio de pandeo se deben realizar comprobaciones en dos aspectos, el pandeo local y el pandeo global. Las evaluaciones se realizan por separado a lo largo de los siguientes apartados.

El pandeo es un fenómeno que afecta desde el momento de la instalación del monopilote hasta el final de su vida útil, por este motivo, no se deben escoger valores cercanos al límite de lo requerido.

#### 7.3.1. Pandeo local

El pandeo local es aquel que se produce en secciones aisladas de la estructura, dañándola y produciendo que su resistencia general se vea mermada hasta el punto de colapso completo o local.

Para poder realizar el cálculo a pandeo local, se deben obtener las expresiones del Eurocódigo 3, parte 1-6 (European Committee for Standardization, 2007), mediante el modelo simplificado que se encuentra en el anexo D.

Para el estudio de pandeo local se considera como la longitud de cálculo del pilote aquella que no se encuentra enterrada, es decir, la longitud que va desde el lecho marino hasta la parte en contacto con la torre, según las recomendaciones del organismo API (API, 2005) y el organismo DNV (Germanischer Lloyd, 2005).

La condición para que no pandee localmente requiere un proceso de cálculo que se obtiene progresivamente hasta tener las variables necesarias, para poder realizar comparaciones y decidir si pandea localmente o no.

En primer lugar, se debe obtener la tensión que está actuando en el pilote, para ello se hace uso de la ecuación obtenida en el apartado del límite elástico de la sección, **Ecuación 23** (ver apartado **7.2.** de la presente memoria). Este es el punto de partida y de comparación final con la tensión de pandeo local.

Seguidamente se calcula la tensión de pandeo ( $\sigma_{s,RCR}$ ), **Ecuación 24.**

**Ecuación 24:** Cálculo de la tensión de pandeo local.

$$\sigma_{s,RCR} = 0,605 \cdot E_p \cdot I_p \cdot C_x \cdot \frac{t_p}{r_p}$$

Donde:

- $E_p$  representa el módulo de Young del material.
- $I_p$  representa el momento de inercia de la sección.

- $t_p$  representa el espesor de la pared del pilote.
- $r_p$  representa el radio interno del pilote.
- $C_x$  factor geométrico.

En la ecuación anterior (**Ecuación 24**),  $C_x$  representa un parámetro de cálculo que viene en función de la geometría de la pieza. Dicha geometría se define con la relación de la **Ecuación 25**.

**Ecuación 25:** Expresión para el cálculo de la geometría.

$$w = \frac{S}{\sqrt{r_p \cdot t_p}}$$

Donde:

- $t_p$  representa el espesor de la pared del pilote.
- $r_p$  representa el radio interno del pilote.
- $S$  representa la altura total no enterrada del pilote.

El coeficiente  $C_x$  va en función de varios factores y toma un valor u otro dependiendo del valor que tome  $w$ , como se aprecia en la **Tabla 8**.

**Tabla 8**

Valor de  $C_x$  en función de  $w$ .

$w$	$C_x$
$\leq 1,7$	$1,36 - \frac{1,38}{w} + \frac{2,07}{w^2}$
$> \frac{1}{4} \cdot \frac{D_p}{t_p}$	0,6
Resto	1

La comprobación final que se debe hacer es la que se encuentra en la **Ecuación 26**. En el caso de que no se cumpla, se debe trabajar en la geometría de la estructura. El procedimiento es el mismo que se ha descrito anteriormente, en primer lugar, se aumenta el espesor de la pieza hasta un cierto punto en el que salga más rentable aumentar el diámetro del monopilote. Si finalmente no cumple, se escoge un material con una resistencia superior.

**Ecuación 26:** Comprobación del pandeo local.

$$\frac{4 \cdot N_{max}}{\pi \cdot (D^2 - d^2)} + M_{max} \cdot \frac{32}{\pi} \cdot \frac{D}{D^4 - d^4} \leq \frac{\sigma_{s,RCR}}{\gamma_M}$$

### 7.3.2. Pandeo global

El pandeo global es, junto con el pandeo local, uno de los puntos más críticos en cuanto a estabilidad lateral de la estructural.

Para el cálculo de la estabilidad global se siguen las recomendaciones del organismo DNV, en especial la norma DNV-OS-J101 (DNV, Offshore Standard DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures, 2014) y la normativa que se encuentra en el Eurocódigo 3 (European Committee for Standardization, 2007).

En primer lugar, se calcula el axil ( $N_p$ ) y el momento de plastificación ( $M_p$ ) de la geometría del pilote.

El valor del momento de plastificación ( $M_p$ ) ya se ha obtenido con anterioridad en la **Ecuación 22** (sección 7.1. de la presente memoria). El valor del axil de plastificación ( $N_p$ ) se obtiene de la **Ecuación 27**.

**Ecuación 27:** Axil de plastificación.

$$N_p = \Omega \cdot \frac{f_{yk}}{\gamma_M} = \frac{4}{\pi \cdot (D^2 - d^2)} \cdot \frac{f_{yk}}{\gamma_M}$$

Donde:

- $D$  representa el diámetro externo del pilote.
- $d$  representa el diámetro interno (hueco) del pilote.
- $f_{yk}$  representa el límite elástico de la sección.
- $\gamma_M$  representa el coeficiente de minoración, de valor 1,1 según (DNV, Offshore Standard DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures, 2014).

Seguidamente se calcula la esbeltez límite ( $\lambda$ ), pero previamente se requiere del axil crítico ( $N_{crit}$ ) de la sección (**Ecuación 28**).

**Ecuación 28:** Cálculo del axil crítico.

$$N_{crit} = \left( \frac{\pi}{L_k} \right)^2 \cdot E_p \cdot I_p$$

Donde:

- $L_k$  representa la longitud de pandeo.
- $E_p$  representa el módulo de Young del material.
- $I_p$  representa el momento de inercia de la sección.

La longitud de pandeo se toma como  $L_k = \beta \cdot S$ . Donde el valor de beta es 2 (empotrado-libre) y S es la longitud no enterrada del pilote.

Finalmente se calcula el valor de la esbeltez límite ( $\lambda$ ).

**Ecuación 29:** Cálculo de la esbeltez límite.

$$\lambda = \sqrt{\frac{N_p \cdot \gamma_M}{N_{crit}}}$$

Donde:

- $N_p$  representa el axil de plastificación de la sección.
- $\gamma_M$  representa el coeficiente de minoración.
- $N_{crit}$  representa el axil crítico de la sección.

A continuación, se procede a calcular el factor de reducción  $k$  con la **Ecuación 30**.

**Ecuación 30:** Factor de reducción k.

$$k = \frac{1}{\Phi + \sqrt{\Phi^2 - \lambda^2}}$$

Donde:

- $\Phi$  representa el parámetro de diseño.
- $\lambda$  representa la esbeltez limite.

Donde el parámetro  $\Phi$  viene dado por la **Ecuación 31**.

**Ecuación 31:** Cálculo del parámetro  $\phi$ .

$$\Phi = \frac{1}{2} \cdot [1 + 0,21 \cdot (\lambda - 0,2) + \lambda^2]$$

Donde:

- $\lambda$  representa la esbeltez limite.

Finalmente, se le añade a la comprobación un factor de seguridad  $\Delta n$  (ver **Ecuación 32**).

**Ecuación 32:** Parámetro de aumento.

$$\Delta n = 0,25 \cdot k \cdot \lambda^2 \leq 0,1$$

Donde:

- $k$  representa un factor de reducción.
- $\lambda$  representa la esbeltez limite.

Para que el fenómeno de pandeo no ocurra se debe cumplir la condición establecida en la **Ecuación 33**. Si se da el caso que no se cumple dicha condición, generalmente se suele aumentar el espesor de la pared del pilote. Si continua sin cumplir la condición, se aumenta el diámetro externo o se procede a cambiar el material a uno más resistente.

**Ecuación 33:** Condición a comprobación a pandeo global.

$$\frac{N_{max}}{N_p \cdot k} + \frac{\beta \cdot M_{max}}{M_p} + \Delta n \leq 1$$

Donde:

- $N_{max}$  representa el axil máximo actuante en la base del pilote.
- $N_p$  representa el axil de plastificación de la sección.
- $k$  representa un factor de reducción.
- $\beta$  representa el valor 2 (empotrado-libre).
- $M_{max}$  representa el momento máximo actuante en la base del pilote.
- $M_p$  representa el momento de plastificación de la sección.
- $\Delta n$  representa el factor de seguridad.

#### 7.4. Fatiga

La comprobación a fatiga se realiza acorde las exigencias del organismo DNV, en su artículo específico de fatiga para aerogeneradores offshore DNV-RP-C203 (DNV, DNV-RP-C203 Fatigue Design of Offshore Steel Structures, 2011). Para ello, es necesario disponer de los valores de las tensiones alternantes y medias de la sección del material. Posteriormente se compara la tensión de fatiga con las curvas S-N del material, obteniendo los valores de ciclos que aguanta la estructura.

En primer lugar, se procede a calcular la tensión media de la sección,  $\sigma_m$ . Para ello se hace uso de la **Ecuación 34**.

**Ecuación 34:** Tensión media.

$$\sigma_m = \gamma_L \cdot M_{max} \cdot \frac{D_P}{2 \cdot I_P}$$

Donde:

- $\gamma_L$  representa el factor de carga de la sección. Según la norma DNV-OS-J101 (DNV, Offshore Standard DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures, 2014) tiene un valor de 1,1.
- $M_{max}$  representa el momento máximo actuante en la base del monopilote.

Seguidamente se procede a calcular la tensión alternante  $\sigma_a$ , con la **Ecuación 35**.

**Ecuación 35:** Tensión alternante.

$$\sigma_a = \gamma_L \cdot \frac{(M_{max} - M_{min})}{2} \cdot \frac{D_P}{2 \cdot I_P}$$

Donde:

- $\gamma_L$  representa el factor de carga de la sección. Según la norma DNV-OS-J101 (DNV, Offshore Standard DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures, 2014) tiene un valor de 1,1.
- $M_{max}$  representa el momento máximo actuante en la base del monopilote.
- $M_{min}$  representa el momento mínimo actuante en la base del monopilote.
- $D_P$  representa el diámetro externo del pilote.
- $I_P$  representa el momento de inercia de la sección.

Existen numerosos modelos posibles para obtener la tensión de fatiga, tales como el modelo de Soderberg, el modelo de Gerber, entre otros. Finalmente se recurre al modelo de Goodman modificado. Principalmente debido a que es el más exacto en el cálculo de las tensiones de fatiga. Por lo tanto, se obtiene la tensión que resiste a fatiga ( $S_e$ ) con a la **Ecuación 36**.

**Ecuación 36:** Tensión de fatiga.

$$S_e = \frac{\sigma_a}{1 - \frac{\sigma_m}{S_{ut}}}$$

Donde:

- $S_{ut}$  representa la resistencia última del material

Una vez se obtiene la tensión de fatiga ( $S_e$ ), se recurren a las curvas S-N y se obtienen los números de ciclos que aguanta la sección del material a esas condiciones de carga.

La norma hace uso de una aproximación para el material S355 en función del grado de cuidado que tiene su capa superficial y el espesor del mismo. Para ello, dentro de una misma gráfica se dispone de varios trazos distinguidos cada uno con un identificador, que dependen del espesor seleccionado y del tipo de acabado que dispongan. Con a la **Ecuación 37** se puede extrapolar el resultado de las gráficas al caso de estudio del presente proyecto.

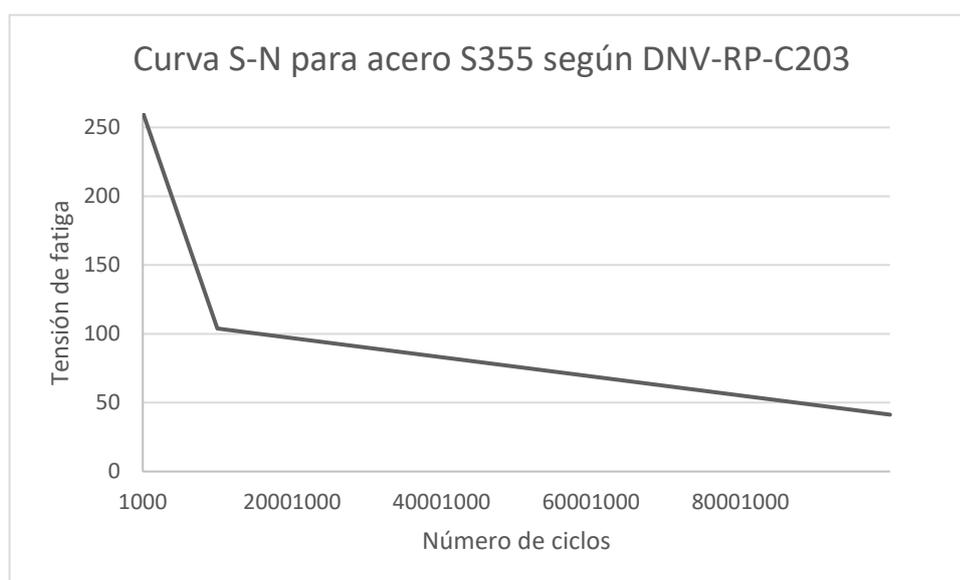
**Ecuación 37:** Cálculo del número de ciclos en función de la tensión.

$$\log N = \log \bar{a} - m \cdot \log \sigma$$

Donde:

- $\log N$  representa el logaritmo en base 10 del número de ciclos que aguanta la estructura.
- $\log \bar{a}$  representa el factor de la intersección del logaritmo N por la curva S-N.
- $m$  representa la pendiente negativa de la curva S-N.
- $\log \sigma$  representa el logaritmo en base 10 de la tensión actuante sobre la estructura.

Finalmente, de la gráfica que se encuentra en la norma DNV-RP-C203 (DNV, DNV-RP-C203 Fatigue Design of Offshore Steel Structures, 2011), resulta la extrapolación que se expone en la **Ilustración 13**. En ella se pueden hallar los diversos ciclos de carga que aguata la estructura en función de la tensión de fatiga que se disponga.



**Ilustración 13:** Curva S-N del material S355.

Las comprobaciones de fatiga que se deben realizar son dos, por un lado se tiene que la tensión de fatiga ( $S_e$ ) (obtenida en la **Ecuación 36**) y la tensión media ( $\sigma_m$ ) (obtenida en la **Ecuación 34**) no deben superar la tensión máxima de fatiga del material. Esta tensión del material se obtiene de los catálogos que distribuidores ofrecen del acero S355. Por otro lado, aunque cumpla con la condición anterior, se debe comprobar el número de ciclos que aguanta la estructura.

El análisis de la vida a fatiga de las soldaduras queda fuera del ámbito de aplicación del presente proyecto, pero el proceso queda descrito por la DNV-RP-C203 (DNV, DNV-RP-C203 Fatigue Design of Offshore Steel Structures, 2011).

### 7.5. Deformaciones y deflexiones

Las deflexiones y deformaciones del conjunto es un parámetro que ofrece el programa FAST como output en cada caso de carga, por lo tanto, no es preciso calcular con expresiones analíticas, pero, las deformaciones ( $\rho$ ) y deflexiones ( $\theta$ ) se obtienen generando una matriz de rigidez con las rigideces de la cimentación, como se aprecia en la **Ecuación 38**.

**Ecuación 38:** Cálculo de las deformaciones y deflexiones de la cimentación.

$$\begin{bmatrix} F_x \\ M_y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_L & K_{LR} \\ K_{RL} & K_R \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \rho \\ \theta \end{bmatrix}$$

### 7.6. Frecuencia natural del sistema

Para el cálculo de la frecuencia natural del sistema se recurre a valorar la excitación que sufre la estructura en el primer instante de cargas producidas por el viento y por el oleaje. El estudio se basa en dejar a la estructura en modo de vibración libre y ejecutar la transformada de Fourier para obtener la frecuencia natural del sistema, e incluso la amortiguación del mismo.

Ambos parámetros, frecuencia natural y amortiguación del sistema, no son datos de salida que el programa FAST ofrezca, por lo tanto, se deben evaluar con simulaciones o con fórmulas analíticas. El software se encuentra en constante desarrollo y en futuras versiones se implementará la posibilidad de obtener la frecuencia del sistema. Actualmente solo dispone de sistemas de linealización, que dan la oportunidad de obtener la frecuencia natural mediante programas en Matlab de postprocesado. En realidad, dichos programas están muy limitados debido a que se tienen que emplear en versiones antiguas de FAST (v6), sin manejar los módulos que han sido añadidos recientemente en las últimas versiones del programa (actualmente la versión 8) como son

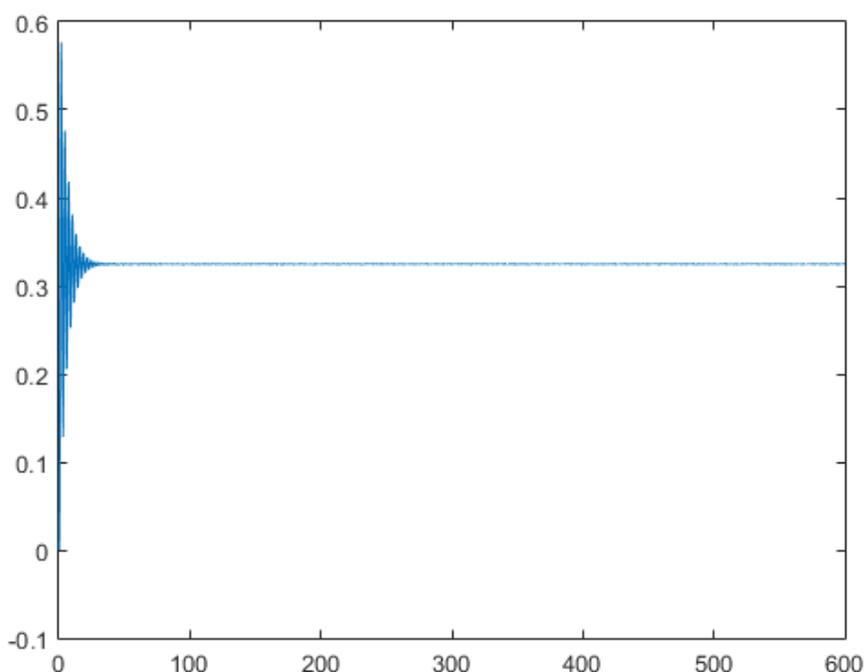
el módulo de HydroDyn (encargado del cálculo de las cargas producidas por las olas y las mareas), solo teniendo en cuenta excitaciones provenientes del viento.

En primer lugar, el trabajo ideal es otorgar una estimulación a la estructura (un escenario inicial de cargas que comprendan las componentes generadas por el viento y por el oleaje) y seguidamente eliminarle toda estimulación a la estructura. De esta manera se pueden obtener datos lo suficientemente fiables en cuanto a la frecuencia natural se refiere, ya que se deja en vibración libre a la estructura. Además, se podría llegar a calcular el amortiguamiento de la estructura.

En el caso de estudio del presente proyecto, el proceso que se lleva a cabo es someter a la estructura a una excitación inicial por parte de las fuerzas que generan las olas y el viento sobre la estructura. Se define un escenario de velocidad constante de viento lo suficientemente alto como para generar una deformación visible en el espectro.

Esta deformación se consigue gracias al control inicial de las palas. Se disponen las mismas inicialmente en perpendicular a la dirección del viento.

Una vez que el control de las palas (pitch) empieza a actuar, las intenta disponer en la dirección paralela al viento, de esta manera se protege la estructura de las grandes deformaciones sufridas por la velocidad del viento actuante. Pero, antes de que se active el control de las palas, se genera en la estructura dicha deformación.

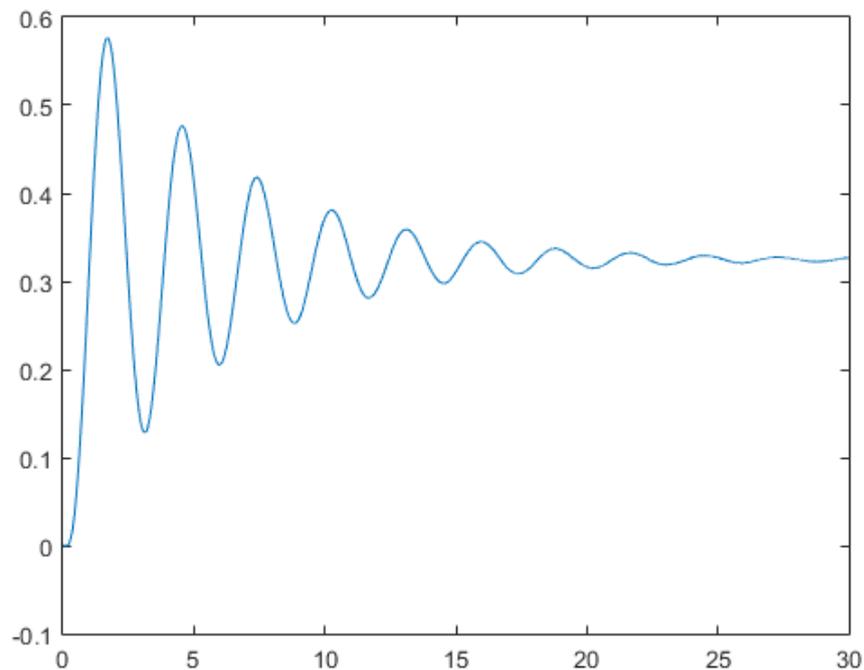


**Ilustración 14:** Tiempo frente a deflexión.

En la **Ilustración 14** se enfrenta la deformación que se origina en la parte superior del aerogenerador con el tiempo de análisis. El efecto de la deformación inicial hasta que entra en acción el pitch y se queda con una deformación constante a lo largo del tiempo, se aprecia con claridad en el siguiente grafismo.

Para que se pueda apreciar el efecto de la deformación con mayor claridad, se corta la señal a los 30 primeros segundos en los que el control de las palas empieza a actuar.

En la **Ilustración 15** se aprecia con una mayor claridad este fenómeno.



**Ilustración 15:** Tiempo y deflexión cortados.

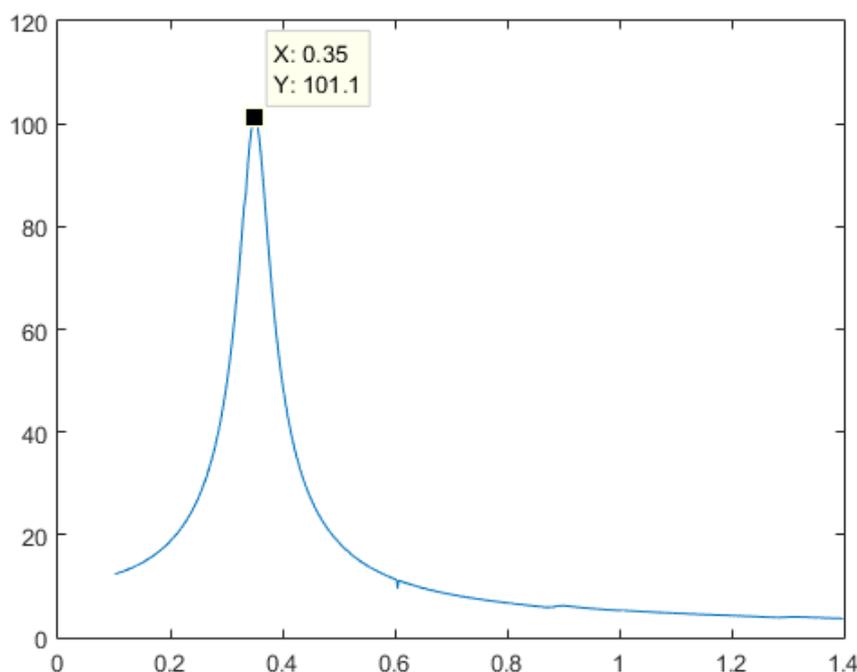
La estructura no se encuentra en vibración libre, sino que se queda con una deformación permanente. Esto es debido a que el viento sigue actuando en todo momento. Para el estudio de la transformada de Fourier se emplea toda la señal.

Para analizar la frecuencia natural del sistema se emplea el programa Matlab con los resultados obtenidos del software de cálculo FAST. A la señal completa se le practica la transformada de Fourier, con el comando `fft` de Matlab. Para ello, se debe pasar del dominio del tiempo al dominio de la frecuencia.

Para pasar del dominio del tiempo al de la frecuencia, se escogen todos los puntos de cálculo desde el inicio hasta la mitad del total más uno (frecuencia de Nyquist). La frecuencia de muestreo representa la inversa del paso de tiempo que se determina en la simulación (0,01 s, es decir, 100

Hz). Finalmente, la frecuencia de Nyquist es esta frecuencia de muestreo entre dos, es decir, 50 Hz. Para poder representar la transformada de Fourier como se aprecia en la **Ilustración 16**, la frecuencia final va desde 0 hasta dicha frecuencia de Nyquist, con un paso que se obtiene mediante la división entre la frecuencia de Nyquist y la mitad del número de pasos que se dispone en la simulación

Como se aprecia claramente en la **Ilustración 16**, la frecuencia natural del sistema completo es de 0,35 Hz.



**Ilustración 16:** Frecuencia natural del sistema.

Este sistema de cálculo no es el más idóneo para obtener resultados de frecuencias naturales, pero se han obtenido resultados suficientemente fiables en cuanto a frecuencia.

En el estudio de la estructura en su conjunto, al no quedarse a cero la deflexión, sino que permanece una deformación constante debido al viento incidente, se está cometiendo un error de cálculo que se asume debido a la estabilidad final de dicha deformación.

En el artículo en el que se detallan los parámetros básicos del aerogenerador (Jonkman, Butterfield, Musial, & Scott, 2009), se aprecia que la frecuencia natural del sistema torre-góndola-palas, sin tener en cuenta la cimentación empleada, es de 0,3240. Como se relata en dicho artículo, esta frecuencia fue obtenida con el método de linealización anteriormente descritos, en versiones antiguas de FAST (versión 6).

La frecuencia natural de la estructura de estudio es, por lo tanto, superior a la del aerogenerador en solitario.

En la práctica, la frecuencia natural del sistema debería verse reducida en función del tipo de subestructura que se dispongan debido a la flexibilidad que supone las cimentaciones sobre el conjunto. Cabe destacar que la estructura que se dispone es de base fija, si se tuvieran en cuenta la interacción con el suelo, las frecuencias naturales se verían reducidas aún más.

La interacción del suelo sobre la estructura no es objeto de estudio del presente proyecto.

### 7.7. Coeficientes de amplificación dinámicos

Durante este capítulo se desarrollan los coeficientes de amplificación dinámica (*DAF*). Estos coeficientes permiten tener en cuenta el carácter dinámico de las acciones sobre la estructura. Las estimaciones significativas serán aquellas cuyas frecuencias de excitación son cercanas a las frecuencias naturales de la estructura.

Principalmente el estudio se centra en la de las olas ya que el espectro del viento es tan insignificante respecto a la frecuencia natural de la estructura que no se tiene en cuenta. La frecuencia natural del sistema de estudio tiene un valor de 0,35 Hz. Dependiendo de la amplitud de la ola actuante, tendrá un mayor o menor efecto sobre la estructura, interfiriendo directamente en la amortiguación del sistema.

La amplificación dinámica viene en función de un coeficiente de amortiguamiento. Dicho coeficiente tiene en cuenta la dirección del viento, 'x' o 'y'. Para el caso de estudio del presente proyecto se toma el valor del 3% para la dirección 'x', y un valor de 1% para la dirección 'y'. En la dirección 'x' el valor de amortiguamiento es superior debido a la mayor contribución que tiene la acción sobre la estructura. En casos reales, la amortiguación aerodinámica depende de la velocidad del viento, pudiendo estar entre el 2-10%. El valor elegido es razonable para los rangos de velocidad de viento actuante.

El cálculo de los coeficientes de amplificación dinámico (*DAF*) viene descrito en la **Ecuación 39**, expresión adaptada del artículo Arany et al. (Camp TR, 2003). Esta expresión tiene dos resultados posibles que dependen de la dirección del viento actuante, tomando un valor en la dirección 'x' y otro en la dirección 'y'.

**Ecuación 39:** Cálculo de amplificadores dinámicos.

$$DAF = \frac{1}{\sqrt{\left[1 - \left(\frac{f}{f_0}\right)^2\right]^2 + \left(2 \cdot \xi \cdot \frac{f}{f_0}\right)^2}}$$

Donde:

- $f$ : Representa la frecuencia de excitación del espectro de las olas
- $f_0$ : Representa la frecuencia natural del sistema
- $\xi$ : Representa el coeficiente de amortiguamiento

Estos coeficientes de amplificación dinámica ( $DAF$ ) se calculan con el programa realizado en Matlab. Forman parte de los cálculos realizados tras realizar todos los procesos de simulación. Se aplican directamente sobre las fuerzas producidas por las olas, en cada escenario de cargas independientemente.

## 8. Software de cálculo FAST

Durante el siguiente capítulo se presenta el software empleado FAST. Aunque anteriormente ya se han descrito ciertas pautas seguidas por los módulos que FAST dispone, durante el desarrollo del presente capítulo se procede a explicar detalladamente cada apartado del software y de las posibilidades que ofrece.

### 8.1. Introducción al FAST

FAST es un software que pretende modelar la respuesta dinámica que sufren los aerogeneradores de pequeño y gran tamaño. Además, da la opción de escoger entre un sistema en tierra o marino u offshore. Las posibilidades de cimentación en los aerogeneradores offshore son múltiples, monopilotes, tipo jacket, flotante o trípode. Por lo tanto, abarca todos los aspectos posibles en cuanto a aerogeneradores se refiere.

El programa se encuentra constantemente actualizado a nuevas versiones con mejoras en el código. Debido a la gran aceptación entre la comunidad científica y su uso extendido, los desarrolladores y científicos están añadiendo nuevas actividades y rutinas de trabajo. Por este motivo y por los servicios que ofrece, hacen que el software sea una herramienta atractiva para el cálculo de esfuerzos, entre otros aspectos, de aerogeneradores que se encuentren tanto offshore como onshore.

El código FAST tiene dos modos o formas de operar diferentes; la primera de ellas es la simulación directa de las ecuaciones no lineales del movimiento del aerogenerador, y la segunda de ellas es la linearización del sistema.

En el primer caso, durante el proceso de simulación, la respuesta aerodinámica y estructural del aerogenerador ante las condiciones de viento y olas entrantes al sistema es evaluado en cada intervalo de tiempo. Las salidas de datos del programa incluyen series temporales de datos referentes a las cargas aerodinámicas, hidrodinámicas y deflexiones de cada uno de los miembros que conforman el conjunto aerogenerador.

En el modo de linearización del sistema, FAST extrae las representaciones linearizadas del sistema aeroelástico completo, lo cual resulta útil para el desarrollo de matrices de estado en aerogeneradores. De esta manera se pueden añadir controles de diseño en el análisis del aerogenerador.

## 8.2. Módulos del FAST

La forma de trabajo del software FAST es la de dividir cada caso de estudio relevante que actúa sobre aerogenerador en módulos separados e independientes (ver **Ilustración 17**). Cada uno de estos módulos dispone de sus archivos de control con los parámetros necesarios para modelar el aerogenerador y la subestructura. Algunos módulos permiten su simulación por separado, sin la necesidad de estar conjuntamente acoplado con el software FAST.

La división que el programa FAST dispone para los casos de estudio más importantes se realiza de la siguiente manera:

- Dinámica estructural. El nombre que recibe este módulo es ElastoDyn. Este módulo no permite ejecutarlo de manera individual por razones obvias ya que es el encargado de entrelazar los desplazamientos, esfuerzos y parámetros de control entre los diversos nodos de análisis que definen la estructura del aerogenerador.
- Velocidades del viento de entrada. El nombre del módulo es InflowWind. Este módulo permite adjuntar, leer e interpretar un archivo de datos creado por un programa de preprocesador denominado TurbSim (ver apartado **4.2.**) o generado por otro programa externo. Para un mayor detalle del módulo, ver el apartado **4.3.** de la presente memoria.
- Cargas aerodinámicas. El nombre de este módulo es AeroDyn y es el encargado de definir el perfil aerodinámico de las palas y de la torre y su interacción con el viento. Este módulo permite su ejecución por separado. Representa uno de los módulos más importantes del programa ya que con él se pueden obtener las cargas producidas por la acción del viento

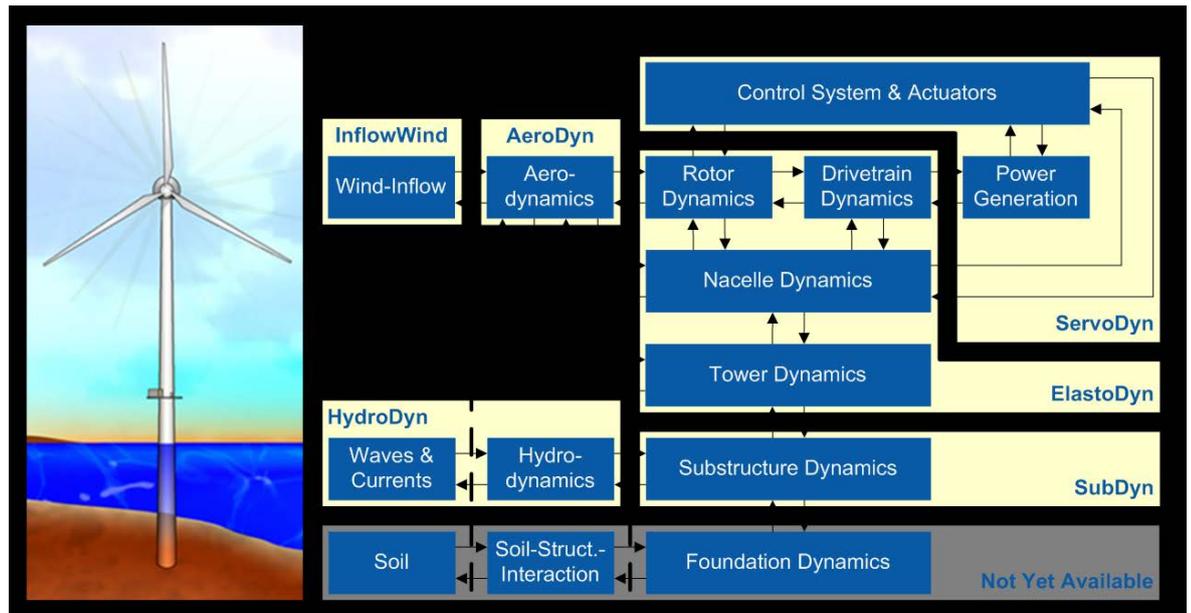
sobre la estructura. Para un mayor detalle del módulo, ver el apartado **4.1.** de la presente memoria.

- Control del accionamiento eléctrico y generación de energía. Este módulo se denomina ServoDyn. Es el encargado de simular y modelar los comportamientos eléctricos y electrónicos del sistema, junto con la interacción con los esfuerzos en la góndola.
- Fuerzas de las olas. EL módulo que define la interacción de las mareas y olas en la estructura se denomina HydroDyn. Este módulo permite su ejecución por separado. Para un mayor detalle del módulo, ver el apartado **5.1.** de la presente memoria.
- Comportamiento de la subestructura. El programa que permite modelar la interacción de la subestructura con el suelo se denomina SubDyn. Este es una de las nuevas incorporaciones al programa (versión 8 de FAST) y no permite su ejecución por separado. Todavía se encuentra en una fase primaria de desarrollo en la que se le pueden definir pocos parámetros para su ejecución. De esta manera, no se pueden obtener datos relevantes de la interacción del suelo con la estructura.
- Interacciones con placas de hielo. El módulo que se encarga de las interacciones con el hielo se denomina IceDyn. En países nórdicos o donde sean relevantes las cargas que producen las placas de hielo sobre la estructura se pueden calcular con este módulo.

Una vez se conocen los módulos que contiene el sistema y la forma de trabajar de cada uno de ellos, se pueden dividir en dos grandes grupos:

- Las condiciones externas o ambientales que producen las cargas sobre la estructura del aerogenerador vienen dadas por tres programas. Estos son el módulo de HydroDyn para las olas y los módulos AeroDyn e InflowWind para las condiciones de viento.
- Los módulos que se encargan de las interconexiones entre los esfuerzos producidos por las olas y por el viento de manera independiente. Además de los parámetros de control de las palas y de la torre.

De manera esquemática se puede apreciar en la **Ilustración 17** los diversos módulos que dispone el programa para la obtención de los resultados.



**Ilustración 17:** Definición gráfica del funcionamiento del software FAST. Fuente: (Jonkman & Jonkman, 2013)

## 9. Datos de partida

Durante este capítulo se introducen todos los datos que se han tenido en cuenta en el proceso de elaboración del presente proyecto, tanto para la obtención de los esfuerzos en el aerogenerador producidos por el viento y las olas, como para determinar la localización final del aerogenerador.

Este estudio es uno de los puntos más importantes en un proyecto de análisis de esfuerzos en un aerogenerador. Escoger mal los datos de partida puede suponer que el aerogenerador, una vez instalado en la localización final, falle debido al erróneo dimensionado que se ha tenido en cuenta por la mala elección de las condiciones de partida, dando lugar a pérdidas económicas y materiales.

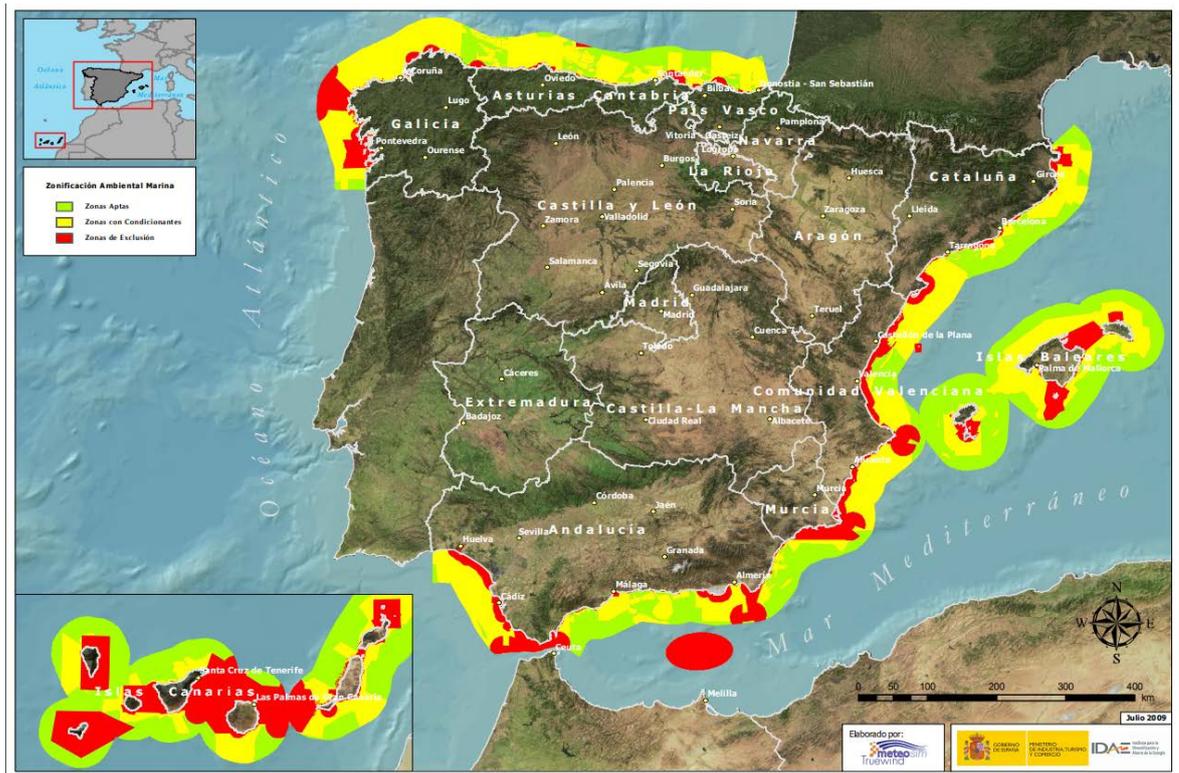
### 9.1. Ubicación

Para poder escoger el lugar idóneo para la localización final del aerogenerador, se ha atendido a diversos factores como son el aprovechamiento eólico, la legislación aplicable a la zona de estudio y la batimetría del lugar. La idea principal es situar el aerogenerador en las Islas Canarias. Dentro de las siete islas se valoran los requisitos comentados anteriormente. A lo largo de los siguientes puntos se desarrollan los aspectos más importantes que se han tenido en cuenta para la elección del lugar idóneo.



### 9.1.2. Zonificación ambiental

Una vez conocidas las mejores zonas para poder colocar el aerogenerador, se recurre a las zonas de exclusión de colocación de aerogeneradores en las costas. Para ello, se recurre a la zonificación ambiental marina para parques eólicos de España (ver la **Ilustración 19**), documento al que se puede acceder por parte del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, a través del instituto para diversificación y ahorro de energía, IDAE (IDAE, s.f.).



**Ilustración 19:** Zonificación ambiental marina para parques eólicos. (Meteosim Truewind, 2009)

Para Canarias, se tiene que gran parte de la costa está restringida para la colocación de parques eólicos offshore, en cambio, existen zonas con condicionantes que, en caso de la colocación de dichos parques, se tendrían que justificar antes las autoridades pertinentes.

Por otro lado, las zonas aptas para su ubicación quedan situadas donde las profundidades son muy elevadas. Por este motivo y por la elección del tipo de cimentación, no es rentable en términos económicos la colocación de aerogeneradores con subestructuras tipo monopilote debido a la complejidad técnica en cuanto a la fijación al lecho marino.

Teniendo en cuenta que el carácter de este proyecto es académico y de investigación, se ha decidido emplazar el aerogenerador en las zonas en las que se encuentran bajo condicionantes, y decidir ahí la mejor ubicación final.

Este hecho se ve en la **Ilustración 19** y en la **Ilustración 20**. Como se puede apreciar en las imágenes, gran parte de la costa canaria se encuentra protegida. Esto es debido principalmente a motivos de aviación, restricciones militares y de protección de fauna y flora marina.



**Ilustración 20:** Zonificación ambiental marina para parques eólicos, detalle de las Islas Canarias. (MeteosimTruwind, 2009)

Como se puede apreciar en la **Ilustración 20**, las zonas del oeste de la isla de Gran Canaria quedan excluidas completamente y, por lo tanto, se escoge como emplazamiento final la zona sureste de la isla.

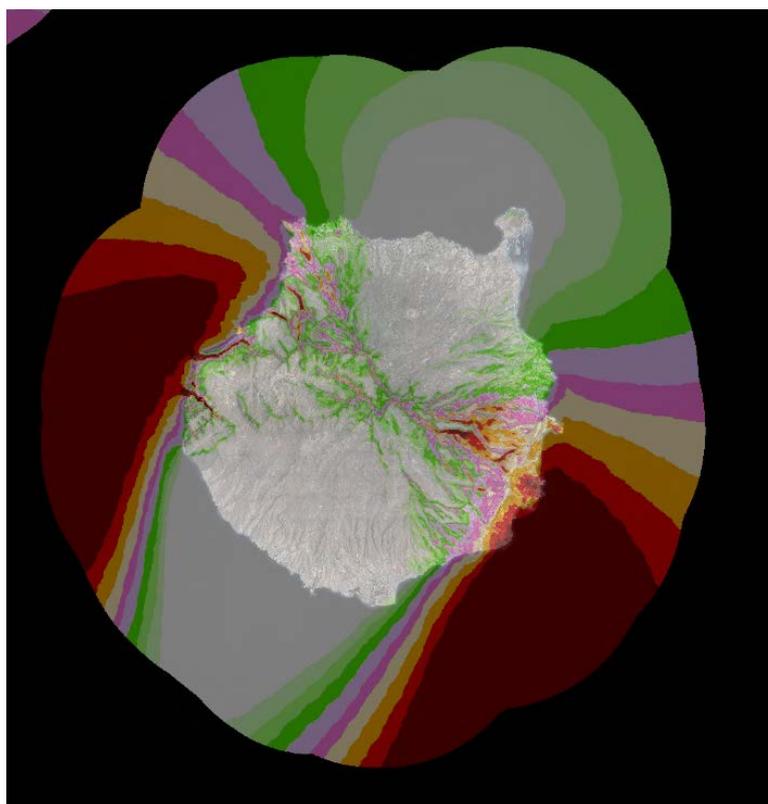
Además, se debe de tener en cuenta los espacios naturales protegidos de las islas. En el mismo portal IDAE se pueden obtener diversos atlas con los distintos parques naturales protegidos. En la **Ilustración 21**, ampliada en el ámbito de las Islas Canarias, se aprecian con detalle todas las zonas protegidas. A nivel marítimo, solo queda afectada la isla de Lanzarote. Por lo tanto, la zona sureste de la isla de gran Canaria queda exenta en este ámbito.



**Ilustración 21:** Espacios naturales protegidos de Canarias. (IDAE, 2009)

### 9.1.3. Datos de viento

Una vez conocida la zona aproximada, se procede a analizar los datos de viento, concretamente los recursos eólicos. De esta manera se puede aproximar la ubicación final del monopilote. En el portal online "GRAFCAN" (Grafcan, s.f.) se puede determinar con exactitud, en un mapa online, varios parámetros que son relevantes a la hora de decidir la ubicación final. Estos parámetros son las zonas de viento con sus rosas que describen la dirección del mismo, velocidad media y altura a la que se toma como referencia o las constantes de Weibull.



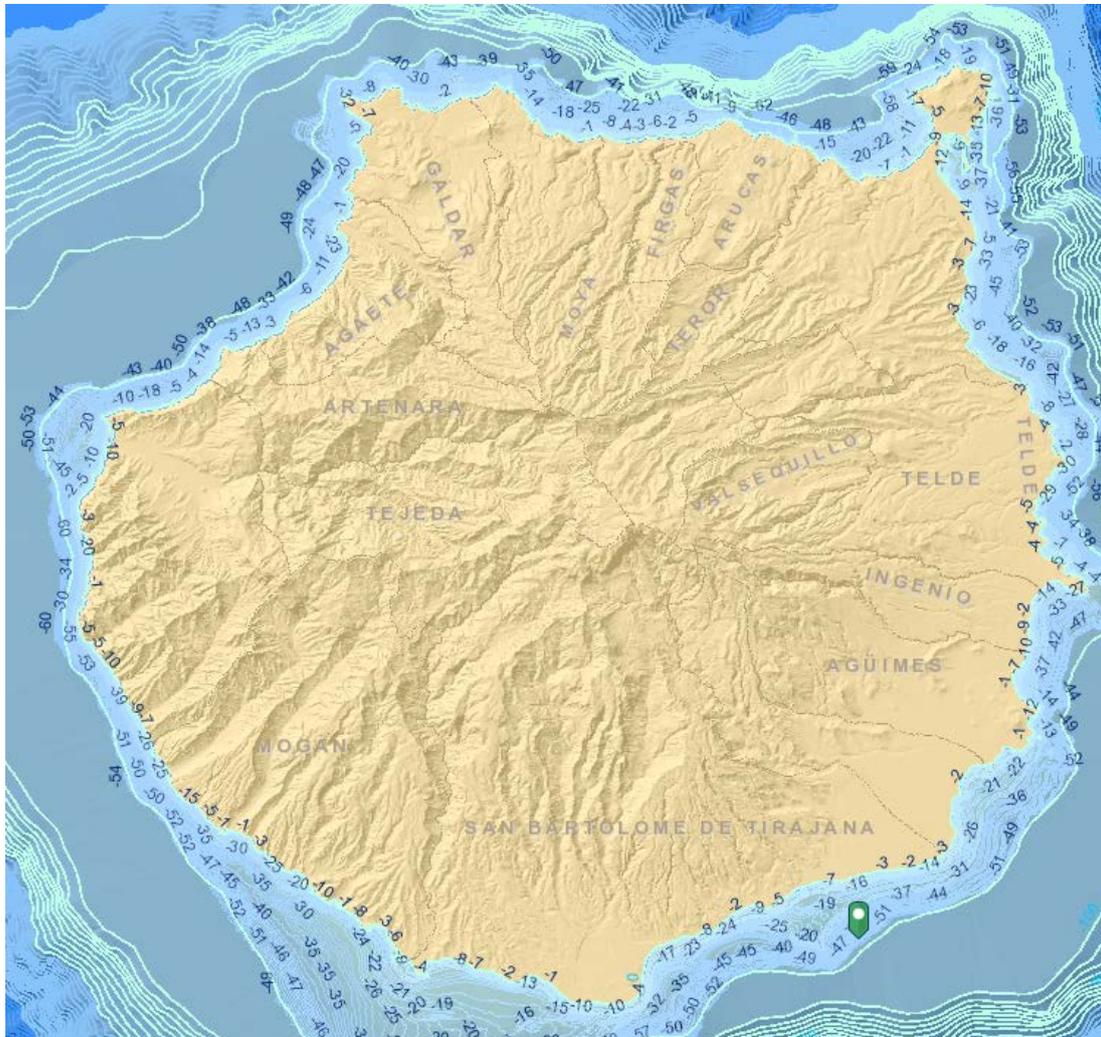
**Ilustración 22:** Aprovechamiento eólico en la isla de Gran Canaria. Fuente: (Grafcan, s.f.)

En la **Ilustración 22** se aprecia con claridad todas las zonas de aprovechamiento eólico en la isla de Gran Canaria. Los colores más claros suponen un aprovechamiento menor en comparación con los más oscuros. El color negro solo actúa como fondo, no como leyenda.

### 9.1.4. Batimetría

Una vez escogida la zona, el siguiente paso es obtener la batimetría del lugar. Debido al tipo de cimentación que se ha escogido, la profundidad máxima a la que se puede situar el monopilote es de 60 metros. Debido a las limitaciones de tecnología que existen en la actualidad.

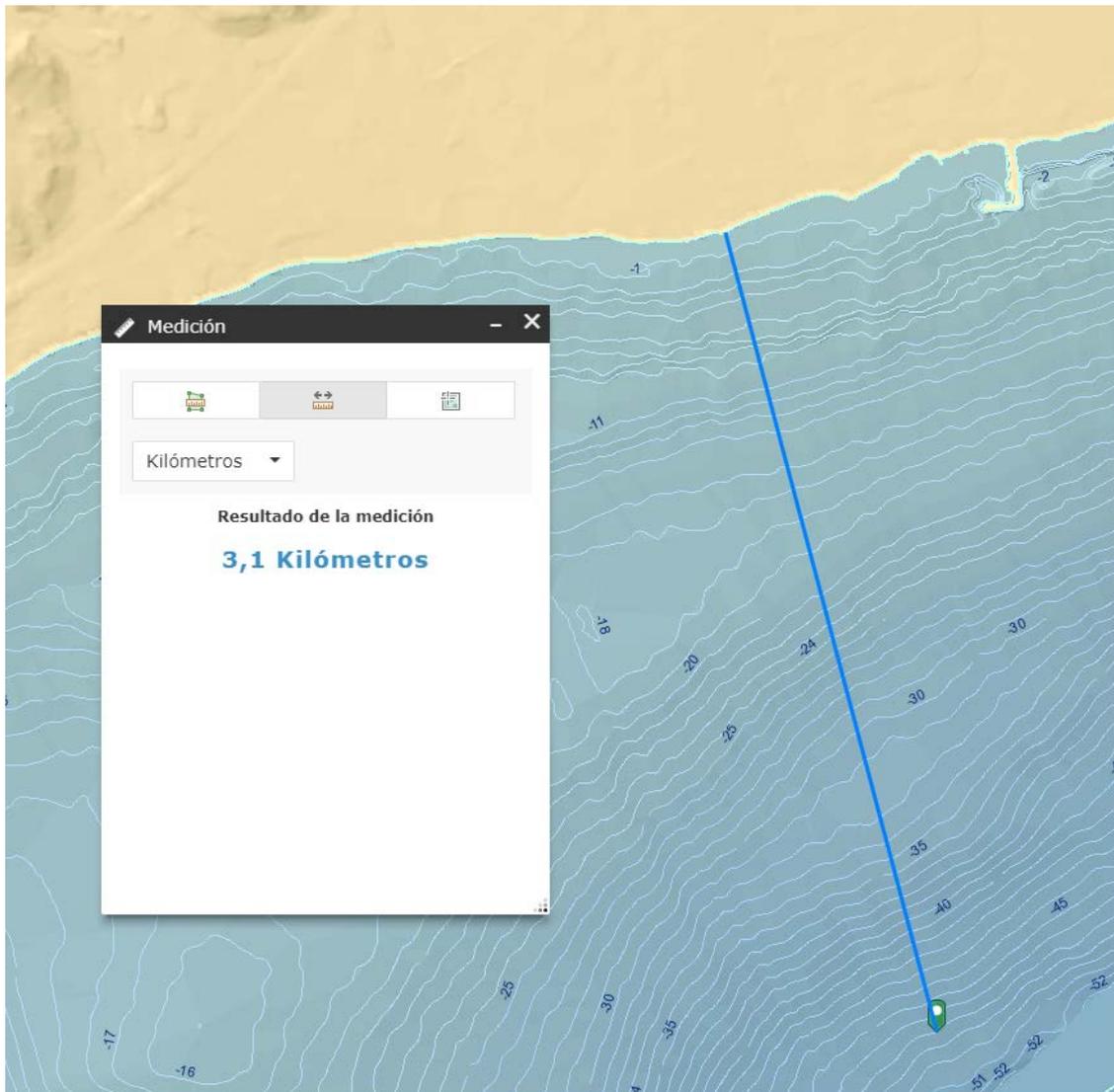
Para obtener este dato se recurre al portal ArcGIS. Con a la ayuda del Observatorio Ambiental de Granadilla (OAG) y del portal ArcGIS (OAG, 2006), que contiene los mapas con la batimetría de las siete islas, se puede llegar a comprobar la batimetría del lugar.



**Ilustración 23:** Batimetría de la isla de Gran Canaria. (OAG, 2006)

En la **Ilustración 23** se aprecia la batimetría general de la isla de Gran Canaria. Donde se localiza en el marcador verde (sureste de la isla) es donde se encuentra la localización final del aerogenerador. Más en detalle (ver **Ilustración 24**) se aprecia que la profundidad donde se localiza finalmente el aerogenerador es de 47 metros.

Por último, dicha página web también ofrece una herramienta de medida en la que se puede determinar la distancia lineal a la que se encuentra el aerogenerador de la costa. En el caso de estudio, el aerogenerador se encuentra a una distancia de 3,1 km de la costa, como se recoge en la **Ilustración 24**.



*Ilustración 24:* Distancia entre aerogenerador y tierra (OAG, 2006)

## 9.2. Datos de viento

El viento es un dato que determina cuanto va a generar, en términos de potencia, el aerogenerador. Por otro lado, es determinante para cuantificar las cargas que se produzcan sobre la estructura y el tipo de aerogenerador que se escoja.

### 9.1.1. Velocidad media de viento

Para obtener la velocidad media de viento se recurre al portal GRAFCAN (Grafcán, s.f.). En dicho portal se encuentra el punto exacto donde se situará el aerogenerador.

El portal divide el litoral canario en varios puntos distribuidos, como una malla, donde se pueden obtener los datos necesarios para poder hacer una primera aproximación del lugar idóneo, en cuanto a la colocación de aerogeneradores offshore se refiere.

En las coordenadas donde se situará el aerogenerador finalmente se obtiene una velocidad media del viento de 9,8 m/s, a una altura de referencia de 80 metros.

Como en el simulador no hace falta determinar la velocidad del viento a la que se va a colocar el centro del rotor, es decir, solo hace falta introducir la velocidad media del viento a la altura de referencia, se procede a hacer una comprobación del mismo. Para ello se simula la velocidad a la altura de referencia, que se obtuvo con el portal GRAFCAN, y posteriormente se compara con los datos obtenidos de la fórmula analítica.

#### 9.1.1.1. Cálculo de la velocidad del viento a la altura del rotor

La altura del buje del aerogenerador se encuentra a noventa metros de altura. Para poder interpolar la altura de un sitio a otro, se hace uso de la **Ecuación 40**. En dicha expresión se aprecia que la velocidad del viento aumenta en relación con la altura, como es de esperar.

**Ecuación 40:** Expresión para el cálculo de la velocidad del viento a una altura determinada. Fuente: (Ruiz Murcia).

$$U_{\text{cálculo}} = U_{\text{referencia}} \cdot \left( \frac{Z_{\text{cálculo}}}{Z_{\text{referencia}}} \right)^a$$

Donde:

- $U_{\text{cálculo}}$  representa la velocidad del viento donde deseamos calcularlo
- $U_{\text{referencia}}$  representa la velocidad del viento de referencia
- $Z_{\text{cálculo}}$  representa la altura donde deseamos calcular la velocidad del viento
- $Z_{\text{referencia}}$  representa la altura donde tenemos la referencia de viento
- $a$  representa el coeficiente de rugosidad

Para el cálculo de la rugosidad se recurre a la de la **Ecuación 41**.

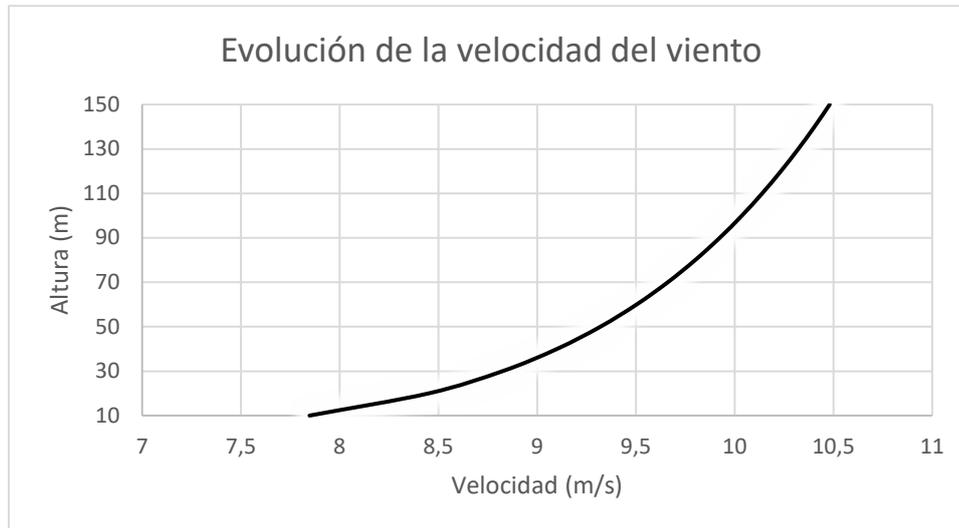
**Ecuación 41:** Cálculo del coeficiente de rugosidad.

$$a = 0,24 + 0,04 \cdot \ln(z) + 0,003 \cdot (\ln(z))^2$$

Donde:

- $z$ : Representa el valor de la rugosidad del terreno. Dicho valor lo encontraremos en el propio portal de GRAFCAN, donde tiene un valor de 0,001

A modo de visualización se genera una gráfica donde se enfrenta la velocidad del viento contra la altura de referencia (ver **Ilustración 25**).



**Ilustración 25:** Distribución de la velocidad del viento en función de la altura.

Finalmente, se recopilan los datos de las velocidades de viento en las distintas alturas, recogidas en la **Tabla 10**.

**Tabla 10**

*Velocidades de viento a diversas alturas.*

ALTURA (m)	VELOCIDAD DE VIENTO (m/s)
10	7,85
20	8,45
30	8,83
40	9,10
50	9,32
60	9,50
70	9,66
80	9,80
90	9,92
100	10,04
110	10,14
120	10,24
130	10,32
140	10,40
150	10,48

A continuación, se procede a comparar los valores obtenidos en la simulación del programa con los resultados adquiridos de la fórmula analítica. En la **Tabla 11** se aprecian los resultados obtenidos en cada caso de simulación.

**Tabla 11**

*Tabla comparativa de velocidad.*

IDENTIFICACIÓN	VELOCIDAD
Programa FAST	10,03 (m/s)
Fórmula analítica	9,92 (m/s)

Como se puede apreciar, hay una ligera diferencia de 0,11 m/s. El código FAST relaciona todos los parámetros posibles que intervienen en el cálculo, así pues, hace una interacción entre el estado de la marea y el estado del viento. El valor final de la rugosidad, por ejemplo, no es igual que suponerlo como 0,001, tal y como se ha hecho en las fórmulas analíticas. El software emplea varias posibilidades de cálculo, tales como la expresada en la **Ecuación 40** u otro tipo, como las expresiones logarítmicas.

Finalmente, se observa que cada pequeño valor es significativo y que al final de cada simulación se aprecia realmente la diferencia entre los datos obtenidos en las fórmulas analíticas y los datos que el programa ofrece.

### 9.1.2. Dirección del viento

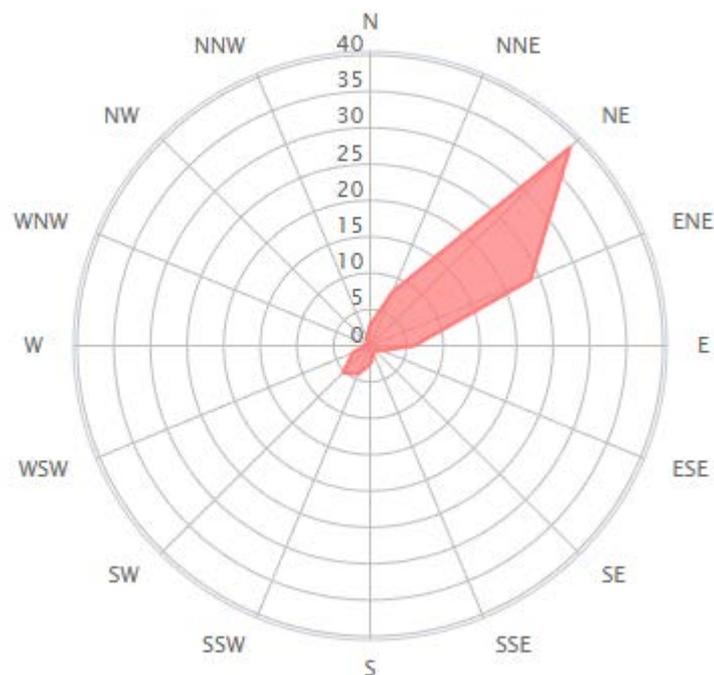
Durante el presente capítulo se desarrollan las distintas rosas de viento en la ubicación final del aerogenerador. La ubicación más cercana al aerogenerador, con datos históricos en los que se puedan obtener este tipo de gráficas, es el Castillo del Romeral.

En dicha ubicación, la dirección primordial de viento es NNE como se aprecia en la **Ilustración 26**. Esta información ha sido obtenida según la página web Windfinder (Windfinder).

Windfinder se especializa en predicciones y pronósticos del viento, de olas, de mareas y del tiempo para deportes relacionados con el viento como el kitesurf, el windsurf, el surf, la vela o el parapente.

Para el caso de estudio del presente proyecto, es de importancia lograr obtener la dirección mayoritaria del viento. Aunque los últimos aerogeneradores que existen actualmente en el mercado tienen un control que gira la torre en función de la dirección del viento, ya que la colocación del mismo completamente de cara al viento debe ser primordial, para una mayor producción de energía en términos de potencia.

### Distribución de la dirección del viento en (%) Año

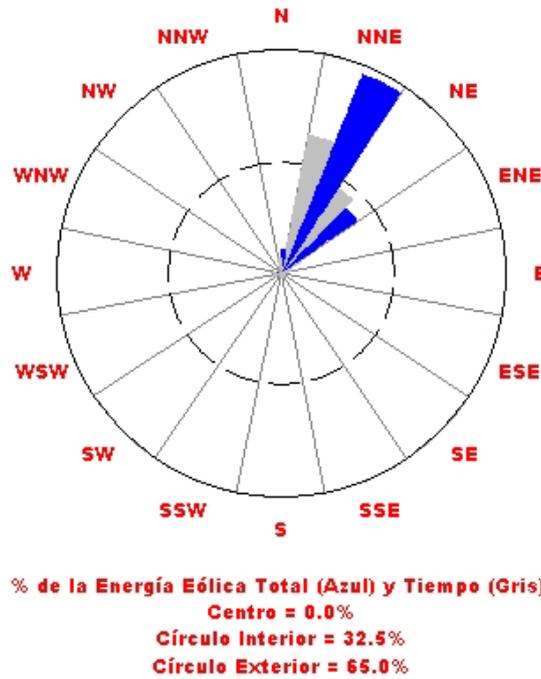


**Ilustración 26:** Rosa de viento en el Castillo del Romeral. Fuente: (*Windfinder*)

Finalmente, en el sitio exacto donde se sitúa el aerogenerador se puede obtener la rosa de viento gracias al portal GRAFCAN (ver **Ilustración 27**).

Como se aprecia en la **Ilustración 27**, se dispone de una dirección predominante de componente NNE, donde se producirá en torno al 66 % de la energía total. El 32,5 % del tiempo y energía producida se consigue en la componente NE de viento y el restante en el N.

Por este motivo es importante obtener los datos en las zonas exactas donde se sitúa el aerogenerador. La diferencia entre ambas rosas es considerable y puede llegar a producir que no se genere la cantidad de energía esperada por una mala orientación del aerogenerador.



**Ilustración 27:** Rosa de viento en la ubicación final. Adaptada de (Grafcan, s.f.)

### 9.1.3. Clase de turbina

Finalmente, la categoría de la turbina vendrá determinada por la norma IEC-61400-1, (IEC, 2005). Dicha norma divide los aerogeneradores en 3 grupos. Esta división es en relación a la velocidad media del viento en la localización del aerogenerador.

Para poder ejercer una estandarización a nivel de cálculos, el organismo IEC, impulsor de las normas empleadas en el presente proyecto, divide las turbinas en varios grupos. Esta división define las velocidades máximas de las ráfagas en los escenarios de cargas más extremos, según la velocidad media del viento actuante. Todas las clases de turbinas quedan definidas en la **Tabla 12**.

Como se aprecia en la **Tabla 12**, la turbina de estudio del presente proyecto es del tipo I.

**Tabla 12**

*Clases de turbina. Adaptada de (Gipe, 2006).*

TIPO DE TURBINA	I	II	III	IV
Velocidad media anual (m/s)	10	8,5	7,5	6
Ráfaga máxima en un periodo de retorno de 50 años (m/s)	70	59,5	52,5	42
Ráfaga máxima en un periodo de retorno de 1 año (m/s)	52,5	44,6	39,4	31,5

### 9.3. Datos de oleaje

A lo largo del capítulo se describen todos los datos necesarios para el desarrollo de las cargas producidas por las olas. Estos datos se obtienen del portal de Puertos del Estado, proporcionados por el Gobierno de España, Ministerio de Fomento (Datos históricos , s.f.).

Para poder obtener datos históricos, se requiere que estos datos están recogidos en la boya de muestreo. La que se encuentra más cercana a la localización del aerogenerador queda resumida en los datos de la **Tabla 13**.

La localización de la boya en comparación con donde se sitúa el aerogenerador (ver apartado **9.1.**) no es exacta, pero se validan los datos de dicha boya debido a la cercanía de la misma al aerogenerador.

**Tabla 13**

*Localización de la boya de los datos de medida. Fuente (Datos históricos , s.f.).*

IDENTIFICACIÓN	LOCALIZACIÓN
Longitud	15,50° W
Latitud	27,75° N

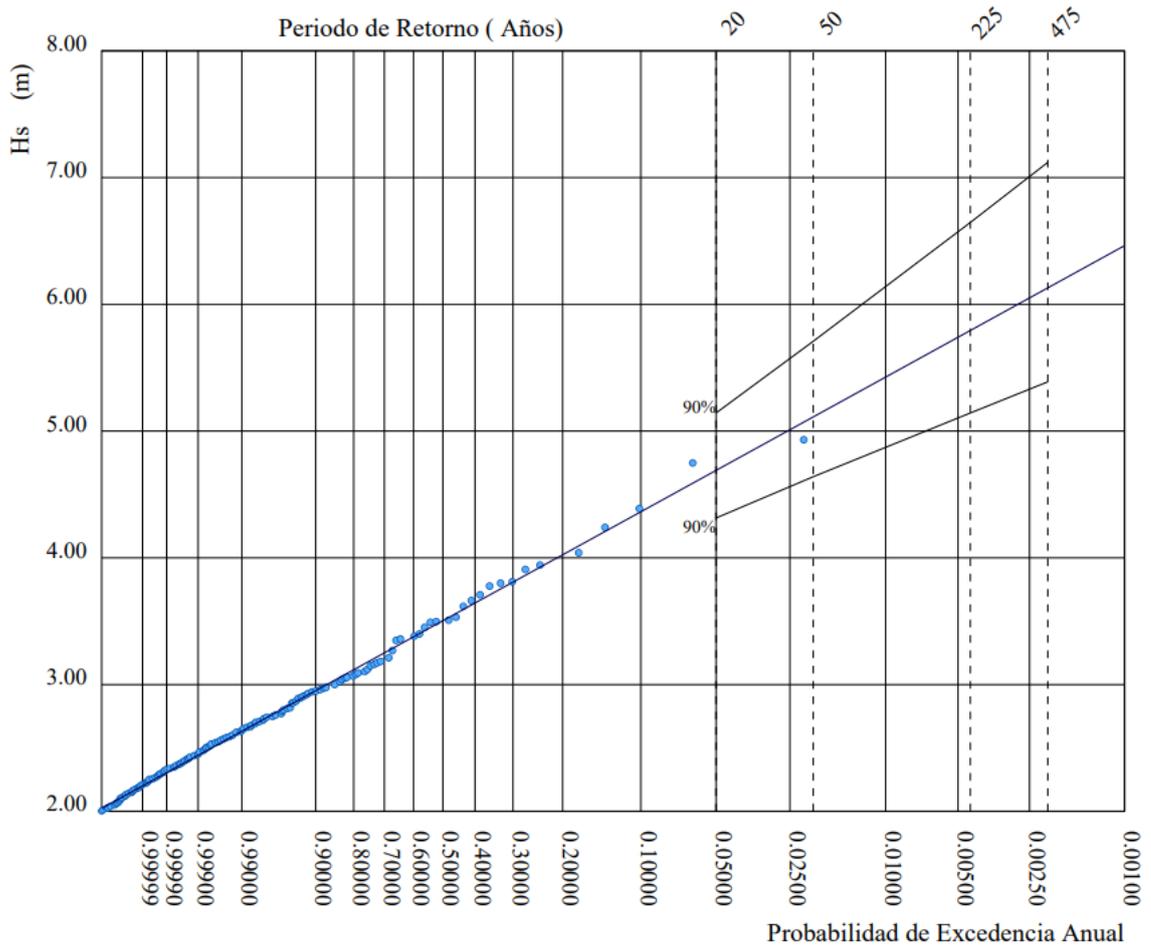
#### 9.3.1. Datos de olas significativas y periodo pico en periodo de retorno de 50 años

Como ya se ha estudiado previamente, los datos se han ido obteniendo de páginas web institucionales, en concreto de la página web del Estado. Para el estudio de las olas se recurre a la su división de Puertos del Estado. En dicha página se aprecian datos históricos suficientes para poder ejercer un criterio fiable en cuanto a adquisición de datos se refiere.

##### *9.3.1.1. Altura significativa de la ola con un periodo de retorno de 50 años*

La altura significativa de la ola ( $H_{S-50}$ ) representa la media del tercio más alto de todas las olas en el transcurso del estado del mar en 3 horas, registrada en 50 años.

Para poder acceder a estos valores se debe hacer uso de los diferentes gráficos y datos que ofrece la página web del Estado, en su apartado de Puertos del Estado. La boya con datos históricos más cercana a la localización del aerogenerador de estudio proporciona la gráfica de la **Ilustración 28**. En ella se pueden apreciar varios factores, de los que interesan los valores de periodo pico de retorno de 50 años y su altura significativa de ola.



**Ilustración 28:** Distribución del oleaje en función de la probabilidad, altura significativa y periodo de retorno. Obtenida de: (*Datos históricos , s.f.*)

De dicha grafica se obtiene el valor de la altura de ola significativa en un periodo de retorno de 50 años ( $H_{S-50}$ ), de valor mostrado a continuación.

$$H_{S-50} = 5,11 \text{ m}$$

### 9.3.1.2. Periodo significativo de la ola con un periodo de retorno de 50 años

El periodo significativo ( $T_{S-50}$ ) de una ola con el periodo de retorno de 50 años se muestra en el siguiente cuadro de texto.

$$T_{S-50} = 11,01 \text{ s}$$

### 9.3.2. Datos de olas significativas y periodo pico en periodo de retorno de 1 año

A lo largo del capítulo se desarrolla el proceso de cálculo del periodo y la altura pico de una ola de retorno de 1 año. Para ello se requiere de los datos de la distribución de Weibull. Para realizar estas estimaciones se recurre a las ecuaciones que se disponen en la norma DNV-OS-J101 para el cálculo del periodo y altura pico de la ola en un año, en función de la distribución de Weibull (DNV, Offshore Standard DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures, 2014).

#### 9.3.2.1. Altura significativa de la ola en un periodo de retorno de 1 año

Para el cálculo de la altura significativa de una ola en un periodo de retorno de 1 año se acude a la norma DNV-OS-J101 (DNV, Offshore Standard DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures, 2014), donde se encuentra la función de distribución de Weibull (ver **Ecuación 42**).

**Ecuación 42:** Distribución de probabilidad de Weibull para una ola con retorno de 1 año. Adaptada de: (*Datos históricos*, s.f.)

$$P_a(H_a) = 1 - e^{-\lambda \cdot \left( 1 - \left( 1 - e^{-\left( \frac{H_a - \alpha}{\beta} \right)^\gamma} \right) \right)}$$

Donde:

- $P_a$  representa la probabilidad de que una ola ocurra a la altura dada por el usuario.
- $\lambda, \alpha, \beta, \gamma$  representan los factores de la distribución de Weibull.
- $H_a$  representa la altura de ola de cálculo.

En el caso de estudio, con una probabilidad del 0,9999, se obtiene que la altura significativa en un periodo de retorno de un año ( $H_{S-1}$ ) es de 4,61 metros.

$$H_{S-1} = 4,61 \text{ m}$$

#### 9.3.2.2. Periodo pico de la ola en un periodo de retorno de 1 año

Para el cálculo del periodo pico de la ola en un periodo de retorno de un año ( $T_{S-1}$ ) se hace uso de la expresión de la norma DNV-OS-J101 (DNV, Offshore Standard DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures, 2014). De la **Ecuación 43** se obtiene el resultado del periodo.

**Ecuación 43:** Cálculo del periodo pico de la ola con retorno de 1 año. Adaptada de: (DNV, *Offshore Standard DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures, 2014*)

$$T_{S-1} = 11,1 \cdot \sqrt{\frac{H_{S-1}}{g}}$$

Donde:

- $g$  representa la aceleración de la gravedad.
- $H_{S-1}$  representa la altura significativa de la ola en el periodo de retorno de un año.

Finalmente, el periodo significativo de la ola en un periodo de retorno de un año queda definida en el siguiente cuadro de texto.

$T_{S-1} = 7,61 \text{ s}$
----------------------------

### 9.3.3. Datos de olas y periodo máximos en periodo de retorno de 1 año

Tanto la altura ( $H_{m-1}$ ) como el periodo máximo ( $T_{m-1}$ ) de ola en un periodo de retorno de un año se calcula mediante las expresiones que la norma DNV-OS-J101 (DNV, *Offshore Standard DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures, 2014*). Dichas expresiones son la **Ecuación 44** y la **Ecuación 45**.

#### 9.3.3.1. Altura máxima de la ola en un periodo de retorno de 1 año

Para el cálculo de la altura máxima de una ola con un periodo de retorno de un año ( $H_{m-1}$ ) se recurre a las expresiones **Ecuación 44** y **Ecuación 45**.

**Ecuación 44:** Cálculo de la altura máxima de ola con periodo de retorno de 1 año. Adaptada de: (DNV, *Offshore Standard DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures, 2014*)

$$H_{m-1} = H_{S-1} \cdot \sqrt{\frac{\ln(N)}{2}}$$

Donde:

- $N$  equivale al número de olas en el periodo de retorno de un año, con la **Ecuación 45** se obtiene dicho resultado.
- $H_{S-1}$  representa la altura significativa de la ola en un periodo de retorno de un año.

**Ecuación 45:** Expresión para el cálculo del número de olas. Adaptada de: *(DNV, Offshore Standard DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures, 2014)*

$$N = \frac{10800 (s)}{T_{s-1}}$$

Donde:

- $T_{s-1}$  representa el periodo significativo de la ola en un periodo de retorno de un año.

Finalmente, se obtiene que la altura máxima de ola en periodo de retorno de un año ( $H_{m-1}$ ) queda definida en el siguiente cuadro de texto.

$H_{m-1} = 8,78 m$
--------------------

#### 9.3.3.2. Periodo máximo de la ola en un periodo de retorno de 1 año

El último dato necesario, en cuanto a oleaje se refiere, es el periodo máximo de la ola en un periodo de retorno de un año ( $T_{m-1}$ ). Las expresiones seguidas son las comentadas en el apartado **9.3.2.2.** (ver la **Ecuación 43**).

$T_{m-1} = 10,50 s$
---------------------

#### 9.3.4. Datos de la ola máxima y en periodo de retorno de 50 años

Los datos de la ola máxima en un periodo de retorno de 50 años ( $H_{m-50}$ ) son necesarios para calcular la longitud máxima del pilote, que va desde la línea de barro hasta la conexión con la torre del aerogenerador (ver la **Ecuación 5**).

Este valor no tiene un impacto en la simulación con el software, más allá de la altura del pilote, es decir, no se emplea como dato para generar olas.

Para dicho cálculo se sigue el procedimiento descrito para hallar la máxima ola de retorno de un año (ver apartado **9.3.3.**).

##### 9.3.4.1. Altura máxima de la ola en un periodo de retorno de 50 años

Como se describió anteriormente, se hace uso de la **Ecuación 44** para el cálculo de la altura máxima de ola en un periodo de 50 años. Se obtiene el valor de la altura máxima para una ola con retorno de 50 años ( $H_{m-50}$ ) descrito en el siguiente cuadro de texto.

$$H_{m-50} = 11,43 \text{ m}$$

### 9.3.5. Datos de nivel del mar

El último dato que se requiere, en cuanto a mar se refiere, es el nivel medio del mar. Para ello, se sigue empleando la fuente que se usa para los datos de olas, el portal web del Estado en su división de Puertos del Estado. La única boyaa activa y con datos históricos de confianza para el estudio de los datos de nivel del mar se encuentra en el puerto de Las Palmas, más concretamente en el Muelle Elder. Dichos datos de pleamar y bajar se recogen en la **Tabla 14**.

**Tabla 14**

*Datos de alturas de mar. Obtenido de: (REDMAR, 2014).*

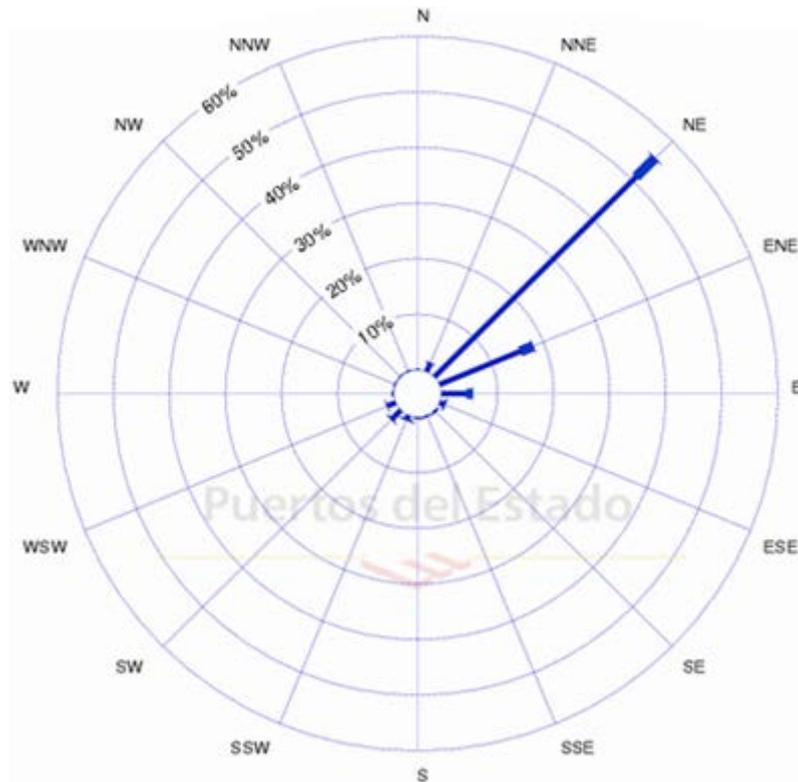
IDENTIFICADOR	MÁXIMO (cm)	MÍNIMO (cm)
Pleamar	319	169
Bajamar	146	0

Finalmente, a los 47 metros que se deben salvar entre el lecho marino y la superficie libre de agua, se le debe sumar la altura máxima de la pleamar, es decir, 3,19 metros de más.

Por lo tanto, la altura inicial del pilote es de 50,19 metros. Esta altura no supone la total final del pilote, ya que se le debe sumar la mitad de la altura máxima registrada en un periodo de 50 años más un 20% de la mitad de la altura significativa en el mismo periodo de años.

### 9.3.6. Rosas de oleaje.

Por último, se muestra la rosa de oleaje en la **Ilustración 29**. Dicha rosa permite saber la dirección de las olas en porcentaje durante un año.



**Ilustración 29:** Rosa de oleaje. Adaptada de: *(Datos históricos , s.f.)*

Como se aprecia, la dirección prominente es NE con cierto componente suroeste. En comparación con la rosa de viento (ver **Ilustración 27**), ambas comparten la misma dirección de actuación.

## 10. Resultados

Durante el presente capítulo se procede a ir describiendo los resultados obtenidos de las expresiones analíticas y los datos de esfuerzos obtenidos con las simulaciones de los escenarios de cargas con el programa FAST.

Se procede a comparar los resultados obtenidos de las simulaciones con los criterios de diseño. De esta manera se puede comprobar si la geometría inicial de la cimentación escogida resiste a las solicitaciones dadas por los escenarios de olas y viento, o si se debe de variar algún parámetro (diámetro, espesor de pared del pilote o material) de la subestructura.

## 10.1. Datos de partida

A lo largo de los siguientes capítulos se procede a ir describiendo los datos de partida tomados para el estudio de los escenarios de cargas para la localización final del aerogenerador.

### 10.1.1. Ubicación

En la **Tabla 15** se aprecia un resumen de los parámetros esenciales de ubicación final del aerogenerador para poder comenzar a simular en el programa FAST. En la tabla se define la altura batimétrica, ya habiendo sumado la diferencia de marea. Esto representa la altura total del pilote, desde el lecho marino hasta la conexión con la torre.

El único dato que hace falta implementar, conocidas las situaciones ambientales, es la longitud no enterrada del pilote. Para ello, se hace uso de la **Ecuación 5** vista en el capítulo **2.4.** de la presente memoria. La longitud final completa del pilote es:

$$L_s = 50,19 + \frac{11,43}{2} + 0,2 \cdot \frac{5,11}{2} \cong 56,5 \text{ m}$$

**Tabla 15**

*Parámetros de la ubicación del aerogenerador.*

IDENTIFICADOR	VALOR
Coordenadas UTM	X: 454046,25 Y: 3070733,44
Distancia a la costa	3,1 km
Altura del pilote total	56,50 m

### 10.1.2. Olas

Los datos iniciales en cuanto a altura de olas y periodos significativos en los años de retorno que se encuentran en la norma, necesarios para ejecutar el programa son los que se encuentran en la **Tabla 16**.

Por otro lado, se escoge como valor medio de densidad de agua ( $\rho_w$ ) el mostrado en el siguiente cuadro de texto.

$$\rho_w = 1030 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

**Tabla 16**

*Resumen de los parámetros de olas.*

DESCRIPCIÓN	ALTURA SIGNIFICATIVA (EN METROS)	PERIODO PICO (EN SEGUNDOS)	ALTURA MÁXIMA (EN METROS)	PERIODO MÁXIMO (EN SEGUNDOS)
Periodo de retorno de 50 años	5,11	11,01	-	-
Periodo de retorno de 1 año	4,61	7,61	8,78	10,50

### 10.1.3. Aerogenerador

El aerogenerador que se emplea en las simulaciones es el de referencia validado por el laboratorio de investigación NREL, creador del software de cálculo FAST, de 5MW de potencia.

Las características principales, en cuanto a geometría, control de palas, ext. de dicho aerogenerador se encuentran en la **Tabla 17**. Todos los datos se han obtenidos del manual en el que se detallan las cualidades del aerogenerador. En dicho artículo vienen adjuntos a los documentos necesarios para simular el aerogenerador en el software FAST (Jonkman, Butterfield, Musial, & Scott, 2009).

**Tabla 17**

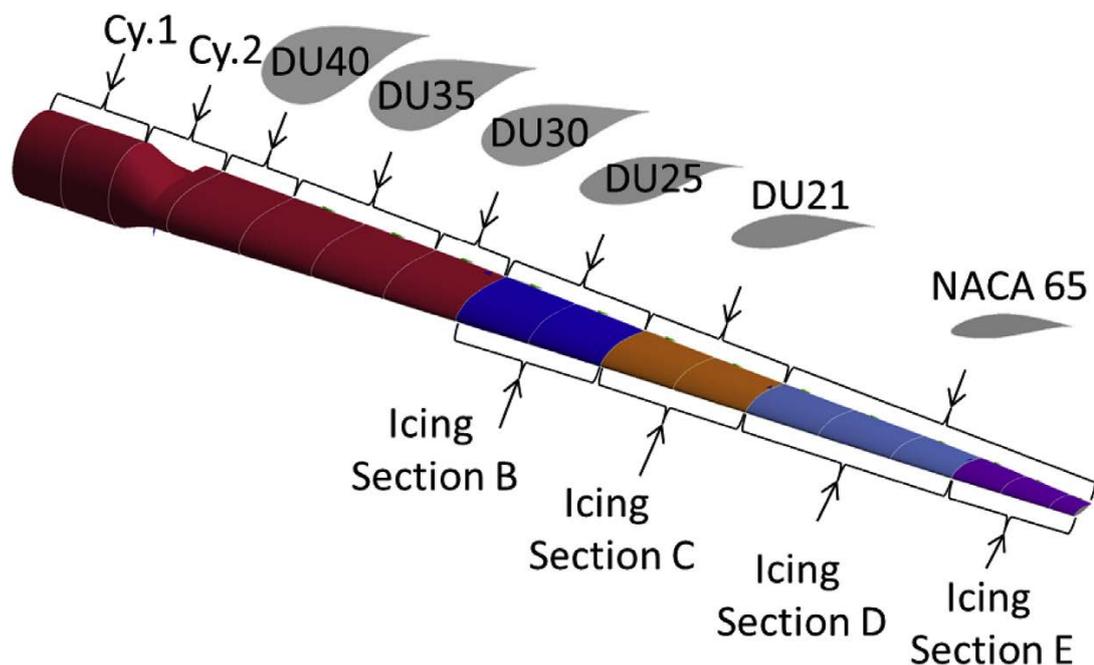
*Resumen general de los parámetros más destacables del aerogenerador empleado.*

PARÁMETRO	VALOR	UNIDADES
Potencia nominal	5	MW
Numero de palas	3	-
Diámetro del rotor	126	m
Diámetro góndola	3	m
Diámetro superior de la torre	3,87	m
Diámetro inferior de la torre	6	m
Velocidad rotor nominal	12	rpm
Masa rotor	110	Toneladas
Masa torre	347,460	Toneladas
Masa de la góndola	240	Toneladas
Altura de la góndola	87,6	m
Espesor superior de la torre	0,019	m
Espesor inferior de la torre	0,027	m
Velocidad de viento de corte inferior	3	m/s
Velocidad de viento de corte superior	25	m/s

Una de las cualidades principales de este aerogenerador es la definición detallada de los parámetros característicos en los archivos de datos de entrada empleado por el software, pero en específico el detalle de las palas.

En la **Ilustración 30** se aprecia en detalle la definición de las palas. Cada una de las secciones mostradas es controlada por un archivo independiente.

Estos controladores, al encontrarse acoplado al software FAST, tienen el dominio de todos los nodos de la pala, tanto en desplazamientos, en esfuerzos como en el control de giro. Por lo tanto, aunque se encuentren por separado, al acoplarse todos ellos al software FAST, quedan la totalidad de los nodos interrelacionados.



**Ilustración 30:** Definición de las partes que componen una pala del aerogenerador de referencia de NREL. Obtenida de: (Zanon, De Gennaro, & Kühnelt, 2018)

#### 10.1.4. Viento

Los parámetros necesarios, como son la velocidad media del viento, altura de referencia de dicha velocidad, densidad del aire, entre otros, para simular la interacción del viento y obtener los esfuerzos en el dominio del tiempo, se encuentran detallados con los valores tomados en la **Tabla 18**.

Cabe señalar que el programa TurbSim, anteriormente explicado (ver apartado **4.2.**), es el encargado de simular todos los escenarios de viento (ver apartado **3.1.**). Únicamente hay que definir la velocidad de viento media y la altura a la que se tomó dicha referencia.

**Tabla 18**

*Resumen de los parámetros de viento empleados en la simulación.*

PARÁMETRO	VALOR	UNIDADES
Velocidad media de viento	9,8	m
Altura de referencia	80	m
Dirección de viento	NNE	-
Densidad del aire	1,225	kg/m <sup>3</sup>
Rugosidad del terreno	0,001	
Constante C de Weibull	10,63	-
Constante K de Weibull	1,874	-
Latitud	27,762	-

## 10.2. Cargas en la cimentación

Para obtener los resultados finales, en cuanto a esfuerzos en la cimentación se refiere, se ha empleado el programa FAST con todos los módulos acoplados, a excepción del encargado de la interacción con el suelo o SubDyn y del encargado de la interacción de las placas de hielo sobre la estructura o IceDyn. Como ya se ha comentado previamente, los resultados se han generado con un tiempo de simulación de 6 minutos y un paso de 0,01 segundos o lo que es lo mismo, 60001 líneas de outputs.

Los máximos valores de los momentos y los máximos valores de las fuerzas, tanto las producidas por las olas como las producidas por el viento, se calculan en la base del pilote, en el lecho marino. Ahí es donde se producen los máximos momentos actuantes en la estructura. Para realizar un estudio conservador, se toman los máximos valores de cada esfuerzo de manera independiente, es decir, que los máximos valores de las fuerzas hidrodinámicas no tienen por qué ocurrir al mismo instante que los máximos esfuerzos eólicos, pero se tomaran como si fueran conjuntos.

En los capítulos venideros se procede a enfrentar los datos obtenidos en cada caso de cargas (ver apartado **3**). A estas cargas hay que añadirles las verticales. Estas son una suma entre las de peso propio de la estructura, aquellas relacionadas con la flotabilidad de la estructura sumergida y las que el viento ejerce sobre la parte superior góndola, en la dirección negativa de z.

Para obtener los datos de los escenarios de cargas propuestos (ver la **Tabla 2** del apartado **3**), se procede a realizar tres simulaciones de un mismo escenario de cargas en el software. Entre cada simulación se varían las semillas que generan los escenarios de viento de manera aleatoria. De esta manera se consiguen distintos valores de los máximos de viento, ya que estos ocurren en instantes de tiempo diferente de una misma simulación. Cada una de las tres simulaciones de un mismo escenario es evaluado indistintamente y por separado.

Los resultados de los escenarios de cargas mostrados posteriormente son los que ocurren en la estructura sin la aplicación de los coeficientes de amplificación dinámicos (ver apartado 7.7.). Una vez se ha determinado el peor escenario de carga actuante sobre la estructura, se introducen los coeficientes de amplificación dinámicos a las fuerzas producidas por las olas.

### 10.2.1. Caso de carga E-1

Durante ese capítulo se discuten los valores de las fuerzas y momentos, originados por la acción de las olas y del viento, aplicados en la base del pilote. Los datos del escenario de cargas a analizar, el denominado E-1, están recogidos la **Tabla 19**.

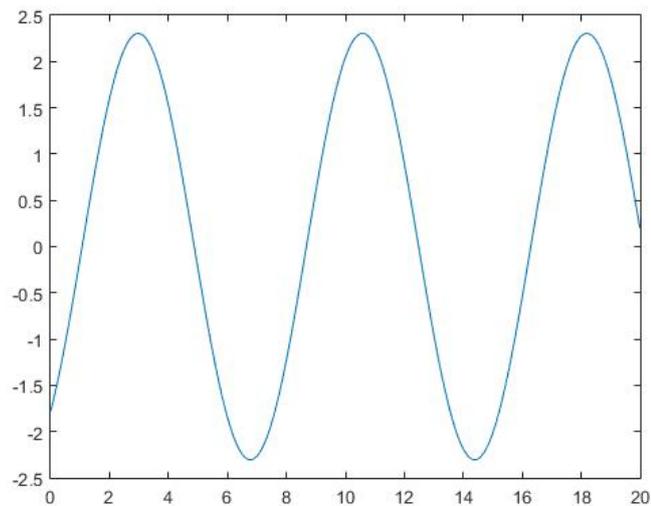
**Tabla 19**

*Resultados obtenidos para el caso de carga E-1.*

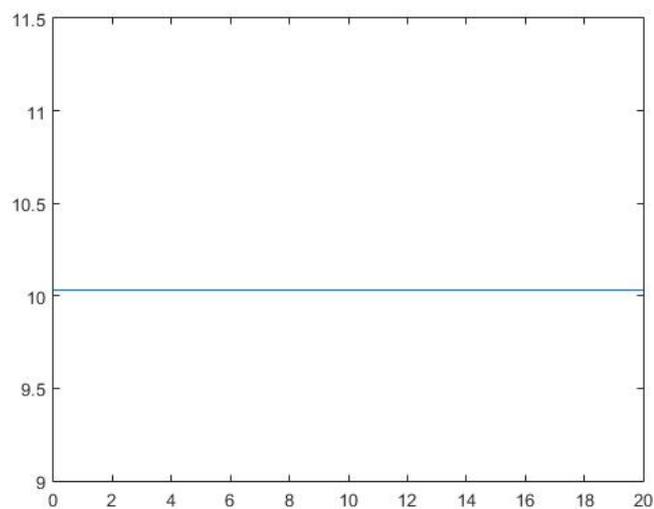
ESCENARIO	PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
Viento	Velocidad del viento absoluta	$U_{m\acute{a}x}$	10,03	m/s
	Fuerza máxima en la base del pilote debido al viento	$F_{btv-m\acute{a}x}$	2,03	MN
	Momento máximo debido al esfuerzo del viento en la base del pilote	$M_{bpv-m\acute{a}x}$	205,55	MN·m
Olas	Elevación máxima de ola	$W_{m\acute{a}x}$	1,32	m
	Fuerza máxima en la base del pilote debido a las olas	$F_{bpo-m\acute{a}x}$	1,32	MN
	Momento máximo debido al esfuerzo de las olas en la base del pilote	$M_{bpo-m\acute{a}x}$	74,33	MN·m
Total	Carga vertical total	$F_{vertical}$	10,75	MN
	Momento absoluto en la base del pilote	$M_{m\acute{a}x}$	279,90	MN·m
	Número de ciclos que resiste el pilote	$N_{ciclos}$	$2,18 \cdot 10^6$	-

La simulación de este caso de carga involucra el escenario de viento U-1 y el escenario de oleaje W-1. Se denomina este escenario como el de uso normal a lo largo de la vida útil del aerogenerador. Por este motivo, las cargas no magnitudes muy altas y no someten a la estructura a un estrés suficiente como para que colapse.

Para apreciar de manera gráfica los escenarios de olas y de viento, se procede a enfrentar la altura de la ola con el tiempo (ver la **Ilustración 32**), y la velocidad del viento con el tiempo (ver la **Ilustración 31**). En ambas ilustraciones se escoge un periodo de tiempo comprendido en los primeros 20 segundos de simulación. Debido principalmente a que con una escala de 600 segundos no se aprecia con calidad los detalles.



**Ilustración 31:** Distribución del oleaje, en función del tiempo, en el escenario de olas W-1



**Ilustración 32:** Distribución de la velocidad del viento, en función del tiempo, en el escenario de viento U-1

En la **Ilustración 32** se aprecia la distribución de la ola en función del tiempo. Para todos los escenarios, la distribución es idéntica. Los únicos parámetros que van variando son la altura de la ola y el periodo de la misma. El oleaje en la estructura, una vez se encuentre colocada en la ubicación final, no va a ser constante, pero se supone el caso de olas periódicas y no otro modelo que vaya en función de su periodo, debido a que el caso de olas periódicas es más restrictivo que los demás. Por este motivo, se producen mayores cargas cíclicas sobre la estructura.

Al tener únicamente factores de seguridad en el material empleado (reducir su resistencia, tanto última como de fluencia) y en las mayores cargas producidas por el peor escenario de cargas (un factor de mayoración de cargas), todas estas suposiciones conservadoras hacen que la estructura final se encuentre del lado de la seguridad. Por otro lado, en la **Ilustración 31** se puede observar que el viento es constante durante los 600 segundos de simulación, como se indica la norma (ver apartado **3.1.**).

### 10.2.2. Caso de carga E-2

Durante ese capítulo se discuten los valores de las fuerzas y momentos, originados por la acción de las olas y del viento, aplicados en la base del pilote. Los datos del escenario de cargas a analizar, el denominado E-2, están recogidos la **Tabla 20**.

**Tabla 20**

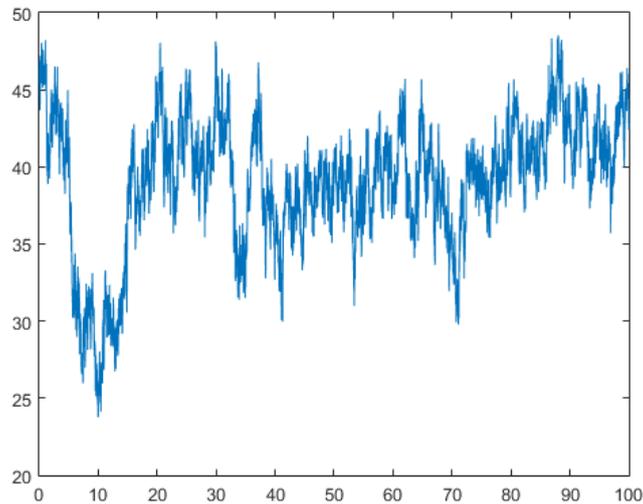
*Resultados obtenidos para el caso de carga E-2.*

ESCENARIO	PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
Viento	Velocidad del viento absoluta	$U_{m\acute{a}x}$	57,02	m/s
	Fuerza máxima en la base del pilote debido al viento	$F_{btv-m\acute{a}x}$	3,22	MN
	Momento máximo debido al esfuerzo del viento en la base del pilote	$M_{bpv-m\acute{a}x}$	312,35	MN·m
Olas	Elevación máxima de ola	$W_{m\acute{a}x}$	2,56	m
	Fuerza máxima en la base del pilote debido a las olas	$F_{bpo-m\acute{a}x}$	1,40	MN
	Momento máximo debido al esfuerzo de las olas en la base del pilote	$M_{bpo-m\acute{a}x}$	79,20	MN·m
Total	Carga vertical total	$F_{vertical}$	10,88	MN
	Momento absoluto en la base del pilote	$M_{m\acute{a}x}$	391,55	MN·m
	Número de ciclos que resiste el pilote	$N_{ciclos}$	$2,03 \cdot 10^6$	-

La simulación de este caso de carga involucra el escenario de viento U-2 y el escenario de oleaje W-4. En este escenario se tienen las olas con altura y periodo significativo a 50 años, además del viento turbulento a la velocidad nominal del mismo.

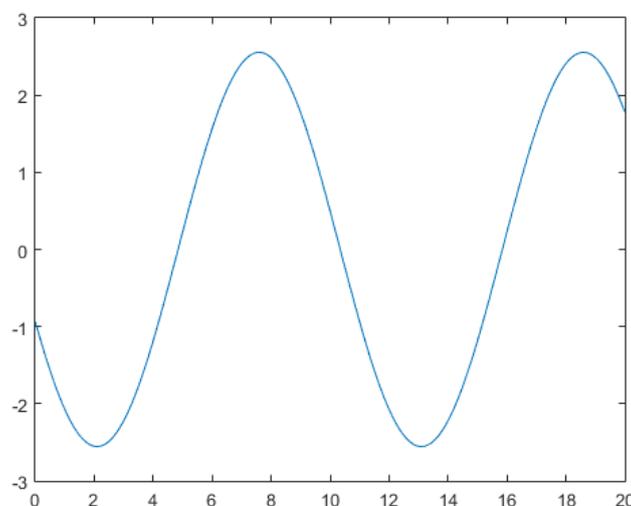
En este escenario las cargas ya empiezan a ser significativas. Las cargas producidas por viento sobre la estructura son las mayores posibles, no solo debido a que es el peor escenario de viento en sí, sino porque la parte plana de las palas se encuentran completamente perpendicular a la dirección del viento. Por este motivo, las cargas que actúan sobre la estructura inicialmente son superiores a si las caras de las palas se encontraran paralelas al viento.

Al disponer de viento turbulento, el mismo no es continuo como se puede apreciar en apartado anterior (ver la **Ilustración 31**), sino que no tiene un patrón establecido. En la **Ilustración 33** se aprecian los 100 primeros segundos del escenario de viento actuante.



**Ilustración 33:** Distribución del viento, en función del tiempo, en el escenario de viento U-2.

En la **Ilustración 34** se aprecia la forma de las olas actuantes en las estructuras. Si se compara con la del escenario de cargas E-1 (ver **Ilustración 32**), la elevación es mayor y el periodo de la ola cambia. En el caso de cargas actual se aprecia un único periodo completo, en cambio, en el caso de cargas anterior (ver la **Ilustración 32**) se pueden llegar a ver dos.



**Ilustración 34:** Distribución del oleaje en función del tiempo, del escenario de olas W-4.

En cuanto a la velocidad absoluta del viento, en la **Tabla 20** se puede observar el máximo absoluto actuante. Por este motivo no es representativo este dato debido a que varía constantemente con el tiempo (ver la **Ilustración 33**). Es importante realizar un estudio amplio en cuanto a tiempo. Estos estudios están hechos en un intervalo de 600 segundos con un paso de 0,01 segundos, por lo tanto, hay 60001 líneas de datos a analizar. De esta manera se asegura que los datos que se obtienen son fiables. El propio programa no recomienda emplear simulaciones inferiores a los 600 segundos empleados.

### 10.2.3. Caso de carga E-3

Durante ese capítulo se discuten los valores de las fuerzas y momentos, originados por la acción de las olas y del viento, aplicados en la base del pilote. Los datos del escenario de cargas a analizar, el denominado E-3, están recogidos la **Tabla 21**.

**Tabla 21**

*Resultados obtenidos para el caso de carga E-3.*

ESCENARIO	PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
Viento	Velocidad del viento absoluta	$U_{m\acute{a}x}$	72,92	m/s
	Fuerza máxima en la base del pilote debido al viento	$F_{btv-m\acute{a}x}$	3,64	MN
	Momento máximo debido al esfuerzo del viento en la base del pilote	$M_{bpv-m\acute{a}x}$	244,39	MN·m
Olas	Elevación máxima de ola	$W_{m\acute{a}x}$	4,39	m
	Fuerza máxima en la base del pilote debido a las olas	$F_{bpo-m\acute{a}x}$	2,44	MN
	Momento máximo debido al esfuerzo de las olas en la base del pilote	$M_{bpo-m\acute{a}x}$	137,70	MN·m
Total	Carga vertical total	$F_{vertical}$	19,75	MN
	Momento absoluto en la base del pilote	$M_{m\acute{a}x}$	382,08	MN·m
	Número de ciclos que resiste el pilote	$N_{ciclos}$	$2 \cdot 10^6$	-

La simulación de este caso de carga involucra el escenario de viento U-3 y el escenario de oleaje W-2. En este escenario se tienen las olas con altura y periodo máximo en un año, además del viento turbulento a la velocidad nominal del mismo en un periodo de 50 años.

En comparación con los datos del escenario de cargas anterior, el denominado E-2 (ver **Tabla 20**), donde se producen las mayores cargas de viento, cabe reseñar que la máxima velocidad de ráfaga actuante puede darse cuando el control de las palas haya puesto a las mismas en la posición paralela al viento. Por este motivo, no sucede el máximo valor del esfuerzo producido por el viento donde ocurre la máxima velocidad de la ráfaga de viento.

Por otro lado, se parecía que la máxima carga de olas sucede en este escenario. Como se ya se ha comentado previamente, los máximos de cada caso de carga (olas o viento) no tienen por qué suceder al mismo tiempo.

#### 10.2.4. Caso de carga E-4

Durante ese capítulo se discuten los valores de las fuerzas y momentos, originados por la acción de las olas y del viento, aplicados en la base del pilote. Los datos del escenario de cargas a analizar, el denominado E-4, están recogidos la **Tabla 22**.

**Tabla 22**

*Resultados obtenidos para el caso de carga E-4.*

ESCENARIO	PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
Viento	Velocidad del viento absoluta	$U_{m\acute{a}x}$	57,23	m/s
	Fuerza máxima en la base del pilote debido al viento	$F_{btv-m\acute{a}x}$	0,89	MN
	Momento máximo debido al esfuerzo del viento en la base del pilote	$M_{bvv-m\acute{a}x}$	120,22	MN·m
Olas	Elevación máxima de ola	$W_{m\acute{a}x}$	2,56	m
	Fuerza máxima en la base del pilote debido a las olas	$F_{bpo-m\acute{a}x}$	1,41	MN
	Momento máximo debido al esfuerzo de las olas en la base del pilote	$M_{bpo-m\acute{a}x}$	79,20	MN·m
Total	Carga vertical total	$F_{vertical}$	14,47	MN
	Momento absoluto en la base del pilote	$M_{m\acute{a}x}$	199,42	MN·m
	Número de ciclos que resiste el pilote	$N_{ciclos}$	$2,27 \cdot 10^6$	-

La simulación de este caso de carga involucra el escenario de viento U-4 y el escenario de oleaje W-4. En este escenario se dispone de las olas con altura y periodo significativo en 50 años, además del viento turbulento a la velocidad nominal del mismo en un periodo de 50 años.

Durante esta simulación, las palas se encuentran completamente paralelas a la dirección del viento desde un inicio. Por este motivo, las cargas de viento no son lo suficientemente significativas en el total de la simulación. Este es el escenario que se puede llegar a producir una vez esté instalado el aerogenerador, ya que el control de las palas, o pitch en inglés, prevé el viento y la dirección del mismo. De esta manera se protege la mecánica del aerogenerador, evitando desgastes prematuros de las partes móviles.

### 10.2.5. Caso de carga E-5

Durante ese capítulo se discuten los valores de las fuerzas y momentos, originados por la acción de las olas y del viento, aplicados en la base del pilote. Los datos del escenario de cargas a analizar, el denominado E-5, están recogidos la **Tabla 23**.

**Tabla 23**

*Resultados obtenidos para el caso de carga E-5.*

ESCENARIO	PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
Viento	Velocidad del viento absoluta	$U_{m\acute{a}x}$	57,23	m/s
	Fuerza máxima en la base del pilote debido al viento	$F_{btv-m\acute{a}x}$	2,38	MN
	Momento máximo debido al esfuerzo del viento en la base del pilote	$M_{bvv-m\acute{a}x}$	155,98	MN·m
Olas	Elevación máxima de ola	$W_{m\acute{a}x}$	2,56	m
	Fuerza máxima en la base del pilote debido a las olas	$F_{bpo-m\acute{a}x}$	1,40	MN
	Momento máximo debido al esfuerzo de las olas en la base del pilote	$M_{bpo-m\acute{a}x}$	79,20	MN·m
Total	Carga vertical total	$F_{vertical}$	15,71	MN
	Momento absoluto en la base del pilote	$M_{m\acute{a}x}$	235,18	MN·m
	Número de ciclos que resiste el pilote	$N_{ciclos}$	$2,23 \cdot 10^6$	-

La simulación de este caso de carga involucra el escenario de viento U-2 y el escenario de oleaje W-4. En este escenario se dispone de las olas con altura y periodo significativo a 50 años, además del viento turbulento a la velocidad nominal del mismo.

Lo interesante de este estudio es el desfase de las cargas actuantes en la estructura. Las olas y el viento se encuentran 90° desalineados entre sí.

Por este motivo, las cargas se pueden llegar a contrarrestar unas con otras. En comparación con lo con visto en el escenario de cargas denominado E-2 (ver **Tabla 20**), que comparten mismos tipos de vientos y olas, el cómputo global de las fuerzas y momentos no es igual, debido al desfase que origina diferentes actuaciones de las fuerzas.

### 10.3. Comprobaciones de resistencia

Durante este capítulo se recopilan los distintos apartados donde se debe comprobar si la estructura resiste a las solicitaciones dadas o no.

Para la comprobación final se emplea el escenario de carga de mayor impacto sobre la estructura, es decir, donde se obtengan los mayores valores de cargas sobre la estructura. Cabe

mencionar que el programa creado en Matlab se implementa de tal manera que el código comprueba en cada escenario de cargas las distintas pruebas necesarias para probar si la estructura falla o cumple.

Como se ha comentado previamente, los resultados anteriormente mostrados en las tablas corresponden a los valores reales de los esfuerzos sobre la estructura. A estos datos se le deben aplicar factores de mayoración dinámicos (ver apartado 7.7. de la presente memoria). En la **Tabla 24** se aprecian los factores de amortiguamiento necesarios para introducir en la ecuación señalada.

**Tabla 24**

*Factores de amortiguamiento.*

PARÁMETRO	VALOR	UNIDADES
Factor de amortiguamiento en la dirección x del viento	3	%
Factor de amortiguamiento en la dirección y del viento	1	%

Finalmente, dichos factores van en función de la dirección del viento actuante. Quedando resumidos en la **Tabla 25**.

**Tabla 25**

*Factores de amplificación dinámica.*

PARÁMETRO	VALOR	UNIDADES
Frecuencia de la ola	0,0908	Hz
Coefficiente de amplificación a lo largo del eje x	1,1	-
Coefficiente de amplificación a lo largo del eje y	1,1	-

Dichos factores se aplicarán a la fuerza totales producidas en el monopilote, con el resultado mostrado en la **Tabla 26**.

**Tabla 26**

*Valores máximos y mínimos de cargas registrado en el peor escenario de cargas.*

PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
Fuerza máxima	$F_{total-máx}$	4,63	MN
Momento máximo en la base del pilote	$M_{total-máx}$	391,55	MN·m
Momento máximo mayorado en la base del pilote	$M_{total-máx-mayorado}$	489,43	MN·m

En la **Tabla 26** se ve recogido el peor escenario de cargas posible, que se da en el denominado E-2 (ver **Tabla 20**). Al ser el peor escenario posible, es el que se emplea para poder redefinir la geometría final del pilote.

En primer lugar, se expresan las dimensiones iniciales del pilote, ya que las de la torre son las dadas por el propio desarrollador del programa y que se encuentran detalladas en la **Tabla 27**.

**Tabla 27**

*Datos de partida del pilote.*

PARÁMETRO	VALOR	UNIDADES
Diámetro del pilote	6	m
Espesor de la pared del pilote	0,067	m
Longitud no enterrada del pilote	56,5	m

### 10.3.1. Comprobación a pandeo

La primera comprobación a realizar es la de pandeo. Como se describe en la sección **7.3.** de la presente memoria, el fenómeno de pandeo se divide en dos, el pandeo local y el pandeo global. Por este motivo, la comprobación de la estabilidad estructural es analizada en los dos ámbitos por separado.

#### 10.3.1.1. Pandeo global

En el apartado **7.3.2.** de la presente memoria se relata el procedimiento para el cálculo de pandeo global. En dicho procedimiento se aprecia la condición que se debe cumplir para que el sistema en su conjunto no pandee. Esta condición se basa en una relación de esfuerzos.

Para la suposición inicial de diámetro y espesor (ver **Tabla 27**), no cumple. Para solventar este problema existen tres soluciones posibles, aumentar el espesor, aumentar el diámetro o cambiar el material a uno más resistente. Como en el caso que se está estudiando es más sencillo aumentar el espesor, este se aumentó hasta **0,08 m**.

De esta manera, se simuló nuevamente los escenarios de carga para ver la diferencia que supone, en cuanto a esfuerzos, cambiar el espesor. Los cambios fueron tan insignificantes que se siguen tomando como válidos los datos mostrados en el apartado **10.2.** del presente documento.

Todos los estudios que continúan a partir del estudio de pandeo global están relacionados con el nuevo espesor de 0,08m.

Finalmente y como resumen, se aprecia en la **Tabla 28** que la estructura cumple con la condición y, por lo tanto, con el estudio de pandeo global. Se puede ajustar más la condición de pandeo, y llegar con un espesor de pared de 0,06635 m a obtener una condición de pandeo de 0,95. Según el organismo DNV, no conviene ajustar en este estudio ya que este tipo de estructuras es muy sensible en cuanto a excitaciones dinámicas se refiere. Por este motivo, es preciso dejar una holgura de margen en este criterio de diseño.

**Tabla 28**

*Condición de pandeo global.*

CONDICIÓN	VALORES	UNIDADES	CUMPLE
$\frac{N_{max}}{N_p \cdot k} + \frac{\beta \cdot M_{max}}{M_p} + \Delta n \leq 1$	0,77 < 1	-	Si

#### 10.3.1.2. Pandeo local

En este estudio se asegura la estabilidad de la estructura localmente. El proceso se detalla en la sección **7.3.1.** del presente documento.

En la **Tabla 29** se aprecia la condición a establecer para ver si cumple o no con el pandeo local. Como se puede apreciar, la estructura cumple con la condición establecida.

**Tabla 29**

*Condición de pandeo local.*

CONDICIÓN	VALORES	UNIDADES	CUMPLE
$\sigma_{max} \leq \frac{\sigma_{s,RCR}}{\gamma_M}$	231,36 < 2409,5	MPa	Si

#### 10.3.2. Comprobación de la capacidad de plastificación de la sección

Para evitar el fenómeno de plastificación se debe cumplir que el momento de plastificación que la estructura resiste sea superior al momento máximo actuante en la base del pilote. De la **Ecuación 22** se obtienen los resultados para los datos finales del pilote, con un momento de plastificación de 661,8 MN·m. Recordando que el nuevo espesor de la pared del pilote es de 0,08m.

Para el estado de cargas presentado, cumple con la condición de plastificación del pilote, es decir, el momento actuante es inferior al momento que resiste. Por este motivo se mantiene el espesor de la pared del pilote y su diámetro.

En la **Tabla 30** se agrupa, a modo de resumen, el estado en el que queda la plastificación del pilote con el último diámetro.

**Tabla 30**

*Condición de plastificación.*

CONDICIÓN	VALORES	UNIDADES	CUMPLE
$M_{total-m\acute{a}x-mayorado} < M_{plast}$	489,43 < 661,80	MN·m	Si

### 10.3.3. Comprobación del límite elástico de la sección

Durante este capítulo se comprueba si la sección resiste a la tensión a la que va a estar sometida. Para ello, se hace uso de la **Ecuación 23**.

La comprobación a realizar para garantizar que el sistema no sobrepase la tensión límite del material es que la tensión actuante no supere dicho valor de tensión límite del material. Dicha tensión actuante vendrá en función del momento máximo que actúa en la base de la estructura y de la geometría de la pieza (ver **Ecuación 23**).

En la **Tabla 31** se aprecia un resumen de la condición de plastificación.

**Tabla 31**

*Condición última de elasticidad.*

CONDICIÓN	VALORES	UNIDADES	CUMPLE
$\sigma_{max} < f_{yd}$	231,36 < 304,55	MPa	Si

### 10.3.4. Comprobación a deflexión y rotación

En la norma DNV-OS-J101 (DNV, Offshore Standard DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures, 2014) se recomienda hacer dos tipos de comprobaciones en cuanto a deflexión y rotación.

Una estas comprobaciones se debe realizar en el momento de la instalación. La condición a comprobar es que la deflexión y rotación no superen unos límites establecidos iniciales (0,2 metros y 0,5° respectivamente) antes de empezar a producir energía. Por lo tanto, esta comprobación queda exenta de demostrar, ya que no es competencia del presente proyecto.

La segunda comprobación a realizar sobre la deflexión y rotación se efectúa durante la vida útil de la estructura. Los límites de proyecto que no debe superar son 0,2 metros para la deflexión y 0,25° para la rotación.

Estos escenarios a comprobar se deben realizar en la línea de barro. En el caso de estudio del presente proyecto se ha supuesto un empotramiento ideal en la base, es decir, la interacción entre el suelo y la estructura no se ha tenido en cuenta. El principal motivo es que no se han obtenido los datos lo suficientemente fiables como para poder analizar la interacción del suelo con el monopilote. Por otro lado, la versión que se emplea del programa de cálculo, FAST (versión 8), dispone de un módulo que se encarga del estudio de las rigideces del suelo, pero no se pueden definir todos los datos necesarios para obtener la respuesta en tiempo de la interacción del suelo con el monopilote. Por lo tanto, la comprobación a deflexión y rotación queda exenta de demostrar en el presente proyecto.

### 10.3.5. Comprobación de la fatiga

Para la comprobación a fatiga se ha seguido el modelo de curvas S-N del material, como se ha detallado previamente (ver apartado **7.4.** de la presente memoria).

Para saber si la estructura aguanta la cantidad de ciclos de fatiga que se requieren por norma, se necesita el valor de la tensión límite del material. Valores inferiores a esta tensión límite hace referencia que el material puede soportar cualquier cantidad de ciclos. A esto se le denomina vida infinita a fatiga. De igual manera se calcula el número de ciclos para cada situación de cargas. Únicamente es necesario realizar la comprobación de tensión de fatiga.

Otro proceso a comprobar por separado sería que la tensión media que sucede en cada caso de carga no supere la tensión del material a fatiga.

En la **Tabla 32** se aprecia, a modo de resumen, el caso más desfavorable en cuanto a fatiga se refiere. Dicho caso coincide con en el que se producen las mayores cargas, el escenario de esfuerzos denominado E-2 (ver **Tabla 20**). La norma obliga a comprobar por separado cada escenario de carga.

**Tabla 32**

*Condición de fatiga.*

CONDICIONES	VALORES	UNIDADES	NÚMERO DE CICLOS QUE RESISTE	CUMPLE
$S_E < \sigma_{end}$	67,18 < 260	MPa	$6,287 \cdot 10^7$	Si
$\sigma_{med} < \sigma_{end}$	100 < 260			

### 10.3.6. Comprobación a frecuencia natural

La frecuencia natural del sistema es uno de los puntos más críticos a la hora de definir la estructura. Esto se debe principalmente al tipo de geometría que se dispone. El conjunto de pilote más torre hace que sea vulnerable a la hora de actuar cargas del tipo cíclico.

Estas cargas cíclicas están cerca de la frecuencia natural del sistema. De igual manera, los desequilibrios de las masas en el rotor o el giro de las palas en el mismo producen cargas cíclicas que interactúan con la resonancia de la estructura.

La comprobación a realizar se encuentra descrita en el apartado **3** de la presente memoria. La frecuencia natural del sistema que componen la turbina eólica-torre-subestructura-cimentación debe evitar la frecuencia de rotación del rotor (1P) en al menos un 10%.

Como se ha mostrado con anterioridad, el rotor gira entre unos límites determinados (ver **Tabla 17**). La velocidad de corte superior y la velocidad de corte inferior son 0,12 y 0,20 Hz respectivamente. El aerogenerador de estudio, con la cimentación escogida, está en torno a 0,35 Hz. El sistema cumple en cuanto a frecuencias naturales se refiere.

A modo de resumen, se aprecia en la **Tabla 33** los valores obtenidos.

**Tabla 33**

*Condición de frecuencia natural.*

CONDICIÓN	VALORES	UNIDADES	CUMPLE
$f_0 > 1,1 \cdot 1P_{max}$	0,35 > 0,22	Hz	Si

### 10.4. Dimensionado final del pilote

Las dimensiones finales del pilote se encuentran en la **Tabla 34**.

Estas dimensiones son las actualizadas tras realizar todos los estudios de los escenarios de cargas más restrictivos.

**Tabla 34**

*Dimensiones finales del pilote.*

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Diámetro	6	m
Espesor de la pared	0,08	m
Longitud no enterrada	56,5	m
Masa	659,9	ton

## 11. Conclusión

Las estructuras de turbinas offshore están sometidas a esfuerzos considerables, generados tanto por parte de las olas como por parte del viento. Por este motivo, es vital escoger el tipo de cimentación idónea para cada caso. En esta decisión intervienen factores como cargas, batimetría o costes económicos.

Por otro lado, el sistema se encuentra sometido a cargas cíclicas que están cercanas a las frecuencias naturales de la estructura. Cargas tales como la producida por la rotación de las palas o por las producidas por el oleaje o viento. Por este motivo se debe escoger la peor combinación de cargas posible, mayorando las mismas y minorando las propiedades del material. De esta manera la estructura queda del lado de la seguridad. En este aspecto, el estudio del suelo es primordial para reducir la frecuencia natural del sistema.

El diseño de cimentaciones tipo monopilote involucra el conocimiento de muchas materias a nivel de ingeniería. Todo el procedimiento se puede automatizar gracias a las herramientas empleadas a lo largo del presente proyecto, como fueron el software FAST y sus módulos, o el programa de postprocesado Matlab. Gracias a estos programas se pueden realizar infinidad de pruebas y escenarios de cargas posibles.

El presente proyecto tiene como objetivo simular un escenario posible para la colocación de aerogeneradores en el litoral canario. Como se ha visto con anterioridad, las cargas actuantes sobre la estructura se encuentran en función del emplazamiento donde se sitúe finalmente el aerogenerador. Se han propuesto una serie de escenarios de cargas a comprobar. Dichas cargas están basadas en datos históricos de la zona. Por lo tanto, el presente proyecto debe servir como impulso hacia la colocación de este tipo de generación de energía a lo largo de las costas de las Islas Canarias. Una de las principales ventajas del presente proyecto es que todos los pasos seguidos para el modelado de la estructura se pueden implementar en cualquier parte de la costa canaria, así pues, si se desea instalar este tipo de generación limpia de energía, con variar parámetros fundamentales como son la batimetría del lugar, el tipo de aerogenerador, la altura y periodo de las olas incidentes y las velocidades media del viento, se obtienen los resultados en el nuevo emplazamiento.

En la isla de Gran Canaria ya se están dando los primeros pasos para la instalación de este tipo de tecnología en la costa. Como referencia se puede tomar el que se está llevando a cabo, denominado Elisa - Elican. El tipo de cimentación escogido es revolucionario, perteneciente al tipo de cimentación por gravedad. La principal ventaja es que el aerogenerador se transporta flotando

y se instala sin necesidad de grandes barcos. La torre telescópica permite la autoinstalación de la estructura y el montaje completo de componentes en puerto. De esta manera se reducen las operaciones marinas. Una vez se ha completado el montaje en puerto y con la torre telescópica plegada, el conjunto completo se remolca hasta el emplazamiento. La subestructura va descendiendo a medida que se va lastrando la cimentación de forma controlada. Una vez completado el fondeo, la torre se despliega elevando la turbina. En la **Ilustración 35** se aprecia el proceso de transporte del aerogenerador a su localización final.



**Ilustración 35:** Prototipo de aerogenerador marino del proyecto Elisa - Elican. Fuente: (Prototipo de aerogenerador marino del proyecto Elican liderado por Esteyco inicia fondeo en el Banco de Ensayos de PLOCAN, 2018)

Las energías del viento en Canarias tienen un gran potencial, pero requieren de un apoyo institucional para su desarrollo. Como se pudo observar, prácticamente la totalidad de la costa canaria, y de Gran Canaria en particular, se encuentra en zona de exclusión o con condicionantes. Los datos de viento que se han manejado dan pie a la colocación de este tipo de generación de energía. Además, hay que comentar que, aunque no haya sido objeto de estudio en este proyecto, las cargas producidas por las olas son significantes a la hora de tener en cuenta el aprovechamiento de este tipo de energía, denominado undimotriz.

La implementación de este tipo de energía en las islas acarrearía un impulso en cuanto a la implementación de empresas especializadas en aerogeneradores y colocación de cimentaciones. Astilleros que se dediquen a la producción de monopilotes, barcos especializados para su hincado y transporte o empresas dedicadas a la redacción de proyectos de este estilo. Se han de valorar todos los beneficios posibles.

Finalmente, tras los cálculos y comprobaciones realizadas se considera que el diseño de la cimentación en la ubicación escogida, además del conjunto torre-góndola, cumple con los requisitos de diseño definidos, pudiéndose instalar el aerogenerador con la cimentación tipo monopilote proyectada.

## 12. Bibliografía

(s.f.). Obtenido de IDAE: <http://www.idae.es/>

(s.f.). Obtenido de Windfinder:  
[https://es.windfinder.com/windstatistics/castillo\\_del\\_romenral?spot=ketchup](https://es.windfinder.com/windstatistics/castillo_del_romenral?spot=ketchup)

API. (2002). Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms —Working Stress Design. *API*, 68-71.

API. (2005). Obtenido de Recommended practice API-2A-WSD. Planning, Designing, and Constructing Fixed Offshore Platforms—Working Stress Design.

Camp TR, M. M. (Noviembre de 2003). *Design methods for offshore wind turbines at exposed sites*. Obtenido de OFFSHORE WIND ENERGY WEBSITE:  
[http://www.offshorewindenergy.org/COD/reports/report-files/report\\_020.pdf](http://www.offshorewindenergy.org/COD/reports/report-files/report_020.pdf)

*Datos históricos*. (s.f.). Obtenido de Puertos del Estado: <http://www.puertos.es/es-es/oceanografia/Paginas/portus.aspx>

DNV. (Octubre de 2011). *DNV-RP-C203 Fatigue Design of Offshore Steel Structures*. Obtenido de DNV: <https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNV/codes/docs/2011-10/RP-C203.pdf>

DNV. (Mayo de 2014). *Offshore Standard DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures*. Obtenido de Det Norske Veritas.

*European Committee for Standardization*. (2007). Obtenido de Eurocode 3: Designs of steel structures - Part 1-6: Strength and stability of shell structures.

Frohboese P, S. C. (2010). Thrust coefficients used for estimation of wake effects for fatigue load calculation. *Proceedings of the European Wind Energy Conference*, 1-10.

- Germanischer Lloyd*. (2005). Obtenido de Guideline for the certification of offshore wind turbines.
- Gipe, P. (7 de Junio de 2006). *IEC Wind Turbine Classes*. Obtenido de Wind-Works:  
[http://www.wind-works.org/cms/index.php?id=85&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=289&cHash=bfc12bcfc85c00e8d32a3f7efa725743](http://www.wind-works.org/cms/index.php?id=85&tx_ttnews%5Btt_news%5D=289&cHash=bfc12bcfc85c00e8d32a3f7efa725743)
- Grafcan*. (s.f.). Obtenido de Gobierno de Canarias: [http://visor.grafcan.es/visorweb\\_v3/#](http://visor.grafcan.es/visorweb_v3/#)
- IDAE. (Julio de 2009). *Espacios naturales protegidos de España*. Obtenido de IDAE:  
[http://atlaseolico.idae.es/inc/get\\_map.php?pdf=ENP\\_es](http://atlaseolico.idae.es/inc/get_map.php?pdf=ENP_es)
- IEC. (2005). *EC-61400-1 wind turbines – Part 1: design requirements*.
- IEO. (2012). Estrategia Marina. Demarcación Marina Canaria. Parte IV. Descriptores del buen estado ambiental .Descriptor 7: Condiciones hidrográficas.
- Jonkman, B., & Jonkman, J. (26 de Julio de 2013). *FAST v8.16.00a-bjj*. Obtenido de National Renewable Energy Laboratory: [https://wind.nrel.gov/nwtc/docs/README\\_FAST8.pdf](https://wind.nrel.gov/nwtc/docs/README_FAST8.pdf)
- Jonkman, B., & Kilcher, L. (Septiembre de 2012). *TurbSim User's Guide: Version 1.06.00*. Obtenido de NREL: <https://nwtc.nrel.gov/system/files/TurbSimOverview.pdf>
- Jonkman, J., Butterfield, S., Musial, W., & Scott, G. (Febrero de 2009). *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*. Obtenido de NREL: <https://www.nrel.gov/docs/fy09osti/38060.pdf>
- Jonkman, J., Hayman, G., Jonkman, B., Damiani, R., & Murray, R. (s.f.). *AeroDyn v15 User's Guide and Theory Manual*. Obtenido de NREL: <https://nwtc.nrel.gov/AeroDyn>
- Laszlo Arany, S. B. (Enero de 2017). Design of monopiles for offshore wind turbines in 10 steps. 92, 126-152. Obtenido de <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0267726116302937>
- MeteosimTruewind. (Julio de 2009). *Zonificación ambiental marina para parques eólicos*. Obtenido de IDAE: [http://atlaseolico.idae.es/inc/get\\_map.php?pdf=EEAL-PM\\_es](http://atlaseolico.idae.es/inc/get_map.php?pdf=EEAL-PM_es)
- Morison JR, J. J. (1950). The force exerted by surface waves on piles. *J Pet Technol*, 149-54.
- OAG. (2006). *Batimetría en las Islas Canarias*. Obtenido de arcgis:  
<http://www.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=7aceb7b46dfd43adae2829f09770cdc5>
- Poulos, H., & Davis, E. (1980). *Pile foundation analysis and desing*. Sydney.
- Prototipo de aerogenerador marino del proyecto Elican liderado por Esteyco inicia fondeo en el Banco de Ensayos de PLOCAN*. (21 de Junio de 2018). Obtenido de PLOCAN:

<http://plocan.eu/index.php/es/283-noticias/archivo2018/junio/1987-aerogenerador-esteyco-es>

REDMAR. (8 de Octubre de 2014). *RED de MAREógrafos de Puertos del Estado*. Obtenido de Puertos del Estado: [http://calipso.puertos.es/BD/informes/globales/GLOB\\_2\\_3\\_3450.pdf](http://calipso.puertos.es/BD/informes/globales/GLOB_2_3_3450.pdf)

Ruiz Murcia, J. (s.f.). *ESTIMACIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO A DIFERENTES ALTURAS USANDO EL MODELO WRF*. Obtenido de <http://bart.ideam.gov.co/wrfideam/ATLAS/documentos/Modelamiento.pdf>

Truewind, M. (Julio de 2009). *Mapa eólico de las islas Canarias, densidad de potencia media anual a 80m de altura*. Obtenido de IDAE: [http://atlaseolico.idae.es/inc/get\\_map.php?pdf=pow80\\_es-ic](http://atlaseolico.idae.es/inc/get_map.php?pdf=pow80_es-ic)

Zanon, A., De Gennaro, M., & Kühnelt, H. (Enero de 2018). Wind energy harnessing of the NREL 5 MW reference wind turbine in icing conditions under different operational strategies. *Renewable Energy*, 115, 760-772.



# ANEXOS

---

ANÁLISIS ESTRUCTURAL DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE  
EN EL LITORAL CANARIO



# ANEXO – FICHEROS DE ENTRADA

---

ANÁLISIS ESTRUCTURAL DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE  
EN EL LITORAL CANARIO

## Índice

1. Introducción .....	2
2. Fichero de texto AeroDyn .....	3
2. Fichero de texto HydroDyn .....	5
3. Fichero de texto ElastoDyn .....	9
4. Fichero de texto FAST .....	12

## 1. Introducción

A lo largo del presente anexo se muestran los ficheros de datos de entrada más relevantes a la hora de ejecutar el software FAST.

Estos ficheros corresponden a los siguientes módulos:

- AeroDyn. Módulo que se encarga de la interacción del viento sobre las palas y sobre la torre.
- HydroDyn. Este módulo es el que simula el escenario y tipo de mareas y olas, además de la acción de las olas y mareas sobre la estructura.
- ElastoDyn. El módulo de ElastoDyn es el programa que se dedica a entrelazar los desplazamientos y esfuerzos producidos por el viento y las olas en toda la estructura.
- FAST. El fichero de entrada FAST corresponde al fichero primario que controla el software.

Los ficheros de datos de entrada que se muestran en el presente anexo son los que se emplean para el escenario de cargas E-1. En dicho escenario se dan las situaciones categorizadas de normal funcionamiento. Como se ha comentado en el documento Memoria Descriptiva y en el documento Memoria Justificativa, el escenario de viento corresponde a un viento constante a la velocidad nominal. El escenario de olas corresponde a las olas y periodos significativos del mar en un periodo de retorno de un año.

## 2. Fichero de texto AeroDyn

```
----- AERODYN v15.03. INPUT FILE -----
NREL 5.0 MW offshore baseline aerodynamic input properties, with OC3 Monopile tower
===== General Options =====
False      Echo
"default"  DTAero
1          WakeMod
1          AFAeroMod
1          TwrPotent
True       TwrShadow
True       TwrAero
False      FrozenWake

===== Environmental Conditions =====
1.225      AirDens
1.464E-05  KinVisc
335        SpdSound
=====Blade-Element/Momentum Theory Options===== [used only when WakeMod=1]
2          SkewMod
True       TipLoss
True       HubLoss
True       TanInd
True       AIDrag
True       TIDrag
"default"  IndToler
100        MaxIter

=Beddoes-Leishman Unsteady Airfoil Aerodynamics Option= [used only when AFAeroMod=2] =
3          UAMod
True       FLookup

===== Airfoil Information =====
1          InCol_Alfa
2          InCol_Cl
3          InCol_Cd
0          InCol_Cm
0          InCol_Cpmin
8          NumAFiles
"Airfoils/Cylinder1.dat" AFNames
"Airfoils/Cylinder2.dat"
"Airfoils/DU40_A17.dat"
"Airfoils/DU35_A17.dat"
"Airfoils/DU30_A17.dat"
"Airfoils/DU25_A17.dat"
"Airfoils/DU21_A17.dat"
"Airfoils/NACA64_A17.dat"
=====Rotor/Blade Properties =====
True       UseBICm
"NRELOffshrBsline5MW_AeroDyn_blade.dat" ADBIFile(1)
```

```

"NRELOffshrBslime5MW_AeroDyn_blade.dat" ADBIFile(2)
"NRELOffshrBslime5MW_AeroDyn_blade.dat" ADBIFile(3)
=====Tower Influence and Aerodynamics=====
11                               NumTwrNds
TwrElev      TwrDiam      TwrCd
(m)          (m)          (-)
1.0000000E+01 6.0000000E+00 1.0000000E+00
1.7760000E+01 5.7870000E+00 1.0000000E+00
2.5520000E+01 5.5740000E+00 1.0000000E+00
3.3280000E+01 5.3610000E+00 1.0000000E+00
4.1040000E+01 5.1480000E+00 1.0000000E+00
4.8800000E+01 4.9350000E+00 1.0000000E+00
5.6560000E+01 4.7220000E+00 1.0000000E+00
6.4320000E+01 4.5090000E+00 1.0000000E+00
7.2080000E+01 4.2960000E+00 1.0000000E+00
7.9840000E+01 4.0830000E+00 1.0000000E+00
8.7600000E+01 3.8700000E+00 1.0000000E+00
===== Outputs=====
False      SumPrint
0          NBIOuts
0          NTwOuts
          OutList
"RtAeroFhx, RtAeroFyh, RtAeroFzh"
"RtAeroMxh, RtAeroMyh, RtAeroMzh"
"RtSpeed"
"RtSpeed"
"TwN1Fdx"
"TwN2Fdx"
"TwN3Fdx"
"TwN4Fdx"
"TwN5Fdx"
"TwN6Fdx"
"TwN7Fdx"
"TwN8Fdx"
"TwN9Fdx"
END
-----

```

## 2. Fichero de texto HydroDyn

```
----- HydroDyn v2.03. Input File -----  
NREL 5.0 MW offshore baseline aerodynamic input properties, with OC3 Monopile tower  
False      Echo  
----- ENVIRONMENTAL CONDITIONS -----  
1030      WtrDens  
56.50     WtrDpth  
0.000     MSL2SWL  
----- WAVES -----  
1         WaveMod  
0         WaveStMod  
3630     WaveTMax  
0.10     WaveDT  
4.61     WaveHs  
7.61     WaveTp  
"DEFAULT" WavePkShp  
0.00000  WvLowCOff  
5000.0   WvHiCOff  
0        WaveDir  
0        WaveDirMod  
0        WaveDirSpread  
0        WaveNDir  
90       WaveDirRange  
123476788 WaveSeed(1)  
1011231315 WaveSeed(2)  
True     WaveNDamp  
""       GHWvFile  
1        NWaveElev  
0        WaveElevxi  
0        WaveElevyi  
----- 2ND-ORDER WAVES -----  
FALSE    WvDiffQTF  
FALSE    WvSumQTF  
1        WvLowCOffD  
500.0    WvHiCOffD  
1        WvLowCOffS  
500.0    WvHiCOffS  
----- CURRENT -----  
0        CurrMod  
0        CurrSSVO  
"DEFAULT" CurrSSDir  
20       CurrNSRef  
0        CurrNSVO  
0        CurrNSDir  
0        CurrDIV  
0        CurrDIDir  
----- FLOATING PLATFORM -----  
0        PotMod  
"unused" PotFile
```





```

1 0.00000 0.00000 -56.50 1 0
2 0.00000 0.00000 2.305 1 0
----- MEMBER CROSS-SECTION PROPERTIES -----
1 NPropSets
PropSetID PropD PropThck
(-) (m) (m)
1 6.00000 0.09000
----- SIMPLE HYDRODYNAMIC COEFFICIENTS (model 1) -----
SimplCd SimplCdMG SimplCa SimplCaMG SimplCp SimplCpMG SimplAxCa SimplAxCaMG
SimplAxCp SimplAxCpMG
(-) (-) (-) (-) (-) (-) (-) (-) (-)
1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00
----- DEPTH-BASED HYDRODYNAMIC COEFFICIENTS (model 2) -----
0 NCoefDpth
----- MEMBER-BASED HYDRODYNAMIC COEFFICIENTS (model 3) -----
0 NCoefMembers
----- MEMBERS -----
1 NMembers -
MemberID MJointID1 MJointID2 MPropSetID1 MPropSetID2 MDivSize MCoefMod PropPot
(-) (-) (-) (-) (-) (m) (switch) (flag)
1 1 2 1 1 0.050 1 FALSE
----- FILLED MEMBERS -----
1 NFillGroups
FillNumM FillMList FillFSLoc FillDens
(-) (-) (m) (kg/m^3)
1 1 1 DEFAULT
----- MARINE GROWTH -----
0 NMGDepths - Number of marine-growth depths specified (-)
----- MEMBER OUTPUT LIST -----
1 NMOutputs
(-) (-) (-)
1 9 0.00 0.4 0.65 0.84 0.90 0.94 0.96 0.98 1.00
----- JOINT OUTPUT LIST -----
2 NJOutputs
1 2 JOutLst
----- OUTPUT -----
True HDSum
Fals OutAll
1 OutSwth
"ES11.4" OutFmt
"A11" OutSFmt
----- OUTPUT CHANNELS -----
"Wave1Elev"
"HydroFxi"
"HydroFzi"
"M1N1FDxi"
"M1N2FDxi"
"M1N3FDxi"

```

```
"M1N4FDxi"  
"M1N5FDxi"  
"M1N6FDxi"  
"M1N7FDxi"  
"M1N8FDxi"  
"M1N9FDxi"  
"M1N1Fixi"  
"M1N2Fixi"  
"M1N3Fixi"  
"M1N4Fixi"  
"M1N5Fixi"  
"M1N6Fixi"  
"M1N7Fixi"  
"M1N8Fixi"  
"M1N9Fixi"  
END  
-----
```

### 3. Fichero de texto ElastoDyn

```
----- ELASTODYN v1.03. INPUT FILE -----  
NREL 5.0 MW Baseline Wind Turbine for Use in Offshore Analysis. Properties from Dutch  
Offshore Wind Energy Converter (DOWEC) 6MW Pre-Design (10046_009.pdf) and REpower 5M  
5MW (5m_uk.pdf);  
----- SIMULATION CONTROL -----  
False      Echo  
      3      Method  
"default" DT  
----- ENVIRONMENTAL CONDITION -----  
9.80665 Gravity  
----- DEGREES OF FREEDOM -----  
True      FlapDOF1  
True      FlapDOF2  
True      EdgeDOF  
False     TeetDOF  
False     DrTrDOF  
False     GenDOF  
False     YawDOF  
True      TwFADOF1  
True      TwFADOF2  
True      TwSSDOF1  
True      TwSSDOF2  
False     PtfmSgDOF  
False     PtfmSwDOF  
False     PtfmHvDOF  
False     PtfmRDOF  
False     PtfmPDOF  
False     PtfmYDOF  
----- INITIAL CONDITIONS -----  
      0 OoPDefl  
      0 IPDefl  
      0 BIPitch (1)  
      0 BIPitch (2)  
      0 BIPitch (3)  
      0 TeetDefl  
      0 Azimuth  
12.1 RotSpeed  
      0 NacYaw  
      0 TTDspFA  
      0 TTDspSS  
      0 PtfmSurge  
      0 PtfmSway  
-0.0009 PtfmHeave  
      0 PtfmRoll  
      0 PtfmPitch  
      0 PtfmYaw  
----- TURBINE CONFIGURATION -----  
      3 NumBl
```

```
63 TipRad
1.5 HubRad
-2.5 PreCone(1)
-2.5 PreCone(2)
-2.5 PreCone(3)
0 HubCM
0 UndSling
0 Delta3
0 AzimB1Up
-5.0191 OverHang
1.912 ShftGagL
-5 ShftTilt
1.9 NacCMxn
0 NacCMyn
1.75 NacCMzn
-3.09528 NclMUxn
0 NclMUyn
2.23336 NclMUzn
1.96256 Twr2Shft
87.6 TowerHt
10 TowerBsHt
0 PtfmCMxt
0 PtfmCMyt
10 PtfmCMzt
10 PtfmRefzt
----- MASS AND INERTIA -----
0 TipMass(1) -
0 TipMass(2)
0 TipMass(3)
56780 HubMass
115926 HubIner
534.116 GenIner
240000 NacMass
2.60789E+06 NacYIner
0 YawBrMass
0 PtfmMass
0 PtfmRIner
0 PtfmPIner
1.534E+06 PtfmYIner
----- BLADE -----
17 BldNodes
"NRELOffshrBsline5MW_Blade.dat" BldFile(1)
"NRELOffshrBsline5MW_Blade.dat" BldFile(2)
"NRELOffshrBsline5MW_Blade.dat" BldFile(3)
----- ROTOR-TEETER -----
0 TeetMod
0 TeetDmpP
0 TeetDmp
```

```
0 TeetCDmp
0 TeetSStP
0 TeetHStP
0 TeetSSSp
0 TeetHSSp
----- DRIVETRAIN -----
100 GBoxEff
97 GBRatio
8.67637E+08 DTTorSpr
6.215E+06 DTTorDmp
----- FURLING -----
False Furling
"unused" FurlFile
----- TOWER -----
20 TwrNodes
"NRELOffshrBslne5MW_OC3Monopile_ElastoDyn_Tower.dat" TwrFile
----- OUTPUT -----
False SumPrint
3 OutFile
False TabDelim
"ES10.3E2" OutFmt
0 TStart
1 DecFact
1 NTwGages
1 TwrGagNd
1 NBIGages
1 BldGagNd
OutList
"TwrBsFxt, TwrBsFyt, TwrBsFzt"
"TwrBsMxt, TwrBsMyt, TwrBsMzt"
"YawBrTDxp"
"TwHt1RDxt, TwHt1RDyt, TwHt1RDzt"
"TwHt1TDxt, TwHt1TDyt, TwHt1TDzt"
END
-----
```

## 4. Fichero de texto FAST

```
----- FAST v8.16. INPUT FILE -----
FAST NREL 5.0 MW Baseline Wind Turbine with OC3 Monopile RF Configuration
----- SIMULATION CONTROL -----
False      Echo
"FATAL"    AbortLevel
          600 TMax
          0.010 DT
          2 InterpOrder
          0 NumCrctn
          99999 DT_UJac
          1E+06 UJacSclFact
----- FEATURE SWITCHES AND FLAGS -----
          1 CompElast
          1 CompInflow
          2 CompAero
          1 CompServo
          1 CompHydro
          0 CompSub
          0 CompMooring
          0 Complce
----- INPUT FILES -----
"NRELOffshrBslne5MW_OC3Monopile_ElastoDyn.dat"  EDFile
"NRELOffshrBslne5MW_BeamDyn.dat"  BDBldFile(1)
"NRELOffshrBslne5MW_BeamDyn.dat"  BDBldFile(2)
"NRELOffshrBslne5MW_BeamDyn.dat"  BDBldFile(3)
"NRELOffshrBslne5MW_InflowWind_U1.dat"  InflowFile
"NRELOffshrBslne5MW_OC3Monopile_AeroDyn15.dat"  AeroFile
"NRELOffshrBslne5MW_OC3Monopile_ServoDyn.dat"  ServoFile
"NRELOffshrBslne5MW_OC3Monopile_HydroDynW1.dat"  HydroFile
"NRELOffshrBslne5MW_OC3Monopile_SubDyn.dat"  SubFile
"unused"  MooringFile
"unused"  IceFile
----- OUTPUT -----
False      SumPrint
          1 SttsTime
          99999 ChkptTime
          "default" DT_Out
          0 TStart
          1 OutFileFmt
False      TabDelim
          "ES10.3E2" OutFmt
----- LINEARIZATION -----
False      Linearize
          1 NLinTimes
          30 LinTimes
```

```
0 LinInputs
0 LinOutputs
False LinOutJac
False LinOutMod
----- VISUALIZATION -----
0 WrVTK
3 VTK_type
false VTK_fields
30 VTK_fps
```

# Planos

---

ANÁLISIS ESTRUCTURAL DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE  
EN EL LITORAL CANARIO

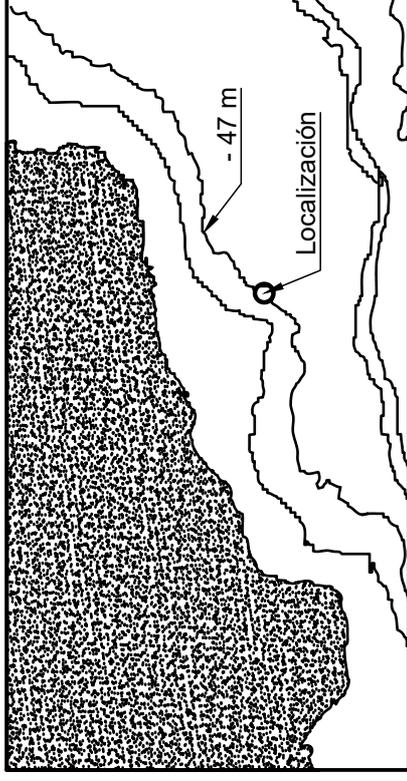
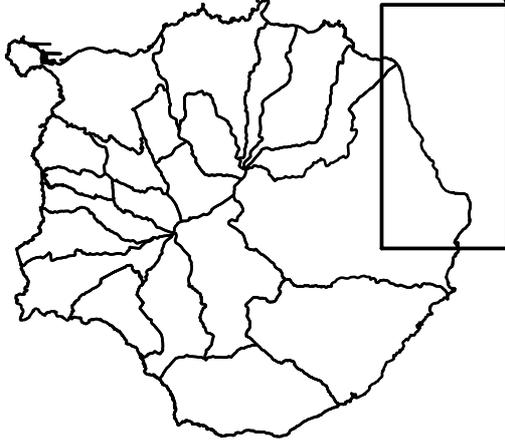


## Índice

1. Plano de situación .....	2
2. Plano general del aerogenerador .....	3



# GRAN CANARIA



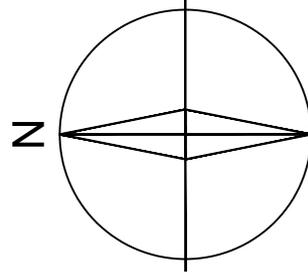
Escala 1:250.000

Geográficas		UTM	
Latitud	3° 27' 58.77" W	X UTM	454046,25 m
Longitudud	27° 45' 35.56" N	Y UTM	3070733,44 m

## Coordenadas

Distancia a la costa	Batimetría
4,16 km	46 m

Escala 1:800.000



Escuela de Ingenierías Industriales y Civiles de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria

Proyecto:

Análisis estructural de un aerogenerador offshore en el litoral canario

Escala:

Varias

Plano:

Situación

Autor:

Borja Benítez Suárez

Nº plano:

1

de:

2

Tutores:

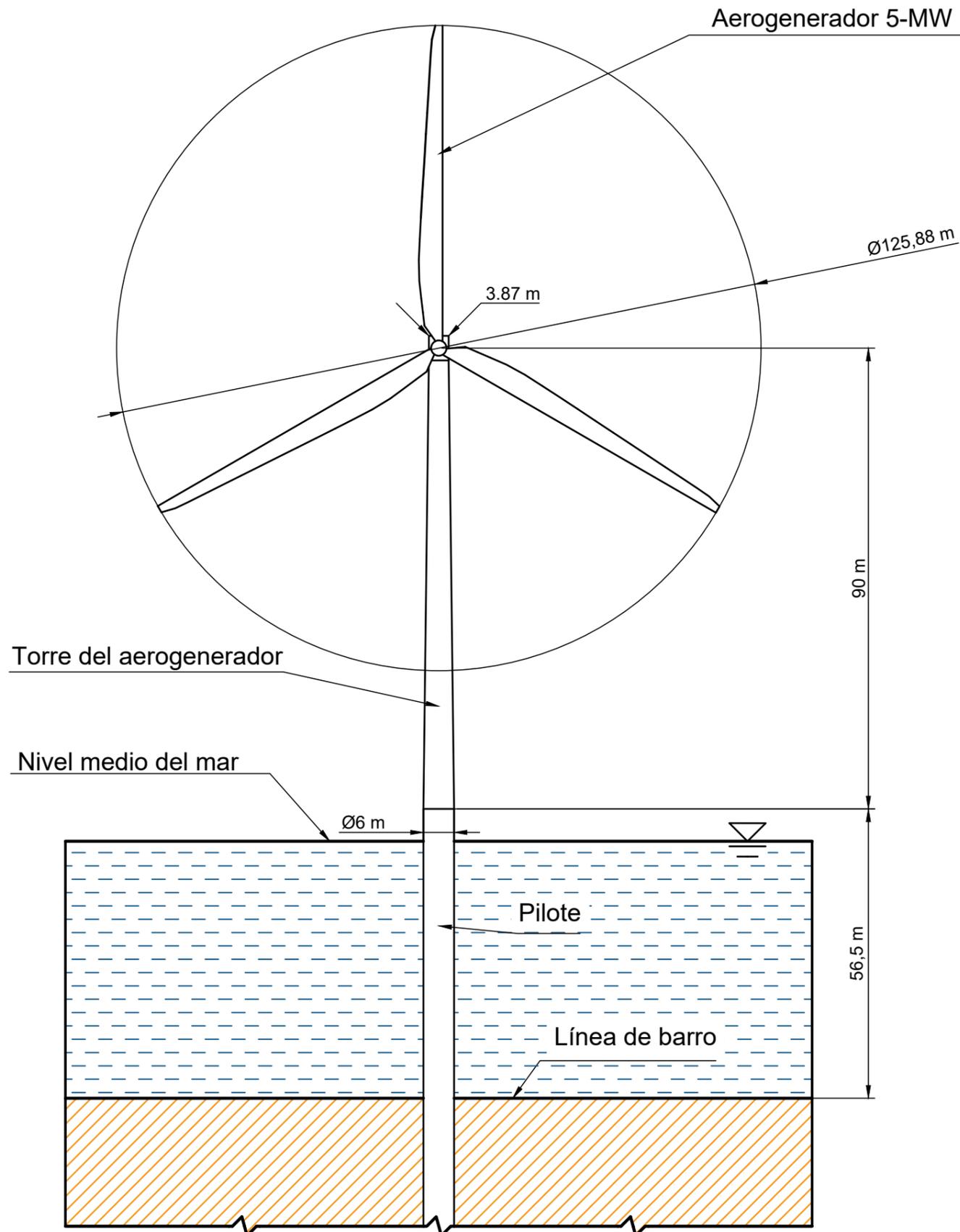
Cristina Medina López

Fecha:

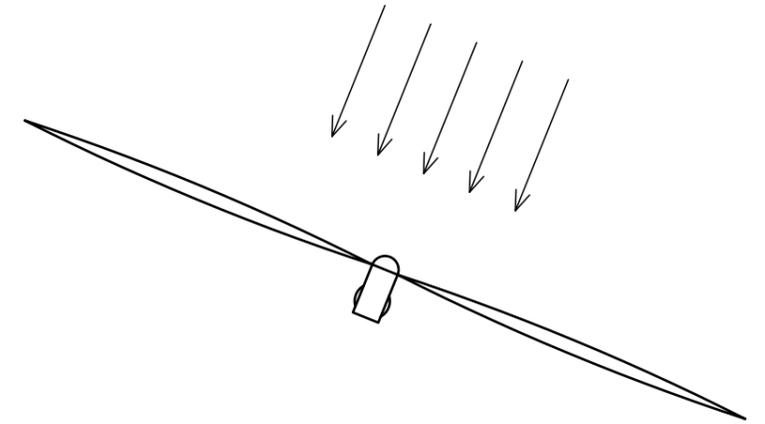
Guillermo M. Álamo Meneses

Firma:





Viento predominante NNE



Monopilote	
Propiedades básicas	
Material	Acero estructural S355
Diámetro	6 m
Longitud no enterrada	56,5 m
Espesor de la pared	0,08 m

5-MW Reference NREL	
Propiedades básicas	
Potencia nominal	5 MW
Diámetro de la base de la torre	6 m
Diámetro de la parte superior de la torre	3,87 m
Longitud de las palas	61,50 m
Área barrida	15.445,30 m <sup>2</sup>
Espesor en la base de la torre	0,027 m
Espesor en la parte superior de la torre	0,019 m

Propiedades del material de la torre	
Tipo	Acero estriado en frío
Módulo de Young	210 GPa
Módulo de cizalla	80,8 GPa
Densidad del material	7,850 kg/m <sup>3</sup>
Densidad supuesta (sumando pintura, pernos, soldaduras y bridas)	8,500 kg/m <sup>3</sup>



Escuela de Ingenierías Industriales y Civiles de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria

Proyecto:	Análisis estructural de un aerogenerador offshore en el litoral canario		Escala:	1:1000
Plano:	General del aerogenerador	Autor:	Borja Benítez Suárez	Nº plano: 2 de: 2
Tutores:	Cristina Medina López Guillermo M. Álamo Meneses		Fecha:	Firma:





