

Estudio de la importancia de la carga sísmica en el diseño de aerogeneradores marinos en función a su tamaño

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Escuela de Ingenierías Industriales y Civiles

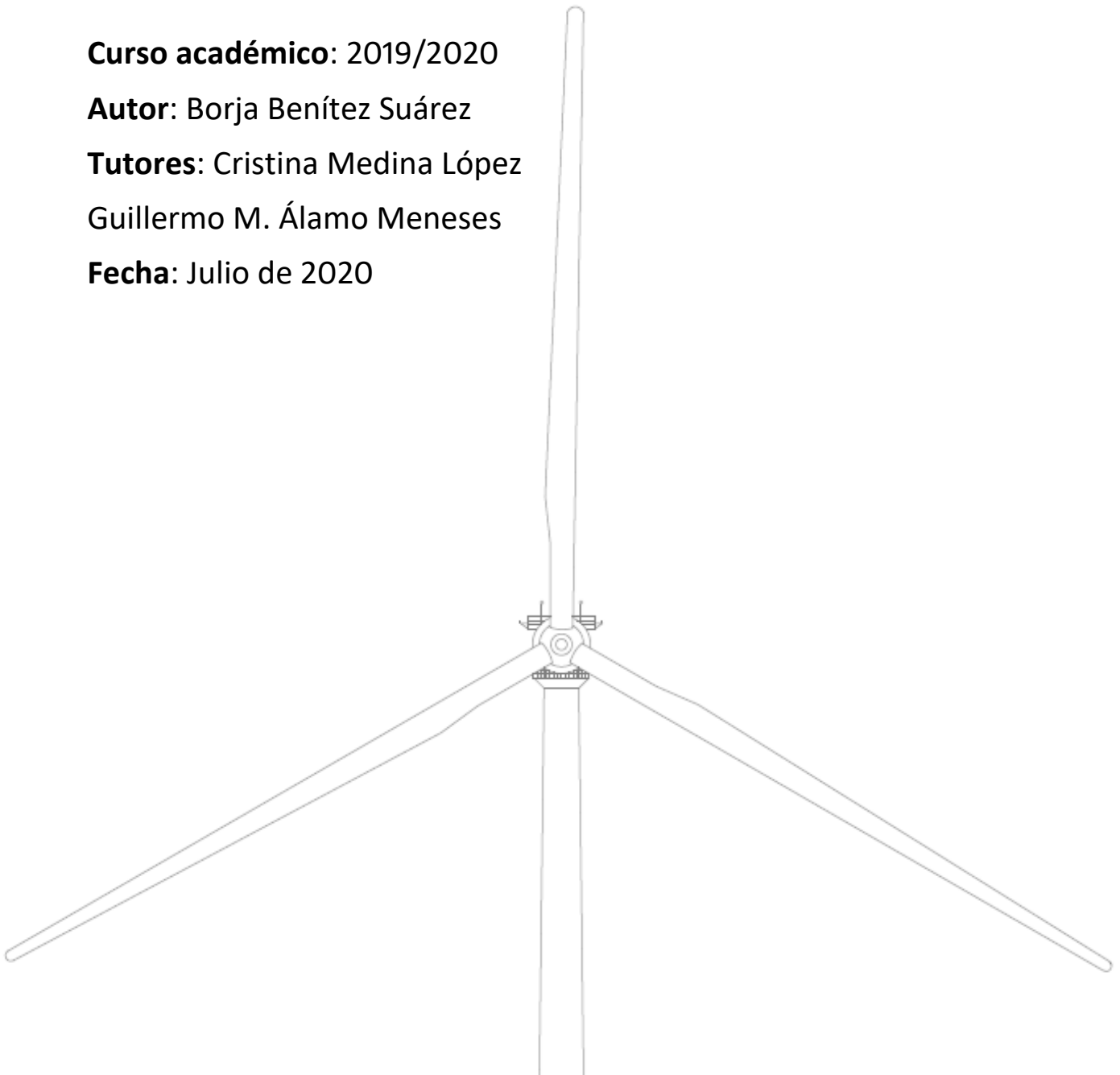
Curso académico: 2019/2020

Autor: Borja Benítez Suárez

Tutores: Cristina Medina López

Guillermo M. Álamo Meneses

Fecha: Julio de 2020



Este trabajo se encuentra en el ámbito de los objetivos del proyecto BIA2017-88770-R financiado por el Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades, la Agencia Estatal de Investigación y FEDER.

Página de firmas

Se valida la realización del Trabajo Final de Máster en la Escuela de Ingenierías Industriales y Civiles de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, con título “Estudio de la importancia de la carga sísmica en el diseño de aerogeneradores marinos en función a su tamaño”, 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.

Autor	Tutora 1	Tutor 2
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 14 de julio de 2020

Índice de contenido

1.	Objeto.....	1
1.1	Objeto técnico.....	1
1.2	Objeto académico	1
2.	Alcance	1
3.	Antecedentes	2
4.	Normativa y referencias.....	6
4.1	Legislación y normativa de obligado cumplimiento	7
4.2	Estándares, reportes científicos y normas de interés.....	7
4.3	Programa de cálculo.....	8
5.	Requisitos de diseño	10
5.1	Autor	10
5.2	Peticionario	11
5.3	Emplazamiento	11
6.	Análisis de las soluciones	12
6.1	Tipología de cimentación escogida	12
6.1.1	Cimentación fija tipo Jacket	13
6.1.2	Cimentación fija tipo monopilote	15
6.1.3	Cimentación fija tipo de gravedad	16
6.1.4	Cimentación fija tipo trípode	17
6.1.5	Cimentaciones flotantes tipo TLP	18
6.1.6	Cimentación flotante tipo Spar	19
6.1.7	Cimentación flotante tipo semi-sumergible	20
6.1.8	Conclusiones de las tipologías de cimentaciones	21
6.2	Localización	22
6.3	Aerogeneradores de estudio.....	23
6.4	Dimensionamiento estático y comprobación dinámica	26

6.4.1	Dimensionamiento estático	26
6.4.2	Comprobación dinámica	27
6.5	Estudio de convergencia	29
7.	Resultados de la parte estática	32
7.1	Dimensiones finales de los monopilotes.....	32
7.2	Esfuerzos estáticos máximos	33
7.3	Capacidad última estimada del terreno.....	36
7.4	Estado Límite Último (ELU) y pandeo	37
7.5	Estados Límites de Servicio (ELS)	38
7.6	Fatiga.....	39
7.7	Conclusiones de los resultados de la parte estática	40
8.	Resultados de la parte sísmica	41
8.1	Esfuerzos obtenidos en la suposición de base rígida.....	42
8.2	Esfuerzos obtenidos en la suposición de base flexible	45
8.3	Conclusiones de los resultados de la parte sísmica	48
9.	Orden de prioridad de los documentos	53
10.	Conclusiones	53
11.	Bibliografía	54

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Ubicación del aerogenerador.	12
Ilustración 2: Representación gráfica de la estructura fija tipo Jacket.....	14
Ilustración 3: Representación gráfica de la estructura fija tipo monopilote.....	15
Ilustración 4: Representación gráfica de la estructura fija tipo por gravedad.	16
Ilustración 5: Representación gráfica de la estructura fija tipo trípode.....	17
Ilustración 6: Representación gráfica de la estructura flotante tipo TLP.	18
Ilustración 7: Representación gráfica de la estructura flotante tipo Spar.....	19
Ilustración 8: Representación gráfica de la estructura flotante tipo semi-sumergible	20
Ilustración 9: Aerogeneradores preseleccionados.	24

Índice de tablas

Tabla 1: Datos personales del proyectista.....	10
Tabla 2: Datos personales de la tutora Cristina Medina López.	11
Tabla 3: Datos personales del tutor Guillermo Álamo Meneses.....	11
Tabla 4: Principales datos del emplazamiento seleccionado.	11
Tabla 5: Tabla resumen con la tipología de cimentaciones.....	13
Tabla 6: Tabla resumen de los parámetros característicos de la ubicación final.	23
Tabla 7: Relación de datos de los aerogeneradores seleccionados.	25
Tabla 8: Terremotos empleados en el estudio sísmico.	29
Tabla 9: Resultados geométricos y masas de los monopilotes para los 4 aerogeneradores de estudio.	33
Tabla 10: Esfuerzos máximos detallados según los cuatro aerogeneradores.	34
Tabla 11: Resultados de la capacidad última estimada del terreno.....	36
Tabla 12: Resultados para los Estados Límites Últimos y para el pandeo.	37
Tabla 13: Resultados de los Estados Límites de Servicio.	39
Tabla 14: Resultados del estudio de fatiga.....	40
Tabla 15: Momentos y cortantes del estudio sísmico en base rígida.....	42
Tabla 16: Ratio de momentos y cortantes entre el estudio estático y el estudio sísmico en base rígida.	44
Tabla 17: Momentos y cortantes del estudio sísmico en base rígida.....	45
Tabla 18: Ratio de momentos y cortantes entre el estudio estático y el estudio sísmico en base flexible.....	47

Índice de gráficas

Gráfica 1: Consumo de electricidad per cápita a nivel mundial	2
Gráfica 2: Consumo de electricidad per cápita en España	3
Gráfica 3: Emisiones totales de CO ₂ a nivel mundial	4
Gráfica 4: Emisiones totales de CO ₂ en España	4
Gráfica 5: Tipología de cimentaciones empleadas en Europa para aerogeneradores marinos conectados a la red.	22
Gráfica 6: Convergencia de los cortantes respecto a los puntos totales empleados en el estudio, para el sismo Chi-Chi y el aerogenerador de 15 MW.	30
Gráfica 7: Convergencia de los momentos respecto a los puntos totales empleados en el estudio, para el sismo Chi-Chi y el aerogenerador de 15 MW.	30
Gráfica 8: Convergencia de los valores de los momentos para el aerogenerador de 15 MW y el sismo Chi-Chi.	31
Gráfica 9: Convergencia de los valores de los cortantes para el aerogenerador de 15 MW y el sismo Chi-Chi.	32
Gráfica 10: Comparación de las alturas de los cuatro aerogeneradores.....	33
Gráfica 11: Relación entre el cortante producido por el viento y el diámetro del rotor.....	35
Gráfica 12: Relación entre el cortante producido por el oleaje y el diámetro del monopilote.	36
Gráfica 13: Relación entre los momentos producidos por el viento y el diámetro del rotor para los aerogeneradores de estudio.	41
Gráfica 14: Representación de los momentos producidos por los sismos sobre los aerogeneradores en el estudio en base rígida.	42
Gráfica 15: Representación de los cortantes producidos por los sismos sobre los aerogeneradores en el estudio en base rígida.	43
Gráfica 16: Representación de los momentos producidos por los sismos sobre los aerogeneradores en el estudio en base flexible.....	46
Gráfica 17: Representación de los cortantes producidos por los sismos sobre los aerogeneradores en el estudio en base flexible.....	46
Gráfica 18: Momentos del estudio estático, estudio sísmico en base flexible y diámetro del rotor, correspondientes al sismo de Kocaeli.....	48
Gráfica 19: Cortantes del estudio estático, estudio sísmico en base flexible y diámetro del rotor, correspondientes al sismo de Kocaeli.....	49

Gráfica 20: Momentos del estudio sísmico en comparación con el diámetro de los rotores de los aerogeneradores para el sismo de Coalinga.....	49
Gráfica 21: Cortantes del estudio sísmico en comparación con el diámetro de los rotores de los aerogeneradores para el sismo de Coalinga.....	50
Gráfica 22: Relación entre el ratio medio y la altura de la góndola para los sismos y aerogeneradores de estudio.	50
Gráfica 23: Comparación entre los ratios en los estudios de base flexible y rígida con el porcentaje de error para los momentos.	51
Gráfica 24: Comparación entre los ratios en los estudios de base flexible y rígida con el porcentaje de error para los cortantes.	52

1. Objeto

El objeto del presente proyecto se divide en dos apartados. Un de ellos hace referencia al ámbito técnico y el otro a la parte académica.

1.1 Objeto técnico

El objeto del presente Trabajo de Fin de Máster (TFM) es el estudio de la importancia de las cargas sísmicas que atañen a un aerogenerador en función de su tamaño. Para ello, se toman tres modelos de aerogeneradores comerciales, de 5, 8 y 10MW de potencia, y uno de 15 MW de referencia. El tipo de cimentación para cada uno de ellos es monopilotada. Su localización final es en la costa sureste de la isla de Gran Canaria. Se comparan los distintos aerogeneradores considerando sus esfuerzos y desplazamientos ante la actuación de un terremoto.

1.2 Objeto académico

El objeto académico del presente TFM es poner en práctica los conocimientos, herramientas y habilidades adquiridas a lo largo de los estudios para la obtención del título oficial del Máster Universitario en Ingeniería Industrial.

2. Alcance

El presente TFM constará de varias fases y documentos. En una primera fase se estudian los conceptos iniciales referentes a aerogeneradores monopilotados, incidiendo en el estudio de normas y artículos de referencia. Seguidamente se efectúa un estudio de mercado de la tipología y tendencia de aerogeneradores comerciales y aquellos que se encuentran en vías de desarrollo.

La siguiente fase corresponde a la determinación de la localización del aerogenerador. Para situar el aerogenerador en la costa de la isla de Gran Canaria se tienen en cuenta normas y leyes a nivel nacional, regional y provincial.

La tercera fase del proyecto se basa en el dimensionado de la estructura de soporte para los cuatro aerogeneradores a comparar.

En la cuarta fase se realiza el estudio de las cargas y desplazamientos ante la actuación de un sismo. Posteriormente se compara cada uno de los aerogeneradores seleccionados. Tras analizar los datos

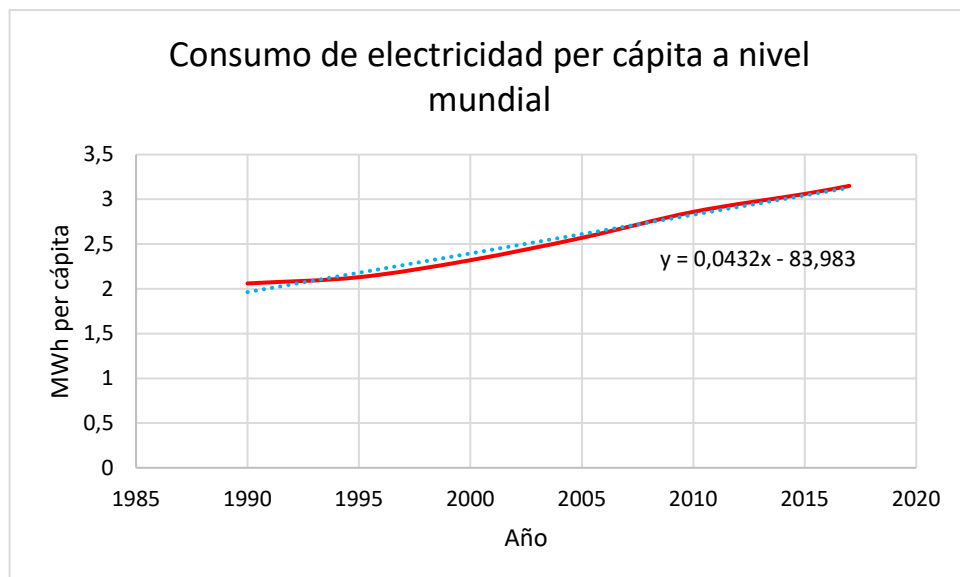
obtenidos, se generan unas conclusiones y recomendaciones para el abanico de aerogeneradores escogidos en el emplazamiento seleccionado.

En la etapa final se redactan las memorias correspondientes y se elaboran los planos.

3. Antecedentes

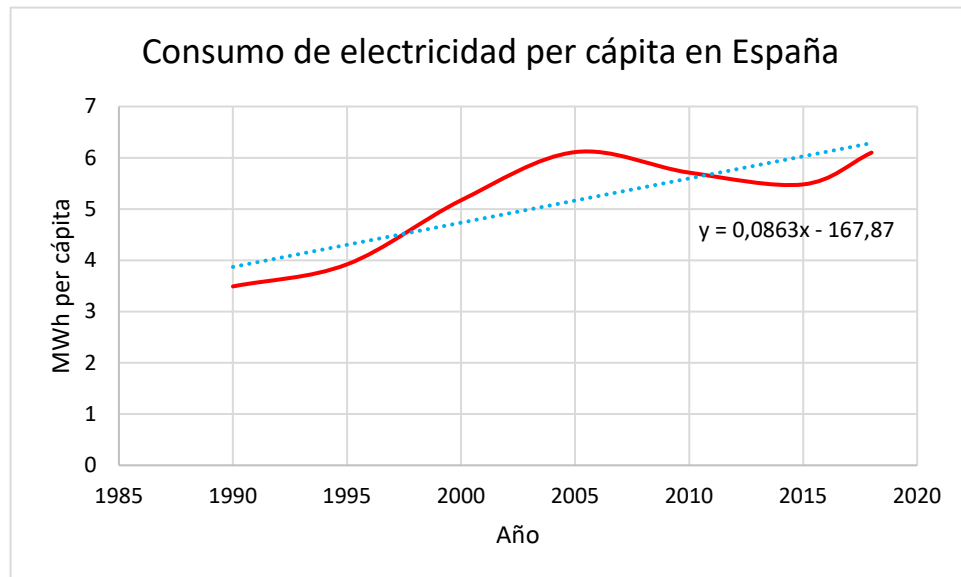
Actualmente, la comunidad internacional está avanzando hacia un sistema de generación de energía eléctrica lo más alejada posible de las producciones a base de fuentes convencionales. La clase política y los ciudadanos están tomando conciencia cada vez más de las limitaciones de las tecnologías convencionales de generación y de las emisiones de gases de efecto invernadero, problemática que están suponiendo el principal causante del cambio climático y del aumento de contaminantes en la atmósfera. Otros indicativos de la transición tecnología están relacionados con las formas de generación de energía eléctrica y del transporte. El agotamiento de los combustibles fósiles y encarecimiento de los mismos a lo largo de los próximos años está haciendo que la comunidad científica se esfuerce por buscar soluciones alternativas que sean técnica y económicamente viables.

Desde el año 1990 hasta el 2017, a nivel global, se ha incrementado en un 52,38 % [1] el consumo de electricidad per cápita, de 2,1 a 3,2 MWh per cápita respectivamente, tal y como se puede apreciar en la **Gráfica 1**.



Gráfica 1: Consumo de electricidad per cápita a nivel mundial. Adaptación de [1].

A nivel nacional, en España, el consumo ha sido mayor en el intervalo entre 1990 y 2018, con un 74,29% [1]. Tal y como se puede apreciar en la **Gráfica 2**, los consumos de electricidad entre 1990 y 2018 son de 3,5 y 6,1 MWh per cápita respectivamente [1].

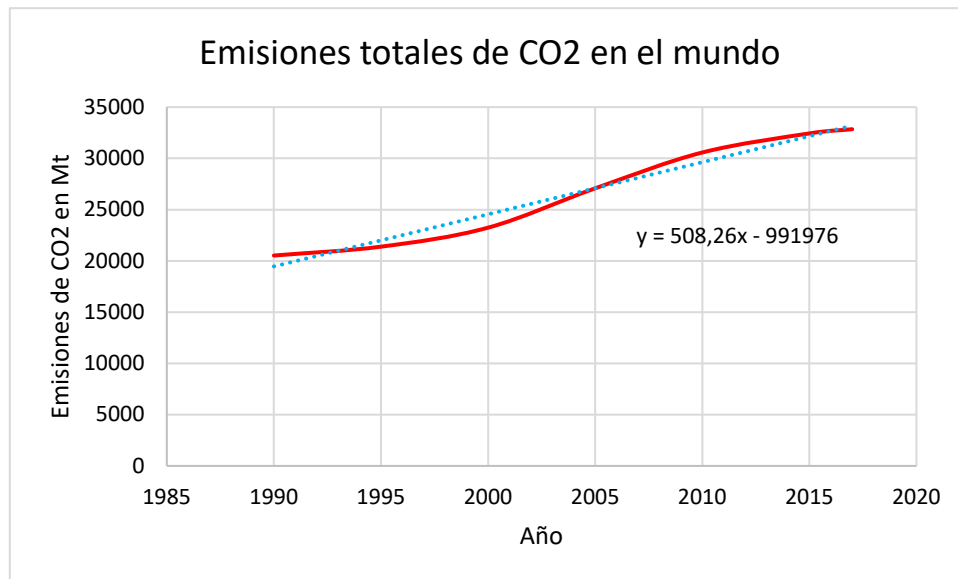


Gráfica 2: Consumo de electricidad per cápita en España. Adaptación de [1].

Este aumento del consumo eléctrico está siguiendo una tendencia de crecimiento a nivel global. El principal motivo es la gran evolución tecnológica que se está llevando a cabo, con la electrificación de los productos tanto a nivel doméstico como industrial. En países desarrollados, como es el caso de España, la pendiente de la curva en el consumo de electricidad es mayor que a nivel global, tal y como se puede apreciar tanto en la **Gráfica 1** como en la **Gráfica 2**. Cabe notar dos puntos, la pendiente de consumo eléctrico en España es aproximadamente el doble, y la crisis financiera entre 2006 y 2017 hizo que el consumo descendiera. La producción y el consumo eléctrico son dos componentes dinámicos que se adaptan a las exigencias del mercado y de la economía.

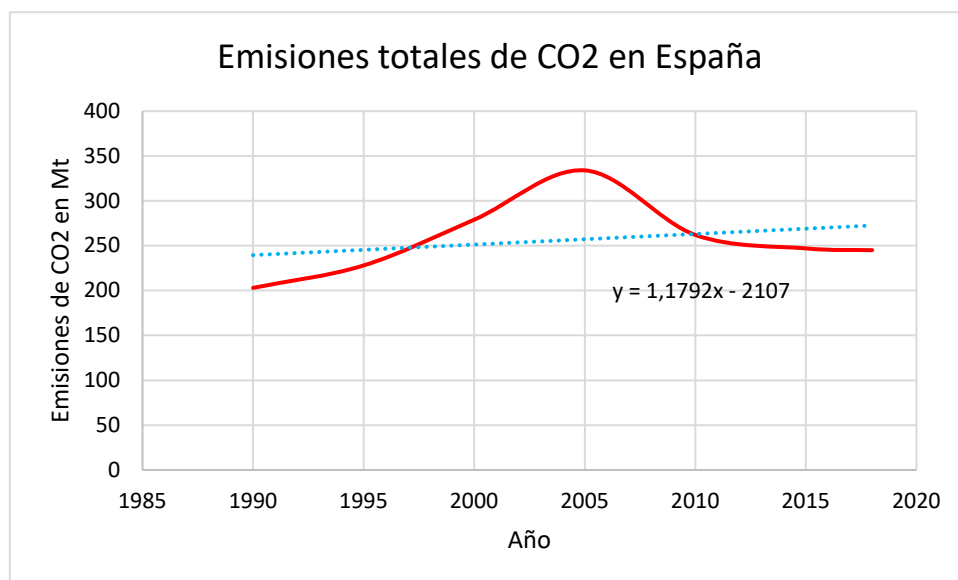
El consumo actual sigue una tendencia de crecimiento que se podría intensificar en los siguientes años debido a los avances tecnológicos, como son el coche eléctrico o la domotización de las viviendas. Nuevos tipos de combustibles como el hidrógeno u otras tecnologías hacen de aliciente para un aumento de electrificación de componentes y, por lo tanto, del consumo. Por ello, no solo el incremento del consumo es debido a la evolución de la tecnología, sino por el propio hecho de la generación eléctrica.

A este indicativo del aumento del consumo eléctrico se le ve reflejado el aumento a su vez de las emisiones de CO₂, principal gas contaminante del efecto invernadero. A nivel global, entre los años 1990 y 2017, el incremento de emisiones de CO₂ ha llegado a niveles de 12.319 Mt [1], suponiendo un aumento del 60% [1]. En la **Gráfica 3** se puede apreciar un aumento constante entre 1990 y 2010, tendiendo a estabilizarse a partir de 2015.



Gráfica 3: Emisiones totales de CO₂ a nivel mundial. Adaptación de [1].

A nivel nacional, el aumento de contaminantes vertidos a la atmósfera en España es de 42 Mt [1], suponiendo un aumento del 20,7%. En la **Gráfica 4** se aprecia una caída sustancial de la emisión de contaminantes a partir del año 2005.



Gráfica 4: Emisiones totales de CO₂ en España. Adaptación de [1].

Este indicativo del aumento de emisiones de CO₂, con una pendiente no tan pronunciada de contaminación en España en comparación con las estadísticas a nivel mundial, es consecuencia de tres factores principalmente:

- Un aumento de la eficiencia en la producción y consumo de energía eléctrica.
- Un aumento de la producción de energía eléctrica mediante sistemas que no emplean combustión (principalmente solar térmica, solar fotovoltaica, hidráulica, aerogeneración y nuclear). Incitado gracias a la entrada en vigor del *“Plan de Energías Renovables en España 2005-2010”* por parte del Gobierno de España y por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) en el año 2005.
- Entrada en vigor del protocolo de Gotemburgo de 1999 relativo a la reducción de la acidificación, de la eutrofización y del ozono en la troposfera.

Uno de los procesos de generación eléctrica que ha emergido como una tecnología dinámica del sistema eléctrico son los aerogeneradores offshore. La eólica marina puede contribuir a la adecuación del suministro de electricidad mediante sistemas de almacenamiento de energía, que podrían adoptar muchas formas como son las baterías, almacenamientos térmicos, entre otros. Además, es una tecnología idónea para producir hidrógeno, una aplicación que se podría expandir en gran medida en el mercado de la eólica marina en los próximos años.

Uno de los requisitos principales del sistema eléctrico es disponer de fiabilidad en el suministro. La eólica marina está proporcionando factores de capacidad más altos que otras energías renovables. En 2018, el factor de capacidad global promedio para las turbinas eólicas en alta mar fue del 33%, en comparación con el 25% para las turbinas eólicas en tierra y el 14% para la energía solar fotovoltaica [2].

La generación de la eólica marina supuso un 0,3% del suministro de la demanda a nivel global en el curso de 2019 [2]. Cabe mencionar que, en el año 2018 en Dinamarca, la eólica marina y en tierra supuso casi el 50% de la demanda suplida [3].

El crecimiento de la industria eólica marina se ha fomentado en los países europeos que bordean el Mar del Norte. Esto se debe a la alta calidad de recursos eólicos y a aguas relativamente poco profundas. Esto ofrece cualidades excepcionales para el desarrollo de prototipos de aerogeneradores offshore y nuevos tipos de cimentaciones en la zona.

En Europa, El Reino Unido tiene el 45% de la capacidad eólica instalada, seguida de Alemania con un 34%, Dinamarca con un 8%, Bélgica con 7% y los Países Bajos con un 5%. Menos del 1 % encontramos países como España, Finlandia, Francia, Suecia, Noruega, Irlanda y Portugal [3].

En España se encuentra una industria puntera y con gran experiencia. Empresas españolas como Iberdrola o Repsol han puesto en marcha parques eólicos en Europa [4]. El Gobierno de España en su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) acotan el objetivo de potencia offshore entre 3 y 5 GW para 2030.

Actualmente, en Canarias hay una potencia instalada, en términos experimentales, de 5,2 MW. Esta potencia corresponde al proyecto ELICAN (5 MW) y Wind2Power (200 kW). El nuevo sistema Wind2Power pertenece a dos turbinas en una misma plataforma flotante. Se está testeando con dos aerogeneradores a escala 1:6, produciendo 200 kW. A escala real, se pueden albergar dos aerogeneradores de entre 5 y 6 MW. Existen en torno a 100 proyectos para completarse en el presente año a nivel mundial [3]. Especialmente en Canarias, se ha aprobado un proyecto de instalación de 200 MW de potencia para 2024 [5].

El gran número de instalaciones que se están proyectando y ejecutando a lo largo del mundo está llevando a las instituciones públicas y empresas privadas a promover la instalación de aerogeneradores marinos en regiones con un alto riesgo de terremotos. Gran parte de los análisis de las respuestas sísmicas de aerogeneradores que pueden encontrarse en la literatura fueron realizados sobre diseños comunes de su momento, con tamaños y potencias inferiores a los actuales. Los aerogeneradores están adoptando una tendencia a ser cada vez más altos, anchos y de mayor potencia. Hecho que se refleja en los nuevos parques eólicos instalados. La capacidad media de los aerogeneradores instalados en 2019 fue de 7,8 MW, 1 MW más que en 2018 [3]. Mercados emergentes como China, Japón, Corea, E.E.U.U. o India, son regiones con un alto índice de terremotos. Por todo lo comentado, el diseño a sismo no debe plantearse como una hipótesis secundaria.

4. Normativa y referencias

A lo largo del capítulo se van a enumerar las normas y leyes de obligado cumplimiento, además de aquellas recomendaciones, artículos científico-técnicos o estándares empleados a lo largo del desarrollo del presente proyecto.

4.1 Legislación y normativa de obligado cumplimiento

El marco legislativo español que regula la eólica marina es escaso, siendo el único Real Decreto (R.D.) que regula las instalaciones el R.D. 1028/2007 del 20 de julio. En cambio, la zonificación e impacto ambiental, producción y distribución de electricidad si se encuentran regulados.

- R.D. 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.
- RD 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.
- R.D. 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.
- R.D. 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.
- R.D. 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.
- R.D. 751/2011, de 27 de mayo, por el que se aprueba la Instrucción de Acero Estructural (EAE).
- R.D. 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

4.2 Estándares, reportes científicos y normas de interés

A continuación, se van a enumerar las distintas normas de interés, estándares europeos y americanos, y reportes científicos.

- API 24-WSD. Planning, Designing, and Constructing Fixed Offshore Platforms.
- API 2A-WSD (RP 2A-WSD). Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design.
- Pile foundation análisis and design. H.G.Poulos et al.
- Soil Dynamics and Earthquake Engineering. Volume 92, January 2017: Design of monopiles for offshore wind turbines in 10 steps.
- Soil-Structure Interactions (SSI) for Offshore Wind Turbines. Subhamoy Bhattacharya et al.

- DNVGL-OS-B1. Metallic materials.
- DNVGL-ST-0126. Support structures for wind turbines.
- DNVGL-ST-0437. Loads and site conditions for wind turbines.
- DNVGL-OS-J101. Design of Offshore Wind Turbine Structures.
- DNVGL-RP-C202. Buckling strength of shells.
- DNVGL-RP-C203. Fatigue design of offshore steel structures.
- Eurocódigo 1: Acciones en estructuras. Parte 1-4: Acciones generales. Acciones de viento.
- Eurocódigo 3: Proyecto de estructuras de acero. Parte 1-1: Reglas generales y reglas para edificios.
- Eurocódigo 3: Proyecto de estructuras de acero. Parte 1-5: Placas planas cargadas en su plano.
- Eurocódigo 3: Proyecto de estructuras de acero. Parte 1-6: Resistencia y estabilidad de láminas.
- Eurocódigo 8: Proyecto de estructuras sismorresistente. Parte 1: Reglas generales, acciones sísmicas y reglas para edificación.
- IEC 61400-1. Wind turbines-Part 1: Design requirements.
- Wind Energy Engineering. A handbook for onshore and offshore wind turbines. Trevor M.Letcher.
- Guía metodológica para redacción de TFM. Escuela de Ingenierías Industriales y Civiles (EIIC).
- UNE 157001. Criterios generales para la elaboración formal de los documentos que constituyen un proyecto técnico.

4.3 Programa de cálculo

Para el desarrollo de estudio del presente proyecto se han desarrollado dos aplicaciones en lenguaje de programación M. Para ello se ha empleado el software Matlab, debido al sistema de computación numérica avanzado, con la posibilidad de manipular matrices y distintas representaciones gráficas. Por todo esto, Matlab es una herramienta potente para el desarrollo de algoritmos de cálculos secuenciales.

Los dos programas que se han empleado para el dimensionado, comprobación y estudio dinámico de la cimentación de los distintos aerogeneradores de estudio se detallan a continuación:

- Estudio estático.

El primer programa se emplea para el dimensionado y comprobación del monopilote. Para ello, se realizan de forma secuencial las siguientes instrucciones:

- Lectura y guardado en variables de los datos necesarios de predimensionado, para el cálculo de los esfuerzos por parte de los fenómenos meteorológicos, y los datos del suelo para definir la interacción suelo-estructura.
- Predimensionado de la cimentación, cálculo de las impedancias del terreno y el cálculo de la frecuencia natural de la estructura en su conjunto góndola-torre-monopilote.
- Cálculo de las cargas por parte del viento, mareas, olas y masas.
- Determinación de los escenarios de carga.
- Comprobación de la estructura de soporte mediante los criterios de comprobación.

Para representar los resultados, se redacta a lo largo del algoritmo un archivo de texto con los datos que se han tenido en cuenta, las dimensiones finales del aerogenerador y los criterios de comprobación con el porcentaje de aprovechamiento, todo ello para cada aerogenerador. Además, se redacta otro archivo de texto con los datos necesarios a emplear en el segundo de los programas, el referente al cálculo de los desplazamientos y esfuerzos sísmicos.

- Estudio sísmico.

El segundo de los programas que se emplea es para el estudio de las cargas, desplazamientos y giros provocados por un terremoto sobre la estructura. El estudio se realiza en dos condiciones distintas, la primera de ellas es idealizando la conexión con el suelo como base rígida, y la segunda de ellas es mediante una interacción suelo-estructura a base de impedancias, tomando como método matemático un sistema de resortes y amortiguadores. El programa se ejecuta de forma secuencial de la siguiente manera:

- Lectura y guardado en variables de los datos necesarios de geometría, esfuerzos máximos y de características del suelo, así como de los distintos terremotos empleados y, en el caso del estudio a base de impedancias, del documento que contiene las mismas para cada intervalo de frecuencia empleada.
- Realización de cálculos previos como discretización de la torre y del monopilote, determinación del vector de frecuencia de excitación.
- Montaje de la matriz de rigidez y de masas para cada elemento y la general. En el caso del estudio en base flexible, montaje de la matriz de impedancias con la interpolación de los valores en función de la frecuencia.

- Resolución del sistema en el dominio de la frecuencia y obtención de los desplazamientos y giros en cada nodo.
- Cálculo de los momentos y cortantes en los nodos.
- Paso al dominio del tiempo de desplazamientos, giros y esfuerzos.
- Obtención de las distintas gráficas empleadas en la memoria y en los anejos.
- Exportación de los datos a una hoja de Excel para el postprocesado de los mismos.

Además de para los dos estudios anteriormente señalados, se emplea el software Matlab para cálculos parciales o representaciones gráficas que van a ser empleados en la presente memoria o en los distintos anejos.

5. Requisitos de diseño

Este capítulo de la memoria se centra en describir las bases y datos de partida, necesarios para la elaboración del estudio comparativo de las cargas sísmicas entre los distintos aerogeneradores.

5.1 Autor

El autor del proyecto es el estudiante del Máster Universitario en Ingeniería Industrial, por la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, D. Borja Benítez Suárez. Los datos personales se encuentran en la **Tabla 1**.

Tabla 1: Datos personales del proyectista.

DATOS DEL PROYECTISTA	
Nombre	Borja Benítez Suárez
D.N.I.	45345604T
Estudios	Grado en Ingeniería Mecánica
Correo electrónico	borja.benitez102@alu.ulpgc.es borja_bs@outlook.com

Los tutores son Dña. Cristina Medina López y D. Guillermo Manuel Álamo Meneses. Sus datos personales se encuentran en la **Tabla 2** y en la **Tabla 3**, respectivamente.

Tabla 2: Datos personales de la tutora Cristina Medina López.

DATOS DE LA TUTORA	
Nombre	Cristina Medina López
Teléfono	928451908
Estudios	Doctora por la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria. Ingeniería Industrial
Correo electrónico	cristina.medina@ulpgc.es

Tabla 3: Datos personales del tutor Guillermo Álamo Meneses

DATOS DEL TUTOR	
Nombre	Guillermo Manuel Álamo Meneses
Teléfono	928457404
Estudios	Doctor por la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria. Ingeniería Industrial
Correo electrónico	guillermo.alamo@ulpgc.es

5.2 Peticionario

El petionario del proyecto titulado “Estudio de la importancia de la carga sísmica en el diseño de aerogeneradores marinos en función a su tamaño” es la Escuela de Ingeniería Industriales y Civiles (EIIC), concretamente la asignatura 50956-Trabajo Fin de Máster, perteneciente a los másteres oficiales impartidos en la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria.

5.3 Emplazamiento

El emplazamiento escogido para el estudio de los cuatro aerogeneradores se localiza en la costa sureste de la isla de Gran Canaria. Dentro del litoral del municipio de San Bartolomé de Tirajana, a una distancia de 1,01 km al oeste y 2,93 km al sur desde el Puerto del Castillo del Romeral.

En la **Ilustración 1** se encuentra un mapa satélite de la isla de Gran Canaria, con una marca en rojo con la localización final donde se realiza el estudio para los cuatro de los aerogeneradores.

A modo de resumen, se encuentra en la **Tabla 4** los principales datos del emplazamiento final.

Tabla 4: Principales datos del emplazamiento seleccionado.

Referencia	Dato
Coordenada UTM X	453.250
Coordenada UTM Y	3.071.550
Distancia a la costa	2,93 km
Altura batimétrica	35 m
Velocidad media del viento	9,26 m/s

Un estudio detallado de la localización se encuentra en el **Anejo I** de la presente memoria.



Ilustración 1: Ubicación del aerogenerador. Adaptada de: [12].

6. Análisis de las soluciones

Durante este capítulo se van a destacar las alternativas estudiadas para los distintos apartados, atendiendo a limitaciones legislativas, de reglamentación o técnicas.

6.1 Tipología de cimentación escogida

La tipología de cimentaciones habilitadas para sustentar aerogeneradores offshore ha ido en aumento a lo largo de los años, mejorando en tecnología, tipología y mantenimiento a lo largo de su vida útil. La correcta elección del tipo de sustentación es uno de los puntos clave para poder realizar un correcto dimensionado, ya que constituye el nexo entre el aerogenerador (sistema torre-góndola) y el lecho marino.

La tipología de cimentaciones entre sistemas offshore y onshore pueden parecer similares, pero difieren en muchos aspectos. Existen mayores agresividades ambientales tales como la corrosión o tipología distintas de cargas, debidas principalmente a las olas y mareas, que afectan a la cimentación offshore. A la hora de la instalación, las formas de anclaje al mar son más complicadas que en tierra, ya que requieren de un mayor capital humano y económico.

Las cimentaciones offshore se pueden dividir en dos grupos, flotantes y fijas. El principal indicador que hará decantar por una u otra es la altura batimétrica. Si se desean salvar grandes profundidades, la cimentación flotante adquiere muchas más ventajas que la cimentación fija, en cambio, suelen ser más caras de ejecutar y fabricar que las fijas. En la **Tabla 5** se encuentran las tecnologías que se pueden encontrar para las cimentaciones flotantes y fijas. En los próximos subcapítulos se van a destacar las ventajas e inconvenientes de cada una de las cimentaciones señaladas.

Tabla 5: Tabla resumen con la tipología de cimentaciones.

CIMENTACIONES FIJAS	CIMENTACIONES FLOTANTES
Jacket	TLP
Monopilotes	Spar
Gravedad	Semi-sumergible
Trípode	

6.1.1 Cimentación fija tipo Jacket

La tipología de cimentación tipo Jacket es parecida a una celosía (ver la **Ilustración 2**). Consiste en un entramado de barras soldadas generalmente en los nodos, con una plataforma que dispone de una pieza de transición en su parte superior, que realiza de nexo entre la torre y la cimentación. Al lecho marino se fija mediante pilotes o cubos de succión. Pueden constar de 3 o 4 patas generalmente. Son viables para profundidades entre 30 y 80 metros [6]. Debido al anclaje por monopilotes, la tipología de suelo es amplia pero no permite aquellos que sean rocosos.

Las ventajas y desventajas que suponen el empleo de este tipo de sustentaciones son:

- La optimización de los recursos empleados. Al disponer de un entramado de barras, la disposición y cantidad de material se realiza de manera más optima que una tipología maciza o con una forma determinada. Además, este tipo de estructura dispone de una mayor rigidez debido al refuerzo cruzado que se adquiere por el entramado.

- Facilidad de transporte a la ubicación final. Este tipo de subestructuras se ensamblan en astilleros y se transportan a su ubicación final. Como contrapartida se encuentra el coste de la mano de obra para el montaje en tierra y en mar.
- Al disponer de una estructura en celosía, la incidencia de las fuerzas generadas por el mar (olas y mareas) se ve reducida debido a que no supone un impedimento al paso a través de ellas, no como estructuras macizas, que disponen de una mayor superficie de impacto.

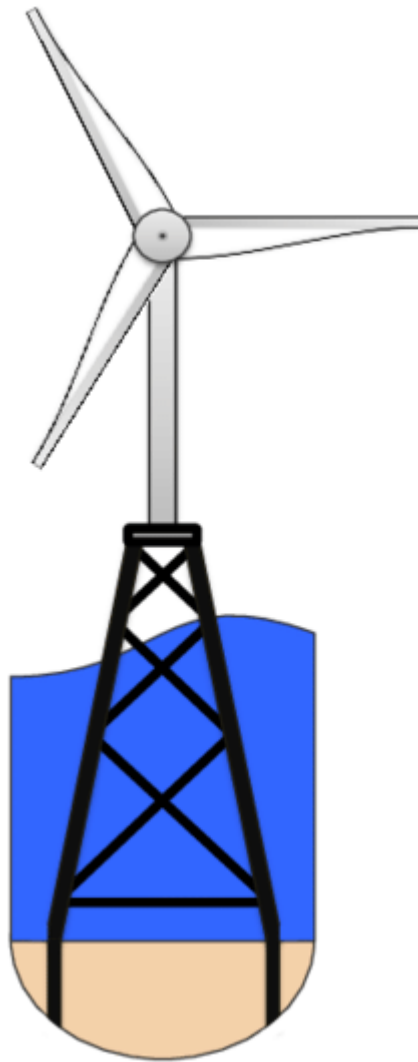


Ilustración 2: Representación gráfica de la estructura fija tipo Jacket. Adaptada de: [6].

6.1.2 Cimentación fija tipo monopilote

La cimentación tipo monopilote (ver la **Ilustración 3**) se basa en una sección tubular de acero de gran diámetro que es hincada al lecho marino a través del golpeo con un martillo, o mediante vibración. Este tipo de estructuras deja de ser competitiva en alturas batimétricas por encima de los 35 metros [6]. Debido a la sencillez de fabricar e instalar monopilotes, se catalogan este tipo de cimentaciones como una de las más comunes y empleadas. Actualmente en Europa, más del 80% de los aerogeneradores conectados a la red están cimentados con la tipología de monopilotes [3].

Este tipo de cimentaciones es más vulnerable a las cargas por parte de las olas y las mareas, debido principalmente al gran diámetro que disponen. Además, estos esfuerzos tienen un carácter cíclico, que hacen que la estructura sufra fenómenos de fatiga o resonancia más frecuentemente que otras tipologías, debido a la flexibilidad que presenta. En cambio, gracias a su estructura de acero, no sufren ningún tipo de erosión, como por ejemplo la cimentación por gravedad.

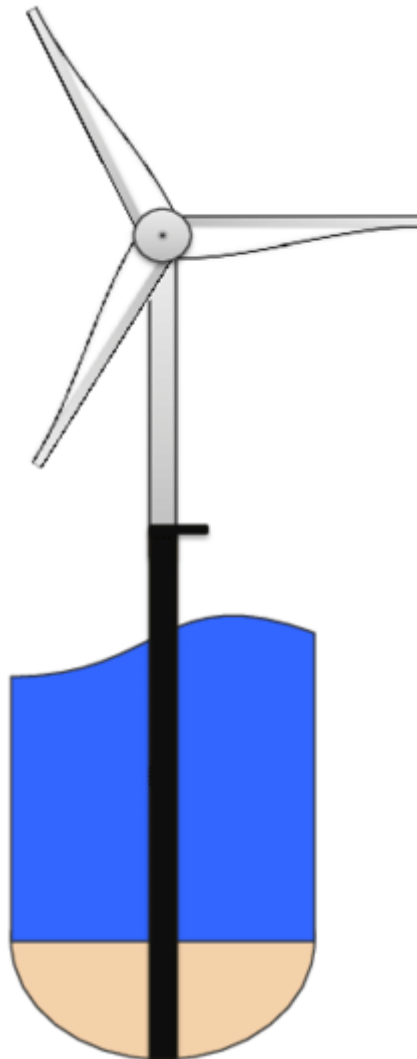


Ilustración 3: Representación gráfica de la estructura fija tipo monopilote. Adaptada de: [6].

6.1.3 Cimentación fija tipo de gravedad

Las cimentaciones por gravedad (ver la **Ilustración 4**) tiene una tipología de funcionamiento simple, ya que emplea su propio peso para sustentar el aerogenerador sobre el lecho marino. Existen numerosas tipologías para esta cimentación, variando en forma y materiales. Usualmente se emplean arenas, piedras, hormigón o acero como material que le confiere el peso a la estructura.

Este tipo de cimentaciones es muy viable en aquellas zonas donde la batimetría no sea muy grande y donde se disponga de un suelo de calidad, en términos de resistencia. Además, requieren de un tratamiento previo del terreno, donde se depositan rocas para evitar la prematura erosión de la estructura. Dependiendo del tipo de revestimiento que tenga, la erosión del mar puede originar grandes inconvenientes. Si el recubrimiento es de materiales pétreos, los fenómenos de corrosión no afectan a la propia cimentación y los costes de mantenimiento asociados a este fenómeno no son muy elevados. Dependiendo de la tipología, se obtienen unas ventajas e inconvenientes.

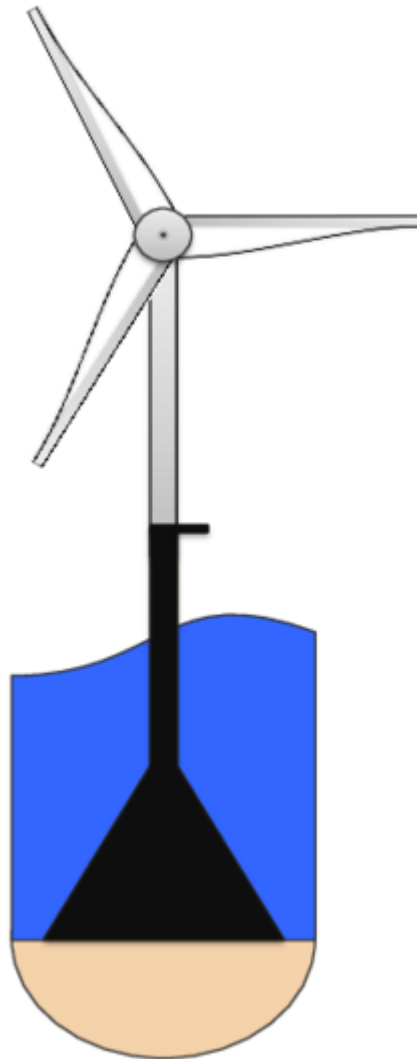


Ilustración 4: Representación gráfica de la estructura fija tipo por gravedad. Adaptada de: [6].

6.1.4 Cimentación fija tipo trípode

La tipología de cimentación en trípode se basa en un tubo central conectado a tres patas que forman una gran base en el fondo del mar (ver la **Ilustración 5**). Esta base a su vez se ancla al lecho marino mediante pilotes de pequeño diámetro, hincados o por cubos de succión.

El hecho de que las patas en la base estén distanciadas entre sí ayuda a que la estructura, en su conjunto, sea estable y resista a los grandes momentos de vuelco que producen, especialmente, las cargas generadas por el viento. Requiere de la preparación del terreno, pero no tanto como la cimentación por gravedad. Este tipo de estructura es viable para alturas batimétricas entre 30 y 80 metros [6], ya que la anchura de la base y de las patas resuelven muy bien grandes profundidades. Para batimetrías más pequeñas, la cimentación por gravedad o los monopilotes son técnica y económicamente más viables.

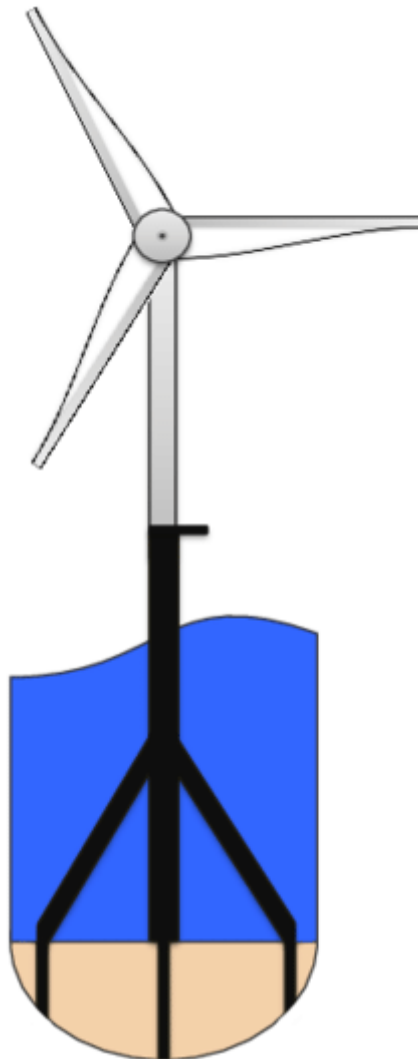


Ilustración 5: Representación gráfica de la estructura fija tipo trípode. Adaptada de: [6].

6.1.5 Cimentaciones flotantes tipo TLP

Las cimentaciones tipo TLP o *tension leg platform* en sus siglas en inglés, son estructuras tipo flotante que se anclan verticalmente al lecho marino (ver la **Ilustración 6**). Este tipo de cimientos está basado en cilindros huecos que le dotan de una gran flotabilidad, en torno a 2-3 veces el peso vertical del conjunto. La fuerza que se ejerce verticalmente por el movimiento de la marea hace tensar los cables que conectan la estructura con el lecho marino. Dicha conexión se realiza mediante pilotes de pequeño diámetro o cubos de succión. Se emplea la tipología TLP para profundidades de más de 80 metros.

Este tipo de estructura se pueden instalar empleando una única grúa y un flotador que estabilice el sistema, abaratando los costes en el proceso de instalación.

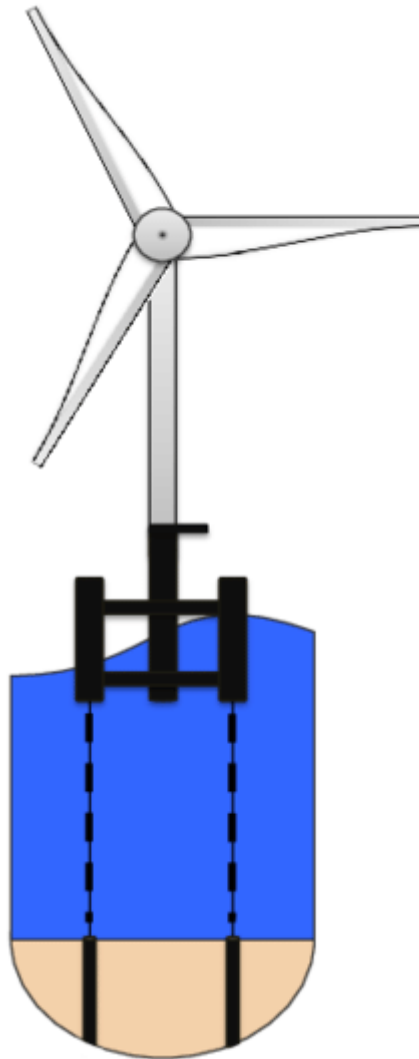


Ilustración 6: Representación gráfica de la estructura flotante tipo TLP. Adaptada de: [6].

6.1.6 Cimentación flotante tipo Spar

La cimentación tipo Spar tiene forma de boya cilíndrica grande, delgada y que flota en posición vertical (ver la **Ilustración 7**). Para estabilizar la estructura, se lastra la cimentación para bajar el centro de gravedad y así asegurar la estructura verticalmente. Al lecho marino se ancla mediante pilotes o cubos de succión, conectados con la estructura mediante cables.

Este tipo de cimentaciones es muy común en plataformas de extracción de petróleo. Es viable para alturas batimétricas elevadas, superiores a 80 metros.

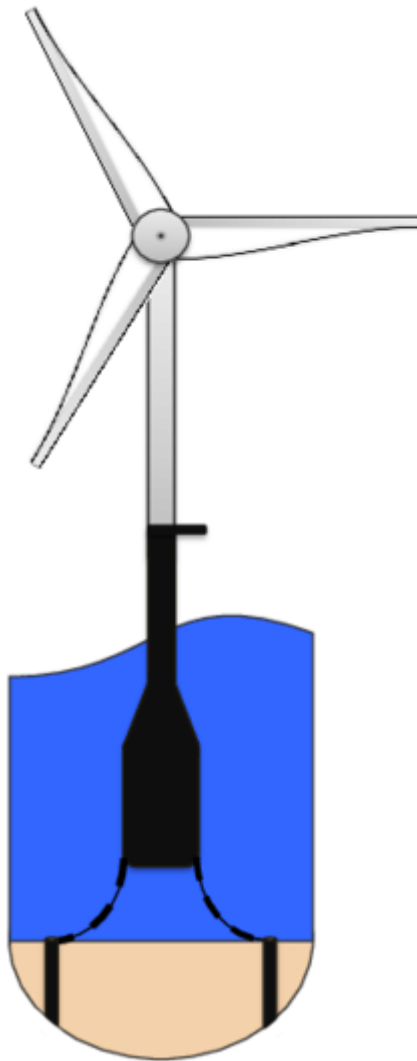


Ilustración 7: Representación gráfica de la estructura flotante tipo Spar. Adaptada de: [6].

6.1.7 Cimentación flotante tipo semi-sumergible

Las cimentaciones semi-sumergibles, como su nombre indica, son estructuras que se encuentran parcialmente sumergidas. Disponen de una ancha base para proporcionar estabilidad a la torre. Se anclan al lecho marino mediante pilotes o cubos de succión embebidos, unidos a la “boya” mediante tensores.

Este tipo de cimentaciones tienen un gran uso en la industria de extracción de petróleo. A nivel de aerogeneradores marinos, todavía se encuentran en desarrollo y estudio. Al igual que los casos anteriores, este tipo de subestructura es viable para profundidades de más de 80 metros de altura batimétrica.

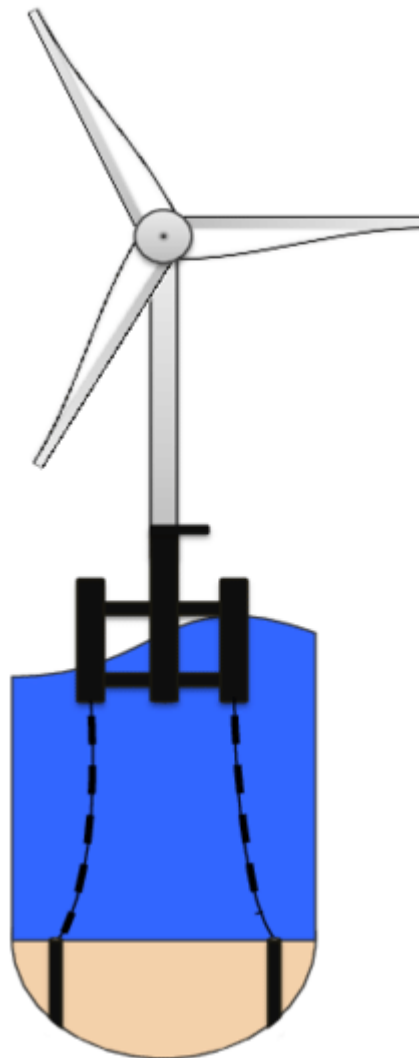


Ilustración 8: Representación gráfica de la estructura flotante tipo semi-sumergible. Adaptada de: [6].

6.1.8 Conclusiones de las tipologías de cimentaciones

Para la elección de la tipología de cimentación se han tenido en cuenta factores como la batimetría, las cargas que va a soportar la subestructura debido a la localización final, el tipo de suelo en el que se emplazan los aerogeneradores, la legislación vigente y la filosofía que se persigue con el proyecto.

La cimentación seleccionada finalmente ha sido de tipología fija, basada en la tecnología de los monopilotes.

La batimetría de la ubicación final es de 35 metros. Para estas alturas, las cimentaciones fijas son bastante competentes en términos económicos y técnicos. Las flotantes se suelen emplear en zonas donde la diferencia de cota entre el lecho marino y el nivel medio del mar suele estar por encima de los 80 metros.

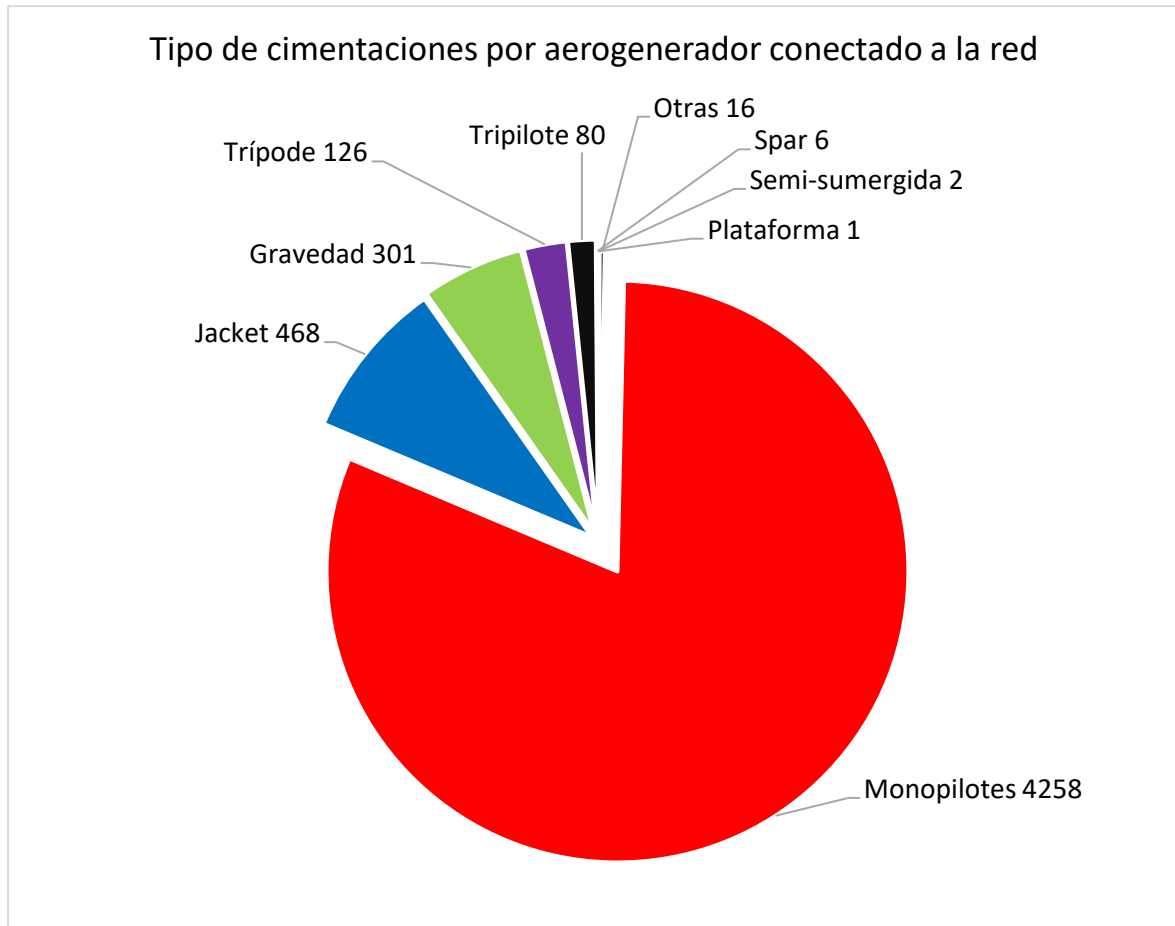
La magnitud de las cargas, generalmente las producidas por las mareas y olas, son un factor importante a tener en cuenta. Para monopilotes o cimentaciones por gravedad, se puede ver sobredimensionado el cimientado por esta tipología de esfuerzo, ya que se transmiten a la cimentación.

Los suelos arenosos, que es la tipología de suelo que se encuentra en la ubicación final, dispone de una baja resistencia. Además, como se ha comentado en el punto anterior, las cargas son importantes en cuanto a magnitud. La mejor tipología para este tipo de suelo son los monopilotes debido a la forma de trabajar que tienen, mediante el rozamiento de sus paredes con el terreno. Además, cabe destacar las óptimas aptitudes de los monopilotes frente a los asentamientos, más aún teniendo en cuenta la tipología de terreno.

Los monopilotes son más sencillos de fabricar e instalar que las otras tipologías de cimentaciones fijas. Para la batimetría que se bajara en el presente proyecto, las estructuras tipo Jacket o trípode resultan menos ventajosas.

La tendencia actual a nivel europeo en la eólica marina es a monopilotar las cimentaciones. En la **Gráfica 5** se puede apreciar el número de aerogeneradores marinos, conectados a la red, según el tipo de cimentación. Los monopilotes representan casi el 81% de las cimentaciones, seguido por la tipología Jacket con un 5,7% [3].

El principal problema que tienen los monopilotes es su poca rigidez y la gran flexibilidad que ofrecen, en comparación con otra tipología de cimentaciones fijas.



Gráfica 5: Tipología de cimentaciones empleadas en Europa para aerogeneradores marinos conectados a la red. Adaptada de: [3].

6.2 Localización

Para determinar la localización final se han atendido a varios factores, resumidos a continuación:

- Velocidad media del viento. Factor determinante para el aprovechamiento eólico y la generación de potencia.
- Batimetría. Altura que determina la tipología de cimentación.
- Legislación. Determina las zonas donde se permite ubicar a los aerogeneradores.

Atendiendo al aprovechamiento eólico, las mejores zonas de la isla de Gran Canaria son las costas de los municipios de San Bartolomé, Ingenio, Santa Lucía de Tirajana y Agüimes y, en la zona oeste, con los municipios de La Aldea de San Nicolás y Mogán.

Con la legislación vigente y atendiendo a la zonificación ambiental, de las posibles opciones para localizar el aerogenerador se descartan la zona del municipio de La Aldea de San Nicolás y Mogán debido a la zonificación ambiental, ya que se toman como zonas restringidas.

Debido a la tipología de cimentación escogida, monopilotes, se deben seleccionar ubicaciones con alturas batimétricas que no superen los 60 metros, debido a las limitaciones técnicas y a las ventajas que las cimentaciones flotantes ofrecen.

En la

Tabla 6 se encuentran los principales datos con los parámetros detallados de la ubicación final.

Tabla 6: Tabla resumen de los parámetros característicos de la ubicación final.

Parámetro	Datos
Velocidad media del viento	9,26 m/s
Coordenada UTM X	453250
Coordenada UTM Y	3071550
Distancia a la costa	2,93 km
Batimetría	35 m

Un estudio pormenorizado de la localización final escogida se encuentra en el **Anejo I** de la presente memoria.

6.3 Aerogeneradores de estudio

Los aerogeneradores seleccionados son cuatro. Para poder valorar las tipologías actuales y las tendencias futuras en cuanto a generación de potencia eléctrica y a las geometrías de los aerogeneradores, se ha realizado un estudio de mercado en el **Anejo II** de la presente memoria.

Los avances de la tecnología eólica marina están ayudando a mejorar el rendimiento de las turbinas. Los factores de capacidad se espera que alcancen el 60% [2]. El tamaño de los aerogeneradores ha aumentado, en el año 2010 la altura máxima de los aerogeneradores comerciales era de 100 metros [2]. Seis años después, en 2016, la altura se encontraba sobre los 200 metros [2]. De un mismo modo y en el mismo intervalo de tiempo, el área de barrido ha aumentado en un 230 % [2].

El criterio para acotar la elección de los aerogeneradores es la potencia generada. El abanico de aerogeneradores a seleccionar debe cubrir los que se encuentran comerciales actualmente y los futuros. Por ello, la potencia neta mínima de los aerogeneradores a seleccionar es de 3,5 MW.

Se seleccionan aquellos que se encuentran en fase de desarrollo (prototipos), comerciales y de referencia. La elección de los aerogeneradores se realiza en la base de datos *wind-turbine-models* [7]. En este portal de energía eólica se obtienen también los datos geométricos y las curvas de potencia para cada uno de ellos.

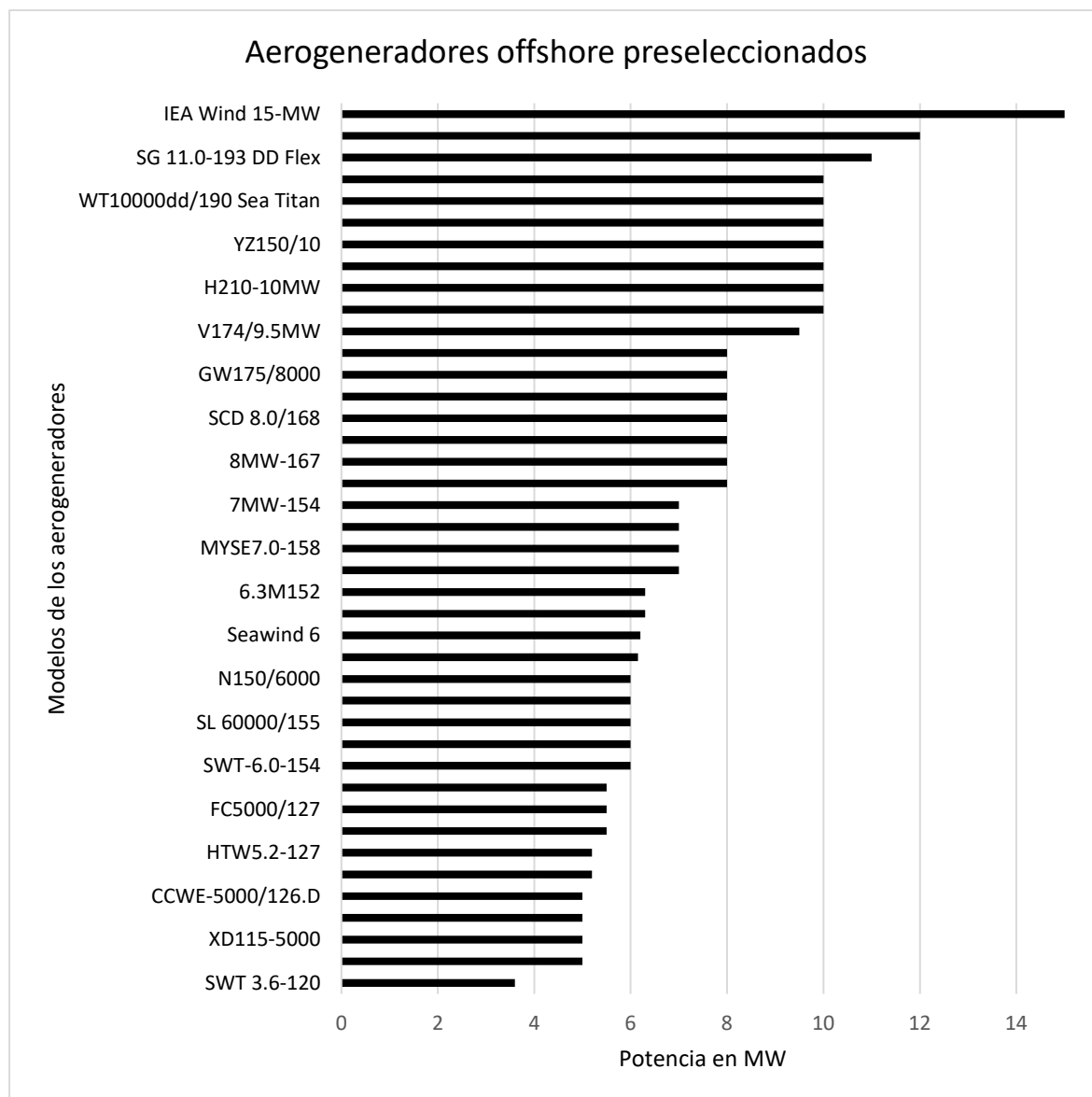


Ilustración 9: Aerogeneradores preseleccionados. Datos obtenidos de [7].

En la **Ilustración 9** se encuentran todos los aerogeneradores preseleccionados. El abanico de potencias es extenso, abarca desde los 3,5 MW hasta los 15 MW.

Se escogen cuatro aerogeneradores de potencias distintas. De esta manera, las geometrías y masas de cada uno de ellos se encuentran en rangos distintos. Se descartan aquellos de los que no se

dispongan de los suficientes datos de su geometría, masas, rango de velocidades de generación u otras propiedades.

Los aerogeneradores seleccionados son de 5, 8, 10 y 15 MW de potencia respectivamente. Las principales características se encuentran en la **Tabla 7**.

Tabla 7: Relación de datos de los aerogeneradores seleccionados.

Modelo	Multibrid M5000	Vestas V164- 8,0	Swiss Electric YZ150/10,0	IEA Wind 15- MW
Continente fabricante	Europa	Europa	Asia	América
Tipología	Comerciable	Comerciable	En desarrollo	De referencia
Potencia (MW)	5	8	10	15
Diámetro del rotor (m)	116	164	150	240
Número de palas	3	3	3	3
Área de barrido (m ²)	10.568	21.124	17.671	45.238
Altura de la góndola (m)	102	105	120	150
Velocidad de viento (m/s)	3,5	4	3	3
Velocidad nominal del viento (m/s)	12	13	13	10,88
Velocidad de corte del del viento (m/s)	25	25	25	25
Velocidad de giro del rotor (rpm)	14,8	12,1	12	7,56
Peso total cabeza (t)	309,5	500	643,4*	787,73
Peso torre (t)	825	863,3*	631,3*	859,8
Peso total (t)	1135	1363,3*	1274,7*	1647,53
Diámetro inferior de la torre	6*	6,5/8	8,3*	10
Diámetro superior de la torre	4*	5*	4,7*	6,5

Aquellos datos que se han supuesto a partir de los correspondientes a aerogeneradores con características similares o se han obtenido de fórmulas se identifican con un asterisco en la **Tabla 7**.

Una presentación detallada de los aerogeneradores, del estudio de mercado, y de los criterios de selección se encuentra en el **Anejo II** de la presente memoria.

6.4 Dimensionamiento estático y comprobación dinámica

Una vez se ha definido el tipo de cimentación a emplear, se han seleccionado los aerogeneradores de estudio y se ha emplazado a los 4 aerogeneradores, el siguiente paso es dimensionar las subestructuras. Para ello, se hace un análisis estático equivalente donde se consideran las cargas producidas por el viento, las olas, el peso propio y las mareas.

Una vez se obtienen las dimensiones finales de las cimentaciones, se somete al conjunto de la estructura a una carga sísmica. De los resultados en desplazamientos, giros y esfuerzos, se comparan las solicitaciones obtenidas con las que se han empleado en el diseño.

6.4.1 Dimensionamiento estático

Una vez se han definido los cuatro aerogeneradores y la tipología de cimentación a emplear, se evalúan las cargas actuantes sobre la estructura. Dichas cargas son producidas por el viento, las olas del mar, las mareas y el peso propio del conjunto. La actuación de las cargas sobre el cimient y el aerogenerador, por parte de las fuerzas y momentos que son producidas por los agentes atmosféricos anteriormente señalados, tienen una componente de variabilidad en el tiempo. Independientemente de esto, los momentos y fuerzas se valoran en el peor punto de la sección, en la base del monopilote, como cargas estáticas.

Los esfuerzos actuantes se dividen en casos de cargas. Dependiendo de las condiciones climáticas consideradas, como son la velocidad del viento o altura de olas. Se combinan los esfuerzos generados para formar distintas posibles situaciones reales a las que se podría someter el aerogenerador y la cimentación.

Una vez se dimensiona el monopilote, se realizan las siguientes comprobaciones:

- Estimación de la capacidad última.
- Estado Límite Último (ELU). Del cual se van a diferenciar:
 - o Comprobación conservadora del momento y axil actuante.
 - o Comprobación del cortante.
 - o Comprobación de plastificación.
- Inestabilidad elástica, pandeo.
- Estado Límite de Servicio (ELS).
 - o Deflexión y rotación inicial
 - o Frecuencia natural.
- Fatiga.

En el caso que no se satisfaga alguna de las consideraciones anteriormente señaladas, se redimensiona la cimentación y se vuelven a realizar los cálculos de las cargas y las comprobaciones.

Todo el proceso se realiza en un algoritmo secuencial en el software Matlab. El programa se divide en bloques. La función de cada uno de ellos se detalla en el punto **4.3** de la presente memoria.

Un estudio pormenorizado de la formulación, criterios y normativa aplicada es el que se encuentra en el **Anejo III** de la presente memoria.

6.4.2 Comprobación dinámica

El estudio realizado en las comprobaciones dinámicas se resume en la obtención de los máximos momentos, fuerzas, desplazamientos y giros en el conjunto aerogenerador-cimentación ante la actuación de un terremoto. No se redimensiona las estructuras con los resultados obtenidos de las cargas. Se toman las medidas geométricas de las cimentaciones que se obtienen del dimensionado estático. El modelo matemático empleado es el de elementos finitos, concretamente el método directo de la rigidez. La formulación empleada, criterios y normativa aplicada es el que se encuentra en el **Anejo III** de la presente memoria.

El desarrollo de la parte dinámica se divide en dos estudios, uno en base rígida y otro en base flexible. En el primero de ellos se toma la estructura como inamovible en su conexión con el terreno. En el de base flexible se considera giro y desplazamiento a la altura del lecho marino. Ambos estudios se llevan a cabo en un algoritmo secuencial en el software Matlab.

La obtención de la respuesta sísmica de desplazamientos, giros y esfuerzos se realiza en el dominio de la frecuencia a partir de acelerogramas. Se emplean terremotos reales con valores de aceleraciones del suelo en el tiempo. Para determinar el número de sismos a emplear, se consultan dos normativas:

- Norma de Construcción Sismorresistente: Parte general y edificación (NCSE-02)

La Norma de Construcción Sismorresistente tiene como objetivo evitar la pérdida de vidas humanas, mitigar el daño que se efectúa a las estructuras ante la actuación de un sismo y, por lo tanto, reducir el coste económico en reparaciones.

Según la NCSE-02, en el capítulo **3.6. Procedimientos generales de cálculo** punto **3.6.1 Estudio dinámico** [8], el número mínimo de terremotos diferentes que se tienen que valorar para obtener la respuesta sísmica es de cinco.

- Eurocódigo 8: Proyecto de estructuras sismorresistentes.

El Eurocódigo 8 representa la normativa europea de referencia para obtener la respuesta de las estructuras ante la actuación de un terremoto. En ella se asegura que se protejan las vidas humanas, se limite el daño, y que las estructuras importantes, tales como puentes u hospitales, sigan operativas.

Según el Eurocódigo 8 [9], en el capítulo **3.2.3. Representaciones alternativas de la acción sísmica** punto **3.2.3.1.3 Acelerogramas registrados o simulados**, el número mínimo de acelerogramas que se deben emplear son tres.

Debido a que la norma española (NCSE-02 [8]) es más restrictiva que la europea en cuanto a número de terremotos a valorar, se estudia la actuación de cinco terremotos distintos en la ubicación final.

Para la obtención de las respuestas en aceleraciones de los sismos se acude a la base de datos *PEER Ground Motion Database*, de la Universidad de California [10]. Dentro de la base de datos se encuentran movimientos de tierra poco profundos que han ocurrido en todo el mundo en zonas sísmicas.

La búsqueda se ha acotado teniendo en cuenta los siguientes criterios de selección:

- Velocidades del suelo de propagación no muy altas. Ya que se ha supuesto suelo arenoso, la velocidad de propagación no debe ser elevada debido a la mitigación que tiene este tipo de estratos sobre las ondas sísmicas.
- Se van a escoger 5 magnitudes, de las cuales 4 van a ser elevadas (en torno a 6 y 10) y una de ellas que se encuentre entre los rangos de sismos que han ocurrido en las Islas Canarias (en torno a 3-6 [11]).
- La aceleración máxima de uno de los terremotos escogidos debe encontrarse en torno a la aceleración básica que se emplea para dimensionar las estructuras en las Islas Canarias, según la NCSE-02 [8].
- El tiempo de actuación del sismo se encuentre entre 10 y 30 segundos.
- Del valor de frecuencia utilizable más baja, se escogen aquellos valores más pequeños. Debido a que el primer modo de vibración de los aerogeneradores es bajo, este parámetro debe ser lo más pequeño posible.

Debido a que los terremotos no disponen de la misma aceleración pico, y para poder comparar los resultados de los esfuerzos, se escala las aceleraciones de cada uno de ellos respecto a la aceleración básica en las Islas Canarias. Los sismos seleccionados se encuentran en la **Tabla 8**.

Tabla 8: Terremotos empleados en el estudio sísmico. Fuente [10].

	Coalinga	Helena	Kocaeli	Chi-Chi	Darfield
Magnitud	6,36	6	7,51	7,7	7
Aceleración máxima (g)	0,0443	0,1608	0,2527	0,1813	0,214
Aceleraciones escaladas	0,9029	0,2487	0,1582	0,2206	0,1869
Localización	E.E.U.U.	E.E.U.U.	Turquía	Taiwán	Nueva Zelanda

El terremoto que ocurrió en la ciudad de Coalinga, en el condado de Fresno en Estados Unidos, tuvo una aceleración sísmica máxima de 0,0443 g. En Canarias, según la NCSE-02 [8], el valor de la aceleración sísmica básica que se debe tener en cuenta para los cálculos de las actuaciones de terremotos en las islas es de 0,04 g. Por ello, este terremoto se ha escogido como representación de un posible sismo actuante en Canarias. Además, la magnitud se encuentra 0.5 puntos superior a la máxima ocurrida [11].

6.5 Estudio de convergencia

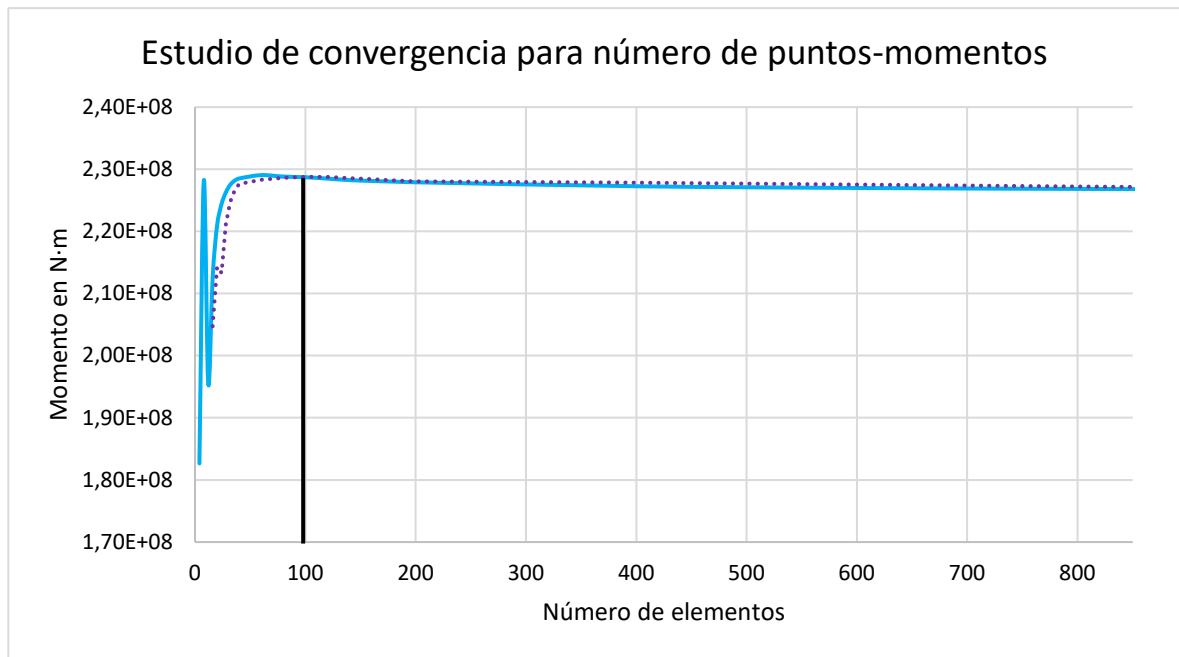
Para la obtención de los esfuerzos de la parte dinámica, el conjunto torre-cimentación y la frecuencia empleada se discretizan.

La longitud total de la cimentación y de la torre se dividen en elementos. Dichos elementos son de sección constante y recogen los valores geométricos y de material de la torre. El monopilote es de sección tubular constante, mientras que la torre es de sección cónica. Para la torre, el número de elementos es un valor crítico, ya que se debe recoger el cambio de sección de manera que no afecte de manera significativa a los resultados.

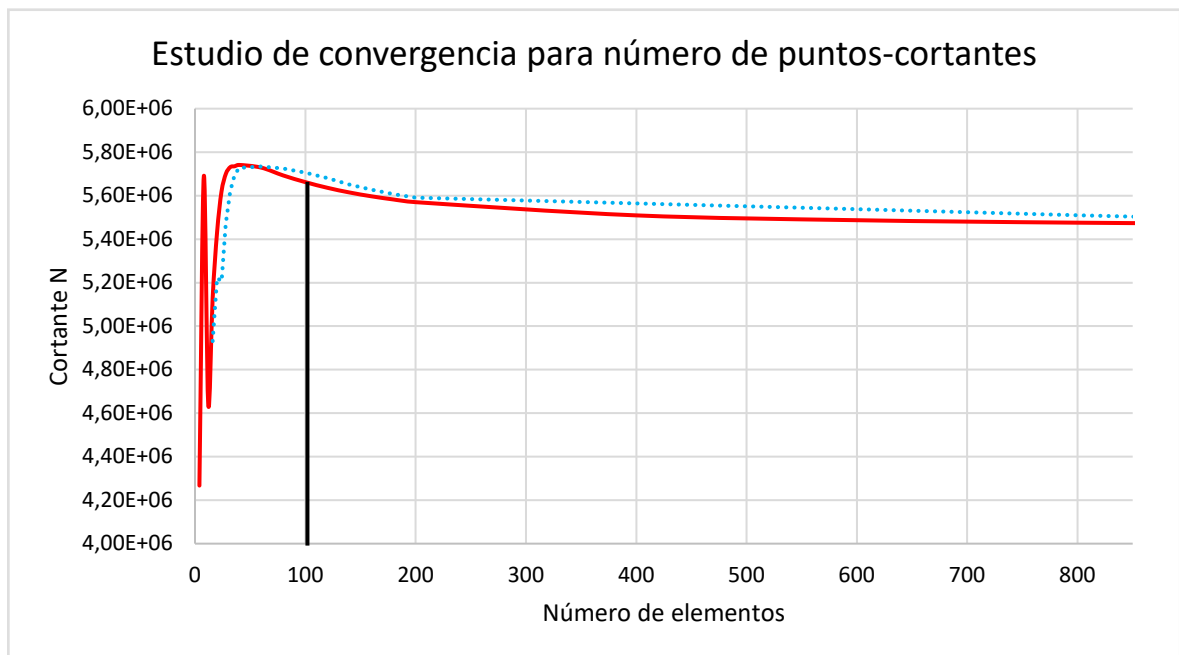
Por otro lado, se encuentra la frecuencia. Se debe contemplar todo el espectro de frecuencia de la señal sísmica (o en el que la excitación contenga energía), discretizando aquellos puntos donde la respuesta se encuentre con valles o picos, siendo estos los que determinan los máximos giros y desplazamientos, que finalmente se traducen en momentos y cortantes.

Para determinar la convergencia de los resultados en la división en elementos de la torre o de la cimentación, se realiza un estudio de convergencia. Para el aero de 15 MW y para el sismo de Chi-Chi se ha dividido la estructura en una serie de elementos y se han valorado los resultados obtenidos.

Como la longitud del monopilote y la altura de la torre suele encontrarse en una relación de 3, se ha tomado esta suposición a lo largo del estudio.



Gráfica 7: Convergencia de los momentos respecto a los puntos totales empleados en el estudio, para el sismo Chi-Chi y el aerogenerador de 15 MW.



Gráfica 6: Convergencia de los cortantes respecto a los puntos totales empleados en el estudio, para el sismo Chi-Chi y el aerogenerador de 15 MW.

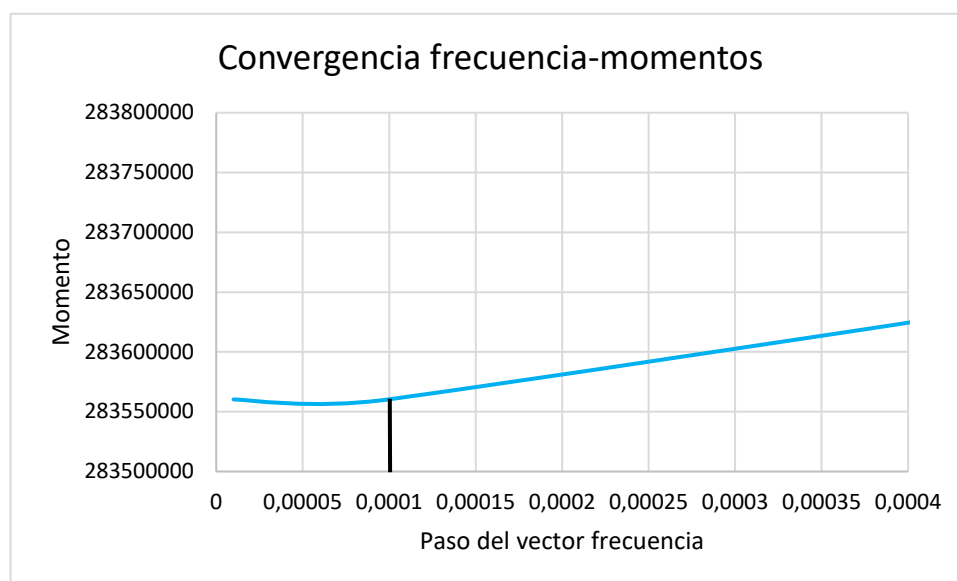
Se ha realizado un estudio de entre 4 y 1000 elementos, para los esfuerzos obtenidos. Los resultados se muestran en la **Gráfica 7** y en la **Gráfica 6**. Para los valores de momentos se produce la convergencia a partir de los 100 elementos empleados (ver la **Gráfica 7**). En cambio, para los cortantes, la convergencia se alcanza para un total de 450 elementos (ver la **Gráfica 6**).

Cabe destacar que, a mayor cantidad de elementos, mayor potencia computacional se requiere. Para el presente proyecto se ha escogido un total de 100 elementos. Las líneas verticales negras en la **Gráfica 7** y de la **Gráfica 6** simbolizan los resultados obtenidos para los estudios totales. Se asumen las variaciones de los cortantes, ya que los momentos convergen para el número de elementos escogidos y la variación será menor que un 2%.

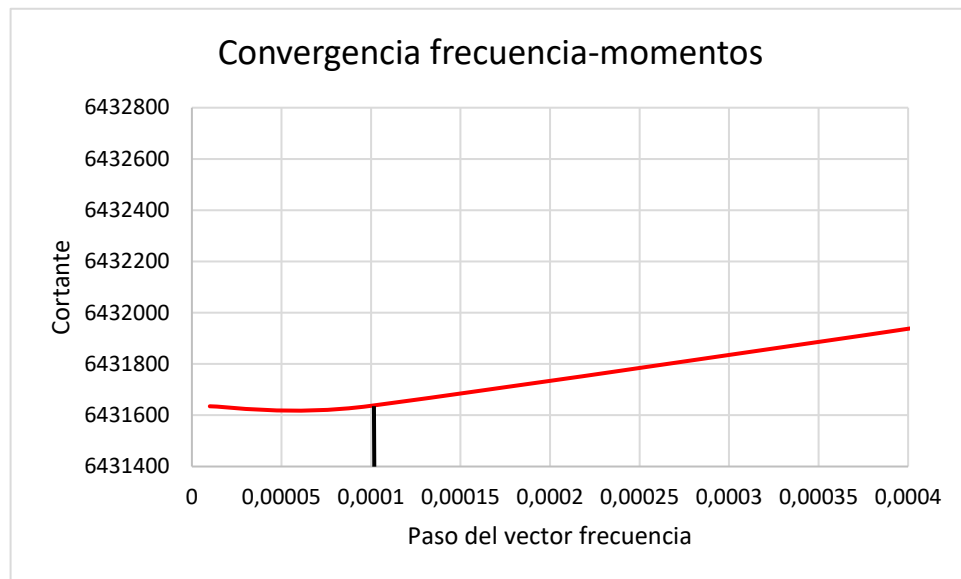
Para la convergencia de la frecuencia, dependiendo del aerogenerador que se esté valorando, se adapta el vector que contiene los valores de la frecuencia de excitación con un paso más fino en aquellos elementos donde se localicen los valles o los picos de los valores obtenidos.

Se ha realizado un estudio de convergencia para la frecuencia, variando el paso en aquellos elementos donde se localizan los valores picos y valle de desplazamientos y giros. En la **Gráfica 8** y en la **Gráfica 9** se encuentran los resultados. En este caso, debido a las limitaciones computacionales, el paso del vector de frecuencia no pudo ser más ajustado que el que se muestra.

Al igual que en el elementos anterior, la línea negra vertical representa el valor escogido para el paso del vector de frecuencias del aerogenerador de 15 MW.



Gráfica 8: Convergencia de los valores de los momentos para el aerogenerador de 15 MW y el sismo Chi-Chi.



Gráfica 9: Convergencia de los valores de los cortantes para el aerogenerador de 15 MW y el sismo Chi-Chi.

Los valores obtenidos se consideran aceptables. El paso del vector de frecuencias es uno de los elementos que más consume recursos computacionales.

7. Resultados de la parte estática

7.1 Dimensiones finales de los monopilotes

A lo largo del capítulo se presentan las dimensiones de los cuatro monopilotes. Cada uno de ellos se estudia de manera independientemente, es decir, del programa secuencial en Matlab se obtienen los resultados de las comprobaciones para cada monopilote, en el de caso que se cumplan satisfactoriamente todas ellas se obtienen las dimensiones finales. Si alguna de las comprobaciones no se satisface, el primer paso es ir aumentando el espesor y recalculando. En el caso que no se satisfagan las condiciones, se aumenta el diámetro y la longitud enterrada hasta que todas cumplan con las condiciones interpuestas.

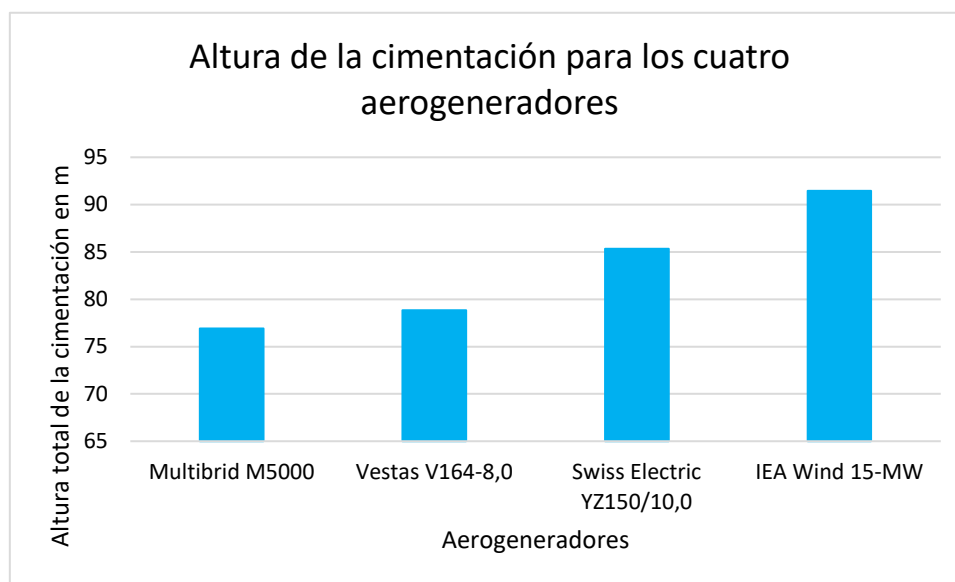
En la **Tabla 9** se muestran los resultados geométricos y los valores de las masas para las cuatro cimentaciones de los aerogeneradores de estudio.

Tabla 9: Resultados geométricos y masas de los monopilotes para los 4 aerogeneradores de estudio.

	Multibrid M5000	Vestas V164- 8,0	Swiss Electric YZ150/10,0	IEA Wind 15- MW
Diámetro (m)	6	6,5	8,3	10
Espesor(m)	0,07	0,0815	0,0893	0,1064
Longitud no enterrada (m)	46,48			
Longitud enterrada (m)	30,429	32,372	38,84	44,978
Longitud total (m)	76,909	78,852	85,32	91,458
Masa total (t)	132,77	158,49	187,90	239,98

La longitud no enterrada es un parámetro que depende de la localización exclusivamente, ya que representa la suma de la altura desde el lecho marino hasta el nivel medio del agua, la subida del mar y una relación de probabilidad entre las alturas máximas de olas. Por ello, en la **Tabla 9** aparece la fila de la longitud no enterrada igual para todos los aerogeneradores.

En la **Gráfica 10** se aprecia la tendencia creciente de la longitud total de la cimentación de los aerogeneradores. A mayores diámetros de las cimentaciones y de los distintos rotores, mayor es la carga que incide por parte de las olas y del viento.



Gráfica 10: Comparación de las alturas de los cuatro aerogeneradores.

7.2 Esfuerzos estáticos máximos

En este capítulo se muestran los resultados de los esfuerzos máximos para cada uno de los aerogeneradores. En la **Tabla 10** se encuentran los resultados máximos de cortantes y momentos

para las cargas producidas por el viento, las olas y las corrientes, además del valor total de las mismas y la cuantía de la carga vertical, que corresponde al peso del conjunto góndola-torre-cimentación.

Los mayores esfuerzos producidos por el viento se llevan a cabo en el escenario denominado U-3. Este estado de carga de viento es calculado a la velocidad normal del mismo. Se caracteriza por la actuación de una ráfaga extrema de viento, donde al control de giro de las palas no le da tiempo de actuar, encontrándose a barlovento. Los mayores esfuerzos de las olas son producidos en el escenario denominado W-4. En dicho escenario se calculan las cargas producidas por las alturas y periodos de olas máximos a 50 años. Un estudio pormenorizado de las cargas y de la descripción de los casos de cargas se encuentra en el **Anejo III** de la presente memoria.

Tabla 10: Esfuerzos máximos detallados según los cuatro aerogeneradores.

		Multibrid M5000	Vestas V164- 8,0	Swiss Electric YZ150/10,0	IEA Wind 15- MW
Total	Cortante (kN)	4233,50	6338,13	7754,19	14697,84
	Momento (MN·m)	347,58	618,28	641,60	1697,34
Viento	Cortante (kN)	1861,57	3524,36	2997,36	7548,42
	Porcentaje del total	44%	56%	39%	51%
	Momento (MN·m)	276,40	533,87	499	1483,11
	Relación	80%	86%	78%	87%
Olas	Cortante (kN)	2315,70	2752,90	4679,20	7055,97
	Porcentaje del total	55%	43%	60%	48%
	Momento (MN·m)	70,10	83,25	141,12	212,44
	Relación momento	20%	13%	22%	13%
Corrientes	Cortante (kN)	56,21	60,86	77,62	93,44
	Porcentaje del total	1%	1%	1%	1%
	Momento (MN·m)	1,07	1,16	1,48	1,784
	Porcentaje del total	< 1%	< 1%	< 1%	< 1%
Vertical	Axil (kN)	3909,87	5911,82	7414,87	9039,31

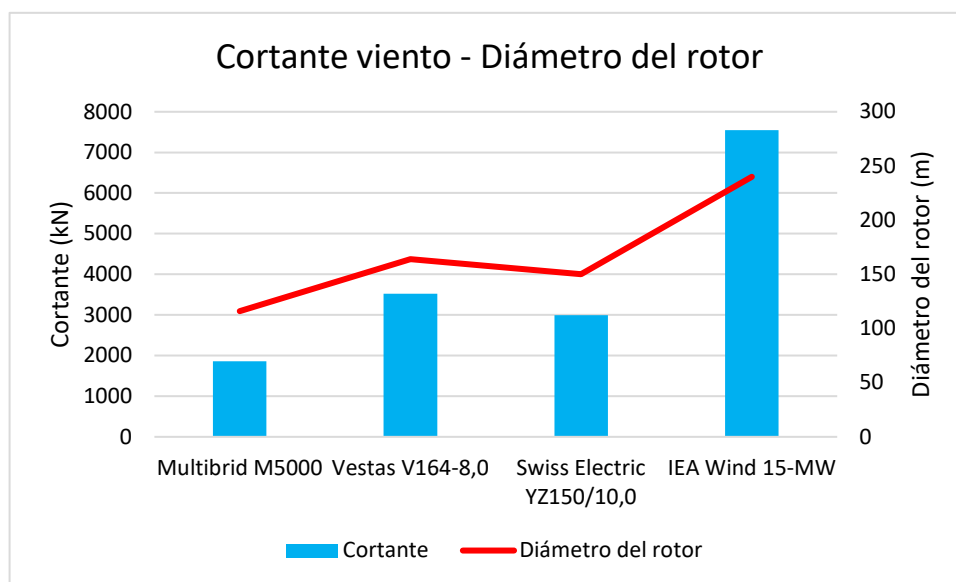
En cada uno de los esfuerzos unitarios producidos por el viento, las olas y las corrientes se representa el porcentaje que figura del esfuerzo total.

Así pues, el valor de los porcentajes más grandes de momentos corresponden al esfuerzo que produce el viento sobre la estructura. Esto se debe a que la carga se localiza en el centro de la góndola y los momentos se cuantifican en el lecho marino.

En cambio, la diferencia no es tan significativa entre el valor de los cortantes producidos por el viento y las olas. Los resultados de los cortantes producidos por las olas y por el viento son función directa del diámetro del monopilote y del rotor, respectivamente.

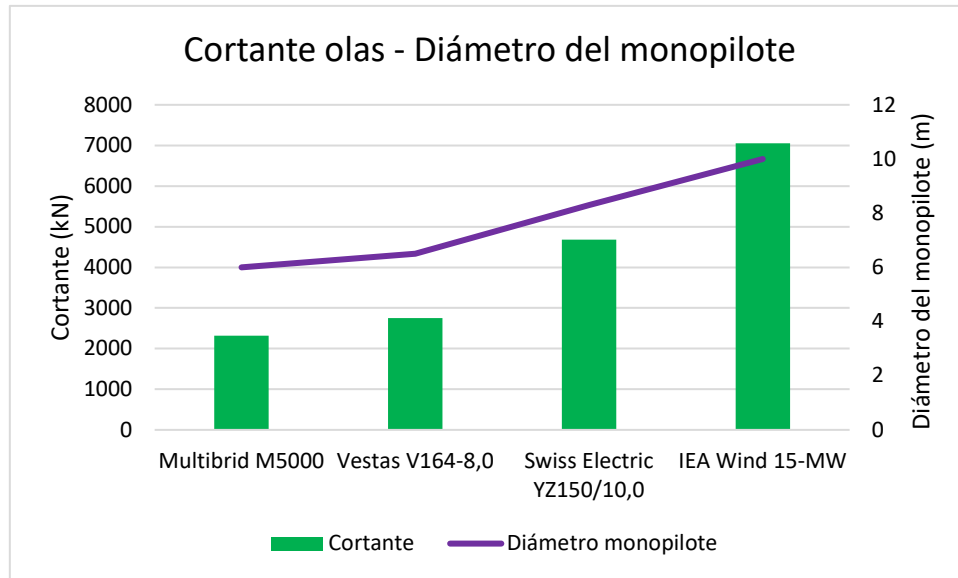
La influencia de las cargas que producen las corrientes sobre el global rondan el 1%. Las velocidades de las corrientes marinas y la velocidad del viento que producen las corrientes marinas no tienen la misma influencia y magnitud que las cargas que producen las olas o el viento a la altura de la góndola. Este tipo de esfuerzos se evalúa a lo largo del monopilote como una carga distribuida.

Tanto en la **Gráfica 11** como en la **Gráfica 12** se muestran las relaciones que hay entre el cortante producido por el viento y por las olas, con los diámetros del rotor y del monopilote respectivamente.



Gráfica 11: Relación entre el cortante producido por el viento y el diámetro del rotor.

Para los cortantes producidos por el viento, los valores superan a los de las olas en los aerogeneradores de 8 y 15 MW. En estos, la influencia de la geometría del rotor es más significativa que la del monopilote.



Gráfica 12: Relación entre el cortante producido por el oleaje y el diámetro del monopilote.

7.3 Capacidad última estimada del terreno

La primera comprobación que se realiza es la correspondiente a la capacidad última estimada que resiste el terreno. Se compara la fuerza y momento actuante (ver los esfuerzos totales de la **Tabla 10**) con que resiste el suelo. La condición que se debe cumplir es:

$$Esfuerzo_{Escenario} < Esfuerzo_{Admitido \text{ por terreno}}$$

La capacidad última se evalúa en cada escenario de carga. En la **Tabla 11** se encuentran los máximos valores, correspondientes al escenario con las mayores cargas, para cada aerogenerador. Además, se presenta el porcentaje de aprovechamiento del terreno. Este indicador entre más cercano al 100%, mejor es el aprovechamiento que se tiene del terreno.

Tabla 11: Resultados de la capacidad última estimada del terreno.

	Multibrid M5000	Vestas V164-8,0	Swiss Electric YZ150/10,0	IEA Wind 15- MW
Escenario	E-3	E-3	E-3	E-3
Condición	848,9 > 466,1	1180,3 > 831,1	2338,1 > 860,9	4527 > 2284,5
Aprovechamiento	54,90%	71,42%	36,82%	50,46%

7.4 Estado Límite Último (ELU) y pandeo

Los ELU son comprobaciones a las que se somete la estructura para que, en caso de que se alcancen algunos de los estados de cargas más graves, los daños que provoquen a la estructura o a las personas sean insignificantes. En la **Tabla 12** se encuentran las comprobaciones realizadas para cada una de las cuatro cimentaciones de estudio.

Las comprobaciones que se realizan son las siguientes:

- Axil y momento. Se estudia el monopilote cuando el momento y el axil actúan de manera simultánea.
- Cortante. El cortante actuante corresponde al máximo originado por las olas, el viento y las corrientes.
- Criterio de plastificación o de Von Mises. Se compara el estado tensional actuante con el resistido.
- Pandeo local y global. Se evalúan las cimentaciones teniendo en cuenta una serie de criterios u otros según sus características geométricas de los monopilotes.

Tabla 12: Resultados para los Estados Límites Últimos y para el pandeo.

		Multibrid M5000	Vestas V164- 8,0	Swiss Electric YZ150/10,0	IEA Wind 15-MW
Axil y momento	Condición	$0,98 < 1$	$0,99 < 1$	$0,58 < 1$	$0,88 < 1$
		Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
	Aprovechamiento	86,6%	98,9%	57%	87,5%
Cortante	Condición	$0,035 < 1$	$0,036 < 1$	$0,032 < 1$	$0,042 < 1$
		Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
	Aprovechamiento	3,5%	3,6%	3,2%	4,2%
Von Mises	Condición	$85,6 < 281,82$	$103,3 < 322,8$	$50 < 322,8$	$62,7 < 322,7$
		Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
	Aprovechamiento	30,4%	32%	15,5%	19,4%
Pandeo local	Condición	$85,64 < 89,64$	$103,3 < 132,7$	$50 < 61,1$	$62,7 < 85,9$
		Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
	Aprovechamiento	95,5%	77,9%	81,9%	73%
Pandeo global	Condición	$0,11 < 1$	$0,088 < 1$	$0,061 < 1$	$0,08 < 1$
		Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
	Aprovechamiento	9,3%	11,3%	16,4%	12,5%

En la **Tabla 12** también se presentan los porcentajes de aprovechamiento. En este caso relaciona la cantidad de material que es aprovechado en el caso que el esfuerzo estudiado actúe sobre la

estructura. Para aquellas comprobaciones en las que se relacionan con la unidad, el porcentaje de aprovechamiento no coincide con el tanto por uno debido a que, en la relación de aprovechamiento, se tiene en cuenta la resistencia total del material, no la reducida por los factores de seguridad.

Para todos los monopilotes se han calculado los efectos de pandeo con los criterios de placas planas. Debido a las geometrías de los mismos, según se especifica en el Eurocódigo 3: Parte 1-1, las cimentaciones no cumplen con los requisitos de ser clase 1, 2 o 3, de ahí que sea necesario la comprobación a pandeo local. El pandeo local estudia la deformación ante la actuación de las cargas de flexo-compresión. Estos esfuerzos son más perjudiciales sobre la estructura debido a que el pandeo local impide alcanzar a la sección la carga resistente de compresión, viéndose no influenciado el fenómeno de pandeo global.

Los criterios más ajustados, en cuanto a aprovechamiento se refiere, son los de pandeo y la interacción entre el axil y el momento. Los fenómenos de fallos por inestabilidad son frecuentes en elementos tan esbeltos como lo son los aerogeneradores y cimentaciones que se estudian. En los resultados se aprecia que, a medida que se aumenta el espesor debido a la influencia de otros fenómenos, la inestabilidad elástica va perdiendo influencia. En el aerogenerador de 8 MW (Vestas V164-8,0), se ha aumentado el espesor inicial debido a que no se cumplía con la comprobación de axil y momento. Al aumentarse la pared del monopilote, la influencia que tiene el pandeo local con respecto a los otros aerogeneradores es menor.

7.5 Estados Límites de Servicio (ELS)

Los ELS son comprobaciones que se le realizan a las estructuras que, en caso de ser rebasadas, se produce un deterioro, reduciendo la vida útil y durabilidad de los componentes, o una pérdida de funcionamiento sin llegar al colapso total de la estructura. Las comprobaciones que se realizan son las siguientes:

- Desplazamientos y rotaciones. De la matriz de rigidez del sistema y de los esfuerzos a los que se somete la estructura, se obtienen los desplazamientos y rotaciones de las cimentaciones.
- Frecuencia natural. Estimación de la frecuencia natural del conjunto cimentación-torre-góndola.

En la **Tabla 13** se encuentran los resultados para los ELS.

Tabla 13: Resultados de los Estados Límites de Servicio.

		Multibrid M5000	Vestas V164-8,0	Swiss Electric YZ150/10,0	IEA Wind 15- MW
Desplazamiento (m)	Valor	0,00913	0,01309	0,01019	0,01773
	Condición	0,2			
		Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Rotación (°)	Valor	0,00036	0,00047	0,00028	0,00042
	Condición	0,25			
		Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Frecuencia natural (Hz)	Valor	0,2617	0,2409	0,2007	0,1803
	Condición	> 0,247	> 0,175	> 0,200	> 0,126
		< 0,275	< 0,315	< 0,225	< 0,250
		Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Tanto para los desplazamientos como para las rotaciones, los cuatro aerogeneradores cumplen las condiciones de manera holgada. Debido a la longitud enterrada de cada una de las cimentaciones, la rigidez que ofrece a fenómenos de rotación o desplazamiento hace que estas adquieran una menor magnitud.

La frecuencia natural de los aerogeneradores es uno de los puntos clave y en los que más hincapié se debe hacer en los aerogeneradores que dispongan de cimentaciones fijas tipo monopilote. El conjunto cimentación-torre es muy flexible, por ello, los valores de las frecuencias naturales son tan pequeños. El primer modo de vibración es el más crítico. Valores de cargas que se ejercen sobre la cimentación o la torre, que disponen de una componente cíclica como es el giro del rotor o las olas del mar, se deben de estudiar para que sus frecuencias naturales se encuentre fuera del rango de actuación de dichos ciclos. De los resultados mostrados en la **Tabla 13**, los primeros modos de vibración de los cuatro aerogeneradores de estudio cumplen con las condiciones interpuestas.

Otro método con el que se obtienen los modos de vibraciones es mediante un estudio del desplazamiento de la cabeza del aerogenerador ante una excitación en su base en el dominio de la frecuencia.

7.6 Fatiga

Los fenómenos de fatiga se deben estudiar en la fase de proyecto y a lo largo de la vida útil del aerogenerador. Se estima que la vida útil de la cimentación sea de, como mínimo, 50 años.

Teniendo en cuenta que los materiales no son perfectos y pueden contener microgrietas, y que el carácter dinámico de las cargas que soportan los monopilotes, como las que provocan las olas o el

viento, hacen que los eventos de fatiga se puedan manifestar recreciendo las grietas y haciendo posible el colapso de la estructura.

En la **Tabla 14** se encuentran los resultados del estudio de fatiga para los cuatro aerogeneradores.

Tabla 14: Resultados del estudio de fatiga.

	Multibrid M5000	Vestas V164-8,0	Swiss Electric YZ150/10,0	IEA Wind 15-MW
Condición	Vida infinita	Comprobación ciclos	Vida infinita	Comprobación ciclos
Valor (Hz)	-	$0,001 < 0,17$	-	$0,001 < 0,172$
Resultado	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

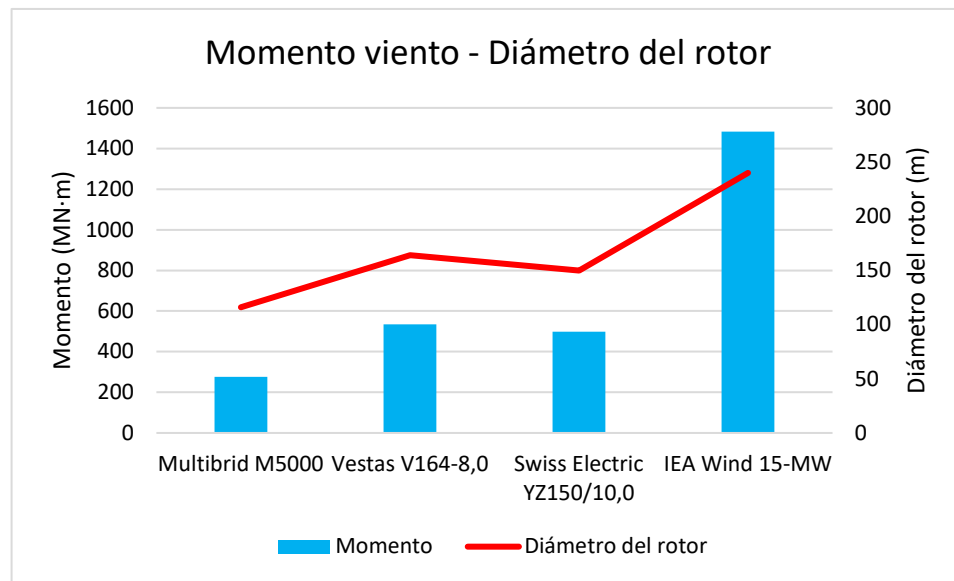
En un primer paso de las comprobaciones de fatiga, se valora la estructura a vida infinita. En el caso que resista los ciclos durante la vida útil programada, no se realizan más comprobaciones. Si no se satisface, se debe calcular el número de ciclos que resiste la estructura. En la **Tabla 14**, los aerogeneradores de 8 y 15 MW no resisten a vida infinita, por lo tanto, se evalúan los ciclos que actúan y los que resisten. La unidad en la que se cuantifica es en Hz y representa en número de ciclos por segundo que resiste.

7.7 Conclusiones de los resultados de la parte estática

Los esfuerzos a los que se someten las estructuras en el emplazamiento seleccionado son de considerables magnitudes. Los esfuerzos producidos por el viento son los que más incidencia tienen sobre el conjunto de la estructura, representando en muchos casos más del 80% de los momentos totales (ver la **Gráfica 16**).

El correcto dimensionado de la cimentación es un punto clave en todo proyecto de eólica marina. Desde la elección del tipo de cimentación y de los aerogeneradores, hasta el estudio de la ubicación y las propiedades meteorológicas que atañen a las cargas de estudio, ha dado como resultado el dimensionado de cuatro cimentaciones tipo monopilote para cuatro aerogeneradores en la costa de la isla de Gran Canaria.

Este paso previo al estudio de la influencia dinámica otorga un primer vistazo de la magnitud de las cargas con las que se manejan los aerogeneradores en función a su tamaño. En la **Gráfica 13** se encuentra la relación existente entre el diámetro del rotor y los momentos producidos por el viento actuantes en la base del monopilote.



Gráfica 13: Relación entre los momentos producidos por el viento y el diámetro del rotor para los aerogeneradores de estudio.

La magnitud de la incidencia de las cargas del viento es función directa de la geometría de los aerogeneradores. De igual manera, se ha visto en los capítulos anteriores la interacción de las cargas de las olas sobre el diámetro del monopilote (ver la **Gráfica 11** y la **Gráfica 12**). A mayor área de barrido de las palas o diámetros de monopilotes más grandes, se van a ver traducidos en una mayor magnitud e influencia de las cargas provocadas por el viento y por las olas, respectivamente.

8. Resultados de la parte sísmica

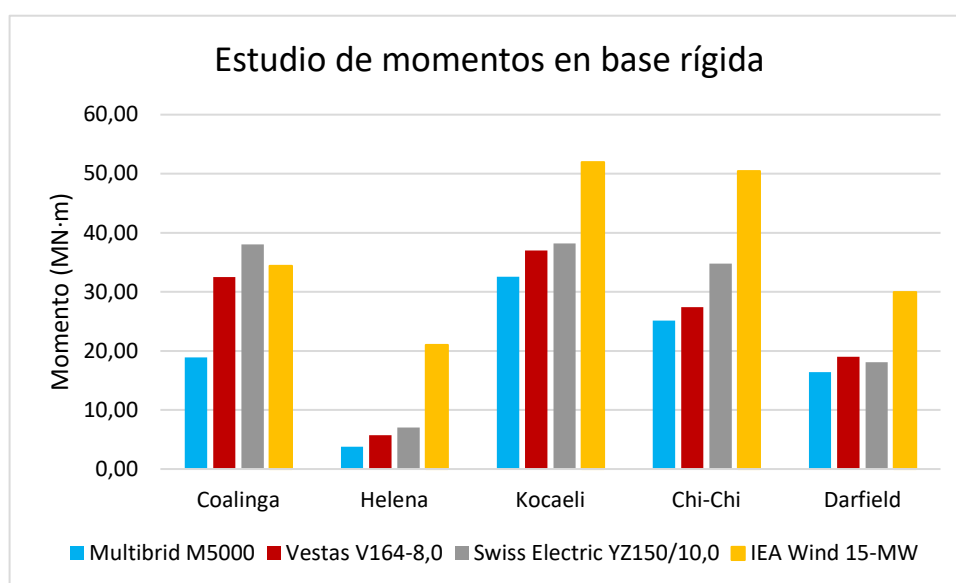
A continuación, se exponen los momentos y las fuerzas del estudio sísmico realizado, para los cuatro aerogeneradores y los cinco terremotos anteriormente señalados. Como ya se ha comentado previamente, la determinación de los esfuerzos con carácter dinámico se ha realizado analizando las respuestas de los aerogeneradores ante la actuación de un terremoto por dos vertientes, una en base rígida, en donde no se tiene en cuenta la interacción suelo-estructura, y otra en base flexible, en donde sí se tiene en cuenta la interacción suelo-estructura. Posteriormente, se comparan los resultados obtenidos en base rígida con los de base flexible, en los que sí se tienen en cuenta la interacción suelo-estructura. Con esto se consigue apreciar la influencia que tiene el sismo sobre el aerogenerador dependiendo de la tipología de terreno (arena) y otros factores como el diámetro del monopilote o la longitud enterrada. En los siguientes epígrafes se presentan los resultados obtenidos por ambos métodos.

8.1 Esfuerzos obtenidos en la suposición de base rígida

A lo largo del presente epígrafe se representan los resultados de cortantes, momentos y ratios de esfuerzos respectivos al estudio sísmico en base rígida, representando una de las dos comprobaciones realizadas en el apartado de la obtención de los desplazamientos y cargas sísmicas. Para ello, se ha interpuesto que la base no dispone de desplazamiento ante la actuación de un terremoto. Por lo tanto, la interacción suelo-estructura no se contempla en este estudio. Los resultados de los esfuerzos se presentan para las aceleraciones escaladas en los valores de las Islas Canarias (0,04 g).

Tabla 15: Momentos y cortantes del estudio sísmico en base rígida.

		Multibrid M5000	Vestas V164-8,0	Swiss Electric YZ150/10,0	IEA Wind 15- MW
Coalinga	Momento (MN·m)	18,90	32,53	38,02	34,38
	Cortante (kN)	483,92	871,27	983,03	751,27
Helena	Momento (MN·m)	3,78	5,75	7,01	21,00
	Cortante (kN)	174,17	236,74	316,93	760,53
Kocaeli	Momento (MN·m)	32,55	36,99	38,20	51,99
	Cortante (kN)	614,37	764,88	578,45	984,17
Chi-Chi	Momento (MN·m)	25,15	27,42	34,77	50,46
	Cortante (kN)	491,24	606,98	856,32	1249,27
Darfield	Momento (MN·m)	16,42	19,01	18,08	29,94
	Cortante (kN)	290,93	455,65	492,59	819,95

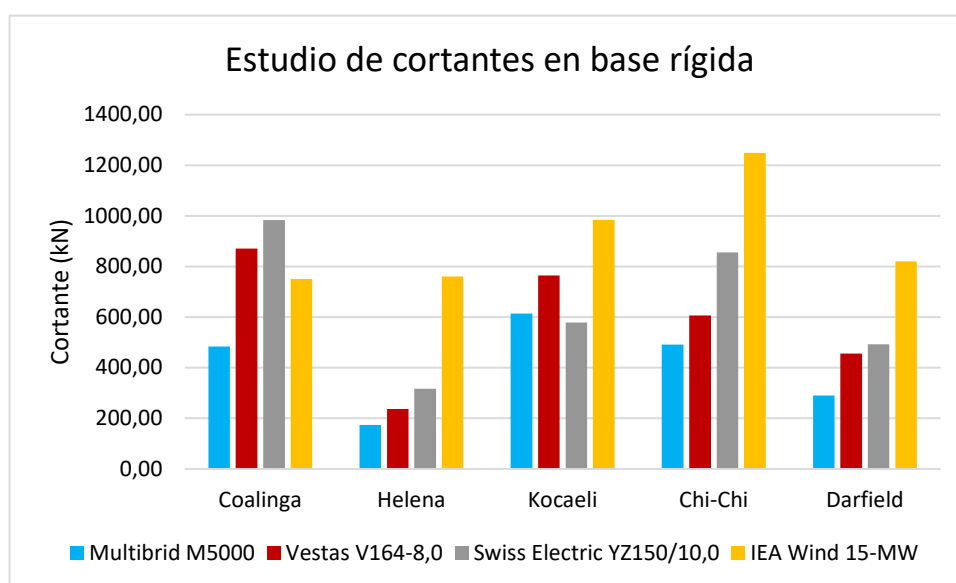


Gráfica 14: Representación de los momentos producidos por los sismos sobre los aerogeneradores en el estudio en base rígida.

En la **Tabla 15** se muestran los valores de los momentos y cortantes para los cuatro aerogeneradores (**Tabla 7**) y para los cinco terremotos (ver la **Tabla 8**).

En la **Gráfica 14** se aprecia la magnitud de los momentos para cada aerogenerador y sismo. La tendencia que siguen los momentos es que los mayores valores ocurren para el aerogenerador de 15 MW de potencia, debido a su altura de 240 metros. Esta tendencia se da para los terremotos de mayor magnitud (Chi-Chi y Kocaeli).

En la **Gráfica 15** se representan las magnitudes de los cortantes para los cuatro aerogeneradores y para los cinco sismos de estudio. Los cortantes siguen la misma tendencia que los momentos. Sus máximos valores ocurren para el aerogenerador más alto, el de 15 MW, y para el sismo de mayor magnitud (Chi-Chi).



Gráfica 15: Representación de los cortantes producidos por los sismos sobre los aerogeneradores en el estudio en base rígida.

La tendencia general de los esfuerzos es a incrementar su magnitud a medida que el aerogenerador aumenta de tamaño, tal y como se aprecia en la **Gráfica 14** y en la **Gráfica 15**. Aunque, dependiendo de la excitación, las respuestas en esfuerzos de los aerogeneradores de 5, 8 y 10 MW pueden distanciarse de la tendencia creciente en función al tamaño. Independientemente de ello, los esfuerzos provocados en el aerogenerador de 15 MW, siendo el que dispone de la mayor altura de góndola y el mayor diámetro del rotor, son significativamente superiores al resto para los sismos de mayores aceleraciones. Para el terremoto que dispone de la aceleración básica de cálculo en las

Islas Canarias (Coalinga) la influencia del tamaño del aerogenerador de 15 MW no es tan crucial como para otros sismos, de hecho, es el segundo aerogenerador con menos esfuerzos.

La magnitud de los esfuerzos que producen los terremotos sobre el aerogenerador no es tan elevada como los procedentes de la parte estática. En la **Tabla 16** se encuentran los ratios de los esfuerzos. Ninguno sobrepasa el valor unitario, es decir, que los esfuerzos producidos en la parte sísmica no son mayores que los de la parte estática.

El máximo valor ocurre para el aerogenerador de 5 MW en el terremoto de Kocaeli, remarcado en la **Tabla 16**. Como se ha comentado anteriormente, a pesar de que los aerogeneradores de mayor potencia tienden a ser los que mayores esfuerzos soportan, son en este caso los que menor potencia generan, los que sus ratios están más cercanos a la unidad. Esto se debe a que los esfuerzos de referencia, obtenidos en la parte estática, son de menor magnitud debido a que las cargas generadas por el viento o las olas aumentan en función al tamaño.

Tabla 16: Ratio de momentos y cortantes entre el estudio estático y el estudio sísmico en base rígida.

		Multibrid M5000	Vestas V164- 8,0	Swiss Electric YZ150/10,0	IEA Wind 15- MW
Coalinga	Ratio momento	0,054	0,053	0,059	0,020
	Rato cortante	0,114	0,137	0,127	0,051
Helena	Ratio momento	0,011	0,009	0,011	0,012
	Rato cortante	0,041	0,037	0,041	0,052
Kocaeli	Ratio momento	0,094	0,060	0,060	0,031
	Rato cortante	0,145	0,121	0,075	0,067
Chi-Chi	Ratio momento	0,116	0,044	0,054	0,030
	Rato cortante	0,116	0,096	0,110	0,085
Darfield	Ratio momento	0,018	0,028	0,031	0,047
	Rato cortante	0,069	0,072	0,064	0,056

El terremoto que dispone la aceleración máxima próxima a los valores de la aceleración básica empleada en los estudios sismorresistentes en las Islas Canarias es el sismo de Coalinga. Los ratios obtenidos para los cortantes y momentos son de los menores, junto con los del terremoto de Helena. La influencia del sismo sobre los aerogeneradores de 5, 8 y 10 MW es muy similar. Los esfuerzos aumentan en función al tamaño de los aerogeneradores, pero la influencia de las cargas sísmicas sobre las de diseño se encuentran en torno al ratio de 0,06. Uno de los motivos puede ser la rigidez de la cimentación. Al ser de mayor diámetro que los otras tres aerogeneradores, los esfuerzos sísmicos tienen una menor influencia. Debido a sus dimensiones, el aerogenerador de 15 MW no tiene el mismo ratio ya que las cargas de diseño son las mayor magnitud.

8.2 Esfuerzos obtenidos en la suposición de base flexible

Los momentos, cortantes y ratios obtenidos en el estudio sísmico en base flexible se presentan a lo largo del presente epígrafe.

En este caso, el estudio sísmico adquiere la variable de la interacción suelo-estructura. En el programa de cálculo se emplea el modelo matemático de resortes para introducir la interacción que tiene la cimentación con el terreno. Para este caso de estudio, la base del monopilote no se encuentra rígida, sino que puede desplazarse o girar.

Al igual que en el epígrafe anterior, el estudio se realiza para los valores de esfuerzos escalados para la aceleración básica de las Islas Canarias (0,04 g).

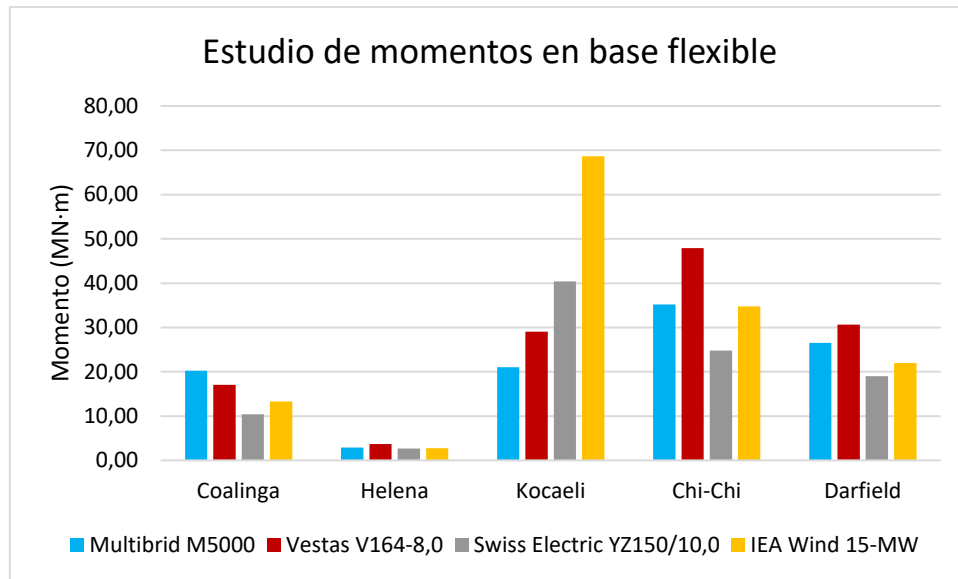
En la **Tabla 17** se encuentran los resultados para cada aerogenerador y sismo del estudio en base flexible.

Tabla 17: Momentos y cortantes del estudio sísmico en base rígida.

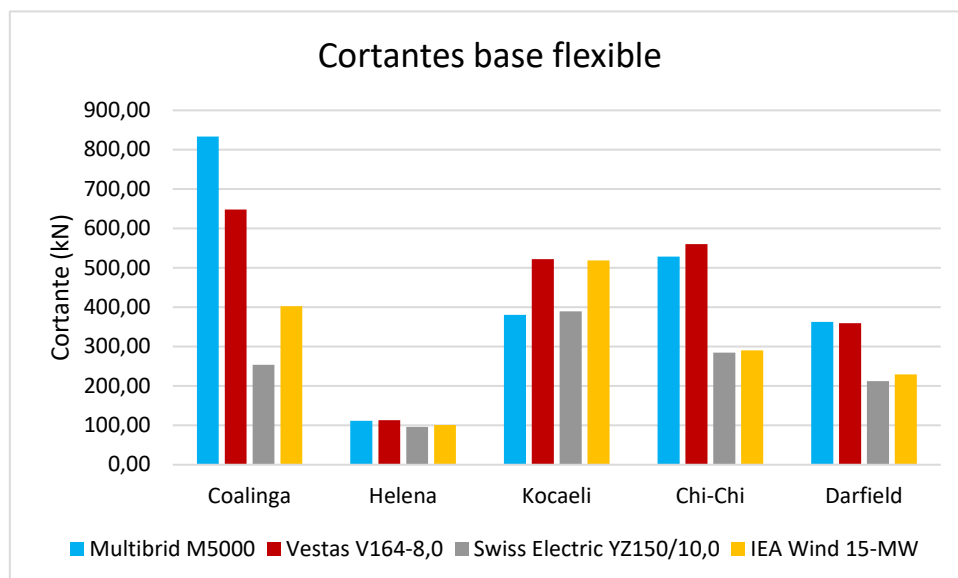
		Multibrid M5000	Vestas V164-8,0	Swiss Electric YZ150/10,0	IEA Wind 15- MW
Coalinga	Momento (MN·m)	20,25	17,05	10,41	13,32
	Cortante (kN)	833,37	648,40	253,54	402,30
Helena	Momento (MN·m)	2,88	3,72	2,65	2,73
	Cortante (kN)	111,27	113,26	95,80	100,90
Kocaeli	Momento (MN·m)	21,04	29,03	40,42	68,65
	Cortante (kN)	380,30	521,85	389,88	518,69
Chi-Chi	Momento (MN·m)	35,17	47,92	24,83	34,80
	Cortante (kN)	528,77	560,40	284,80	290,28
Darfield	Momento (MN·m)	26,52	30,67	18,99	21,95
	Cortante (kN)	362,81	359,86	212,59	229,27

Todos las aceleraciones de los terremotos se han escalado a la hora de presentar los resultados, pero, se diferencian entre ellos en su contenido en frecuencia. Para los sismos de mayores aceleraciones (Kocaeli, Chi-Chi y Darfield), los esfuerzos siguen siendo los mayores, en cuanto a magnitud se refiere.

En la **Gráfica 16** y en la **Gráfica 17** se encuentran las representaciones gráficas de los momentos y cortantes para cada uno de los sismos y aerogeneradores.



Gráfica 16: Representación de los momentos producidos por los sismos sobre los aerogeneradores en el estudio en base flexible.



Gráfica 17: Representación de los cortantes producidos por los sismos sobre los aerogeneradores en el estudio en base flexible.

La tendencia de los esfuerzos en este estudio es diferente que en el caso anterior. Al igual que en el estudio en base rígida, la influencia de la altura en los resultados de los momentos para los terremotos de menores aceleraciones no es tan crucial como para los de mayor magnitud. En cambio, para el sismo de Kocaeli que es el de mayor aceleración, la tendencia de los esfuerzos es a aumentar en función al incremento de la geometría del aerogenerador.

En ningún caso de los cortantes y en cuatro de los cinco posibles en los momentos, el mayor esfuerzo es producido en el aerogenerador más grande, el de 15 MW. Una de las hipótesis se puede relacionar con la rigidez de la cimentación anteriormente señalada.

En la **Tabla 18** se encuentran los ratios de los momentos y cortantes producidos por los sismos en el estudio en base flexible, en comparación con los esfuerzos obtenidos en la parte estática.

Tabla 18: Ratio de momentos y cortantes entre el estudio estático y el estudio sísmico en base flexible.

		Multibrid M5000	Vestas V164- 8,0	Swiss Electric YZ150/10,0	IEA Wind 15- MW
Coalinga	Ratio momento	0,058	0,028	0,016	0,008
	Rato cortante	0,197	0,102	0,033	0,027
Helena	Ratio momento	0,008	0,006	0,004	0,002
	Rato cortante	0,026	0,018	0,012	0,007
Kocaeli	Ratio momento	0,061	0,047	0,063	0,040
	Rato cortante	0,090	0,082	0,050	0,035
Chi-Chi	Ratio momento	0,125	0,078	0,039	0,021
	Rato cortante	0,125	0,088	0,037	0,020
Darfield	Ratio momento	0,076	0,050	0,030	0,013
	Rato cortante	0,086	0,057	0,027	0,016

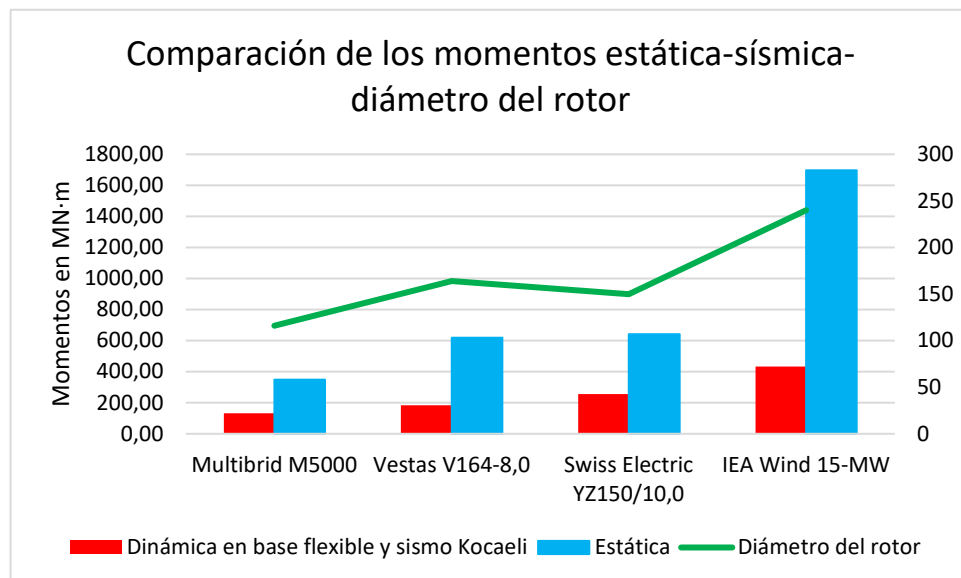
Al igual que en el estudio en base rígida, ninguno de los esfuerzos supera a los estáticos. En líneas generales, los esfuerzos producidos en este estudio son de menor magnitud en comparación con el estudio en base rígida. En este caso, el máximo valor de ratio es de 0,197 y, sigue correspondiendo al aerogenerador de 5 MW, pero en este caso al sismo de Coalinga.

Los esfuerzos del estudio en base flexible tienen menor magnitud que los de base rígida. Como ya se ha comentado, la introducción de la posibilidad de giro y desplazamiento de la base con la interacción suelo-estructura, hace que parte de los esfuerzos puedan ser absorbidos por el suelo. Ante la actuación de un terremoto, el terreno adquiere una mayor consistencia, disminuyendo la tensión de corte y originando una reducción en la tensión entre las partículas del terreno. Aunque para las mayores magnitudes de los esfuerzos no ocurre así, ya que el valor máximo de los momentos se obtiene para el estudio en base flexible, no así como para los cortantes, donde el máximo se obtiene para el estudio en base rígida.

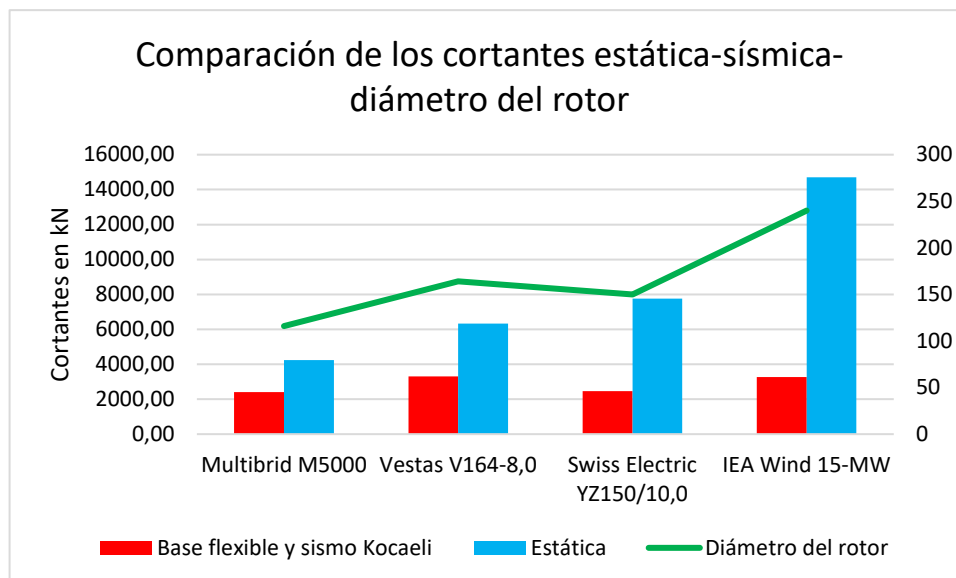
8.3 Conclusiones de los resultados de la parte sísmica

Tras el estudio de los esfuerzos para los cuatro aerogeneradores y para los cinco sismos empleados, las influencias de las cargas sísmicas no tienen el mismo impacto que las estáticas, pero siguen dos tendencias. Para terremotos de grandes aceleraciones, el tamaño del aerogenerador va ligado con la magnitud de la carga, pero, a menores magnitudes o aceleraciones de sismos, son los aerogeneradores más grandes los que menos cargas reciben. La magnitud de las cargas sísmicas sobre los aerogeneradores no ha tenido la misma incidencia que las cargas del apartado estático, o de diseño.

En la **Gráfica 18** y **Gráfica 19** se aprecia la influencia de los esfuerzos, momentos y cortantes, obtenidos de la parte sísmica y estática, para los distintos aerogeneradores, así como el incremento del diámetro del rotor. Para esta comparación, se han escogido los valores del sismo Kocaeli sin escalar, ya que es el terremoto con el que se obtienen mayores cargas sísmicas. Tanto los momentos como los cortantes obtenidos del estudio estático superan a los mismos esfuerzos del apartado sísmico. Además, la influencia de las cargas, tanto estáticas como sísmicas, se ve reflejada en el incremento del diámetro del rotor, que se representa en el eje secundario.

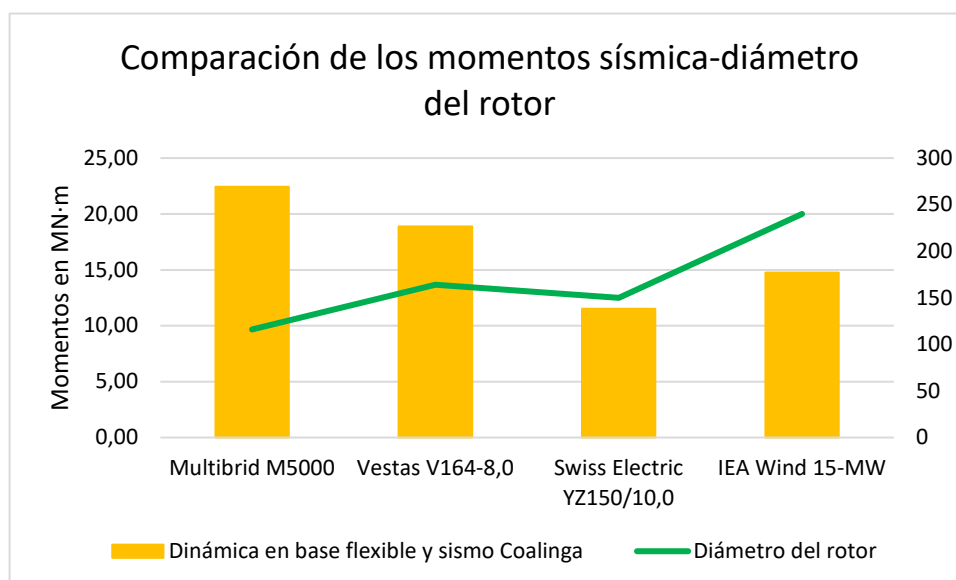


Gráfica 18: Momentos del estudio estático, estudio sísmico en base flexible y diámetro del rotor, correspondientes al sismo de Kocaeli.

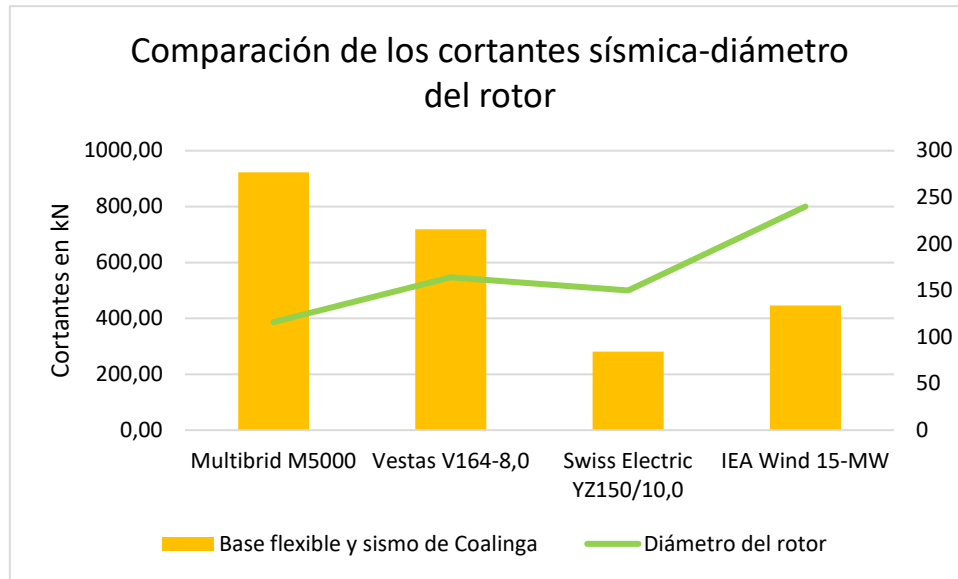


Gráfica 19: Cortantes del estudio estático, estudio sísmico en base flexible y diámetro del rotor, correspondientes al sismo de Kocaeli.

Las alturas de las barras de la **Gráfica 18** y **Gráfica 19** representan los esfuerzos. De los aerogeneradores de menos altura hasta los más grandes, las alturas de las barras aumentan. Aunque la diferencia geométrica y de masas entre los aerogeneradores de 8 y 10 MW no es tan notable y, en algunos casos, no sigue la tendencia creciente.

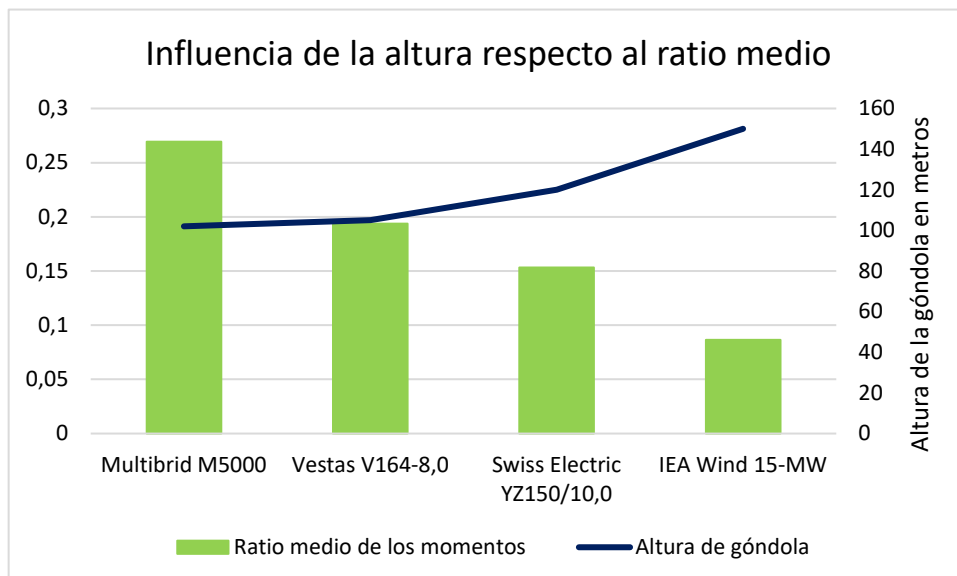


Gráfica 20: Momentos del estudio sísmico en comparación con el diámetro de los rotores de los aerogeneradores para el sismo de Coalinga.



Gráfica 21: Cortantes del estudio sísmico en comparación con el diámetro de los rotores de los aerogeneradores para el sismo de Coalinga.

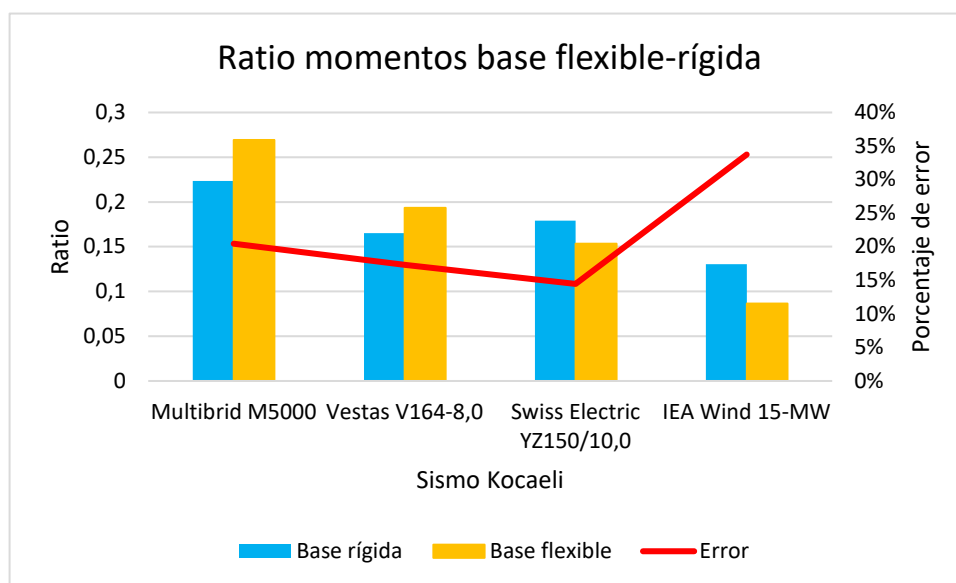
En la **Gráfica 20** y en la **Gráfica 21** se representan las magnitudes de los momentos y cortantes en relación al diámetro del rotor para el sismo de Coalinga sin escalar, el de aceleración máxima similar a la empleada en Canarias para el diseño sismorresistente de estructuras. Como se pudo apreciar, la influencia del aumento de las dimensiones del aerogenerador son relevantes ya que suponen la disminución de las cargas sísmicas soportadas.



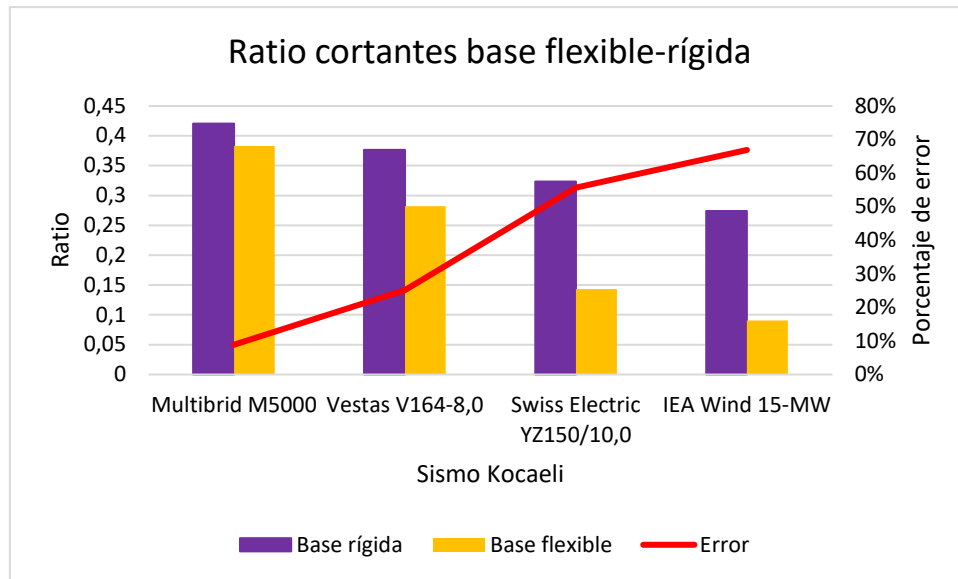
Gráfica 22: Relación entre el ratio medio y la altura de la góndola para los sismos y aerogeneradores de estudio.

Otro punto a destacar de esta diferencia en los esfuerzos entre la parte estática y sísmica queda patente en el ratio de los esfuerzos. Se han obtenido las medias de las desviaciones de los esfuerzos para cada uno de los aerogeneradores y sismos respectivamente, entre los estudios en base rígida y en base flexible. En la **Gráfica 22** se encuentran las relaciones. El aerogenerador de 5 MW sigue sufriendo de los mayores ratios, por lo tanto, las cargas sísmicas disponen de una mayor influencia respecto a las estáticas.

En las **Gráfica 23** y en la **Gráfica 24** se encuentran las comparaciones entre los ratios medios, tanto para los momentos como para los cortantes. Se ha hecho la media para todos los ratios de un mismo esfuerzo entre todos los terremotos y para cada uno de los aerogeneradores. El error en las desviaciones se encuentran entre el 14 y el 34% para los valores de los momentos, y entre el 9 y el 67% para los valores de los cortantes. Los datos mostrados se representan para las aceleraciones no escaladas. La diferencia de resultados se debe a la introducción, en el estudio sísmico en base flexible, de la interacción suelo–estructura. Se añaden variables que no se tienen en cuenta en el de base rígida.



Gráfica 23: Comparación entre los ratios en los estudios de base flexible y rígida con el porcentaje de error para los momentos.



Gráfica 24: Comparación entre los ratios en los estudios de base flexible y rígida con el porcentaje de error para los cortantes.

Como conclusión, queda patente tras los estudios realizados que la influencia conjunta de las magnitudes de las cargas provocadas por el viento y las olas son mayores que las sísmicas. Para aerogeneradores de menores tamaños, como el de 5 MW estudiado en el presente proyecto, la influencia que tiene la carga sísmica sobre el total adquiere cierta importancia en algunos esfuerzos en los terremotos de mayores aceleraciones. En cambio, para aerogeneradores de grandes alturas, como el de 15 MW empleado en el estudio del presente proyecto, la influencia de la carga sísmica en relación con los esfuerzos del apartado estático es menor. Los cortantes y momentos van aumentando en magnitud con el tamaño del aerogenerador, para los terremotos de mayores aceleraciones, pero la influencia sobre las cargas de diseño son menores.

Otro punto a destacar es que para terremotos de menores aceleraciones, cercanas a las empleadas en el diseño sismorresistente de estructuras en Canarias, la influencia de la altura o dimensiones geométricas del aerogenerador es todo lo contrario a las magnitudes, disponiendo de mayores cargas en el aerogenerador de 5 MW que en el de 15 MW.

La carga sísmica sobre aerogeneradores monopilotados no tiene la misma influencia que los momentos o cortantes de diseño. Para poder comparar y evaluar la influencia sísmica sobre aerogeneradores marinos, habría que tener en cuenta otro tipo de cimentaciones fijas, como las que se vieron en la sección 6.1 de la presente memoria.

9. Orden de prioridad de los documentos

El orden de prioridad de los documentos es el siguiente:

1. Memoria.

2. Anejos.

2.1 Anejo I: Estudio de localización.

2.2 Anejo II: Estudio de mercado y selección de aerogeneradores.

2.3 Anejo II: Cálculo de cargas, desplazamientos y criterios de fallo.

3. Planos.

10. Conclusiones

Los aerogeneradores offshore son una de las alternativas para el desarrollo de España y del mundo hacia la producción de energía verde. Factores como el impacto ambiental, visual, ocupación del terreno o aprovechamiento eólico, otorgan a los aerogeneradores marinos un gran potencial. Canarias, Ceuta, Melilla o las costas del Estrecho de Gibraltar son áreas activas, en cuanto a terremotos se refiere. El correcto dimensionado a las cargas que generan el viento o las olas debe ir a la par de un estudio de la influencia de las cargas sísmicas sobre los aerogeneradores. No solo se aplica al territorio nacional, mercados emergentes en instalaciones eólicas marinas son países como Estados Unidos o Japón, donde sus costas también son zonas sísmicas muy activas. La influencia de la carga que genera un terremoto, o la influencia que este tiene sobre otros fenómenos como tsunamis y que actúan sobre los aerogeneradores, debe ser uno de los puntos determinantes para la elección del tamaño del aerogenerador, su dimensionado o la elección del tipo de cimentación.

El presente proyecto tiene como objeto estudiar la importancia de las cargas sísmicas que actúan sobre el aerogenerador ante la actuación de un terremoto. Se han estudiado cuatro, de los cuales uno dispone de las aceleraciones básicas máximas de la norma sismorresistente española para la evaluación de las estructuras en las Islas Canarias. Para poder comparar los resultados, se ha escalado la aceleración máxima de los sismos a la aceleración empleada en el diseño sismorresistente de la estructuras en Canarias.

La tendencia vista es que, para terremotos de mayores magnitudes y mayores aceleraciones, a medida que el tamaño del aerogenerador aumenta, la influencia de la carga que genera un

terremoto sobre el conjunto cimentación-aerogenerador en comparación con las de diseño es menor, aunque sí que aumentan en magnitud. Los esfuerzos generados por el viento o las olas eclipsan la influencia del sismo. Para terremotos de menor magnitud, cercanos a los que se tienen en las Islas Canarias, el aumento de la geometría del aerogenerador viene acompañado con una disminución de los esfuerzos generados. Las cimentaciones son más grandes y las torres de los aerogeneradores más robustas, lo que le confieren una mayor rigidez.

De los estudios sísmicos realizados, tanto en base rígida como en base flexible, se obtiene que la influencia de la tipología del terreno en los esfuerzos tiene importantes consecuencias. Para el estudio en base flexible se añade la interacción entre el suelo y la estructura. El suelo arenoso que se ha supuesto para el presente proyecto en el emplazamiento final hace que las cargas obtenidas para el estudio en base flexible sean de menor magnitud, en comparación con las derivadas del estudio en base rígida.

Estudios de segundo orden, emplear otras subestructuras en el estudio, la optimización del software en Matlab o la implementación de más casos de cargas o de más criterios a comprobar, se presentan como las proyecciones futuras del trabajo realizado.

11. Bibliografía

1. **International Energy Agency.** Data and statistics. *IEA*. [En línea] 2020. [Citado el: 6 de Abril de 2020.] <https://www.iea.org/data-and-statistics>.
2. **International Energy Agency (IEA).** *Offshore Wind Outlook 2019*. París : IEA, 2019.
3. **Ramírez, Lizet, Fraile, Daniel y Brindley, Guy.** *Offshore Wind in Europe. Key trends and statistics 2019*. s.l. : WindEurope, 2020.
4. **González Navarro, Javier.** La eólica marina se extiende en Europa, pero encalla en España. *ABC*. 2 de Diciembre de 2019.
5. **Esteller, Rubén.** Canarias autoriza a Equinor a instalar el primer parque eólico marino de España. *elEconomista.es*. 5 de Julio de 2019.
6. **van der Valk, Paulus Leonardus Carolus.** *Coupled Simulations of Wind Turbines and Offshore Support Structures Strategies based on the Dynamic Substructuring Paradigm*. Delft : ResearchGate, 2014. ISBN: 978-94-6203-681-9.

7. **Bauer, Lucas y Matysik, Silvio** . El gran portal de la energía eólica. *wind-turbine-models*. [En línea] 2011-2020. <https://es.wind-turbine-models.com/>.
8. **Ministerio de Fomento**. *Norma de Construcción Sismorresistente: Parte general y de edificación (NCSE-02)*. Madrid : Centro de Publicaciones, Secretaría General Técnica, Ministerio de Fomento, 2009.
9. **Asociación Española de Normalización**. *Eurocódigo 8: Proyectos de estructuras sismorresistentes*. Madrid : UNE, 2018. UNE-EN 1998-1.
10. **University of California**. NGA-West2 -- Shallow Crustal Earthquakes in Active Tectonic Regimes. *PEER Ground Motion Database*. [En línea] Universidad de California. <https://ngawest2.berkeley.edu/>.
11. **Instituto Geográfico Nacional**. Descripción geológica de Canarias. *Instituto Geográfico Nacional. Centro Nacional de Información Geográfica*. [En línea] Ministerio de Transporte, Movilidad y Agenda Urbana, 2015. https://www.ign.es/web/resources/sismologia/tproximos/sismotectonica/pag_sismotectonicas/can_enmedio.html.
12. **Cartográfica de Canarias S.A.** Visor. *GRAFCAN*. [En línea] Gobierno de Canarias. <https://visor.grafcan.es/visorweb/>.



Anejo I: Estudio de localización

ESTUDIO DE LA IMPORTANCIA DE LA CARGA SÍSMICA EN EL
DISEÑO DE AEROGENERADORES MARINOS EN FUNCIÓN A SU
TAMAÑO

Índice de contenido

1.	Objeto.....	1
2.	Factores limitantes.....	1
2.1	Recurso eólico	1
2.2	Legislación vigente	3
2.3	Batimetría.....	6
3.	Criterios para la selección del emplazamiento idóneo	7
4.	Ubicación seleccionada	8
4.1	Recurso eólico en la ubicación seleccionada	8
4.2	Zonificación ambiental en la ubicación seleccionada	9
4.3	Batimetría en la ubicación seleccionada.....	10
5.	Datos de viento	10
5.1	Velocidad del viento en la localización	10
5.2	Dirección predominante del viento	13
5.3	Densidad del aire.....	13
6.	Datos de olas y mareas	15
6.1	Olas.....	15
6.2	Mareas	19
7.	Datos geotécnicos	20
8.	Bibliografía	21

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Aprovechamiento eólico de las Islas Canarias.....	3
Ilustración 2: Zonificación Ambiental para parques eólicos en España.. ..	4
Ilustración 3: Zonificación Ambiental para parques eólicos en Canarias.	5
Ilustración 4: Atlas de los espacios naturales protegidos de las Islas Canarias.....	6
Ilustración 5: Mapa batimétrico de la isla de Gran Canaria.	7
Ilustración 6: Distancia de la ubicación final con los resultados del recurso eólico.....	8
Ilustración 7: Datos de la batimetría en la ubicación seleccionada.	10
Ilustración 8: Velocidades del viento en función de la altura en la ubicación del aerogenerador.	12
Ilustración 9: Rosa de viento en la ubicación final del aerogenerador.	13
Ilustración 10: Variación de la presión a lo largo de 2018 y 2019, y valor medio de la misma.....	14
Ilustración 11: Dirección predominante del oleaje. Datos históricos entre 1958 y 2020.....	19
Ilustración 12: Rosa de las mareas en la boya de Gran Canaria	20
Ilustración 13: Tipología de terreno para la ubicación final	21

Índice de tablas

Tabla 1: Datos del recurso eólico de la ubicación seleccionada.....	9
Tabla 2: Datos de localización del emplazamiento final.....	9
Tabla 3: resumen de las velocidades del viento en función a la altura	12
Tabla 4: Datos relevantes de la boya de Gran Canaria con referencias históricas.....	14
Tabla 5: Datos relevantes de la boya con referencias históricas.....	15
Tabla 6: Parámetros de la distribución de Weibull para la localización final del aerogenerador. ..	16
Tabla 7: Tabla resumen con los datos de alturas y periodos significativos y máximos en el periodo de retorno de cincuenta años y un año.	18
Tabla 8: Valores de las corrientes máximas por meses y direcciones.....	19
Tabla 9: Tabla resumen con las propiedades principales del terreno.....	21

Índice de ecuaciones

Ecuación 1: Velocidad del viento en función de una velocidad de referencia y las alturas.	11
Ecuación 2: Expresión para el cálculo de la rugosidad del terreno..	11
Ecuación 3: Cálculo de la densidad.	14
Ecuación 4: Distribución de excedencia de Weibull	16
Ecuación 5: Distribución de frecuencias para la altura máxima significativa en el periodo de un año	16
Ecuación 6: Altura máxima en el periodo significativo en función de la frecuencia de distribución de Weibull	16
Ecuación 7: Altura significativa máxima para un periodo de retorno.	17
Ecuación 8: Altura máxima en un periodo significativo máximo.....	17
Ecuación 9: Expresión para calcular el periodo pico en función de las alturas significativas.....	17
Ecuación 10: Expresión para el cálculo del periodo pico máximo en función de la altura de la ola máxima, según el periodo de retorno.....	18

1. Objeto

El presente anejo tiene como objeto escoger un emplazamiento en el litoral de la isla de Gran Canaria para los cinco aerogeneradores considerados en este estudio. Para ello se atenderá a factores como:

- Recurso eólico. La localización tiene que favorecer que el factor de capacidad sea lo más alto posible. El factor de capacidad hace referencia al cociente entre la energía generada durante un periodo de tiempo entre la energía generada si hubiese estado a pleno rendimiento durante el mismo intervalo de tiempo. Lo deseable es situar el aerogenerador en un lugar donde la velocidad media del viento sea la óptima para la generación de electricidad, y lo más constante posible a lo largo de un año.
- Legislación. Es imprescindible que la localización se encuentre dentro del marco normativo y legislativo.
- Batimetría. Representa la diferencia de cota que existe entre el fondo marino y la línea media del nivel del mar. Canarias, al ser islas de origen volcánico, a medida que se consideran puntos más alejados de la costa, la profundidad del lecho marino con respecto a la superficie media del agua va aumentando de manera abrupta.

2. Factores limitantes

2.1 Recurso eólico

El aprovechamiento eólico es uno de los tres puntos más importantes a considerar en la localización final del aerogenerador. Los factores que determinan la calidad del recurso eólico son los siguientes:

- Velocidad media del viento.

Los valores medios de las velocidades del viento son muy importantes para la generación eólica, ya que se encuentran relacionadas con las curvas de potencia. Estas reflejan la relación entre la velocidad del viento y la potencia generada. Con un manejo de los datos de las velocidades medias del viento se optimizan los diseños de las turbinas de los aerogeneradores y se toman las decisiones de emplazar en un lugar u otro el aerogenerador, ya sea en tierra o en el mar.

Normalmente, el dato que se suele representar es el valor medio de la velocidad en un periodo de, generalmente, un año. Un dato remarcable sería ver la distribución mensual de las velocidades del

viento. De esta manera se puede obtener la velocidad media y ver la variancia que hay entre los distintos meses. Entre más constante sea la velocidad del viento, un mayor factor de capacidad se alcanza, y mejor es el rendimiento de la turbina a lo largo del año.

Otra forma de obtener la velocidad media del viento es mediante la distribución de Weibull. Es una forma de expresar matemáticamente la velocidad del viento en función de su probabilidad. Este tipo de estadísticas son útiles para determinar valores máximos de velocidades de viento, y de esta manera dimensionar aerogenerador y/o cimentación.

- Rugosidad del terreno.

Es un factor que limita la velocidad media del viento, ya que, cuando las alturas son inferiores a 1.000 metros, la velocidad del viento se ve influenciada por los efectos del rozamiento con el terreno. Esto no pasa de igual manera entre la eólica en tierra y la marina. En el mar, no se disponen de cambios de relieve o la presencia de obstáculos, por lo tanto, los valores de rugosidad del terreno suelen ser relativamente bajos.

Entre las islas con mayores recursos eólicos marinos se encuentran las occidentales y Gran Canaria. En la **Ilustración 1** se puede apreciar que, a mayor oscuridad de color, mayor es la velocidad anual del viento. La altura a la que está medida la velocidad es a 80 metros desde la línea media del nivel del mar. Sabiendo que la rugosidad del terreno es despreciable para la eólica marina, este valor de la velocidad del viento se toma como valor de referencia.

Dentro de la isla de Gran Canaria, en la **Ilustración 1** se puede apreciar que las mejores zonas para situar el aerogenerador se localizan en la costa sureste, con los municipios de San Bartolomé, Ingenio, Vecindario y Agüimes, y en la costa oeste, con los municipios de La Aldea de San Nicolás y Mogán.

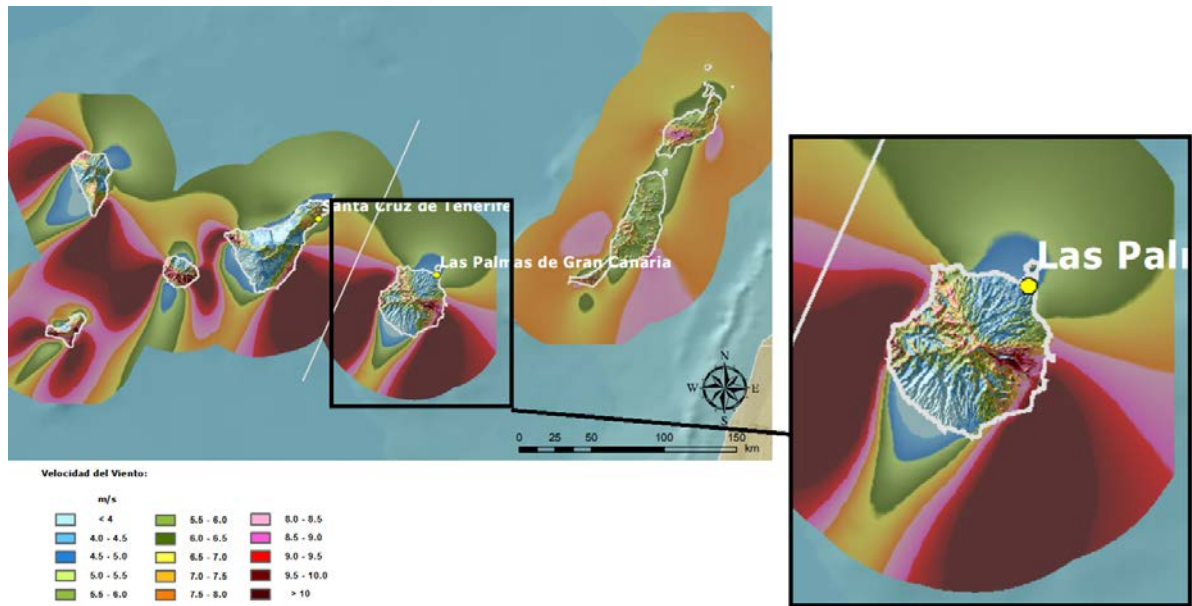


Ilustración 1: Aprovechamiento eólico de las Islas Canarias. Modificada de: [11].

2.2 Legislación vigente

Uno de los factores más limitantes a la hora de emplazar el aerogenerador es la zonificación ambiental. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, mediante el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), en abril del año 2009 emite el documento *“Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos”* donde se encuentra la *“Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español”*.

Este documento está basado en el Real Decreto (RD) 1028/2007. Según este RD, las instalaciones de generación eólica deben tener una potencia mínima superior a 50 MW. Sin embargo, en la disposición adicional segunda del mismo RD se habilitan las autorizaciones administrativas para la instalación de aerogeneradores marinos de un 20% de la potencia mínima posible, es decir, 10 MW o menos con fines de investigación, desarrollo e/o innovación.

Como se ha desarrollado en el **Anejo II** de la presente memoria, la potencia máxima de los aerogeneradores escogidos es de 15 MW. Debido al carácter educativo e informativo del presente proyecto, se va a obviar la disposición adicional segunda del RD anteriormente señalado.



Ilustración 2: Zonificación Ambiental para parques eólicos en España. Fuente: [10].

En la **Ilustración 2** se aprecia el mapa de España con las limitaciones para emplazar parques eólicos en todo el litoral nacional. Para ello se sigue una regla de colores. A continuación, se explica el significado de cada uno:

- Color rojo o zonas de exclusión. No es posible emplazar parques eólicos iguales o mayores a 50 MW debido a que hay usos o actividades establecidas.
- Color amarillo o zonas con condicionantes. Es posible emplazar parques eólicos, pero si se justifican ciertas condiciones a las autoridades competentes.
- Color verde o zona apta. Localizaciones posibles para emplazar parques eólicos mayores o iguales a 50 MW.

Cada proyecto específico se debe justificar ante el gobierno y autoridades locales y competentes mediante estudios de detalle, independientemente si la zona es apta o apta con condicionantes.

Una imagen ampliada del litoral de Canarias es la que se puede apreciar en la **Ilustración 3**. Gran parte del litoral cercano a la costa, donde las batimetrías son pequeñas, se encuentran zonas de exclusión o zonas con condicionantes. Los motivos que implican que en estas franjas se limiten los

Otras restricciones a tener en cuenta son los espacios naturales protegidos, donde Canarias dispone de un total de 146, constituyendo aproximadamente un 40% del total de las superficies de las islas [1]. En la **Ilustración 4** se puede apreciar un mapa de las Islas Canarias con los distintos espacios naturales protegidos. Aquellos que afectan a los parques eólicos marinos se encuentran localizados en la isla de Lanzarote, concretamente en el Archipiélago Chinijo. Por lo tanto, no afecta a las posibles ubicaciones de los aerogeneradores considerados en este estudio.



Ilustración 4: Atlas de los espacios naturales protegidos de las Islas Canarias. Fuente: [8]

2.3 Batimetría

La batimetría es el equivalente marino a la altimetría. Resulta el estudio de las profundidades marinas. La forma común de representarlo en un plano es mediante curvas de nivel o isogramas. La batimetría no ofrece solo el lacustre (distancia al fondo marino), sino que se puede obtener información del tipo de terreno, formación de vegetales o cómo es su estructura geológica y geomorfológica.

Canarias se caracteriza por una orografía peculiar. El origen volcánico de las mismas hace que, al avanzar pocos metros lineales en la costa, el descenso se realiza de manera abrupta. Tal y como se puede apreciar en la **Ilustración 5**, las líneas que se encuentran en el mar representan la altura batimétrica que, al estar muy juntas entre ellas, se deduce que la pendiente es pronunciada.

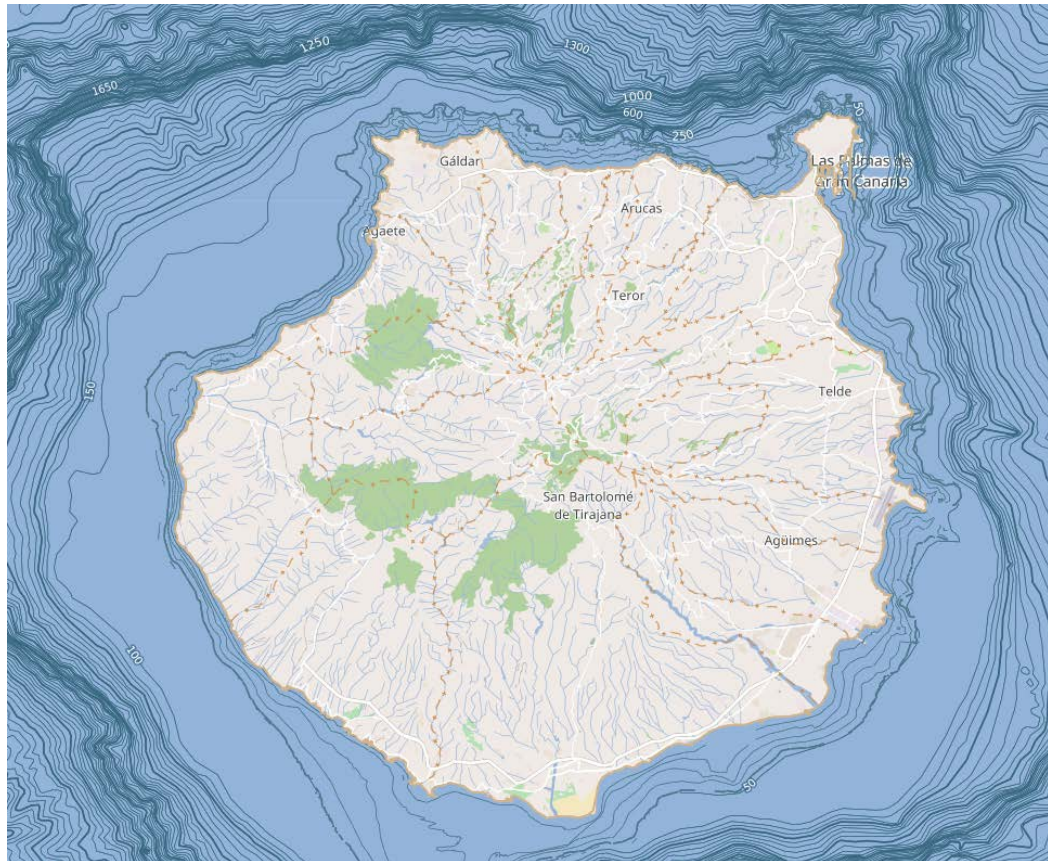


Ilustración 5: Mapa batimétrico de la isla de Gran Canaria. Imagen adaptada de: [9]

3. Criterios para la selección del emplazamiento idóneo

Para emplazar los aerogeneradores se atenderán a distintos factores, tal y como se anuncian a continuación:

- Aprovechamiento eólico. Atendiendo al aprovechamiento eólico, las mejores zonas de la isla de Gran Canaria son las costas de los municipios de San Bartolomé, Ingenio, Vecindario y Agüimes y, en la zona oeste, con los municipios de La Aldea de San Nicolás y Mogán.
- Legislación vigente. Atendiendo a la zonificación ambiental, de las posibles opciones para localizar el aerogenerador se descartan la zona del municipio de La Aldea de San Nicolás y Mogán. Aunque aparecen como zona restringida (color rojo de la **Ilustración 3**), según el RD 1028/2007 en la disposición final segunda, la zonificación ambiental puede no ser de aplicación en el emplazamiento del aerogenerador ya que, según se cita textualmente, “Se habilita al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para permitir las autorizaciones administrativas de instalaciones de generación eólicas marinas de potencia inferior o igual a 10 MW, cuando tengan por finalidad la investigación, desarrollo, innovación y demostración de tecnología aplicada a la generación eólica marina, pudiendo exigir los

requisitos técnicos y geográficos que se estimen pertinentes con el fin de salvaguardar el carácter diferenciador de la instalación autorizada con respecto a una instalación de generación eléctrica con fines comerciales” [2]. Por lo tanto, se pueden presentar documentos que acrediten el carácter de innovación, desarrollo o investigación en aquellas zonas con limitaciones en cuanto a zonificación ambiental.

- Batimetría. La tipología de cimentación por monopilotes tiene limitaciones técnicas actuales, por ello, se deben escoger alturas batimétricas que no superen los 60 metros.

4. Ubicación seleccionada

Atendiendo a los criterios anteriormente seleccionados, la ubicación final del aerogenerador se encuentra en el término municipal de San Bartolomé de Tirajana, específicamente a una distancia de 1,01 km al oeste y 2,93 km al sur desde el Puerto del Castillo del Romeral.

4.1 Recurso eólico en la ubicación seleccionada

Para determinar la ubicación seleccionada se recurre al portal GRAFCAN [3], ya que dispone de un mapa de recurso eólico, con los datos específicos de velocidades de viento en los puntos que el usuario decida.

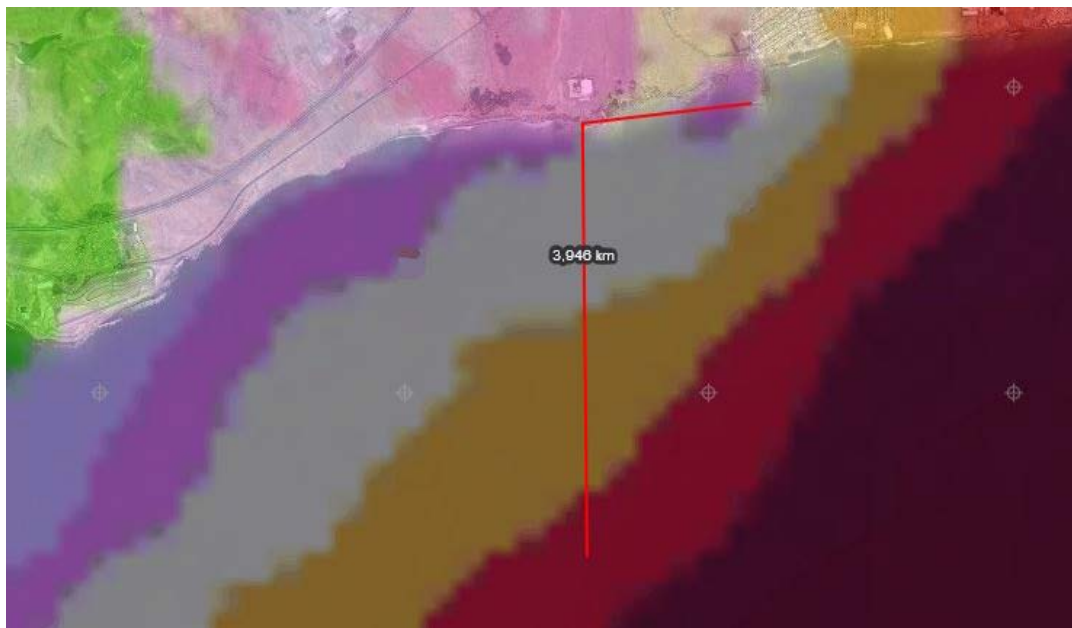


Ilustración 6: Distancia de la ubicación final con los resultados del recurso eólico.

En la **Ilustración 6** se puede apreciar el punto final con el marco del recurso eólico. A mayor oscuridad del color, mejor es el aprovechamiento eólico, ya que mayor es la velocidad media del viento en dicho lugar, a una altura de referencia de 80 m.

En la **Tabla 1** se encuentra, a modo de resumen, los principales datos necesarios de recurso eólico en la ubicación final. Todos ellos obtenidos en el portal GRAFCAN [3].

Tabla 1: Datos del recurso eólico de la ubicación seleccionada. Adaptada de [3].

Recurso	Dato
Rugosidad del terreno	0,001
Velocidad media del viento	9,26 m/s
Constante C (Weibull)	10,09
Constante K (Weibull)	1,919

4.2 Zonificación ambiental en la ubicación seleccionada

La zona con restricción, donde no se pueden situar aerogeneradores, se encuentra a una distancia de 2,68 km desde la costa sureste de la isla de Gran Canaria. Este no es un valor exacto, sino que se ha realizado un cálculo aproximado con los datos que se disponen de los planos que ofrece de manera gratuita el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), ya que los planos cartográficos no son de acceso público.

El lugar del emplazamiento final de los aerogeneradores se encuentra a una distancia de 2,93 km desde el borde de la costa. En dicho lugar, la zonificación ambiental permite situar aerogeneradores con ciertas condiciones, es decir, es una zona amarilla o “bajo condicionantes”. Los requisitos exigibles los valora el organismo público competente, después de realizar distintos estudios y haber entregado documentos como anejos como el de impacto ambiental, motivaciones de la investigación e innovación, entre otros.

Los datos geográficos más remarcables se muestran en la **Tabla 2**.

Tabla 2: Datos de localización del emplazamiento final. Elaboración propia de [3].

Referencia	Dato
Coordenada UTM X	453.250
Coordenada UTM Y	3.071.550
Distancia a la costa	2,93 km

4.3 Batimetría en la ubicación seleccionada

Para obtener los datos de batimetría se recurre al portal REDMIC [4]. Dicho portal representa una base de datos geográficos marinos.

En la **Ilustración 7** se aprecia el mapa batimétrico de la ubicación seleccionada. La distancia batimétrica final al nivel medio del mar es de 35 m. Encontrándose dentro de los límites de los monopilotes.

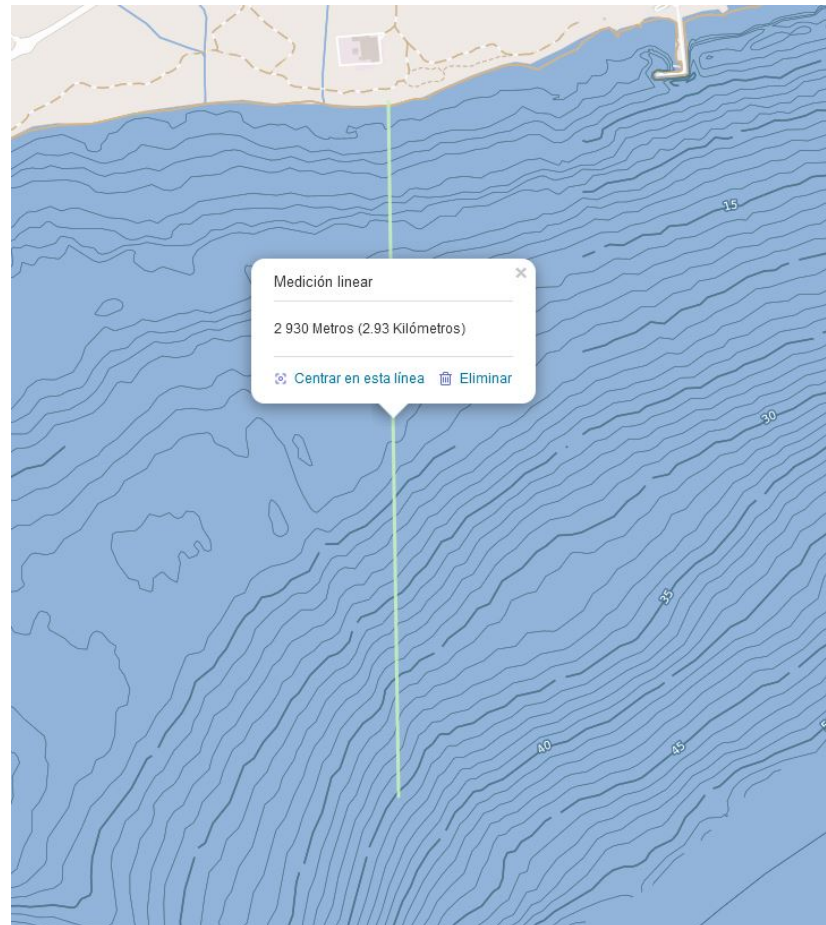


Ilustración 7: Datos de la batimetría en la ubicación seleccionada. Fuente: [4]

5. Datos de viento

5.1 Velocidad del viento en la localización

Los datos de viento son necesarios para el dimensionado de la cimentación de los aerogeneradores. En el portal de GRAFCAN [3] se puede obtener el valor de la velocidad media del viento, en la ubicación seleccionada, a una altura de 80 m.

La altura de los bujes se encuentra a 102, 164, 150 y 240 metros para los aerogeneradores de 5, 8, 10 y 15 MW respectivamente. Con la **Ecuación 1** se puede obtener el valor de la velocidad del viento a las distintas alturas de cálculo.

Ecuación 1: Velocidad del viento en función de una velocidad de referencia y las alturas. Fuente: [5].

$$V_{\text{cálculo}} = \bar{V}_{\text{referencia}_{\text{media}}} \cdot \left(\frac{Z_{\text{cálculo}}}{Z_{\text{referencia}}} \right)^{\alpha}$$

Donde:

- $V_{\text{cálculo}}$: Velocidad del viento calculada en m/s .
- $\bar{V}_{\text{referencia}_{\text{media}}}$: Velocidad media obtenida en el portal GRAFCAN [3] en m/s .
- $Z_{\text{cálculo}}$: Altura a la que se desea calcular la velocidad en m .
- $Z_{\text{referencia}}$: Altura a la que se toma la velocidad media de referencia según [3] en m .
- α : Valor que depende de la rugosidad del terreno.

Para obtener el valor que depende de la rugosidad del terreno (α) se recurre a la **Ecuación 2**.

Ecuación 2: Expresión para el cálculo de la rugosidad del terreno. Fuente: [5].

$$\alpha = 0,24 + 0,04 \cdot \ln(Z) + 0,003 \cdot \ln(Z)^2$$

Donde:

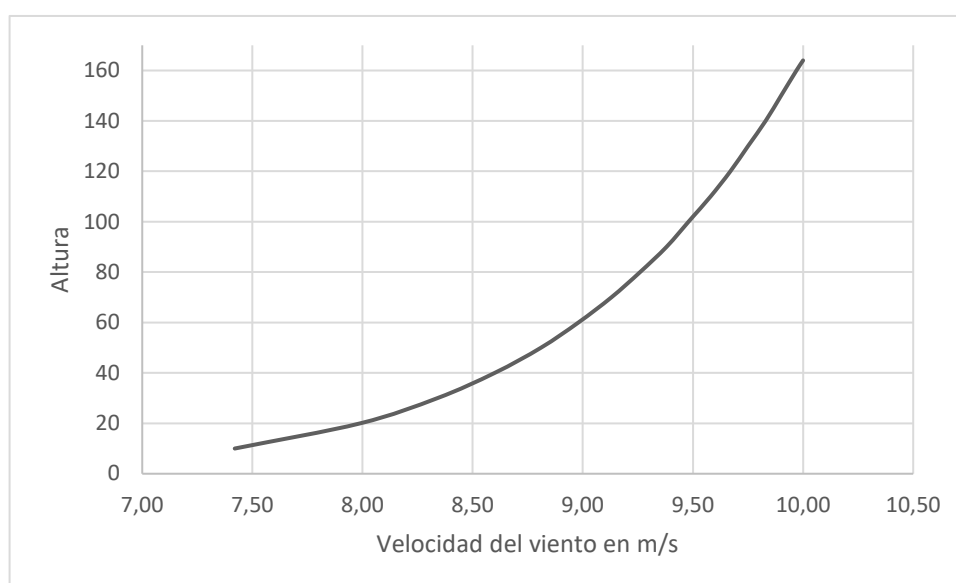
- Z : Rugosidad del terreno en m .

En la **Tabla 3** se encuentran los valores de las velocidades en función a la altura, diferenciando para cada aerogenerador de estudio.

Tabla 3: resumen de las velocidades del viento en función a la altura.

Altura (m)	Velocidad del viento (m/s)
10	7,42
20	7,99
30	8,34
40	8,60
50	8,81
60	8,98
70	9,13
80	9,26
90	9,38
100	9,48
102	9,50
110	9,58
120	9,67
130	9,75
140	9,83
150	9,90
160	9,97
164	10,00

A modo visual, en la **Ilustración 8** se muestra la distribución de la velocidad del viento en función a la altura. A medida que la altura aumenta, menor es la influencia de la superficie sobre la velocidad del viento. En las capas inferiores, la velocidad del viento se ve influenciada por la fricción con la superficie. Al situar el aerogenerador en el mar, ya de base la fricción menor, mejorando el rendimiento en comparación con la eólica terrestre.

**Ilustración 8:** Velocidades del viento en función de la altura en la ubicación del aerogenerador.

5.2 Dirección predominante del viento

Otro de los datos a tener en cuenta es la dirección del viento. Saber la dirección predominante del viento es de vital importancia para orientar el aerogenerador. Para obtener dichos valores se recurre al visor GRAFCAN [3], donde se disponen de las distintas rosas de viento.

Actualmente, en los aerogeneradores se instalan sistemas que permiten girar la torre y la góndola para obtener un aprovechamiento eólico mayor y, por ende, un mejor rendimiento en términos generales de la turbina, ya que la dirección del viento varía, aunque se suele mantener en una dirección de manera habitual.

En la **Ilustración 9** se puede apreciar que la dirección predominante en la ubicación final de los aerogeneradores es NNE, con un valor del 60% de las horas totales del año. La segunda dirección dominante es la NR, con un 30% del total de horas.

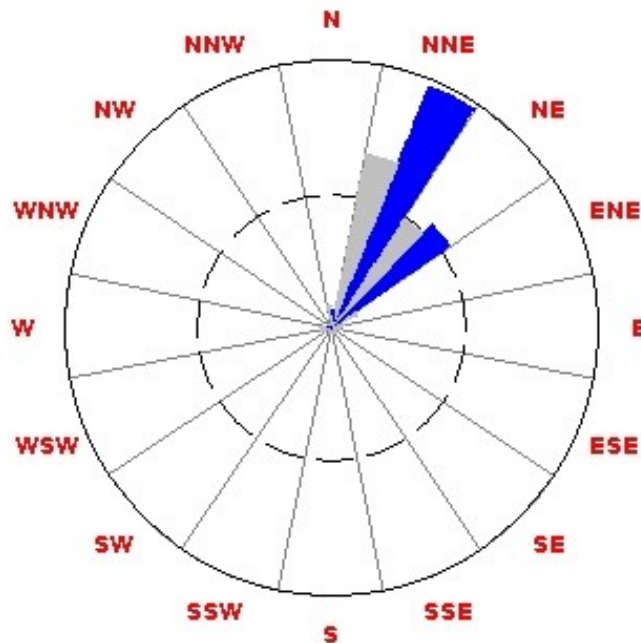


Ilustración 9: Rosa de viento en la ubicación final del aerogenerador. Fuente adaptada de [3].

5.3 Densidad del aire

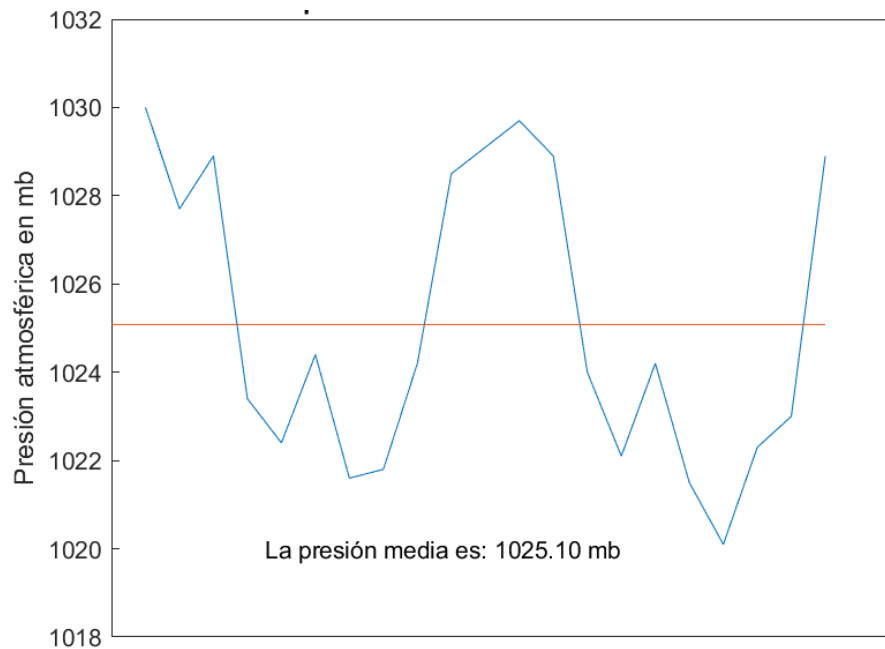
El valor de la densidad del aire se obtiene de la presión media de la localización. La boya más cercana a la localización, y que disponga de datos históricos de presión atmosférica, es la Boya de Gran Canaria (ver la **Tabla 4**).

Tabla 4: Datos relevantes de la boya de Gran Canaria con referencias históricas. Adaptada de [6].

Referencia	Dato
Longitud	15,80º O
Latitud	28,20º N
Cadencia	60 min
Código	2442
Profundidad	780 m

Los datos históricos se encuentran entre el año 2018 y 2019. Se ha obtenido el valor medio de 1025,10 milibares, tal y como se puede apreciar en la **Ilustración 10**.

Para obtener la densidad se recurre a la expresión de los gases ideales (ver la **Ecuación 3**), obteniendo un valor medio de densidad de $1,1978 \text{ kg/m}^3$, valor que se emplea posteriormente en el dimensionado de la subestructura.

**Ilustración 10:** Variación de la presión a lo largo de 2018 y 2019, y valor medio de la misma.**Ecuación 3:** Cálculo de la densidad.

$$\rho = \frac{\text{Presión}}{R \cdot \text{Temperatura}} = \frac{102510}{287,05 \cdot (273,15 + 25)} = 1,1978 \text{ kg/m}^3$$

6. Datos de olas y mareas

Esta sección se centra en la recopilación de los datos de olas y mareas necesarios para el dimensionamiento de los monopilotes de los distintos aerogeneradores.

6.1 Olas

Los valores relevantes a conocer de las olas son; la altura significativa (H_s), la altura máxima (H_m) y los periodos pico del espectro de las mismas (T_p).

Se define altura de ola significativa como la diferencia entre la cresta más alta y el valle más profundo. El oleaje en un ciclo estacionario de 3 a 6 horas sigue una distribución de probabilidad que es función de la altura significativa.

El periodo pico de una ola se define como el tiempo entre dos crestas sucesivas. Este periodo espectral sigue una distribución de probabilidad que es función de la altura significativa (H_s), periodo espectral pico (T_p) y la altura de la ola en el momento del análisis (H).

Para poder conocer los datos históricos de las alturas y periodos significativos, se recurre al portal web de Puertos del Estado [6]. En dicho portal se pueden seleccionar distintas boyas con datos históricos, además de consultar previsiones a corto plazo.

En la ubicación final del aerogenerador, la boya con datos históricos más cercana es la Boya de Las Palmas Este (ver **Tabla 5**).

Tabla 5: Datos relevantes de la boya con referencias históricas. Adaptada de [6].

Referencia	Valor
Longitud	15,39º O
Latitud	28,05º N
Cadencia	60 min
Código	1414
Profundidad	30 m

La función de excedencia de Weibull que describe la probabilidad de que se produzca una altura significativa de ola es la que se encuentra en la **Ecuación 4**.

Ecuación 4: Distribución de excedencia de Weibull. Fuente: [6].

$$F_{H_s} = 1 - e^{-\left(\frac{H_s - \alpha}{\beta}\right)^\gamma}$$

Donde:

- H_s : Altura significativa de ola para una probabilidad en m .
- α : Parámetro de localización.
- β : Parámetro de escala.
- γ : Parámetro de forma.

Los parámetros característicos, para la localización de los aerogeneradores, de la distribución de Weibull anteriormente descritos en la **Ecuación 4**, se encuentran en la **Tabla 6**.

Tabla 6: Parámetros de la distribución de Weibull para la localización final del aerogenerador. Adaptado de [6].

Parámetro	Valor
α	2,02
β	0,48
γ	1,02

La norma DNVGL-ST-0437 [7] establece cuatro tipos de olas para evaluar, en función de los términos de probabilidad, altura de ola significativa para un periodo de uno y de cincuenta años, y altura máxima de ola para un periodo de uno y de cincuenta años.

Según [7], la altura significativa máxima para el periodo de un año se define según la **Ecuación 5**.

Ecuación 5: Distribución de frecuencias para la altura máxima significativa en el periodo de un año. Fuente: [7].

$$F_{H_{s,m\acute{a}x,1 \text{ a\~{n}o}}}(h) = (F_{H_s}(h))^{2920}$$

La altura significativa máxima se define, según [7], tal y como se expresa en la **Ecuación 6**.

Ecuación 6: Altura máxima en el periodo significativo en función de la frecuencia de distribución de Weibull. Fuente: [7]

$$H_{s,m\acute{a}x} = [F_{H_{s,m\acute{a}x,1 \text{ a\~{n}o}}}(h)]^{-1}$$

La **Ecuación 6** tiene en los ambos lados de la expresión la altura significativa. Despejando dicho valor en función de la frecuencia, se obtiene la **Ecuación 7**.

Ecuación 7: Altura significativa máxima para un periodo de retorno.

$$H_{s,máx} = \alpha + \beta^{\gamma} \cdot \sqrt{-\ln \left(1 - \left(\sqrt[2920]{F_{H_{s,máx}}} \right) \right)}$$

Para el periodo máximo significativo de la altura de ola de un año se toma un cuantil del 80%. Para el periodo de retorno máximo significativo de altura de ola a 50 años se toma un cuantil del 98%.

La altura máxima media de una ola para los periodos de uno y cincuenta años va en función de la altura significativa, para los mismos periodos (ver **Ecuación 8**).

Ecuación 8: Altura máxima en un periodo significativo máximo.

$$H_{máx,media} = \left(\sqrt{\frac{1}{2} \cdot \ln 2920} + \frac{0,2886}{\sqrt{2 \cdot \ln 2920}} \right) \cdot H_{s,máx}$$

Los datos de las alturas significativas y máximas se encuentran en la **Tabla 7**.

Para los periodos pico, el portal Puertos del Estado [6] ofrece una expresión que relaciona el periodo pico y las alturas significativas en función de los datos que se estén manejando (ver la **Ecuación 9**).

Ecuación 9: Expresión para calcular el periodo pico en función de las alturas significativas. Fuente: [6]

$$T_{P,s} = 6,26 \cdot H_s^{0,35}$$

Para los periodos máximo de alturas de olas, el periodo pico se obtiene con la **Ecuación 10**.

Ecuación 10: Expresión para el cálculo del periodo pico máximo en función de la altura de la ola máxima, según el periodo de retorno.

$$T_m = 11,1 \cdot \sqrt{\frac{H_{m\acute{a}x}}{g}}$$

Donde:

- g : Representa la aceleración de la gravedad. Se toma como $9,81 \text{ m/s}^2$

Los datos de los periodos pico máximos y significativos para cada uno de los periodos de retorno se encuentran en la **Tabla 7**.

Tabla 7: Tabla resumen con los datos de alturas y periodos significativos y máximos en el periodo de retorno de cincuenta años y un año.

Parámetro	Dato
$H_{s,m\acute{a}x,50}$	3,65 (m)
$H_{s,m\acute{a}x,1}$	3,48 (m)
$T_{P,s,50}$	9,85 (s)
$T_{P,s,1}$	9,69 (s)
$H_{m\acute{a}x,50}$	7,56 (m)
$H_{m\acute{a}x,1}$	7,19 (m)
$T_{P,m\acute{a}x,50}$	9,74 (s)
$T_{P,m\acute{a}x,1}$	9,50 (s)

La dirección predominante del oleaje en la ubicación de la boya NE, con un 72 % de probabilidad (ver la **Ilustración 11**)

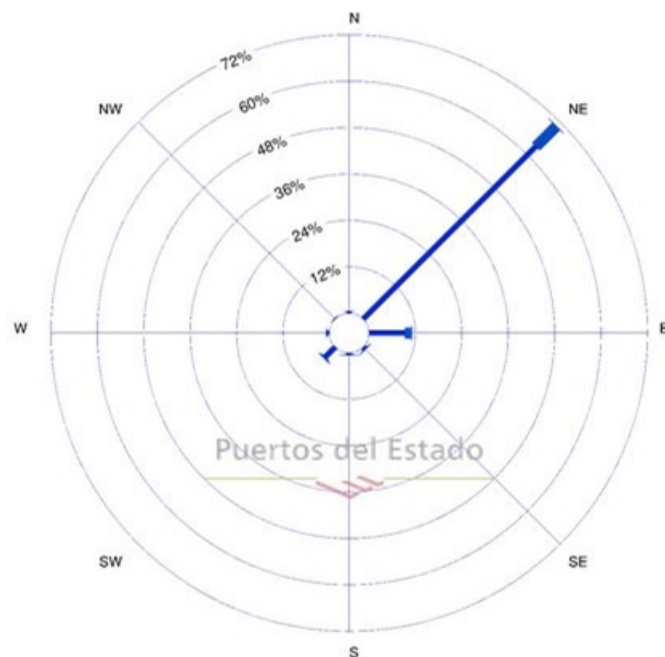


Ilustración 11: Dirección predominante del oleaje. Datos históricos entre 1958 y 220. Adaptada de [6].

6.2 Mareas

Para obtener los datos de las velocidades de las corrientes se acude al mismo portal que se empleó para adquirir los datos de las olas, la página web de Puertos del Estado [6].

La boya más cercana con datos históricos es la boya de Gran Canaria. Los datos más relevantes de la misma se encuentran resumidos en la **Tabla 4**. En la **Tabla 8** se encuentran los valores de las corrientes máximas por meses en la boya de Gran Canaria (ver la **Tabla 4**), entre el año 2002 y 2019.

Tabla 8: Valores de las corrientes máximas por meses y direcciones. Fuente [6].

Mes	Año	Corriente media (cm/s)	Dirección (grados)
Enero	2003	71,1	194
Febrero	2014	55,0	236
Marzo	2018	110,5	116
Abril	2013	58,5	199
Mayo	2014	84,3	303
Junio	2002	78,2	238
Julio	2019	110,2	347
Agosto	2013	96,0	230
Septiembre	2018	85,5	349/230
Octubre	2019	84,3	236
Noviembre	2014	73,8	227
Diciembre	2019	66,7	244

El valor máximo de corrientes registradas es de 110,2 cm/s. Para el presente proyecto se va a tomar dicho valor como referencia para evaluar las cargas producidas por las corrientes.

En la **Ilustración 12** se aprecia la rosa de mareas para la boya de estudio. La dirección predominante es SW. El valor máximo de la corriente ocurre en el mes de julio del año 2019 y ocurrió en la dirección 347° (dirección NNO). Dicho valor no se correlaciona con la dirección predominante del conjunto (SO).

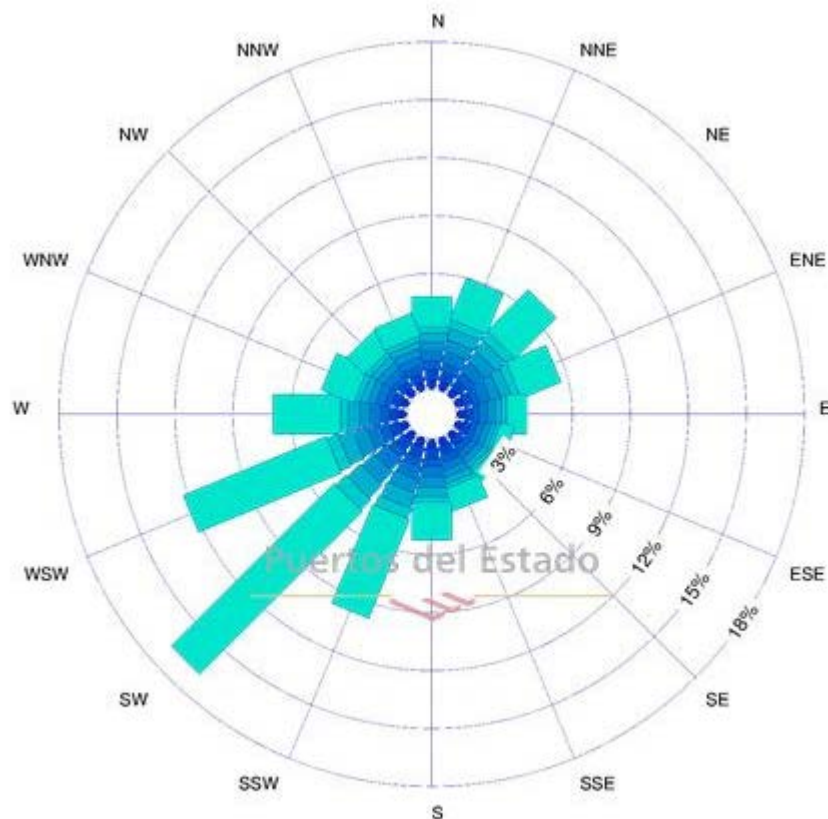


Ilustración 12: Rosa de las mareas en la boya de Gran Canaria. Adaptada de [6].

7. Datos geotécnicos

Obtener los datos geotécnicos de la localización final, detallados, de calidad y de fuentes fiables, no ha sido posible. Este tipo de datos son de alto valor técnico-económico, debido a que las exploraciones y toma de medidas o datos requieren de una alta inversión económica.

Para obtener una aproximación de la tipología de terreno, y así lograr los datos necesarios, se recurre al portal GRAFCAN [3]. En la **Ilustración 13** se puede apreciar que la morfología del terreno

en la ubicación seleccionada es sedimento fino. Por lo tanto, se va a suponer un terreno formado principalmente por arenas.

Los datos más destacables y que posteriormente se van a emplear para el cálculo y comprobación de la subestructura se encuentran en la **Tabla 9**.

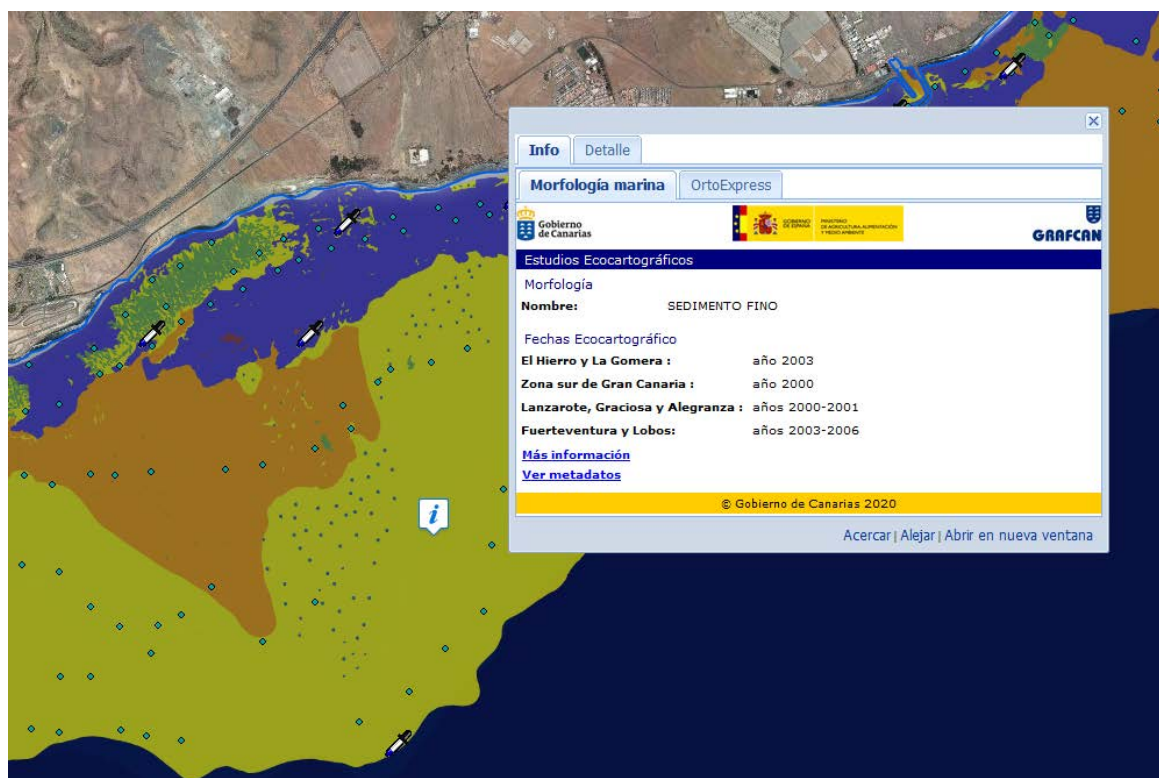


Ilustración 13: Tipología de terreno para la ubicación final. Adaptada de: [3].

Tabla 9: Tabla resumen con las propiedades principales del terreno.

Variable	Dato
Densidad	1,7 TM/m ³
Ángulo de rozamiento interno	25°
Módulo de Poisson	0,3
Módulo de rigidez	45 MPa

8. Bibliografía

1. **Consejería de Educación, Universidades, Cultura y Deportes.** Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos. *Gobierno de Canarias*. [En línea] 13 de Octubre de 2015.

https://www3.gobiernodecanarias.org/medusa/wiki/index.php?title=Red_Canaria_de_Espacios_Naturales_Protegidos.

2. **Gobierno de España.** *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.* RD 1028/2007, 1 de Agosto de 2007.

3. **Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial.** Visor GRAFCAN. *GRAFCAN*. [En línea] Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial. [Citado el: 4 de Abril de 2020.] <https://visor.grafcan.es/visorweb/>.

4. **Repositorio de Datos Marinos Integrados de Canarias.** Atlas de batimetría. *REDMIC*. [En línea] Repositorio de Datos Marinos Integrados de Canarias. [Citado el: 15 de Abril de 2020.] <https://redmic.es/atlas>.

5. **Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.** *MANUALES DE ENERGÍAS RENOVABLES 3 Energía eólica*. Madrid : Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006.

6. **Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana.** Oceanografía. *Puertos del Estado*. [En línea] [Citado el: 26 de Abril de 2020.] <http://www.puertos.es/es-es/oceanografia/Paginas/portus.aspx>.

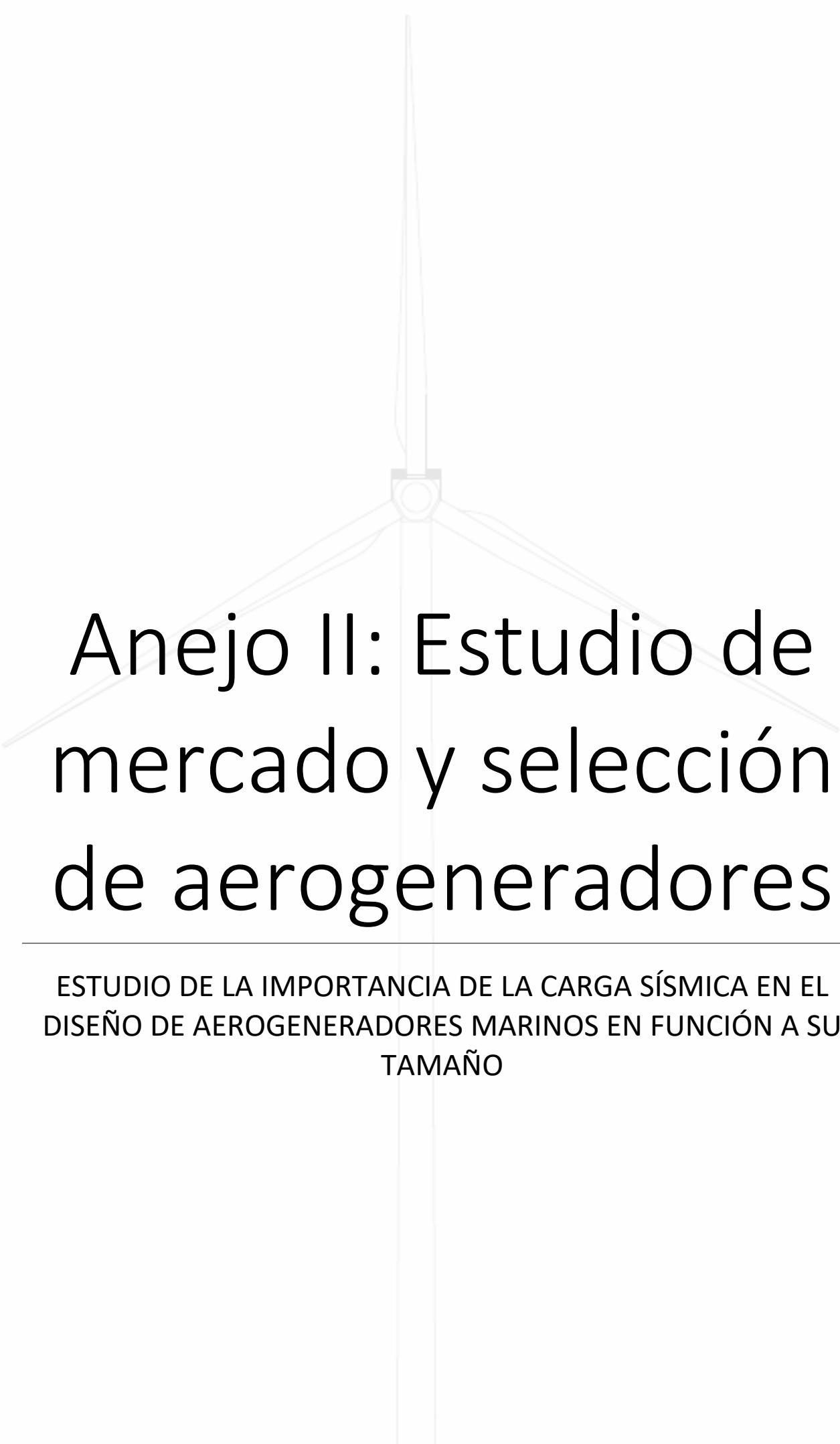
7. **Det Norske Veritas.** *Loads and site conditions for wind turbines*. s.l. : DNV·GL, 2016. DNVGL-ST-0437.

8. **Ministerio para la Transición Ecológica.** Espacios Naturales Protegidos. *Ministerio para la Transición Ecológica*. [En línea] Julio de 2019. <https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/ENP.aspx>.

9. **Repositorio de Datos Marinos Integrados de Canarias.** Repositorio de Datos Marinos Integrados de Canarias. *REDMIC*. [En línea] Febrero de 2019. <https://redmic.es/atlas>.

10. **Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.** Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos. *IDAE*. [En línea] Abril de 2009. https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_ISA-Anexo_III_Cartografia_20110630_475a6139.pdf.

11. **Meteosim Truewind.** Mapa que muestra, por colores, la velocidad media anual del viento a 80 metros de altura en cada una de las islas. *Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.* [En línea] 2009.



Anejo II: Estudio de mercado y selección de aerogeneradores

ESTUDIO DE LA IMPORTANCIA DE LA CARGA SÍSMICA EN EL
DISEÑO DE AEROGENERADORES MARINOS EN FUNCIÓN A SU
TAMAÑO

Índice de contenido

1. Objeto.....	1
2. Estudio de mercado	1
2.1 Mercado mundial.....	1
2.1.1 Conclusiones del estudio de mercado global.....	2
2.2 Mercado europeo	3
2.2.1 Conclusiones del estudio de mercado europeo.....	4
3. Elección de los aerogeneradores de estudio	5
3.1 Introducción	5
3.2 Criterios de selección	7
3.3 Aerogeneradores seleccionados	8
4. Potencia generada y curva de potencia de los aerogeneradores.....	9
4.1 Curvas de potencia de los aerogeneradores seleccionados	9
4.2 Cálculo de la potencia generada	10
5. Bibliografía	14

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Curvas de potencia para los aerogeneradores seleccionados.....	10
--	----

Índice de tablas

Tabla 1: Tabla resumen de los aerogeneradores escogidos.....	8
Tabla 2: Valores de potencia media, factor de potencia y horas equivalentes de cada uno de los aerogeneradores.....	14

Índice de gráficas

Gráfica 1: Potencia instalada por mar u océano.....	3
Gráfica 2: Número de aerogeneradores conectados a la red según el tipo de cimentación empleado en la Unión Europea hasta 2019.	4
Gráfica 3: Turbinas instaladas y conectadas a la red en Europa en 2019.....	5
Gráfica 4: Aerogeneradores offshore actualmente disponibles.....	6
Gráfica 5: Prototipos de aerogeneradores offshore.....	7

Índice de ecuaciones

Ecuación 1: Estimación de la masa de la góndola.....	9
Ecuación 2: Potencia media generada por un aerogenerador.	11
Ecuación 3: Función de densidad de probabilidad de la velocidad del viento.	11
Ecuación 4: Potencia media valorada en Matlab.....	12
Ecuación 5: Factor de capacidad.....	13
Ecuación 6: Número de horas equivalentes.	13

1. Objeto

En este anexo se presenta un estudio de mercado, tanto de ámbito global como de ámbito europeo, con el fin de analizar las tendencias actuales en términos de potencia y dimensiones en la implantación de aerogeneradores comerciales, así como del diseño y desarrollo de nuevos prototipos.

2. Estudio de mercado

2.1 Mercado mundial

Actualmente la generación de electricidad por parte de la eólica marina ha emergido como una de las tecnologías más dinámicas para el sistema energético, suponiendo un 0,3% del suministro eléctrico a nivel mundial. Además, es un mercado en auge, creciendo un 30% por año y siendo la tecnología renovable que más ha crecido detrás de la solar fotovoltaica [1].

En 2018 más del 80 % de la instalación global de generación offshore estuvo localizada en Europa [2]. A pesar de ello, el mercado en Asia está en auge. El gobierno chino ha adoptado recientemente políticas para introducir aerogeneradores offshore, como fuente de generación eléctrica en zonas que se encuentran cercanas a la costa y aisladas eléctricamente. Con la instalación de 1,6 GW, China ha sido el país con más capacidad instalada en 2019 [1]. Otros países asiáticos están introduciendo políticas para instalar parques eólicos marinos, como son la India, Japón o Corea, siendo este último el mercado más grande para las previsiones de la energía eólica marina fuera de la Unión Europea, China y Estados Unidos, alcanzando 25 GW de capacidad instalada prevista para 2040 [1].

Las empresas chinas representan una parte cada vez mayor en el mercado global. Dos empresas estatales chinas se encuentran entre los diez principales desarrolladores de la industria, con alrededor del 7% de participación de mercado, en términos de propiedad. A pesar de ello, Europa representa la localización principal para aquellas empresas que se dedican a fabricar y testear aerogeneradores marinos.

El diseño de los aerogeneradores marinos ha crecido en tamaño, tanto en altura como en área de barrido y, por ende, en generación de potencia. Cabe mencionar que, en el año 2010, la altura máxima de los aerogeneradores comerciales era de 100 m. Seis años después, en 2016, la altura se encontraba sobre los 200 m. De un mismo modo y en el mismo intervalo de tiempo, el área de

barrido ha aumentado en un 230 % [1]. La media del tamaño de los aerogeneradores en los parques eólicos marinos ha aumentado de 0,3 GW en 2010 hasta los 0,55 GW en 2018 a nivel global.

Actualmente, las industrias se encuentran desarrollando aerogeneradores de entre 15 y 20 MW de potencia. Las previsiones para comercializar dichos aerogeneradores se encuentran sobre el año 2030.

El tipo de cimentaciones también ha evolucionado a lo largo de los años. El uso de bases de monopilotas ha sido el estándar de la industria eólica marina, para la mayoría de los proyectos instalados en profundidades de agua de menos de 50 m. Los proyectos ubicados en profundidades ligeramente mayores también desarrollan formas de usar bases monopilotadas, en lugar de tener que adoptar cimentaciones de mayor costo o flotantes. A esto se le debe sumar que la tendencia actual es instalar los aerogeneradores lo más lejos posible de la costa, lo que implica una mayor profundidad, dado que la batimetría aumenta. Entre los aspectos que justifican la necesidad de alejar los aerogeneradores de la costa se encuentran la búsqueda de un mayor aprovechamiento eólico, así como la reducción del impacto sobre la flora y fauna marina o el impacto paisajístico.

2.1.1 Conclusiones del estudio de mercado global

La previsión de crecimiento durante las dos siguientes décadas es de un 13% por año [1], viéndose aumentado si los costes de producción y mantenimiento siguen en descenso, haciendo que los mercados sean más competitivos.

La previsión de la capacidad marina aumentaría 15 veces para 2040, representando entre un 3% y un 5% del suministro de la demanda eléctrica [1].

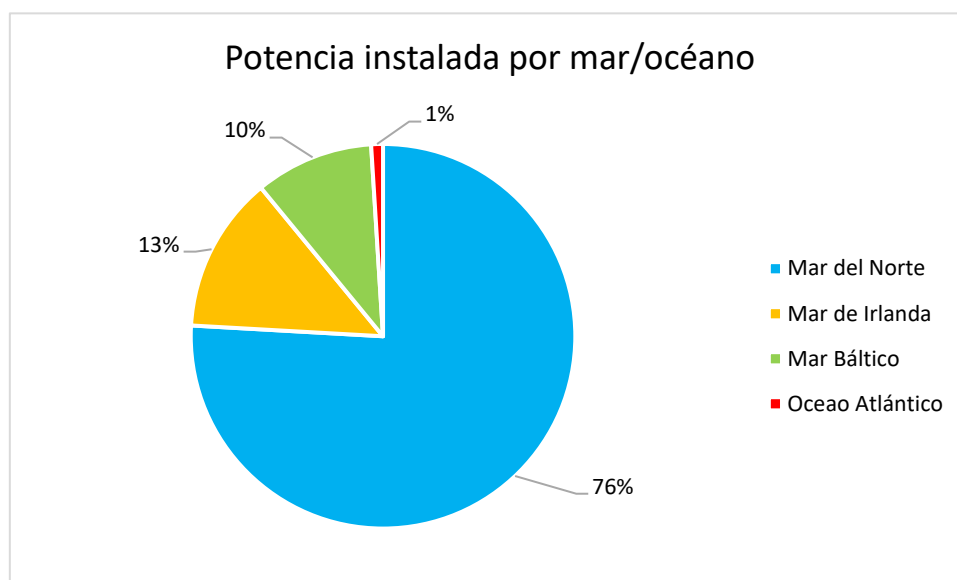
Para 2040 China y Europa liderarán el mercado de la tecnología offshore con un 70% de la capacidad instalada del mundo. Mientras, E.E.U.U., Corea, Japón e India engloban un cuarto del resto del mercado. Siendo Europa y Corea las regiones que más medidas piensan tomar en cuanto a la instalación de parques eólicos marinos.

Los avances de la tecnología eólica marina están ayudando a mejorar el rendimiento. El tamaño de las turbinas ha aumentado y la mayoría de los proyectos actuales en construcción en Europa implican la instalación de modelos de 8-10 MW [2]. Los factores de capacidad se espera que alcancen el 60% en Europa para 2040 [1], como consecuencia de los recursos de alta calidad y el desarrollo tecnológico. Esto se debe a que los parques eólicos se están alejando de la costa, donde la velocidad del viento tiende a ser mayor. La distancia máxima a la costa está alcanzando los 90 km en los últimos años [3].

2.2 Mercado europeo

Europa en el año 2019 ha instalado 3,6 GW de potencia neta, que corresponden con un total de 502 aerogeneradores conectados en 10 parques eólicos. Con esto, Europa alcanza un total de 22 GW de potencia instalada, elevando la cifra a 5.047 aerogeneradores [2].

La mayor parte de los países que disponen de una alta capacidad instalada se encuentran en el Mar del Norte. Los motivos principales son la poca profundidad, permitiendo cimentaciones más económicas, y el aprovechamiento eólico, es decir, vientos con mayores velocidades y durante un periodo de tiempo más amplio, lo que les confieren un factor de capacidad elevado. Puntos secundarios son el menor impacto visual y el casi ilimitado espacio. La potencia instalada en el Mar del Norte supone el 76 % del total, seguido por el mar de Irlanda y el Báltico. Todos los datos se encuentran en la **Gráfica 1**.



Gráfica 1: Potencia instalada por mar u océano. Fuente: [2].

La Unión Europea representará casi el 40% del mercado global para 2040, aumentando la capacidad instalada hasta casi 130 GW. Esto ofrece un rol importante a los países europeos, ya que la instalación de nuevos proyectos eólicos marinos supera con creces el crecimiento general de la demanda de electricidad hasta 2040 [1].

Junto con las otras energías renovables y la energía nuclear, la energía eólica marina eleva la participación baja en carbono para la generación eléctrica por encima del 90% en la Unión Europea, para el año 2040. La energía eólica marina representará una quinta parte del suministro de

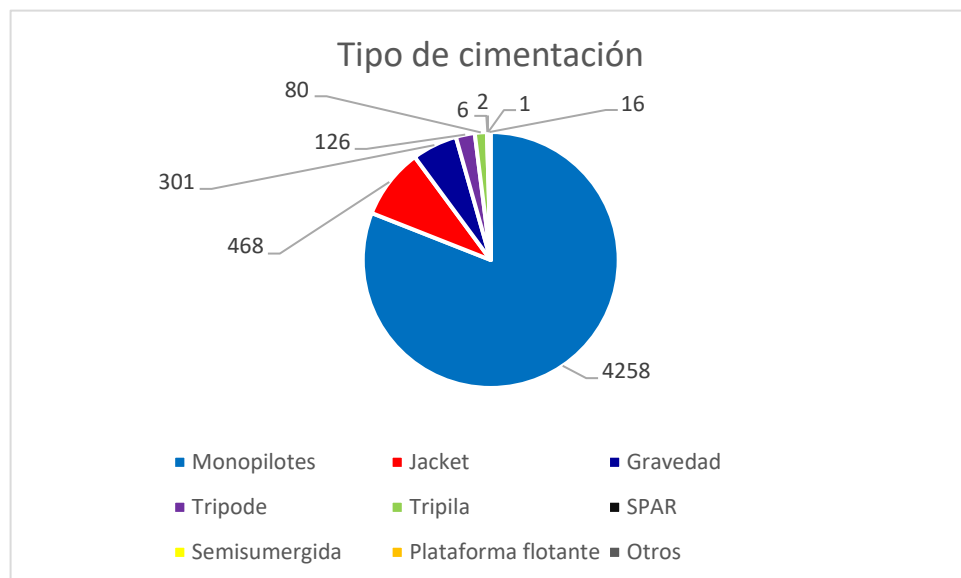
electricidad en 2040 y rivaliza directamente con los aerogeneradores onshore como la mayor fuente de electricidad limpia en la Unión Europea [1].

2.2.1 Conclusiones del estudio de mercado europeo

Europa presenta un futuro ambicioso en las instalaciones de parques eólicos marinos. Como media, la capacidad de generación ha aumentado un 16% por año desde 2014 [2], y tiene una perspectiva mayor de crecimiento. Los parques eólicos siguen en aumento, tanto en número como en potencia media instalada, doblando en la última década desde los 313 MW en 2010, a los 621 MW en 2019

Este aumento de capacidad instalada se ve alentado por el aumento de la potencia de las turbinas, siendo la potencia nominal promedio instalada en Europa el año 2019 de 7,8 MW [2]. La mayor parte de los nuevos parques eólicos instalados y previstos para su instalación son en el Mar del Norte, con una distancia promedio desde la costa de 59 km y una media de 33 m de profundidades de anclaje [1].

Tal y como se puede apreciar en la **Gráfica 2**, el tipo de cimentación al lecho marino más popular sigue siendo el monopilote, representando más de un 80% del total de aerogeneradores conectados a la red.



Gráfica 2: Número de aerogeneradores conectados a la red según el tipo de cimentación empleado en la Unión Europea hasta 2019. Fuente: [2].

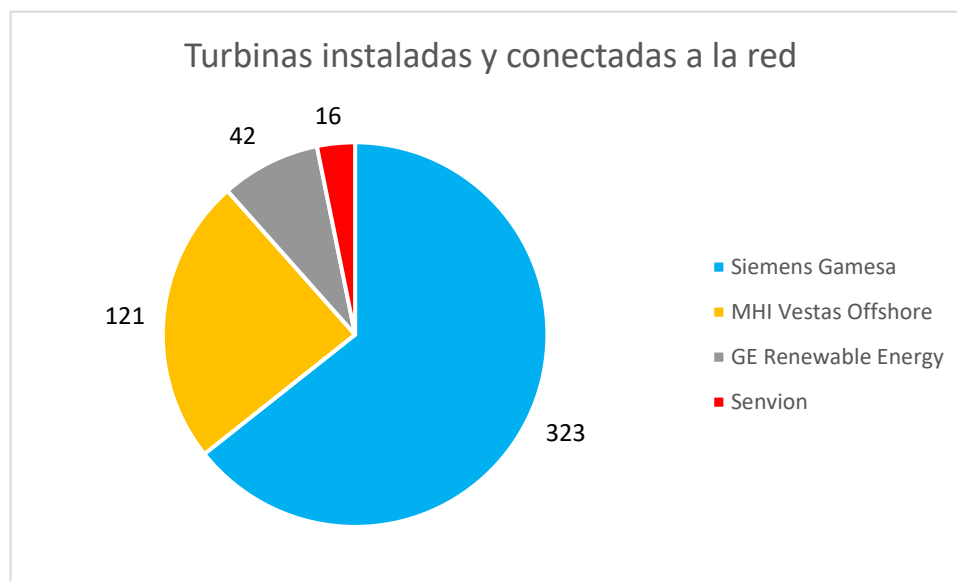
3. Elección de los aerogeneradores de estudio

3.1 Introducción

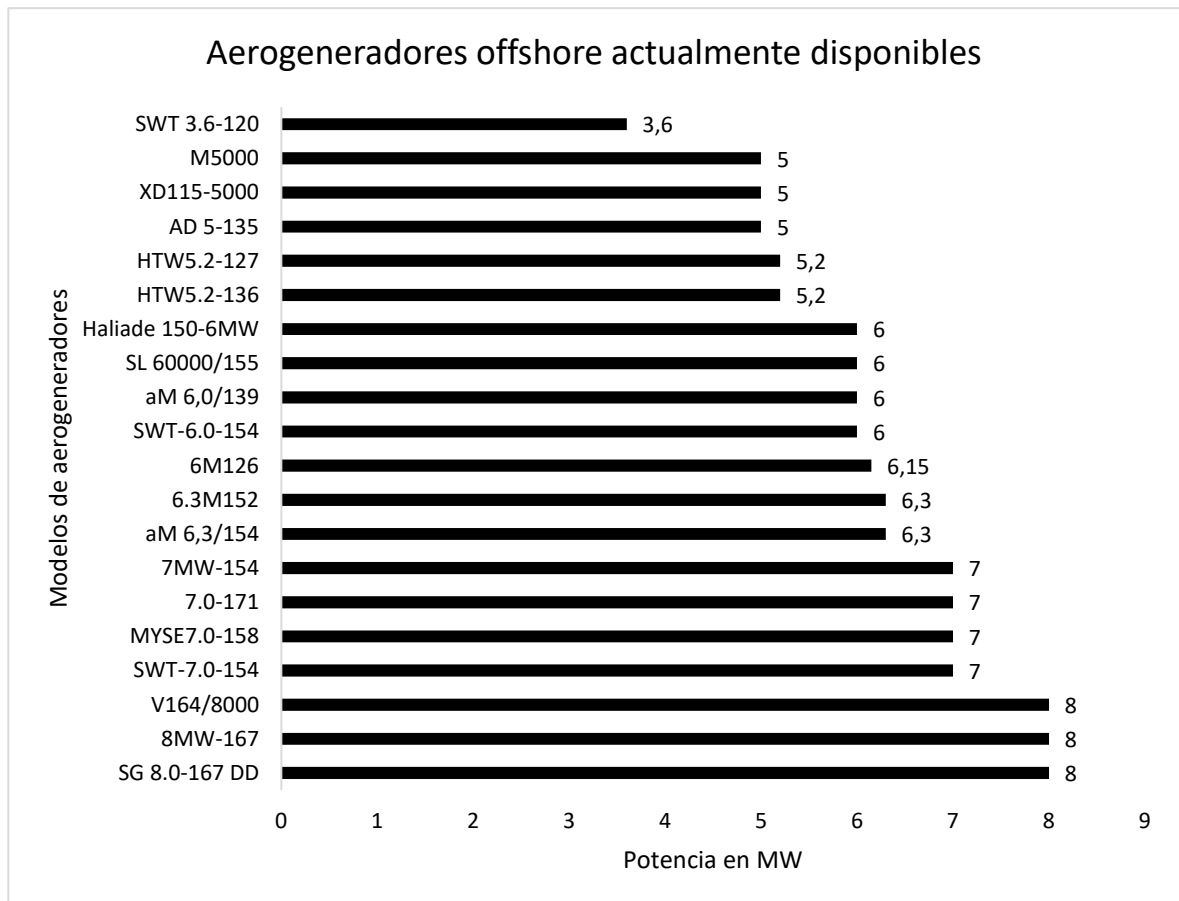
Para el presente proyecto se ha acotado la búsqueda de aerogeneradores comerciales, en fase de construcción y de referencia, siendo estos últimos aquellos que se emplean para realizar y validar programas de cálculo. El mínimo valor de potencia neta generada que se desea es de 3,5 MW.

La selección de los aerogeneradores se realiza en la base de datos *wind-turbine-models* [4]. En este portal de energía eólica se obtienen también los datos geométricos y las curvas de potencia.

Del estudio de mercado se ha obtenido que las principales empresas que desarrollan aerogeneradores marinos son europeas. Como se puede apreciar en la **Gráfica 3**, la empresa que más aerogeneradores ha instalados en los distintos parques existentes en Europa ha sido Siemens Gamesa, con un total de 323 turbinas.



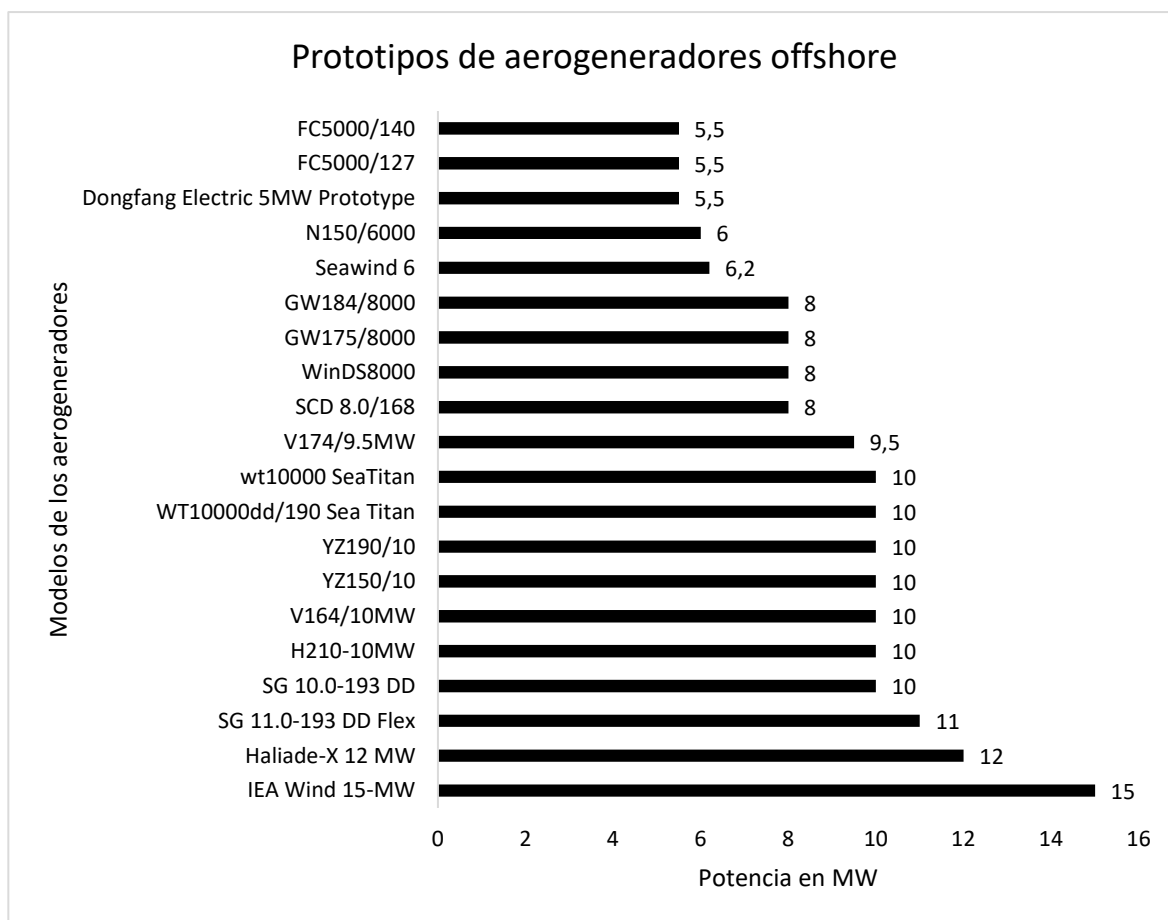
Gráfica 3: Turbinas instaladas y conectadas a la red en Europa en 2019. Fuente: [2].



Gráfica 4: Aerogeneradores offshore actualmente disponibles. Fuente: [4].

Un estudio preliminar de los aerogeneradores comerciales se muestra como resumen en la **Gráfica 4**. Las empresas europeas disponen de los aerogeneradores más potentes y un mayor número de ellos, en cambio, las empresas asiáticas dispone de un menor número de aerogeneradores comerciales. Las empresas europeas disponen de un abanico más amplio, en cuanto a potencia se refiere.

En cambio, en los prototipos, es el mercado asiático quien dispone de un mayor número de aerogeneradores en desarrollo en comparación con Europa. A pesar de ello, Europa dispone de una mayor potencia promedio, 9,1 MW frente a los 7,55 MW del mercado asiático. A modo de resumen, en la **Gráfica 5** se muestran los prototipos de aerogeneradores seleccionados para el estudio del presente proyecto.



Gráfica 5: Prototipos de aerogeneradores offshore. Fuente: [4].

3.2 Criterios de selección

De los aerogeneradores mostrados en la **Gráfica 4** y en la **Gráfica 5** se van a seleccionar cinco, de tal manera que se cubra todo el abanico de potencias que hay disponible en la actualidad. La elección se realiza de manera independiente al estado del aerogenerador, sin tener en cuenta si son prototipos o comerciales. Los factores y criterios que se van a tener en cuenta para escoger los aerogeneradores comerciales y en vías de desarrollo se detallan a continuación:

- Se van a escoger cuatro aerogeneradores con potencias distintas, ya que las dimensiones y masas dependen de la potencia neta desarrollada.
- Se descartarán aquellos de los que no se encuentre suficiente información de su geometría, masas y/o rango de velocidades del viento de generación.

3.3 Aerogeneradores seleccionados

Los aerogeneradores seleccionados son cuatro, de 5, 8, 10 y 15 MW de potencia respectivamente. De los cuales, dos de ellos son comerciales (5 y 8 MW), uno se encuentra en vías de desarrollo (10 MW) y el último de referencia (15 MW). Los datos más característicos de cada uno de ellos se muestran en la **Tabla 1**.

Teniendo en cuenta los criterios anteriormente descritos, en la **Tabla 1** se muestran las principales características de los aerogeneradores seleccionados.

Existen datos que los fabricantes no ofrecen y, por lo tanto, se han supuesto. Dichos datos condicionados se identifican con un asterisco (ver **Tabla 1**).

Principalmente, los valores que se han supuesto han sido las masas (masa total de la cabeza, torre y de la góndola) y el espesor de la torre. Estos valores han sido asimilados a aerogeneradores de características similares, tanto geométricas como de potencia.

Tabla 1: Tabla resumen de los aerogeneradores escogidos.

Modelo	Multibrid M5000	Vestas V164-8,0	Swiss Electric YZ150/10,0	IEA Wind 15-MW
Continent fabricante	Europa	Europa	Asia	América
Tipología	Comercial	Comercial	En desarrollo	De referencia
Potencia (MW)	5	8	10	15
Diámetro del rotor (m)	116	164	150	240
Número de palas	3	3	3	3
Área de barrido (m ²)	10.568	21.124	17.671	45.238
Altura de la góndola (m)	102	105	120	150
Velocidad de viento (m/s)	3,5	4	3	3
Velocidad nominal del viento (m/s)	12	13	13	10,88
Velocidad de corte del viento (m/s)	25	25	25	25
Velocidad de giro del rotor (rpm)	14,8	12,1	12	7,56
Peso total cabeza (t)	309,5	500	643,4*	787,73
Peso torre (t)	825	863,3*	631,3*	859,8
Peso total (t)	1135	1363,3*	1274,7*	1647,53
Diámetro inferior de la torre	6*	6,5/8	8,3*	10
Diámetro superior de la torre	4*	5*	4,7*	6,5

Los datos que se han supuesto de aerogeneradores con características similares o se han obtenido de fórmulas, se identifican con un asterisco en la **Tabla 1**.

En aquellos casos en los que los fabricantes no proporcionan los datos relativos a la masa de la góndola, sus valores se han obtenido a partir de la **Ecuación 1**. Dicha ecuación proviene de la tendencia que siguen los aerogeneradores, y es específica para turbinas que se encuentran sobre los 80 metros, ya que, entre más grandes son los aerogeneradores, menos comunes y mayor es su desviación de la línea de tendencia. Los fabricantes están continuamente variando de tipología y materiales en el diseño de los aerogeneradores, intentando reducir costes de fabricación y peso.

Ecuación 1: Estimación de la masa de la góndola. Fuente: [5].

$$M(t) = 0.0003 \cdot D^{3,8212}$$

Donde:

- M : Valor de la masa calculada, en t .
- D : Área de barrido, en m^2 .

Los datos referentes a las distintas torres se han supuestos de otros aerogeneradores con características similares. Debido a que la torre influye en parámetros como la frecuencia natural o la resistencia, los fabricantes adaptan los espesores de las torres en función de los requerimientos técnicos de cada proyecto.

4. Potencia generada y curva de potencia de los aerogeneradores

Otro de los factores a comparar es la potencia generada por cada uno de los aerogeneradores. Con ello se obtiene a su vez el factor de capacidad. Dicho factor es un dato que predice el aprovechamiento eólico, con la finalidad de evaluar la localización en función de la potencia del aerogenerador.

4.1 Curvas de potencia de los aerogeneradores seleccionados

En primer lugar, es necesario conocer la curva de potencia de cada uno de los aerogeneradores en función de las velocidades del viento. Estos valores son dados por el fabricante. Actualmente, los

aerogeneradores cuentan con sistemas electrónicos capaces de controlar el giro de las palas para mantener constante la generación de electricidad, así no se producen picos o valles en la tensión y frecuencia, de tal manera que no genere desequilibrios en la red.

En la **Ilustración 1** se encuentran cada una de las curvas de potencia para los aerogeneradores de 5MW, 8MW, 10MW y 15MW respectivamente.

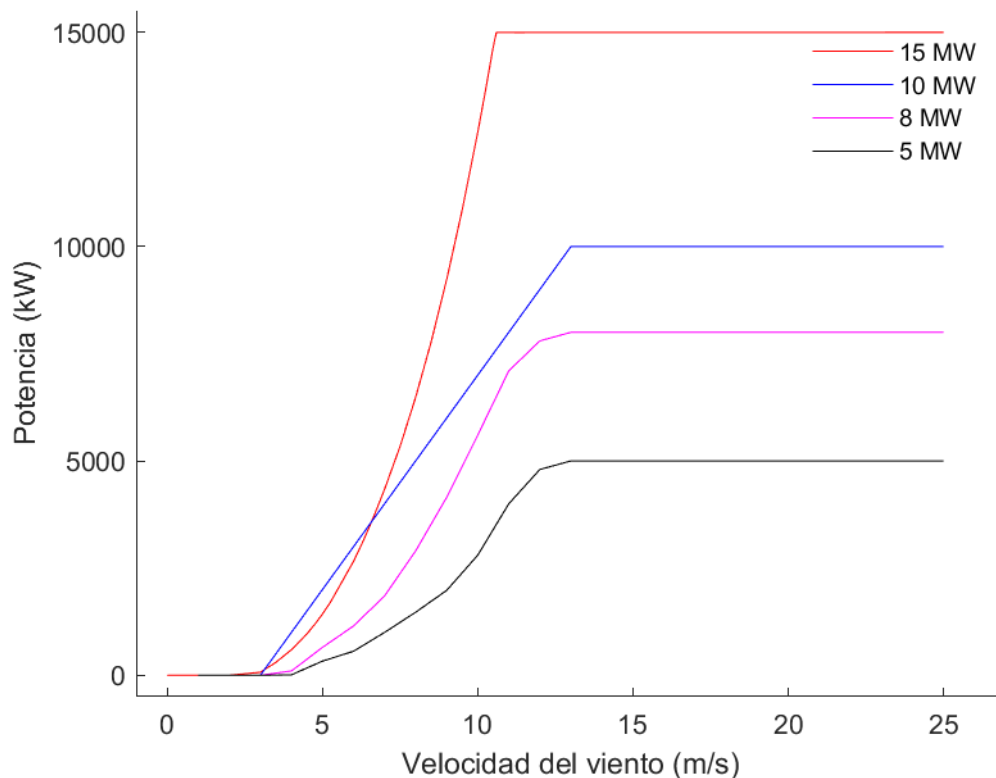


Ilustración 1: Curvas de potencia para los aerogeneradores seleccionados.

Para obtener las gráficas se han generado cada una de las curvas de potencia con los datos obtenidos de los fabricantes, mediante el software Matlab.

4.2 Cálculo de la potencia generada

El cálculo de la potencia media generada por el aerogenerador a lo largo de un año es un indicativo que sirve para cuantificar la potencia media generada, el riesgo de la inversión o la selección entre distintos aerogeneradores para un mismo emplazamiento.

Los valores de potencia dependen de otros factores, como son la temperatura y densidad del aire, el control de giro de las palas del aerogenerador, el giro de la torre, entre otros.

De la **Ecuación 2** se obtiene la potencia media del aerogenerador. Dicha potencia depende del propio aerogenerador, del viento y de la distribución media del mismo, por lo tanto es función directa de la localización.

Ecuación 2: Potencia media generada por un aerogenerador. Adaptada de: [6].

$$P_m = \int_0^{\infty} f(v) \cdot P(v) \cdot dv$$

Donde:

- $f(v)$: Expresión estadística que describe las medias de las velocidades y sus frecuencias.
- $P(v)$: Potencia del aerogenerador evaluada en cada punto de dato de viento.

La expresión estadística que describe la media de las velocidades y sus frecuencias se realiza mediante la distribución de Weibull. En la **Ecuación 3** se encuentra la función de densidad de probabilidad de la velocidad del viento.

Ecuación 3: Función de densidad de probabilidad de la velocidad del viento. Adaptada de: [6].

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Donde:

- k : Parámetro de forma de la distribución de Weibull. Es un dato que se obtiene de la localización (ver **Anejo I: Estudio de localización**). El valor es de 1,874.
- c : Parámetro de escala de la distribución de Weibull. Es un dato que se obtiene de la localización (ver **Anejo I: Estudio de localización**). El valor es de 1,06.
- v : Velocidad del viento en m/s .

El cálculo de la potencia media para los distintos aerogeneradores se realiza con un “script” a través del software Matlab.

En la **Ecuación 4** se tiene en cuenta la variación de generación de potencia que hay entre la velocidad inicial, nominal y de corte del viento. Se realizan dos sumandos, discretizando la curva de potencia de los aerogeneradores (ver la **Ilustración 1**).

Ecuación 4: Potencia media valorada en Matlab.

$$P_m = \int_{v_0}^{v_{nominal}} P(v) \cdot f(v) \cdot dv + P_N \cdot \int_{v_{nominal}}^{v_{corte}} f(v) \cdot dv$$

Donde:

- v_0 : Velocidad del viento (en m/s) a la que el aerogenerador empieza a generar energía eléctrica. Dato facilitado por los fabricantes.
- $v_{nominal}$: Velocidad del viento (en m/s) a la que el aerogenerador produce la potencia nominal. Dato obtenido por los fabricantes.
- v_{corte} : Velocidad máxima del viento (en m/s) que produce la parada del aerogenerador. Dato obtenido por los fabricantes.
- P_N : Potencia nominal del aerogenerador en W .

Los datos que se tienen de velocidades son puntos, por lo tanto, dichos puntos se aproximan a un polinomio para que se pueda resolver la **Ecuación 4**.

La primera integral representa la potencia generada en el intervalo de velocidad mínima y nominal de generación. La potencia generada se ajusta mediante el comando en Matlab "*polyfit*", con un polinomio de tercer grado.

El segundo sumando de la integral representa la parte horizontal de la curva de potencia de cada aerogenerador, por lo tanto, la potencia generada es de 5, 8, 10 y 15 MW respectivamente. La función de distribución de Weibull sí que es dependiente de la velocidad del viento, por lo tanto, los límites de integración son distintos, en este caso desde la velocidad nominal de generación hasta la velocidad de corte (velocidad máxima del viento de generación).

Los datos de potencias no son comparables entre distintos aerogeneradores de distintas potencias, como es el caso de estudio. Se puede dar el caso que, para una misma localización, un aerogenerador de menor potencia nominal suministre una mayor cantidad potencia a la red en un periodo de tiempo, que uno de prestaciones superiores en cuanto a potencia nominal. Existen expresiones que ofrecen valores que permiten comparar aerogeneradores en un mismo

emplazamiento. En la **Ecuación 5** se representa el factor de capacidad. Relaciona la potencia generada en un intervalo de tiempo con la máxima generación posible.

Ecuación 5: Factor de capacidad.

$$FC = \frac{P_m}{P_N}$$

Donde:

- P_m : Valor de la potencia media durante un intervalo de tiempo en *MW*.
- P_N : Potencia nominal del aerogenerador en *MW*.

En la **Ecuación 6** se representa la expresión para el cálculo del número de horas equivalentes. Este valor es un indicativo del rendimiento de un parque eólico. Simboliza el número de horas que debería funcionar el aerogenerador a potencia nominal para generar la misma energía que en término medio se produciría. El valor comparativo se realiza comúnmente a un año, por lo tanto, el valor de horas es anual (8760 horas por año).

Ecuación 6: Número de horas equivalentes.

$$HE = \frac{P_m \cdot h_{año}}{P_N}$$

Donde:

- $h_{año}$: Total de horas en un año, 8760 horas.

Los resultados obtenidos para cada uno de los tres aerogeneradores de estudio se encuentra en la **Tabla 2**.

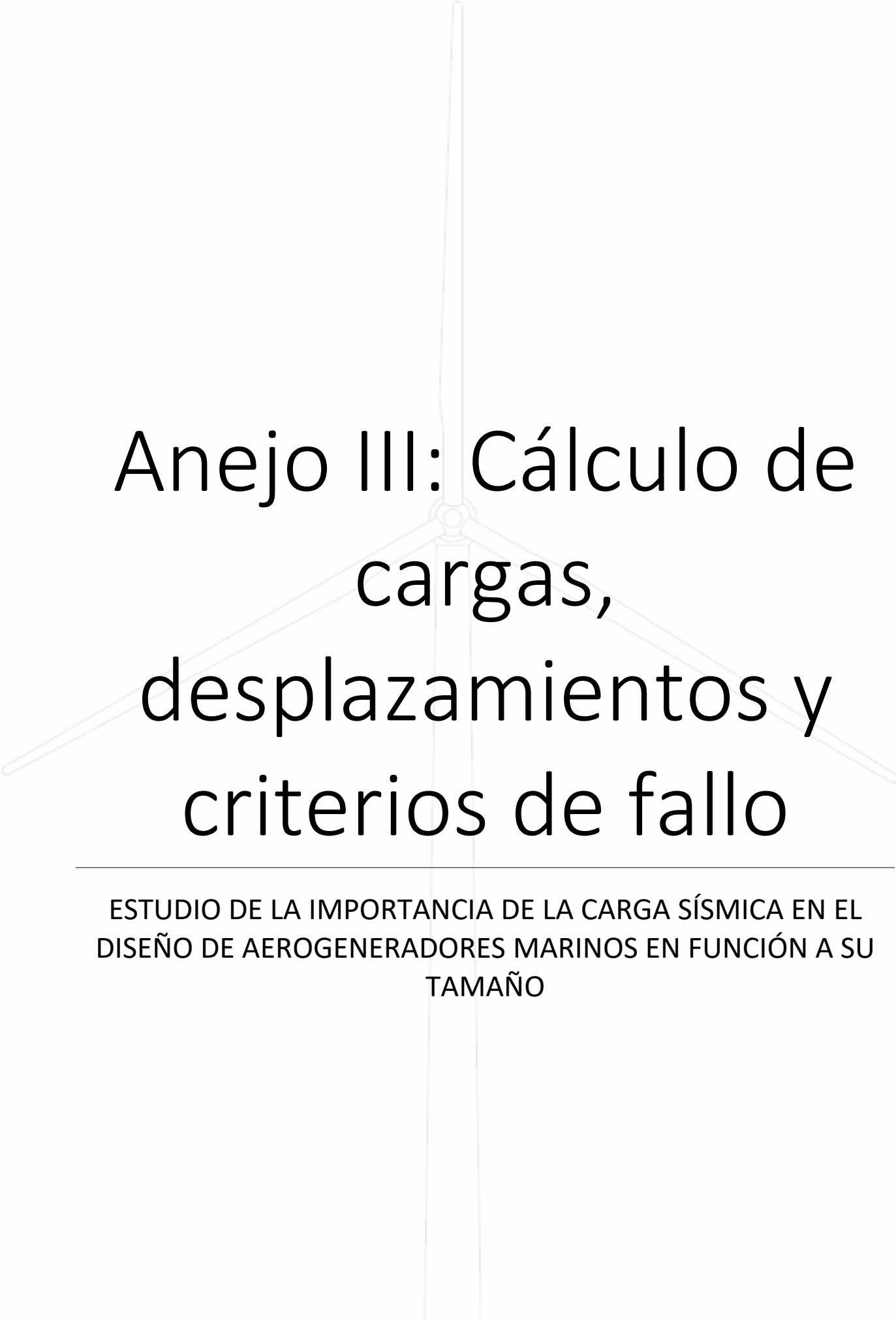
Tabla 2: Valores de potencia media, factor de potencia y horas equivalentes de cada uno de los aerogeneradores.

	Potencia nominal (MW)	P_m (kW)	FC	HE (horas)
IEA Wind 15-MW	15	8073	0,538	4714,6
Swiss Electric YZ150/10,0	10	5962,2	0,596	5222,9
Vestas V150-8.0	8	4394,6	0,550	4817,6
Multibrid M5000	5	2740,7	0,548	4801,7

Para la localización de los aerogeneradores, sobre el papel, el que más aprovechamiento tendría de los seleccionados es el de 10 MW, seguido del de 8, 5 y 15 MW. Esta decisión se adopta en función del factor de capacidad, pudiendo comparar aerogeneradores de distintas potencias para una misma ubicación.

5. Bibliografía

1. **International Energy Agency (IEA).** *Offshore Wind Outlook 2019*. París : IEA, 2019.
2. **Ramírez, Lizet, Fraile, Daniel y Brindley, Guy.** *Offshore Wind in Europe. Key trends and statistics 2019*. s.l. : WindEurope, 2020.
3. **INTERNATIONAL STANDARD (IEC).** *Wind turbines – Part 1: Design requirements IEC 61400-1*. Génova : International Electrotechnical Commission, 2005.
4. **Bauer, Lucas y Matysik, Silvio .** El gran portal de la energía eólica. *wind-turbine-models*. [En línea] 2011-2020. <https://es.wind-turbine-models.com/>.
5. **Wind Energy - The Facts.** Rotor and Nacelle Mass. *Wind Energy - The Facts*. [En línea] <https://www.wind-energy-the-facts.org/rotor-and-nacelle-mass.html>.
6. **Asociación danesa de la industria eólica.** Guía del programa de cálculo de la potencia de un aerogenerador. *Wind Denmark*. [En línea] 7 de mayo de 2003. <http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wres/guidep.htm#anchor1015184>.
7. **ThoughtCo.** Ring of Fire. *ThoughtCo*. [En línea] 22 de Diciembre de 2018. https://es.wikipedia.org/wiki/Cintur%C3%B3n_de_Fuego_del_Pac%C3%ADfico.



Anejo III: Cálculo de cargas, desplazamientos y criterios de fallo

ESTUDIO DE LA IMPORTANCIA DE LA CARGA SÍSMICA EN EL
DISEÑO DE AEROGENERADORES MARINOS EN FUNCIÓN A SU
TAMAÑO

Índice de contenido

1.	Objeto.....	1
2.	Cargas.....	1
2.1	Introducción	1
2.2	Predimensionado	1
2.2.1	Diámetro del monopilote.....	1
2.2.2	Espesor del monopilote	2
2.2.3	Longitud enterrada del monopilote.....	2
2.2.4	Altura del monopilote sobre la línea de barro.....	4
2.2.5	Material del monopilote	4
2.3	Escenarios de viento	6
2.3.1	Fuerza producida por el viento	6
2.3.2	Coeficiente de empuje	6
2.3.3	Escenario de viento U-1	7
2.3.4	Escenario de viento U-2	9
2.3.5	Escenario de viento U-3	10
2.3.6	Escenario de viento U-4	12
2.4	Escenario de olas.....	13
2.4.1	Fuerza y momento de arrastre.....	13
2.4.2	Fuerza y momento de inercia.....	15
2.5	Corrientes marinas.....	16
2.6	Hielo	17
2.7	Cargas hidrostáticas	17
2.8	Carga vertical.....	18
3.	Hipótesis de cálculo. Casos de carga.....	18
4.	Cálculo de las impedancias para monopilotes flexibles.....	19

5. Criterios de comprobación.....	23
5.1 Introducción.....	23
5.1.1 Estimación de la capacidad última del terreno.....	24
5.1.2 Estado Límite Último (ELU)	25
5.1.3 Inestabilidad elástica, pandeo.....	27
5.1.4 Estado Límite de Servicio (ELS).....	34
5.1.5 Fatiga.....	36
6. Amplificadores dinámicos	38
7. Esfuerzos y desplazamiento del estudio sísmico	39
7.1 Introducción.....	39
7.2 Modelo en base rígida.....	40
7.3 Modelo en base flexible	45
Bibliografía	48

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Interacción suelo-estructura de un monopilote flexible tras aplicar una carga horizontal en la parte superior.	4
Ilustración 2: Representación gráfica del modelo matemático de resortes como representación de la interacción suelo-estructura	20
Ilustración 3: Variación de la rigidez del suelo en función de la altura.	22
Ilustración 4: Representación gráfica del elemento empleado en el estudio sísmico.	40
Ilustración 5: Representación gráfica de la rigidez de la cimentación para el modelo en base flexible	46

Índice de tablas

Tabla 1: Principales propiedades del material.....	4
Tabla 2: Reducción del límite elástico en función del espesor del material.....	5
Tabla 3: Composición química del material S355. En unidades de porcentaje por masa.	5
Tabla 4: Casos de cargas para el diseño y la comprobación de la subestructura.....	18
Tabla 5: Clases de la sección según geometría y material.....	27

Índice de ecuaciones

Ecuación 1: Espesor de la pared del monopilote en mm	2
Ecuación 2: Longitud enterrada para monopilotes flexibles	3
Ecuación 3: Altura sobre la línea de barro del monopilote	4
Ecuación 4: Fuerza producida por el viento sobre el rotor	6
Ecuación 5: Coeficiente de empuje entre la velocidad de conexión y la velocidad nominal.	6
Ecuación 6: Coeficiente de empuje entre la velocidad nominal y de corte.....	7
Ecuación 7: Fuerza producida por el viento para el escenario U-1.	7
Ecuación 8: Componente de la velocidad turbulenta para el escenario U-1	8
Ecuación 9: Escala integral de turbulencia.	8
Ecuación 10: Momento del escenario de viento U-1.....	8
Ecuación 11: Fuerza producida por el viento para el escenario U-2	9
Ecuación 12: Velocidad turbulenta del viento ETM.....	9
Ecuación 13: Desviación estándar del viento en el espacio de turbulencia extrema ETM	9
Ecuación 14: Momento del escenario de viento U-2.....	10
Ecuación 15: Fuerza producida por el viento para el escenario U-3.	10
Ecuación 16: Velocidad de la ráfaga extrema del viento EOG-1.....	11
Ecuación 17: Función de distribución acumulativa para la velocidad del viento con el periodo de retorno de un año	11
Ecuación 18: Velocidad de la ráfaga extrema del viento EOG-2.....	11
Ecuación 19: Momento del escenario de viento U-3.....	12
Ecuación 20: Coeficiente de empuje para la velocidad de corte en el escenario U-4.....	12
Ecuación 21: Fuerza producida por el viento para el escenario U-4.	12
Ecuación 22: Momento del escenario de viento U-4.....	12
Ecuación 23: Fuerza de arrastre máxima.....	13
Ecuación 24: Parámetro de onda k.....	13
Ecuación 25: Número de Reynolds.	14
Ecuación 26: Velocidad de la partícula de agua.....	14
Ecuación 27: Coeficiente de arrastre.....	14
Ecuación 28: Momento de arrastre máximo en la base de la subestructura.....	15
Ecuación 29: Fuerza de inercia máxima.....	15
Ecuación 30: Momento de inercia máximo en la base de la subestructura.....	15

Ecuación 31: Variación de la velocidad de la corriente en función de la altura y de la velocidad media de la corriente marina.....	16
Ecuación 32: Variación de la velocidad de la corriente en función de la altura y de la velocidad media del viento al nivel medio del agua	16
Ecuación 33: Variación de la velocidad de la corriente en función de la velocidad media de la corriente marina y del viento a una referencia de 10 metros.	17
Ecuación 34: Fuerza ejercida por la corriente marina evaluada a lo largo del monopilote.	17
Ecuación 35: Carga vertical por toda la masa de los componentes del aerogenerador.	18
Ecuación 36: Perfil de rigidez del suelo.	21
Ecuación 37: Rigidez lateral	22
Ecuación 38: Rigidez rotacional	22
Ecuación 39: Rigidez cruzada	23
Ecuación 40: Capacidad última del terreno para una carga horizontal.....	24
Ecuación 41: Capacidad última del terreno para el momento actuante.....	24
Ecuación 42: Comprobación a axil y momento del ELU	25
Ecuación 43: Comprobación a cortante.....	26
Ecuación 44: Comprobación de plastificación	26
Ecuación 45: Tensión normal.....	26
Ecuación 46: Tensión tangencial.....	27
Ecuación 47: Comprobación a axil de la resistencia a pandeo para secciones de clases 1, 2 y 3. ..	28
Ecuación 48: Resistencia a compresión para secciones de clases 1, 2 y 3	28
Ecuación 49: Esbeltez adimensional.	28
Ecuación 50: Comprobación a flexo-compresión de la resistencia a pandeo para secciones de clases 1, 2 y 3.....	29
Ecuación 51: Resistencia a flexión para secciones de clase 1, 2 y 3.	29
Ecuación 52: Esbeltez reducida de la chapa para secciones de clase 4.....	30
Ecuación 53: Comprobación a pandeo local para clases de sección igual a 4.....	32
Ecuación 54: Comprobación a pandeo global para clases de sección igual a 4.....	32
Ecuación 55: Segunda comprobación a pandeo global para clases de sección igual a 4..	33
Ecuación 56: Matriz de rigidez del sistema para la obtención de los desplazamientos y giros.	34
Ecuación 57: Frecuencia natural del sistema.....	34
Ecuación 58: Comprobación de la frecuencia natural del sistema.....	36
Ecuación 59: Tensión alternante actuante debido a los momentos de los casos de carga.	36
Ecuación 60: Condición a vida infinita de la estructura.....	37
Ecuación 61: Ciclos de carga que resiste la estructura.....	37

Ecuación 62: Ciclos de carga a los que se somete la estructura.....	38
Ecuación 63: Condición de ciclos de fatiga.	38
Ecuación 64: Factores de ampliación dinámicos.	39
Ecuación 65: Vector de desplazamiento del elemento.	41
Ecuación 66: Matriz de rigidez del elemento	41
Ecuación 67: Matriz de masas del elemento	41
Ecuación 68: Resolución de la carga sísmica en el dominio de la frecuencia.....	42
Ecuación 69: Sistema para la obtención de los esfuerzos de los elementos.....	43
Ecuación 70: Función de respuesta en frecuencia.....	43
Ecuación 71: Transformación de la señal del terremoto.....	44
Ecuación 72: Respuesta de la señal en el dominio de la frecuencia.....	45
Ecuación 73: Matriz de impedancias de la rigidez de la cimentación con respecto al terreno.....	46
Ecuación 74: Vector de interacción cinemática.....	47
Ecuación 75: Vector de fuerzas en la base por parte de los desplazamientos de interacción cinemática y de la matriz de impedancia.....	47
Ecuación 76: Sistema de ecuaciones para obtener los desplazamientos en el modelo en base flexible.....	47

1. Objeto

El objeto del presente anejo se divide en tres puntos. El primero de ellos es el cálculo de las cargas que atañen a los aerogeneradores según la localización final del mismo (ver **Anejo I**). El segundo punto es comprobar el correcto dimensionamiento según los criterios de fallos y los requisitos mínimos exigidos según las normativas expresadas a lo largo del presente anejo. El punto final es el cálculo de las cargas, desplazamientos y giros de la estructura ante la actuación de un terremoto. El objeto del proyecto es la comparación entre los cuatro aerogeneradores de los esfuerzos de diseño, obtenidos de la parte estática del cálculo, con la carga sísmica.

2. Cargas

2.1 Introducción

A lo largo del presente capítulo se van a detallar todas las hipótesis de cargas que se van a tener en cuenta a la hora de dimensionar las distintas cimentaciones de los aerogeneradores. Para ello se toma como referencia la norma DNV-ST-0437 [1], el artículo “*Design of monopiles for offshore wind turbines in 10 steps*” [2], normativa como los Eurocódigos 1 y 3, entre otros.

En la norma DNV-ST-0437 [1] se encuentran los requisitos mínimos, internacionalmente aceptados, para la determinación de las cargas mínimas a considerar en el dimensionado de la cimentación de aerogeneradores marinos.

2.2 Predimensionado

2.2.1 Diámetro del monopilote

Se considera que el diámetro inicial del monopilote será igual o superior al diámetro inferior de la torre. Es un parámetro independiente, donde el factor limitante lo marca la carga producida por el viento. El diámetro es un factor clave en el límite de fluencia del monopilote, a la hora de valorar la resistencia del terreno y en el estudio de la frecuencia natural del conjunto, ya que su masa aumenta con el cuadrado del diámetro.

2.2.2 Espesor del monopilote

El espesor inicial del monopilote viene recogido en la **Ecuación 1**. Esta expresión se encuentra en la recomendación API-2A-WSD [3] (ecu. 6.10.6-1). Establece la relación mínima entre el diámetro y el espesor del monopilote para evitar el pandeo local. Además, a este espesor mínimo se le debe corregir con una serie de factores, que dependen del tipo de hincado al que se va a someter el monopilote. Este último punto queda fuera del ámbito de aplicación del presente proyecto.

El espesor es uno de los parámetros geométricos del cual, los resultados de los esfuerzos de producidos por el pandeo o fatiga se ven más afectados, siendo los que más comúnmente requieren de un recálculo del espesor debido a los criterios de fallo comentados.

Ecuación 1: Espesor de la pared del monopilote en mm. Fuente: [3].

$$t_p \geq 6,35 + \frac{D_p}{100}$$

Donde:

- t_p : Espesor de la pared del monopilote en milímetros.
- D_p : Diámetro del monopilote en milímetros.

2.2.3 Longitud enterrada del monopilote

La longitud enterrada es una relación entre parámetros geométricos como diámetro o espesor del monopilote y la relación de rigidez entre el estrato y el monopilote. Existen artículos o normativas (ver la DNV-OS-J101 [4]) que relacionan la longitud enterrada en función de parámetros para distintos tipos de suelos.

En el caso de estudio del presente proyecto se ha supuesto, en base al portal web GRAFCAN [5], que la tipología de terreno es arenosa (ver **Anejo I**). Para este tipo de estratos, el módulo de rigidez lineal del suelo aumenta con la profundidad.

Para las cuatro cimentaciones se han supuesto que los monopilotes sean flexibles. Este tipo de consideraciones requiere de un estudio pormenorizado de la interacción suelo-estructura. El fallo típico de este tipo de cimentaciones es mediante la formación de rótulas plásticas y, por ende, de un fallo en ellas. Suelen ocurrir en el primer tercio de su longitud (ver la **Ilustración 1**), donde el momento de vuelco es mayor. La punta en cualquier escenario de cargas no recibe ningún esfuerzo,

por lo tanto, este tipo de monopilotes se puede tomar como de longitud infinita. Cabe destacar que un aumento de la longitud enterrada no ofrece mayor rigidez vertical [2].

En la **Ecuación 2** se encuentra la expresión para el cálculo de la longitud enterrada de la cimentación, en función de parámetros geométricos del monopilote, del material y de la tipología del suelo.

Ecuación 2: Longitud enterrada para monopilotes flexibles. Fuente: [6].

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

Donde:

- E_P : Módulo de Young del monopilote en Pa.
- I_P : Módulo de inercia del monopilote en m^4 , que viene determinada por la siguiente expresión:

$$I_P = \frac{1}{8} \cdot (D_P - t_P)^3 \cdot t_P \cdot \pi$$

- n_h : Módulo de rigidez lineal del suelo. Según la **tabla D.23.** del **Anejo D** del **CTE-DB-SE-C**, se toma como módulo de rigidez el valor de 45 MN/m^2 .

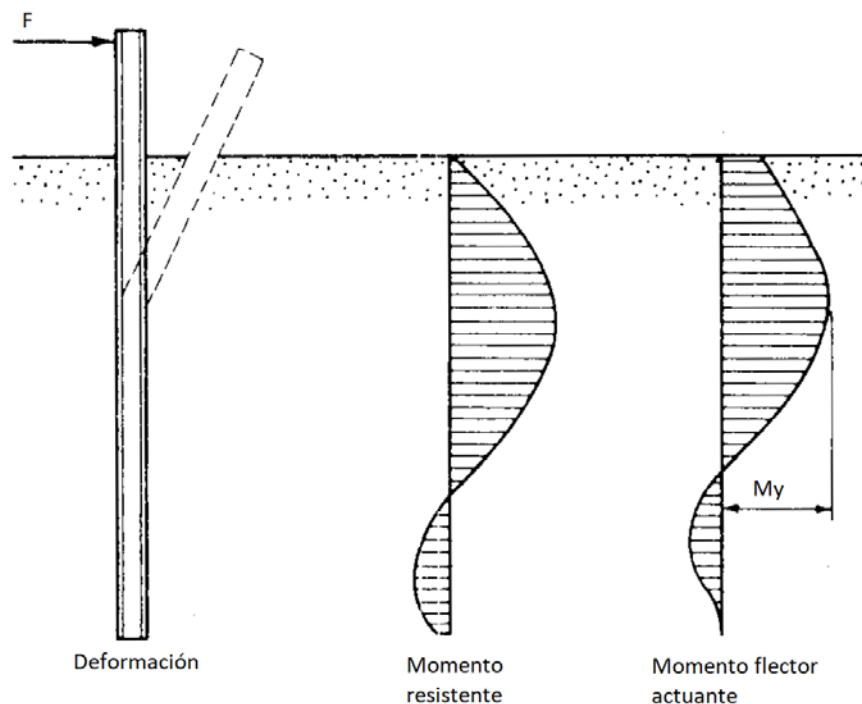


Ilustración 1: Interacción suelo-estructura de un monopilote flexible tras aplicar una carga horizontal en la parte superior. Adaptada de: [6].

2.2.4 Altura del monopilote sobre la línea de barro

Se define la altura del monopilote sobre el lecho marino como la distancia que hay entre el fondo marino y la zona de transición de la torre-monopilote. Se obtiene de la suma de:

- La máxima subida del mar en un periodo de retorno de 50 años. Se toma este parámetro como la anexión entre la máxima subida de la marea registrada (HWL) y la batimetría del lugar (ver **Anejo I**). Se le denomina con la letra S .
- La máxima cresta de la ola en un periodo de retorno de 50 años ($H_{m,50}$).
- El 20% de la altura significativa de la cresta de una ola en un periodo de 50 años ($H_{S,50}$).

En la **Ecuación 3** se encuentra la expresión para el cálculo de la altura no enterrada del monopilote.

Ecuación 3: Altura sobre la línea de barro del monopilote. Fuente: [4].

$$L_S = HWL + batimetría + H_{m,50} + 0,2 \cdot H_{S,50}$$

2.2.5 Material del monopilote

El material que se emplea para las cimentaciones de los aerogeneradores es el acero S355. Las características del material se obtienen de la norma DNVGL-OS-B101 [7], y se encuentran en la **Tabla 1**.

Tabla 1: Principales propiedades del material. Adaptada de: [7].

Propiedades	Límite elástico	Límite de rotura	Elongación (%)	Resistencia a fatiga
Valor	355 MPa	400 – 530 MPa	21	260 MPa

Dentro de la norma se especifica la reducción del límite elástico en función del espesor. En el marco legislativo español, en la norma específica del acero, en el **Capítulo VIII** de la **Instrucción de Acero**

Estructuras (EAE), se otorga una fórmula para reducir el límite elástico en función del espesor. Para el presente proyecto se va a tomar la tabla 8 de la DNVGL-OS-B101 [7], y a modo de resumen, se encuentra en la **Tabla 2** con los valores del límite elástico ya reducidos.

Tabla 2: Reducción del límite elástico en función del espesor del material. Adaptada de: [7].

Espesor (mm)	≤ 25	$25 < t \leq 50$	$50 < t \leq 75$	$75 < t \leq 100$
Límite elástico (MPa)	355	335	320	310

Dentro de la norma anteriormente comentada (DNVGL-OS-B101), las distintas denominaciones del acero S355 son; VL A36, VL D36, VL E36, VL F36. Consiste en una aleación con la composición química mostrada en la **Tabla 3**.

Tabla 3: Composición química del material S355. En unidades de porcentaje por masa. Fuente: [7].

Material VL A36, VL D36, VL E36, VL F36

C	0,18
Si	0,5
Mn	0,90 hasta 1,60
P	0,035
S	0,035
Cr	0,2
Mo	0,08
Ni	0,4
Cu	0,35
Al	0,02
Nb	0,02 hasta 0,05
V	0,05 hasta 0,10
Ti	0,007 hasta 0,05
<i>Unidades en porcentaje por masa</i>	

2.3 Escenarios de viento

2.3.1 Fuerza producida por el viento

Se define la fuerza que produce el viento actuante sobre el rotor como la multiplicación entre la velocidad del viento, el área de barrido y la densidad del aire, tal y como se aprecia en la **Ecuación 4**. Esta expresión se encuentra en el libro “*Design of Foundations for Offshore Wind Turbines*” [8], y representa una estimación simplificada de la fuerza actuante sobre el centro de la góndola.

Ecuación 4: Fuerza producida por el viento sobre el rotor. Fuente: [8].

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

Donde:

- ρ : Densidad del aire. El valor que se toma es: 1,1978 kg/m³ (ver **Anejo I**).
- A_R : Área de barrido por las palas. Este valor es independiente de cada aerogenerador (ver **Anejo II**).
- C_T : Coeficiente de empuje. Simboliza la pérdida de presión del aire a través del rotor.
- U : Velocidad del viento en m/s. Se expresa como la suma entre la velocidad media y una componente de turbulencia. Por lo tanto, la velocidad total se formula como: $U = \bar{U} + u$. En cada caso escenario de viento se define la velocidad media y su componente de turbulencia por separado.

2.3.2 Coeficiente de empuje

El coeficiente de empuje es un valor que simboliza la pérdida de presión, y velocidad, del viento a través del rotor del aerogenerador. Depende del intervalo de velocidades en el que se encuentre el estudio de la fuerza producida por el viento.

Para rangos entre la velocidad de conexión (velocidad mínima del viento para que el rotor gire y se genere electricidad) y la velocidad nominal (velocidad del viento mínima a la que produce la potencia nominal), se aplica la expresión que se encuentra en la **Ecuación 5**.

Ecuación 5: Coeficiente de empuje entre la velocidad de conexión y la velocidad nominal. Fuente: [9].

$$C_T = \frac{7}{U_R}$$

Donde:

- U_R : Velocidad del viento en m/s, para la producción de potencia nominal de cada aerogenerador.

Para intervalos entre la velocidad nominal y la velocidad de corte del viento (velocidad máxima del viento que el aerogenerador es capaz de soportar antes de parar el giro del rotor), entra en juego el control de giro de las palas. La expresión que aproxima el coeficiente de empuje es la que se encuentra en la **Ecuación 6**.

Ecuación 6: Coeficiente de empuje entre la velocidad nominal y de corte. Fuente: [9].

$$C_T \cong 7 \cdot \frac{U_R^2}{U^3}$$

2.3.3 Escenario de viento U-1

A continuación, se van a definir los denominados escenarios de viento. En ellos se valoran las cargas generadas por las distintas velocidades del viento actuante.

En este escenario de carga de viento se va a evaluar la velocidad nominal del viento (U_R) y el modelo de turbulencia normal (NTM).

Por lo tanto, de la **Ecuación 4** se obtiene la ecuación característica para este escenario, teniendo en cuenta que el coeficiente de empuje varía en función de la velocidad del viento. En la **Ecuación 7** se encuentra la expresión para el cálculo de la fuerza producida por el viento en el escenario U-1.

Ecuación 7: Fuerza producida por el viento para el escenario U-1. Adaptada de: [8].

$$F_{U-1} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_R \cdot C_T \cdot (U + u_{NTM})^2$$

La componente de la velocidad turbulenta (u_{NTM}) viene recogida en la **Ecuación 8**.

Ecuación 8: Componente de la velocidad turbulenta para el escenario U-1. Fuente: [10].

$$u_{NTM} = 1,28 \cdot \sigma_{U,NTM} \cdot \sqrt{\frac{1}{\left(\frac{6 \cdot L_k}{U_R} \cdot f_{1P,max} + 1\right)^{\frac{2}{3}}}}$$

Donde:

- $\sigma_{U,NTM}$: Desviación estándar de la turbulencia en m/s. Valores que se obtienen según la clase del aerogenerador de la norma IEC 61400-1 (figura 1a) [10].
- L_k : Representa la escala integral de turbulencia en m.
- $f_{1P,max}$: Representa la velocidad de giro de las palas a rango máximo en Hz.

La escala integral de turbulencia simboliza el tamaño medio de la ráfaga para vientos naturales. Definición recogida en el Eurocódigo 1 Parte 1-4 [11]. La expresión que modela este parámetro es la que se encuentra en la **Ecuación 9**.

Ecuación 9: Escala integral de turbulencia. Fuente: [11].

$$L_k = 300 + \left(\frac{Z}{200}\right)^\alpha$$

Donde:

- Z : Representa la altura de la góndola en m.
- α : Representa el parámetro de rugosidad en m . Viene definido por la siguiente ecuación:
 $\alpha = 0,67 + 0,05 \cdot \ln(z_0)$. Donde z_0 representa el valor de la rugosidad del terreno en m.

La expresión que evalúa el momento actuante sobre la línea de barro es la que se encuentra en la **Ecuación 10**.

Ecuación 10: Momento del escenario de viento U-1.

$$M_{U-1} = F_{U-1} \cdot (S + Z)$$

2.3.4 Escenario de viento U-2

En este escenario de viento se va a evaluar la velocidad nominal del viento (U_R) y el modelo de turbulencia extrema (ETM).

Para este apartado se sigue el mismo procedimiento que el visto en el punto anterior. Se evalúa la **Ecuación 4** para las solicitaciones de viento actuales del escenario U-2, tal y como se aprecia en la **Ecuación 11**.

Ecuación 11: Fuerza producida por el viento para el escenario U-2. Adaptada de: [8].

$$F_{U-2} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_R \cdot C_T \cdot (U + u_{ETM})^2$$

Donde:

- u_{ETM} : Velocidad del viento en el modelo de turbulencia extrema en m/s. La expresión, según la IEC-61400-1 [10], es la que se encuentra en la **Ecuación 12**.

Ecuación 12: Velocidad turbulenta del viento ETM. Fuente: [10].

$$u_{ETM} = 2 \cdot \sigma_{u,ETM} \cdot \sqrt{\frac{1}{\left(\frac{6 \cdot L_k}{U_R} \cdot f_{1P,max} + 1\right)^{\frac{2}{3}}}}$$

Donde:

- $\sigma_{u,ETM}$: Desviación estándar de la velocidad del viento en el modelo de turbulencia extrema en m/s. La expresión, según la IEC-61400-1 [10], es la que se encuentra en la **Ecuación 13**.

Ecuación 13: Desviación estándar del viento en el espacio de turbulencia extrema ETM. Fuente: [10]

$$\sigma_{u,ETM} = C \cdot I_{ref} \cdot [0,072 \cdot \left(\frac{U_{medio}}{C} + 3\right) \cdot \left(\frac{U_R}{C} - 4\right) + 10]$$

Donde:

- C : Constante de valor 2 m/s.
- I_{ref} : Parámetro que representa la intensidad de turbulencia. Depende del tipo de clase de la turbina. Dato que se obtiene de la **Tabla 1** de la IEC 61400-1 [10].

- U_{medio} : Velocidad media del viento en la localización del aerogenerador, a la altura de la góndola en m/s.

La expresión que evalúa el momento actuante sobre la línea de barro es la que se encuentra en la **Ecuación 14**.

Ecuación 14: Momento del escenario de viento U-2.

$$M_{U-2} = F_{U-2} \cdot (S + Z)$$

2.3.5 Escenario de viento U-3

En este escenario se va a evaluar la fuerza que produce el viento para una ráfaga extrema, a 50 años, y a la velocidad nominal del mismo. A diferencia del punto anterior (escenario U-2), al control de giro de las palas del aerogenerador no le da tiempo a disponer de las mismas a sotavento, donde la influencia de la carga que produce el viento sería menor.

Se evalúa la **Ecuación 4** sobre el escenario de viento U-3 según la **Ecuación 15**.

Ecuación 15: Fuerza producida por el viento para el escenario U-3. Adaptada de: [8].

$$F_{U-3} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_R \cdot C_T \cdot (U + u_{EOG})^2$$

Donde:

- u_{EOG} : Velocidad del viento en m/s en ráfaga extrema a 50 años.

La metodología del cálculo de la velocidad de una ráfaga extrema del viento que se encuentra en la DNV-OS-J101 [4] emplea la distribución de Weibull. Junto con los parámetros del viento correlativos a la distribución de Weibull, característicos del emplazamiento, se emplea el cuantil del 98% para la función de distribución acumulativa, siendo lo mismo que 1 año de 10 minutos de velocidad media del viento que tiene un 2% de probabilidad. El valor de la velocidad del viento se escoge del mínimo valor entre la **Ecuación 16** y la **Ecuación 18**.

Ecuación 16: Velocidad de la ráfaga extrema del viento EOG-1. Fuente: [4].

$$u_{EOG-1} = 1,35 \cdot (u_{10,1-año} - U_R)$$

Donde:

- $u_{10,1-año}$: Desviación estándar de la velocidad del viento en m/s. Viene determinada por la **Ecuación 17**:

Ecuación 17: Función de distribución acumulativa para la velocidad del viento con el periodo de retorno de un año. Fuente: [4].

$$u_{10,1-año} = 0,8 \cdot K \cdot \left[-\ln \left(1 - 0,98^{\frac{1}{52596}} \right) \right]^{\frac{1}{5}}$$

Donde:

- K : Factor de escala de la distribución de Weibull específico de la localización final (ver **Anejo I**).
- S : Factor de forma de la distribución de Weibull específico de la localización final (ver **Anejo I**).

Ecuación 18: Velocidad de la ráfaga extrema del viento EOG-2. Fuente: [4].

$$u_{EOG-2} = \frac{3,3 \cdot \sigma_{u,c}}{1 + \frac{0,1 \cdot D_r}{\Lambda_1}}$$

Donde:

- $\sigma_{u,c}$: Desviación característica de la velocidad del viento en m/s. Viene determinada por la siguiente expresión: $\sigma_{u,c} = 0,11 \cdot u_{10,1-año}$
- D_r : Diámetro del rotor en m.
- Λ_1 : Longitud de escala en m. Se expresa como: $\Lambda_1 = L_k/8$.

La expresión que evalúa el momento actuante sobre la línea de barro es la que se encuentra en la **Ecuación 19**.

Ecuación 19: Momento del escenario de viento U-3.

$$M_{U-3} = F_{U-3} \cdot (S + Z)$$

2.3.6 Escenario de viento U-4

A lo largo del escenario U-4 se evalúa la fuerza que es producida por la acción de una ráfaga extrema a la velocidad de corte del viento. Para el coeficiente de empuje (C_T), según Frohboese y Schmuck [9], la velocidad del viento que se debe tomar es la de corte, donde el aerogenerador detiene el giro del rotor, entrando en acción el sistema de frenado debido a la alta velocidad del viento.

Por lo tanto, la **Ecuación 6** se modifica a la **Ecuación 20**.

Ecuación 20: Coeficiente de empuje para la velocidad de corte en el escenario U-4. Adaptada de: [9].

$$C_T \cong 7 \cdot \frac{U_{corte}^2}{U^3}$$

La expresión que valora la fuerza actuante sobre la góndola es la que se encuentra en la **Ecuación 21**. Cabe destacar que las expresiones para el cálculo de la velocidad de la ráfaga extrema del viento EOG se deben referenciar a la velocidad del viento de corte y no a la nominal (ver la **Ecuación 16** y la **Ecuación 18**).

Ecuación 21: Fuerza producida por el viento para el escenario U-4. Adaptada de: [8].

$$F_{U-4} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_R \cdot C_{T(U_{corte})} \cdot (U + u_{EOG(U_{corte})})^2$$

La expresión que evalúa el momento actuante sobre la línea de barro es la que se encuentra en la **Ecuación 22**.

Ecuación 22: Momento del escenario de viento U-4.

$$M_{U-4} = F_{U-4} \cdot (S + Z)$$

2.4 Escenario de olas

Una versión simplificada de las cargas que las olas ejercen sobre la subestructura son las ecuaciones de Morrison [12]. Estas ecuaciones se basan en parámetros característicos como son la altura de la ola, la velocidad horizontal de la partícula y la aceleración de la misma.

La fuerza horizontal actuante sobre la parte superior de la subestructura consta del sumando entre la fuerza de inercia y de arrastre.

2.4.1 Fuerza y momento de arrastre

En la **Ecuación 23** y en la **Ecuación 28** se encuentran la fuerza de arrastre y el momento máximo en la línea de barro, respectivamente.

Ecuación 23: Fuerza de arrastre máxima. Fuente: [12].

$$F_{\text{arrastre,máx}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D_P \cdot C_D \cdot \frac{\pi^2 \cdot H_S^2}{T_S^2 \cdot \sinh^2(k \cdot S)} \cdot \left[\frac{e^{2 \cdot k \cdot (S+\eta)} - e^{-2 \cdot k \cdot (S+\eta)}}{8 \cdot k} + \frac{S + \eta}{2} \right]$$

Donde:

- ρ_w : Densidad del agua del mar. Para los cálculos se va a tomar el valor de 1030 kg/m³ [2].
- D_P : Diámetro de la subestructura en m.
- C_D : Coeficiente de arrastre (ver la **Ecuación 27**).
- k : Parámetro de onda (ver la **Ecuación 24**).
- S : Suma entre la máxima subida del mar en 50 años y la batimetría del lugar, en m.
- η : Elevación de la ola en m.
- H_S : Altura significativa de la ola en m.

El parámetro de onda representa el número de veces que vibra una onda en una unidad de distancia. Se obtiene despejando el valor de k de la **Ecuación 24**.

Ecuación 24: Parámetro de onda k. Fuente: [2].

$$\frac{4 \cdot \pi^2}{T_S^2} = g \cdot k \cdot \tanh(k \cdot S)$$

Donde:

- T_S : Periodo significativo de la ola de estudio en s.
- g : Valor de la aceleración de la gravedad, se toma $9,81 \text{ m/s}^2$.

El coeficiente de arrastre (ver la **Ecuación 27**) es un parámetro adimensional que simboliza la resistencia que ofrece un objeto al paso de un fluido. Dicho parámetro depende del número adimensional de Reynolds (ver la **Ecuación 25**) y de la velocidad de la partícula (ver la **Ecuación 26**).

Ecuación 25: Número de Reynolds.

$$Re = \frac{\rho_f \cdot D_p \cdot w}{\eta}$$

Donde:

- ρ_f : Densidad del agua de mar. Se toma 1030 kg/m^3 [2].
- w : Velocidad de la partícula (ver la **Ecuación 26**) en m/s^2 .
- η : Viscosidad dinámica del fluido en $\text{Pa} \cdot \text{s}$.

Ecuación 26: Velocidad de la partícula de agua. Fuente: [2].

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

Donde:

- z : Diferencia de cota que hay desde el lecho marino hasta la altura de cálculo de la fuerza horizontal de arrastre en m.
- t : Instante de tiempo de cálculo en s.
- x : Desviación con respecto a la dirección del viento en grados. Si el esfuerzo es colineal con la carga de viento, tiene valor cero.

Ecuación 27: Coeficiente de arrastre.

$$C_D = \left[\left(\frac{24}{Re} \right)^{0,52} + 0,32^{0,52} \right]^{\frac{1}{0,52}}$$

Ecuación 28: Momento de arrastre máximo en la base de la subestructura. Fuente: [2].

$$M_{\text{arrastre,máx}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D_P \cdot C_D \cdot \pi^2 \cdot H_s^2 \cdot \frac{1}{T_s^2 \cdot \sinh^2(k \cdot S)} \cdot \Psi_D$$

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

El valor pico de la fuerza y del momento de arrastre ocurren en el instante de tiempo $t = T_s/4$ y cuando la altura de la ola es $\eta = H_m \cdot 0,5$.

2.4.2 Fuerza y momento de inercia

En la **Ecuación 29** y en la **Ecuación 30** se encuentran la fuerza de inercia y el momento máximo en la línea de barro, respectivamente.

Ecuación 29: Fuerza de inercia máxima. Fuente: [12].

$$F_{\text{inercia,máx}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot C_m \cdot D_P^2 \cdot \pi^3 \cdot H_s^2 \cdot \frac{\sinh(k \cdot (S + \eta))}{T_s^2 \cdot \sinh(k \cdot S) \cdot k}$$

Donde:

- C_m : Coeficiente de inercia. Usualmente se suele tomar el valor de 2 [13].

Ecuación 30: Momento de inercia máximo en la base de la subestructura. Fuente: [2].

$$M_{\text{inercia,máx}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot C_m \cdot D_P^2 \cdot \pi^3 \cdot H_s^2 \cdot \frac{1}{T_s^2 \cdot \sinh(k \cdot S)} \cdot \Psi_I$$

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

El valor pico de la fuerza y momento de inercia ocurren en el instante de tiempo $t = 0$ y en la altura de ola igual a $\eta = 0$.

2.5 Corrientes marinas

Para el cálculo de las cargas producidas por las corrientes marinas se siguen los pasos descritos en la DNV-ST-0437 [1].

Las cargas de las corrientes marinas resultan de la suma entre la fuerza generada por las corrientes debidas al viento (ver la **Ecuación 32**) y la propia fuerza de las corrientes producidas por las velocidades de la marea (ver la **Ecuación 31**). Para los esfuerzos generados por el viento se requiere de la velocidad de este a la altura del nivel de agua estática y, para los esfuerzos de las corrientes generadas por las mareas, se requiere la velocidad de las mismas en el emplazamiento de los aerogeneradores (ver el **Anejo II**).

La carga que genera la corriente marina varía a lo largo de la altura del monopilote. Se discretizan las velocidades de las mareas y del viento en todo el ámbito de la subestructura. Ambas relaciones de velocidades se encuentran en la **Ecuación 33**.

Ecuación 31: Variación de la velocidad de la corriente en función de la altura y de la velocidad media de la corriente marina. Fuente: [1].

$$V_{corriente}(z) = \overline{V_{corriente}} \cdot \left(1 + \frac{z}{S}\right)^{\frac{1}{7}}$$

Donde:

- z : Variación de la altura del monopilote en m. Se tomará como positivo.
- S : Altura del monopilote sobre la línea de barro hasta el nivel medio de agua en m.
- $\overline{V_{corriente}}$: Velocidad media de la corriente en m/s.

Ecuación 32: Variación de la velocidad de la corriente en función de la altura y de la velocidad media del viento al nivel medio del agua. Fuente: [1].

$$V_{viento}(z) = \overline{V_{viento,0}} \cdot \left(1 + \frac{z}{50}\right)$$

Donde:

- $\overline{V_{viento,0}}$: Velocidad media del viento, en m/s, a la altura de referencia de 10 m. Para poder referenciar la velocidad a la altura del nivel medio del agua se emplea la siguiente expresión: $\overline{V_{viento,0}} = k \cdot V_m = 3\% \cdot V_m$

Ambas velocidades se valoran como la suma de las dos (ver la **Ecuación 33**).

Ecuación 33: Variación de la velocidad de la corriente en función de la velocidad media de la corriente marina y del viento a una referencia de 10 metros.

$$V(z) = V_{corriente} \cdot V_{viento} = \overline{V_{corriente}} \cdot \left(1 + \frac{z}{S}\right)^{\frac{1}{7}} + \overline{V_{viento,0}} \cdot \left(1 + \frac{z}{50}\right)$$

La carga que ejerce la corriente sobre el monopilote se evalúa a lo largo del mismo según la **Ecuación 34**.

Ecuación 34: Fuerza ejercida por la corriente marina evaluada a lo largo del monopilote.

$$F_{corriente} = \int_0^S \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot V(z)^2 \cdot C_D \cdot D_P \cdot dz$$

Donde:

- $V(z)$: Velocidad de la corriente según velocidad media de la misma y la variación de la velocidad del viento sobre la línea media del agua en m^2/s (ver la **Ecuación 33**).
- C_D : Coeficiente de arrastre. Se evalúa para cada escenario de carga.

2.6 Hielo

Como las subestructuras y los propios aerogeneradores no se van a situar en un área donde se pueda desarrollar hielo, las condiciones a tener en cuenta y las cargas que el hielo ejerce no se consideran en el presente proyecto.

2.7 Cargas hidrostáticas

Las cargas hidrostáticas no se tienen en cuenta debido a que el monopilote se va a encontrar inundado con agua de mar. Según la DNV-ST-0437 [1], las cargas hidrostáticas se deben tener en cuenta cuando un miembro o compartimento se encuentra inundado por un solo lado.

2.8 Carga vertical

La carga vertical actuante sobre el monopilote se expresa como la suma de las masas multiplicada por la gravedad (ver la **Ecuación 35**).

Ecuación 35: Carga vertical por toda la masa de los componentes del aerogenerador.

$$P_{Total} = (m_{Torre} + m_{Cabeza} + m_{Pilote}) \cdot g$$

Cada valor de la masa se puede obtener por dos vías; según valores que ofrecen los fabricantes o mediante el volumen que ocupa la geometría multiplicado por la densidad del material.

3. Hipótesis de cálculo. Casos de carga

A lo largo del presente capítulo se van a describir los cinco casos de cargas con los que se evalúan las cinco cimentaciones. En la norma DNV-OS-J101 [4] se establecen casos de cargas, de los cuales, no todos son de relevancia para analizar o diseñar la cimentación. Según Arany et al. [2], los cinco casos más distinguidos se encuentran en la **Tabla 4**.

Tabla 4: Casos de cargas para el diseño y la comprobación de la subestructura. Adaptada de: [2].

	Descripción	Escenario de viento	Escenario de olas	Tipo de alineación
E-1	Condiciones normales de funcionamiento	U-1	W-1	Alineado
E-2	Cargas producidas por una onda extrema	U-2	W-4	Alineado
E-3	Cargas producidas por viento extremo	U-3	W-2	Alineado
E-4	Cargas producidas por velocidad de viento de corte (ráfaga extrema)	U-4	W-4	Alineado
E-5	Cargas producidas por el escenario de viento y olas desalineados	U-2	W-5	Desalineado 90°

A continuación, se detallan todos los casos de cargas anteriormente descritos en la **Tabla 4**, cabe destacar que las cargas verticales y las fuerzas y momentos de las mareas corresponden a escenarios únicos e independientes, aplicables por igual a todos los mencionados a continuación.

- **E-1:** Estado de carga denominado como de normal funcionamiento a lo largo de la vida útil del aerogenerador. El escenario de viento se calcula a velocidad nominal, con el modelo de turbulencia normal. El escenario de olas corresponde al estado de alturas y periodos significativos a 1 año.

- **E-2:** Estado de carga producido por ondas extremas. El escenario de viento se calcula a velocidad nominal, con el modelo de turbulencia extrema. Al control de las palas le da tiempo de actuar frente a rachas de viento extremas. El escenario de olas corresponde al estado de alturas y periodos máximos a 50 años.
- **E-3:** Estado de carga producido por velocidades normales de viento y turbulencias extremas, donde al control de giro de las palas no le da tiempo a actuar frente a rachas extremas. El escenario de olas corresponde al estado de alturas y periodos máximos a 1 año.
- **E-4:** Estado de carga producido por velocidades de viento de corte con ráfagas extremas. El escenario de viento se calcula velocidades de corte, con el modelo de ráfaga extrema. El escenario de olas corresponde al estado de alturas y periodos máximos a 50 años.
- **E-5:** Estado de carga similar al E-2. El escenario de viento se calcula a velocidad nominal, con el modelo de turbulencia extrema. Al control de giro de las palas le da tiempo a actuar frente a rachas extremas. El escenario de olas corresponde al estado de alturas y periodos máximos de olas a 50 años, pero se encuentra desalineado 90° respecto a la dirección actuante de la carga de viento.

4. Cálculo de las impedancias para monopilotes flexibles

La interacción suelo-estructura se aborda mediante un modelo matemático de tres resortes (ver **Ilustración 2**):

- Rigidez lateral (K_L). Representa la fuerza requerida para el desplazamiento longitudinal unitario de la cabeza del monopilote.
- Rigidez rotacional (K_R). Representa el momento requerido para la rotación unitaria en la cabeza del monopilote.
- Rigidez cruzada (K_{LR}). Representa la carga combinada que hace falta para girar y desplazar una unidad la cabeza del monopilote.

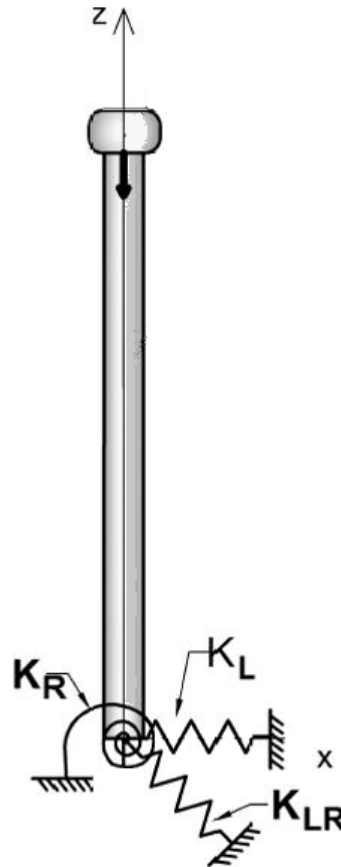


Ilustración 2: Representación gráfica del modelo matemático de resortes como representación de la interacción suelo-estructura. Adaptada de: [14].

No se tiene en cuenta un resorte que represente la torsión a lo largo del eje Z de la estructura, ya que en la parte superior de la torre se sitúa un rodamiento que mitiga este efecto. Además, dicho cojinete soporta el sistema rotor-góndola y favorece el movimiento de la cabeza para optimizar la generación eléctrica a cambios en la dirección del viento. En este tipo de cálculos simplificados, la rigidez vertical no se contempla debido a que la estructura ya es muy rígida verticalmente. Además, es más crítico determinar el comportamiento lateral de la estructura desde el punto de vista del diseño.

El modelo matemático que mejores resultados ofrece para el cálculo de la interacción entre el suelo y la estructura es el que se basa en los elementos finitos. Requiere de un nivel computacional mayor y de una mejor calidad de los datos de partida para poder modelizar correctamente el terreno.

A nivel práctico, este tipo de simplificaciones se emplea para verificar el correcto dimensionado de la subestructura, por lo tanto, para el presente proyecto se emplea la suposición de los resortes como la interacción que hay entre el estrato y el monopilote.

Los cálculos de las rigideces son necesarios para obtener los valores de la deformación, tanto rotacional como de deflexión, y para la estimación de la frecuencia natural.

En el enfoque de Shadlou y Bhattacharya en *“Soil-Structure Interactions (SSI) for Offshore Wind Turbines”* [14], se estima la mejor aproximación de las rigideces en base a los resultados de las frecuencias naturales de las estructuras de estudio [2].

Las expresiones para el cálculo de las distintas rigideces varían en función de:

- Monopilotes rígidos o flexibles. Para el presente proyecto se ha supuesto una subestructura de monopilote flexible.
- Tipología de suelo. Como ya se ha comentado previamente, la tipología de terreno que se tiene en el emplazamiento es arenosa y no homogénea.
- Perfiles de rigidez del suelo. Se ha supuesto que a medida que la diferencia entre el lecho marino y el monopilote enterrado aumenta, la relación que hay entre la rigidez del suelo a la profundidad de cálculo y la propia rigidez del suelo aumenta.

La variación de la rigidez del suelo se expresa con la **Ecuación 36**.

Ecuación 36: Perfil de rigidez del suelo. Fuente: [2].

$$E_s(z) = E_{s0} \left(\frac{|z|}{D_p} \right)^{\frac{1}{2}}$$

Donde:

- E_{s0} : Módulo de Young del suelo, sobre la línea de barro en Pa.
- D_p : Diámetro del monopilote en m.
- $|z|$: Representa, en valor absoluto, la variación de la profundidad del pilote en m.

La variación de la rigidez del suelo, para la ubicación final, se aprecia en la **Ilustración 3**.

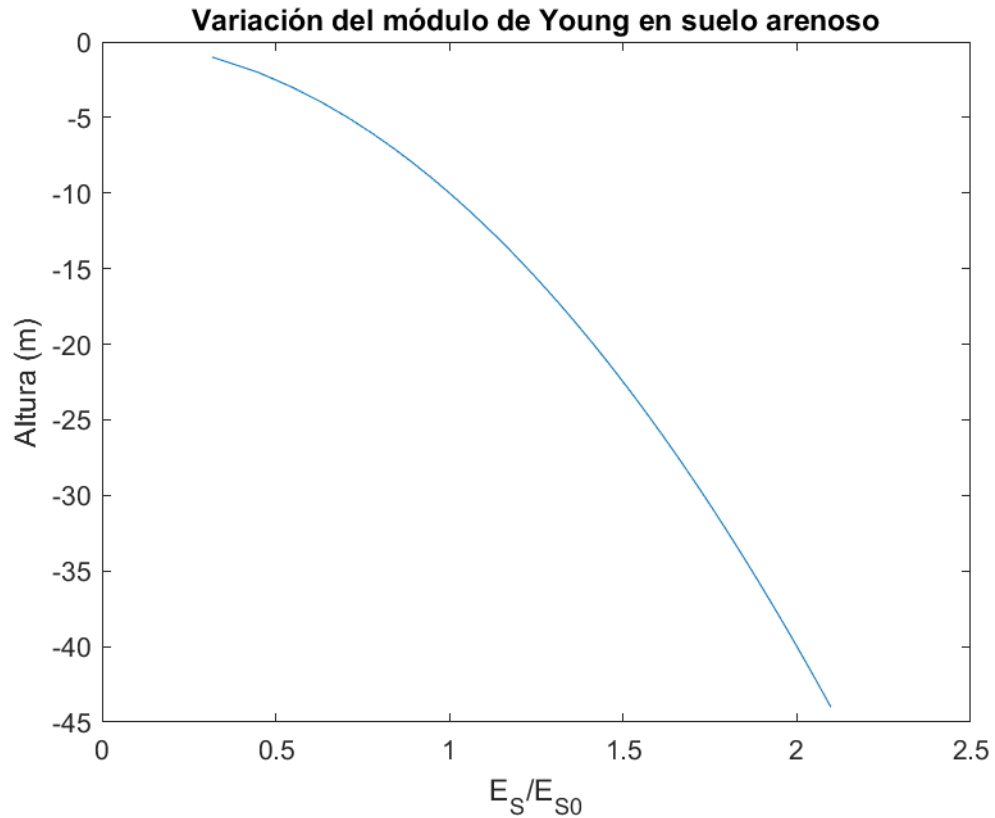


Ilustración 3: Variación de la rigidez del suelo en función de la altura.

Una vez se hayan analizado todos los parámetros, se emplean la **Ecuación 37**, **Ecuación 38** y la **Ecuación 39** para el cálculo de las impedancias de los monopilotes flexibles, en suelos no homogéneos (como es el caso de suelos arenosos) y con una variación de la rigidez parabólica (ver la **Ilustración 3**).

Ecuación 37: Rigidez lateral. Fuente: [14].

$$K_L = \frac{1,02 \cdot E_{S0} \cdot D_P}{\zeta} \cdot \left(\frac{E_{eq}}{E_{S0}} \right)^{0,27}$$

Ecuación 38: Rigidez rotacional. Fuente: [14].

$$K_R = \frac{0,17 \cdot E_{S0} \cdot D_P^3}{\zeta} \cdot \left(\frac{E_{eq}}{E_{S0}} \right)^{0,76}$$

Ecuación 39: Rigidez cruzada. Fuente: [14].

$$K_{LR} = - \frac{0,29 \cdot E_{S0} \cdot D_P^2}{\zeta} \cdot \left(\frac{E_{eq}}{E_{S0}} \right)^{0,52}$$

Donde:

- E_{S0} : Módulo de Young del suelo en Pa . El dato se obtiene del **Código Técnico de la Edificación**, del documento de **Seguridad Estructural-Cimientos**.
- E_{eq} : Módulo de Young equivalente del monopilote en Pa . Se representa mediante la siguiente expresión:

$$E_{eq} = \frac{E_P \cdot I_P}{D_P^4 \cdot \pi} \cdot 64$$

- ζ : Factor independiente del coeficiente de Poisson. Viene representado por la siguiente expresión:

$$\zeta = 1 + |v_s - 0,25|$$

Donde:

- v_s : Representa el coeficiente de Poisson del suelo.

5. Criterios de comprobación

5.1 Introducción

A lo largo del presente capítulo se van a detallar los criterios de comprobación de la subestructura.

A modo de resumen, las justificaciones que se realizan son:

- Estimación de la capacidad última del terreno.
- Estado Límite Último (ELU). Del cual se van a diferenciar:
 - o Comprobación conservadora del momento y axil actuante.
 - o Comprobación del cortante.
 - o Comprobación de plastificación.
- Inestabilidad elástica, pandeo.
- Estado Límite de Servicio (ELS).
 - o Deflexión y rotación inicial
 - o Frecuencia natural.
- Fatiga.

5.1.1 Estimación de la capacidad última del terreno

La estimación de la capacidad última del terreno evalúa la resistencia del suelo a resistir las cargas que le transmite la cimentación.

Para valorar la capacidad última del terreno se emplean las expresiones de carga lateral resistente y momento flector resistente en la base del monopilote, que se encuentran en libro “*Pile foundation analysis and design*” [6]. En la **Ecuación 40** y la **Ecuación 41** se pueden observar las expresiones para el cálculo de la capacidad última del terreno, para una fuerza y momento actuante, respectivamente.

Ecuación 40: Capacidad última del terreno para una carga horizontal. Fuente: [6].

$$F_{\text{última}} = \frac{0,5 \cdot \gamma \cdot D_P \cdot L_P^3 \text{enterrada} \cdot K_P}{e + L_P \text{enterrada}}$$

Donde:

- γ : Peso específico del subsuelo sumergido. Se obtiene al multiplicar la densidad del material por la gravedad. La densidad media del suelo es de 1,7 TM/m³.
- $L_{P\text{enterrada}}$: Longitud del pilote enterrada en m.
- K_P : Relación del ángulo de fricción. Viene descrito por la siguiente expresión:
 $K_P = \frac{1+\sin(\phi)}{1-\sin(\phi)}$ donde ϕ representa el ángulo efectivo de fricción interna, en grados. Para el caso de estudio es de 25°.
- e : Excentricidad de la carga en m. Se evalúa como la relación entre el momento actuante entre la fuerza horizontal actuante ($e = M/F$).

Ecuación 41: Capacidad última del terreno para el momento actuante. Fuente: [6].

$$M_{\text{último}} = F_{\text{última}} \cdot \left(e + \frac{2}{3} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot F_{\text{última}}}{3 \cdot D_P \cdot K_P \cdot \gamma}} \right)$$

Para cada uno de los escenarios de carga, se deben cumplir las siguientes relaciones:

$$F_{\text{Escenario}} < F_{\text{última}}$$

$$M_{\text{Escenario}} < M_{\text{último}}$$

5.1.2 Estado Límite Último (ELU)

Para las comprobaciones de los estados últimos de la cimentación se siguen las reglas generales del Eurocódigo 3, Parte 1-1 [15].

5.1.2.1 Comprobación conservadora

La primera comprobación que se realiza es la denominada “aproximación conservadora” (ecu. 6.2 del Eurocódigo 3, Parte 1-1 [15]). En la **Ecuación 42** se encuentra la expresión para la comprobación a axil y a momento combinado.

Ecuación 42: Comprobación a axil y momento del ELU. Adaptada de: [15].

$$\frac{N_{Ed}}{N_{Rd}} + \frac{M_{Ed}}{M_{Rd}} \leq 1$$
$$\frac{N_{Ed}}{A \cdot f_y} + \frac{M_{Ed} \cdot D \cdot 32}{\pi \cdot (D^4 - d^4)} \leq \frac{1}{\gamma_{M0}}$$

Donde:

- N_{Ed} ; M_{Ed} : Valores de cálculo obtenidos en la base de la cimentación en N y $N \cdot m$ respectivamente.
- N_{Rd} ; M_{Rd} : Resistencia al esfuerzo axil y al momento flector, en N y $N \cdot m$ respectivamente.
- A : Área de la sección en m .
- D : Diámetro externo de la cimentación en m .
- d : Diámetro interno de la subestructura en m .
- f_y : Límite elástico del material en Pa .
- γ_{M0} : Coeficiente de seguridad del material. Se toma el valor de 1,1, según [15].

Se escoge el máximo valor de los momentos y el máximo valor del axil, y se evalúan conjuntamente. En este caso, el máximo axil corresponde a la fuerza vertical del propio peso de la estructura, invariante para los distintos casos de cargas que se muestran en la **Tabla 4**.

5.1.2.2 Comprobación a cortante

La segunda comprobación hace referencia al esfuerzo cortante de la sección transversal. Se debe cumplir lo descrito en la **Ecuación 43**.

Ecuación 43: Comprobación a cortante. Adaptada de: [15].

$$\frac{V_{Ed}}{V_{c,Rd}} \leq 1$$

$$\frac{V_{Ed} \cdot \pi \cdot \sqrt{3}}{2 \cdot A \cdot f_y} \leq \frac{1}{\gamma_{M0}}$$

Donde:

- V_{Ed} : Valor de cálculo del cortante en N.
- $V_{c,Rd}$: Valor del cortante resistido en N.

Para realizar la comprobación se escoge el máximo valor de la mayor de cada uno de los escenarios de carga anteriormente descritos.

5.1.2.3 Comprobación de plastificación

La última comprobación a realizar para el ELU es la de plastificación de la sección transversal. Para este punto se debe comprobar el estado tensional de la sección en el punto más desfavorable de la sección. La comprobación a realizar se encuentra en la **Ecuación 44**.

Ecuación 44: Comprobación de plastificación. Adaptada de: [15].

$$\sqrt{\sigma_n^2 + 3 \cdot \tau^2} \leq \frac{f_y}{\gamma_{M0}}$$

Los valores de las tensiones normales y tangenciales se obtienen de la **Ecuación 45** y de la **Ecuación 46**, respectivamente.

Ecuación 45: Tensión normal.

$$\sigma_N = \frac{F_{axial}}{A} + \frac{M_{máx,escenarios} \cdot 64}{\pi \cdot (D^4 - d^4)}$$

Ecuación 46: Tensión tangencial.

$$\tau = -2 \cdot \frac{F_{\text{máx,escenarios}}}{A}$$

Donde:

- F_{axial} : Fuerza vertical actuante en N.
- $M_{\text{máx,escenarios}}$: Máximo momento de los escenarios de carga en N · m.
- D : Diámetro externo del monopilote en m.
- d : Diámetro interno del monopilote en m.

En este caso se evalúa la estructura con el máximo valor de la fuerza y del momento, independientemente de si ocurren o no en el mismo caso de carga. Con esta suposición, la comprobación se encuentra del lado de la seguridad.

5.1.3 Inestabilidad elástica, pandeo

Para determinar la inestabilidad de la estructura frente a pandeo, se deben diferenciar dos casos de estudio que dependerán de la clase del material.

Según el Eurocódigo 3 Parte1-1 [15], las clases para secciones huecas circulares se encuentran en la **Tabla 5**.

Tabla 5: Clases de la sección según geometría y material. Adaptada de: [15].

Clase	Comprobación
1	$d/t \leq 50 \cdot \varepsilon^2$
2	$d/t \leq 70 \cdot \varepsilon^2$
3	$d/t \leq 90 \cdot \varepsilon^2$
4	$d/t > 90 \cdot \varepsilon^2$

Donde:

- d : Diámetro externo de la sección de la subestructura en m.
- t : Espesor de la sección de la subestructura en m.
- ε : Se valora según la siguiente expresión $\varepsilon = \sqrt{235/f_y}$

5.1.3.1 Clases de sección 1, 2 y 3

Si la clase de la sección a valorar se encuentra entre la 1 y la 3, se deben realizar las siguientes comprobaciones (ver **Ecuación 47** y **Ecuación 50**):

La primera justificación es para esfuerzos puramente axiales.

Ecuación 47: Comprobación a axil de la resistencia a pandeo para secciones de clases 1, 2 y 3. Fuente: [15].

$$\frac{N_{Ed}}{N_{b,Rd}} \leq 1$$

Donde:

- N_{Ed} : Valor de cálculo del esfuerzo axil de compresión en N.
- $N_{b,Rd}$: Resistencia de cálculo a pandeo del elemento comprimido en N.

La resistencia a pandeo de una sección comprimida ($N_{b,Rd}$) se calcula mediante la **Ecuación 48**.

Ecuación 48: Resistencia a compresión para secciones de clases 1, 2 y 3. Fuente: [15].

$$N_{b,Rd} = \frac{\chi \cdot A \cdot f_y}{\gamma_{M1}}$$

Donde la χ corresponde a la esbeltez adimensional, que se obtiene a partir de la curva de pandeo, o según la **Ecuación 49**.

Ecuación 49: Esbeltez adimensional. Fuente: [15].

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

Siempre que $\chi \leq 1$

Donde:

- $\Phi = 0,5 \cdot \left[1 + \alpha \cdot (\bar{\lambda} - 0,2) + \bar{\lambda}^2 \right]$
- $\bar{\lambda} = \sqrt{\frac{A \cdot f_y}{N_{cr}}}$

Siendo α el coeficiente de imperfección para las curvas de pandeo (ver Tabla 6.1 de Eurocódigo 3 Parte: 1-1 [15]) y N_{cr} el esfuerzo axial crítico elástico, en N , para el modo de pandeo considerado.

La última comprobación es la que corresponde al fenómeno de flexo-compresión, donde en ciertas áreas de la sección se suman los efectos de la compresión con la parte comprimida de la flexión.

Ecuación 50: Comprobación a flexo-compresión de la resistencia a pandeo para secciones de clases 1, 2 y 3. Fuente: [15].

$$\frac{N_{Ed}}{N_{b,Rd}} + \frac{M_{Ed}}{M_{b,Rd}} \leq 1$$

Donde:

- N_{Ed} ; M_{Ed} : Valores de cálculo del axial y del momento obtenidos en la base de la cimentación, en N y $N \cdot m$ respectivamente.
- $N_{b,Rd}$; $M_{b,Rd}$: Resistencia a pandeo del axial y del momento flector, en N y $N \cdot m$ respectivamente.

La resistencia a pandeo del momento flector es la que se encuentra en la **Ecuación 51**.

Ecuación 51: Resistencia a flexión para secciones de clase 1, 2 y 3.

$$M_{b,Rd} = \chi \cdot \frac{(D^4 - d^4) \cdot \pi \cdot f_y}{32 \cdot D \cdot \gamma_{M1}}$$

5.1.3.2 Clases de sección 4

A las geometrías y materiales que cumplen los requisitos de ser clase 4 se les denominan láminas, y sus comprobaciones se rigen según el Eurocódigo 3, Parte 1-6 [16]. Se va a seguir el procedimiento descrito en la DNV-RP-C202 [17], que es la aplicación del Eurocódigo 3 para estructuras offshore.

En primer lugar, se valora la resistencia a pandeo local (ver la **Ecuación 53**). El primer paso es calcular la esbeltez reducida de la chapa, mediante la **Ecuación 52**.

Ecuación 52: Esbeltez reducida de la chapa para secciones de clase 4. Fuente: [17].

$$\lambda_s = \sqrt{\frac{f_y}{\sigma_{eq}} \cdot \left[\frac{\sigma_{a0,sd}}{f_{Ea}} + \frac{\sigma_{m0,sd}}{f_{Em}} + \frac{\sigma_{h0,sd}}{f_{Eh}} + \frac{\tau_{sd}}{f_{E\tau}} \right]}$$

Donde:

- σ_{eq} : Tensión de cálculo (ver la sección 5.1.2.3 de la presente memoria) en Pa .
- $\sigma_{a0,sd}$: Tensión axial debido al axil de diseño actuante sobre la estructura, en Pa . Viene representado por la siguiente expresión:

$$\sigma_{a0,sd} = \frac{N_{sd}}{\pi \cdot D \cdot t}$$

- f_{Ea} : Resistencia a pandeo por el esfuerzo axial en Pa . Viene determinado por la siguiente expresión:

$$f_{Ea} = \frac{\pi^2 \cdot E}{12 \cdot (1 - \zeta)} \cdot \left(\frac{t}{L_s} \right)^2 \cdot C_{Ea}$$

Siendo:

- ζ : El módulo de Poisson del material.
- C_{Ea} : El módulo de reducción de pandeo a esfuerzo axil. Viene determinado por la siguiente expresión:

$$C_{Ea} = 4 \cdot \sqrt{1 + \frac{\left(0,702 \cdot \left(\frac{L_s^2}{r \cdot t} \cdot \sqrt{1 - \zeta^2} \right) \cdot 0,5 \cdot \left(1 + \frac{r}{150 \cdot t} \right)^{-0,5} \right)^2}{4}}$$

Siendo:

- r : Radio de la sección en m.
- t : Espesor de la sección en m.
- $\sigma_{m0,sd}$: Tensión axial debido al flector de diseño actuante sobre la estructura en Pa . Viene representado por la siguiente expresión:

$$\sigma_{m0,sd} = \frac{M_{1,sd}}{\pi \cdot 4 \cdot D^2 \cdot t}$$

- f_{Em} : Resistencia a pandeo por el momento actuante en Pa . Viene determinado por la siguiente expresión:

$$f_{Em} = \frac{\pi^2 \cdot E}{12 \cdot (1 - \zeta)} \cdot \left(\frac{t}{L_s}\right)^2 \cdot C_{Em}$$

Siendo:

- C_{Em} : Módulo de reducción de pandeo al momento. Viene determinado por la siguiente expresión:

$$C_{Em} = 4 \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{0,702 \cdot \left(\frac{L_s^2}{r \cdot t} \cdot \sqrt{1 - \zeta^2}\right) \cdot 0,5 \cdot \left(1 + \frac{r}{150 \cdot t}\right)^{-0,5}}{4} \right)^2}$$

- $\sigma_{h0,sd}$: Tensión debido a la presión externa en Pa . Viene representada por la siguiente expresión:

$$\sigma_{h0,sd} = \frac{L_s \cdot g \cdot \rho_{agua} \cdot (r_{interno}^2 + r_{externo}^2) - 2 \cdot \rho_{agua} \cdot r_{interno}^2}{r_{interno}^2 - r_{externo}^2}$$

Siendo:

- g : Valor de la gravedad. Se toma el valor de $9,81 \text{ m/s}^2$.
- ρ_{agua} : Densidad del agua del mar, se toma 1030 kg/m^3 [2].
- f_{Eh} : Resistencia a pandeo de la presión hidrostática, presión lateral y compresión circunferencia. Viene determinado por la siguiente expresión:

$$f_{Eh} = \frac{\pi^2 \cdot E}{12 \cdot (1 - \zeta)} \cdot \left(\frac{t}{L_s}\right)^2 \cdot C_{Eh}$$

Siendo:

- C_{Eh} : Módulo de reducción de pandeo a la presión hidrostática, presión lateral y compresión circunferencia. Viene determinado por la siguiente expresión:

$$C_{Eh} = 4 \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{0,6 \cdot \left(\frac{L_S^2}{r \cdot t} \cdot \sqrt{1 - \zeta^2} \right)^{0,5} \cdot 1,04}{4} \right)^2}$$

- τ_{sd} : Tensión tangencial de diseño (ver la sección **5.1.2.3**) en Pa.
- $f_{E\tau}$: Resistencia a pandeo del esfuerzo de torsión en Pa. Viene determinado por la siguiente expresión:

$$f_{Eh} = \frac{\pi^2 \cdot E}{12 \cdot (1 - \zeta)} \cdot \left(\frac{t}{L_S} \right)^2 \cdot C_{E\tau}$$

Siendo:

- $C_{E\tau}$: Módulo de reducción de pandeo a la presión hidrostática, presión lateral y compresión circunferencia. Viene determinado por la siguiente expresión:

$$C_{E\tau} = 5,34 \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{0,6 \cdot 0,856 \cdot \left(\frac{L_S^2}{r \cdot t} \cdot \sqrt{1 - \zeta^2} \right)^{3/4}}{5,34} \right)^2}$$

La comprobación que se debe cumplir a pandeo local se encuentra en la **Ecuación 53**.

Ecuación 53: Comprobación a pandeo local para clases de sección igual a 4. Adaptada de: [17].

$$\sigma_{eq} \leq \frac{f_y}{\gamma_M \cdot \sqrt{1 + \lambda_s^4}}$$

A continuación, se detallan las expresiones para la comprobación a pandeo global. En la **Ecuación 54** se formula la condición que se debe cumplir.

Ecuación 54: Comprobación a pandeo global para clases de sección igual a 4. Adaptada de: [17].

$$\left(\frac{K \cdot L}{i} \right)^2 \geq 2,5 \cdot \frac{E}{f_y}$$

Donde:

- K : Factor de pandeo. En el caso de estudio se va a tomar el valor de $K = 1$.
- i : Radio de giro en m, que depende de la inercia y del área de la estructura. Viene determinado por la siguiente expresión: $i = \sqrt{I_{pilote}/A_{pilote}}$

En el caso que la comprobación de la **Ecuación 54** no se satisfaga, se debe realizar la comprobación que se encuentra en la **Ecuación 55**.

Ecuación 55: Segunda comprobación a pandeo global para clases de sección igual a 4. Adaptada de: [17].

$$\frac{\sigma_{a0,sd} \cdot \gamma_M}{f_{Kc}} + \frac{\gamma_M}{f_{aK}} \cdot \frac{\sigma_m}{1 - \frac{\sigma_{a0,sd}}{f_E}} \leq 1$$

Donde:

- $\sigma_{h0,sd}$: Tensión debido a la presión externa en Pa.
- f_{Kc} : Toma los posibles siguientes valores:

$$f_{Kc} \rightarrow \begin{cases} (1 - 0,28 \cdot \bar{\lambda}^2) \cdot f_{aK} \rightarrow \text{si } \bar{\lambda} \leq 1,34 \\ 0,9 \cdot \frac{f_{aK}}{\bar{\lambda}^2} \rightarrow \text{si } \bar{\lambda} > 1,34 \end{cases}$$

Siendo:

- $f_{aK} = \frac{b + \sqrt{b^2 - 4 \cdot a \cdot c}}{2 \cdot a}$
 - o $a = 1 + \left(\frac{f_y}{f_{Ea}}\right)^2$
 - o $b = \sigma_n \cdot \left(\frac{2 \cdot f_y^2}{f_{Ea} \cdot f_{Eh}} - 1\right)$
 - o $c = \sigma_n^2 \cdot \left(1 + \left(\frac{f_y}{f_{Eh}}\right)^2\right) - f_y^2$
- $f_E = \frac{\pi^2 \cdot E \cdot I}{(k \cdot L_S)^2 \cdot A}$
- $\bar{\lambda} = \sqrt{\frac{f_{aK}}{f_E}}$

5.1.4 Estado Límite de Servicio (ELS)

Para dos comprobaciones del ELS se van a estudiar son; las deflexiones y desplazamientos, y la frecuencia natural del sistema en su conjunto.

5.1.4.1 Deflexión y desplazamiento inicial

Tanto la rotación como el desplazamiento se obtienen de la matriz de rigidez del sistema. Para los valores máximos de las cargas dadas (fuerzas y momentos), se consiguen los máximos desplazamientos y giros en la base. Así pues, del sistema de ecuaciones que se encuentra en la **Ecuación 56**, se obtiene la respuesta en deformaciones y giros.

Ecuación 56: Matriz de rigidez del sistema para la obtención de los desplazamientos y giros.

$$\begin{bmatrix} F \\ M \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} k_L & k_{LR} \\ k_{LR} & k_R \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \rho \\ \theta \end{bmatrix}$$

5.1.4.2 Estimación y comprobación de la frecuencia natural

Las frecuencias naturales del sistema representa los modos de vibración de la estructura. Ante una sollicitación, el sistema es alterado de su posición de reposo y tiende a vibrar.

La expresión para determinar el primer modo de vibración estimado es la que se muestra en la **Ecuación 57**. Esta expresión está basada en una viga en voladizo, suposición que se realiza pero se corrige con una serie de coeficientes que tienen en cuenta la flexibilidad de la base y de la torre.

Ecuación 57: Frecuencia natural del sistema. Fuente: [2].

$$f_0 = C_L \cdot C_R \cdot C_S \cdot f_{FB}$$

Donde:

- f_{FB} : Frecuencia básica en Hz. Viene descrita por la siguiente expresión:

$$f_{FB} = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot E_T \cdot I_T}{L_T^3 \cdot (m_{RNA} + \frac{33}{140} \cdot m_T)}}$$

Donde:

- E_T : Módulo de Young de la torre en Pa.
- I_T : Inercia de la torre en m^4 .
- m_{RNA} : Masa de la cabeza del aerogenerador en Kg.
- m_T : Masa de la torre en Kg.

- C_L : Rotación lateral de la cimentación. Viene descrita por la siguiente expresión:

$$C_L = 1 - \frac{1}{1 + 0,6 \cdot \left(\frac{k_L \cdot L_T^3}{E \cdot I_T \cdot f_q} - \frac{k_{LR}^2 \cdot L_T^3}{E \cdot I_T \cdot f_q \cdot k_R} \right)}$$

Donde:

$$\circ f_q = \frac{1}{3} \cdot \frac{2 \cdot \left(\frac{D_b}{D_t} \right)^2 \cdot \left(\frac{D_b}{D_t} - 1 \right)^{-3}}{2 \cdot \left(\frac{D_b}{D_t} \right)^2 \cdot \ln \left(\frac{D_b}{D_t} \right) - 3 \cdot \left(\frac{D_b}{D_t} \right)^2 + 4 \cdot \left(\frac{D_b}{D_t} \right) - 1}$$

- C_R : Flexibilidad rotacional lateral de la cimentación. Viene descrita por la siguiente expresión:

$$C_R = 1 - \frac{1}{1 + 0,5 \cdot \left(\frac{k_R \cdot L_T}{E \cdot I_T \cdot f_q} - \frac{k_{LR}^2}{E \cdot I_T \cdot f_q \cdot k_L \cdot L_T} \right)}$$

- C_S : Coeficiente de flexibilidad de la subestructura. Viene descrita por la siguiente expresión:

$$C_S = \sqrt{\frac{1}{1 + \left(1 + \frac{L_S}{L_T} \right)^3 \cdot \frac{E_T \cdot I_T}{E_P \cdot I_P} - \frac{E_T \cdot I_T}{E_P \cdot I_P}}}$$

Finalmente, la frecuencia natural del sistema se debe encontrar entre los rangos descritos en la **Ecuación 58**. Se tiene que evitar que la estructura entre en resonancia. Las excitaciones que hacen que el conjunto torre-cimentación entre en su primer modo de vibración son:

- Desequilibrios de las masas en el rotor debido al giro de las palas, actuando como carga cíclica. Modo 1P.

- Paso de la pala sobre la torre, generando el denominado efecto sombra. El viento que actúa sobre la torre se ve alterado tras el paso de las palas, generando una carga cíclica. Modo 3P.

Ecuación 58: Comprobación de la frecuencia natural del sistema. Adaptada de: [2].

$$f_{1P,máx} \leq f_0 \leq f_{3P,mín}$$

Donde:

- $f_{1P,máx}$: Velocidad máxima de giro del rotor en Hz.
- $f_{3P,mín}$: Velocidad mínima de giro del rotor en Hz.

5.1.5 Fatiga

El objetivo principal del cálculo de fatiga es garantizar que la estructura tenga una vida útil de, al menos, 50 años. El fenómeno de fatiga no es solo de cálculo de proyecto, sino que se debe comprobar durante la fabricación del aerogenerador y de la subestructura, la instalación y durante la vida útil de los mismos. Se van a seguir las recomendaciones de la DNV; “*Fatigue Design of Offshore Steel Structures*” [18].

Para evaluar la estructura a fatiga, se comprueba el número de ciclos de carga que resiste en cada uno de los casos de carga descritos en la sección **Hipótesis de cálculo. Casos de carga** de la presente memoria.

En primer lugar, se calculan las tensiones alternantes (ver la **Ecuación 59**) para cada uno de los estados de carga.

Ecuación 59: Tensión alternante actuante debido a los momentos de los casos de carga.

$$\sigma_{Alt} = \gamma_L \cdot (M_{Máx} - M_{Mín}) \cdot \frac{D_p}{4 \cdot I_p}$$

Donde:

- $M_{Mín}$: Momento mínimo actuante en N · m.
- γ_L : Factor adimensional de carga. En el caso de estudio toma el valor de 1 [18].
- $M_{Máx}$: Momento máximo actuante en N · m.

- D_P : Diámetro del monopilote en m.
- I_P : Inercia del monopilote en m^4 .

La primera comprobación es la que se encuentra en la **Ecuación 60**. En el caso que se cumpla dicha condición, el monopilote tiene la condición de resistencia a vida infinita teórica de fatiga.

Ecuación 60: Condición a vida infinita de la estructura.

$$\sigma_{End} > \sigma_{Alt}$$

Donde:

- σ_{End} : Límite de fatiga del material en Pa .

En el caso que no se cumpla lo visto en la **Ecuación 60**, se deben comparar los ciclos de carga que resiste la estructura con los ciclos a los que se encuentra sometida (ver la **Ecuación 61**). Para ello, se siguen las curvas S-N, que son características del material y de la sección, entre otros factores determinantes. Se va a suponer que la subestructura es una sección tubular con uniones soldadas, las curvas S-N de la DNV-RP-C203 para este tipo de monopilotes son la D y la C1 [18].

Ecuación 61: Ciclos de carga que resiste la estructura. Fuente: [18].

$$\log(N_{calc}) = \log(\bar{a}) - m \cdot \log\left(\sigma_{Alt} \cdot \left(\frac{t}{t_{ref}}\right)^k\right)$$

Donde:

- N_{calc} : Número de ciclos de carga que resiste la estructura.
- $\log(\bar{a})$: Intersección de la curva $\log(N)$ con los ejes de la gráfica S-N. Ver la sección **2.4.3** de la **DNV-RP-C203** [18].
- m : Pendiente de la curva de la gráfica S-N. Ver la sección **2.4.3** de la **DNV-RP-C203** [18].
- t : Espesor a través del cual es probable que crezca una grieta en m. Al ser la sección constante a lo largo del monopilote, se va a tomar como el espesor del mismo.
- t_{ref} : Espesor de referencia. Se supone como juntas tubulares con un espesor de referencia, $t_{ref} = 32 \text{ mm}$.

- k : Exponente del espesor de fatiga. Se toma como valor 0,1, ya que las uniones se suponen soldadas.

Una de las cargas cíclicas que tienen una mayor incidencia sobre la cimentación son las referentes al oleaje. El número de ciclos que resiste la estructura va en función del periodo y frecuencia del oleaje. Así pues, la expresión que determina el número de ciclos al que se va a someter la estructura se encuentra en la **Ecuación 62**.

Ecuación 62: Ciclos de carga a los que se somete la estructura. Adaptada de: [18].

$$N_{res} = \left(1 - {}^{2920}\sqrt{P}\right) \cdot \frac{1576800000}{T_{oleaje}}$$

Donde:

- P : Cuantil que depende del periodo de retorno de la ola. Para periodos de un año se toma el valor de 80%, y para periodos de 50 años se toma 98%.
- T_{oleaje} : Periodo de la ola en s.

Finalmente, la condición que se debe cumplir para que la estructura resista a fatiga durante una vida útil de, al menos 50 años, es la que se encuentra en la **Ecuación 63**.

Ecuación 63: Condición de ciclos de fatiga.

$$N_{res} \leq N_{calc}$$

6. Amplificadores dinámicos

Como se mencionó en el punto **5.1.4.2** de la presente memoria, a lo largo de la determinación de las cargas y de las comprobaciones a resistencia, no se ha contemplado el carácter dinámico de las fuerzas y momentos actuantes sobre la estructura, sin tener en cuenta la comprobación a fatiga. Las cargas originadas en la cimentación, y que tienen una variabilidad en el tiempo, son las generadas por viento y por el oleaje.

Para poder introducir el carácter dinámico de los esfuerzos anteriormente señaladas se realiza un análisis estático equivalente, amplificadores dinámicos que simulan el carácter dinámico del

problema. El estudio se puede realizar por varias vías; en el dominio del tiempo, en el de la frecuencia o mediante la descomposición modal.

El Factor de Amplificación Dinámica o FAD, es un coeficiente que se multiplica por la carga actuante (proveniente del viento o del oleaje) pretendiendo simular el sobreesfuerzo o la reducción del mismo, que sufre la estructura por la condición de variabilidad en el tiempo (ver la **Ecuación 64**).

Ecuación 64: Factores de ampliación dinámicos. Fuente: [2].

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

Donde:

- f : Frecuencia fundamental de excitación de la carga en Hz.
- f_0 : Frecuencia fundamental de vibración de la estructura en Hz.
- ξ : Factor o relación de amortiguamiento. Toma valores comunes entre 3% y 1% [2].

7. Esfuerzos y desplazamiento del estudio sísmico

7.1 Introducción

En el presente proyecto se comparan los desplazamientos y esfuerzos tras una excitación dinámica. Una vez se dimensiona correctamente la estructura en su parte estática, se toman las medidas geométricas de las distintas cimentaciones para determinar y evaluar la influencia dinámica que tiene sobre las subestructuras ante la actuación de un terremoto. Tras la obtención de las cargas, se comparan los esfuerzos entre los cuatro aerogeneradores, determinando la influencia de cada uno de ellos en función a sus características geométricas. No se van a redimensionar las cimentaciones en función de los datos obtenidos en esta parte.

El estudio de la influencia dinámica de un sismo se divide en dos apartados. En el primero de ellos se va a tomar la estructura en base rígida, es decir, en la parte final del monopilote, la que se encuentra en contacto con el suelo, no se va a considerar desplazamiento ni giro relativo. En el segundo apartado, se toma la base como flexible. El último punto del monopilote dispone de movimiento y giro no prescrito, es decir, se va a imponer el movimiento del campo libre.

Ambos estudios se llevan a cabo en un algoritmo secuencial en el software matemático Matlab.

7.2 Modelo en base rígida

Tanto para el estudio en base rígida como para el de base flexible, se emplea el método de los elementos finitos (MEF). Ya que la estructura en su conjunto es muy singular, el grupo monopilote-torre se va a tomar como un problema plano, donde solo se evalúa el comportamiento lateral de la estructura. La aplicación más directa de este tipo de estructuras no hiperestáticas es el método directo de la rigidez. La estructura se divide en barras o elementos. Cada elemento dispone de su propia matriz de rigidez y de masas, que relacionan los desplazamientos y giros de sus extremos (nodos), con las fuerzas exteriores que se aplican. En el caso de estudio, son dichas fuerzas las que se desean obtener. Por ello, se toma un desplazamiento prescrito en la base de la estructura para poder determinar las fuerzas exteriores actuantes.

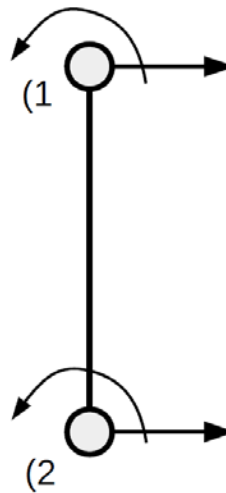


Ilustración 4: Representación gráfica del elemento empleado en el estudio sísmico.

Como ya se ha comentado, el conjunto estructural se divide en elementos (ver la **Ilustración 4**), que van a constar de dos nodos y de sección constante, es decir, cada elemento tiene a lo largo de su longitud las mismas condiciones de geometría y de material. La torre es de sección cónica, variando su geometría en función a su altura. Por ello, el número de elementos en el que se divide la torre debe recoger la variabilidad de la geometría sin que influya de manera significativa en los resultados. Se realiza una comprobación de convergencia del MEF para obtener el número mínimo de elementos a usar.

El conjunto estructural torre-cimentación se divide en distintas secciones desde la cabeza de la torre hasta la parte no enterrada del monopilote, donde el primer nodo del elemento será el último nodo del elemento anterior, exceptuando el primer y último elemento del conjunto. Debido a que las torres requieren de más elementos para su evaluación, se opta por hacer una distinción entre

el número de elementos que hay entre la torre y el monopilote. Las alturas de las torres para los cinco aerogeneradores suelen ser en torno a 3 veces más grande que la altura no enterrada de los monopilotes. Por ello se toma el triple de elementos para la torre que para el monopilote.

El vector de desplazamientos de un único elemento es el que se encuentra en la **Ecuación 65**. En él, se representan los desplazamientos y giros del nodo inicial y final del elemento. Los superíndices 1 y 2 hacen referencia al orden que se siguen (ver la **Ilustración 4**).

Ecuación 65: Vector de desplazamiento del elemento.

$$u_{elemento} = \begin{Bmatrix} u^1 \\ \theta^1 \\ u^2 \\ \theta^2 \end{Bmatrix}$$

Las matrices de rigidez y masas son las que se encuentran en la **Ecuación 66** y en la **Ecuación 67**, respectivamente. Corresponden a las matrices del elemento clásico de viga Bernoulli.

Ecuación 66: Matriz de rigidez del elemento

$$K_{elemento} = \frac{E \cdot I}{L^3} \cdot \begin{bmatrix} 12 & 6 \cdot L & -12 & 6 \cdot L \\ 6 \cdot L & 4 \cdot L^2 & -6 \cdot L & 2 \cdot L^2 \\ -12 & -6 \cdot L & 12 & -6 \cdot L \\ 6 \cdot L & 2 \cdot L^2 & -6 \cdot L & 4 \cdot L^2 \end{bmatrix}$$

Ecuación 67: Matriz de masas del elemento

$$M_{elemento} = \frac{\rho \cdot A \cdot L}{420} \cdot \begin{bmatrix} 156 & 22 \cdot L & 54 & -13 \cdot L \\ 22 \cdot L & 4 \cdot L^2 & 52 \cdot L & -3 \cdot L^2 \\ 54 & 52 \cdot L & 156 & -22 \cdot L \\ -13 \cdot L & -3 \cdot L^2 & -22 \cdot L & 4 \cdot L^2 \end{bmatrix}$$

Donde, para cada expresión:

- E : Módulo de Young del material en Pa.
- ρ : Densidad del material en kg/m³.
- I : Inercia de la sección en m⁴.
- A : Área de la sección para los elementos que se encuentren en el monopilote, o el área de la sección del elemento para los elementos que se encuentran en la torre, en m².
- L : Longitud del elemento en m.

Una vez se tienen todas las matrices de rigidez y de masas de todos los elementos, se ensambla la matriz de rigidez y masa global del sistema. Para ello, se debe tener en cuenta que el nodo inicial del elemento es el final del elemento anterior, exceptuando el primer y último elemento. De esta manera se define el sistema mediante grados de libertad globales.

Una vez se ensambla la matriz global de masa, se añade la masa del conjunto rotor góndola en la posición que simboliza la cabeza de la torre.

La resolución del problema se realiza en el dominio de la frecuencia. Como ya se ha comentado previamente, la resolución del sistema es mediante la aplicación de un desplazamiento unitario en la base. De esta manera, todos los resultados en los nodos serán las funciones de transferencia en frecuencia con respecto al desplazamiento en la base.

A la hora de resolver el sistema se emplea la metodología, $A \cdot x = b$. La **Ecuación 68** representa el sistema a resolver para cada intervalo de frecuencia.

Ecuación 68: Resolución de la carga sísmica en el dominio de la frecuencia.

$$(K_r - \omega^2 \cdot M_r) \cdot u_b = -(K_b - \omega^2 \cdot M_b)$$

Donde:

- K_r y M_r : Matrices de rigidez y masas del sistema una vez reducidas. Se han eliminado las dos últimas filas y columnas, ya que se han interpuesto los desplazamientos y giros prescritos (de valor la unidad para el desplazamiento, y cero para el giro). A la matriz K_r se le añade el amortiguamiento histerético. Con ello se tiene en cuenta el amortiguamiento interno, que va en fase con la señal de excitación. Se representa como: $K_r \cdot (1 + 2i \cdot \xi)$. Donde 1 representa la parte real y $2i \cdot \xi$ la parte imaginaria, con ξ como valor de la fracción de energía disipada, tomada como 1%.
- ω : Frecuencia de excitación, en rad/s .
- K_b y M_b : Matrices de rigidez y masas del sistema correspondiente a los grados de libertad activos del conjunto, es decir, los desplazamientos no prescritos. Se eliminan las filas con los giros.

$$x = \begin{Bmatrix} u_r \\ u_b \end{Bmatrix}$$

Donde:

- u_r : Solución para los grados de libertad activos del sistema, en este caso los desplazamientos sin contar con los de la base.
- u_b : Grado de libertad interpuesto de la base, con valor unidad.

Los valores de las frecuencias se discretizan en un vector desde el valor 0 hasta la frecuencia de Nyquist del sismo a valorar. Aquellos valores de frecuencia en los que el sistema se encuentre en uno de sus modos de vibración, el paso que se aplica es más fino. De esta manera se pueden obtener los picos de frecuencia de la estructura.

La solución en desplazamientos que se obtiene viene para cada frecuencia, por lo tanto, la matriz resultante dispone de tantas columnas como frecuencias haya. Como se han eliminado la penúltima y última fila de las matrices elementales del sistema, se añaden posteriormente como [1; 0], correspondientes al desplazamiento unitario y giro nulo.

El siguiente paso es obtener los valores de los esfuerzos. Para ello se recurre a las matrices de rigidez y de masas del elemento de estudio. Dichos esfuerzos se obtienen directamente empleando la **Ecuación 69**.

Ecuación 69: Sistema para la obtención de los esfuerzos de los elementos

$$f_e = (K_e - \omega^2 \cdot M_e) \cdot u_e$$

A medida que se van obteniendo los resultados para cada uno de los elementos, se monta un vector general que contenga todos los resultados. Posteriormente se discretizan los cortantes y los momentos en vectores distintitos.

Hasta ahora se ha trabajado en el dominio de la frecuencia. Los resultados de desplazamientos, giros, cortantes y momentos forman parte de la respuesta de las funciones de respuesta en frecuencia, o FRF ($H(\omega)$) (ver la **Ecuación 70**).

Ecuación 70: Función de respuesta en frecuencia.

$$H(\omega) = \frac{r(\omega)}{u_b} = \frac{r(\omega)}{1} = r(\omega)$$

Donde:

- $H(\omega)$: Función de respuesta en frecuencia
- u_b : Desplazamiento en la base
- $r(\omega)$: Variable de estudio; desplazamiento, giro, cortante o flector.

Por otro lado, se encuentran las aceleraciones de los terremotos de estudio. Son señales temporales de las aceleraciones medidas en diferentes estaciones sísmicas. El intervalo de tiempo entre cada valor de aceleración depende del intervalo con el que se ha medido el sismo.

En un primer lugar, en el programa, se lee el archivo que contiene el acelerograma y se guardan las variables características del mismo, como son el paso del tiempo del sismo, la aceleración, la frecuencia de Nyquist, entre otros. Es necesario para la apertura del mismo el número de puntos de la RFR. Normalmente se suele emplear potencias de base dos. Con el valor de los números de puntos y la aceleración, se aplica la Transformada Rápida de Fourier (FFT en sus siglas en inglés) para obtener la respuesta sismográfica en el dominio de la frecuencia, ya que los datos se encuentran en aceleraciones. De toda la señal en el dominio de la frecuencia, se corta el vector hasta que se alcanza el valor de la frecuencia de Nyquist. Esto se debe a que la señal se ha discretizado y para poder realizar la antitransformada y volver a la señal inicial, se debe asegurar un valor de frecuencias igual a la de Nyquist.

Para poder trabajar con ambas señales, tanto la señal de la respuesta en frecuencia como la del sismo se deben interpolar y así obtener los mismos puntos que la frecuencia de excitación. Como la señal del sismo del campo incidente viene en aceleraciones, se divide por el cuadrado de la frecuencia de excitación (ver la **Ecuación 71**). Finalmente, el primer punto del acelerograma se fuerza a que sea cero, y al valor de la frecuencia de Nyquist, que sea completamente real, eliminando la parte imaginaria. De esta manera, cuando se realiza la FFT inversa, la señal de la respuesta en frecuencia se encuentra en el dominio real.

Ecuación 71: Transformación de la señal del terremoto.

$$X = X \cdot \frac{1}{-\omega^2}$$

Donde:

- X : Señal del terremoto en el dominio de la frecuencia.

Finalmente, la respuesta en el dominio de la frecuencia para una función de transferencia bajo un terremoto se obtiene de la **Ecuación 72**. La respuesta del sistema se logra tras multiplicar la función de transferencia de entrada (H), ya sea para el desplazamiento, giro, cortante o momento, por la excitación X .

Ecuación 72: Respuesta de la señal en el dominio de la frecuencia

$$Y = H \cdot X(\omega)$$

Antes de poder obtener los resultados de la función de transferencia en el dominio del tiempo, desde el valor de la frecuencia de Nyquist más uno, se completa el vector solución ($Y(\omega)$) con el conjugado del punto anterior. A continuación, se realiza la antitransformada de la función y se obtienen los resultados en el dominio del tiempo. Como los datos se encuentran relativos a la gravedad, los valores de los esfuerzos (fuerzas y momentos) se multiplican por el valor de la gravedad ($9,81 \text{ m/s}^2$).

7.3 Modelo en base flexible

Para resolver el modelo en base flexible se emplea la misma metodología que para el modelo en base rígida, pero realizando cambios en la interacción suelo-estructura. En este caso no se presupone que el suelo es infinitamente rígido, sino que se va a introducir un sistema de resortes con amortiguación que modeliza el terreno.

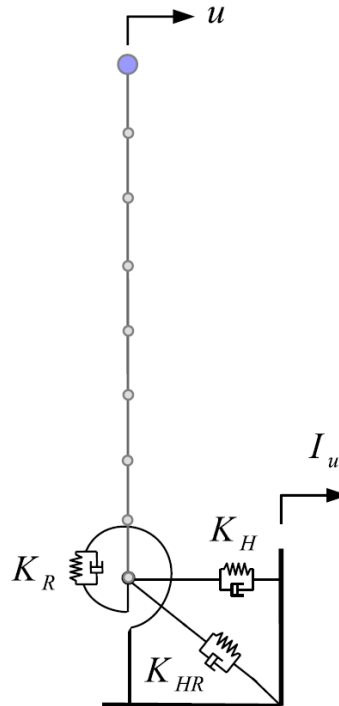


Ilustración 5: Representación gráfica de la rigidez de la cimentación para el modelo en base flexible.

En la **Ilustración 5** se aprecian las tres impedancias empleadas en este método. Representan la rigidez de la cimentación y cada una de ellas simboliza:

- K_h o impedancia horizontal.
- K_r o impedancia de cabeceo.
- K_{hr} o impedancia cruzada.

Dichos valores de las impedancias se obtienen del programa desarrollado en la tesis doctoral *“Dynamic response of piled structures. Implementation of a model based on the integral formulation of the problem and the use of a fundamental solution for the layered half space”* [19].

Son términos que dependen de la frecuencia, de la geometría del monopilote y del tipo de terreno. Disponen de una parte real que representa la rigidez, y de una parte imaginaria que simboliza la amortiguación, es decir, la disipación de la energía en el terreno. Los valores de las rigideces se manejan en una matriz de impedancias (ver la **Ecuación 73**).

Ecuación 73: Matriz de impedancias de la rigidez de la cimentación con respecto al terreno.

$$K_{SSI} = \begin{bmatrix} K_h(\omega) & K_{hr}(\omega) \\ K_{hr}(\omega) & K_r(\omega) \end{bmatrix}$$

Para tener en cuenta la interacción de los desplazamientos producidos en la base de la cimentación se define el factor de interacción cinemática. Representan el filtrado del terreno que produce la cimentación. Se obtienen como un desplazamiento (I_u) y un giro (I_θ) (ver la **Ecuación 74**) en la cabeza enterrada del monopilote ante la actuación de un sismo. Son valores que dependen de la frecuencia de excitación, de las características del terreno y de la geometría de la cimentación. Se modelan con una parte real y otra imaginaria. Ambas representan el desfase respecto al desplazamiento que se produciría en la superficie del terreno si no existiese la cimentación.

Ecuación 74: Vector de interacción cinemática.

$$I_u(\omega) = \begin{Bmatrix} I_u(\omega) \\ I_\theta(\omega) \end{Bmatrix}$$

Teniendo los desplazamientos y giros en la base, y la matriz de impedancias, se pueden obtener los esfuerzos que se originan (ver la **Ecuación 75**).

Ecuación 75: Vector de fuerzas en la base por parte de los desplazamientos de interacción cinemática y de la matriz de impedancia.

$$\begin{Bmatrix} F_b(\omega) \\ M_b(\omega) \end{Bmatrix} = K_{SSI} \cdot I_u$$

El nuevo sistema a resolver es el que se encuentra en la **Ecuación 76**. Sigue la misma tipología que el modelo en base rígida, $A \cdot x = b$.

Ecuación 76: Sistema de ecuaciones para obtener los desplazamientos en el modelo en base flexible.

$$\left(\begin{bmatrix} K_{ss} & K_{sb} \\ K_{bs} & K_{bb} + K_{SSI}(\omega) \end{bmatrix} - \omega^2 \cdot \begin{bmatrix} M_{ss} & M_{sb} \\ M_{bs} & M_{bb} \end{bmatrix} \right) \begin{Bmatrix} u^s \\ u^b \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} 0 \\ F_b(\omega) \end{Bmatrix}$$

Donde:

- Los subíndices ss hacen referencia a los nodos de la estructura (torre y monopilote) exceptuando el último.

- Los subíndices bb hacen referencia a los desplazamientos y rotaciones correspondientes al último nodo.

Finalmente, del sistema $A \cdot x = b$ se disponen de las siguientes expresiones:

$$A = (K - \omega^2 \cdot M)$$

$$b = F_b(\omega)$$

Al resolver ya se obtienen todos los desplazamientos y giros, incluyendo los de la base. La metodología a seguir una vez se obtienen los valores de los desplazamientos y giros es idéntica que en el modelo en base rígida.

Bibliografía

1. **DET NORSKE VERITAS AS.** *Loads and site conditions for wind turbines*. Høvik : DNV-GL, 2016. DNVGL-ST-0437.
2. *Design of monopiles for offshore wind turbines in 10 steps*. **Aranya, Laszlo, y otros.** 92, Bristol : Soil Dynamics and Earthquake Engineering, 2017.
3. **American Petroleum Institute.** *Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms—Working Stress Design*. Washington : API Publishing Services, 2002.
4. **DET NORSKE VERITAS AS.** *Design of Offshore Wind Turbine Structures*. Høvik : DNV-GL, 2014. DNV-OS-J101.
5. **Cartográfica de Canarias S.A.** Visor GRAFCAN. GRAFCAN. [En línea] Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial. <https://visor.grafcan.es/visorweb/>.
6. **Poulos, H.G. y Davis, E.H.** *Pile foundation analysis and design*. Sydney : Rainbow-Bridge Book Co., 1980. 554786.
7. **DET NORSKE VERITAS AS.** *Metallic materials*. Høvik : DNV GL, 2015. DNVGL-OS-B101.
8. **Bhattacharya, Subhamoy .** *Design of Foundations for Offshore Wind Turbines*. s.l. : John Wiley & Sons, 2019. 9781119128120.

9. *Thrust coefficients used for estimation of wake effects for fatigue load calculation*. **Frohboese P, Schmuck C**. Warsaw : Proceedings of the European Wind Energy Conference, 2010.
10. **INTERNATIONAL STANDARD**. *Wind turbines – Part 1: Design requirements IEC 61400-1*. Génova : International Electrotechnical Commission, 2005.
11. **Asociación Española de Normalización y Certificación**. *Eurocódigo 1: Acciones en estructuras. Parte 1-4: Acciones generales. Acciones de viento*. Madrid : Asociación Española de Normalización, 2018. UNE-EN 1991-1-4.
12. *The force exerted by surface waves on piles*. **Morison JR, Johnson JW, Schaaf SA**. 05, s.l. : Society of Petroleum Engineers, 1950, Vol. II. SPE-950149-G.
13. **Clauss, Günther, Lehmann, Eike, Østergaard, Carsten**. *Offshore Structures. Volume I: Conceptual Design and Hydromechanics*. s.l. : Springer-Verlag London, 1991. ISBN 978-1-4471-3193-9.
14. *Soil-Structure Interactions (SSI) for Offshore Wind Turbines*. **Bhattacharya, Subhamoy, y otros**. s.l. : IET Reference, 2017, Vol. 1. 10.1049/etr.2016.0019.
15. **Asociación Española de Normalización y Certificación**. Eurocódigo 3: Proyecto de estructuras de acero. Parte 1-1: Reglas generales y reglas para edificios. Madrid : AENOR, 2009. EN 1993-1-1.
16. —. Eurocódigo 3: Proyecto de estructuras de acero. Parte 1-6: Resistencia y estabilidad de láminas. Madrid : AENOR, 2013. UNE-EN 1993-1-6.
17. **DET NORSKE VERITAS AS**. *BUCKLING STRENGTH OF SHELLS*. Høvik : DNV·GL, 2002. DNV-RP-C202.
18. —. *Fatigue Design of Offshore Steel Structures*. Høvik : DNV GL, 2011. DNV-RP-C203.
19. **Álamo Meneses, Guillermo Manuel**. *Dynamic response of piled structures. Implementation of a model based on the integral formulation of the problem and the use of a fundamental solution for the layered half space*. Las Palmas de Gran Canaria : Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, 2018.

A faint, light gray line drawing of a wind turbine is centered in the background. It features a vertical tower, a central hub with three blades, and a nacelle. The blades are spread out in a 'Y' shape, filling the upper and middle portions of the frame.

PLANOS

ESTUDIO DE LA IMPORTANCIA DE LA CARGA SÍSMICA EN EL
DISEÑO DE AEROGENERADORES MARINOS EN FUNCIÓN A SU
TAMAÑO

1. Planos

1.1 Situación

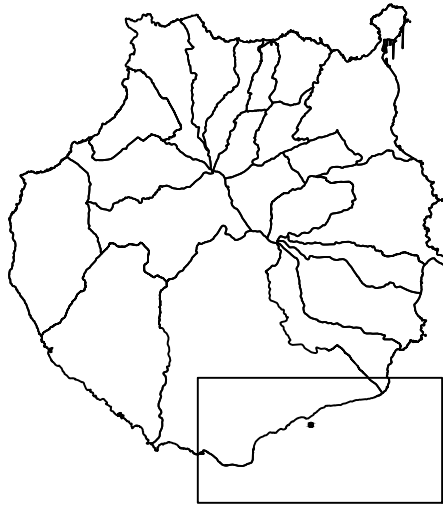
1.2 General del aerogenerador de 5 MW

1.3 General del aerogenerador de 8 MW

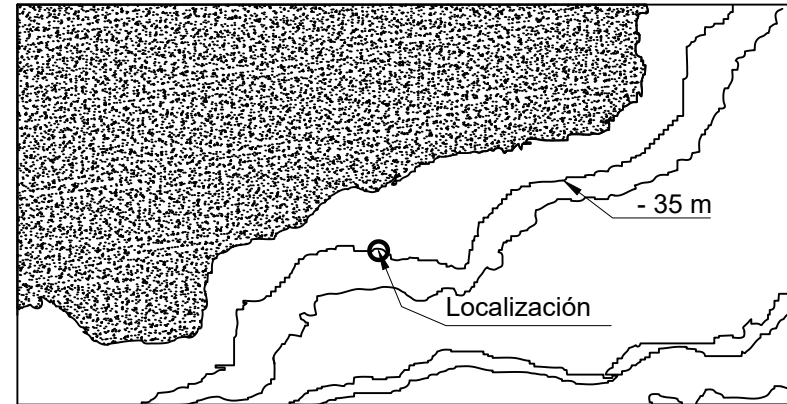
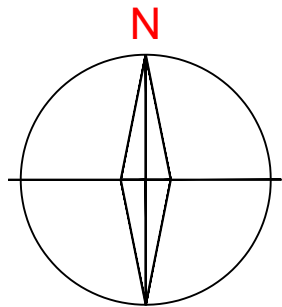
1.4 General del aerogenerador de 10 MW

1.5 General del aerogenerador de 15 MW

GRAN CANARIA



Escala 1:800.000



Escala 1:250.000

Coordenadas

Geográficas		UTM	
Latitud	27° 46' 17,41" N	X UTM	453250 m
Longitud	15° 28' 16,73" O	Y UTM	3071550 m

Distancia a la costa	Batimetría
2,93 km	35 m

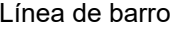


Escuela de Ingenierías Industriales y Civiles
de la ULPGC

Proyecto: Estudio de la importancia de la carga sísmica en el diseño de aerogeneradores marinos en función a su tamaño

Escala:
Varias

Plano: Situación		Autor: Borja Benítez Suárez		N° plano: 1	de: 5
Tutores: Cristina Medina López Guillermo Manuel Álamo Meneses		Fecha:		Tamaño papel: A4	Firma:



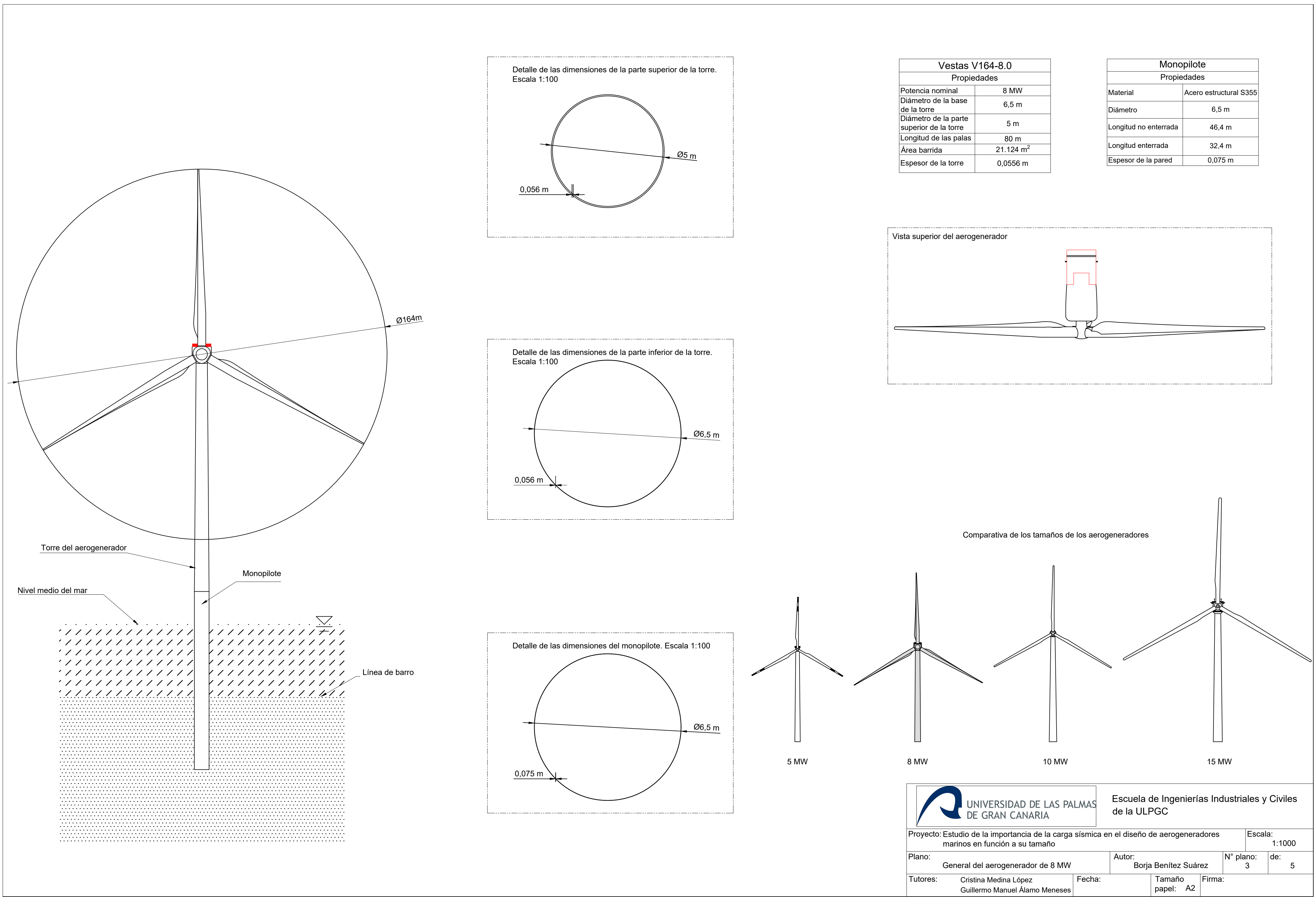
Technical drawing of a circular hole. The diameter is indicated as $\varnothing 4 \text{ mm}$. The wall thickness is indicated as $0,065 \text{ mm}$.

Technical drawing of a circular cross-section of a pipe. The outer diameter is labeled as $\text{Ø}6 \text{ m}$. The wall thickness is indicated by a dimension line on the left, showing an outer radius of $0,065 \text{ m}$ and an inner radius of $0,06 \text{ m}$.

Monopilote	
Propiedades	
Material	Acero estructural S355
Diámetro	6 m
Longitud no enterrada	46,4 m
Longitud enterrada	30,4 m
Espesor de la pared	0,07 m

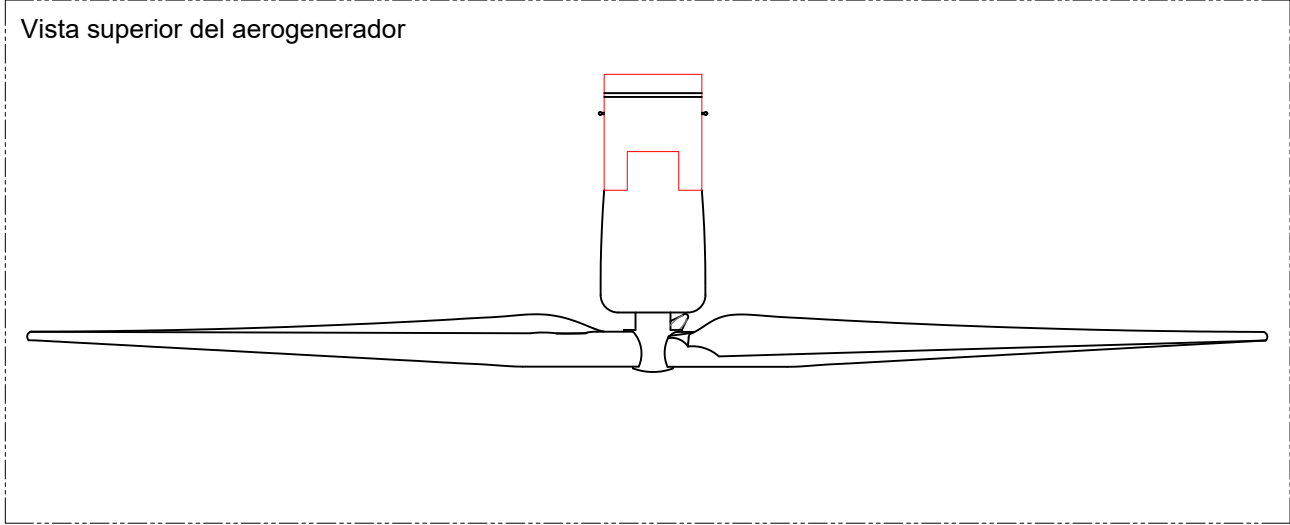
Comparativa de los tamaños de los aerogeneradores

El diagrama muestra cuatro aerogeneradores de tres palas, representados en una escala creciente de izquierda a derecha. Cada aerogenerador está etiquetado con su potencia nominal: 5 MW, 8 MW, 10 MW y 15 MW. Las palas y el eje de cada aerogenerador están sombreados en un tono gris claro, mientras que el resto de la estructura y el fondo son blancos. La altura de las torres y el tamaño de las palas aumentan proporcionalmente con la potencia.



Vestas V164-8.0	
Propiedades	
Potencia nominal	8 MW
Diámetro de la base de la torre	6,5 m
Diámetro de la parte superior de la torre	5 m
Longitud de las palas	80 m
Área barrida	21.124 m ²
Espesor de la torre	0,0556 m

Monopilote	
Propiedades	
Material	Acero estructural S355
Diámetro	6,5 m
Longitud no enterrada	46,4 m
Longitud enterrada	32,4 m
Espesor de la pared	0,075 m

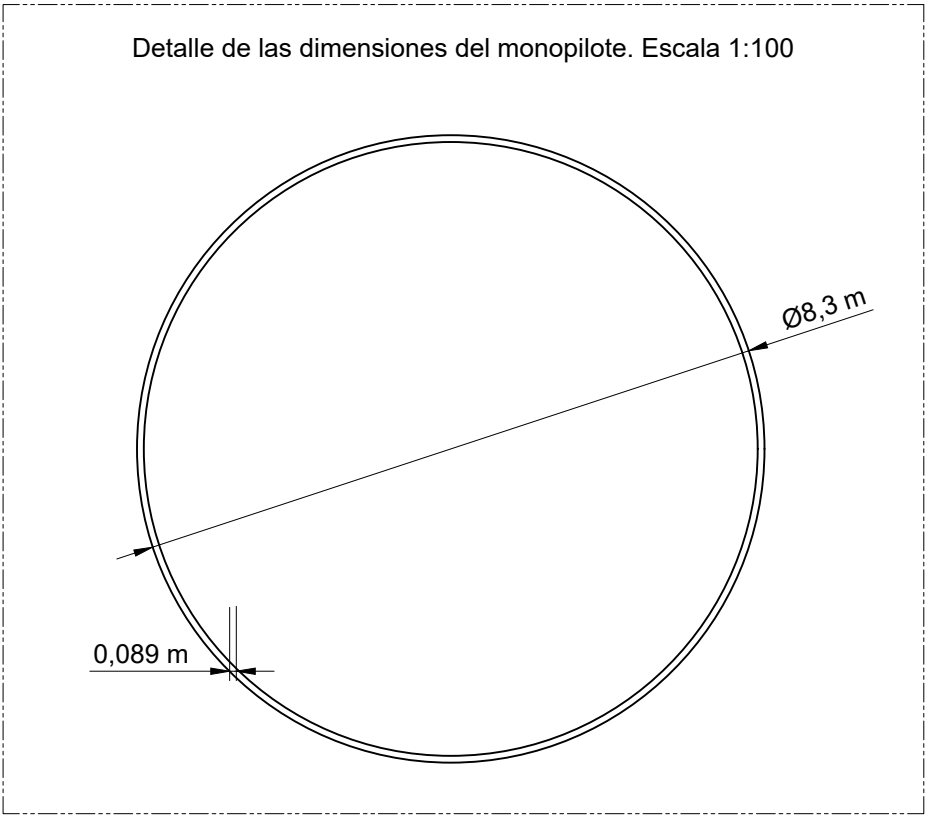
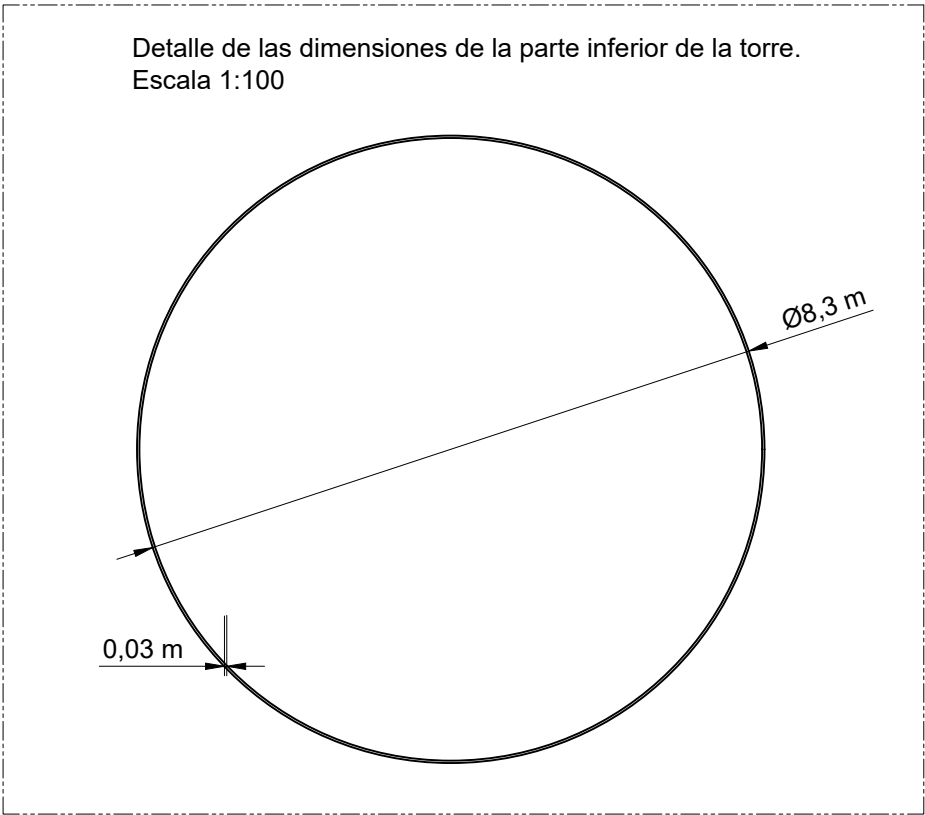
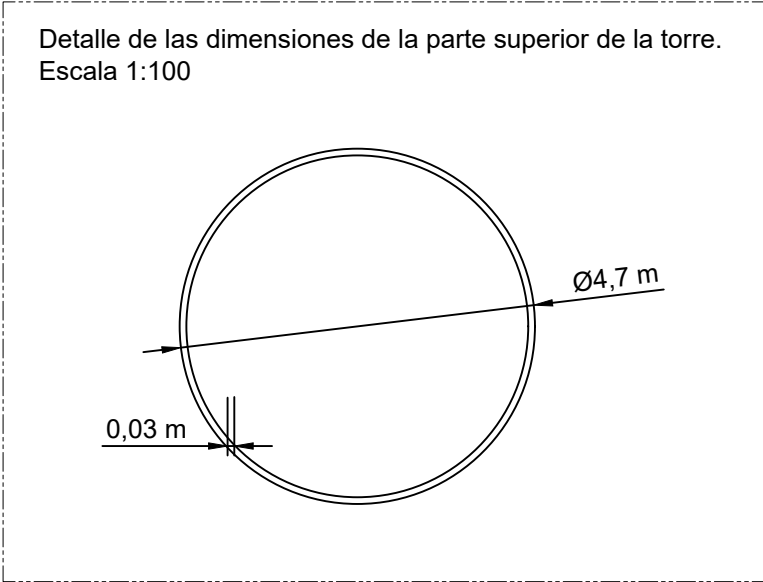
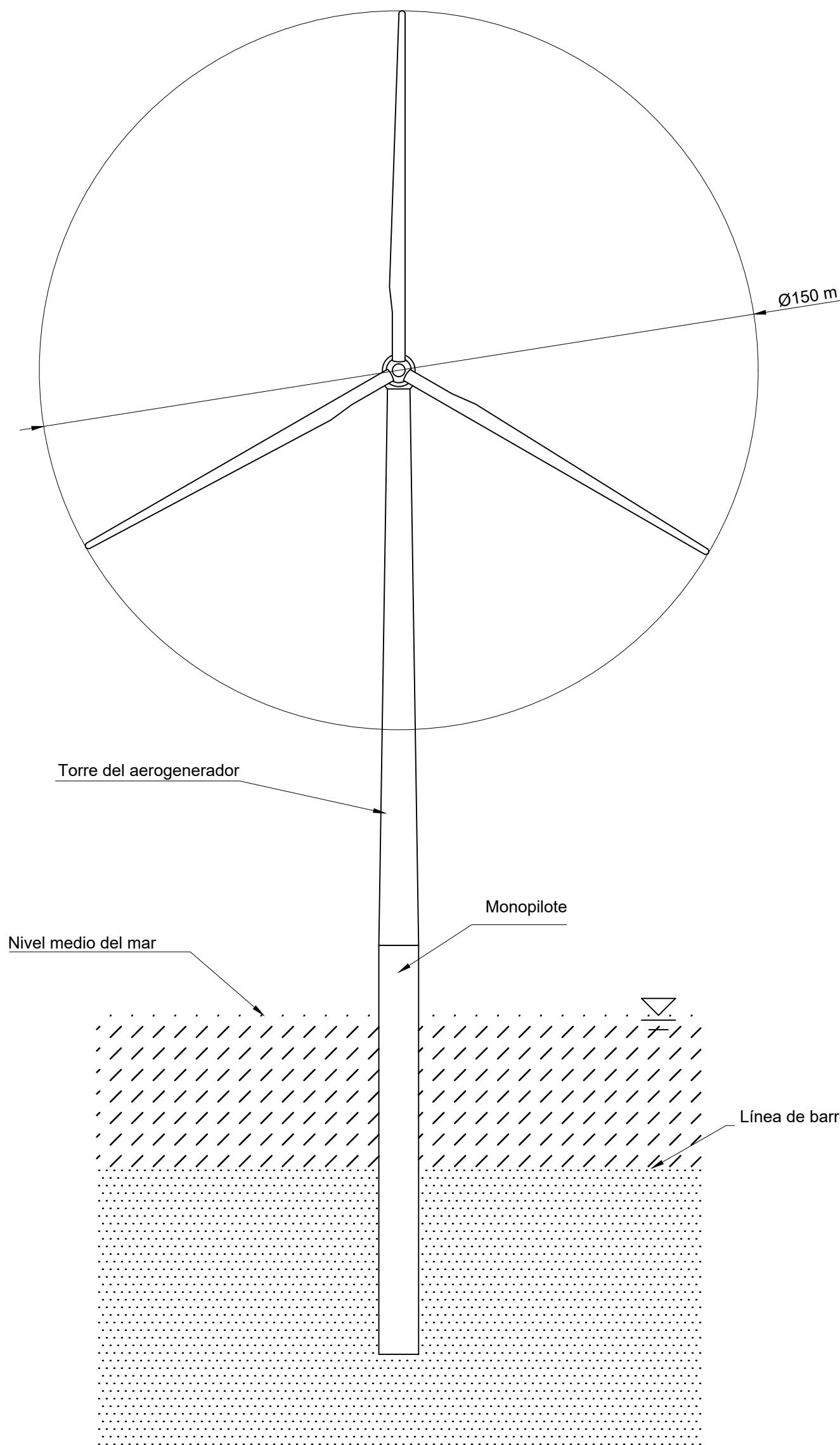


Comparativa de los tamaños de los aerogeneradores



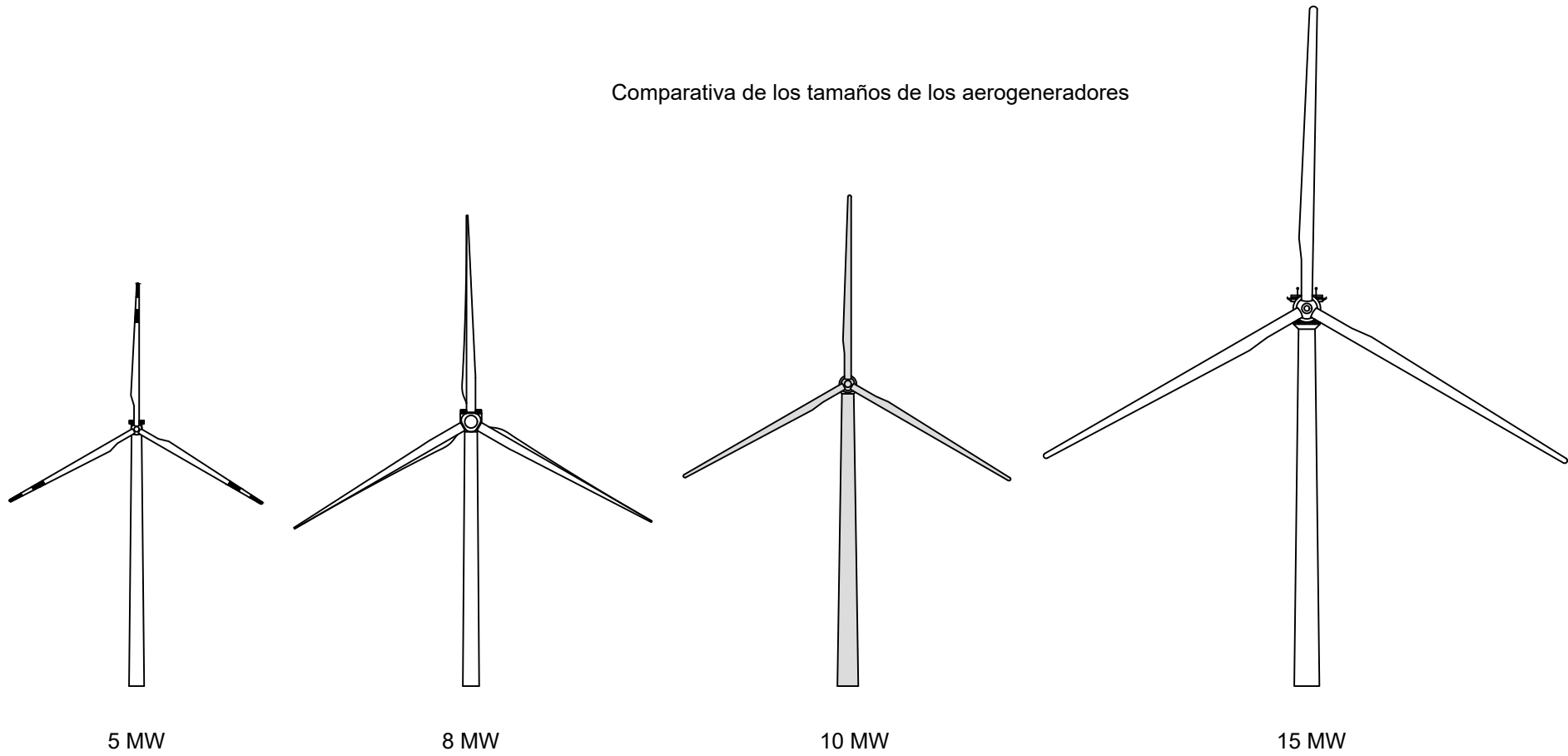
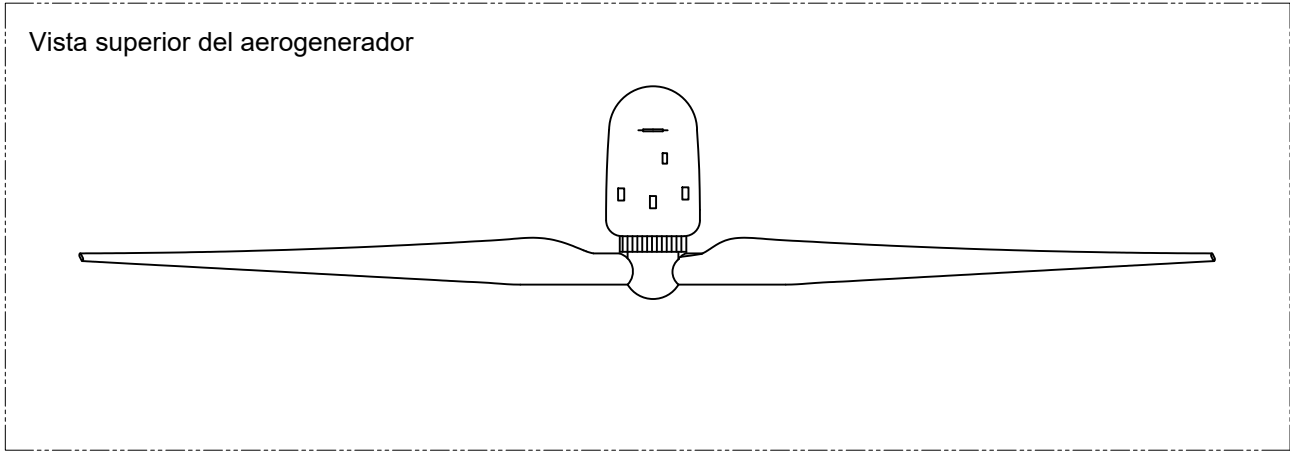
Escuela de Ingenierías Industriales y Civiles de la ULPGC


Proyecto: Estudio de la importancia de la carga sísmica en el diseño de aerogeneradores marinos en función a su tamaño				Escala: 1:1000	
Plano: General del aerogenerador de 8 MW		Autor: Borja Benítez Suárez		Nº plano: 3	de: 5
Tutores:	Cristina Medina López Guillermo Manuel Álamo Meneses	Fecha:	Tamaño papel: A2	Firma:	



Swiss electric YZ150/10.0	
Propiedades	
Potencia nominal	10 MW
Diámetro de la base de la torre	8,3 m
Diámetro de la parte superior de la torre	4,7 m
Longitud de las palas	72,2 m
Área barrida	17.671 m ²
Espesor de la torre	0,031 m

Monopilote	
Propiedades	
Material	Acero estructural S355
Diámetro	8,3 m
Longitud no enterrada	46,4 m
Longitud enterrada	38,8 m
Espesor de la pared	0,089 m



 UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA		Escuela de Ingenierías Industriales y Civiles de la ULPGC	
Proyecto: Estudio de la importancia de la carga sísmica en el diseño de aerogeneradores marinos en función a su tamaño			Escala: 1:1000
Plano: General del aerogenerador de 10 MW	Autor: Borja Benítez Suárez	Nº plano: 4	de: 5
Tutores: Cristina Medina López Guillermo Manuel Álamo Meneses	Fecha:	Tamaño papel: A2	Firma:

