

Estudio de la viabilidad económica y energética de la construcción de un parque eólico offshore en el litoral español.

Trabajo Final de Grado



**Facultad de Náutica de Barcelona
Universitat Politècnica de Catalunya**

Trabajo realizado por:
Oussama El Yusufi Benich

Dirigido por:
Santiago Ordás Jiménez

Grado en ingeniería de sistemas y tecnologías navales

Barcelona, 2021

Departamento de Ciencia e Ingeniería Náutica

Agradecimientos

Este proyecto no habría sido posible sin la ayuda de mi tutor Santiago Ordás, que me ha guiado en las distintas fases del mismo.

También tengo que agradecer a mi familia, que me ha dado soporte en todo momento y que ha estado a mi lado a lo largo del proyecto. Y a mis amigos que me animaron y ayudaron en los momentos en los que los necesitaba.

Resumen

Este proyecto tiene como objetivo el análisis de viabilidad económica de la energía eólica offshore dentro de los límites legales de los mares de España. Para llevar a cabo este proyecto se han realizado mapas de recurso eólico y se han restringido lugares con limitaciones ambientales o donde la construcción de un parque eólico marino no sería posible. De esta forma se ha conseguido realizar un mapa analítico del interés de construcción del proyecto. Posteriormente se ha escogido el lugar con más interés y se ha realizado un estudio energético y económico de la construcción de un parque eólico offshore de las características de Windfloat Atlantic. Los resultados de este estudio indican que el coste de realización de este proyecto es considerablemente más elevado que el resto de energías renovables, pero que puede llegar a ser rentable en España. Por lo que se tiene en cuenta que debido al cambio climático y a la problemática mundial acontecida, la construcción de un parque eólico offshore en España es una posible solución para la transición energética que se deberá establecer.

Abstract

This project aims to analyse the economic viability of offshore wind energy within the legal limits of the Spanish seas. In order to carry out this project, wind resource maps have been drawn up and sites with environmental limitations or where the construction of an offshore wind farm would not be possible have been restricted. In this way, an analytical map of the project's construction interest has been drawn up. Subsequently, the most interesting sites were chosen and an energy and economic study was carried out on the construction of an offshore wind farm of the characteristics of Windfloat Atlantic. The results of this study indicate that the cost of carrying out this project is considerably higher than other renewable energies, but that it could be profitable in Spain. Therefore, it is considered that due to climate change and the global problems that have occurred, the construction of an offshore wind farm in Spain is a possible solution for the energy transition that will have to be established.

ÍNDICE

Agradecimientos	I
Resumen.....	II
Abstract	III
Índice de figuras	VI
Índice de tablas	IX
Listado de acrónimos	X
INTRODUCCIÓN.....	1
1.Capítulo 1: Análisis del contexto energético español	3
1.1 Importancia de las energías renovables.....	3
1.2 Análisis de industria energética española	3
1.2.1 Uso de las energías en la actualidad	4
1.2.2 Evolución del uso de la energía renovable.....	5
1.2.3. Uso específico de los tipos de energía renovable	6
1.2.4. Futuro de la energía eólica española	7
Capítulo 2. Energía eólica offshore	8
2.1 Introducción	8
2.2 Aerogeneradores.....	8
2.3. Cimentaciones.....	11
2.3.1. Aerogeneradores fijos	11
2.2.2 Plataformas flotantes	14
Capítulo 3. Factores a tener en cuenta en los parques eólicos offshore	18
3.1 Análisis del recurso eólico marino.....	18
3.2 Requisitos reglamentarios.....	23
3.2.1 Actividad pesquera.....	23
3.2.2 Flora y fauna marina	25
3.2.3 Aves marinas	27
3.2.4 Navegación marítima y aérea.....	33
3.2.5 Turismo, patrimonio y paisaje.....	36
3.2.6 Playas y dinámica litoral	36
3.2.7 Cables y tuberías submarinas.....	36

3.2.8 Mapa de zonas restringidas	38
3.3 Estudio de la batimetría	40
Capítulo 4: Cálculos de viabilidad energética.....	44
4.1 Decisión de emplazamiento	44
4.2 Tipo de plataforma offshore	47
4.2.2 Características de la plataforma flotante.....	49
4.2.3 Características del amarre y el anclaje.....	52
4.2.4 Características cableado.....	54
4.2.5 Subestación	54
4.2.6 Características del aerogenerador	55
4.3 Características del recurso eólico del emplazamiento.....	56
4.3.1 Posicionamiento en el emplazamiento de las plataformas	57
4.4 Cálculo de la generación de energía	58
Capítulo 5 Estudio de viabilidad económica	59
5.1 Análisis del mercado eólico offshore	59
5.2 Estimación de costes de vida	61
5.2.1 Costes de construcción	62
5.2.2 Costes de instalación.....	63
5.2.3 Costes de explotación y mantenimiento.....	63
5.2.4 Costes de desmantelamiento.....	63
5.3 Análisis de los resultados	64
4.3.1 TIR.....	64
4.3.2 LCOE	65
4.3.3 Ratio de coste de potencia.....	65
5.4 Comparativa con energías renovables	66
Conclusión	68
Anexo A: Cálculo de estimación de costes.....	75

Índice de figuras

Figura 1: Porcentaje de energías en uso 2020- Fuente: REE.....	4
Figura 2: Datos del tipo de generación de energía durante los años- Fuente: REE.....	5
Figura 3: Gráfico 2020 uso de energías- Fuente: REE	5
Figura 4: Gráfico evolución del uso de energías renovables-Fuente: REE	6
Figura 5: Porcentajes de uso de energías renovables en España 2020- Fuente: REE	7
Figura 6: Representación en 3D de aerogenerador offshore tipo monopilote-Fuente: ASDReports	12
Figura 7:Representación en 3D de aerogenerador offshore tipo tri-pilote	13
Figura 8: Representación en 3D de aerogenerador offshore tipo "Jacket"-Fuente: Reliability Engineering & System Safety	13
Figura 9: Representación en 3D de aerogenerador offshore basado en gravedad	14
Figura 10: Representación en 3D de aerogenerador offshore del tipo semisumergible-Fuente: Viladeroses.cat	15
Figura 11:Representación en 3D de aerogenerador offshore del tipo TLP-Fuente: Palestar	16
Figura 12: Representación en 3D de aerogenerador offshore del tipo SPAR-Fuente: HAWC2	16
Figura 13: Viento medio anual a 60 m-Fuente: IDAE	19
Figura 14: Viento medio anual a 80 m-Fuente: IDAE	19
Figura 15: Viento medio anual a 100 m-Fuente: IDAE	19
Figura 16: Densidad de potencia del viento a 60 m-Fuente: IDAE.....	20
Figura 17:Densidad de potencia del viento a 80 m-Fuente: IDAE	20
Figura 18: Densidad de potencia del viento a 100 m-Fuente: IDAE.....	20
Figura 19: Mapa de interés eólico en la península ibérica y Baleares-Fuente: Elaboración propia	21
Figura 20:Mapa de interés eólico en las islas canarias- Fuente: Elaboración propia	22
Figura 21:Mapa de los principales puertos de pesca españoles-Fuente: Elaboración propia	25
Figura 22: Red de áreas marítimas protegidas-Fuente: Gob. España	26
Figura 23:Mapa zonas ZEPIM-Fuente: Gob. España	26
Figura 24: Mapa de parques naturales españoles--Fuente: Gob. España	27
Figura 25: ZEPA Banco de la concepción y su censo-Fuente: SEO Indemares	28
Figura 26: ZEPA Lanzarote-Fuerteventura y su censo de aves Fuente: SEO Indemares	28
Figura 27: ZEPA del sistema de cañones submarinos de Avilés y su censo de aves- Fuente: SEO Indemares	29

Figura 28:ZEPA del Banco de Galicia y su censo de aves- Fuente: SEO Indemares	29
Figura 29:ZEPA del Golfo de Cádiz y su censo de aves- Fuente: SEO Indemares.....	30
Figura 30:ZEPA de Alborán y su censo de aves- Fuente: SEO Indemares	30
Figura 31:ZEPA del Bahía de Almería y su censo de aves- Fuente: SEO Indemares.....	31
Figura 32: ZEPA del delta del Ebro y su censo de aves-SEO Indemares.....	31
Figura 33:ZEPA del Empordà y su censo de aves- Fuente: SEO Indemares	32
Figura 34:ZEPA de Menorca y su censo de aves- Fuente: SEO Indemares	32
Figura 35: Mapa general de las ZEPA-Fuente: Gob. España	33
Figura 36: Mapa de humedales en España-Fuente: Gob. España.....	33
Figura 37: Rutas marítimas a las islas baleares-Fuente: IGN	34
Figura 38: Rutas marítimas al continente africano-Fuente: IGN.....	34
Figura 39: Rutas marítimas en las islas canarias-Fuente: IGN.....	35
Figura 40: Mapa de puertos comerciales-Fuente: IGN	35
Figura 41: Aeropuertos españoles-Fuente: Centro de Estudios Aeronáuticos	36
Figura 42: Mapa del conexionado del cableado internet de la península ibérica y baleares-Fuente: Submarinecable.....	37
Figura 43: Mapa del conexionado del cableado internet de las Islas Canarias-Fuente: Submarinecable.....	37
Figura 44: Mapa de las zonas restringidas en la península ibérica y Baleares-Fuente: Elaboración propia	38
Figura 45: Mapa de las zonas restringidas de las Islas Canarias-Fuente: Elaboración propia	38
Figura 46: Mapa de interés eólico con zonas restringidas de la península y las Islas Baleares-Fuente: Elaboración propia	39
Figura 47: Mapa de interés eólico con zonas restringidas de las Islas Canarias-Fuente: Elaboración propia	39
Figura 48: Mapa de la batimetría de la península ibérica y Baleares de EMODnet-Fuente: EMOD 40	
Figura 49: Mapa de Batimetría Islas Canarias de EMODnet-Fuente: EMOD	40
Figura 50: Mapa de interés eólico filtrado por batimetría de la península ibérica y Baleares-Fuente: Elaboración propia	41
Figura 51:Mapa de interés eólico filtrado por batimetría de las islas canarias-Fuente: Elaboración propia	42
Figura 52: Análisis de terreno Noroeste de Cataluña- Fuente: EMOD	44
Figura 53: Análisis de terreno de Galicia- Fuente: EMOD	44

Figura 54:Análisis de terreno del Golfo de Cádiz- Fuente: EMOD	45
Figura 55:Análisis de terreno de Lanzarote- Fuente: EMOD.....	45
Figura 56:Análisis de terreno de Las palmas de gran canaria noroeste- Fuente: EMOD.....	46
Figura 57: Análisis de terreno de Las palmas de gran canaria sureste- Fuente: EMOD	46
Figura 58: Lugar de emplazamiento-Fuente: Elaboración propia.....	47
Figura 59: Representación en 3D plataforma Windfloat-Fuente: PrinciplePower	48
Figura 60: Plano de perfil de plataforma semisumergible WindFloat- Fuente: PrinciplePower	50
Figura 61:Plano de planta de plataforma semisumergible WindFloat- Fuente: PrinciplePower.....	50
Figura 62: Representación amarre en catenaria-Fuente: Vryhof Manual	52
Figura 63: Planta, perfil y alzado de ancla Stevshatk Rex-Fuente: Vryhof Manual.....	53
Figura 64: Tipos de configuraciones de cableado submarino.....	54
Figura 65: Curva de Potencia MHI Vestas 164-8.0.....	55
Figura 66: Curva de altura de velocidad del viento-Fuente: CENER	56
Figura 67: Velocidad del viento en función del horario -Fuente: CENER.....	56
Figura 68: Distribución de Weibull-Fuente: CENER.....	57
Figura 69: Dirección del viento-Fuente: CENER	57
Figura 70: MW instalados en países europeos-Fuente: WindEurope.....	59
Figura 71: Potencia instalada en los mares-Fuente: WindEurope	60
Figura 72: Turbinas distribuidas-Fuente: WindEurope	60
Figura 73: Comparativa LCOE-Fuente BloombergNEF	66
Figura 74:Disposición de cableado- Fuente: Elaboración propia.....	78

Índice de tablas

Tabla 1:Comparativa Jacket-Semisumergible - Fuente. Elaboración propia	48
Tabla 2: Dimensiones de la plataforma WindFloat- Fuente: WindFloat: A floating foundation for offshore wind turbines.....	51
Tabla 3: Características de las secciones del amarre Gama 98- Fuente: Gama 98.....	52
Tabla 4: Dimensiones ancla Stevshatk Rex-Fuente: Vryhof Manual.....	53
Tabla 5: Características aerogenerador Vestas V164-8.0-Fuente: MHI Vestas	55
Tabla 6: Cálculo de energía generada por cada aerogenerador-Fuente: Elaboración propia	58
Tabla 7: Distribución de energía eólica offshore en países europeos- Fuente: WindEurope.....	59
Tabla 8: Inversión en eólica offshore en Europa-Fuente: WindEurope	60
Tabla 9: Cálculo costes de fabricación-Fuente: Elaboración propia	62
Tabla 10: Cálculo costes de instalación-Fuente elaboración propia.....	63
Tabla 11: Cálculo costes de explotación y mantenimiento-Fuente: Elaboración propia.....	63
Tabla 12: Cálculo costes de desmantelamiento-Fuente: Elaboración propia.....	63
Tabla 13: Cálculo de longitud de amarre-Fuente: Vryhof Manual.....	77
Tabla 14: Tabla de cálculos de longitud de cableado-Fuente: CoreWind.....	78

Listado de acrónimos

REE: Red eléctrica española

TLP: Tension Leg Platform

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

SEO: Sociedad Española de Ornitología

IGN: Instituto Geográfico Nacional

EMODnet: European Marine Observation and Data Network

CENER: El Centro Nacional de Energías Renovables

MHI: Mitsubishi Heavy Industries

LCOE: Levelized Cost of Energy

TIR: Tasa Interna de Retorno

VAN: Valor Actual Neto

INTRODUCCIÓN

Objetivo principal

La energía eólica offshore está tomando importancia en el mundo, y en Europa somos potencia debido a las pocas profundidades de los mares de los países del norte. Dado que en España es una tecnología que no ha llegado, pese a que muchas empresas españolas son las que producen los parques eólicos marinos en el resto de países europeos, surge la duda de si a día de hoy es posible plantearse la construcción de un parque eólico offshore en los mares del país desde el punto de vista energético y económico. En este proyecto se intentará responder a esta pregunta mediante un estudio en el que se tendrá en cuenta los dos factores anteriormente expuestos.

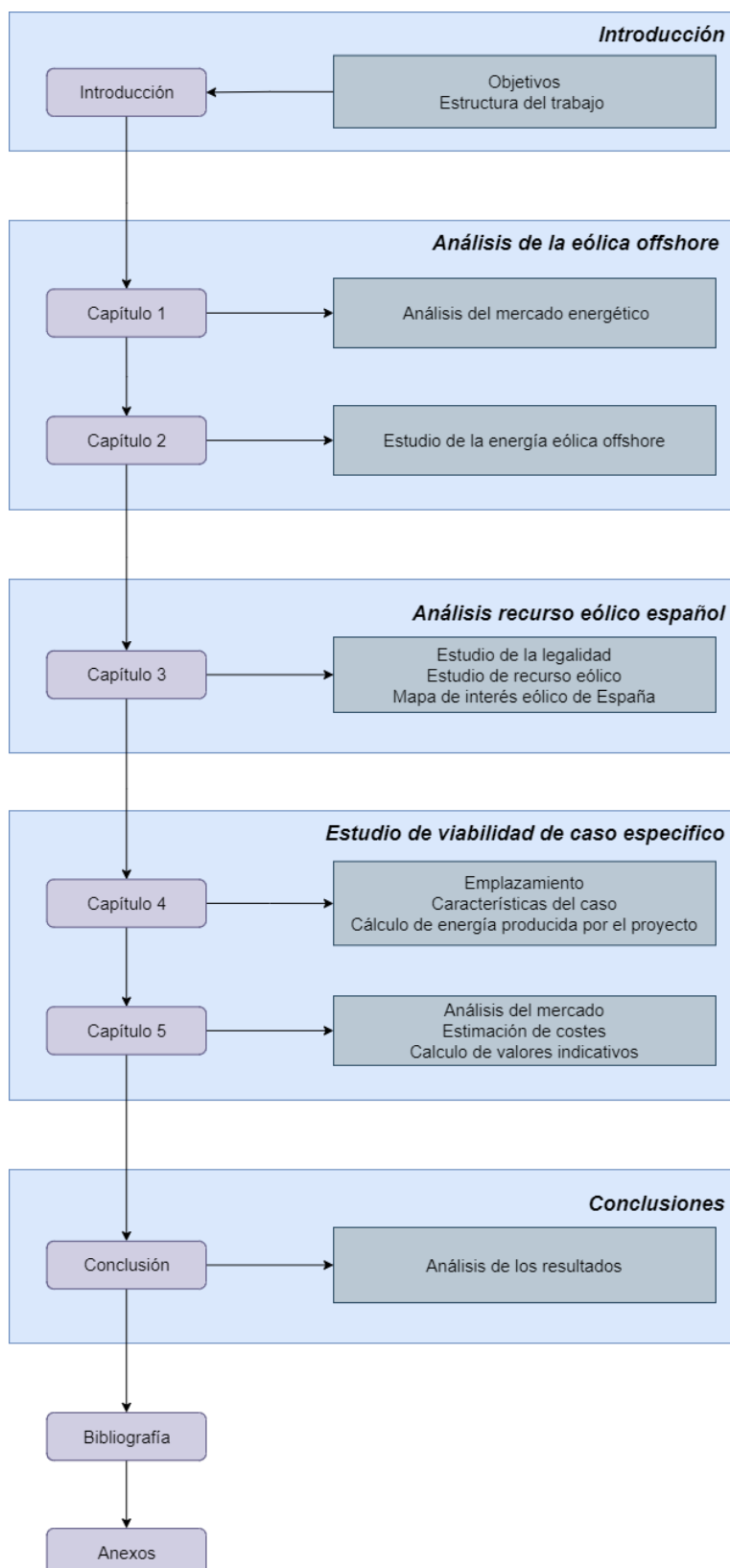
Objetivos secundarios

A través de este proyecto se espera obtener distintos objetivos a partir del principal, estos son los siguientes:

- Análisis del mercado energético español y tendencia a futuro.
- Estudio de funcionamiento de las plataformas eólicas offshore.
- Realización y análisis de mapa de interés de recurso eólico marino.
- Consulta del marco legal de las construcciones offshore en España
- Cálculo de costes de construcción y de mantenimiento de un parque eólico offshore
- Estudio comparativo de los costes de las energéticas renovables

Estructura del proyecto

Para explicar la estructura del proyecto se utilizará el siguiente esquema.



1. Capítulo 1: Análisis del contexto energético español

1.1 Importancia de las energías renovables

Desde los inicios de la revolución industrial, el ser humano ha producido gases de efecto invernadero mediante la quema de combustibles fósiles utilizados. Las consecuencias de estos actos se ven reflejados en la actualidad, en la que el mundo se enfrenta a una de las mayores problemáticas que el ser humano moderno ha enfrentado.

Es por eso que los gobiernos del mundo se han puesto en contacto para mitigar los efectos que provocará el cambio climático. En el acuerdo de París 200 países se reunieron para acordar los objetivos para los siguientes años en cuanto a calentamiento global. Los objetivos en cuestión se centran en mantener el umbral del aumento de temperatura a 1,5°C.

Para conseguir estos objetivos se deberá hacer un cambio en las estrategias industriales para conseguir la producción sin la quema de combustibles fósiles.

Una de las industrias que más produce estos gases de efecto invernadero, es la industria energética, ya que su producción se basa en gran medida en la quema de combustibles que provocan la contaminación de la atmósfera. Para eliminar toda clase de emisiones se plantea hacer una transición en cuanto a las materias primas que se utilizan para la producción energética. Es por eso que lo que más se busca implementar es un sistema de abastecimiento que se base en energías limpias.

Una de estas energías es la eólica marina, que, pese a que en el resto de Europa se tiene implementada, en las costas españolas aún no se ha construido ninguna edificación similar. Para ver si a

1.2 Análisis de industria energética española

A lo largo de los años, y con la aparición de nuevas formas de explotación energética limpia, la industria energética española ha variado su forma de conseguir electricidad. Dada la problemática actual expuesta anteriormente, y los posteriores acuerdos mundiales para reducirla, se ha tenido que hacer una pequeña transición energética en la que se empezarían a usar más las energías renovables y se dejarían atrás las que producen gases de efecto invernadero.

Es por eso que, para saber en qué contexto en la industria nacional energética nos encontramos en la actualidad, hay que conocer la situación en la que nos encontrábamos en el pasado. La evolución que hemos tenido en la actualidad puede dar un indicio de cómo evolucionará en un futuro la industria y puede dar a conocer qué tipo de explotaciones energéticas son más utilizadas en nuestro país.

1.2.1 Uso de las energías en la actualidad

Antes de analizar la evolución de la industria energética durante los años en España se analizará qué tipo de energías se usan actualmente. Para ello graficamos mediante la información que nos da la red eléctrica española el tipo de energías usadas en España en 2020.

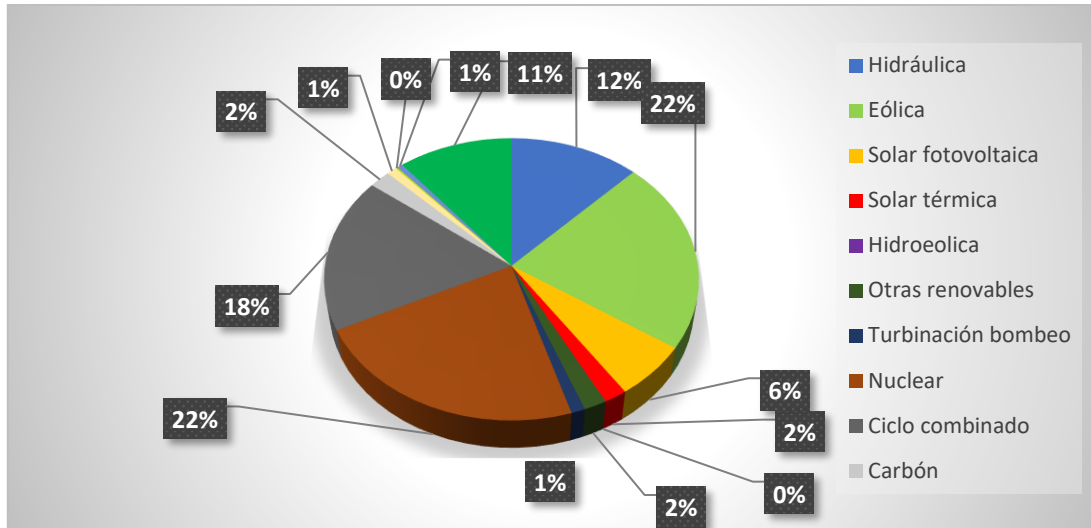


Figura 1: Porcentaje de energías en uso 2020- Fuente: REE

Como se puede observar en la Figura 1, las energías más usadas en España son la eólica y la nuclear. Seguidas de la del ciclo combinado y la cogeneración. Teniendo en cuenta que las dos fuentes de energía que más se utilizan en España no producen gases de efecto invernadero, se puede considerar un acontecimiento positivo, pero aun así se necesita generar menos gases de efecto invernadero, por lo que no es suficiente.

1.2.2 Evolución del uso de la energía renovable

A continuación, se analizará la generación de los tipos de energía renovable y no renovable a través de los años.

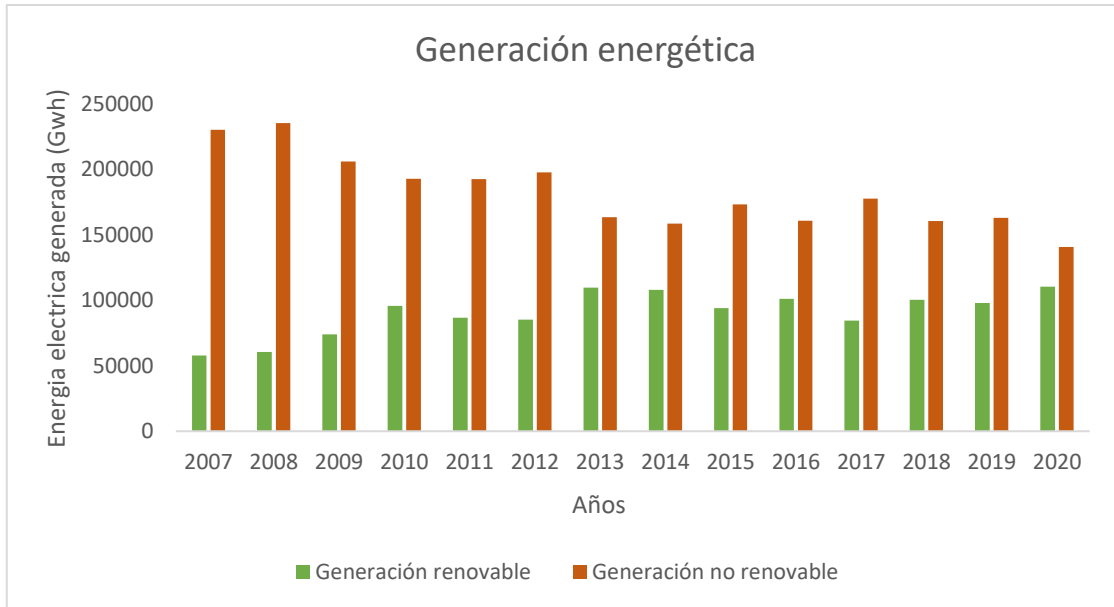


Figura 2: Datos del tipo de generación de energía durante los años- Fuente: REE

Como se puede observar en la Figura 2 durante el paso de los años ha habido un crecimiento del uso de energía renovable y un gran decrecimiento de las energías no renovables. Esto se puede ver así porque en el año 2007 la generación de renovables era de un 20,1% del total y en la actualidad, como se puede observar en la figura 2, el porcentaje ha subido a un 44% de generación de renovables de la energía total generada.

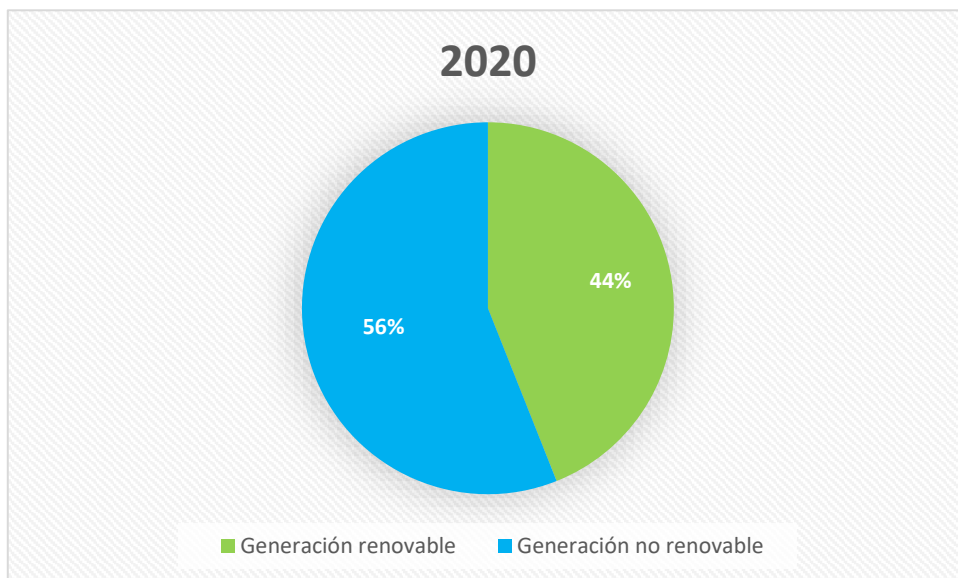


Figura 3: Gráfico 2020 uso de energías- Fuente: REE

Aun siendo un crecimiento del uso de las renovables bastante alto, España está lejos de una generación de energía limpia que cumpla con los tratados internacionales comentados con anterioridad. Es por eso que en la actualidad se espera un cambio más acelerado del uso de energías que no producen gases de efecto invernadero.

1.2.3. Uso específico de los tipos de energía renovable

A continuación, para tener más claro qué tipo de explotaciones energéticas son las que más se usan en cuanto a energía renovable en España, se mostrará un documento gráfico que analice el crecimiento de los tipos de energías renovables que son usados en la nación durante los años (Figura 4).

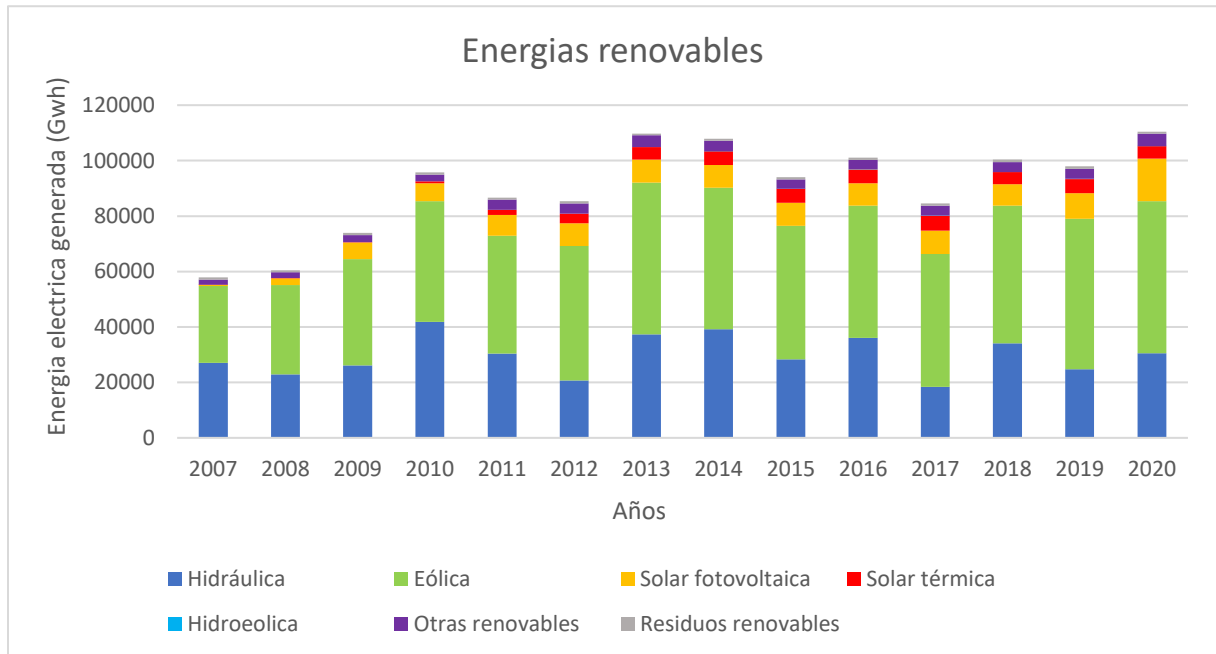


Figura 4: Gráfico evolución del uso de energías renovables-Fuente: REE

En la Figura 4 se puede observar un crecimiento en cuanto a porcentajes de uso en la energía eólica y la solar, que parecen ser más relevantes durante los años. La primera puede observarse que tiene un crecimiento alto, siendo ahora la más utilizada de todas ellas.

También se puede observar cómo la energía hidráulica desciende en cuanto a porcentaje de uso sobre el total. Esto se puede deber a que ya no quedan explotaciones de energía hidráulica que se puedan utilizar en España, cosa que con el crecimiento del resto de energías hace que esta se quede en inferioridad en cuanto a crecimiento.

Para conocer mejor qué porcentaje de cada energía renovable se utiliza en la actualidad, se ha graficado el uso de las energías renovables en el año 2020.

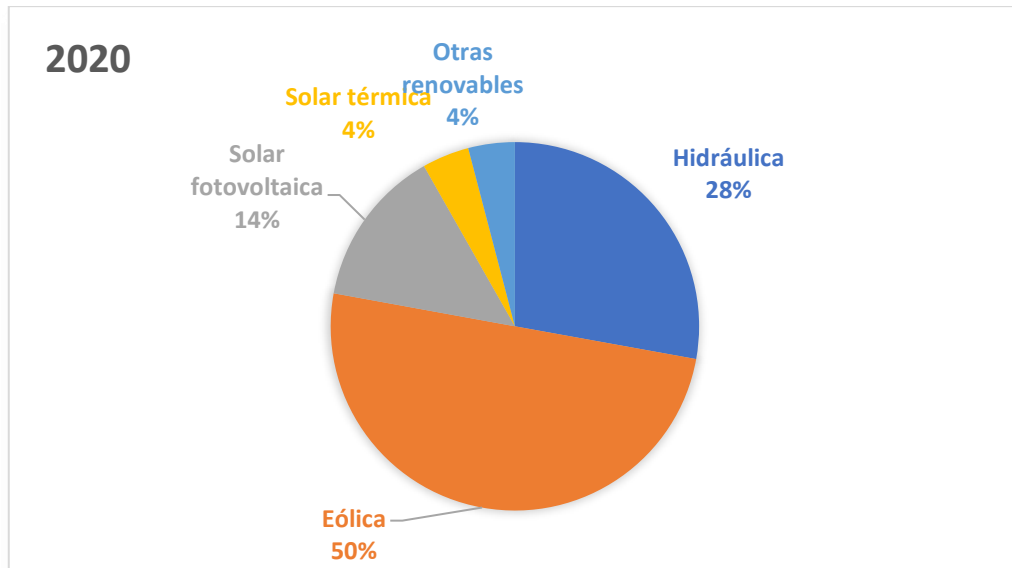


Figura 5: Porcentajes de uso de energías renovables en España 2020- Fuente: REE

Como se puede observar en la Figura 5, la energía eólica en la actualidad es la más utilizada con un 50% del total. Siendo así la energía que más explotación tiene en España. Pese a que este porcentaje es alto, el aprovechamiento energético eólico podría aumentar de manera considerable si se hicieran explotaciones eólicas marinas.

1.2.4. Futuro de la energía eólica española

Basándonos en los comunicados publicados por la comisión europea, podemos ver que los recursos energéticos marinos están en la mira de la transición energética que tienen como objetivo frenar los efectos del cambio climático.

La UE ve un serio potencial la eólica marina española y pretende que se investigue para poder aumentar las explotaciones eólicas marinas en el continente. Bajo este pretexto se confía que España sea uno de los países que lidere dicha investigación junto con Dinamarca y Alemania.

Esto nos puede indicar que en el futuro las explotaciones eólicas marinas irán en aumento y que, por lo tanto, con la investigación pertinente puedan hacer que España lidere un mercado de explotación de recursos eólicos en el mar.

Capítulo 2. Energía eólica offshore

2.1 Introducción

La energía eólica se puede denominar como la explotación de la energía cinética que produce el viento para transformarla en otro tipo de energía. Este tipo de energía ha sido usada desde hace siglos para distintos trabajos y ámbitos. En la actualidad, como ya hemos comprobado anteriormente, está muy presente en la industria energética tanto en España como mundialmente.

Con energía eólica offshore nos referimos al aprovechamiento de dicha energía en un ambiente marino, donde el viento se puede aprovechar más debido a que este no se ve afectado por elevaciones que impiden su paso, a diferencia de lo que pasa en tierra. Esa es una de las ventajas que tiene este tipo de aprovechamiento de recursos.

Para entender mejor las instalaciones de aprovechamiento eólico offshore, en este capítulo se analizará las partes que la componen y el funcionamiento de los parques eólicos marinos.

2.2 Aerogeneradores

El aerogenerador es la máquina que transforma la energía eólica en eléctrica. Para explicar su funcionamiento, nos centraremos en el funcionamiento de las partes que la conforman.

Góndola

Se encuentra en la parte superior de la torre y es la que soporta todos los componentes que permiten la conversión de energía cinética a energía eólica, como es el rotor y el generador.

Rotor

Conjunto del buje y las palas. Es la parte móvil del aerogenerador.

- Buje: El buje es la unión entre el rotor y el eje principal, por lo que es el que transmite el movimiento al interior de la góndola.
- Palas: Son el núcleo de conversión de energía cinética del viento en energía rotativa-mecánica. Estas tienen una forma aerodinámica que permite el mayor aprovechamiento de la energía cinética del viento, de forma que dirigen la fuerza del viento hacia el eje de baja velocidad del aerogenerador. La estructura del aerogenerador debe poder aguantar la fuerza motriz que estas palas pueden ofrecer. En los aerogeneradores actuales las palas pueden variar su ángulo para obtener el máximo rendimiento. Esto se hace mediante un variador de frecuencia que controla el movimiento de un sistema de paso que permite el cambio de ángulo de las mismas.

Sistema de paso

Mediante el controlador, mueve las palas con el ángulo de ataque óptimo para poder suministrar la máxima potencia al eje principal. El ángulo de ataque depende de la velocidad del viento, la velocidad de rotación y la distancia del buje a la pala.

Eje principal

Es el que transmite la rotación del rotor al generador. Normalmente se ve interferido por una caja de cambios que hace variar la velocidad de rotación del eje. En estos casos distinguimos dos ejes, el de alta velocidad y el de baja velocidad. El eje de baja velocidad es el que transmite la rotación desde el rotor hasta la caja de cambios y el de alta velocidad la transmite desde la caja de cambios al generador. Este eje también cumple la función de sostener todo el sistema mecánicamente.

Multiplicador

Los generadores eléctricos necesitan una gran velocidad de rotación para producir energía eléctrica. Como el rotor no produce esta velocidad de giro, se utiliza el multiplicador, que consta de una serie de engranajes que hacen que la velocidad de rotación del eje aumente. Podemos tener como ejemplo un aerogenerador de 1 MW donde el rotor gira a 20 rpm. Como se puede intuir, esta velocidad de rotación no es suficiente para poder generar electricidad, es por eso que se instala un multiplicador cambios que hace variar esa velocidad de giro de 20 rpm a 1800 rpm.

En general, cuanto menos complicado sea el generador, más complicado debe ser el sistema de engranajes.

Existen generadores que no necesitan el uso del multiplicador (de transmisión directa) dado que el rotor entrega la velocidad necesaria para la generación de electricidad.

Generador

Produce energía eléctrica utilizando la energía de rotación que le entrega el eje de alta velocidad. Generalmente produce electricidad en corriente alterna a 60 Hz.

Antiguamente se utilizaban generadores de inducción, pero debido a que con el uso de estos no se podía controlar la frecuencia a la que se producía la electricidad, y que por consecuencia se requería que el eje girara a una velocidad constante, el sistema de generación de electricidad fue cambiando.

Las turbinas eólicas actuales están diseñadas para velocidades de rotación variables para así poder maximizar la producción de energía y reducir las cargas. Esto se hace utilizando un convertidor de frecuencia en el circuito de estator y una máquina asíncrona doblemente alimentada.

Sistema de control

Para conseguir el máximo aprovechamiento del viento y por lo tanto una mayor optimización de las turbinas eólicas se utiliza un sistema de control.

Este se encarga en su mayoría de controlar el rotor, las palas, la góndola y el generador en función de lo que los sensores que posee el aerogenerador indiquen. De esta forma la turbina aplica un control activo para conseguir un mejor rendimiento.

El sistema de control también asegura que la energía producida por el generador funcione de manera correcta y que produzca la electricidad con las características deseadas.

Sensores

Como se ha visto con anterioridad, los sensores cumplen una parte importante del control de la turbina eléctrica. Los sensores que suelen tener los aerogeneradores actuales son los siguientes [13]:

- Velocidad de rotación del rotor
- Velocidad de rotación del generador y su tensión/corriente
- Los rayos y su carga
- Temperatura del aire exterior
- Temperatura en los armarios electrónicos
- Temperatura del aceite de la caja de cambios
- Temperatura de los devanados del generador
- Temperatura en los rodamientos de la caja de cambios
- Presión hidráulica
- Ángulo de inclinación de cada pala del rotor (para máquinas con control de inclinación o con control de pérdida activa)
- Ángulo de guiñada (contando el número de dientes de la rueda de guiñada)
- Número de giros del cable de alimentación
- Dirección del viento
- Velocidad del viento
- Tamaño y frecuencia de las vibraciones en la góndola y las palas del rotor
- Espesor de los forros de los frenos
- Estado de la puerta de la torre, abierta o cerrada

Convertidor

El convertidor del aerogenerador se encarga de gestionar el generador. Este controla la tensión aplicada por el estator o el rotor.

Transformador

Transforma la tensión de la red de forma a que se adapte a la tensión de red de los colectores. Este aumento de tensión suele producir una pérdida de potencia que genera calor, por lo que este sistema debe de estar debidamente refrigerado.

Sistema de guiñada

Es el sistema que orienta las turbinas a barlovento para mantenerlas cara al viento. Se controla mediante el controlador que hace que la góndola se mantenga continuamente en dirección del viento entrante

Torre

La torre está hecha de acero tubular, hormigón o celosía de acero. La torre soporta la estructura de la turbina. Como la velocidad del viento aumenta con la altura, las torres más altas permiten captar más energía y generar más electricidad. Los momentos flectores en la parte inferior de la torre aumentan al aumentar la altura de la misma.

2.3. Cimentaciones

Una de las consideraciones más importantes a la hora de escoger el tipo de aerogenerador offshore que se va a utilizar es el tipo de cimentación que la va a sostener. Estos se escogen en base a la profundidad y al tipo de terreno en el que se ha de construir.

Estas estructuras están divididas en dos tipos que luego tienen sus subdivisiones. Los aerogeneradores fijos y los flotantes.

2.3.1. Aerogeneradores fijos

Durante los años se han propuesto distintas formas de construcción de turbinas eólicas marinas. Los primeros diseños se basaban en una plataforma marítima a la que por encima se le construía un aerogenerador terrestre encima. Con el paso de los años se optimizaron los diseños de forma que los cimientos, la torre y la góndola fueran parte de una misma estructura. Existen varios tipos de subestructuras de forma que cada una puede soportar el peso de las turbinas en el mar.

Monopilote

La estructura monopilote consiste en un cilindro que penetra el suelo del fondo marino. Dada la sencillez del diseño de la estructura y su fácil producción, transporte e instalación, son las más utilizadas en el mercado eólico marino. Siendo así que más del 65% de las turbinas eólicas marinas tienen una estructura de soporte de monopilote.



Figura 6: Representación en 3D de aerogenerador offshore tipo monopilote-Fuente: ASDReports

A medida que aumenta la profundidad del fondo marino, aumenta el diámetro del cilindro que se ha de utilizar para la estructura, debido a que cuanto más profundo se halle el suelo marino, la estructura soportará más cargas hidrodinámicas. Esto provoca que este tipo de estructuras sean menos viables de realizarse en aguas profundas, es decir, en aguas por debajo de los 30 metros de profundidad.

La razón por la que este tipo de estructuras no pueden construirse con mucha profundidad es porque suele estar sometida a cargas de flexión en los laterales por la corriente y el oleaje. Además de cargas axiales por el peso de la turbina eólica.

Para tener conectado el aerogenerador con el pilote, se utiliza una pieza de transición. Esta parte suele tener forma tubular y tiene un diámetro ligeramente mayor que el del pilote, y, por lo tanto, se puede montar sobre él. En la parte superior de la pieza una brida asegura la conexión con tuercas y tornillos

Este tipo de estructura es muy adecuada para emplazamientos con una profundidad de agua de entre 0 y 15 m de profundidad.

Aerogenerador Tri-pilote

La problemática expuesta anteriormente en cuanto a los monopilotes y las cargas de flexión se puede solucionar de varias maneras. Una de ellas es aumentar el número de pilotes para que la estructura pueda aguantar.

En la estructura tri-pilote se usan tres pilotes que están conectados para sostener la estructura del aerogenerador por encima del agua. Cada uno de los pilotes se clava en el suelo marino y en la parte superior la torre está atornillada mediante una pieza de transición.

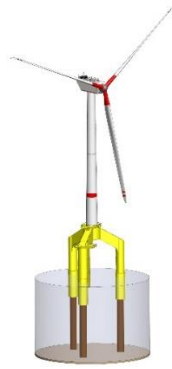


Figura 7: Representación en 3D de aerogenerador offshore tipo tri-pilote

Dada la estabilidad de esta estructura se puede construir a más profundidad, a unos 30 a 50 metros. Sin embargo, el coste de la estructura se ve altamente elevado por la necesidad de más producción de pilotes.

Aerogenerador Jacket

Las plataformas “Jacket” suelen estar muy presentes en las plataformas petrolíferas y de gas en alta mar.

Consisten en estructuras compuestas por elementos tubulares. Las patas son elementos principales en los que se basa la estabilidad de la estructura. Las plataformas eólicas marinas suelen tener tres o cuatro patas ya que son las suficientes para que aguante la estructura. Estas suelen estar inclinadas, aunque hay diseños que pueden tener patas verticales.

Para unir las patas al aerogenerador se utiliza una pieza de transición que puede ser de hormigón, acero o un sistema híbrido. Esta pieza está sometida a cargas de fatiga debido a los momentos de flexión producidos por las cargas de las olas. El diseño de la pieza de transición influye en el coste de la cubierta debido a su función.

Los tirantes proporcionan estabilidad e integridad al conectar las patas. Los diseños de las patas se rigen generalmente por los momentos de flexión, mientras que los diseños de los tirantes se rigen normalmente por las fuerzas de corte.



Figura 8: Representación en 3D de aerogenerador offshore tipo "Jacket"-Fuente: Reliability Engineering & System Safety

Este tipo de estructuras se llevan usando desde hace aproximadamente 50 años y se pueden utilizar un rango de profundidad de entre 40 a 200 metros. Es por eso que suelen ser un buen sustituto para las estructuras basadas en pilotes, que se vuelven caros cuando se quiere utilizar a altas profundidades.

Aunque la estructura pueda aguantar tales profundidades, debido a el emplazamiento, los recursos, la logística, el coste de producción y las preferencias del propietario, no se suelen construir con tanta profundidad. En la mayoría de los casos el coste global y el coste neto de la electricidad son los parámetros que rigen en la toma de decisiones.

Estructura basada en gravedad

Las estructuras basadas en gravedad mantienen la estabilidad mediante el peso de la propia estructura y el lastre. Esto se hace mediante un diseño de estructura donde la parte inferior tiene mayor dimensión que el resto de la estructura de soporte.



Figura 9: Representación en 3D de aerogenerador offshore basado en gravedad

Esta estructura tiene como ventaja el no necesitar de perforaciones en el suelo, aun así, se necesita la preparación del fondo marino con dragado, grava y hormigón. Esto implica que puede ser construida en cualquier tipo de superficie del fondo marino. Otra de las ventajas que tiene es que se puede transportar la estructura hasta el lugar de construcción en alta mar.

Aun así, estas estructuras tienen serias desventajas, como que son más caras de instalar cuanto más profundidad está el fondo y que tienen un peso elevado debido a las características de la estructura, por lo que se vuelve inviable a grandes profundidades. Por lo general no se suelen instalar por debajo de los 30 metros de profundidad.

2.2.2 Plataformas flotantes

Como ya se ha expuesto anteriormente, en las estructuras fijas el costo asociado a los conceptos fijos en el fondo crece de manera rápida cuando aumenta la profundidad. Esta problemática se intenta solucionar con las estructuras “Jackets” pero en la práctica, el coste de la instalación

eléctrica se ve incrementado. La solución que se le ha intentado dar a esta problemática son los aerogeneradores flotantes.

Los aerogeneradores flotantes son una tecnología relativamente reciente. Por esta razón su uso es menor que los aerogeneradores fijos. Sin embargo, sus ventajas en cuanto a la construcción con más profundidad hacen que ya se tengan planeados e incluso se hayan llevado a cabo proyectos de parques eólicos marinos flotantes en partes del mundo donde anteriormente no se podía.

Las profundidades en las cuales este tipo de tecnología empieza a ser viable con respecto a las turbinas eólicas fijas se denomina profundidad de transición y se puede cernir entre el orden de 50-100 metros. Pero esta profundidad puede verse influida por el tipo de flotador o del lugar de construcción.

Principios de la energía flotante

Los aerogeneradores flotantes son estructuras que tienen 6 grados de libertad, por lo que pueden ser movilizadas por las cargas de las olas o del viento. Es por eso que se suelen amarrar al fondo marino mediante cabos de amarre, lastres, etc.

Existen varios tipos de aerogeneradores flotantes, la mayoría de ellos inspirados en la industria del petróleo y el gas. Se tratan de las plataformas de patas tensadas, los pilotes flotantes o SPAR y las semisumergibles. Estas pueden tener combinaciones también que hacen que se cree un nuevo tipo de estructura.

Semisumergibles

Los aerogeneradores semisumergibles son la estructura flotante más usada ya que ofrece unas ventajas en cuanto a viabilidad bastante significativas. Por ejemplo, el hecho de que se pueden instalar cerca de la costa y transportarse hasta el lugar en el que se va a amarrar y el hecho de que pueden utilizarse tirantes.

Estos flotadores tienen estabilidad gracias a la extensión en la superficie del agua. Están formadas por 3 o 4 columnas esbeltas que se conectan mediante pontones y tirantes. Dependiendo de cómo se dispongan estas columnas y el ángulo que formen entre ellas las cargas de las olas aumentarán. Normalmente cuanto más superficie ocupa la estructura flotante, más cargas de estas recibirá.



Figura 10: Representación en 3D de aerogenerador offshore del tipo semisumergible-Fuente: Viladerosos.cat

La flotabilidad de la estructura se mantiene por la ley de Arquímedes ya que el volumen que ocupan en el agua las columnas genera el empuje que las hace flotar. Los movimientos de cabeceo y balanceo están controlados mediante los amarres, que mantienen el sistema estable.

TLP

Un aerogenerador TLP consiste en una boya que tiene un alto índice de flotabilidad y que por lo tanto necesita que los cables que la amarran al fondo marino estén tensionados. La torre está construida por sobre de la boya mediante un sistema de transmisión.

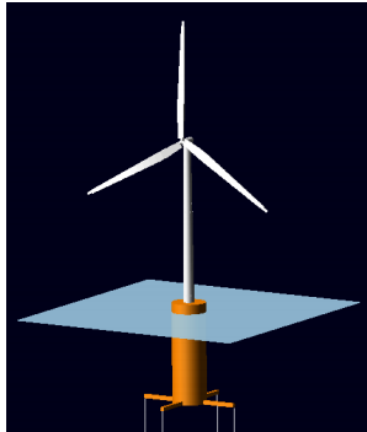


Figura 11: Representación en 3D de aerogenerador offshore del tipo TLP-Fuente: Palestar

La instalación de este tipo de sistema puede ser complicada debido al lastre de los tensores. Aun así, es una estructura muy estable debido a que su altura metacéntrica es, en su mayoría de veces, negativa.

SPAR

El flotador SPAR es una estructura que utiliza el mismo principio de los aerogeneradores del tipo TLP para mantener la estabilidad. Es decir, mantiene la estabilidad gracias a las fuerzas de los tensores que contrarrestan la fuerza que hacen las boyas que tienen alta flotabilidad. La diferencia con este tipo de aerogeneradores es que su forma es esbelta y alargada, por lo que se deben tener más en cuenta los movimientos de cabeceo y balanceo.

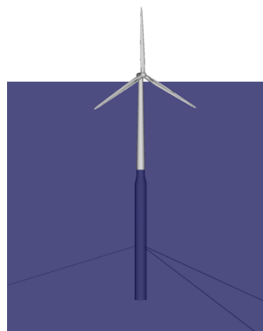


Figura 12: Representación en 3D de aerogenerador offshore del tipo SPAR-Fuente: HAWC2

Este tipo de estructuras puede implementarse a profundidades hasta las 120 m, por lo que se puede usar para grandes profundidades.

Capítulo 3. Factores a tener en cuenta en los parques eólicos offshore

En este estudio de viabilidad energética, se llevará a cabo un análisis de los recursos eólicos que existen en los mares de España. Mediante este análisis, se realizará un mapa de las zonas de interés para la construcción de un parque eólico marino.

Debido a que estas zonas de interés no son definitivas, se llevará a cabo otro análisis de zonas en las que hay una posibilidad de llevar a cabo la construcción, dado que el objetivo de este proyecto es que este tipo de construcción se pueda realizar de forma que se respete tanto la legalidad como el medio en el que se construye. Mediante este análisis se realizará otro mapa de las zonas donde no se puede construir el parque eólico por diversas razones.

Por último, se realizará un análisis de batimetría donde se tendrán en cuenta los parques eólicos construidos hasta 2021, y la profundidad que pueden llegar a tener. Con este análisis se realizará un filtro en los dos anteriores mapas, y se generará un mapa definitivo de viabilidad energética, donde se tendrá en cuenta los tres puntos explicados.

3.1 Análisis del recurso eólico marino

El potencial de explotación de energía eólica en el territorio marítimo español es una de las cosas más importantes que medir a la hora de determinar la viabilidad de la construcción de un sistema que aproveche dicha energía. En este apartado se medirá el potencial de explotación del territorio marítimo español y se determinará qué puntos del mismo son más explotables.

España consta de 6000 km de costa aproximadamente cuyas aguas pertenecen a su territorio. Estas se extienden a 24 millas desde la costa.

Para poder visualizar la capacidad de explotación eólica se utilizará el análisis de recursos eólicos realizado por IDAE [9], donde se especifica los parámetros de recurso energético eólico en nuestro país. Para ello realizan mapas utilizando el sistema “*MesoMap*” que emplea una base de datos de 15 años de mediciones meteorológicas. Mediante este sistema se crean dos tipos de mapas que generan gran interés para el estudio de viabilidad energética. El primero es el análisis de la media de velocidades anual según la altura, concretamente a 60 m, 80 m, 100 m del nivel de mar, y los resultados de dicho análisis es el siguiente:

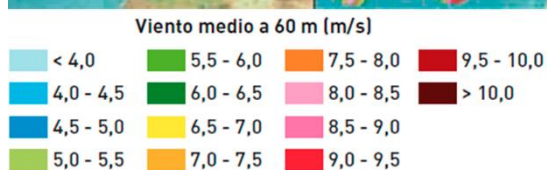
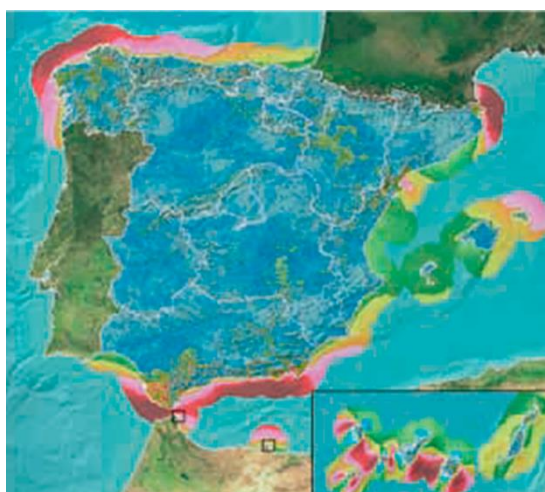


Figura 13: Viento medio anual a 60 m-Fuente: IDAE

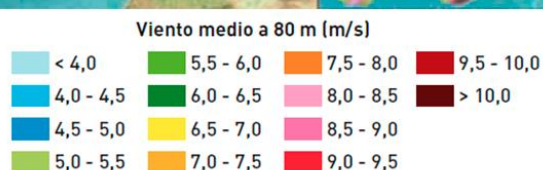
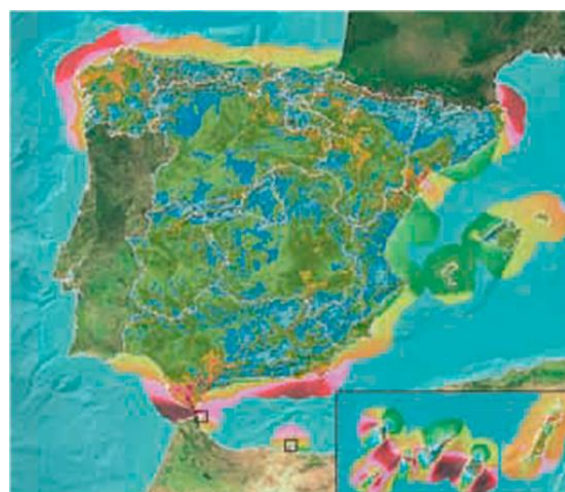


Figura 14: Viento medio anual a 80 m-Fuente: IDAE

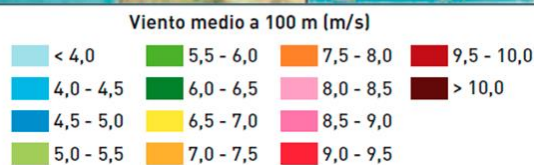
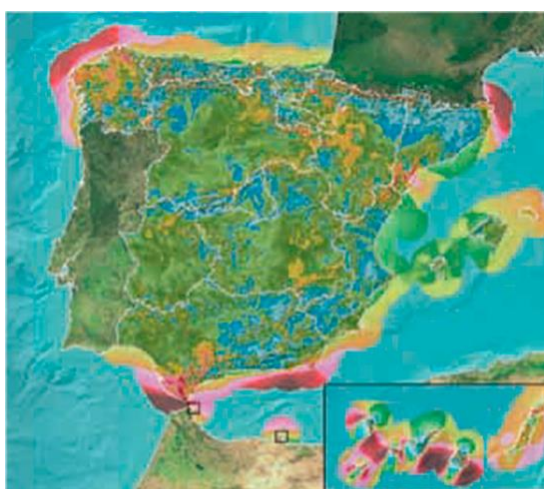


Figura 15: Viento medio anual a 100 m-Fuente: IDAE

En estos mapas podemos observar un aumento de las velocidades de los vientos a medida que se aumenta la altura en la que se miden, por lo que a la hora de escoger el tipo de aerogenerador y su altura es determinante.

Se tendrán en cuenta las zonas de mayores velocidades, concretamente a las velocidades por encima de los 7 m/s, ya que es una medida óptima para que los aerogeneradores generen suficiente

energía eléctrica. En estos mapas se puede apreciar 5 zonas características en las que la velocidad del viento es elevada. Las zonas corresponden a el estrecho, al noreste de Cataluña, al noroeste de Galicia y en las costas del sureste de Andalucía. En las islas canarias también se pueden observar ciertas zonas donde los vientos tienen velocidades elevadas. Estas zonas son de alto interés ya que producirán alta potencia.

Pero, esto solo es uno de los parámetros para ver cuál es el recurso eólico disponible. Otro de los parámetros de gran importancia, fundamental para analizar en qué zonas es más óptimo construir un parque eólico marino, es el de la densidad de potencia. En el análisis hecho por IDAE, se especifica cuánta densidad de potencia anual hay en los mares españoles mediante mapas separados por alturas.

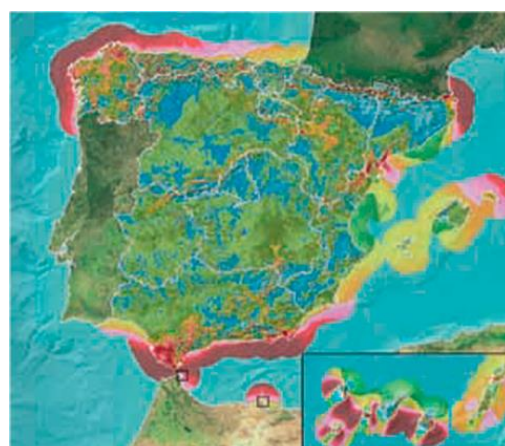
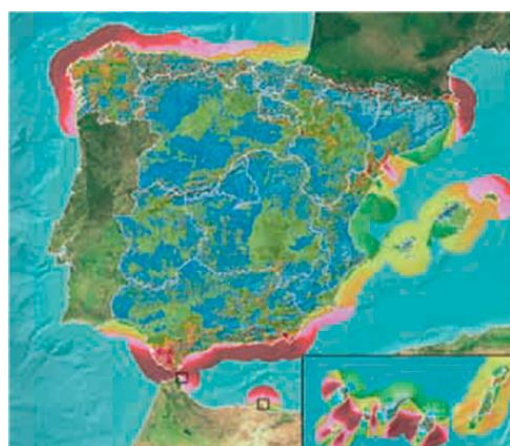


Figura 16: Densidad de potencia del viento a 60 m-Fuente: IDAE

Figura 17: Densidad de potencia del viento a 80 m-Fuente: IDAE



Figura 18: Densidad de potencia del viento a 100 m-Fuente: IDAE

Como podemos comprobar la distribución de vientos durante horas está relacionada con la potencia del mismo viento, por lo que los puntos comentados con anterioridad vuelven a ser de interés y ninguno se descarta. Pero dado que este estudio es muy específico se tendrá en cuenta el tipo de generador para el que es, se utilizarán los estudios anteriores sobre la densidad y la velocidad del viento.

Para poder tener una idea de las zonas de gran interés para la construcción de un parque eólico marino se realiza un mapa donde se recoge los dos parámetros anteriormente comentados. Para ser de gran interés se tendrán en cuenta las velocidades por encima de los 7 m/s y la densidad de potencia por encima de los 500 w/m³. Las zonas de interés intermedio se tendrán en cuenta como zonas donde las velocidades están por encima de los 5 m/s y las densidades están por encima de los 400 w/m³. El resto de zonas serán de poco interés. Por último, los datos que se recogerán serán de los 80 m ya que es una altura bastante indicativa dentro de los aerogeneradores marinos. El mapa generado queda tal que así:

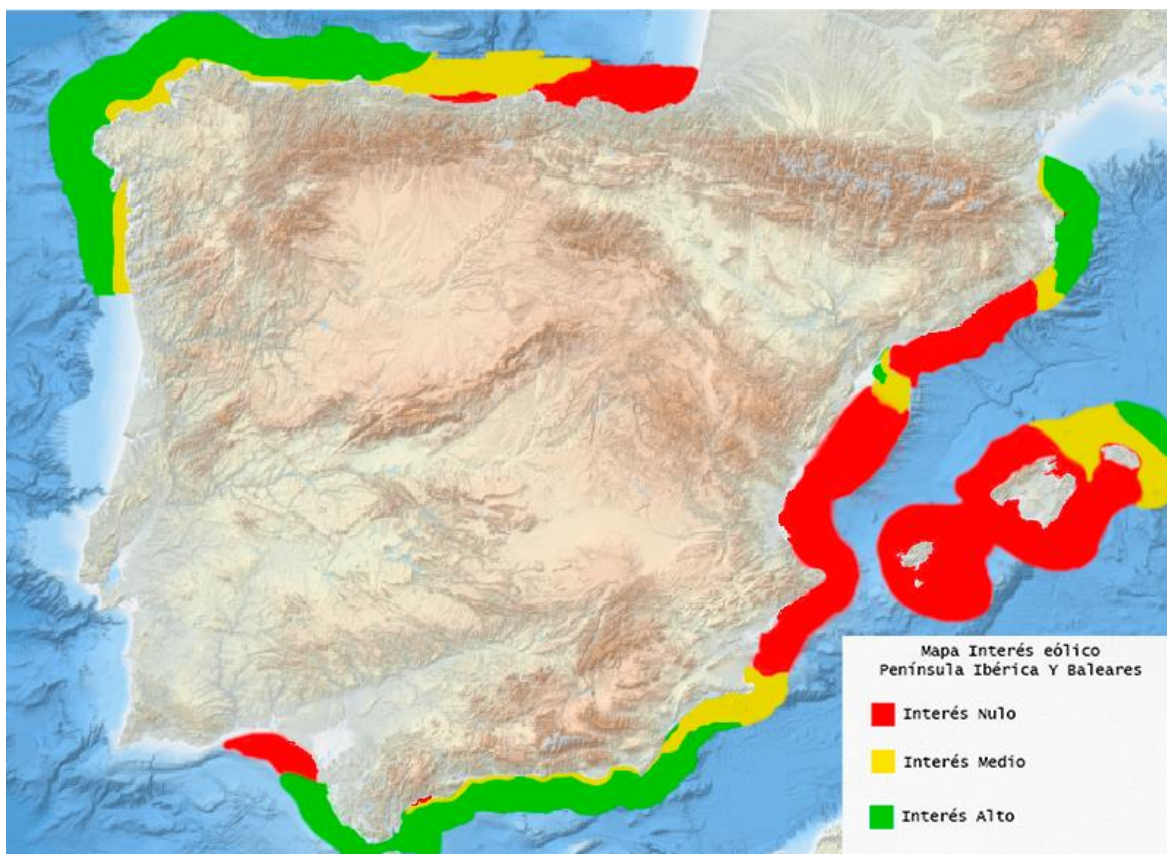


Figura 19: Mapa de interés eólico en la península ibérica y Baleares-Fuente: Elaboración propia

En la Figura 19 se puede observar como las zonas de mucho interés se reparten en la zona del paso del estrecho, en el noroeste de la península, y en una pequeña parte del noreste de Cataluña. También hay una pequeña parte en las baleares que genera gran interés.



Figura 20: Mapa de interés eólico en las islas canarias- Fuente: Elaboración propia

En Canarias (Figura 20), se observa que las zonas de interés moderado son menores que en la península, y que las zonas se dividen en las de alto interés y las de nulo. Se puede observar que hay bastantes zonas de alto interés.

3.2 Requisitos reglamentarios

Para la construcción de parques eólicos marinos, se ha de seguir la normativa establecida en el Real Decreto 1028/2007, que se indica que se ha de seguir para que se acepte el proyecto de construcción de un parque eólico offshore.

En el artículo 11 de la normativa [4] se indican ciertos parámetros fundamentales para que un proyecto de instalación de generación eléctrica en el mar territorial sea autorizado.

Entre estos requisitos, se insta a presentar una evaluación sobre los efectos que tendría la construcción de un parque eólico marino en el lugar presentado:

- Efectos sobre la actividad pesquera.
- Efectos sobre la flora y fauna.
- Efectos sobre las aves.
- Efectos sobre la navegación marítima.
- Efectos sobre la navegación aérea.
- Efectos sobre el turismo, patrimonio histórico y arqueológico y sobre el paisaje.
- Efectos sobre la geomorfología y las comunidades biológicas del fondo marino.
- Efectos sobre las playas.
- Efectos sobre la dinámica litoral y la estabilidad de las costas adyacentes.
- Efectos sobre los espacios marinos sometidos a un régimen de protección ambiental.
- Efectos sobre la explotación de recursos minerales.
- Incidencia en materia de defensa y seguridad.
- Efectos sobre los cables y las tuberías submarinas.
- Cualquier otro que se considere de interés.

Para hacer un estudio con la máxima efectividad, se estudiarán las zonas donde la construcción del parque eólico marino tenga efectos negativos en algunos de los puntos comentados con anterioridad.

3.2.1 Actividad pesquera

Según el Instituto Geográfico Nacional [12], la pesca en España en el ámbito europeo se sitúa en los primeros lugares junto con Dinamarca y Reino Unido. Es por eso que la preservación de los espacios de explotación pesquera en el ámbito nacional debe ser prioridad, ya que, en las fases de construcción la actividad pesquera se ve mermada y en las fases de explotación puede surgir molestia. Por eso se hará un estudio de dichas zonas y de los lugares en los que la construcción de un parque eólico offshore no pueda llevarse a cabo.

En el ámbito de la pesca nacional, se pueden distinguir 4 caladeros que comprenden las zonas de pesca en territorio marino español. Los cuatro caladeros son:

- Caladero del cantábrico: Comprende la zona noroeste de la península ibérica, que corresponde desde el la frontera con Portugal hasta la frontera francesa.
- Caladero del golfo de Cádiz: Es el que comprende las aguas del Atlántico que comprenden desde la frontera de Portugal hasta el meridiano marroquí, aproximadamente hasta tarifa.

- Caladero del mediterráneo: Las aguas mediterráneas en jurisprudencia española incluyendo las islas baleares.
- Caladero de canarias: La zona que comprende la jurisprudencia española en las islas canarias.

Analizando la situación, se puede deducir que la pesca española se puede realizar en cualquier punto dentro de la jurisprudencia de los mares españoles, por lo que la construcción se podría llevar a cabo en cualquier lugar sin ningún problema. Pero existen zonas de interés pesquera que se han de tener en cuenta ya que ahí es donde más actividad pesquera puede haber.

Para saber que lugares son más importantes para la pesca nos basaremos en los principales puertos pesqueros españoles y sus inmediaciones. Es decir, las construcciones offshore previstas para hacer no se construirán muy cerca de puertos pesqueros.

Los puertos pesqueros más importantes del país se centran en:

- Puerto de Vigo: El Berbés
- Puerto de Gijón (Asturias)
- Puerto de Bermeo (Vizcaya)
- Puerto de San Sebastián-Donostia (Guipúzcoa)
- Puerto de Pasajes-Pasaia (Guipúzcoa)
- Puerto de Ondarroa (Vizcaya)
- Puerto de Tarifa (Cádiz)
- Puerto de Barbate
- Puerto de Cádiz
- Puerto de Isla Cristina (Huelva)
- Puerto de Huelva
- Puerto de Almería
- Puerto de Roses (Girona)
- Puerto de Castellón
- Puerto de Tarragona
- Puerto de Palma de Mallorca
- Puerto de Avilés (Asturias)
- Puerto de Cangas do Morrazo (Pontevedra)
- Puerto de Marín (Pontevedra)
- Puerto de A Coruña
- Puerto de Burela (Lugo)
- Puerto de Santoña (Cantabria)
- Puerto de Las Palmas
- Puerto de Santa Cruz
- Puerto de Arrecife (Lanzarote)
- Puerto de los Cristianos (Arona, Tenerife)

Por lo que, teniendo en cuenta la información obtenida, el mapa con las zonas con las que se ha de tener en cuenta se muestra en la Figura 21, referenciando los puertos con puntos rojos.

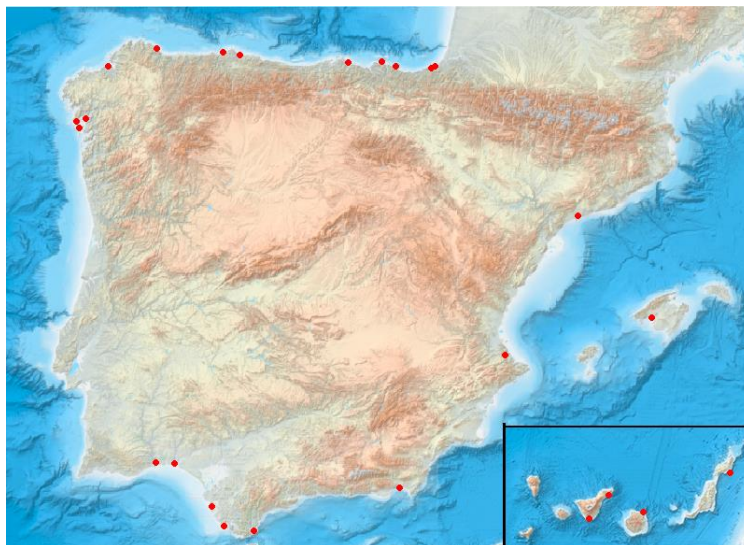


Figura 21: Mapa de los principales puertos de pesca españoles-Fuente: Elaboración propia

3.2.2 Flora y fauna marina

La conservación de la Flora y la Fauna marítima es una de las cosas que más hay que tener en cuenta en cuanto a la conservación del patrimonio nacional. España tiene más de 10.000 especies marinas y esto nos posiciona en el segundo país europeo con mayor biodiversidad marina.

Preservar esta biodiversidad es una prioridad a tener en cuenta a la hora de escoger la zona de construcción del parque eólico marino. Para ello se tendrá en cuenta la Red Natura 2000, que se encarga de la conservación de hábitats naturales. Para ello mediante la Ley 42/2007 se permite que los hábitats naturales puedan ser protegidos por las comunidades autónomas. A continuación, se relatan las zonas protegidas.

Existen varias zonas protegidas marítimas que el ministerio de transición ecológica relata mediante el tratado. Se dividen en cuatro tipos:

- ZEPA (Zona de especial protección para las aves)
- ZEC (Zonas especiales de conservación)
- AMP (Áreas marinas protegidas)
- Reserva marina

En la Figura 22 son relatadas las zonas donde se encuentran los puntos anteriormente comentados:

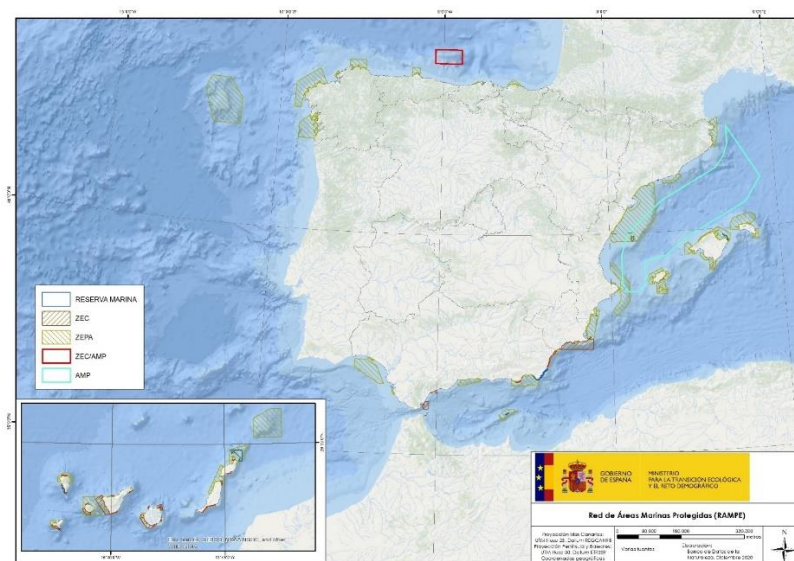


Figura 22: Red de áreas marítimas protegidas-Fuente: Gob. España

A su vez existen otras zonas de alta importancia biológica que se deben proteger como por ejemplo las ZEPIM.

Las ZEPIM (zonas especialmente protegidas de importancia para el mediterráneo), se tratan de áreas mediterráneas en las que se desarrolla biodiversidad en peligro recogidas en el convenio de Barcelona. Actualmente existen 9 ZEPIM:

Isla Alborán, Fondos marinos del levante almeriense, Cabo Gata, Níjar, Acantilados de Maro, Cerro Gordo, Islas Medes, Cap de Creu, Columbretes, Mar Menor, zona mediterránea oriental de la costa murciana y el archipiélago de Cabrera.



Figura 23: Mapa zonas ZEPIM-Fuente: Gob. España

Asimismo, se tendrá en cuenta las reservas de biosferas, que son zonas donde los ecosistemas conviven con la presencia humana y que son declaradas por la UNESCO. En España podemos encontrar dos de ellas del tipo marítimo-terrestre. Una es Menorca y la otra es la reserva intercontinental del mediterráneo, donde se recoge parte del estrecho.

Otro tipo de zonas que hay que tener en cuenta para la preservación del hábitat, son los parques marítimo-terrestres. De este tipo de zonas existe el parque marítimo-terrestre del archipiélago de Cabrera y las islas atlánticas de Galicia.



Figura 24: Mapa de parques naturales españoles--Fuente: Gob. España

Todas estas son las zonas donde la construcción del parque eólico afectaría en el medio donde se construye.

3.2.3 Aves marinas

Una de las mayores problemáticas que tiene la construcción de aerogeneradores es la muerte de las aves al chocar contra las palas de la misma. Para poder minimizar los efectos, se llevará a cabo un estudio de las zonas de poblaciones aviares marinas y las zonas donde están protegidas.

En España se clasifica a las zonas de aves marinas protegidas con el nombre de ZEPA. Para clasificar estas zonas se utiliza el censo de aves marinas realizado por SEO INDEMARES [16] que recoge los hábitats marinos en la Directiva Aves (2009/147/CE), en el que se relatan puntos concurrentes en las que las aves sobrevuelan el cielo marino en España. A continuación, se comentarán los puntos más importantes donde concurren las aves marinas.

Banco de la concepción

Es una zona situada a unos 80 km al noroeste de Lanzarote y tiene riqueza de organismos bentónicos y platónicos que provoca una alta afluencia de depredadores pelágicos.

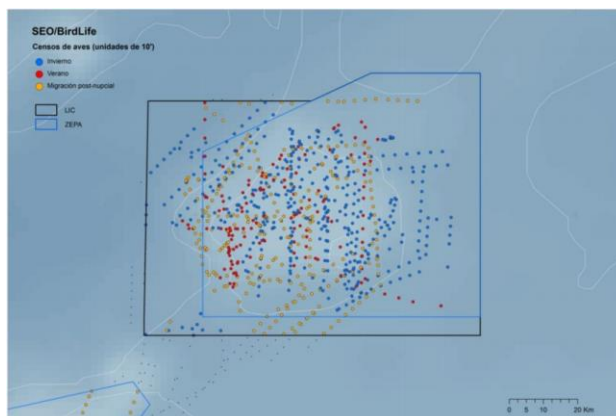


Figura 25: ZEPA Banco de la concepción y su censo-Fuente: SEO Indemares

Como se puede observar es una zona concurrida en todas las épocas del año y en la que pasan fluctuaciones de migraciones aviarias. Por lo que una construcción cerca del lugar podría provocar un daño a las poblaciones aviarias de las Islas Canarias.

Espacio marino del oriente y sur de Lanzarote-Fuerteventura

Al sur de Fuerteventura se encuentran dos montes submarinos que gracias a su orografía generan una alta concentración de biodiversidad. Por eso es que las aves marinas se concentran en este lugar, concretamente 6 de las 7 especies de aves Procelarifformes de Canarias. El lugar concretamente es el siguiente:

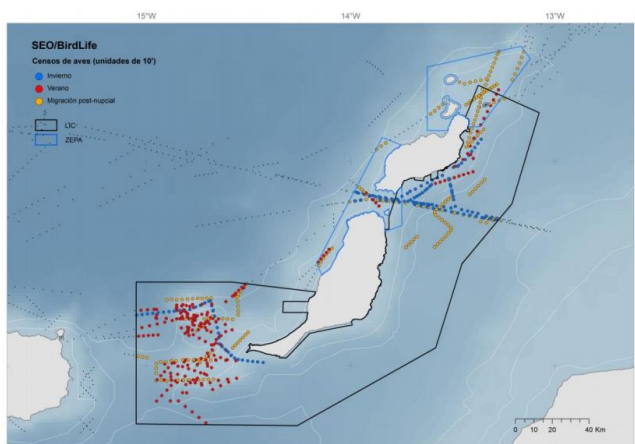


Figura 26: ZEPA Lanzarote-Fuerteventura y su censo de aves Fuente: SEO Indemares

Como se puede observar es un lugar concurrente de dichas aves durante el verano y durante las migraciones en mayor medida.

Sistema de cañones submarinos de Avilés

El sistema de cañones de Avilés es un lugar que, debido al cambio de profundidades y su cercanía con la costa, contiene mucha biodiversidad marina. Esta es una de las razones por las que se concentran aves en esa zona, otra de las razones es que es un corredor migratorio por el que pasan aves migratorias muy a menudo como se puede observar en la Figura 27.

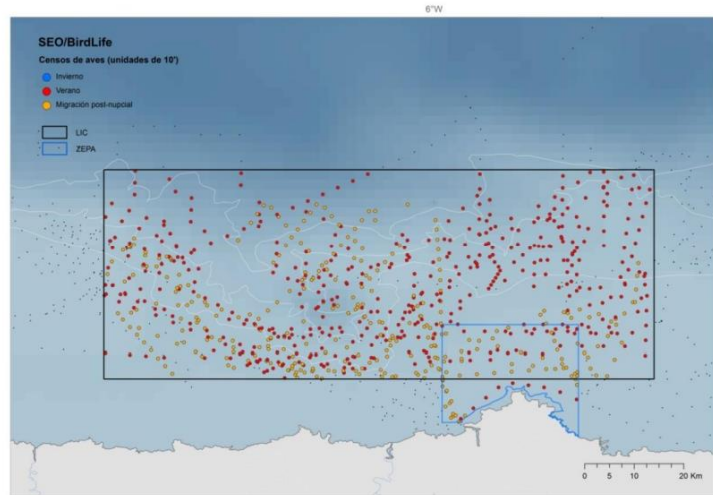


Figura 27: ZEPA del sistema de cañones submarinos de Avilés y su censo de aves- Fuente: SEO Indemares

Banco de Galicia

El banco de Galicia es un monte submarino de origen tectónico, que por sus características geotécnicas contiene una gran biodiversidad que atrae a grandes peces y a su vez y por consecuencia, a aves marinas. Concretamente a Paños de Madeira que son raros de encontrar en el atlántico español.

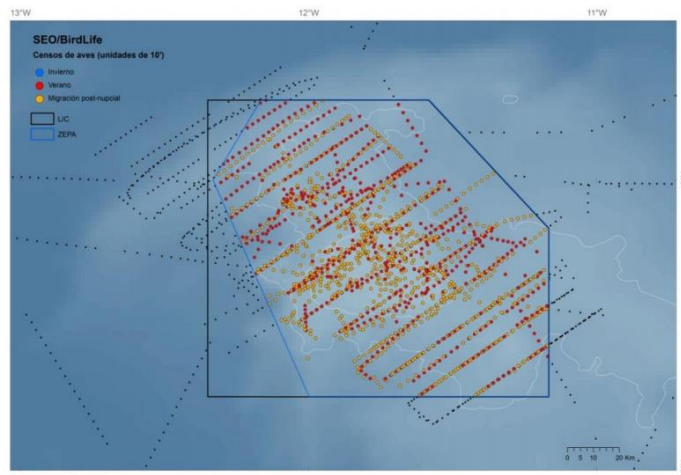


Figura 28: ZEPA del Banco de Galicia y su censo de aves- Fuente: SEO Indemares

Como se puede observar es un lugar concurrido por aves migratorias y de alto censo en verano.

Volcanes de fango del golfo de Cádiz

El golfo de Cádiz es un lugar concurrido por aves marinas debido a que es el lugar donde se junta el mar mediterráneo con el atlántico. Esto provoca que por su oceanografía compleja haya mucha biodiversidad en la que entran pescados como boquerones y sardinas.

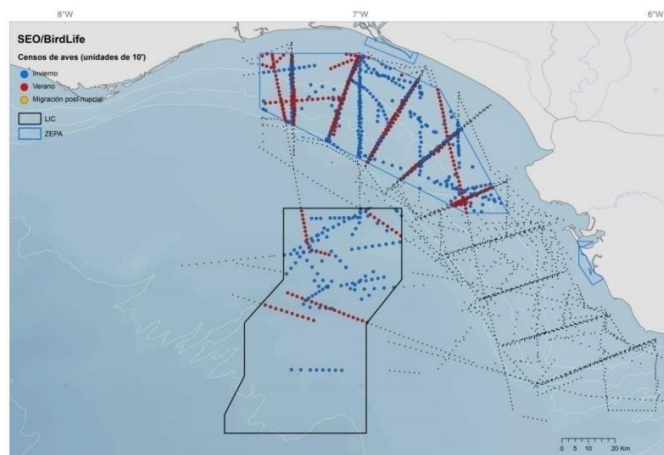


Figura 29:ZEPA del Golfo de Cádiz y su censo de aves- Fuente: SEO Indemares

Espacio marinado de Alborán

La isla de Alborán es una pequeña isla volcánica que por su situación oceánica y geológica tiene gran interés biológico. Por lo que es una zona de grandes concentraciones aviares que lo usan para alimentarse. Esta zona tiene tal importancia que la zona emergida está declarada ZEPA, ya que alberga una colonia de gaviotas de Audouin. Por lo que la preservación de esa especie es fundamental y se tendrá en cuenta.

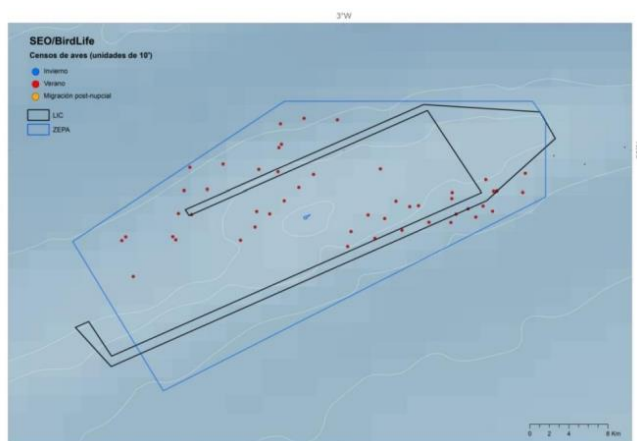


Figura 30:ZEPA de Alborán y su censo de aves- Fuente: SEO Indemares

Bahía de Almería

La bahía de Almería es una zona que presenta una gran plataforma continental, por lo que es una zona amplia en la que se presentan condiciones para albergar un ecosistema del que se benefician las aves marinas.

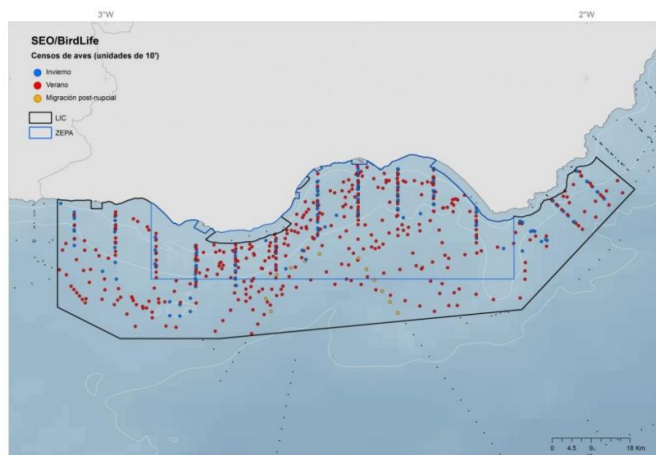


Figura 31: ZEPA del Bahía de Almería y su censo de aves- Fuente: SEO Indemares

Como se puede percibir es una zona de alta concentración de aves en cualquier época del año.

Espacio marino del delta de l'Ebre illes Columbretes

Es una zona extensa que forma parte de la plataforma continental y el talud que se forma en la desembocadura del río Ebro. Esta es una de las áreas de alimentación de aves marinas más importantes dada la situación del ecosistema que se forma.

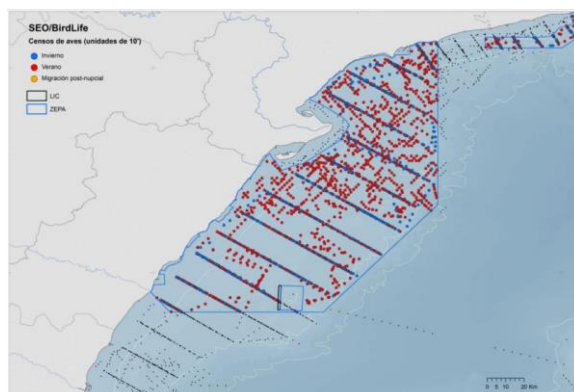


Figura 32: ZEPA del delta del Ebro y su censo de aves-SEO Indemares

Es una zona donde suele haber un tráfico de aves abundante durante todo el año.

Espacio marino de l'Emporda

Se encuentra en la zona noroeste de Cataluña, y tiene un gran interés por la batimetría del lugar, en la que se alternan cañones y bahías. Por lo que el lugar es de gran interés para las aves marinas ya que se sustentan en esa zona.

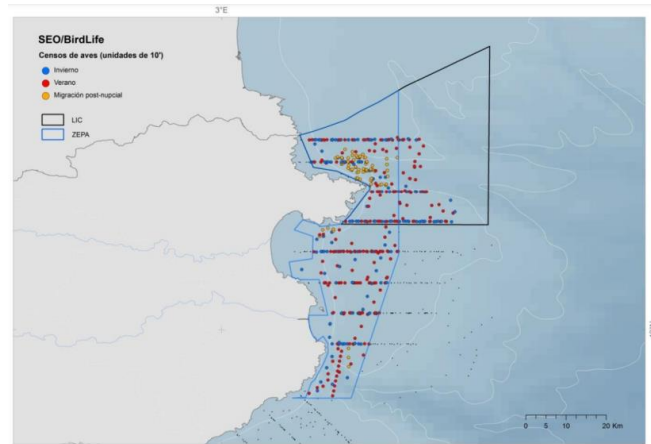


Figura 33:ZEPA del Empordà y su censo de aves- Fuente: SEO Indemares

Canal de Menorca

En el canal de Menorca se unen dos áreas importantes para las aves, en las que se encuentran especies como la pardela cenicienta, la pardela balear, etc.

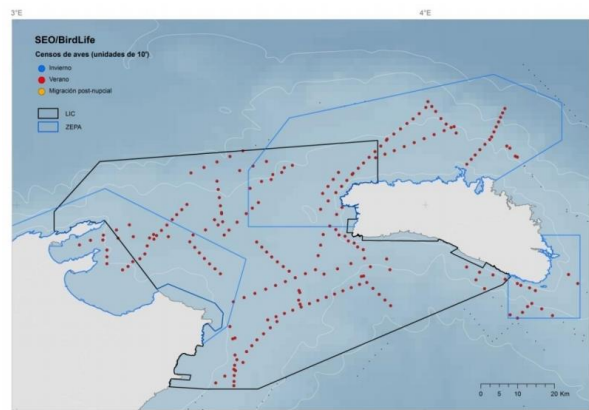


Figura 34:ZEPA de Menorca y su censo de aves- Fuente: SEO Indemares

Se puede observar en la Figura 34 un alto censo de aves sobre todo en verano.

Estos son los ZEPA más importantes, pero todos quedan recogidos en el mapa representado en la Figura 35.

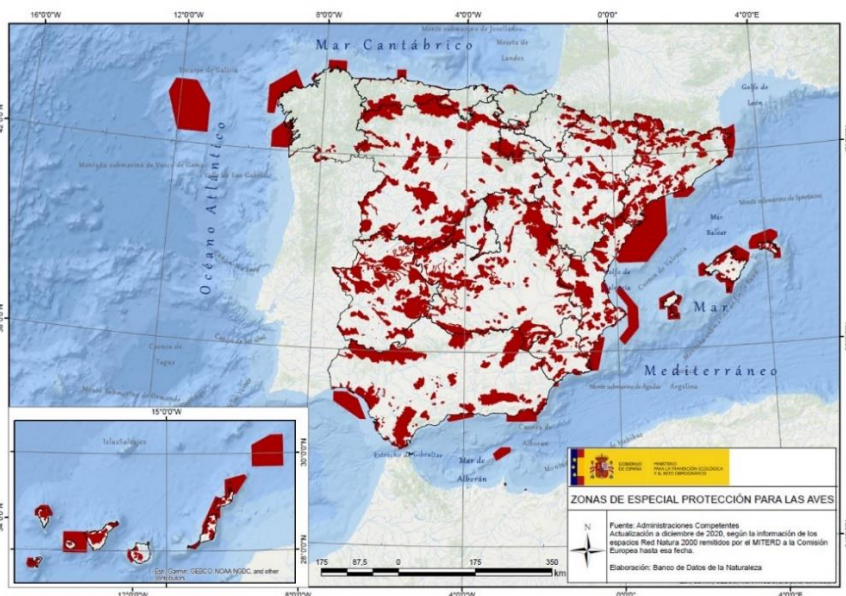


Figura 35: Mapa general de las ZEPA-Fuente: Gob. España

De este mapa solo se tendrán en cuenta las ZEPAs marítimas.

Otro tipo de zonas a que se han de tener en cuenta por la afluencia de aves marinas son los humedales. En la Figura 36 están relatados estos humedales por el ministerio de transición ecológica.



Figura 36: Mapa de humedales en España-Fuente: Gob. España

3.2.4 Navegación marítima y aérea

El sistema de navegación marítima es de vital importancia para el crecimiento socioeconómico del país. Es por eso que no habrá que causar ninguna interferencia en el desarrollo de las actividades marítimas. Para ello se estudiarán las principales rutas marítimas, y las más importantes.

Es por eso que se utilizará el estudio del Instituto Geográfico Nacional, el cual nos indica cuales son las principales rutas marítimas de viajes que se utilizan en España.

Empezaremos a detallar el mapa de la Figura 37, donde se puede observar las rutas con más tráfico de las islas baleares. En ella se puede observar que los principales puertos que hacen viajes a las islas son el de Barcelona, el de Valencia y el de Denia. Asimismo, se puede ver que el tráfico entre la isla de Menorca y la de Mallorca es de gran importancia.



Figura 37: Rutas marítimas a las islas baleares-Fuente: IGN

En la Figura 38 se puede observar las rutas de viajeros en el paso del estrecho. Como se puede ver hay varias rutas que principalmente salen de puertos andaluces. Los puertos que más se utilizan para el paso del estrecho son Tarifa, Algeciras, Málaga, Motril y Almería. Alicante no se queda atrás en sus viajes al continente africano pese a que lo hace en menor medida.

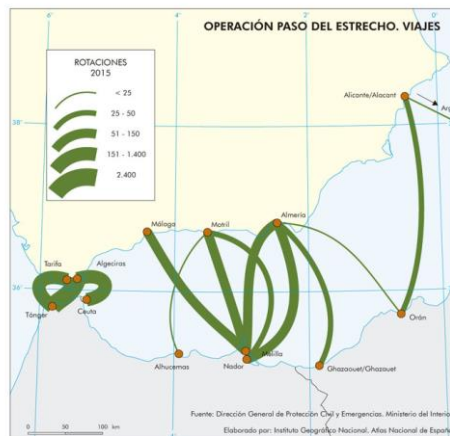


Figura 38: Rutas marítimas al continente africano-Fuente: IGN

En la Figura 39 se puede observar las rutas de viajeros en canarias y su utilización. Se puede ver como las rutas más utilizadas son las que hay entre islas más cercanas, que son las rutas siguientes Tenerife-Las Palmas, Tenerife-La Gomera, Gran canaria-Tenerife, Gran canaria-Fuerteventura y Fuerteventura-Lanzarote

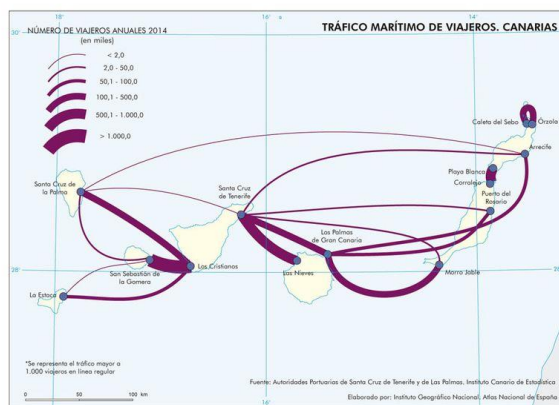


Figura 39: Rutas marítimas en las islas canarias-Fuente: IGN

Pero las rutas anteriormente comentadas solo corresponden a los viajes de pasajeros. En cuanto a los viajes de mercancías, se tendrán en cuenta los puertos principales de exportación en el ámbito nacional, y se intentará que no suponga una molestia para las actividades de exportación.

En este ámbito se distinguen los puertos que se detallan en la siguiente figura:



Figura 40: Mapa de puertos comerciales-Fuente: IGN

Por lo que, para no interferir en actividades comerciales, en los alrededores de los puertos mostrados en la figura no se realizará la construcción, así que no se tendrá en cuenta la explotación eólica en dichas zonas.

En cuanto a las rutas aéreas se podría considerar que es muy improbable que la construcción de un parque eólico marino interfiera en el espacio aéreo. Aun así, para comprobar que no se interfiere en el desarrollo se estudiará los aeropuertos y las zonas marinas cercanas y se intentará no bloquear zonas aéreas de gran importancia. Se detallan en la Figura 41 los aeropuertos españoles.



Figura 41: Aeropuertos españoles-Fuente: Centro de Estudios Aeronáuticos

De los aeropuertos detallados en este mapa solo se tendrán en cuenta a los que tengan cierta cercanía a las costas, es decir, a los que una construcción de 100 m de altura les condicione a la hora de realizar despegues o aterrizajes. Así mismo se concluye que ninguno de los aeropuertos cumple con dichas características.

3.2.5 Turismo, patrimonio y paisaje

En cuanto al turismo, dado que la única molestia que puede generar es en la fase de construcción del parque eólico offshore, ya que no se podrán hacer actividades acuáticas a los alrededores, se tendrá poco en cuenta, ya que será temporal.

Para no dañar el patrimonio arqueológico marino nacional, se tendrá que explorar las zonas específicas en las que se quiera llevar a cabo el proyecto.

Se tratará de llevar a cabo la construcción en zonas alejadas unos metros de las costas para no dañar el paisaje de la zona donde la construcción se lleve a cabo.

3.2.6 Playas y dinámica litoral

Como ya se ha comentado con anterioridad, las zonas con viabilidad de construcción estarán alejadas lo suficiente para que no resulte ningún problema para las playas cercanas.

Para la protección de la dinámica litoral se ha decidido que la construcción deberá realizarse con una batimetría por encima de los 15 metros de profundidad.

3.2.7 Cables y tuberías submarinas

La necesidad de los cables submarinos nace por la comunicación entre países. Así mismo la conectividad de las plataformas de telecomunicaciones entre los países

Para no interferir en el servicio de internet que llega a España, los cables subterráneos se tendrán en cuenta a la hora de la construcción.

Para hacer la investigación de los cables submarinos disponibles en España, se ha accedido a la base de datos de Teleography, que ha creado un mapa de los cables submarinos de internet que conectan los países. En ellos podemos determinar la ubicación de dichos cables para poder evitar la construcción sobre ellos.

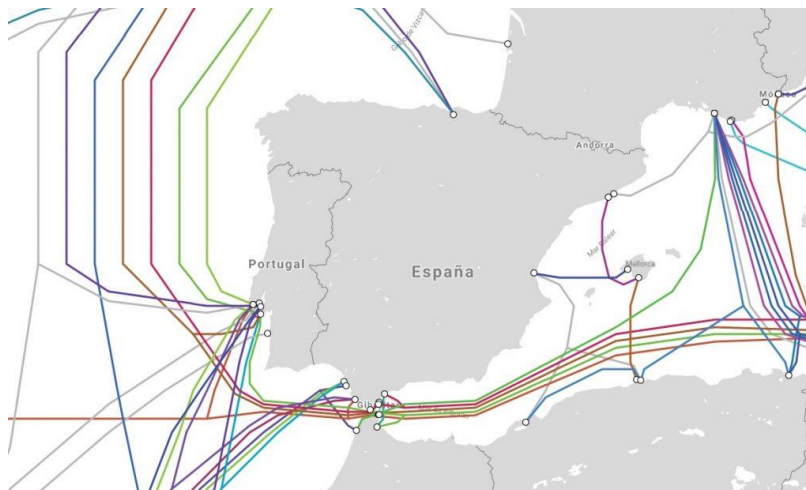


Figura 42: Mapa del conexionado del cableado internet de la península ibérica y baleares-Fuente: Submarinecable

En la Figura 42 se puede observar un aumento de cableado en el estrecho, ya que es un punto estratégico donde los países mediterráneos puedan conectarse a países como reino unido y Francia y también al continente africano.

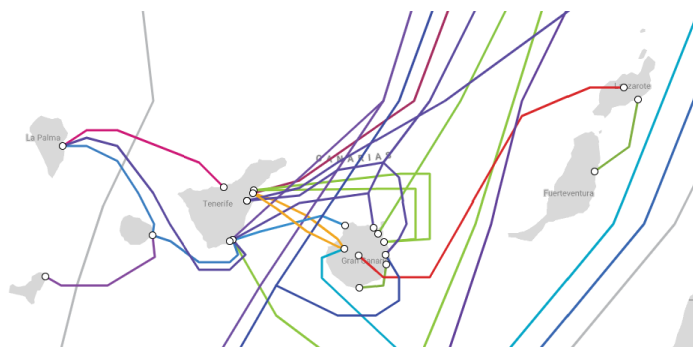


Figura 43: Mapa del conexionado del cableado internet de las Islas Canarias-Fuente: Submarinecable

En cuanto a las islas canarias, se puede ver como muchas líneas que conectan la parte atlántica del continente africano pasan por dicha zona y a su vez las conexiones entre las islas hacen ver que el cableado es abundante en el archipiélago.

Aun así, los cables de conexión son lo suficientemente finos para que no exista ninguna restricción que se vea en los mapas que se realizarán a continuación.

3.2.8 Mapa de zonas restringidas

Con las anteriores zonas restringidas por los hechos ya comentados, se ha realizado un mapa en el que se tienen en cuenta las zonas en las que la construcción no puede ser llevada a cabo, el mapa se presenta en las Figura 44 y Figura 45:

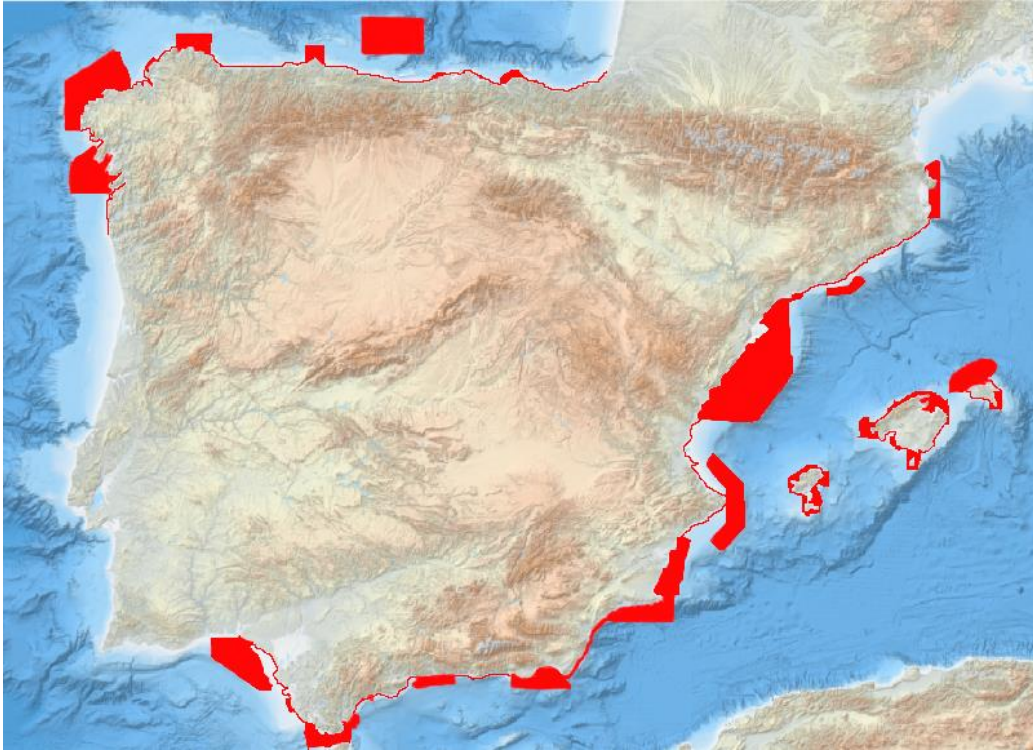


Figura 44: Mapa de las zonas restringidas en la península ibérica y Baleares-Fuente: Elaboración propia

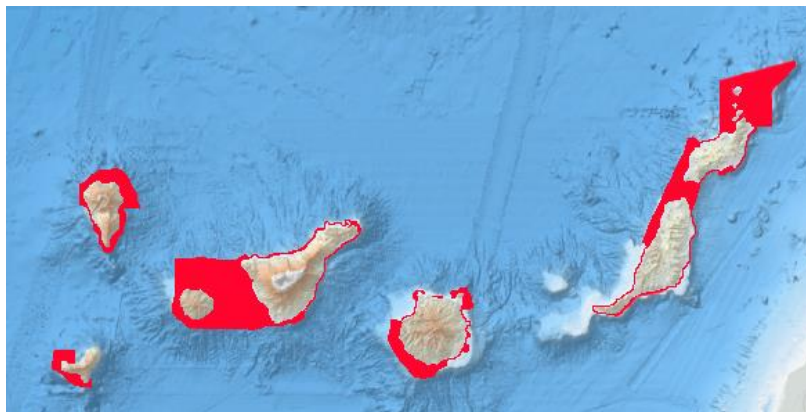


Figura 45: Mapa de las zonas restringidas de las Islas Canarias-Fuente: Elaboración propia

En combinación con el mapa de interés en cuanto a recursos eólicos se pueden ver de la forma indicada en las Figura 46 y Figura 47.

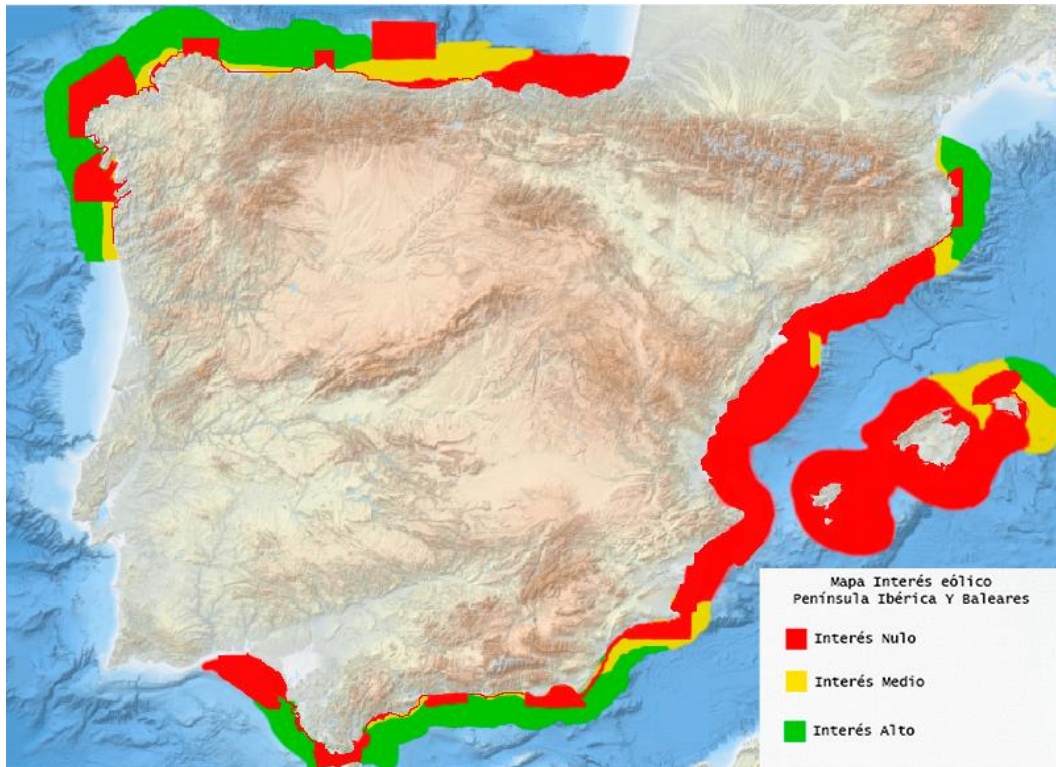


Figura 46: Mapa de interés eólico con zonas restringidas de la península y las Islas Baleares-Fuente: Elaboración propia



Figura 47: Mapa de interés eólico con zonas restringidas de las Islas Canarias-Fuente: Elaboración propia

Donde se puede observar que se han reducido en mucha medida las zonas de alto interés debido a las restricciones, y muchas zonas de alto interés tenían restricciones.

3.3 Estudio de la batimetría

Para la construcción de un parque eólico marino, es de vital importancia conocer la batimetría del lugar, ya que la profundidad del fondo marino es de importancia para la elección del tipo de aerogenerador, su cimentación y su altura.

Como ya se ha comentado en el capítulo anterior, las profundidades a las que suelen construirse los aerogeneradores fijos son de entre 10 y 50 metros. Y las profundidades a las que suelen construirse los aerogeneradores flotantes pueden llegar hasta los 120 dependiendo del tipo. Es por eso que este estudio estará enfocado en este umbral de profundidades.

Para analizar la batimetría española se utilizará un mapa sacado de la base de datos de EMODnet.



Figura 48: Mapa de la batimetría de la península ibérica y Baleares de EMODnet-Fuente: EMOD



Figura 49: Mapa de Batimetría Islas Canarias de EMODnet-Fuente: EMOD

A la hora de analizar el mapa de las profundidades marinas podemos observar en la Figura 48 como la plataforma continental rodea gran parte de la península y sus islas. Pero esta plataforma continental tiene una profundidad de entre 60 a 200 m por lo que en esta profundidad las estructuras fijas serían imposibles de construir. Como se ha comentado antes, las estructuras basadas en pilotes son estructuras que no se pueden construir a mucha profundidad por las cargas de las olas y el viento, que harían la estructura inviable. Los “Jacket” si tendrían la oportunidad de

construirse, pero los costes de dicha construcción serían demasiado elevados para la producción de electricidad. Es por eso que para que el parque eólico sea viable se optara por una estructura flotante.

Para conocer en qué zonas se podría realizar un parque eólico offshore se tendrán en cuenta las profundidades en las que a día de hoy se puede construir este tipo de estructuras. En las bases de datos podemos comprobar que las plataformas offshore flotantes se suelen construir entre los 50-120 metros.

Mediante un filtrado de los mapas creados en los apartados del análisis de recursos eólicos y las restricciones ambientales, se ha creado un mapa donde se indica con más precisión donde son las zonas de más interés para la construcción de un parque eólico marino.

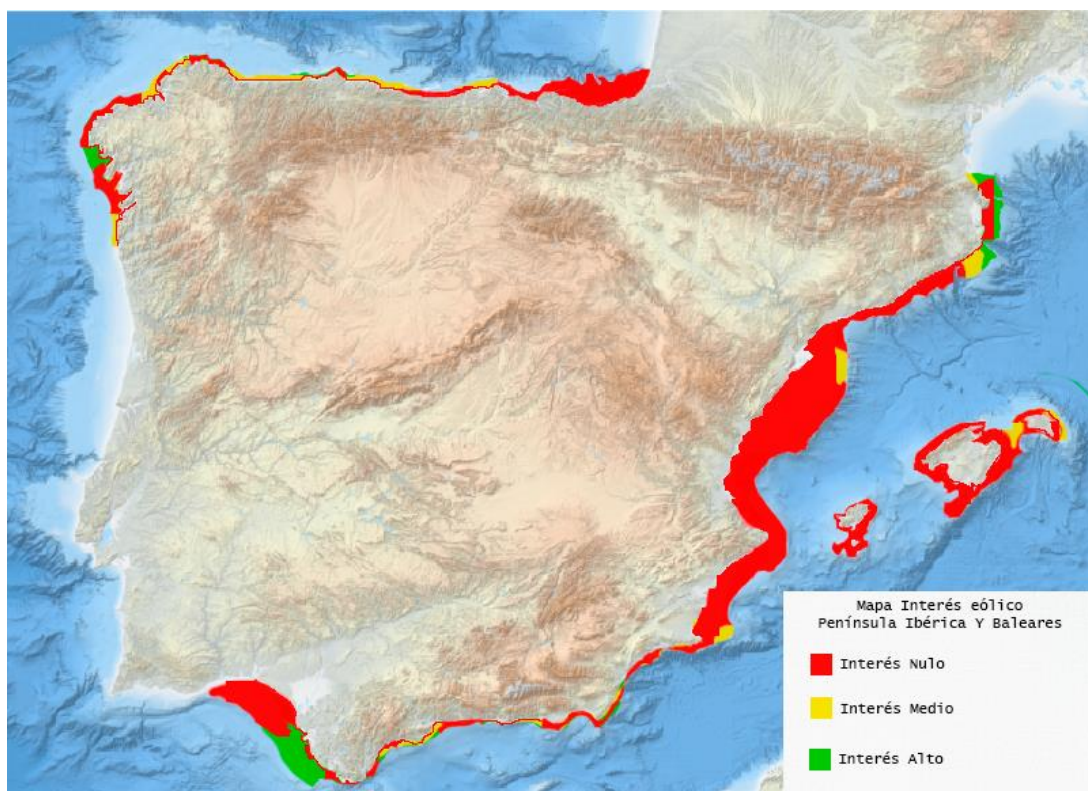


Figura 50: Mapa de interés eólico filtrado por batimetría de la península ibérica y Baleares-Fuente: Elaboración propia

En la Figura 50 se puede observar cómo hay diversas zonas que generan interés alto, ya que cumplen con las condiciones de un recurso eólico alto y bajas restricciones al construir en el lugar. De los lugares dentro de la península podemos diferenciar tres claros. Uno de ellos es la costa de Galicia, que como ya hemos comentado anteriormente, tiene un alto grado de densidad y de velocidad del viento. Pero hay una problemática con que la batimetría es profunda pese a que entre dentro de los límites establecidos. Lo mismo ocurre con la zona noreste de Cataluña, que pese a cumplir con los parámetros establecidos con anterioridad, tiene una batimetría es profunda, y en este caso el lugar se encuentra cercano a una zona ZEPA, por lo que podría ocasionar alguna problemática con las aves marítimas que frecuentan el lugar.

Por último, tenemos la zona del golfo de Cádiz, una zona que es ideal para la construcción de un parque eólico debido a que el fondo marino del lugar es poco profundo, llegando incluso a profundidades menores de los 50 m. Pero en este lugar se ha de tener en cuenta que hay cableado

submarino, pero como el tamaño de estos es lo suficientemente menor como ya se ha comentado, la construcción puede llevarse a cabo sin ningún problema.

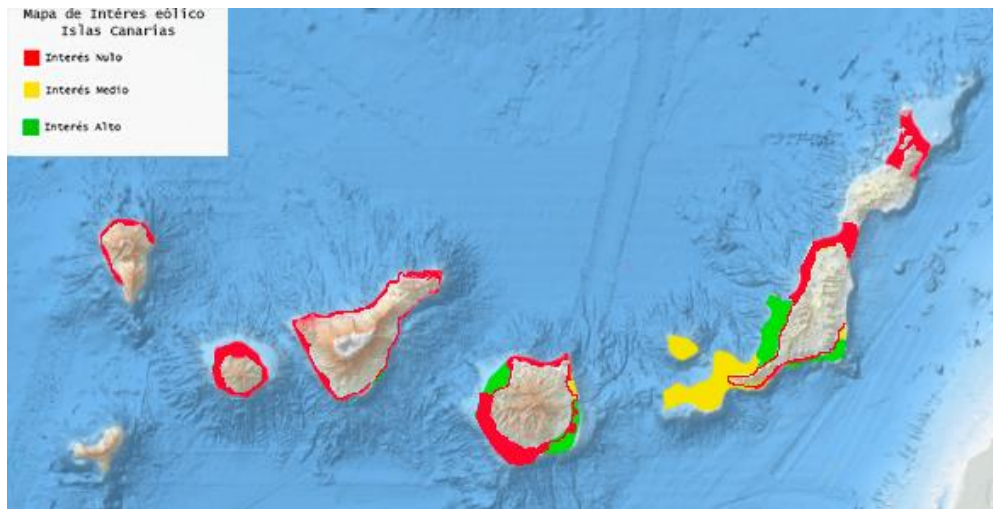


Figura 51: Mapa de interés eólico filtrado por batimetría de las islas canarias-Fuente: Elaboración propia

En cuanto a las Islas Canarias, las dos únicas islas que podrían abarcar este proyecto son las de Fuerteventura y Gran Canarias, ya que las otras no cumplen con los requisitos tanto batimétricos como medioambientales. Pero en estas dos islas, debido a que el tráfico marino está muy concentrado en ellas y el cableado submarino pasa por los lugares, la construcción se tendrá que hacer en un lugar donde no corte el tráfico y no afecte la conectividad.

Por lo que, dado a lo que hemos comentado anteriormente, podemos asegurar que existe una viabilidad energética para la construcción de un parque eólico offshore en las costas de España

Capítulo 4: Cálculos de viabilidad energética

4.1 Decisión de emplazamiento

Para analizar si es viable la construcción de un parque eólico offshore se escogerá un emplazamiento donde se reúnan las mejores condiciones. Se baraja entre las zonas del mapa de gran interés por su recurso eólico. De esta forma podemos diferenciar 7 zonas.

Noroeste de Cataluña

Se analiza la batimetría del lugar mediante la herramienta EMOD batimetría. Para que el lugar sea lo más cercano a la costa, ya que el coste depende de esta variable. Es por eso que se hará una medición a 8 km de la costa aproximadamente.

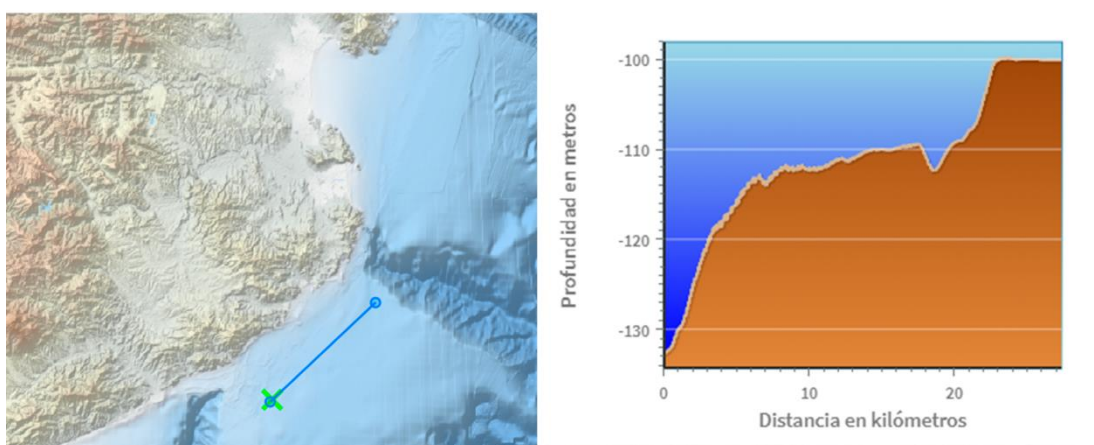


Figura 52: Análisis de terreno Noroeste de Cataluña- Fuente: EMOD

Como se puede observar en la Figura 52, las profundidades son elevadas, llegando incluso a los -120 m que era el límite que se proponía alcanzar, por lo que en la zona tendrá unos costes elevados en construcción.

Galicia

Siguiendo la misma dinámica que la anterior, se analizará la batimetría del lugar

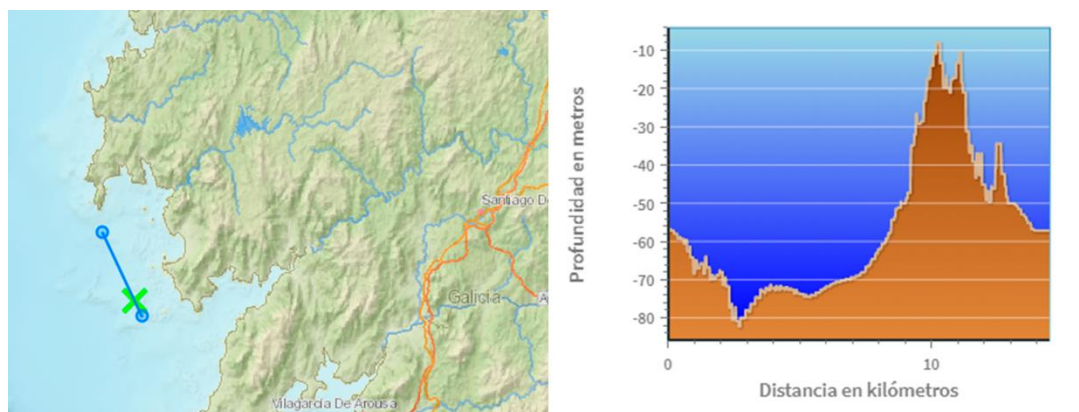


Figura 53: Análisis de terreno de Galicia- Fuente: EMOD

También se puede considerar muy buena zona ya que las profundidades rondan entre -80 y -10. Pero debido a la irregularidad del terreno, ya que este contiene montañas submarinas, podría hacer difícil la preparación del terreno.

Golfo de Cádiz

Si tomamos una muestra de la batimetría del golfo de Cádiz a 8 km de la costa aproximadamente, utilizando la herramienta de EMOD batimetría, se puede observar las características que tiene el lugar.

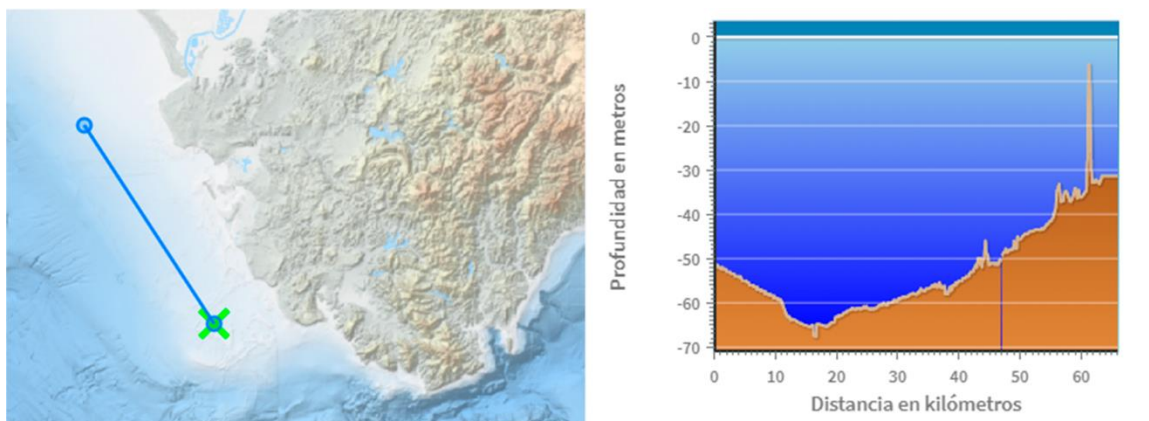


Figura 54: Análisis de terreno del Golfo de Cádiz- Fuente: EMOD

Como se puede observar en la Figura 54 las profundidades no son muy elevadas como en otros casos, ya que esta suele rondar alrededor de los -50 m. Por lo que se podría realizar la construcción en cercanía de la costa lo que abarataría los costes de producción y transporte.

Es por eso que es una de especial atención, ya que tiene requisitos que pueden optimizar el proyecto hasta ser válido.

Lanzarote

Tomamos las muestras batimétricas en las mismas condiciones que las anteriores mediciones.

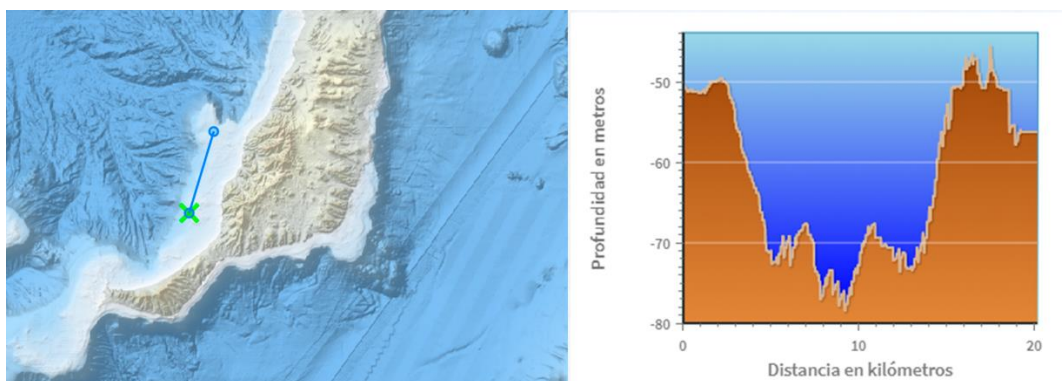


Figura 55: Análisis de terreno de Lanzarote- Fuente: EMOD

Se puede observar que las profundidades que se manejan en las zonas de alto interés en Lanzarote son menores a -50 m llegando incluso a rozar los -80 m de profundidad. Además, se puede ver un terreno irregular donde hay altibajos.

Las palmas de Gran Canaria

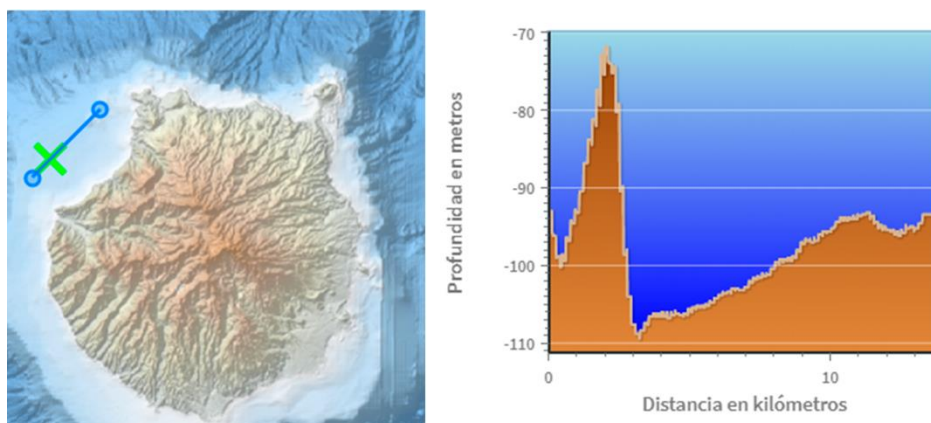


Figura 56: Análisis de terreno de Las palmas de gran canaria noroeste- Fuente: EMOD

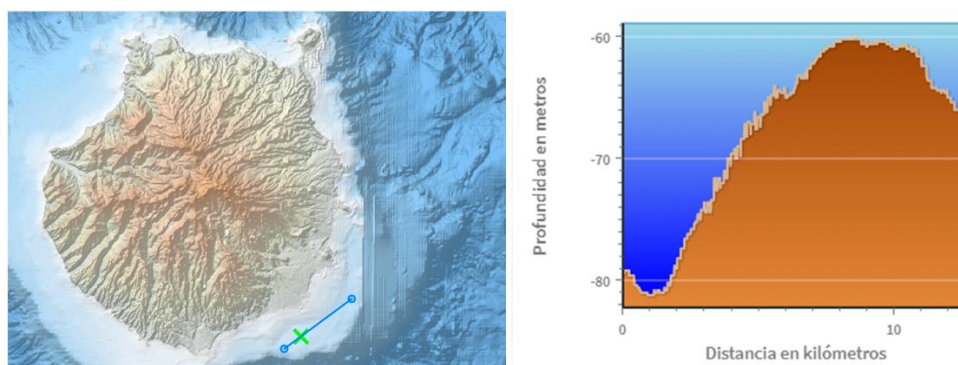


Figura 57: Análisis de terreno de Las palmas de gran canaria sureste- Fuente: EMOD

En Las Palmas encontramos dos terrenos de alto interés. Uno con profundidades a menos de -90 m de profundidad, que es una profundidad bastante alta. Pero en el otro territorio se llega a profundidades menores a -60 que son más aceptables.

Emplazamiento

Dadas las características de las zonas escogidas como de alto interés a lo largo de este apartado, se escogerá como emplazamiento la zona que está entre el golfo de Cádiz y el estrecho de Gibraltar, ya que es una zona con profundidades de aproximadamente -50 m, y es una zona poco irregular. Además, un parque eólico offshore construido en esa zona podría aprovechar más la energía creada ya que se encuentra la ciudad de Cádiz cerca.

El emplazamiento concreto se ve representado en la siguiente figura. Es escogido por reunir las condiciones anteriores y además tener una buena velocidad media de viento.

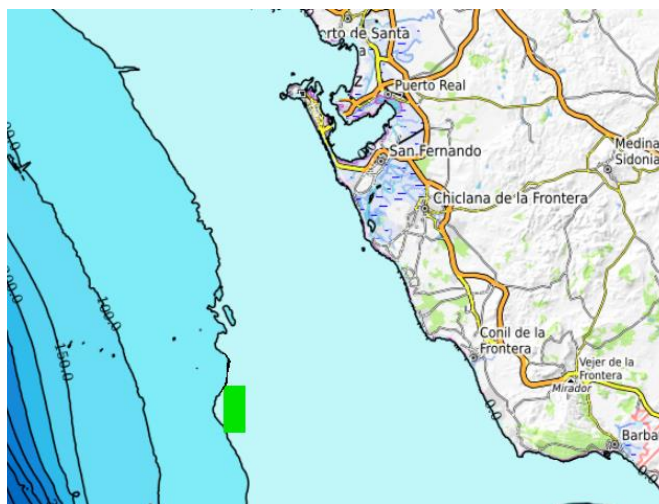


Figura 58: Lugar de emplazamiento-Fuente: Elaboración propia

Se tendrá en cuenta para la toma de datos eólicos para el posterior cálculo de la potencia que puede generar un parque eólico en ese punto, las coordenadas de referencia: Latitud: 36,23098 Longitud: -6,37642

4.2 Tipo de plataforma offshore

El tipo de plataforma offshore que se tendrá que construir en el lugar de emplazamiento escogido anteriormente, se deberá escoger en función de las características del mismo.

Dado que el fondo marino en el lugar escogido es de -40 m, la instalación deberá ser una plataforma flotante del tipo Jack ya que la profundidad del lugar es la óptima para la construcción de una plataforma de este tipo.

Se deberá escoger entre los tres tipos destacados, TLP, semisumergible y SPAR. Dado que la profundidad no llega a los 100 m, las plataformas SPAR no podrían ser llevadas a cabo ya que necesitan una profundidad elevada para que sean estables. En cuanto a las plataformas TLP, se descartan por su alto coste en mantenimiento. Por lo que la plataforma que mejor se adapta en este caso es la semisumergible

Esto provoca una decisión del tipo de plataforma entre las semisumergibles o las Jacket. A continuación, se hará una comparativa de los dos casos para escoger el tipo de plataforma.

Jacket o semisumergible

Jacket	Semisumergible
<p>Es una instalación más conocida y más practicada en la industria eólica offshore.</p> <p>La fase de construcción se realiza en el mar mediante buques especializados offshore.</p> <p>Los costes generales de ingeniería y diseño son menores.</p>	<p>Facilitan la puesta en marcha de la turbina. En condiciones de profundidad media (30-50 metros).</p> <p>Pueden ofrecer a tiempo una alternativa de menor costo a los cimientos de fondo fijo.</p> <p>Ofrecen generalmente beneficios ambientales en comparación con los diseños fijos ya que la actividad de instalación es menos invasiva.</p>

Tabla 1:Comparativa Jacket-Semisumergible - Fuente. Elaboración propia

Dada la comparativa realizada, se ha escogido finalmente la estructura flotante semisumergible, ya que en la fase de construcción presenta menos molestias en cuanto a la pesca y al medio ambiente. También se ha escogido por la posible viabilidad económica que ofrece este tipo de construcción.

Estudio de caso

Para llevar a cabo un estudio de caso y facilitar su análisis de la viabilidad se ha escogido un tipo de plataforma semisumergible. Para ello se ha escogido el proyecto Windfloat Atlantic. Un proyecto llevado a cabo en el 2020 en Portugal, en el que se hizo un parque eólico a base de plataformas semisumergibles a 20 km de la costa de la costa de Viana do Castelo. Dado que es un parque en funcionamiento construido en un lugar de situación similar a nuestro emplazamiento, y ya que el astillero de Ferrol se encargó de la construcción de una de las plataformas, se facilitará la toma de datos de este y se podrá hacer un estudio más completo.



Figura 59: Representación en 3D plataforma Windfloat-Fuente: PrinciplePower

Se puede ver representado que se trata, como ya se ha indicado, de una plataforma semisumergible.

4.2.2 Características de la plataforma flotante

La plataforma flotante para el caso de estudio, tendrá las dimensiones del proyecto Windfloat como ya se ha estipulado en anteriores apartados. En este apartado se estudiarán las características de esta plataforma.

Estabilidad

La estabilidad de la plataforma, aparte de depender del sistema de amarres y la flotabilidad de las columnas, también depende de las placas de retención de agua. Estas placas consiguen una estabilidad dinámica mediante la retención de agua que da lugar a un componente de masa añadida. Esto provoca que aumente la resistencia viscosa debido al desprendimiento de capas.

Acceso

El acceso a la plataforma para las operaciones y el mantenimiento se hará mediante una embarcación de transferencia de tripulación a través de las escaleras puestas en una de las 3 columnas que será la de acceso por mar. La plataforma también contiene un helipuerto que será utilizado para operaciones de mantenimiento o en caso de emergencia. Los equipos incluyen la cubierta de la plataforma, un cabrestante, un generador de reserva temporal, ayudas a la navegación (según requieran las autoridades locales) y un pescante para las actividades de mantenimiento.

Sistema de lastre

Estas plataformas también contienen un sistema de lastre que sumerge 2/3 de la estructura por debajo de la línea de flotación. Este lastrado reduce el centro de gravedad global de la plataforma y compensa el exceso de flotabilidad de la misma.

Trimado

El sistema patentado de trimado del casco del WindFloat (también conocido como lastre activo) distribuye el agua de lastre entre las tres columnas del WindFloat para compensar el empuje variable de la turbina debido a los cambios de baja frecuencia en la velocidad y dirección del viento. El sistema es de bucle cerrado (no entra ni sale agua del sistema), a prueba de fallos, y comprende sólo una pequeña fracción del agua de lastre total del WindFloat. El resultado es una cimentación flotante para aerogeneradores en alta mar con una posición media horizontal en cabeceo y balanceo. Esta es una característica clave del diseño del WindFloat.

Diseño

La distribución de esta plataforma se puede observar en la Figura 60 y Figura 61, donde se puede ver la conexión de las turbinas mediante pontones y el sistema de lastrado y de trimado desde una perspectiva de perfil y planta.

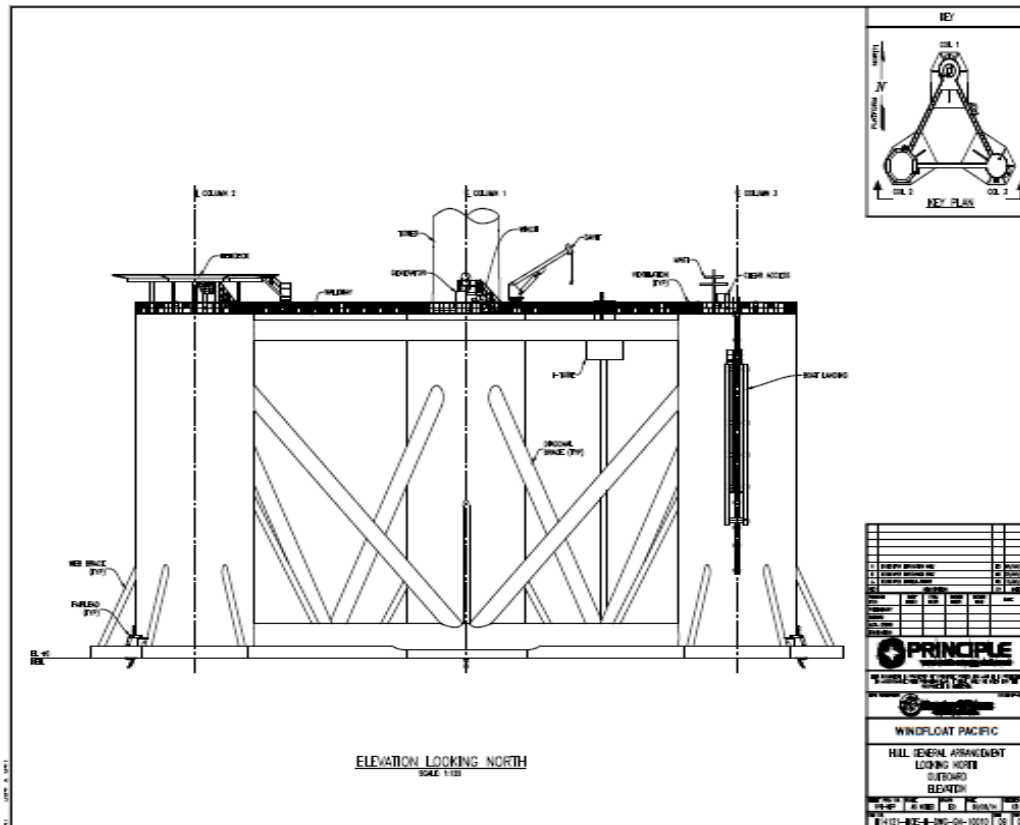


Figura 60: Plano de perfil de plataforma semisumergible WindFloat- Fuente: PrinciplePower

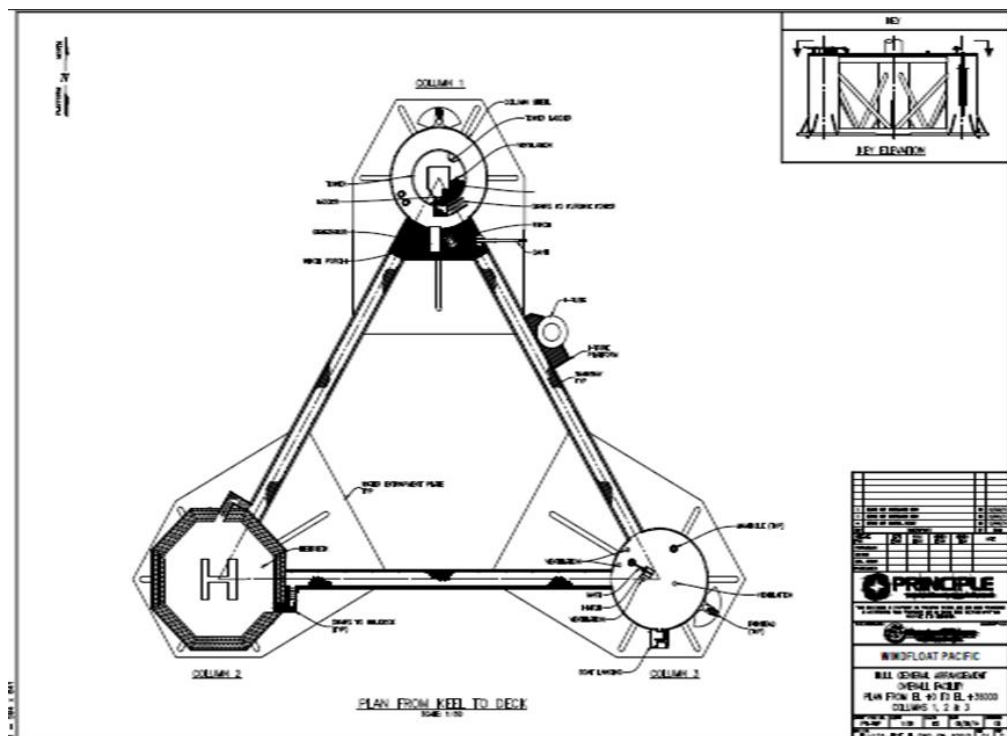


Figura 61: Plano de planta de plataforma semisumergible WindFloat- Fuente: PrinciplePower

En la siguiente tabla se detalla el dimensionamiento de dicha plataforma:

<i>Características de la plataforma flotante Windfloat</i>	
Altura de las columnas	33,6 m
Diámetro de las columnas	10,7 m
Espesor de las placas de retención	0,03 m
Longitud del extremo de la placa de arrastre	15,629 m
Distancia entre columnas de centro a centro	56,4 m
Diámetro del pontón	2,2 m
Calado	22,9 m
Altura del centro de gravedad	29,8 m
Diámetro de los tirantes	2,038 m
Altura del centro de flotación	10,904 m
Desplazamiento	7247,928 t

Tabla 2: Dimensiones de la plataforma WindFloat- Fuente: WindFloat: A floating foundation for offshore wind turbines

4.2.3 Características del amarre y el anclaje

El sistema de amarre que utiliza la plataforma es un amarre en catenaria, que consiste en un patrón curvo tal y como indica la figura. Para este tipo de amarres se utilizan cuerdas de nylon para amarrar la plataforma en lugar de cadenas. Este sistema permite que el amarre tenga un peso reducido, lo que permite que sea más barato y fácil de instalar y por lo tanto que la cuerda sea larga. El amarre de nylon usado en WindFloat es la gama 98, que es una cuerda que utiliza el centrado circular para conseguir una mayor resistencia. En la tabla se pueden observar los distintos diámetros de las secciones recogidas en su catálogo y la resistencia en mojado que tienen.

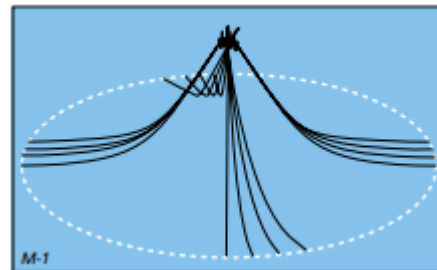


Figura 62: Representación amarre en catenaria-Fuente: Vryhof Manual

Diámetro (mm)	NBDS (kN)	NBDS (toneladas)	Peso (kg/100m)
80	1851	188	400
88	2172	221	480
96	2574	262	570
104	3010	307	670
112	3480	355	760
120	3982	406	900
128	4518	461	1020
136	5086	518	1150
144	5688	580	1270
152	6322	645	1430
160	6898	712	1560
168	7688	783	1720

Tabla 3: Características de las secciones del amarre Gama 98- Fuente: Gama 98

A la hora de hacer cálculos, para simplificar las medidas, se utilizará el diámetro de 144 mm para la línea general del amarre.

En cuanto al ancla que se usa, es una Vryhof Stevshark®Rex que es un ancla de arrastre que se puede usar en cualquier superficie. La geometría general del ancla es una combinación de mejoras que proporcionan una penetración, manejo y eficiencia del ancla superior. La Stevshark®Rex ha sido probada en condiciones de suelo tradicionalmente desafiantes y es el ancla a la que se recurre para los lechos marinos de suelo duro.

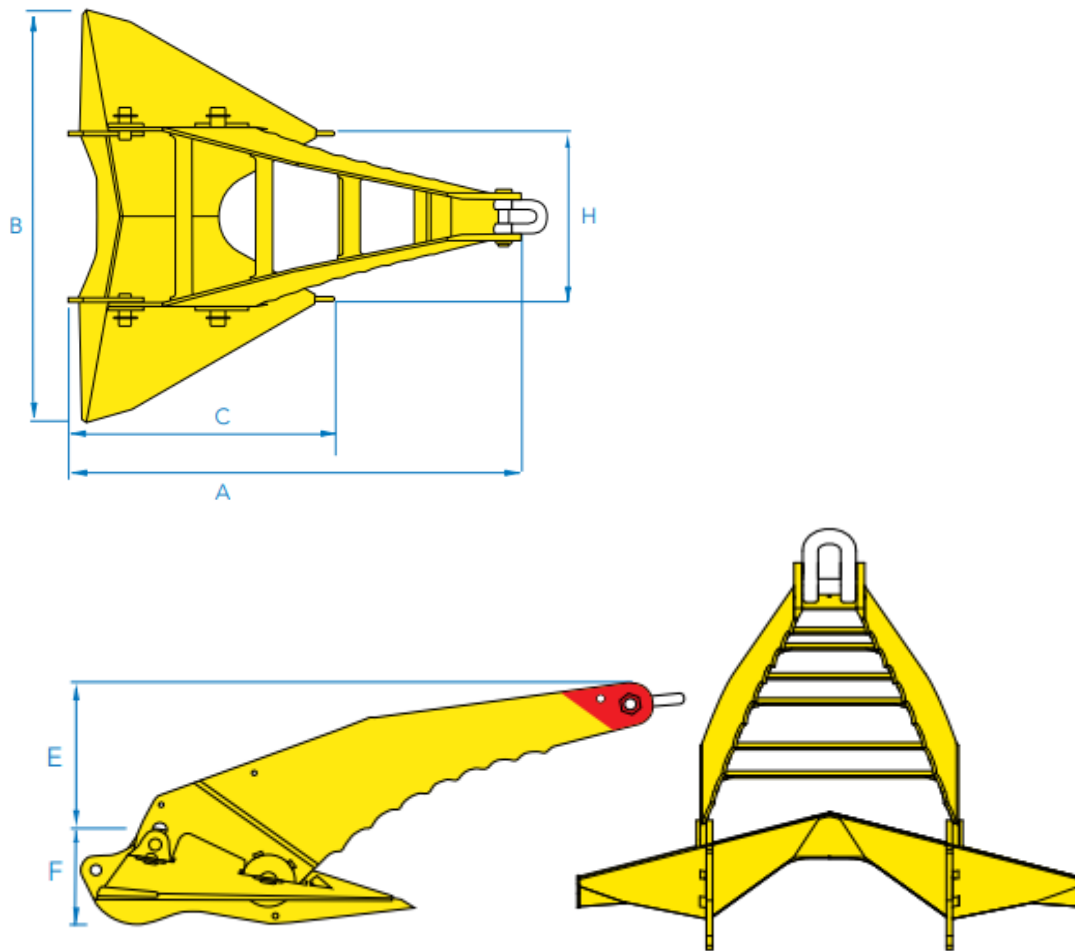


Figura 63: Planta, perfil y alzado de ancla Stevshatk Rex-Fuente: Vryhof Manual

Dimensiones del ancla	
Peso	6500 kg
A	10051 mm
B	10834 mm
C	6166 mm
E	5120 mm
F	924 mm
H	4185 mm
S	300 mm

Tabla 4: Dimensiones ancla Stevshatk Rex-Fuente: Vryhof Manual

4.2.4 Características cableado

Hay diversas formas de colocar el cableado para que aguante las olas y las corrientes submarinas. En la siguiente figura se puede observar como son las distintas configuraciones.

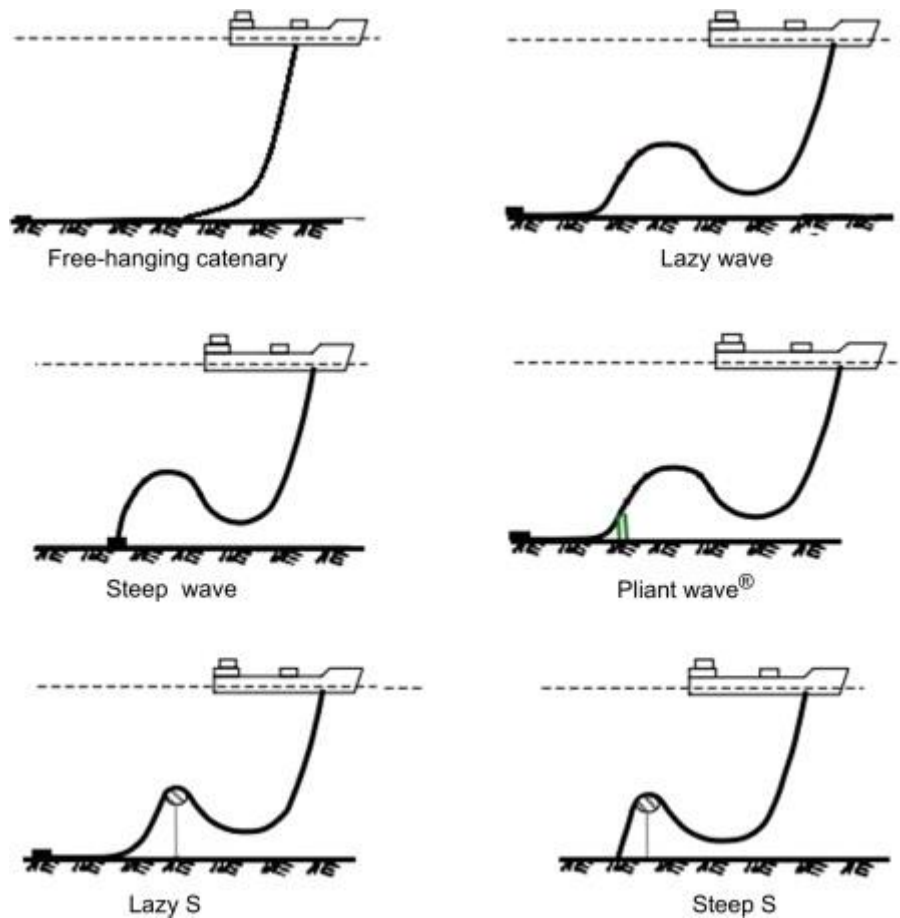


Figura 64: Tipos de configuraciones de cableado submarino

En el caso de las plataformas semisumergibles, la configuración del cableado más eficiente es la Pliant Wave, por lo que es la que será usada por este proyecto. Las características de la potencia del cableado vienen definidas en el anexo A.

4.2.5 Subestación

Se tendrá en cuenta que se hace una construcción de una subestación onshore en las afueras de la ciudad de Conil, de forma que se pueda transformar la energía recibida del parque y conectarla con la red eléctrica peninsular. Se tomará como distancia de referencia de la subestación al parque eólico 22,970 km.

4.2.6 Características del aerogenerador

Para facilitar el análisis de la viabilidad se estudiará un caso específico en el que se hará un parque eólico marino. Este parque eólico offshore se basa en el diseño de Windfloat, que es una plataforma del tipo semisumergible que ha sido instalada en 2011 en Aguçadoura, Portugal.

La razón por la que se utilizará este diseño es porque ha sido instalada en unas condiciones similares a la que se encuentra el emplazamiento escogido con anterioridad. El diseño de la plataforma es la mostrada en la figura

Características del aerogenerador Vestas V164-8.0	
Energía	
Potencia nominal	8000 kW
Velocidad del viento mínima	4 m/s
Velocidad del viento de corte	25 m/s
Velocidad del viento nominal	13 m/s
Velocidad del viento de supervivencia	50 m/s
Hélice	
Diámetro	164 m
Superficie del rotor	21124 m ²
Número de palas	3
Densidad potencial	378 W/m ²
Grupo eléctrico	
Tipo	Imán permanente
Voltaje	60 kV
Frecuencia de red	50 Hz

Tabla 5: Características aerogenerador Vestas V164-8.0-Fuente: MHI Vestas

El aerogenerador escogido para el caso específico de parque eólico es el Vestas V164 que tiene una potencia nominal de 8000 kW, por lo que, con los datos puestos en la tabla anterior, se puede realizar una curva de potencia que nos ayudará a calcular la potencia que pueda generar una instalación en el emplazamiento escogido. Para hacer dicha curva se utilizará la ecuación que se mostrará a continuación.

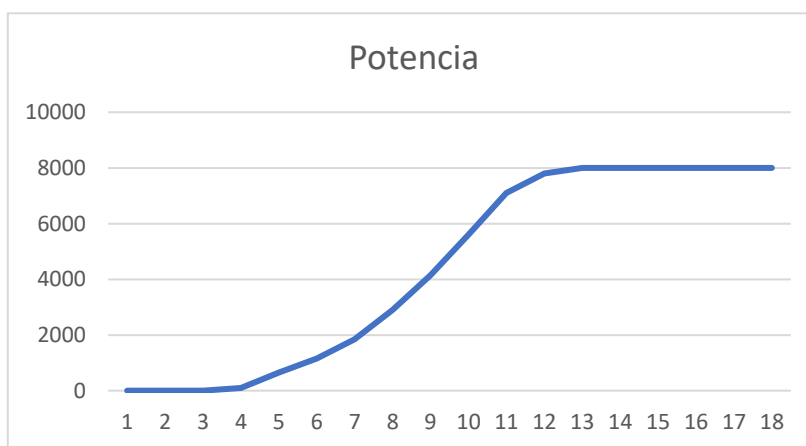


Figura 65: Curva de Potencia MHI Vestas 164-8.0

La curva de potencia nos indica que cuando el viento sopla a 8 m/s, que es la velocidad media a la que suelen ir los vientos como ya se ha indicado con anterioridad, la potencia generada por cada uno de las turbinas eólicas es de 2900 kW.

4.3 Características del recurso eólico del emplazamiento

En los anteriores apartados hemos analizado el recurso eólico de forma general en cuestión nacional. En este apartado se estudiará de forma específica las condiciones de los vientos del emplazamiento. De esta forma se analizará el viento que pasa por las coordenadas de referencia.

Primero se analizará el perfil vertical del viento del lugar, es decir la evolución de la velocidad del viento en función de la altura en la que se mide.

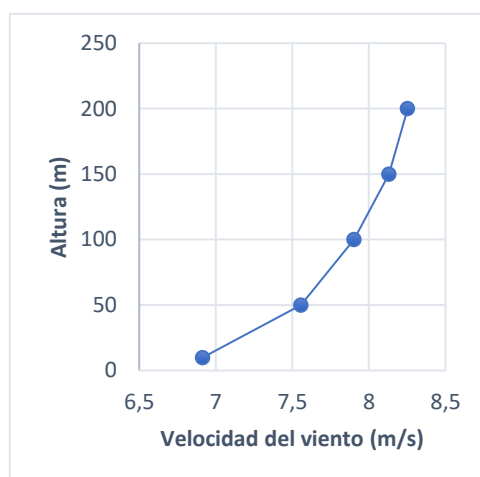


Figura 66: Curva de altura de velocidad del viento-Fuente: CENER

Como se puede observar en la figura anterior, las velocidades en 100 m, que es la altura a la que suelen estar los rotores de aerogeneradores offshore, se llega a una velocidad cercana a las 8 m/s, que es una velocidad óptima para la generación eléctrica.

A continuación, se analizará la variación de velocidades en función del horario a una altura de 100 metros.

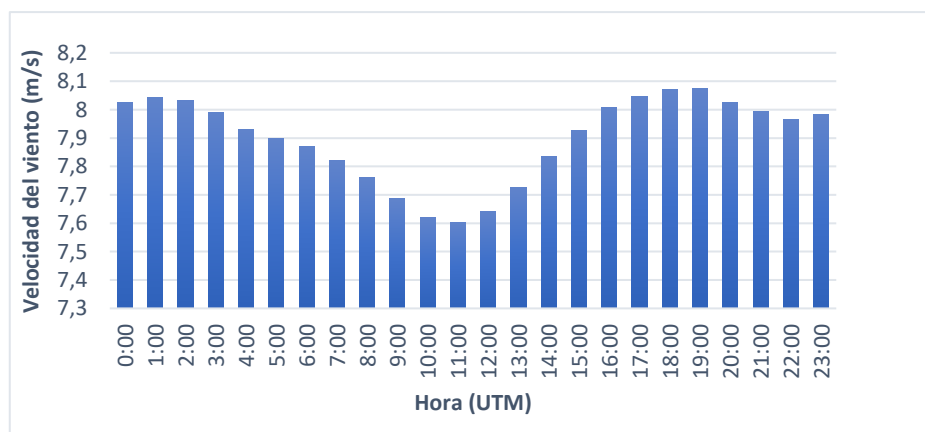


Figura 67: Velocidad del viento en función del horario -Fuente: CENER

En la figura anterior se puede ver que, en las horas de baja velocidad, esta se encuentra en 7,7 m/s, lo cual es una medida alta. En las horas de la tarde y madrugada los vientos pueden superar los 8 m/s.

Para el cálculo de la energía que produce el parque eólico es muy útil saber qué perfil de velocidades es más común, por ello se ha utilizado la distribución Weibull, que nos indica la probabilidad de que una velocidad en específico se produzca. Dicha distribución nos puede indicar que velocidades suelen ser más comunes en el entorno escogido y con la seguridad de que durante los años que transcurrirán no habrá un cambio significativo.

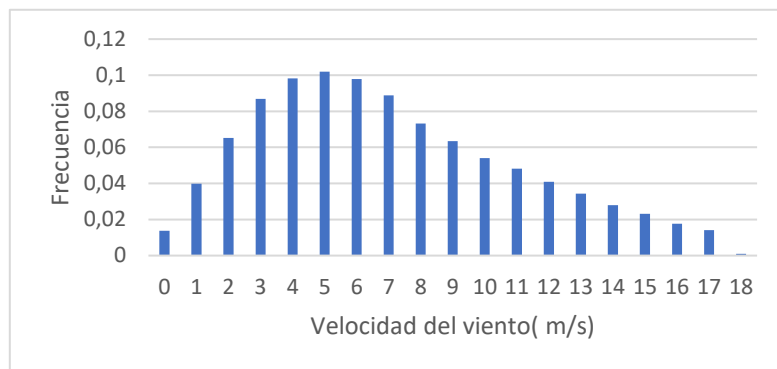


Figura 68: Distribución de Weibull-Fuente: CENER

4.3.1 Posicionamiento en el emplazamiento de las plataformas

Una vez ya sabemos los recursos eólicos disponibles en dicho lugar, se ha de elegir en qué posicionamiento se pondrán las plataformas. Para el estudio de caso, como se ha decidido hacer el proyecto sobre Windfloat Atlantic, el número de aerogeneradores que se utilizarán serán 3. La posición dependerá de la dirección del viento. Así mismo en el emplazamiento escogido la dirección del viento se puede observar en la siguiente figura que detalla la rosa de vientos a 100 m de altura.

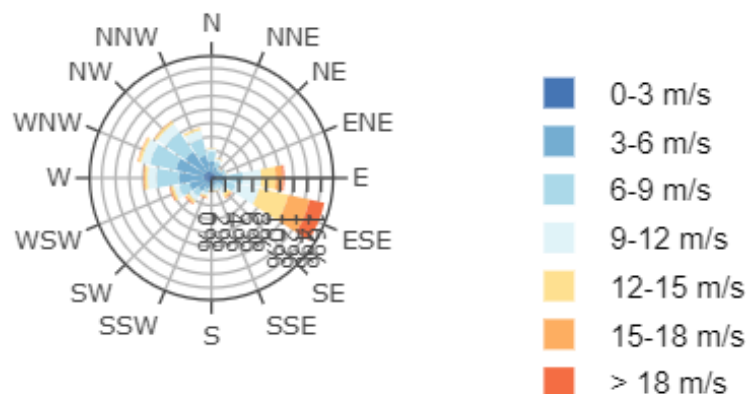


Figura 69: Dirección del viento-Fuente: CENER

Como se puede observar los vientos más rápidos se dirigen entre el este y el sureste, por lo que los aerogeneradores serán colocados en perpendicular y en dirección contraria, lo que hará que la generación de electricidad se optimice.

4.4 Cálculo de la generación de energía

Para hacer el cálculo de la energía generada por la instalación, se utilizará la función de Weibull de la probabilidad de las velocidades del viento, ya que se conforma con una base de datos desde 1986 hasta 2020, lo que permite un cálculo más acertado.

Para ello, con la ayuda de la curva de potencias se realizará un cálculo empleando la siguiente formulación.

$$E = \sum_{V=1}^n fn \times Pn \times 365 \quad (1)$$

Con ello los resultados de dichos cálculos se muestran en la siguiente tabla

Velocidad del viento	Frecuencia	Frecuencia de horas al año	kW producidos	KWh producidos
0	0,01374103	120,453869	0	0
1	0,03977904	348,7030646	0	0
2	0,06525218	572,0006099	0	0
3	0,08688726	761,6537212	0	0
4	0,0981943	860,7712338	100	86077,12338
5	0,1019288	893,5078608	650	580780,1095
6	0,0979509	858,6375894	1150	987433,2278
7	0,08886532	778,9933951	1850	1441137,781
8	0,07324069	642,0278885	2900	1861880,877
9	0,06345213	556,2213716	4150	2308318,692
10	0,05408498	474,1089347	5600	2655010,034
11	0,04813629	421,9627181	7100	2995935,299
12	0,04097969	359,2279625	7800	2801978,108
13	0,03426811	300,3942523	8000	2403154,018
14	0,02798157	245,2864426	8000	1962291,541
15	0,02309183	202,4229818	8000	1619383,854
16	0,01764991	154,7191111	8000	1237752,888
17	0,0141588	124,1160408	8000	992928,3264
18	0,001035709	9,079025094	8000	72632,20075
TOTAL				24249185,94

Tabla 6: Cálculo de energía generada por cada aerogenerador-Fuente: Elaboración propia

Un aerogenerador del parque eólico offshore podrá producir un total de 24249185,94 kWh al año. Por lo que el parque entero, dado que tiene 3 aerogeneradores, podrá producir un total de 72747557,82 kWh al año lo que podría dar energía a 21000 casas españolas.

Capítulo 5 Estudio de viabilidad económica

5.1 Análisis del mercado eólico offshore

En este apartado se estudiarán los parques eólicos offshore construidos en Europa y se analizará la entrada al mercado de un nuevo parque eólico offshore en España.

Los parques eólicos offshore actualmente aportan una cantidad de energía elevada a los distintos países, a continuación, se analizará el aporte energético de dichos parques a los distintos países europeos.

País	Nº parques eólicos offshore conectados	Capacidad acumulada (MW)	Nº turbinas conectadas
Reino Unido	40	10428	2294
Alemania	29	7689	1501
Países Bajos	9	2611	537
Bélgica	11	2261	399
Dinamarca	14	1703	559
Suecia	5	192	80
Finlandia	3	71	19
Irlanda	1	25	7
Portugal	1	25	3
Noruega	1	2	1
Francia	1	2	1
España	1	5	1
Total	116	25014	5402

Tabla 7: Distribución de energía eólica offshore en países europeos- Fuente: WindEurope

Como se puede comprobar los países norteros, cuyas aguas pertenecen a los mares del norte que tienen baja profundidad oceánica, son los que más se aprovechan los recursos eólicos marinos y también donde más inversiones a futuro se empiezan a realizar. Aun así, los países del sur y de las costas con aguas profundas están empezando a invertir por la innovación de las plataformas eólicas flotantes.

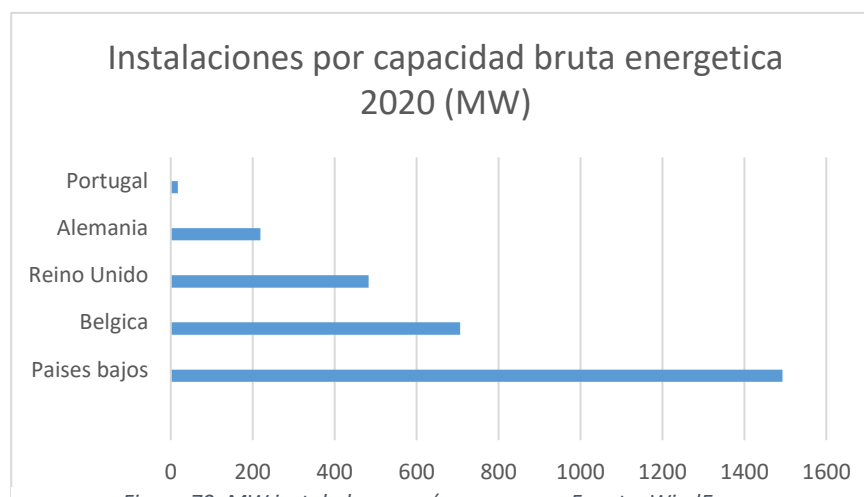


Figura 70: MW instalados en países europeos-Fuente: WindEurope

Analizando la información presentada en la Figura 71, se llega a la conclusión de que el mercado eólico offshore en el atlántico y mediterráneo se ha empezado a explotar recientemente y veremos su aumento de explotación por la tecnología eólica flotante en un futuro.

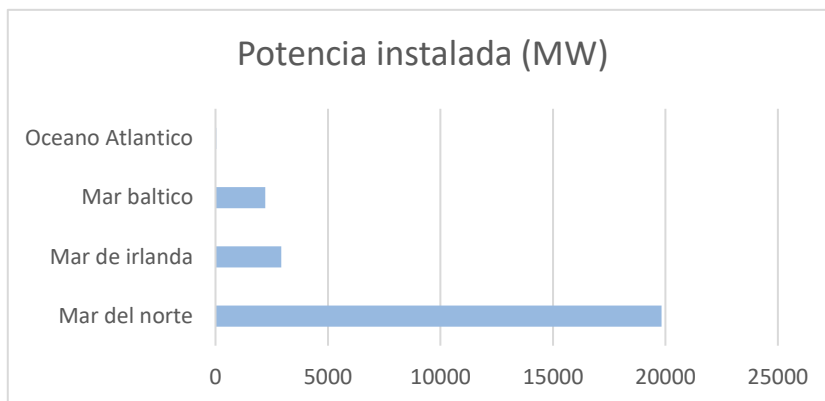


Figura 71: Potencia instalada en los mares-Fuente: WindEurope

En cuanto a las turbinas eólicas, se analizará el porcentaje de uso de cada una en función de la empresa distribuidora.

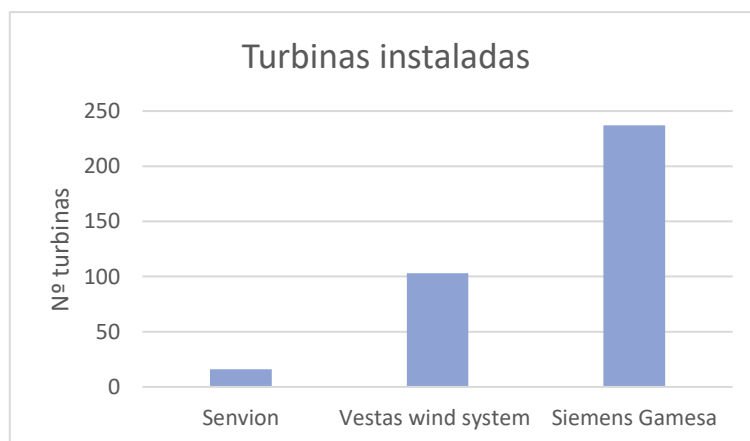


Figura 72: Turbinas distribuidas-Fuente: WindEurope

Como se puede observar en la Figura 72 Siemens Gamesa es la gran distribuidora, pero Vestas no se queda atrás en cuanto a distribución de turbinas.

Años	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Inversiones totales (1000 millones)	8,4	6,1	5	7,2	8,8	13,1	18,2	7,5	10,3	6	24,2

Tabla 8: Inversión en eólica offshore en Europa-Fuente: WindEurope

Como se puede ver en la Tabla 8 el año 2020 ha supuesto un aumento en la inversión total de la industria offshore.

Analizando la información facilitada durante el apartado, llegamos a la conclusión de que hay una posibilidad de explotación de un mercado no explorado en España. Se puede ver que las inversiones de los parques eólicos offshore van en aumento a través de los años en Europa, por lo que se prevé que en un futuro estas inversiones seguirán en aumento y por lo tanto habrá más construcciones de parques eólicos marinos que se construirán en España.

5.2 Estimación de costes de vida

En este apartado se hará un estudio de costes para la construcción de un parque eólico offshore flotante del tipo semisumergible en el emplazamiento escogido en el capítulo anterior. Para ello el cálculo de costes se hará en base a las características del proyecto WindFloat Atlantic descrito en apartados anteriores. La estrategia de cálculo está detallada en el anexo A

La estimación de costes que se realizará en este apartado se basará en valores de mercados del año de publicación de este proyecto.

Los costes se dividen de la siguiente manera

- Coste de fabricación
- Coste de instalación
- Coste de operación y mantenimiento
- Coste de desmantelamiento

De esta forma se tendrá una visión clara de los costes que supondría una construcción de dichas características en las costas gaditanas.

Se tendrá en cuenta que la plataforma se construirá en un astillero con dique seco, en este caso se ha escogido el astillero Puerto Real de Navantia, dado que la compañía ya tiene experiencia en construcción de plataformas eólicas semisumergibles y tienen la superficie necesaria para realizar las actividades para la construcción de dicha plataforma.

A la hora de transportar la plataforma una vez construida, se tendrá en cuenta la utilización de remolcadores para posicionarla. La instalación de amarres se hará con un buque AHV y la instalación de cableado se tendrá en cuenta como hecha por una empresa instaladora de cables submarinos.

De esta forma en el siguiente apartado se harán los cálculos de estimaciones de costes, sin tener en cuenta la ingeniería ni el diseño.

5.2.1 Costes de construcción

Costes de fabricación	
<i>Coste de mano de obra</i>	12.075.000 €
<i>Coste de aerogeneradores MHI Vestas 164-8.0</i>	31.200.000 €
Coste del acero	4.800.000 €
Coste de pintura y preparación de superficies	253.725,90 €
Coste de botadura por plataforma	1.912 €
<i>Coste de Botadura total</i>	5.736 €
Coste material lastre	79.867,78 €
Coste material eléctrico	8.479,35 €
Coste material de fundeo	25.335,87 €
Coste material de acceso	2.954,53 €
Coste de material comunicación	9.000 €
Coste de material de conraincendios	12.983,16 €
Coste total de material de equipos	138.621 €
Coste de plataforma subestación	1.473.775,00 €
Coste de actividades	1.803.058,20 €
Coste de amarre Gama 98 144 mm	42.349,52 €
Coste de ancla Stevshatk Rex	702.000 €
Coste de transformadores de la subestación	5.809.209 €
Coste del cable eléctrico	3.396.815 €
Coste total de fabricación	65.197.810 €

Tabla 9: Cálculo costes de fabricación-Fuente: Elaboración propia

5.2.2 Costes de instalación

Costes de instalación	
Coste de grúas	650.160 €
Coste de alquiler del almacenaje	164.830 €
Coste de operaciones en el puerto	818.824,71 €
Coste de transporte de plataforma	2.667.393,55 €
Coste de instalación de la plataforma	3.976.800 €
Coste de izado de aerogeneradores	342.720 €
Coste de instalación de amarres y anclaje	1.168.784 €
Coste de instalación eléctrica	10.658.181,82 €
Coste de puesta en marcha	550.000 €
Coste total de instalación	20.183.704,08 €

Tabla 10: Cálculo costes de instalación-Fuente elaboración propia

5.2.3 Costes de explotación y mantenimiento

Coste de explotación y mantenimiento	
Coste de Impuestos	173.091,60 €
Coste de gestión y administración	300.000 €
Coste de seguros	1.226.266,29 €
Costes de explotación	1.699.357,89 €
Costes de mantenimiento	25.000.000 €
Costes de explotación y mantenimiento	26.699.358 €

Tabla 11: Cálculo costes de explotación y mantenimiento-Fuente: Elaboración propia

5.2.4 Costes de desmantelamiento

Coste de desmantelamiento	
Coste de desmantelamiento	19.633.704,08 €

Tabla 12: Cálculo costes de desmantelamiento-Fuente: Elaboración propia

5.3 Análisis de los resultados

Para analizar el resultado de los costes, se estudiarán una serie de valores con los resultados obtenidos

- TIR
- LCOE
- Ratio de coste de potencia

4.3.1 TIR

La tasa interna de retorno (TIR) indica la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto. nos da una medida relativa de la rentabilidad.

Esta medida está muy relacionada con VAN (valor actual neto) que es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión.

Es por ello que el cálculo del TIR está muy relacionado con el VAN ya que el primero se calcula teniendo en cuenta que el segundo es 0. Así mismo el formulario del VAN es el siguiente.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} \quad (2)$$

Donde:

I_0 : Inversión inicial

F_t : Flujo de dinero en un periodo t

t: Periodo de tiempo

k: Tipo de interés exigido a la inversión

El TIR es el tipo de interés exigido si el VAN es 0, por lo que el TIR se formularía de la siguiente manera.

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} \quad (3)$$

Para hacer el cálculo de este valor, el flujo de dinero se tendrá en cuenta como las ganancias por kWh producidos en un año, descontando los impuestos. Así mismo todos los años tendrán el mismo flujo de dinero entrante.

$$F_t = E(\text{año}) \times T_e \times (1 - I) = 24249185,94 \times 0,24214 \times (1 - 0,07) = 16382037,09 \text{ €}$$

$$F_t = F_1 = F_2 = F_3 = F_n \quad (4)$$

El periodo de tiempo que se registrará es el tiempo de vida del aerogenerador, concretamente 25 años. Y la inversión inicial serán los costes totales calculados en la estimación de costes. Así mismo el TIR se calculará de la siguiente forma.

$$0 = -131801029 + \sum_{t=1}^{25} \frac{16382037,09}{(1 + TIR)^t}$$

Utilizando la herramienta *solver* de Excel, resolvemos la ecuación dando el siguiente resultado.

$$TIR = 0,118147381335332 = 11,8147 \%$$

4.3.2 LCOE

El LCOE es el valor del coste total actual de construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de toda su vida útil. De esta manera, mide los costes totales que esa instalación tendrá a lo largo de toda su vida y los divide por la producción de energía que realizará también durante todos sus años de operación.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_{totaln}}{(1+r)^n}}{\sum_{t=1}^n \frac{En}{(1+r)^n}} \quad (5)$$

En este caso se divide el coste total por años entre la energía producida en MWh. El resultado indica que:

$$LCOE = 72,470 \text{ €/MWh}$$

4.3.3 Ratio de coste de potencia

La ratio de coste de potencia, indica el coste por MW que tiene la instalación, por lo que la formulación es la siguiente:

$$C_{Potencia} = \frac{C_{Total}}{P_{Instalación}} \quad (6)$$

Por lo que el coste de la potencia es la siguiente:

$$C_{Potencia} = \frac{131342125}{24} = 5472588,54 \text{ €/MW}$$

5.4 Comparativa con energías renovables

Para contextualizar los valores indicativos, se hará una comparativa con el resto de energías renovables con sus datos en España. De esta forma analizaremos si, en comparación al resto de energías renovables, la eólica offshore es más cara o más barata de construir.

El valor que indica el coste de la energía es el LCOE, por lo que es la medida indicativa que se utilizará para evaluar la diferencia entre las energías.

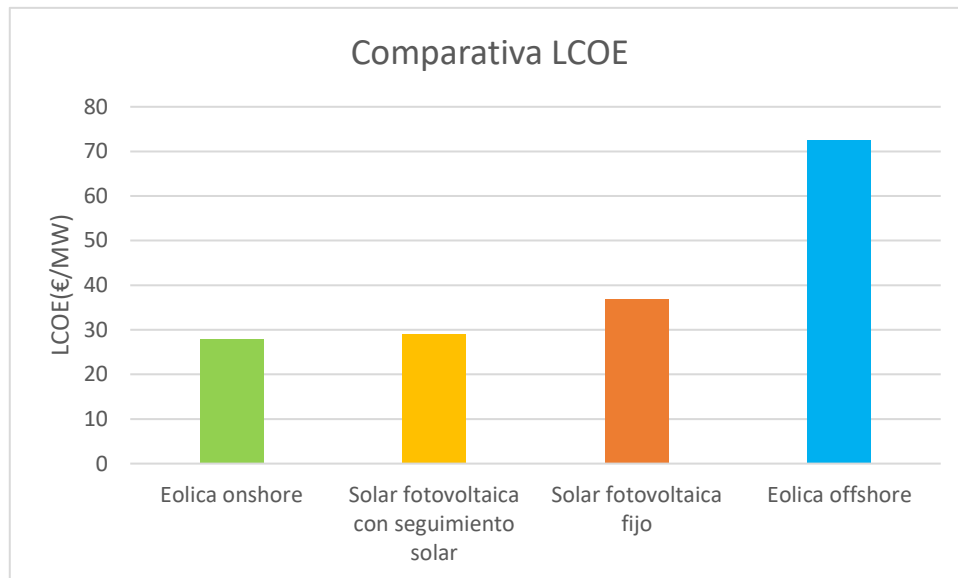


Figura 73: Comparativa LCOE-Fuente BloombergNEF

Como se puede ver en la Figura 73, en comparación a las otras dos energías, el coste de obtención de la energía offshore en España según los cálculos realizados en este proyecto es más elevado que el resto de energías renovables.

Conclusión

El objetivo de este proyecto ha sido hacer un estudio donde se analizaron los datos energéticos y económicos que supondría una construcción de un parque eólico offshore en el litoral español. Para ello primero se había de hacer un estudio en el que se indicará que tal construcción podría ser llevada a cabo en España, respetando el marco de la legalidad y el medio ambiente.

Para ello primero se analizó el mercado energético español. En las estadísticas sacadas de la red eléctrica española, se comprobaba que las energías renovables iban en aumento a lo largo de los años y que ese aumento era liderado por la energía eólica onshore y la solar fotovoltaica. Una vez analizada dicha información se llegó a la conclusión de que, dado que las energías renovables serán cada vez más necesarias en el modelo energético del país, sería posible tener una construcción del tipo eólica marina.

Pero para llevar a cabo tal construcción era necesario ver si cabía la posibilidad de realizarla en España. Por ello se estudió los modelos de estructuras eólicas offshore y su funcionamiento. Primero se analizó el funcionamiento de un aerogenerador estándar, entendiendo que los aerogeneradores actuales tienen sistemas de posicionamiento de la góndola que se controla mediante sensores, por lo que se indica que para analizar los posibles lugares en los que se pueda construir la estructura, se tendrá que analizar la velocidad y densidad del viento sin necesidad de mirar la dirección del mismo hasta que se realice el plan de construcción.

También se analizaron las distintas estructuras marítimas dedicadas a la eólica. Estas estructuras se pueden dividir en dos categorías, las estructuras fijas y las flotantes. Las primeras son las más construidas en el mundo y se basan en la cimentación de la estructura en el fondo marino, pero solo se pueden realizar dichas estructuras en unas profundidades específicas. De este tipo de estructuras se analizaron 4, las monopilote, las tripilote y las de gravedad y las "Jacket".

Las estructuras monopilote son las más construidas en el mercado eólico por su sencillez, pero no se suelen construir en profundidades menores a -15 metros. Las tripilote se diseñaron para solucionar la problemática de los monopilotes, añadiendo pilotes y se pueden construir a más profundidad. Las basadas en la gravedad usan el peso de la estructura para estabilizarse en el fondo y no se suelen construir en profundidades menores a -30 metros. Por último, las "Jacket", que son estructuras que se pueden construir a -200 metros de profundidad, pero que dado su coste no se suelen construir a menos de -60 metros de profundidad.

Las estructuras flotantes son relativamente nuevas, aunque ya existen parques eólicos que las utilizan en funcionamiento. En total se han analizado 3 estructuras, las SPAR, las semisumergibles y las plataformas TLP. Las SPAR consisten en un pilote como plataforma flotante, para su estabilidad es necesario tensar los amarres. Las semisumergibles son plataformas con estabilidad y facilidad de construcción. Y los TLP son plataformas que se suelen construir en profundidades elevadas por el coste de amarrarlas al suelo marino. Por lo general se suelen construir a menos de -40 metros de profundidad.

Una vez analizados los tipos de estructuras se analizó si en las costas españolas había suficiente recurso eólico para llevar a cabo la construcción. Esto se hizo en base a los estudios realizados por

IDAE de recursos eólicos en España. Basados en los datos se realizó un primer mapa de interés eólico, en el que en base a la densidad y la velocidad del viento se descartaron lugares en los que se tenía poco recurso y se veían los lugares donde más recurso había. Los límites que se establecen para realizar ese mapeado eran una densidad superior a los 400 W/m² y una velocidad superior a los 6 m/s. Una vez realizado este mapeado se llegó a la conclusión de que existen varios lugares en los que el recurso eólico es elevado y por lo tanto tienen un interés alto para la construcción de un parque eólico marino.

Pero para hacer un análisis en más profundidad de la utilización de los recursos eólicos para la energía, se debía analizar el marco legal para ver en qué lugares no se podría realizar dicha construcción. En los decretos legales de parques eólicos offshore se establecían unos requisitos para aprobar la construcción de este. Bajo este pretexto se ha hecho un segundo mapeado en el que se restringía los lugares en función de los requisitos. Estos lugares se restringían en función de actividad pesquera, la fauna y flora, el tráfico marítimo y aéreo, el turismo, el patrimonio natural, el paisaje, las playas, la dinámica litoral y los cables y tuberías submarinas.

Una vez hecho el mapeado de las zonas restringidas, se aplicó un filtro batimétrico, de forma que no se tendrían en cuenta las zonas por debajo de -120 m de profundidad. De esta forma se aseguraba que el estudio que se realizaría seguidamente fuera lo más viable posible. Bajo este pretexto el nuevo mapa de intereses de recursos eólicos ya estaba completado finalmente, por lo que se podía analizar en qué zonas se podía llevar a cabo el proyecto. Se concluyó escogiendo 6 lugares en España con un alto interés de construcción de un parque eólico marino.

Posteriormente se empezó a realizar un estudio de caso para analizar la viabilidad energética y económica del mismo, de forma que se realizaría un estudio más exacto y podríamos cumplir con el objetivo primordial.

Se empezó buscando el emplazamiento para dicho caso. Para hacerlo se analizó la batimetría de los lugares que el mapa de intereses realizado daba por válido para la construcción del proyecto. Concretamente eran 6 lugares en los que las condiciones eran favorables. De esos lugares se escogió la costa de Cádiz para llevar a cabo el estudio de caso, debido a que era el más favorable dado que las profundidades no superan los -60 metros de profundidad. También es una zona donde existen varios astilleros que se dedican al offshore y con inmediaciones suficientes para llevar a cabo un proyecto de tal calibre.

Una vez escogido el lugar, se tuvo que elegir qué tipo de estructura era la más adecuada para llevar a cabo el proyecto. Se optó por una plataforma flotante del tipo semisumergible por la facilidad de construcción que estas tienen. Para facilitar el estudio y no optar por diseñar una plataforma de este tipo, se escogió una plataforma ya funcional, en este caso Windfloat Atlantic, y se estudió su implementación en las costas gaditanas.

Se empezó analizando las características del proyecto, los aerogeneradores que se utilizan, las dimensiones de la plataforma, el tipo de amarre que se usa y el tipo de ancla. En el caso de los aerogeneradores se optó por los MHI Vestas 164 8.0. En el amarre se optó por uno de nylon en vez de cadenas por el hecho de ahorrar costes. El ancla usada es una Stevshatk Rex de 6500 kg.

Con la información analizada y realizando un estudio de recursos eólicos de la zona se ha calculado la energía generada por el parque y se han estimado los costes de construcción, instalación, explotación, mantenimiento y desmantelamiento de la supuesta instalación. Con los resultados se han realizado el cálculo de valores indicativos que indican la viabilidad de este proyecto. Se ha de comentar que esta estimación de cálculos no tiene en cuenta los costes de concepción y definición del proyecto ni los costes de diseño.

En primer caso se calculó el TIR, el cual resultó ser de un 11,814%, que nos indica que una tasa de inversión más baja podría generar beneficios en caso de que este proyecto sea financiado. Por lo que se podría considerar que el proyecto podría tener viabilidad económica dependiendo de la tasa de inversión.

En segundo lugar, se calculó el LCOE, que es un indicativo del coste en € de la energía generada por el parque eólico marino. Este valor se comparó al de otras energías renovables dentro del país. El resultado de dicha comparación fue que el valor del coste de energía eólica offshore era relativamente elevado, ya que era más del doble que la energía eólica onshore, que a su vez es la más barata del país. Esto nos puede indicar que a la hora de realizar proyectos se opte más por la energía solar y la eólica onshore que por la eólica offshore.

Aun así, dado el contexto situacional en el que se encuentra la humanidad con el cambio climático y con el objetivo de la reducción de emisiones de CO₂, no se descarta que futuros proyectos de eólica offshore estén en funcionamiento en nuestro país, pese a tener un coste superior al resto de energías renovables. Esto debido a que tiene la posibilidad de ser rentable.

Bibliografía

- [1] Acosta Piñero, Borja. 2016. *TFG: Procesos de pintura en los buques mercantes*. 2016.
- [2] Bhattacharya, Subhamoy. 2019. *Design of Foundations for Offshore Wind Turbines*. Hoboken, NJ, USA : Wiley, 2019. ISBN 9781119128120.
- [3] Castros Santos, Laura. 2013. *TESIS DOCTORAL: Metodología para la evaluación económica de parques eólicos offshore flotantes a través del análisis del coste de las fases de su ciclo de vida*. Universidade da Coruña, 2013.
- [4] España. *Real Decreto 1028/2007* de 20 de julio, Boletín oficial del estado. núm. 183, de 1 de agosto de 2007. Páginas 33171 a 33179 (9 págs.)
- [5] España. *Real Decreto Ley 42/2007*, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad. Boletín oficial del estado. núm. 299, de 14 de diciembre de 2007, páginas 51275 a 51327 (53 págs.)
- [6] Eva Topham, David McMillan. 2017. *Sustainable decommissioning of an offshore wind farm, Renewable Energy, Volume 102, Part B*. 2017. ISSN 0960-1481.
- [7] Ferrer, Esteban. 2015. *CFD for Wind and Tidal Offshore Turbines*. Madrid : Springer, 2015. ISSN 2195-9862.
- [8] Gonzalez, Angel. 2017. *Review of offshore wind farm cost components. Energy for Sustainable Development*. 2017. 37. 10-19. 10.1016/j.esd.2016.12.001..
- [9] IDAE. 2011-2020. *Análisis de recurso. Atlas eólico. Estudio Técnico*. Madrid, 2011-2020.
- [10] *Influence of an Integral Heave Plate on the Dynamic Response of Floating Offshore Wind Turbine Under Operational and Storm Conditions*. Jiang, Yichen & Hu, Guanqing & Zong, Zhi & Zou, li & Guoqing, Jin. 2020. 2020. *Energies*. 13.6122.10.3390/en13223122.
- [11] INNOSEA, JDR, RAMBOLL, IREC, COBRA, UL DEWI, WINDEUROPE. 2020. *Review of the state art of dynamic cable system design*. CoreWind, 2020. No 815083.
- [12] Instituto Geográfico Nacional. 2020. *Pesca y Agricultura*. Ministerio de transportes, movilidad y agenda urbana, 2020.
- [13] Madjid, Karimirad. 2014. *Offshore Energy Structures for Wind Power, Wave Energy and Hybrid*. Suiza : Springer International, 2014. ISBN 978-3-319-12174-1.
- [14] Principle Power. 2015. *Windfloat Pacific project Technical report*. 2015. Contract No. DE-EE0005987.
- [15] *Regulatory Framework for Design, Construction and Operation of Floating Wind Turbine Platforms*. Aubault, Alexia, Roddier, Dominique, and Kevin Banister. 2016. Houston, Texas, Usa : Offshore Technology Conference, 2016.

- [16]SEO/ BirdLife. 2014. *Trabajo de aves marinas durante el Proyecto LIFE+INDEMARES: Pasos hacia una red de ZEPA marinas consistente y bien gestionada. Informe de síntesis*. 2014. LIFE 07 NAT/E/000732.
- [17]Tavner, Peter. 2012. *Offshore Wind Turbine Reliability, availability and maintenance*. London, UK : The Institution of Engineering and Technology, 2012. ISBN 978-1-84919-230-9.
- [18]VRYHOF. 2018. *Vryhof Manual, The Guide to Anchoring*. 2018. ISBN: 978-90-9028801-7.
- [19]WindEurope. 2021. *Wind energy in Europe- 2020 Statistics and the outlook for 2021-2025*. 2021.
- [20]Yong Bai, Qiang Bai. 2019. *Subsea Engineering Handbook (Second Edition)*. s.l. : Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2019. ISBN: 978-0-12-812622-6.
- [21]Stopford, Martin. 2009. *Maritime Economics 3th Edition* . s.l. : Routledge, 2009. ISBN: 9780415275583.

Anexo A: Cálculo de estimación de costes

Cálculo del coste de construcción

Como ya se ha indicado en el apartado x, se ha seguido el método de cálculo de costes de la tesis de Laura castros Sandra. En este método se indica que los costes de fabricación vienen definidos por la siguiente formulación:

$$C_{Fabricación} = C_{Aerogeneradores} + C_{Plataformas} + C_{Amarre} + C_{Anclaje} + C_{Electrico} \quad (7)$$

Donde:

$C_{Aerogeneradores}$: Coste de Aerogeneradores

$C_{Plataformas}$: Coste de construcción de plataformas

C_{Amarre} : Coste de material de amarre

$C_{Anclaje}$: Coste de material de anclaje

$C_{Electrico}$: Coste del cableado y subestación

Coste de fabricación de aerogeneradores

El coste de fabricación de aerogeneradores viene definido por el coste por MW de estos. En este caso los MHI Vestas se venden a 1.300.000 €/MW, por lo que el precio vendrá estipulado por los MW instalados, que en este caso son 24 MW.

$$C_{Aerogeneradores} = 1300000 \times 24 = 31200000 \text{ €}$$

Coste de plataformas

El coste de plataformas se define como la suma de los costes directos, que se dividen en los costes de la mano de obra y los materiales, y los costes de actividades para la construcción de la plataforma.

Para la mano de obra, se consultó en informes de Navantia, en los que se informa que la construcción de una de las plataformas Windfloat tuvo un coste de 250000 horas. Bajo este pretexto se ha calculado el coste medio de €/hora por trabajador en Navantia mediante el sueldo medio y la jornada laboral indicada en el convenio colectivo de la empresa. Por lo que se tendrá en cuenta un coste de 16,1 €/hora. Por lo que el coste de mano de obra se calcula de la siguiente forma:

$$C_{MOD} = 16,1 \times 250000 \times 3 = 12075000 \text{ €}$$

El coste de materiales se calculó con la siguiente formulación:

$$C_{Mat} = C_{Acero} + C_{Pintura} + C_{Botadura} + C_{Equipos} \quad (8)$$

El coste del acero se calculó mediante la masa de la plataforma. Con esto se podría hacer una estimación del coste del acero necesario, con los datos de coste del acero naval de tipo A. Para ello se ha tenido en cuenta un precio pico de este tipo de acero que se dio en navidades del 2020 que era exactamente de 800€/ton. Y según Navantia el peso unitario de cada plataforma por sí sola alcanza las 2000 toneladas. Por lo que se calculó de la siguiente manera.

$$C_{acero} = 2000 \times 800 \times 3 = 4800000 \text{ €}$$

Para calcular el coste de pinturas se ha calculado el área de pintado en obra viva y en obra muerta. Para ello se han utilizado las fórmulas que se estipulan en la tesis [3] y en total se ha dado una superficie de 12171,67 m² por el conjunto de plataformas.

Bajo este criterio se ha calculado el coste de la preparación de superficies con chorreo de arena, y en base a los costes del mercado que indican que el coste de la preparación de buques es de 8,73 €/m², por lo que llevándolo a toda la superficie se calcula un precio total de 106267,4 €. En cuanto a la pintura, se ha decidido seguir el procedimiento de un buque de acero para aplicar la pintura en la obra viva, de forma que sobrevaloramos el coste. La aplicación de pintura consistirá en:

- Aplicación de capa de Imprimación Epoxy Hempadur Quattro 17634
- Aplicación de capa de capa de HEMPADUR 45182
- Aplicación de capa de HEMPADUR 15570

El coste total de pintura y preparación de superficie es el siguiente.

$$C_{Pintura} = 253725,89 \text{ €}$$

En cuanto al coste de botadura, se ha hecho el calcula en función de las tarifas de los puertos de Cádiz donde la botadura de un buque se estima en 1912 €, por lo que el total del parque se constituye de la siguiente forma:

$$C_{Botadura} = 1912 \times 3 = 5736 \text{ €}$$

El coste de los equipos se divide en los siguientes costes:

$$C_{Equipos} = C_{Lastre} + C_{Electrico} + C_{Fondeo} + C_{Acceso} + C_{Comunicaciones} + C_{Contraincendios} \quad (9)$$

El cálculo de los consiguientes costes se ha calculado mediante la metodología estipulada en la tesis [3]. Por lo que los resultados de dichos costes son:

$$C_{Lastre} = 79867,78 \text{ €}$$

$$C_{Electrico} = 8479,35 \text{ €}$$

$$C_{Fondeo} = 25335,87 \text{ €}$$

$$C_{Acceso} = 2954,53 \text{ €}$$

$$C_{Comunicaciones} = 9000 \text{ €}$$

$$C_{Contraincendios} = 12983,17 \text{ €}$$

Por lo que el coste de material de equipos ascendería a:

$$C_{Equipos} = 79867,78 + 8479,35 + 25335,87 + 2954,53 + 9000 + 12983,17 = 138620,69 \text{ €}$$

Con todo esto calculado se podría ver el coste total del material:

$$C_{Mat} = 4800000 + 253725,89 + 5736 + 138620,69 = 5198082,58 \text{ €}$$

Para el coste de actividades se tendrá en cuenta que consta un 27 % del total [21] de los costes de fabricación, sumándole un beneficio fiscal del 1,8 % calculado según las indicaciones del método [3]. Por lo que los costes de fabricación de la plataforma se podrían calcular como:

$$C_{Plataforma} = (12075000 + 5198082,89) \times 1,27 \times (1 + 0,018) = 22331610,6 \text{ €}$$

Costes de amarres

Como ya se ha dicho en el apartado z, los amarres se harán con la marca Gama 98 con la sección de 144 mm. Cada plataforma contendrá 3 amarres al mar y la longitud de cada uno vendrá determinado por la siguiente formulación.

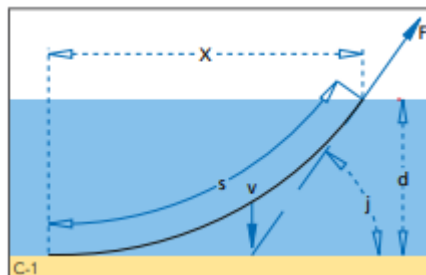


Tabla 13: Cálculo de longitud de amarre-Fuente: Vryhof Manual

$$S = \sqrt{d \times \left\{ \frac{2 \times F}{W} - d \right\}} \quad (10)$$

S: Longitud del amarre (m)

d: Profundidad del agua (m)

F: Fuerza aplicada al amarre (t)

W: El peso del amarre en (t/m)

Se determina por lo tanto que la longitud de la cuerda es de 372 m por amarre, dado que hay 3 en cada plataforma la longitud total que habría que comprar sería de 3348 m. Con esto los costes de amarre ascienden a 42349,5216 €

Coste de anclas

El coste de compra del ancla Stevshatk rex para 9 anclas de 65000 kg es de 702000 € según el mercado actual.

Coste eléctrico

El coste eléctrico suma el coste del cableado y el coste de subestación.

El coste del cable eléctrico se calcula según la forma en la que se conectan los cables.



Figura 74: Disposición de cableado- Fuente: Elaboración propia

El cable utilizado para esta interconexión dado a la potencia en MV es de 66 kV. El proveedor de este cable será JDR. La forma de calcular el coste del cable va a ir en función de la tabla presentada a continuación.

Voltage (kV)		Cost Coefficient			Range	Units
Rated	Max	c1	c2	c3	(MVA)	
6.6	7.2	67.63	8.24	0.44	[2.9, 7.5]	k€/km
11	12	49.37	16.32	0.22	[4.8, 12.5]	k€/km
22	24	-1.27	50.66	0.07	[9.5, 27.2]	k€/km
33	36	-35.29	80.17	0.04	[17.0, 44.0]	k€/km
66	72.5	-57.35	105.20	0.02	[34.3, 94.3]	k€/km
132	145	-1337.00	1125.00	3.5×10^{-3}	[121.1, 188.6]	k€/km

Tabla 14: Tabla de cálculos de longitud de cableado-Fuente: CoreWind

Mediante la formulación propuesta por CoreWind donde se indica (11).

$$C_{Cable} = C_{PC} \times l_{pc} \times N_{pc}^0 \tag{11}$$

Donde

C_{pc} : Coste del cable (k€/km)

l_{pc} : Longitud del cable (km)

N_{PC}^o : Número de líneas de cable

$$C_{PC} = c_1 + c_2 \times e^{(-c_3 \times S)} \quad (12)$$

Donde S es la potencia en MVA necesaria, que en este caso son de 60 MVA que es la que produce el aerogenerador. Por lo que

$$C_{PC} = -57,35 + 105,2 \times e^{(3,5 \times 10^{-3} \times 60)} = 72,4329319 \text{ k€}/\text{km}$$

Por lo que el coste del cable será el siguiente:

$$C_{Cable} = 72,4329319 \times 23,448 \times 2 = 3396,81477 \text{ k€} = 3396814,77\text{€}$$

Para los cálculos de la subestación se tendrán en cuenta los transformadores necesarios para la conversión eléctrica, y el coste del gas inerte. Así mismo se ha decidido que los transformadores que se utilizarán serán de 1250 kW. Por lo que serán necesarios 20 transformadores. El coste de cada transformador de este tipo es de 17563 €, y el coste del gas inerte se tendrá en cuenta como 250000 €. Por lo tanto, el coste de la subestación es el siguiente.

$$C_{Subestación} = 20 \times 17563 + 250000 = 6051260 \text{ €}$$

Por último, se tendrá que sumar el total para obtener el coste de construcción del parque eólico marino.

$$C_{Fabricación} = 31200000 + 22331610,6 + 1473775,74 + 42349,5216 + 702000 \\ + 3396814,77 + 6051259,4 = 65197810 \text{ €}$$

Costes de instalación

La forma en la que es llevada a cabo la instalación es la que dicta cómo se realizarán los cálculos. En este caso, dado que el izado se hace desde el puerto y luego el transporte del mismo y la instalación en el emplazamiento. El coste de instalación está definido por la siguiente formulación

$$C_{Instalación} = C_{IAERO} + C_{IPLAT} + C_{IAMARR} + C_{IELECT} + C_{PuestaMarcha} \quad (13)$$

Costes de instalación de plataforma

$$C_{IAERO} = C_{montaje} \quad (14)$$

El coste de las operaciones realizadas en el puerto se puede calcular de la siguiente manera:

$$C_{montaje} = t_{InstalacionA} \times C_{Gruas} \times n^{\circ}plataformas \quad (15)$$

El coste de las grúas se basará en las tarifas grúas del puerto de Bahía de Cádiz. La grúa más cara del servicio tiene un coste de 35 €/h y se implementarán 4 grúas por lo que serán 140 €/h. En cuanto al tiempo, se tendrán en cuenta los tiempos de montaje de los aerogeneradores en las plataformas de WindFloat Atlantic. Según las fechas de publicación de informes de EDP, la turbina eólica empezó el montaje el 17 de julio de 2019 y se empezó su instalación el 21 de octubre de 2019. Por lo que sería un tiempo total de instalación de 96 días. Descontando los fines de semana quedarían como 68 días laborales. Cada día laboral se trabaja en el proyecto durante 12 horas. Por lo que el tiempo total para cada plataforma es de 816 horas.

$$C_{Puerto} = 816 \times 140 \times 3 = 342720 \text{ €}$$

Costes de instalación de aerogenerador

Para el cálculo de la instalación del aerogenerador se tendrá en cuenta la siguiente formulación

$$C_{IPLAT} = C_{MontajeA} + C_{Transporte} + C_{Instalacion} \quad (16)$$

Los costes de montaje son los referidos a las actividades de montaje en el astillero. Para ello se tendrá en cuenta la siguiente formulación.

$$C_{MontajePL} = t_{Alquiler} \times S_{Alquiler} \times C_{Samlacenaaje} + C_{Grúa} \times t_{cargaPlat} \quad (17)$$

$t_{Alquiler}$: Tiempo de alquiler de almacenaje

$S_{Alquiler}$: Superficie necesaria para el almacenaje m²

$C_{Samlacenaaje}$: Coste almacenaje en €/m²·día

$C_{Grúa}$: Coste de grúa en €/h

$t_{cargaPlat}$: Tiempo de carga plataforma

Para el coste de almacenaje de piezas, se han tenido en cuenta las tarifas del puerto de Cádiz que indican que este coste supone 0,074 €/m²·día. Mediante el coste de la grúa anteriormente calculado, se hacen los cálculos pertinentes:

$$C_{Montaje} = 1069,641 \times 2079,33 \times 0,0741 + 35 \times 4 \times 6192 \times 3 = 818803 \text{ €}$$

El cálculo de coste de transporte se hace en función de los buques utilizados para hacer dicho transporte. La estrategia utilizada será transportar la plataforma con la turbina eólica montada con 4 remolcadores. Para medir el coste de transporte se tendrá en cuenta la distancia desde el astillero hasta la zona de emplazamiento. La distancia que ha de recorrer la plataforma es de 45,11 km desde el dique seco de Navantia puerto real hasta el emplazamiento.

Para el cálculo del coste del uso de remolcadores del puerto se tendrán en cuenta las tarifas del puerto de Cádiz. En este se tiene en cuenta un coste de 1277,04 € sumándole un 15% del total y sumándole 478,25€ por cada hora de uso. También se tendrá en cuenta que son 4 remolcadores. El cálculo del coste de transporte es el siguiente:

$$C_{Transporte} = 4 \times 3 \times 37,78 \times 5109,6 \times 1,15 + \frac{45,11}{25.5} \times 4 \times 478,25 = 2667393,55 \text{ €}$$

El coste de instalación en el emplazamiento se calculará de la forma como se indica en la tesis doctoral.

$$C_{InstalacionP} = N_{BUQUE} \times t_{instalación} \times NA \times C_{Grua} \quad (18)$$

N_{BUQUE} : Número de buques

$t_{instalación}$: Tiempo de instalación de plataforma

NA : Número de aerogeneradores

C_{Grua} : Coste grúa

La instalación se hará de forma que un buque AHV haga las maniobras de instalación mediante una grúa del puerto. Con esto se asegura que la plataforma esté en el sitio correcto. El flete de este tipo de buques puede llegar a 125000€ al día, por lo que se sumará a los costes estipulados anteriormente. El tiempo de instalación es de 720 horas totales por plataforma.

$$C_{InstalacionP} = 1 \times \frac{720}{24} \times 3 \times 840 + 125000 \times \frac{720}{24} = 3976800 \text{ €}$$

Coste de instalación de amarre.

El coste de la instalación de amarre se verá influenciado por los siguientes parámetros.

$$C_{amarre} = (C_{AHV} + C_{aMOD} + C_{Bombas\ y\ buzos}) \times \frac{N_{anclajes}}{t_{InstalAHV}} \quad (19)$$

C_{AHV} : Coste de flete del buque AHV

C_{aMOD} : Coste de mano de obra

$C_{Bombas\ y\ buzos}$: Coste de bombas y buzos

$N_{anclajes}$: Número de anclajes

Como ya se ha indicado anteriormente, el coste del fleje del buque AHV se contará como 125000€/día. En cuanto al coste de la mano de obra de amarre y anclaje es la tripulación del mismo buque que realizará las maniobras de anclaje. En cuanto a los buzos, según el manual de Vryhof el anclaje se hace sin necesidad de estos, solo es necesario un buque AHV por lo que se eliminarán estos costes. Se tendrá en cuenta que se tardará en hacer un anclaje por día.

$$C_{amarre} = (125000 + 44784) \times 9 = 1169784 \text{ €}$$

Coste de instalación eléctrica

Para tener un dato significativo de costes de instalación de cables submarinos, los cálculos se harán en base a un proyecto real de conexión. Concretamente el coste de compra e instalación del cable en el parque eólico de Sofia Offshore Wind Farm Project hecho por Prysmian Group. Este proyecto tiene un coste de 200 millones de euros para 440 km de cable. Haciendo una relación con este caso los resultados son los siguientes.

$$C_{InstalaciónE} = \frac{200000000}{440000} = 454,54545 \text{ €/m}$$

Por lo que la instalación del cable de 23448 metros será de:

$$C_{Electrico} = 454,54545 \times 23448 = 10658181,8 \text{ €}$$

Costes de puesta en marcha

Los costes de puesta en marcha se tendrán en cuenta como 55000 €.

Costes de instalación

Por lo que los costes de instalación en total será el siguiente:

$$\begin{aligned} C_{Instalación} &= 342720 + 7463018,26 + 1169784 + 1169784 + 10658181,8 + 550000 \\ &= 20183704 \text{ €} \end{aligned}$$

Coste de explotación

Los costes de explotación y mantenimiento se basan en la siguiente formulación:

$$C_{EXP} = C_{Impuestos} + C_{Gestion} + C_{seguro} + C_{Mantenimiento} \quad (20)$$

El coste de impuestos viene gestionado por el BOE y se define como la suma del coste del canon eólico y los impuestos indirectos. En este caso el BOE indica que en los parques eólicos de entre 1 a 3 aerogeneradores el canon eólico es de 0 euros, por lo que el único coste indicativo es el de los impuestos indirectos. El impuesto viene definido por las ganancias anuales y es del 7 %. Este coste se descontará de los beneficios obtenidos por lo que no se tendrá en cuenta en este apartado. El IAE, según el BOE tiene un coste de 0,721215 euros por kW instalados. Por lo que se multiplicará la potencia de los aerogeneradores y este coste.

$$C_{Impuestos} = 0,721215 \times 24 \times 1000 = 173091,6 \text{ €}$$

Los costes de gestión y administración se tendrán en cuenta como 300000 €.

Los costes del seguro vendrán definidos por la siguiente formulación.

$$C_{seguro} = 0,01 \times (C_{Construcción} + C_{instalación}) = 12013446,23 \quad (21)$$

Los costes de mantenimiento se tendrán en cuenta como 1 millón de euros anuales. Por lo que el coste de mantenimiento total de la vida operativa de este es de 25 millones por lo que la suma de los costes. Por lo que los costes de explotación ascienden a:

$$C_{EXP} = 26699358 \text{ €}$$

Costes de desmantelamiento

En este caso el coste de desmantelamiento, para facilitar el cálculo, se tendrá en cuenta como el coste de instalación.

$$C_{Desmantelamiento} = 19633704,08 \text{ € €}$$

Coste total de la plataforma

$$C_{Total} = 131342125 \text{ €}$$