



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIERÍA  
INDUSTRIAL VALENCIA

**TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES**

# **ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA Y MEDIOAMBIENTAL DE PROYECTO DE PARQUE EÓLICO MARINO DE 48 MW EN LA COSTA DE CÁDIZ**

AUTOR: JOSE LANDETE FERRER

TUTOR: RICARDO SANCHIS ARNAL

**Curso Académico: 2021-22**



# AGRADECIMIENTOS

“A mi familia, por el apoyo recibido

A mi tutor, por embarcarse en este proyecto

A mis compañeros. Sin ellos no hubiera llegado donde estoy”

## **RESUMEN**

El objeto del proyecto es realizar un estudio de viabilidad de un parque eólico marino situado en la costa de Cádiz, ubicación escogida por su elevado recurso eólico y batimetría. El estudio se realizará atendiendo a los aspectos técnicos para su construcción y respetando las condiciones medioambientales y socioeconómicas que puedan verse afectadas por la instalación del parque.

Tras una introducción de la energía eólica offshore y sus características tecnológicas, se realizará un estudio del emplazamiento del parque, analizando tanto el medio físico como los aspectos ambientales y socioeconómicos.

En un segundo bloque se realizará un análisis de la solución técnica más adecuada a las características del parque, formado por 6 aerogeneradores V164-8.0MW, y su emplazamiento. Para ello se realizará una selección del aerogenerador, layout, cimentaciones, conexión eléctrica y cadena logística a seguir (operaciones marítimas, puerto base, etc).

En el último bloque del trabajo se realizará un estudio económico y de análisis de la rentabilidad del parque. Para ello será necesario estimar, por un lado, la producción eólica a la vista de los datos de viento en la zona y de las características del aerogenerador seleccionado. Por otro lado, se realizará una estimación de los costes, tanto de instalación (CAPEX), como de operación y mantenimiento (OPEX). Con todos estos datos se realizará un análisis de la rentabilidad asociada a la instalación del parque (VAN, TIR).

**Palabras Clave:** Eólica Offshore, Viabilidad Medioambiental, Viabilidad Económica, VAN.

## RESUM

L'objecte del projecte és realitzar un estudi de viabilitat d'un parc eòlic marí situat en la costa de Cadis, ubicació triada pel seu elevat recurs eòlic i batimetria. L'estudi es realitzarà atenent els aspectes tècnics per a la seua construcció i respectant les condicions mediambientals i socioeconòmiques que puguen veure's afectades per la instal·lació del parc.

Després d'una introducció de l'energia eòlica offshore i les seues característiques tecnològiques, es realitzarà un estudi de l'emplaçament del parc, analitzant tant el medi físic com els aspectes ambientals i socioeconòmics.

En un segon bloc es realitzarà una anàlisi de la solució tècnica més adequada a les característiques del parc, format per 6 aerogeneradors V164-8.0MW, i el seu emplaçament. Per a això es realitzarà una selecció de l'aerogenerador, layout, fonamentacions, connexió elèctrica i cadena logística a seguir (operacions marítimes, port base, etc).

En l'últim bloc del treball es realitzarà un estudi econòmic i d'anàlisi de la rendibilitat del parc. Per a això serà necessari estimar, d'una banda, la producció eòlica a la vista de les dades de vent en la zona i de les característiques de l'aerogenerador seleccionat. D'altra banda, es realitzarà una estimació dels costos, tant d'instal·lació (CAPEX), com d'operació i manteniment (OPEX). Amb totes aquestes dades es realitzarà una anàlisi de la rendibilitat associada a la instal·lació del parc (VAN, TIR).

**Paraules clau:** Eòlica Offshore, Viabilitat Mediambiental, Viabilitat Econòmica, VAN.

## **ABSTRACT**

The purpose of the project is to carry out a viability study of an offshore wind farm located on the Cadiz coast, location chosen for its high wind resource and bathymetry. The study will be carried out taking into account the technical aspects for its construction and respecting the environmental and socio-economic conditions that could be affected by the installation of the wind farm.

Following an introduction to offshore wind energy and its technological aspects, a study of the location of the wind farm will be carried out, analysing both the physical properties of the medium and the environmental and socio-economic factors.

In the second section, an analysis of the most appropriate technical solution for the characteristics of the wind farm, consisting of 6 V164-8.0MW wind turbines, and its location will be carried out. For this end, a selection of the wind turbine, layout, foundations, electrical connection and supply chain to be followed (maritime operations, home port, etc) will be performed.

In the last section of the work, an economic study and analysis of the profitability of the wind farm will be carried out. To this end it will be necessary to estimate, on the one hand, the wind production in view of the wind data in the area and the characteristics of the selected wind turbine. On the other hand, an estimation will be made of the costs, both installation (CAPEX) and operation and maintenance (OPEX). With all these data, an analysis of the profitability associated with the installation of the wind farm (NPV, IRR) will be carried out.

**Keywords:** Offshore Wind Energy, Environmental Viability, Economic Viability, NPV.

## **ÍNDICE DE LA MEMORIA**

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.1. Objetivo del trabajo .....	1
CAPÍTULO 2. ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE .....	3
2.1. Energía eólica en Europa .....	3
2.2. Energía eólica en España. Plan Nacional Integrado De Energía y Clima (PNIEC) .....	5
CAPÍTULO 3. TECNOLOGÍA OFFSHORE .....	7
3.1. Energía eólica y viento .....	7
3.2. Aerogeneradores.....	8
3.2. Cimentaciones.....	14
3.3. Conexión eléctrica .....	16
CAPÍTULO 4. ESTUDIO DEL EMPLAZAMIENTO PARA EL PARQUE EÓLICO MARINO .....	21
4.1. Planteamiento del estudio y localización.....	21
4.2. Descripción de la zona para el emplazamiento del parque .....	22
4.3. Estudio del medio físico .....	22
4.3.1. Batimetría.....	22
4.3.2. Clima marítimo .....	24
4.3.3. Caracterización geotécnica del fondo marino .....	28
4.4. Análisis de aspectos ambientales.....	28
4.4.1. Red Natura 2000 .....	28
4.4.2. Otros espacios protegidos.....	30
4.4.3. Especies protegidas.....	31
4.5. Compatibilidad con el Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español .....	33
4.6. Análisis de aspectos socio-económicos.....	35
4.6.1. Recursos pesqueros .....	35
4.6.2. Paisaje e impacto visual .....	36
4.6.3. Tráfico marítimo.....	37
4.6.4. Navegación aérea.....	38
4.6.5. Ejercicios militares.....	39

CAPÍTULO 5. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO MARINO.....	41
5.1. Selección de aerogeneradores y Potencia Nominal del parque .....	41
5.2. Despliegue de los aerogeneradores (Lay-Out).....	43
5.3. Solución técnica para la cimentación:.....	46
5.3.1. Cimentación monopilote.....	47
5.4. Conexión eléctrica. Punto de acceso y conexión a la red .....	49
5.4.1. Conexión entre aerogeneradores (Inter-Array) .....	50
5.4.2. Línea de evacuación a tierra .....	51
5.4.3. Subestaciones: conexión y acceso a la red.....	52
CAPÍTULO 6. PROCESO CONSTRUCTIVO. CADENA LOGÍSTICA (SUPPLY CHAIN) .....	53
6.1. Proceso constructivo.....	53
6.2. Estudio preliminar Supply Chain e instalación .....	61
CAPÍTULO 7. ESTUDIO DE PRODUCCIÓN EÓLICA.....	64
7.1. Metodología y fuente de información .....	64
7.2. Recurso eólico. Caracterización (velocidad, frecuencia, rosa de vientos) .....	65
7.3. Turbina: Curva de Potencia y pérdidas .....	67
7.4. Producción eólica (MWh anuales, Factor de Capacidad, Horas Equivalentes).....	71
CAPÍTULO 8. ESTUDIO ECONÓMICO .....	73
8.1. Costes de instalación. Caracterización del CAPEX.....	73
8.2. Costes de operación y mantenimiento. Estimación del OPEX .....	78
8.3. Análisis de la inversión (VAN, TIR).....	79
8.4. Conclusiones.....	84
BIBLIOGRAFÍA .....	85
ANEJOS .....	86

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Imagen 1.	Localización parque eólico offshore en la Costa de Cádiz. Fuente: Elaboración propia (2021).	1
Imagen 2.	Evolución del incremento de potencia eólica en el mundo 2016-2020 (GW). Fuente: GWEC y elaboración AEE (2021).	3
Imagen 3.	Evolución de potencia eólica instalada 2011-2020 (GW). Fuente: Wind Europe (2021).	4
Imagen 4.	Análisis comparativo Onshore-Offshore en 2020. Fuente: Wind Europe (2021).	4
Imagen 5.	Previsión potencia eólica instalada hasta 2025. Fuente: Wind Europe (2021).	5
Imagen 6.	Evolución potencia eólica instalada en España 2005-2020. Fuente: AEE (2021).	5
Imagen 7.	Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2019).	6
Imagen 8.	Mapa de radiación solar en el planeta. Fuente: Global Solar Atlas 2.0 (2019).	7
Imagen 9.	Izqda.: Circulación del aire a nivel global. Derecha: circulación global de la atmosfera (cinturones de presión y principales vientos). Fuente: ESTEYCO (2017).	8
Imagen 10.	Elementos aerogenerador tripala. Fuente: Google Images.	10
Imagen 11.	Componentes en el interior de nacelle. Fuente: Prototipo de energía eólica (Google Sites).	11
Imagen 12.	Torre modular. Fuente: ESTEYCO (2017).	13
Imagen 13.	Analogía raíz de árbol con cimentación de aerogenerador. Fuente: ESTEYCO (2017).	14
Imagen 14.	Esquema de cargas transmitidas a la cimentación. Fuente: DNV-GL (2020).	15
Imagen 15.	Cimentación aerogenerador onshore. Fuente: FPrimeC Solutions (2019).	15
Imagen 16.	Tipos de cimentación offshore. Fuente: Principle Power.	16
Imagen 17.	Esquemas de evacuación offshore. Fuente: CIN (2011).	18
Imagen 18.	Tipos de cable submarino. Fuente: CIN (2011).	19
Imagen 19.	Localización del parque eólico marino. Fuente: Elaboración propia (2021).	21
Imagen 20.	Comarcas de la Provincia de Cádiz. Fuente: Google Images.	22
Imagen 21.	Batimetría en la Costa Occidental Europea. Fuente: NOAA.	23
Imagen 22.	Batimetría de la zona de estudio. Fuente: EMODnet.	23

Análisis de Viabilidad Económica y Medioambiental de Proyecto de Parque Eólico Marino de 48 MW en la Costa de Cádiz

---

Imagen 23.	Sección de la variación de profundidad. Fuente: EMODnet. ....	24
Imagen 24.	Situación de punto SIMAR 6024024. Fuente: Puertos del Estado. ....	24
Imagen 25.	Información punto SIMAR 6024024. Fuente: Puertos del Estado. ....	25
Imagen 26.	Rosa de altura significativa para oleaje. Fuente: Puertos del Estado.....	25
Imagen 27.	Histograma de altura significativa para oleaje. Fuente: Puertos del Estado.....	26
Imagen 28.	Rosa de velocidad media para viento. Fuente: Puertos del Estado.....	27
Imagen 29.	Histograma de velocidad media para viento. Fuente: Puertos del Estado.....	27
Imagen 30.	Mapa de morfología marina. Fuente: MITECO. ....	28
Imagen 31.	Red Natura 2000. Fuente: MITECO y Junta de Andalucía. ....	29
Imagen 32.	Hábitats de interés comunitario. Fuente: MITECO y Junta de Andalucía. ....	31
Imagen 33.	Especies protegidas. Fuente: MITECO y Junta de Andalucía.....	32
Imagen 34.	Zonificación áreas eólicas marinas 1. Fuente: Estudio Estratégico Ambiental (2009). ....	33
Imagen 35.	Zonificación áreas eólicas marinas 2. Fuente: Estudio Estratégico Ambiental (2009) ....	34
Imagen 36.	Detalle zonificación. Fuente: Estudio Estratégico Ambiental (2009). ....	34
Imagen 37.	Recursos pesqueros. Fuente: Elaboración propia (2021). ....	35
Imagen 38.	Impacto visual. Fuente: Elaboración propia (2021). ....	37
Imagen 39.	Tráfico marítimo. Fuente: EMODnet (2019). ....	38
Imagen 40.	Uso aéreo. Fuente: MTMAU. ....	39
Imagen 41.	Zonas de ejercicios militares. Fuente: Instituto Hidrográfico de la Marina (2021). ....	40
Imagen 42.	Datos de catálogo V164-8.0 MW. Fuente: VESTAS (2011).....	42
Imagen 43.	Distribución aerogeneradores. Fuente: CIN (2011). ....	44
Imagen 44.	Rosa de velocidad media para viento. Fuente: Puertos del Estado.....	45
Imagen 45.	Separación aerogeneradores. Fuente: CIN (2011).....	45
Imagen 46.	Despliegue de aerogeneradores (Lay-Out). Fuente: Elaboración propia (2021).46	
Imagen 47.	Tipos de cimentación offshore. Fuente: Principle Power. ....	47
Imagen 48.	Componentes cimentación tipo monopilote. Fuente: ScienceDirect (2017).....	48
Imagen 49.	Conductores XLPE de 3 núcleos. Fuente: ABB (2010). ....	49
Imagen 50.	Esquema unifilar - Alternativa A. Fuente: Elaboración propia (2021). ....	50
Imagen 51.	Esquema unifilar - Alternativa B. Fuente: Elaboración propia (2021).....	50
Imagen 52.	Esquema arqueta de transición. Fuente: CIN (2011). ....	52

Análisis de Viabilidad Económica y Medioambiental de Proyecto de Parque Eólico Marino de 48 MW en la Costa de Cádiz

---

Imagen 53.	Interconexión, líneas de evacuación y subestaciones. Fuente: Google Earth. ...	52
Imagen 54.	Proceso de curvado de placas para formar secciones. Fuente: Sif Group. ....	53
Imagen 55.	Transporte del monopilote para su carga en barco. Fuente: Sif Group.....	54
Imagen 56.	Barco de instalación offshore “Innovation”. Fuente DEME-fleet. ....	55
Imagen 57.	Izqda: hincado de pilotes mediante hammer. Dcha: vibrohincado. Fuente: Gemini (2015). ....	55
Imagen 58.	Instalación pieza transición. Fuente: Norther (2019).....	56
Imagen 59.	Detalle pieza de transición. Fuente: Renewable Energy Focus (2011). ....	56
Imagen 60.	Instalación componentes aerogenerador. Fuente: MPI Offshore (2018).....	57
Imagen 61.	Vertido escollera para protección anti-socavación. Fuente: ScienceDirect (2017). ....	58
Imagen 62.	Esquema de dimensiones de la protección anti-socavación. Fuente: ScienceDirect (2017). ....	59
Imagen 63.	Vista aérea buque cablero. Fuente: Jochem Tax (2019). ....	59
Imagen 64.	Inicio tendido línea de evacuación, interfaz tierra-mar. Fuente: Gemini (2015).	60
Imagen 65.	Instalación de la línea de evacuación. Hudson Project (2013).....	60
Imagen 66.	Vista aérea parcial del dique seco del astillero de Puerto Real. Fuente: NAVANTIA. ....	62
Imagen 67.	Ubicación instalaciones en la Bahía de Cádiz. Fuente: Google Earth.....	63
Imagen 68.	Instalaciones Patio de Cádiz Dragados Offshore. Fuente: Dragados Offshore. ...	63
Imagen 69.	Global Wind Atlas. Fuente: GWA-3.1. ....	64
Imagen 70.	Localización Polígono PEM Cádiz. Fuente: GWA-3.1 (2021). ....	65
Imagen 71.	Datos de viento Polígono PEM Cádiz. Fuente: GWA-3.1 (2021). ....	66
Imagen 72.	Variación temporal viento Polígono PEM Cádiz. Fuente: GWA-3.1 (2021). ....	67
Imagen 73.	Curva de potencia V164-8.0 MW. Fuente: VESTAS (2011). ....	68
Imagen 74.	Inserción de datos Curva de Potencia. Fuente: GWA-3.1 (2021).....	69
Imagen 75.	Datos para producción energética Polígono PEM Cádiz. Fuente: GWA-3.1 (2021). ....	70
Imagen 76.	Producción anual de energía. Fuente: GWA-3.1 (2021). ....	71
Imagen 77.	Horas equivalentes anuales. Fuente: GWA-3.1 (2021). ....	72
Imagen 78.	Definición de tipos de emplazamiento. Fuente: Future Renewable Energy Costs: Offshore Wind (2017).....	74
Imagen 79.	Combinaciones de potencia de turbina y FID. Fuente: Future Renewable Energy Costs: Offshore Wind (2017).....	74

Imagen 80.	Parámetros base. Fuente: Future Renewable Energy Costs: Offshore Wind (2017).	74
Imagen 81.	CAPEX en función de parámetros base. Fuente: Future Renewable Energy Costs: Offshore Wind (2017).	75
Imagen 82.	Elección de escenario base. Fuente: Future Renewable Energy Costs: Offshore Wind (2017).	76
Imagen 83.	Previsión IPC. Fuente BANKINTER (2021).	77
Imagen 84.	Distribución del CAPEX. Fuente: Elaboración propia (2021).	78
Imagen 85.	Distribución del CAPEX. Fuente: Elaboración propia (2021).	79
Imagen 86.	Precio del mercado diario. Fuente: OMIE (2021).	81
Imagen 87.	Estudio sensibilidad valores VAN para diferentes valores del precio de la energía. Fuente: Elaboración propia (2021).	83
Imagen 88.	Estudio sensibilidad valores TIR para diferentes valores del precio de la energía. Fuente: Elaboración propia (2021).	84

## **ÍNDICE DE TABLAS**

Tabla 1.	Niveles de tensión en parques eólicos marinos. Fuente: CIN (2011).	17
Tabla 2.	Cables submarinos. Características eléctricas. Fuente: CIN (2011).	20
Tabla 3.	Tipos de cables. Aplicaciones. Fuente: CIN (2011).	20
Tabla 4.	Datos histograma de altura significativa. Fuente: Puertos del Estado.	26
Tabla 5.	Coordenadas aerogeneradores ETRS89 H29. Fuente: Elaboración propia (2021).	46
Tabla 6.	Dimensiones monopilote para turbinas de 8 MW. Fuente: University of Strathclyde (2015).	49
Tabla 7.	Intensidades admisibles y secciones XLPE. Fuente: Elaboración propia (2021).	50
Tabla 8.	Cálculos producción aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia (2021).	72
Tabla 9.	Ratios de coste 8-A-17. Fuente: Future Renewable Energy Costs: Offshore Wind (2017).	76
Tabla 10.	Factores de corrección. Fuente: Elaboración propia (2021).	77
Tabla 11.	Cálculo estimación CAPEX. Fuente: Elaboración propia (2021).	78
Tabla 12.	Cálculo estimación OPEX. Fuente: Elaboración propia (2021).	79

Análisis de Viabilidad Económica y Medioambiental de Proyecto de Parque Eólico Marino de 48 MW en la Costa de Cádiz

---

Tabla 13.	Cálculos producción aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia (2021).....	80
Tabla 14.	Valor estimado para CAPEX. Fuente: Elaboración propia (2021).....	81
Tabla 15.	Valor estimado para OPEX. Fuente: Elaboración propia (2021). ....	82
Tabla 16.	Resultados VAN/TIR según precio de venta de energía. Fuente: Elaboración propia (2021). ....	83





turbina a emplear, el despliegue de aerogeneradores (lay-out), tipo de cimentación, conexión eléctrica y cadena logística del proceso constructivo.

En la última parte del trabajo se realizará una estimación de los costes asociados a la instalación y mantenimiento del parque. Se realizará también el estudio de producción eólica. Con estos datos estaremos en condiciones de realizar un estudio económico y de análisis de la inversión (VAN, TIR) con el objetivo de analizar los escenarios de rentabilidad del proyecto.

## CAPÍTULO 2. ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE

### 2.1. ENERGÍA EÓLICA EN EUROPA

Antes de entrar en el desarrollo técnico de trabajo, realizaremos un rápido repaso sobre la situación actual de desarrollo de la energía eólica tanto a nivel mundial como a nivel europeo.

Según estimaciones del Consejo Mundial de la Energía Eólica (GWEC) sobre el mercado eólico mundial, en 2020 la potencia eólica instalada en el mundo habría alcanzado 743 GW, con un incremento de la potencia eólica mundial de 93 GW en el año. China, Estados Unidos, Alemania, India y España son los primeros productores mundiales. En la siguiente gráfica se puede observar los datos de potencia instalada en el mundo durante el periodo 2016-2020:

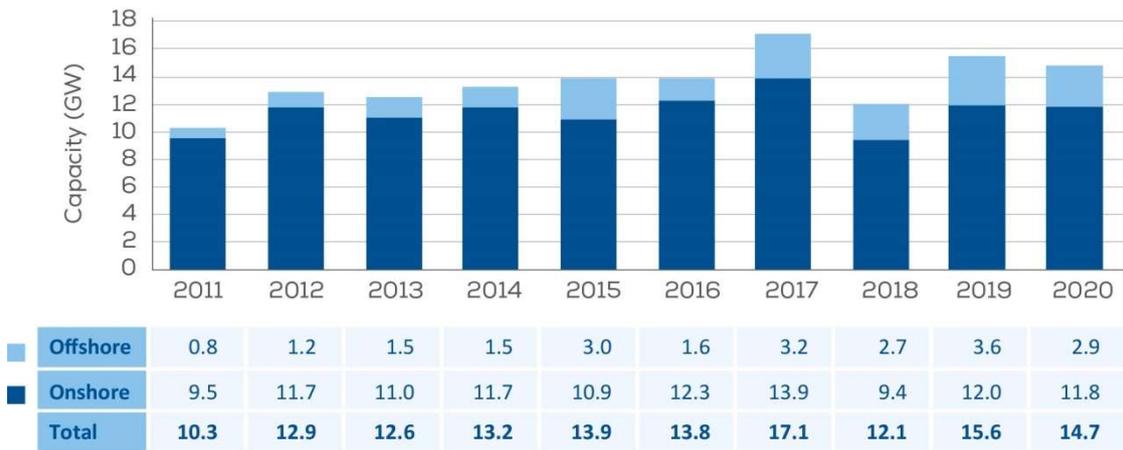


**Imagen 2. Evolución del incremento de potencia eólica en el mundo 2016-2020 (GW).**  
**Fuente: GWEC y elaboración AEE (2021).**

Como se puede apreciar en la imagen, la evolución de la eólica offshore en los últimos años es importante, pasando de los 2,2 GW instalados en 2006, a los 6,1 GW de 2020

En lo referente a Europa, la evolución de la potencia instalada en el periodo 2011-2020 es la indicada en la siguiente gráfica (publicada por Wind Europe):

Análisis de Viabilidad Económica y Medioambiental de Proyecto de Parque Eólico Marino de 48 MW en la Costa de Cádiz

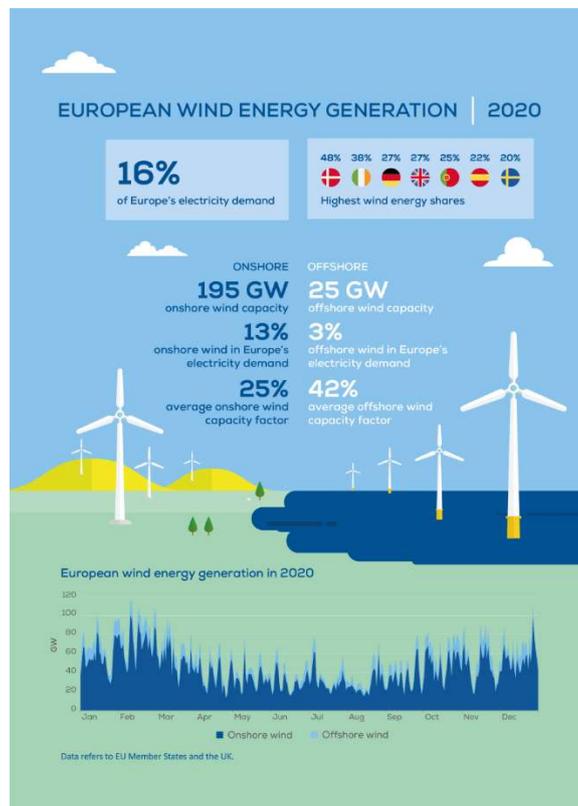


**Imagen 3. Evolución de potencia eólica instalada 2011-2020 (GW). Fuente: Wind Europe (2021).**

A la vista de estos datos se deduce que, mientras que en el mundo se ha producido un importante incremento en la potencia instalada durante los últimos cinco años, en Europa se ha registrado una ralentización en el ritmo de crecimiento.

En lo referente a la eólica offshore se aprecia un considerable incremento en la potencia instalada que pasa de 1,6 GW en 2016 a 2,9 GW en 2020.

En la siguiente imagen se puede apreciar el análisis comparativo de la energía eólica onshore vs offshore, en Europa en el año 2020:



**Imagen 4. Análisis comparativo Onshore-Offshore en 2020. Fuente: Wind Europe (2021).**

En esta información de Wind Europe, se observa que en el último año el nivel de implantación de la eólica offshore es de 25 GW de potencia total instalada, frente a los 195 GW de la eólica onshore; lo que significa que de cada 5 GW de capacidad eólica, a esta fecha, 1 GW ya corresponde a aerogeneradores instalados en el mar. Además, es importante señalar la gran diferencia en términos de factor de capacidad a favor de la eólica offshore, la cual con un factor de capacidad medio del 42% supera con creces el valor del 25% de la eólica onshore. Esta notable diferencia está asociada a la elevada calidad del recurso eólico en el mar.

Mirando al futuro, las previsiones en el horizonte del 2025 son de recuperar la senda de crecimiento en términos de potencia anual instalada. Wind Europe se aventura a trazar esta tendencia y aunque no lo especifica, una parte importante de este crecimiento estará asociado al desarrollo de la energía eólica en el mar.

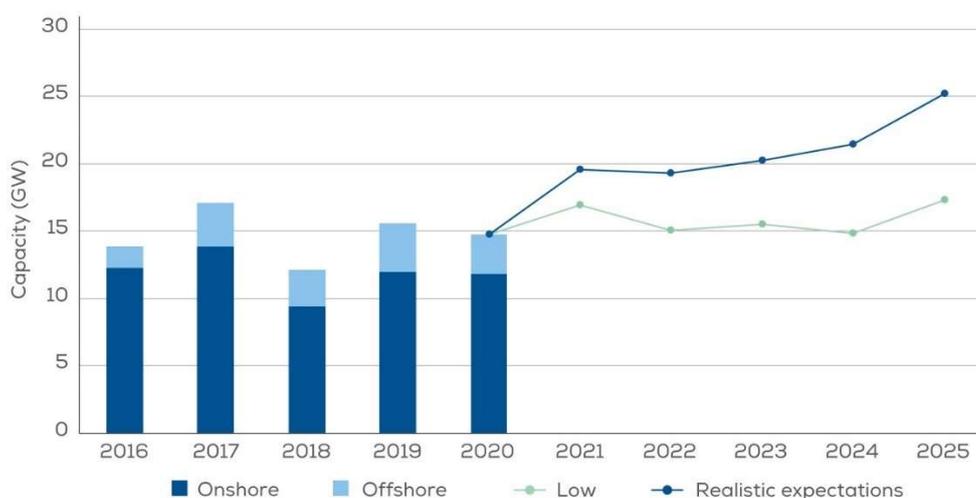


Imagen 5. Previsión potencia eólica instalada hasta 2025. Fuente: Wind Europe (2021).

## 2.2. ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA. PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA (PNIEC)

En el caso concreto de España, la evolución en la instalación de energía eólica en los últimos años es la siguiente:

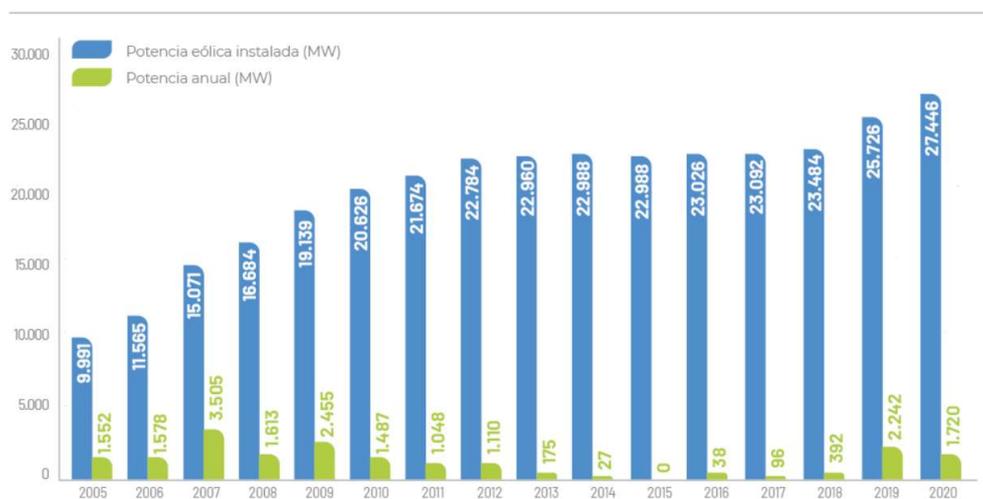


Imagen 6. Evolución potencia eólica instalada en España 2005-2020. Fuente: AEE (2021).

En la actualidad, en España, salvo instalaciones con carácter de demostración (como es el caso del proyecto ELICAN, instalado en aguas de Canarias), no existen instalaciones comerciales de generación de energía eólica marina.

Los planes de futuro asociados al desarrollo de la eólica los establece el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), cuyos objetivos son alcanzar los siguientes resultados en el año 2030:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

Desde el punto de vista de la energía eólica el objetivo específico es alcanzar los 50 GW de potencia instalada en el 2030. Los datos del Escenario Objetivo del PNIEC son los siguientes:

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
<b>Eólica (terrestre y marítima)</b>	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
<b>Total</b>	<b>107.173</b>	<b>111.829</b>	<b>133.802</b>	<b>160.837</b>

\*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC.

**Imagen 7. Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2019).**

Los planes del PNIEC no establecen de forma diferenciada los planes para la eólica offshore (los datos son conjuntos la energía eólica), pero la tendencia será seguir el camino marcado por los objetivos europeos.

## CAPÍTULO 3. TECNOLOGÍA OFFSHORE

### 3.1. ENERGÍA EÓLICA Y VIENTO

A la vista de lo expuesto en los puntos anteriores, podemos afirmar que la energía eólica es la energía renovable que cuenta con un mayor grado de desarrollo e implantación tanto a nivel europeo como nacional. Como energía renovable que es, se trata de una fuente de energía limpia e inagotable, que contribuye de forma eficaz a la descarbonización y por tanto a la preservación del medioambiente.

La energía eólica es aquella que utiliza la energía del viento para su transformación en otro tipo de energía. A modo de ejemplo cabe señalar los primitivos molinos de viento que utilizaban la energía del viento para hacer rodar una gran piedra, la cual en su movimiento molía los granos de cereal. Sin embargo, en la actualidad, al hablar de energía eólica nos referimos, en la mayoría de los casos, a aquella tecnología que, mediante el uso de aerogeneradores, transforma la energía del viento en energía eléctrica.

En su origen la energía eólica proviene (de forma indirecta) de la energía solar. La potencia emitida por el sol en forma de radiación electromagnética, y que es recibida en la tierra, se estima en  $1,74 \times 10^{17}$  W, lo que corresponde a una energía anual de  $5,48 \times 10^{24}$  J. De toda esta energía, aproximadamente el 1% se convierte en energía cinética del viento, potencialmente aprovechable.

En las altas capas de la atmósfera, a escala global, el viento se genera por un desigual calentamiento de la tierra, que es una consecuencia de la variación de la radiación solar con la latitud y del movimiento de la tierra alrededor de su eje y con respecto al sol. La radiación solar es más intensa en el ecuador que en los polos y por tanto hay un transporte de calor desde el ecuador a los polos.

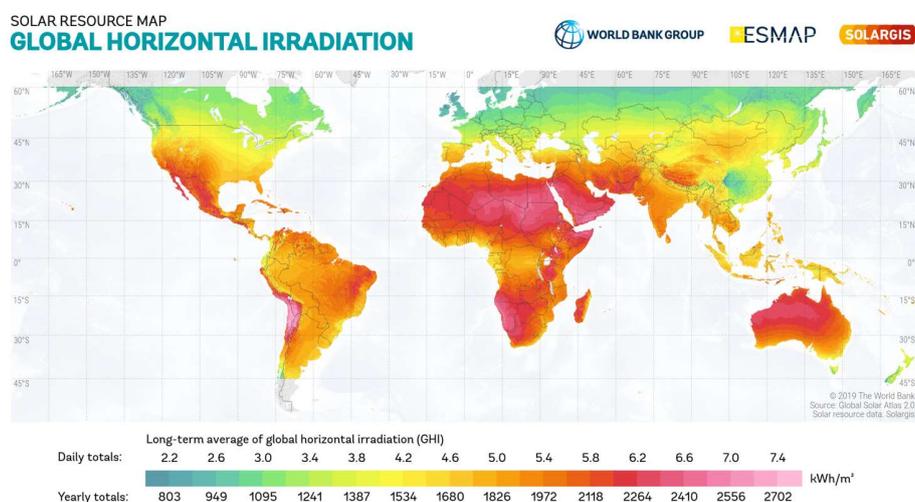
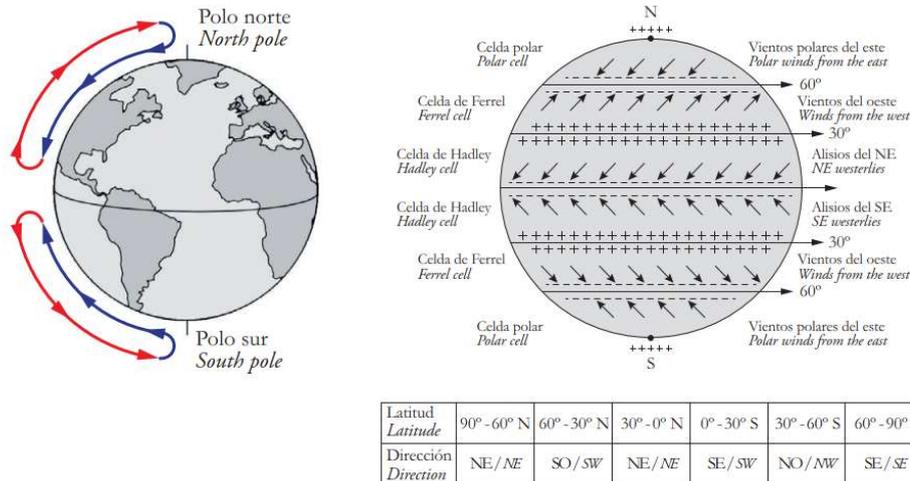


Imagen 8. Mapa de radiación solar en el planeta. Fuente: Global Solar Atlas 2.0 (2019).

De este modo el movimiento de las masas de aire, suponiendo que la tierra no girase, sería tal que el aire caliente subiría en las zonas más calientes, circularía por la parte superior de la atmósfera y caería en las zonas más frías. Sin embargo, y debido a la rotación de la tierra, se introduce la acción de la Fuerza de Coriolis que influye en la circulación general de la atmósfera: en el hemisferio norte el viento tiende a desviarse hacia el este en las capas altas de la atmósfera y hacia el oeste en las capas bajas. En el hemisferio sur, por el contrario, el funcionamiento es exactamente al revés.



**Imagen 9. Izqda.: Circulación del aire a nivel global. Derecha: circulación global de la atmósfera (cinturones de presión y principales vientos). Fuente: ESTEYCO (2017).**

En cuanto al recurso eólico presente en el mar, presenta una serie de ventajas de cara a la implantación de parques eólicos offshore:

- Facilidad para encontrar zonas con altas velocidades de viento sin explotar. El recurso eólico es entre un 30% y un 50% superior en el mar que en tierra.
- Inexistencia de obstáculos que reducen la velocidad del viento. Esto se traduce en 1m/s de aumento de velocidad en el mar que en las zonas costeras próximas y un 20% más de producción eléctrica al año.
- Mayor constancia de viento. Dado que en el océano el viento presenta una menor intermitencia, las turbinas pueden permanecer más tiempo generando energía.
- Finalmente, la menor turbulencia del viento marítimo puede alargar la vida útil de las turbinas hasta los 35-50 años, frente a los 20-25 de los parques terrestres.

### 3.2. AEROGENERADORES

Según indicado en los párrafos anteriores, la transformación de la energía del viento en energía eléctrica se realiza mediante el uso de turbinas eólicas o aerogeneradores. Este tipo de generador transforma, en varios escalones, la energía cinética del viento en energía eléctrica.

El viento incidente provoca la rotación de las palas que, a su vez hacen girar a una dinamo o generador eléctrico. En la gran mayoría de diseños actuales se incluye un engranaje

multiplicador que aumenta la velocidad de rotación de las palas a las revoluciones de giro adecuadas para que la máquina eléctrica pueda generar electricidad.

Existen varios tipos de aerogeneradores que se pueden clasificar atendiendo a distintos parámetros de su configuración. Una primera clasificación es aquella basada en la posición del su eje de giro, con la que tenemos aerogeneradores de eje horizontal y de eje vertical. Otra clasificación se realiza en función de la posición del rotor frente al viento, con la que tenemos aerogeneradores con el rotor a barlovento (up-wind) o a sotavento (down-wind). De estos grupos los más extendidos son los aerogeneradores de eje horizontal y rotor a barlovento.

En lo referente al número de palas, indicar que, aunque existen aerogeneradores con una o dos palas, el modelo más extendido es el aerogenerador de tres palas. La principal razón es que desde el punto de vista estructural este tipo de rotor presenta una distribución de cargas más homogénea y equilibrada, con menor rango de variabilidad en cada instante lo que se traduce en un menor nivel de vibraciones y esfuerzos por fatiga en los distintos componentes. Desde el punto de vista de la eficiencia, el aerogenerador de tres palas presenta mayores rendimientos que los generadores de menor número de palas. Estas dos características (mejor comportamiento estructural y mayor eficiencia) hacen que el generador de tres palas sea la tecnología más competitiva.

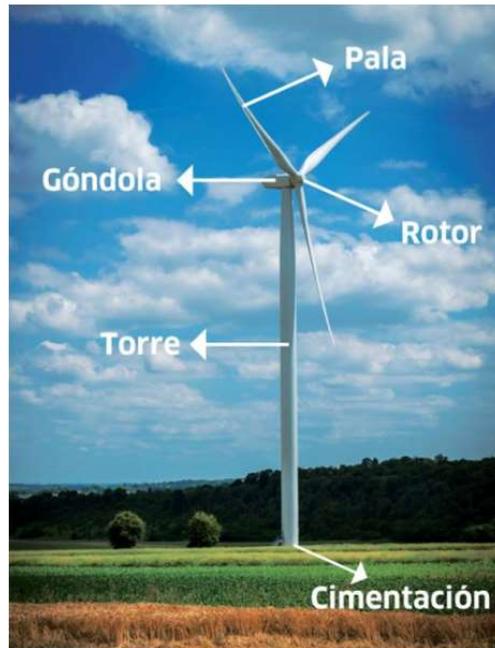
En lo referente a la tipología eléctrica hay dos grandes grupos. Los aerogeneradores cuyos generadores se conectan directamente a la red eléctrica (y dentro de éste, dos tecnologías: los generadores síncronos conectados a la red y las máquinas doblemente alimentadas o DFIG) y los generadores que conectan a la red a través de un equipo de electrónica de potencia (denominados full converter). Los primeros aerogeneradores giraban a velocidad fija según la frecuencia de red y el control de palas era de paso fijo por entrada en pérdida aerodinámica (stall). Las palas estaban unidas directamente al buje y no tenían posibilidad de girar sobre su eje. Sin embargo, los diseños actuales se basan en velocidad de rotor variable y paso de pala también variable (control de pitch). En estas máquinas las palas se unen al buje por medio de un mecanismo de accionamiento hidráulico que le permite girar sobre su propio eje para ajustar el paso (ángulo de ataque) de la pala.

De todas las posibles configuraciones de aerogenerador, los que se han instalado de forma masiva en los últimos años son aquellos con las siguientes características:

- Eje horizontal
- Rotor de 3 palas, orientado a barlovento (up-wind)
- Sistema de control de paso de pala (pitch controller).
- Velocidad de rotor variable y conexión a la red por medio de electrónica de potencia (full converter).

En adelante al hablar de aerogeneradores nos referiremos a este tipo configuración.

De forma esquemática los principales elementos que componen un aerogenerador de estas características se representan en las siguientes figuras:



**Imagen 10. Elementos aerogenerador tripala. Fuente: Google Images.**

#### **Rotor:**

Es la parte de la turbina en la que incide el viento y se transforma la energía cinética del viento en un movimiento de giro (energía de rotación). Está formado por las palas, el buje y el mecanismo de cambio de paso de las palas.

La pala es el componente estrella del aerogenerador. Trabaja como una viga en voladizo conectada al buje con un rodamiento que le permite girar sobre su eje para controlar las fuerzas aerodinámicas. Se fabrican con composites, compuestos de una matriz de resina (epoxi, poliéster, etc.) que se refuerzan con fibras de vidrio o carbono. Las grandes dimensiones de las palas, junto con las elevadas cargas que sufre un aerogenerador, requieren estructuras de elevadas características resistentes. Para alcanzar los valores requeridos por diseño se hace necesario estudiar el balance entre el uso de fibra de vidrio (menores propiedades mecánicas y mayor peso) versus la fibra de carbono (más resistente y ligera, pero más cara). En la medida en la que aumenta del tamaño de las palas el uso de la fibra de carbono empieza a ser más extendido.

El buje es la pieza a la que se conectan las tres palas y se une al eje principal de la turbina. Cumple dos misiones principales: soportar las palas y transferir los esfuerzos al eje de giro y alojar el actuador de giro de las palas. El buje en su parte delantera está protegido por una carcasa de forma aerodinámica llamada cono o nariz.

Para controlar el ángulo de ataque de las palas, se dispone dentro del buje del mecanismo de accionamiento de paso. El tipo más habitual es el formado por tres actuadores (uno por pala) de tipo cilindro hidráulico que, en su movimiento (carrera) de entrada/salida, consiguen que la pala pivote unos 90 grados desde la posición de seguridad o mínimo empuje aerodinámico (posición de bandera) hasta la posición de máximo empuje (fine pitch). El sistema de control de ángulo de la pala es crítico ya que influye de manera directa en la producción y en la carga sobre el aerogenerador.

### Nacelle o góndola:

La nacelle es la parte del aerogenerador que aloja el tren mecánico y el generador eléctrico, así como diversos componentes eléctricos, de control y de refrigeración.

Su diseño, forma, dimensiones y pesos varía en función del tipo de aerogenerador y de las características de cada fabricante. En el caso de los aerogeneradores multipolares (direct drive), la nacelle es de forma cilíndrica (sección circular), mientras que en el caso de los aerogeneradores con multiplicadora (geared), la nacelle es de forma prismática (sección cuadrada).

La cubierta o envolvente de la nacelle se fabrica en material composite. En su diseño se busca ligereza, pero a la vez, resistencia para soportar las cargas de viento e incluso de nieve depositada en su capota y para soportar las condiciones atmosféricas del emplazamiento. El espacio que queda entre la envolvente y la maquinaria interior permite los trabajos de mantenimiento de los distintos equipos alojados en el interior.

Según indicado, en el interior de la nacelle se alojan los distintos equipos mecánicos y eléctricos que configuran el aerogenerador. De una forma resumida (para una configuración de eje con multiplicadora), se indican a continuación:

- Eje principal (o de baja velocidad).
- Multiplicadora.
- Eje de alta velocidad.
- Generador eléctrico.
- Sistema de orientación (YAW).
- Sistema de control.

Estos componentes se muestran, de forma gráfica, en la siguiente figura:

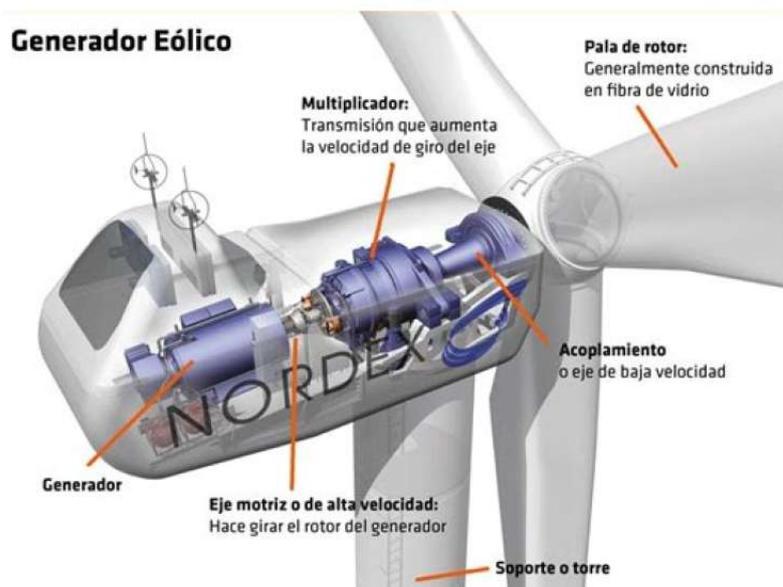


Imagen 11. Componentes en el interior de nacelle. Fuente: Prototipo de energía eólica (Google Sites).

### **Torre:**

La torre es el componente del aerogenerador que sitúa la máquina en la altura de diseño y que permite el acceso del personal desde la cimentación hasta la nacelle. Cumple la misión estructural de soportar el peso de la nacelle, el rotor y el suyo propio, transmitir hasta la cimentación las cargas aerodinámicas generadas en la turbina y resistir las cargas cíclicas asociadas a la rotación del rotor y otros elementos. La torre además debe ser capaz de soportar acciones asociadas al sismo (aerogeneradores onshore) y las provenientes de la acción del oleaje (aerogeneradores offshore).

A diferencia de otros componentes, la torre se caracteriza porque admite variaciones en su definición según las características del emplazamiento. Entre los principales parámetros de ajuste y diseño se encuentran la altura, la forma, los materiales de construcción y el sistema de montaje.

La elección de la altura más adecuada para cada aerogenerador y emplazamiento es un punto que requiere, en cada caso, un estudio en detalle ya que el incremento de altura de la torre presenta aspectos positivos, pero también negativos.

En este análisis de aspectos positivos y negativos, las principales **ventajas** serían las indicadas a continuación:

Por un lado, la energía del viento es función del cubo de su velocidad. También sabemos que la velocidad del viento se incrementa con la altura. De lo anterior se deduce que cuanto mayor sea la altura de buje del aerogenerador, mayor será la velocidad que atraviesa el rotor y por tanto mayor la producción de energía. A modo de referencia, indicar que en emplazamientos caracterizados por velocidades medias de viento (Clases II y III según IEC) pueden conseguirse incrementos en la producción de energía de entre 0,75 y 1,00 % por cada metro de incremento de altura, si bien es cierto que la producción tiende a estabilizarse a partir de una determinada altura (al igual que ocurre con el perfil de velocidad).

Otra ventaja está asociada al hecho de que la velocidad del viento en cotas superiores es más uniforme y regular (menor índice de turbulencias). Como consecuencia las cargas de fatiga a las que se somete la máquina son menores, lo que se traduce en ahorro de material en el diseño de palas, buje, bastidor de nacelle y en ocasiones, en la propia torre.

En el lado de los **inconvenientes** asociados a una mayor altura de buje, cabría indicar:

Al aumentar la altura, aumenta las cargas (fuerzas y momentos) en la base de la torre y como consecuencia se requieren mayores características resistentes de la torre y cimentación (mayor cantidad y calidad de los materiales).

Aumento de los requerimientos de las grúas y otros elementos de montajes, que aumentan exponencialmente con la altura de buje.

En la elección de la altura de la torre, y en combinación con el diámetro del rotor, deben considerarse además algunos límites relacionados con la máxima altura de punta de pala. Una de las principales restricciones a tener en cuenta por este aspecto corresponde a las limitaciones asociadas a la seguridad aérea.

### Importancia de la fatiga:

La naturaleza oscilante de las cargas de un aerogenerador, da lugar a que la mayoría de sus componentes deban ser evaluados frente al efecto de la fatiga.

La fatiga es un fenómeno que ocurre en la mayoría de materiales sometidos a ciclos de carga y descarga. En estos casos el número de variaciones de tensión que soporta, puede provocar su rotura, incluso en los casos en los que los ciclos produzcan picos de tensión muy por debajo de la tensión de rotura que se obtendrían en un ensayo de carga estática.

En el caso de la torre, el aspecto de la fatiga es considerado en fase de diseño para minimizar su efecto, prestando especial atención a las zonas más sensibles a este fenómeno como pueden ser las soldaduras y las zonas con elevado nivel de concentración de tensiones (aberturas y orificios en las paredes de la torre).

En lo referente a los tipos de torres eólicas, indicar que en la actualidad la construcción se realiza fundamentalmente en acero, en hormigón o combinando estos dos materiales en soluciones híbridas.

El acero ha sido y es el material más utilizado en la construcción de torres eólicas. La principal ventaja está asociada a sus propiedades mecánicas lo que da lugar a una elevada relación entre resistencia y masa y por tanto a la posibilidad de fabricar estructuras ligeras y de gran capacidad resistente.

El desarrollo de las torres de hormigón se puede considerar como reciente. Sin embargo, presenta algunas características que ha propiciado su rápido desarrollo, especialmente para torres de gran altura.

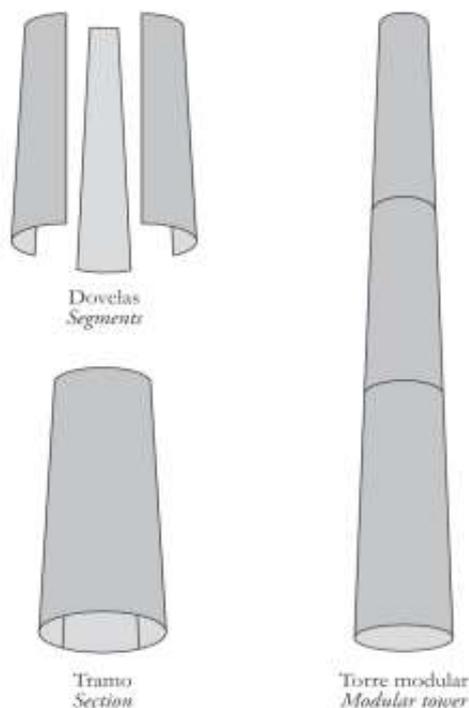


Imagen 12. Torre modular. Fuente: ESTEYCO (2017).

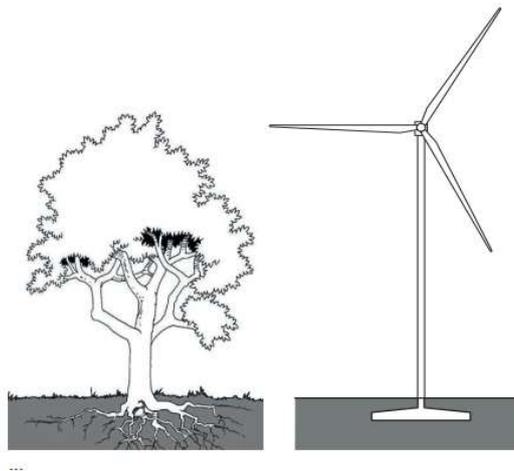
Como material estructural, el hormigón posee una elevada capacidad a compresión, pero apenas resiste fuerzas a tracción. Por dicha razón es necesario combinarlo con barras de acero embebidas en el mismo que resistan este tipo de acciones. Adicionalmente y con el objetivo de mantener las secciones de torre comprimidas, se requiere un sistema de cables de acero para pretensar la torre y evitar de esta forma la aparición de fisuras.

En lo referente a los pesos indicar que, comparada con una solución equivalente en acero, la torre de hormigón resulta una estructura de mayor peso (del orden de 3 a 4 veces más), pero de menor coste de fabricación.

La ventaja más destacada de la torre de hormigón prefabricada es la divisibilidad de los tramos de torre en dovelas. Esta posibilidad de dividir las secciones de torre en subsecciones o dovelas y de unirlos con medios sencillos en la posición de instalación, resuelve el problema del transporte por carretera de los tramos de torre metálica.

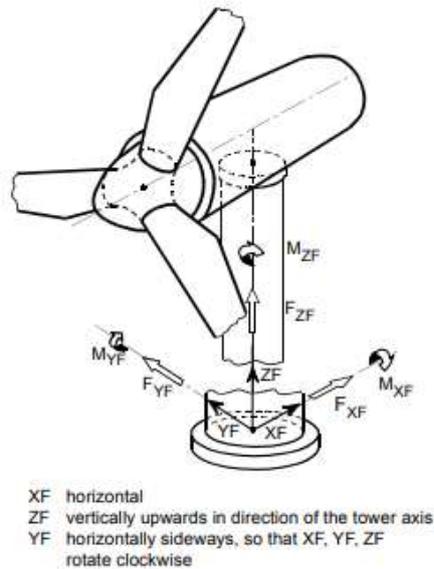
### 3.2. CIMENTACIONES

Al igual que las raíces de un árbol, la cimentación del aerogenerador no está a la vista, pero cumple una función fundamental en el correcto funcionamiento y seguridad del aerogenerador.



**Imagen 13. Analogía raíz de árbol con cimentación de aerogenerador. Fuente: ESTEYCO (2017).**

La función principal de la cimentación es soportar el aerogenerador y asegurar su estabilidad durante toda su vida útil, transfiriendo al terreno las cargas que recibe y adaptando dichas cargas a las características resistentes del terreno. El esquema de cargas que recibe la cimentación (a través de la torre) responde al esquema indicado en la siguiente imagen:



**Imagen 14. Esquema de cargas transmitidas a la cimentación. Fuente: DNV-GL (2020).**

De estas cargas, prácticamente la totalidad de la carga vertical proviene del peso propio de la torre, góndola y rotor; pero la carga más significativa a soportar es la que proviene de los esfuerzos generados por el viento en el rotor. Debido a la altura, el empuje aerodinámico generado en el rotor, provoca un elevado momento flector en la cimentación. Todas estas cargas tanto estáticas como dinámicas deben ser adecuadamente transmitidas al terreno teniendo en cuenta las características del mismo.

En los aerogeneradores onshore las cimentaciones se construyen de hormigón armado y el tipo de cimentación más utilizada es la cimentación superficial o de gravedad. Este tipo de cimentación es normalmente de forma troncocónica y se caracteriza por una gran superficie en su base y un elevado peso.



**Imagen 15. Cimentación aerogenerador onshore. Fuente: FPrimeC Solutions (2019).**

En el caso de cimentaciones offshore, debido a las características especiales del medio, se utilizan otros tipos de cimentaciones específicos para la instalación de aerogeneradores en el mar. Los tipos de cimentación más empleados en la actualidad para la instalación de turbinas offshore se representan en la siguiente figura:



Imagen 16. Tipos de cimentación offshore. Fuente: Principle Power.

La clasificación más utilizada a la hora de tratar las cimentaciones offshore es aquella que las agrupa en dos categorías: cimentaciones fijas al fondo y cimentaciones flotantes. Al primer grupo pertenecen los monopilotes (monopiles), las estructuras tipo celosía (jacket) y las cimentaciones de gravedad (Gravity Base Structure-GBS). Dentro del grupo de las cimentaciones flotantes, tenemos las estructuras de amarres tensionados (TLP), las de tipo plataforma sumisumergible y la tipo spar.

La elección del tipo de cimentación para cada proyecto es un aspecto de vital importancia. El tipo de cimentación a utilizar depende de diversos factores, siendo los más importantes la profundidad en la zona de instalación, el tipo de suelo y el tamaño de turbina a utilizar. De todos ellos la profundidad es el factor más importante y, aunque las distintas fuentes consultadas, no acaban de ponerse de acuerdo en los datos, a modo de referencia podríamos decir que los monopiles son adecuados para profundidades de hasta 30-35 metros, los jacket y las soluciones de gravedad amplían este rango hasta aprox-40-45 m; siendo necesario la utilización de soluciones flotantes para profundidades superiores.

En el capítulo “5.3. Solución técnica para la cimentación” se retomará este punto, para el caso de estudio del presente trabajo.

### 3.3. CONEXIÓN ELÉCTRICA

Debido a las especiales características del emplazamiento (offshore), los sistemas de transmisión eléctrica de los parques eólicos marinos presentan características y requerimientos especiales; razón por lo que constituyen un concepto de coste de gran relevancia en el global del coste de instalación del parque. Por este motivo resulta de gran importancia realizar una adecuada elección tanto del tipo de corriente y del nivel de tensión, como del tipo de cable a emplear en cada proyecto.

#### Tipo de corriente:

En la actualidad la potencia instalada en la mayoría de los Parque Eólicos Marinos no supera los 300 MW y se encuentran a pocos kilómetros de la costa (< 50 km). Por estas razones el transporte de energía eléctrica se realiza en “corriente alterna”. Sin embargo, los cables de CA, especialmente los de tipo submarino, presentan el inconveniente de poseer una baja reactancia

capacitiva. Este inconveniente reduce la capacidad de transmisión de los cables, incrementa de forma muy notable las pérdidas, y requiere la instalación de compensadores de carga reactiva. Como consecuencia de lo comentado anteriormente en los parques eólicos marinos de gran potencia, y/o situados a grandes distancias de la costa, puede resultar más atractiva la realización del transporte en “corriente continua”. Cuando se utiliza este tipo de corriente se requiere la instalación de Convertidores Electrónicos de Potencia.

#### Niveles de tensión:

En lo relativo a los niveles de tensión, podemos distinguir los subsistemas que describimos a continuación:

Los Subsistemas de Baja Tensión (< 1 kV), se utilizan en los circuitos ubicados en el interior de los aerogeneradores y en los servicios auxiliares de las subestaciones. La tensión nominal de los generadores suele ser de 0,69 kV, y a esta tensión se alimentan los primarios de los transformadores instalados en los aerogeneradores. En los circuitos correspondientes a los Servicios Auxiliares se utilizan las tensiones típicas en los buques para fuerza y alumbrado (400 y 220 V). En la actualidad es cada vez más frecuente incrementar la tensión nominal de los generadores hasta niveles propios de la media tensión (3,3 KV).

Los Subsistemas de Media Tensión se emplean en los circuitos alimentados por los secundarios de los transformadores antes citados. Estos circuitos, constituidos por cables submarinos, interconectan los aerogeneradores del parque, configurando la red interna del mismo (conocida bajo la denominación de red colectora). Estas redes operan en gama de tensión comprendida entre los 20 y 36 kV. En las máquinas de mayor potencia (superiores a 8 MW) se llega a tensiones de 66 kV. Un gran número de parques evacuan directamente, a las tensiones antes citadas, la energía producida en los aerogeneradores hasta la subestación situada en tierra (Subestación “Onshore”).

Los Subsistemas de Alta Tensión se utilizan en los parques provistos de una subestación transformadora situada en el mar (Subestación “Offshore”). En dicha subestación se eleva la tensión hasta valores propios de la AT (frecuentemente 132 kV). A continuación, la energía eléctrica se transporta hasta la Subestación “Onshore”, que suele formar parte de la infraestructura eléctrica existente.

En la tabla, y a modo de ejemplo, se especifican los niveles de tensión utilizados en algunos parques eólicos marinos.

Parque	Potencia Nominal (MW)	Profund. m	Distancia Costa km	Tensión R. Interna kV	Tensión R. Evac. kV	Subestac. “Offshore”
Horns Rev	160	6 -14	18	36	150	Si
Nysted	165	6 -10	10	33	132	Si
Barrow	90	15 - 20	8	33	132	Si
Egmond	108	16 - 22	18	34	34	No
Burbo Bank	90	1 - 8	10	33	33	No

Tabla 1. Niveles de tensión en parques eólicos marinos. Fuente: CIN (2011).

### Topologías de la red colectora:

La Red Interna del Parque, también denominada Red Colectora, está constituida por un conjunto de cables submarinos que interconectan entre sí los aerogeneradores. La forma de llevar a cabo estas interconexiones depende fundamentalmente de las características del parque (número y potencia de cada aerogenerador, distancias entre ellos etc.), así como del nivel de fiabilidad requerido (redundancia). Las configuraciones más empleadas para interconectar aerogeneradores en los parques marinos son: Radial Simple, Radial Redundante y Anillo.

Analizando las configuraciones anteriores podemos deducir lo siguiente:

La topología RADIAL SIMPLE requiere una menor inversión inicial, pero su índice de disponibilidad es también menor.

Por el contrario, la configuración RADIAL REDUNDANTE y la de ANILLO son más complejas y requieren un mayor coste inicial, pero presentan la ventaja de ser más redundantes y de simplificar las tareas de mantenimiento y reducir las horas fuera de servicio, por averías, de los aerogeneradores. Estas ventajas incrementan los valores de producción anual de energía eléctrica.

En relación a lo anterior es importante indicar que en los parques eólicos marinos los tiempos y los costes de las reparaciones son notablemente mayores que en los terrestres. Por ejemplo, en determinados emplazamientos y estaciones del año, puede resultar necesario esperar bastante tiempo hasta que las condiciones de mar y viento permitan al personal de mantenimiento acceder a los aerogeneradores para llevar a cabo las pertinentes tareas de reparación. Por este motivo, a la hora de seleccionar la topología más adecuada resulta de gran importancia realizar rigurosos análisis de fiabilidad.

### Topologías de la Red de Evacuación:

Tal y como indicado en los párrafos anteriores la evacuación a tierra se realizará en corriente alterna o continua en función de la potencia a evacuar y de la distancia a la costa. En la siguiente imagen se representan dos esquemas de evacuación de un parque offshore, uno en corriente alterna y otro en corriente continua:

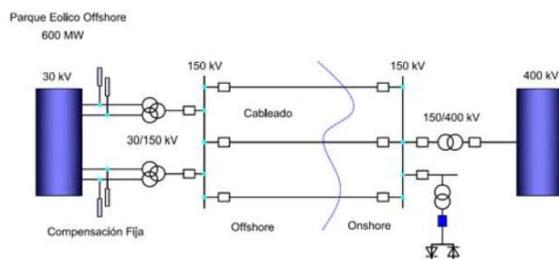


Fig. 9.5 Red de Evacuación en CA

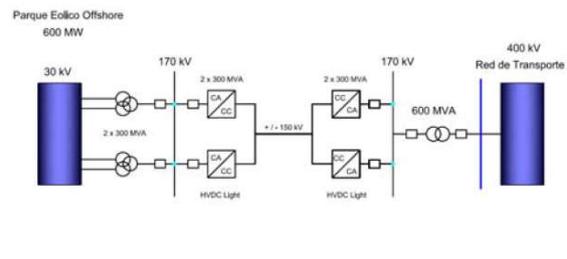


Fig. 9.6 Red de Evacuación en CC

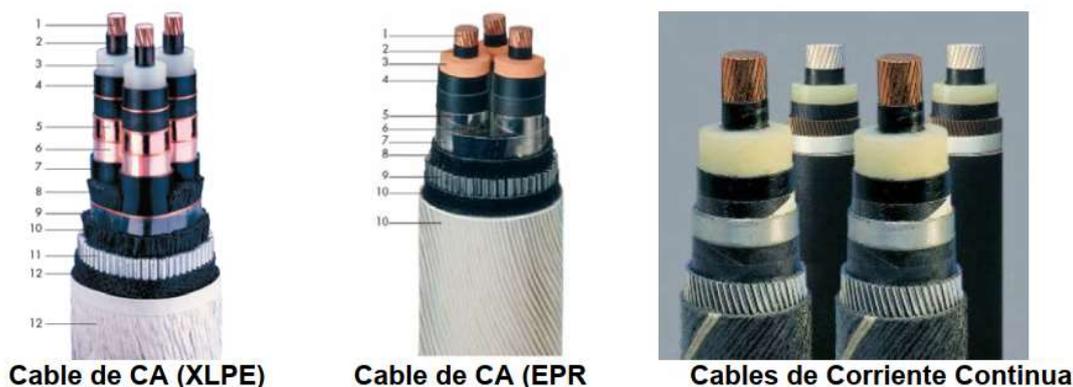
Imagen 17. Esquemas de evacuación offshore. Fuente: CIN (2011).

Es importante señalar que la configuración en corriente continua, requiere la instalación de dos subestaciones de conversión destinadas a realizar las transformaciones AC/DC y DC/AC. La primera necesariamente se situará en posición offshore y la segunda, normalmente en posición onshore.

### Cables submarinos:

Para aplicaciones submarinas se emplean cables con características especiales adaptadas a las exigencias de trabajo en el mar. Estos requisitos que se exigen a los cables submarinos están relacionados tanto con las condiciones ambientales exigentes que impone el medio marítimo, como con los elevados niveles de fiabilidad requeridos (los trabajos de reparación de un cable submarino presentan una dificultad y costes muy elevados, comparados con los trabajos en tierra).

Para transmisión en corriente alterna se utilizan normalmente cables tripolares (tres conductores en el interior del cable), mientras que para corriente continua se emplea cables mono polares (de único conductor). Algunos ejemplos se muestran en la siguiente figura:



**Imagen 18. Tipos de cable submarino. Fuente: CIN (2011).**

Como material de los conductores se emplea tanto cobre (más caro) como aluminio.

Al igual que ocurre con los cables instalados en tierra, en los cables submarinos el aislamiento es un elemento fundamental. La tecnología del cable de media y alta tensión utiliza aislamientos de polietileno extruido (XLPE), de goma de etileno-propileno (EPR) y de papel en masa impregnada de aceite (MIP). Los de tipo XLPE y EPR poseen unas características eléctricas y mecánicas muy satisfactorias para su utilización en aplicaciones submarinas.

En comparación con los de papel en masa impregnada en aceite (MIP), los que emplean aislamientos de XLPE y EPR presentan importantes ventajas. Entre las principales podemos enumerar:

- El aislamiento sólido reduce las necesidades de mantenimiento, ya que no se requiere controlar el nivel de aceite.
- Tanto el peso como el radio mínimo de curvado son inferiores, lo que facilita las operaciones de transporte e instalación.

En la siguiente tabla se presentan las principales características eléctricas de cables submarinos, para distintos tipos de aislamiento:

<b>Tipo de Aislamiento</b>	<b>XLPE</b>	<b>EPR</b>	<b>MIP</b>
Temp. Máxima de Operación	90° C	90 °C	60-70° C
Temp. Máxima de Cortocircuito	250 °C	250 °C	140-170 °C
Resistencia del Aislamiento (ohm/cm)	$10^{17}$	$10^{14}$	$10^{14}$
Constante Dieléctrica	2,3	3,0	3,7
Factor Pérdidas Dieléctricas (tan $\delta$ )	0,0004	0,002	0,003

**Tabla 2. Cables submarinos. Características eléctricas. Fuente: CIN (2011).**

Para ilustrar el tema, en la siguiente tabla se muestran algunas de las aplicaciones de los distintos tipos de cables en función del tipo de corriente y de la tensión. Como podremos observar en el campo de los parques eólicos marinos el aislamiento más utilizado es el de polietileno extruido (XPLE):

<b>Tensión Nominal</b>	36 kV CA	132 kV CA	245 kV CA	450 kV CC
<b>Aislamiento</b>	XLPE, EPR	XPLE	XLPE	MIP
<b>Longitud Máxima</b>	30 km	100 km	200 km	> 500 km
<b>Pot. Máxima</b>	30 MW	200 MW	300 MW	>1000 MW
<b>Aplicaciones</b>	Red Interna	Red Evacuación	Red Evacuación	Red Evacuación

**Tabla 3. Tipos de cables. Aplicaciones. Fuente: CIN (2011).**

Los aspectos relacionados con las operaciones de tendido del cable submarino se tratan en la parte correspondiente del capítulo de soluciones técnicas y operaciones.

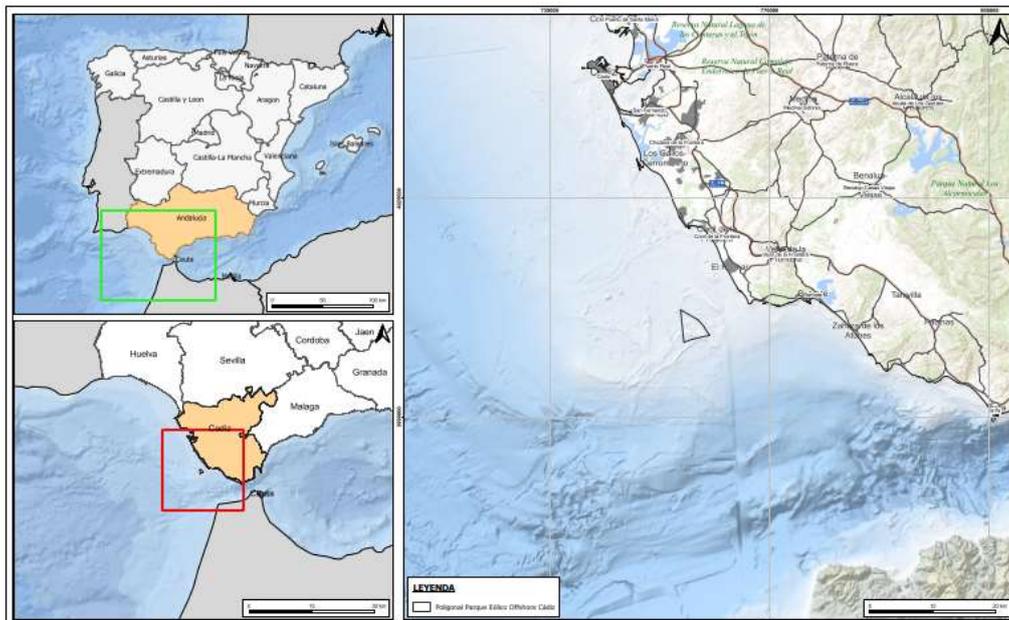
# CAPÍTULO 4. ESTUDIO DEL EMPLAZAMIENTO PARA EL PARQUE EÓLICO MARINO

## 4.1. PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO Y LOCALIZACIÓN

Durante este capítulo se desarrollarán los principales condicionantes a la hora de determinar el emplazamiento del parque eólico en estudio. Por un lado, teniendo en cuenta lo visto anteriormente en cimentaciones y aprovechamiento del recurso eólico y, por otro lado, realizando un estudio del medio físico y un análisis de aspectos medioambientales y socioeconómicos que condicionan la posibilidad de situar el parque en cuestión.

Como primer paso, se ha de establecer la poligonal en la que irá contenido el parque eólico marino. Más adelante, una vez delimitada esta zona, se procederá al estudio de la disposición de los aerogeneradores.

Para la selección inicial del polígono se ha hecho un análisis conjunto, mediante superposición de capas GIS de los aspectos físicos, ambientales y socioeconómicos de la zona, con el fin de delimitar aquella área con menor impacto en las figuras de protección ambiental y en las actividades económicas de la zona. El resultado es el polígono, que delimita la extensión del parque, representado en la siguiente imagen:



**Imagen 19. Localización del parque eólico marino. Fuente: Elaboración propia (2021).**

La zona seleccionada para la instalación del parque eólico marino es la costa atlántica de la provincia de Cádiz, frente a la posición del Cabo de Trafalgar. El punto más próximo se encuentra a una distancia de la costa de aproximadamente 8,25 km.

## 4.2. DESCRIPCIÓN DE LA ZONA PARA EL EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE

Desde el punto de vista del territorio, el parque se sitúa en la zona costera de la comarca de La Janda.



**Imagen 20. Comarcas de la Provincia de Cádiz. Fuente: Google Images.**

La economía de la comarca de La Janda se ha basado principalmente en el sector primario, principalmente pesca tradicional, pero desde hace unas décadas, su principal fuente de ingresos es el turismo y la construcción ligada a ese turismo. El puerto de Barbate es el principal de la comarca y es importante destacar la presencia del Parque natural de Los Alcornocales.

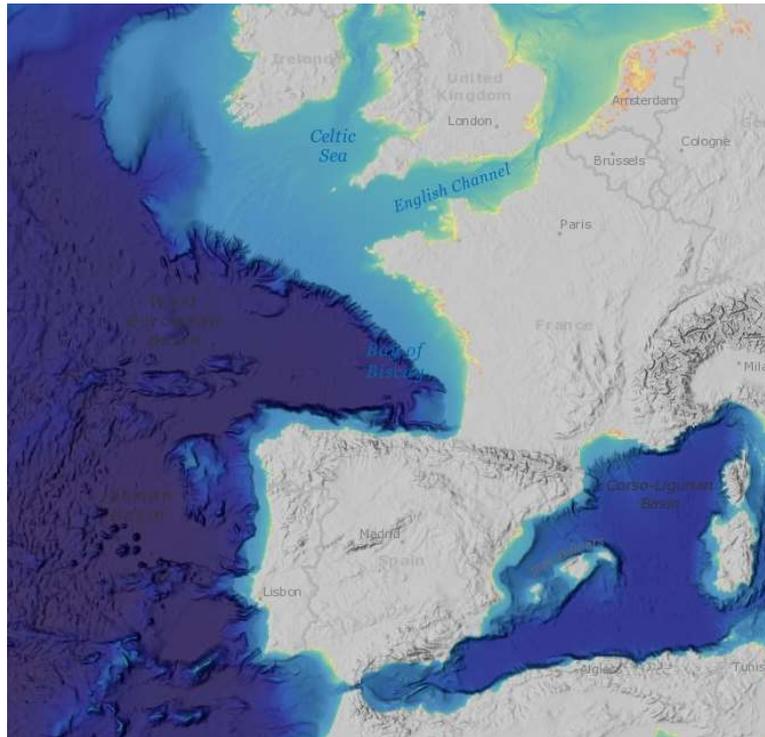
El sistema portuario de La Janda está conformado por los puertos de Barbate y Conil de la Frontera, gestionados directamente por la Empresa Pública de Puertos de Andalucía (EPPA). Estos puertos mantienen funciones pesqueras y deportivas, a las que Barbate suma la comercial, siendo utilizado por barcos japoneses para la carga de las capturas de los atunes durante la temporada de almadraba.

Por otro lado, es importante destacar que esta comarca se encuentra entre los dos grandes polos económicos e industriales de la provincia de Cádiz, la comarca Bahía de Cádiz y el Campo de Gibraltar, ambas con grandes puertos e instalaciones de construcción naval, además de instalaciones petroquímicas en este último lugar.

## 4.3. ESTUDIO DEL MEDIO FÍSICO

### 4.3.1. Batimetría

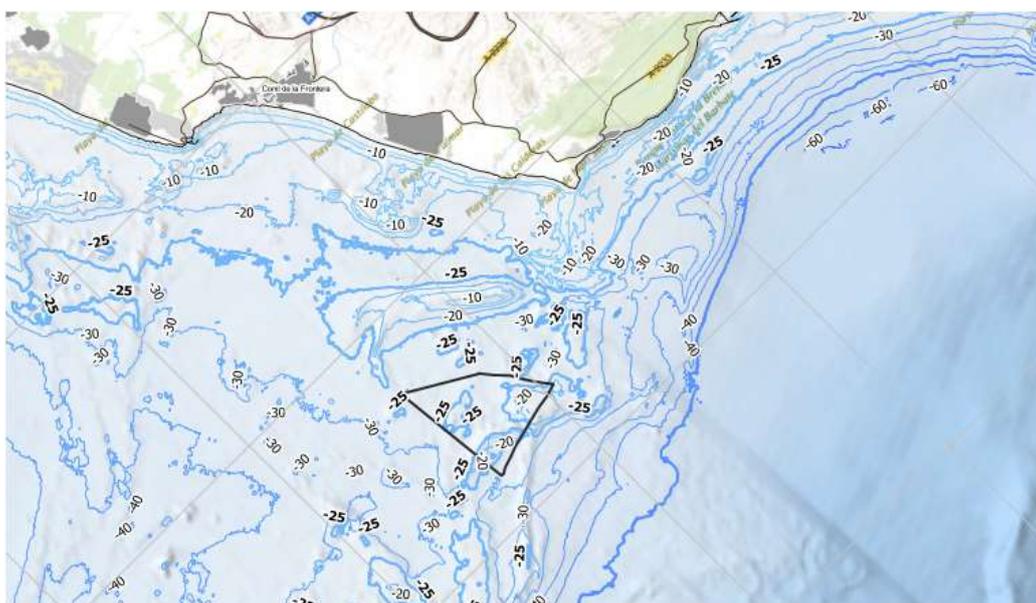
La plataforma continental en el Golfo de Cádiz, al igual que en el resto de la costa española, se caracteriza por ser reducida y alcanzar grandes profundidades a distancias muy cercanas a la costa, en comparación con lo que se puede encontrar en el norte de Europa, como se muestra en la siguiente imagen.



**Imagen 21. Batimetría en la Costa Occidental Europea. Fuente: NOAA.**

En esta misma imagen también se puede apreciar como la plataforma es algo más extensa en la zona del Golfo de Cádiz. A diferencia con el resto del territorio peninsular, la zona del Estrecho de Gibraltar muestra una mayor distancia a las zonas de grandes profundidades no encontrándose profundidades superiores a los 1000 m hasta más de 150 km de la costa, lo cual difiere significativamente con los 30 km de la zona cantábrica.

Para el análisis de la profundidad se han empleado los datos proporcionados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) y por EMODnet. Los datos proporcionados por estas fuentes se muestran en las siguientes imágenes:



**Imagen 22. Batimetría de la zona de estudio. Fuente: EMODnet.**

## Análisis de Viabilidad Económica y Medioambiental de Proyecto de Parque Eólico Marino de 48 MW en la Costa de Cádiz

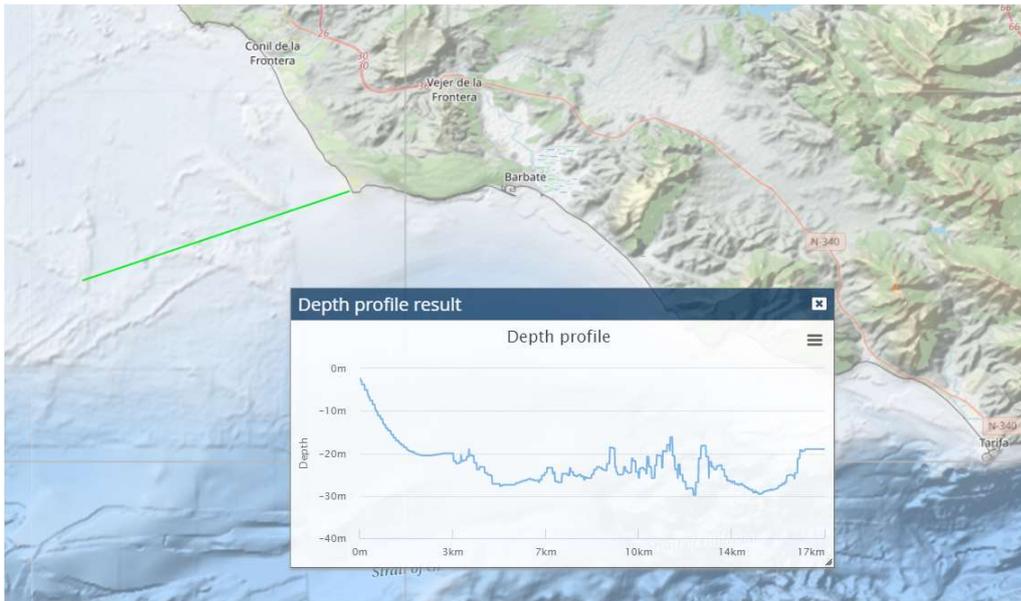


Imagen 23. Sección de la variación de profundidad. Fuente: EMODnet.

Como se puede apreciar en las figuras, las profundidades en el área del polígono se encuentran en el rango de 20-28 metros.

### 4.3.2. Clima marítimo

#### Fuentes de información:

Para el análisis de los datos de **oleaje y viento** se ha empleado la información de la página de Puertos del Estado relativa a la red de puntos SIMAR. Esta red de puntos consiste en datos de simulaciones calibrados en varios puntos de la geografía española. Los datos permiten obtener con una alta precisión la caracterización del clima marítimo de la zona. El punto SIMAR más próximo a la localización del parque es el 6024024.

La información de este punto es la siguiente:

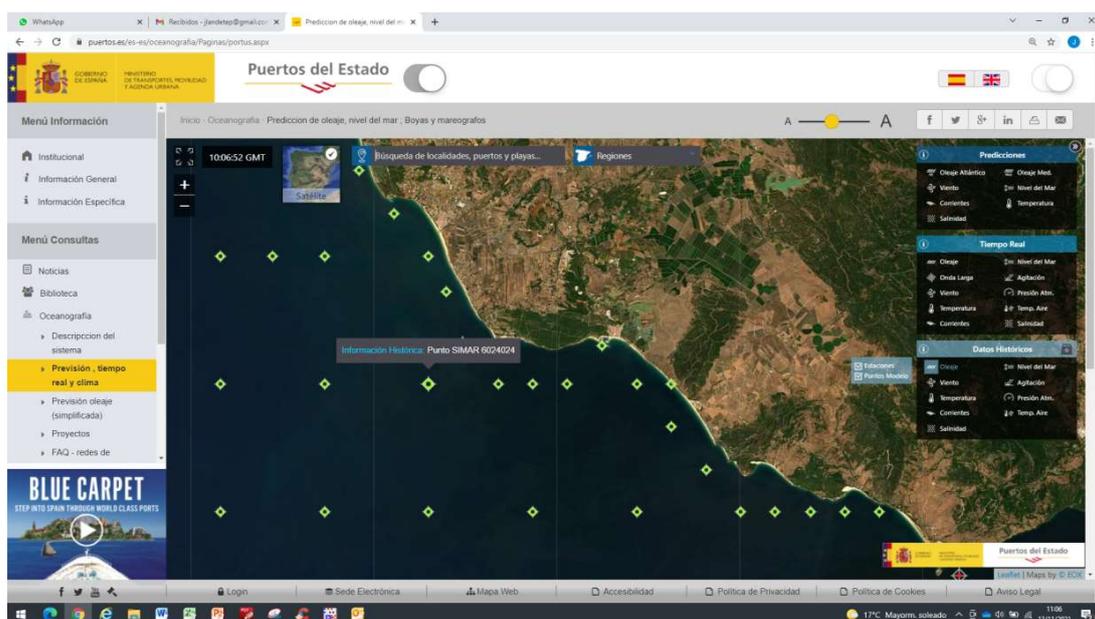


Imagen 24. Situación de punto SIMAR 6024024. Fuente: Puertos del Estado.

Punto SIMAR: (6024024)

Acceso a datos Información

Longitud	6.10° O
Latitud	36.15° N
Código modelo	6024024
Cadencia	60 min
Malla	GIB
Conjunto de datos	Punto SIMAR



Imagen 25. Información punto SIMAR 6024024. Fuente: Puertos del Estado.

Como nota general, indicar que para la serie histórica de datos de oleaje y viento se han utilizado los datos registrados por Puertos del Estado en el periodo de 5 años (2017-2021).

### Oleaje:

El oleaje en la costa del Golfo de Cádiz está principalmente dominado por el mar de viento generado por los vientos procedentes del Atlántico e influenciados por la orografía de la zona. La ubicación del parque se encuentra abierta al Atlántico, lo que provoca que la mayor parte de las olas procedan de direcciones de componente Oeste.

Rosa de Altura Significante (m) para Oleaje - Punto SIMAR 6024024  
Periodo: 2017 - 2021 - Eficacia: 96.91%

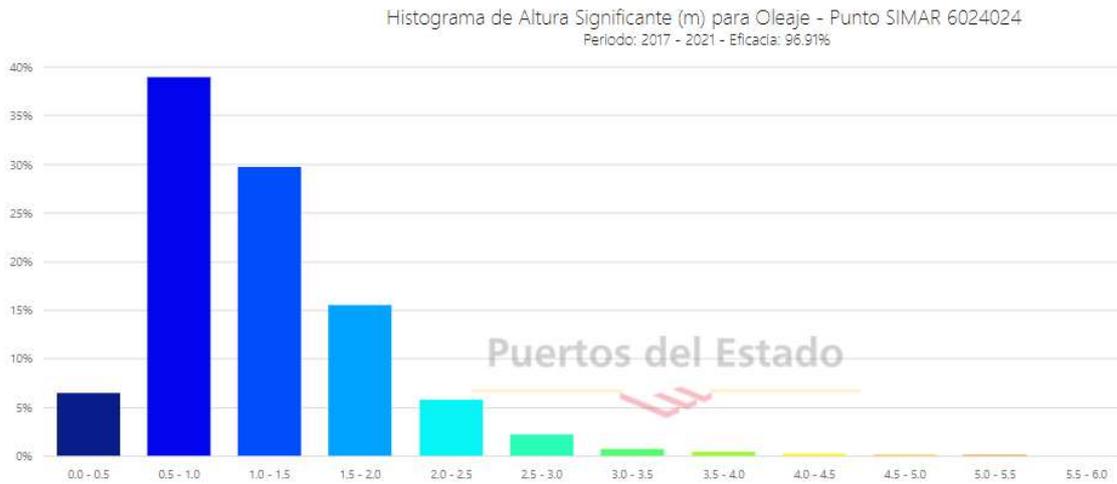


Imagen 26. Rosa de altura significativa para oleaje. Fuente: Puertos del Estado.

Los datos de la rosa muestran que el oleaje se concentra principalmente alrededor de la dirección Oeste debido a los oleajes procedentes del Océano Atlántico y el efecto del Golfo de Cádiz sobre los mismos. Los oleajes con mayor intensidad y probabilidad de ocurrencia son aquellos que tienen una fuerte componente Oeste, con una probabilidad de ocurrencia superior al 40%. También cabe destacar la dirección Este-sureste con un 16% de probabilidad de ocurrencia. El resto de las direcciones son prácticamente inexistentes. Se ha de recordar que la dirección que muestra la rosa es la dirección de procedencia del oleaje.

En lo referente al análisis de oleaje desde el punto de vista tanto de la altura de ola como del periodo, los datos aportados por Puertos del Estado son los siguientes:

## Análisis de Viabilidad Económica y Medioambiental de Proyecto de Parque Eólico Marino de 48 MW en la Costa de Cádiz



**Imagen 27. Histograma de altura significativa para oleaje. Fuente: Puertos del Estado.**

Eficacia: 96.91%		Período de Pico (s)											Total
		<= 1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	10.0 >	
Altura Significante (m)	<= 0.5	-	0.009	0.212	1.646	1.250	0.384	0.414	0.240	0.344	0.702	1.961	7.163
	1.0	-	-	0.108	3.078	11.121	6.040	2.510	1.126	1.356	2.435	11.232	39.005
	1.5	-	-	-	0.134	6.351	7.587	2.665	0.377	0.558	0.690	10.944	29.306
	2.0	-	-	-	0.002	0.530	5.590	2.727	0.440	0.426	0.327	5.194	15.237
	2.5	-	-	-	-	0.031	0.798	1.924	0.567	0.268	0.233	1.815	5.637
	3.0	-	-	-	-	-	0.021	0.678	0.212	0.226	0.144	0.834	2.114
	3.5	-	-	-	-	-	-	0.049	0.094	0.146	0.108	0.330	0.728
	4.0	-	-	-	-	-	-	-	0.045	0.087	0.101	0.118	0.351
	4.5	-	-	-	-	-	-	-	0.007	0.052	0.026	0.125	0.210
	5.0	-	-	-	-	-	-	-	0.002	0.007	0.033	0.087	0.130
5.0 >	-	-	-	-	-	-	-	-	0.009	0.031	0.080	0.120	
Total	-	0.009	0.320	4.860	19.282	20.420	10.968	3.111	3.480	4.829	32.720	100%	

**Tabla 4. Datos histograma de altura significativa. Fuente: Puertos del Estado.**

En la información anterior se observa como la mayor parte de los oleajes corresponden a una altura de ola (altura significativa) ente 0,5 y 1,5, con una probabilidad de ocurrencia próxima al 70%. En lo referente al periodo (periodo de pico) se observa que se concentran en el tramo entre 5 y 7 s de periodo, con una probabilidad de ocurrencia de aproximadamente el 50%, siendo también importante los periodos superiores a 10 s que representan más del 30% de los casos. Esto muestra que el clima marítimo está principalmente gobernado por los mares de viento de menor altura y periodos más cortos (oleajes generados por vientos en la zona), y que la probabilidad de grandes mares de fondo (asociados generalmente con tormentas) es reducida.

### Viento:

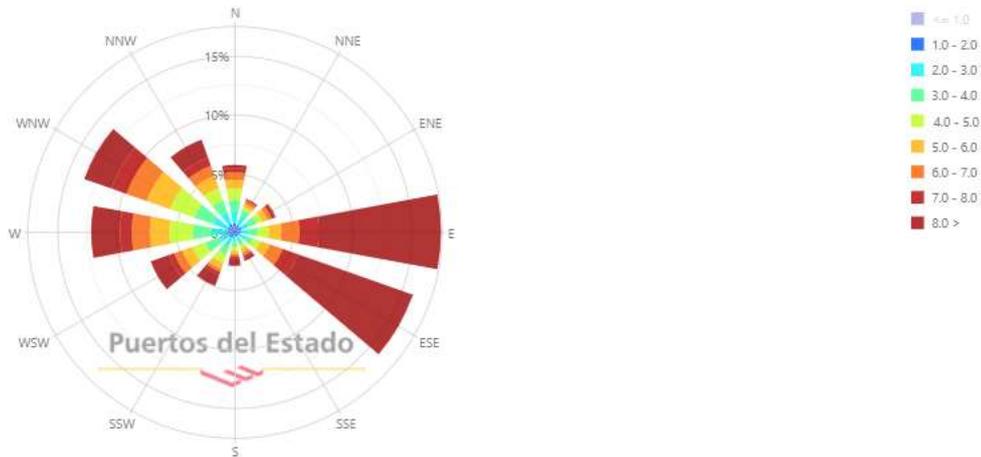
Los datos de la red SIMAR proporcionan resultados de velocidad de viento a una altura de 10 m sobre el nivel medio del mar. Debido a que los aerogeneradores estarán instalados a una altura de 115 m (altura de buje), será necesario realizar una corrección de los datos de viento. Para realizar este tipo de extrapolación en altura, se sigue la ley de tipo exponencial indicada a continuación:

$$v_{z=1} / v_{z=10} = \left(\frac{115}{10}\right)^{0.10} = 1.28 \quad (1)$$

En capítulos posteriores en los que se estudiará el recurso y la producción eólica, los datos de viento proporcionados por la fuente de datos (Global Wind Atlas) ya están obtenidos a las alturas características de los generadores eólicos.

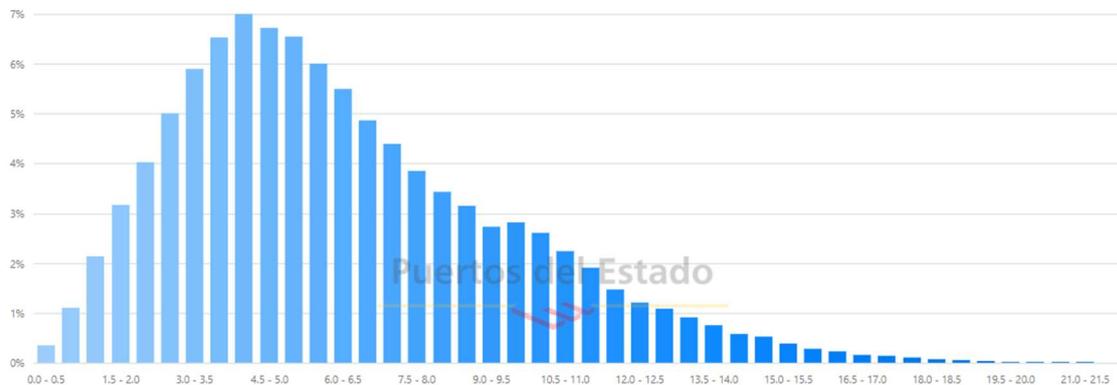
La rosa de viento muestra como las principales direcciones están en un eje Este-Oeste, los famosos vientos de Levante y Poniente en la costa sur gaditana. Esto se debe principalmente a la influencia del Estrecho de Gibraltar.

Rosa de Velocidad Media (m/s) para Viento - Punto SIMAR 6024024  
Periodo: 2017 - 2021 - Eficacia: 96.91%



**Imagen 28. Rosa de velocidad media para viento. Fuente: Puertos del Estado.**

De todas las direcciones con vientos frecuentes, cabe destacar los vientos procedentes del Este y Este-sureste (vientos de levante), con una probabilidad de ocurrencia superior al 32%. Además, se observa que se trata de una zona con fuertes vientos, como se comprueba en el siguiente diagrama de barras:



**Imagen 29. Histograma de velocidad media para viento. Fuente: Puertos del Estado.**

El histograma de intensidad de vientos muestra que los vientos más frecuentes se encuentran entre 4-6 m/s a 10 m de altura con casi un 30% de probabilidad, aunque se debe resaltar la probabilidad de vientos superiores a los 10 m/s (a 10 m de altura), con un porcentaje de ocurrencia superior al 15%. Se ha de remarcar que, la extrapolación de las velocidades de viento a la altura de buje de los aerogeneradores (115 m), proporcionará valores aún más elevados que los indicados en el gráfico.

Estos datos serán corroborados y analizados en mayor profundidad en la parte del trabajo en la que se estudiará el recurso y la producción eólica.

### 4.3.3. Caracterización geotécnica del fondo marino

La zona en estudio se sitúa en el denominado Golfo de Cádiz. Para la identificación de los materiales del fondo marino, se ha utilizado la información publicada por MITECO dentro del Plan de Ecocartografías del Litoral Español. La información disponible para la zona de Cádiz se presenta en la siguiente imagen:



**Imagen 30. Mapa de morfología marina. Fuente: MITECO.**

En el mapa elaborado por MITECO se observa que en la zona del Golfo de Cádiz existe una amplia variedad en la tipología del fondo marino; si bien en la zona concreta del parque (identificado por su polígono) salvo una mancha central en la que existen afloramientos rocosos, en el resto del área predominan los suelos arenosos de tipo-medio.

## 4.4. ANÁLISIS DE ASPECTOS AMBIENTALES

En esta parte del trabajo se analizarán las principales figuras ambientales (figuras de protección) existentes en el área de estudio y se justificará la definición del polígono del parque sobre la base de evitar o reducir el impacto sobre estas figuras de protección ambiental. Se estudian a continuación las figuras más importantes desde el punto de vista de su nivel de protección.

### 4.4.1. Red Natura 2000

Natura 2000 es una red ecológica europea de áreas de conservación de la biodiversidad. Su finalidad es asegurar la supervivencia a largo plazo de las especies y los tipos de hábitat en Europa, contribuyendo a detener la pérdida de biodiversidad. Es el principal instrumento para la conservación de la naturaleza en la Unión Europea.

La Directiva 92/43/CE relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres (o Directiva Hábitats) crea en 1992 la Red Natura 2000.

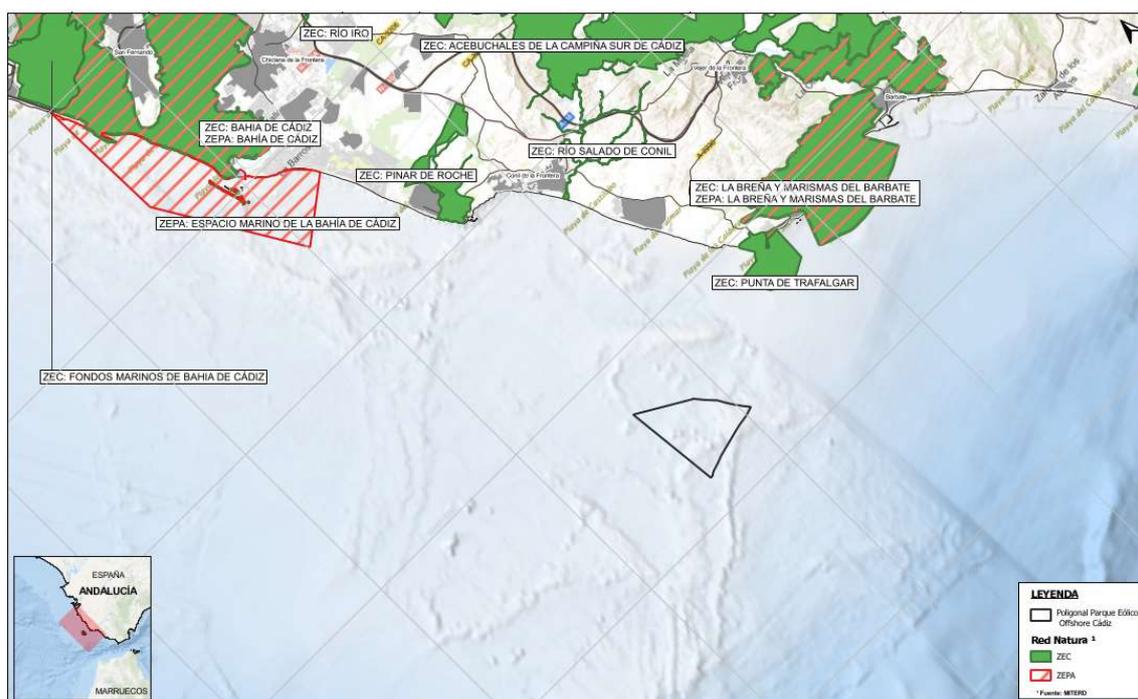
Natura 2000 está vinculada asimismo a la Directiva 2009/147/CE relativa a la conservación de las aves silvestres, o Directiva Aves, al incluir también los lugares para la protección de las aves y sus hábitats declarados en aplicación de esta Directiva.

La Red está formada por las Zonas Especiales de Conservación (ZEC) y por los Lugares de Importancia Comunitaria (LIC) hasta su transformación en ZEC, establecidos de acuerdo con la Directiva Hábitats, y por las Zonas de Especial Protección Para las Aves (ZEPA), designadas en aplicación de la Directiva Aves.

Las Directivas Hábitats y Aves han sido transpuestas a nuestro ordenamiento jurídico interno por medio de la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad, que constituye el marco básico de Natura 2000 en España.

La Red está formada actualmente en España por 1.468 Lugares de Importancia Comunitaria (LIC), incluidos en las Listas de LIC aprobadas por la Comisión Europea, y por 658 Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA), que comprenden en conjunto una superficie total de entorno más de 222.000 km<sup>2</sup>. De esa extensión total, más de 138.000 km<sup>2</sup> corresponden a superficie terrestre, lo que representa aproximadamente un 27,35 % del territorio español, y unos 84.300 km<sup>2</sup>, a superficie marina.

En la siguiente figura se observan los espacios que componen de la Red Natura 2000 presentes en el ámbito del trabajo, de acuerdo a la información disponible en la página web del MITECO y en la de la Junta de Andalucía (ZECs y ZEPAs Junta Andalucía).



**Imagen 31. Red Natura 2000. Fuente: MITECO y Junta de Andalucía.**

Se describen a continuación las figuras de protección identificadas en el ámbito de estudio:

- ZEPA Espacio Marino de la Bahía de Cádiz (ES0000502)
- ZEPA La Breña y marismas del Barbate (ES6120008)
- ZEC Pinar de Roche (ES6120018)
- ZEC Punta de Trafalgar (ES6120017)
- ZEC La Breña y Marismas del Barbate (ES6120008)

Aunque, como se observa en la figura anterior, no existen figuras de protección coincidentes con el polígono del parque, es importante tener en cuenta la proximidad de ZEPAs y ZECs, debido a que:

- La proximidad de ZEPAs supone el posible paso de aves por la zona de implantación del parque.
- La existencia de ZECs en la franja de costa, próxima al parque, debe tenerse en cuenta a la hora de definir el trazado de las líneas eléctricas de evacuación a tierra.

#### 4.4.2. Otros espacios protegidos

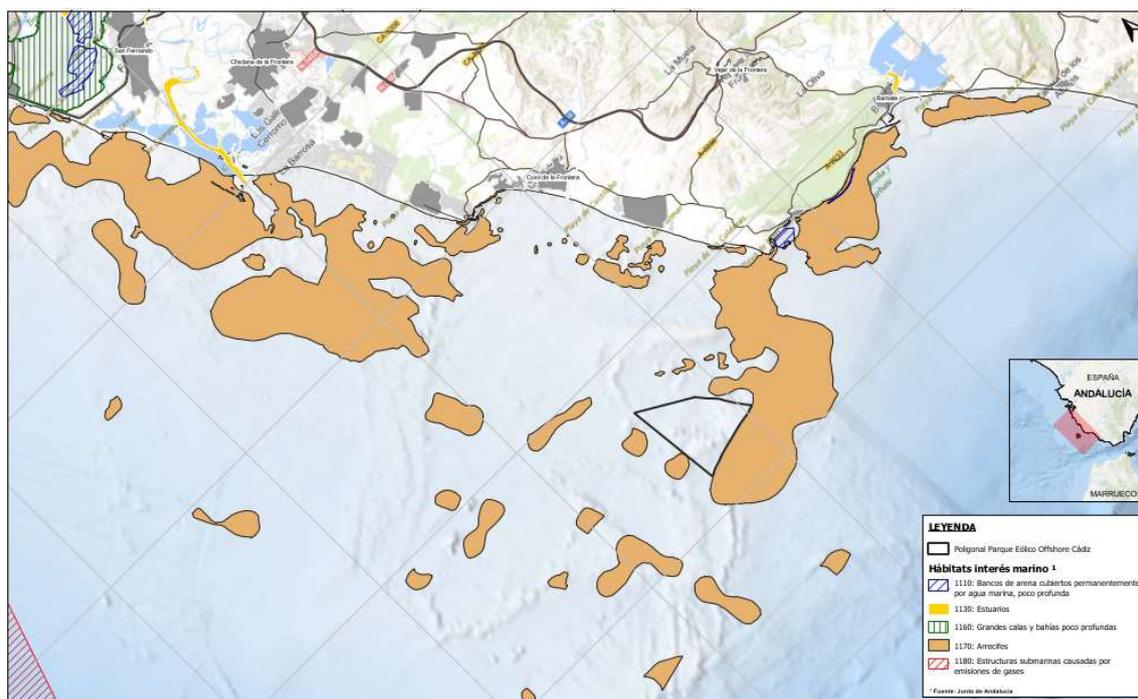
Tal y como indicado en el apartado anterior Red Natura 2000 es el principal instrumento para la conservación de la naturaleza en la Unión Europea; sin embargo existen otras figuras de protección ambiental que deben ser tenidas en cuenta para el estudio de implantación de un parque eólico marino. De este segundo grupo de figuras ambientales hemos seleccionado, por su importancia, los Hábitats de Interés Comunitario.

La Directiva 92/43/CE (Directiva Hábitats), comentada en al tratar la Red Natura 2000, define como tipos de hábitat naturales de interés comunitario a aquellas áreas naturales y seminaturales, terrestres o acuáticas, que, en el territorio europeo de los Estados miembros de la UE:

- Se encuentran amenazados de desaparición en su área de distribución natural, o bien
- Presentan un área de distribución natural reducida a causa de su regresión o debido a que es intrínsecamente restringida, o bien
- Constituyen ejemplos representativos de una o de varias de las regiones biogeográficas de la Unión Europea.

De entre ellos, la Directiva considera tipos de **hábitats naturales prioritarios** a aquéllos que están amenazados de desaparición en el territorio de la Unión Europea y cuya conservación supone una responsabilidad especial para la UE.

Por las características del trabajo y con el fin de concretar esta parte del estudio, nos centraremos en los hábitats marinos.



**Imagen 32. Hábitats de interés comunitario. Fuente: MITECO y Junta de Andalucía.**

Los únicos hábitats marinos presentes en las inmediaciones del polígono del parque son los **arrecifes** y, aunque se ha evitado la definición del polígono sobre arrecifes, será importante tenerlos en cuenta a la hora de definir el trazado de las líneas eléctricas de evacuación a tierra.

Los arrecifes pueden tener tanto un origen orgánico como geológico. Consisten en sustratos duros y compactos (desde rocas grandes a cantos, generalmente de más de 64 mm de diámetro) sobre fondos duros o blandos, que surgen del lecho marino en las zonas sublitorales y litorales. Los arrecifes pueden albergar comunidades bentónicas de especies de algas y de animales, así como concreciones de coralígeno.

Tal y como indicado, las líneas eléctricas de evacuación deberán evitar en la medida de lo posible cruzar estas zonas que, aunque presentan cierta calidad medioambiental, no suponen una restricción. Para la mitigación del impacto será necesaria una campaña oceanográfica que permita caracterizar la biocenosis de la zona y trazar la línea de evacuación por aquellos corredores que minimicen el impacto sobre estas comunidades.

#### **4.4.3. Especies protegidas**

Además de las aves, cuya principal figura de protección son las ZEPAs definidas por Red Natura 2000, la fauna marina es uno de los grupos faunísticos que mayor sensibilidad pueden presentar ante la ejecución y explotación de un proyecto de parque eólico marino. Las especies de mayor interés al respecto son las tortugas y los mamíferos marinos.

Tal y como se establece en el Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial y del Catálogo Español de Especies Amenazadas (BOE nº 46, de 23 de febrero de 2011. Real Decreto 139/2011), que una especie se catalogue como “especie vulnerable” implica que estos taxones o poblaciones corren el riesgo de pasar a la categoría de “especie en peligro de extinción” en un futuro inmediato si los factores adversos que actúan sobre ellos no son corregidos.

En cuanto a las especies de mamíferos marinos y tortugas, se incluyen las potencialmente presentes en el ámbito del proyecto según diferentes catálogos y legislaciones que indican sus categorías de amenaza a nivel mundial, europeo y estatal. En la siguiente imagen se muestra, en forma de cuadrículas, la presencia de las especies protegidas en la zona de estudio.

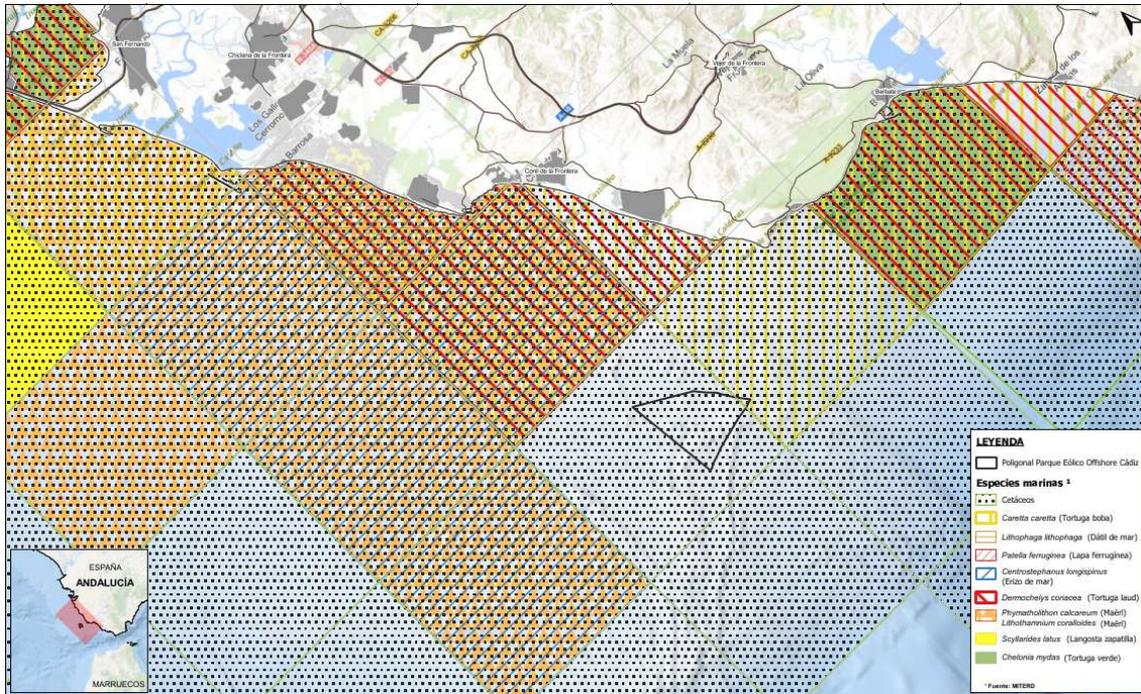


Imagen 33. Especies protegidas. Fuente: MITECO y Junta de Andalucía.

Como se muestra en la imagen, las especies protegidas en la zona de estudio son:

- Cetáceos.
- Tortuga boba (*Caretta caretta*).
- Tortuga laúd (*Demochelys coriacea*).
- Tortuga verde (*Chelonia mydas*).
- Dátil de mar (*Lithophaga lithophaga*)
- Lapa ferruginea (*Lapa ferruginea*)
- Erizo de mar (*Centrostephanus longispinus*)
- Langosta zapatilla (*Scyllarides latus*).
- Maërl (*Lithothamnium coralloides*)

De estas especies, únicamente las cuadrículas asociadas a la presencia de cetáceos se superponen con el polígono del parque en estudio. Este impacto se considera que no supondría un especial problema para el desarrollo del parque ya que las cuadrículas son zonas amplias en las que se han registrado avistamientos de esta especie.

#### 4.5. COMPATIBILIDAD CON EL ESTUDIO ESTRATÉGICO AMBIENTAL DEL LITORAL ESPAÑOL

En el año 2009 el Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (IDAE), dependiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), de acuerdo con la disposición tercera del Real Decreto 1028/2007, elabora el Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español para la instalación de parques eólicos marinos. En este estudio se realiza una primera aproximación de las zonas del dominio público marítimo terrestre que, a efectos ambientales, reúnen condiciones favorables para la instalación de parques eólicos marinos.

En dicho estudio se hace una propuesta de zonificación en base a una serie de criterios establecidos por las Administraciones competentes, considerando el grado de compatibilidad entre los parques eólicos marinos y sus previsibles efectos ambientales, en una franja litoral de 24 millas trazadas desde la línea de base recta y las aguas interiores. Los aspectos ambientales tenidos en cuenta únicamente aplican en la ubicación de los parques, pero no en las líneas de transmisión o subestación necesaria en tierra.

Se establecen:

- Zonas de exclusión (rojo): zonas no aptas para la instalación de parques eólicos marinos por haberse identificado potenciales efectos ambientales incompatibles, o por conflictividad con otros usos del medio marino considerados prioritarios.
- Zonas aptas con condicionantes ambientales (amarillo): zonas con posibilidad de ocurrencia de determinados efectos ambientales negativos por la instalación de parques eólicos.
- Zonas aptas (verde): zonas donde no se ha detectado ninguna probable afección ambiental a escala de planificación.

El mapa general con la zonificación es el indicado a continuación:

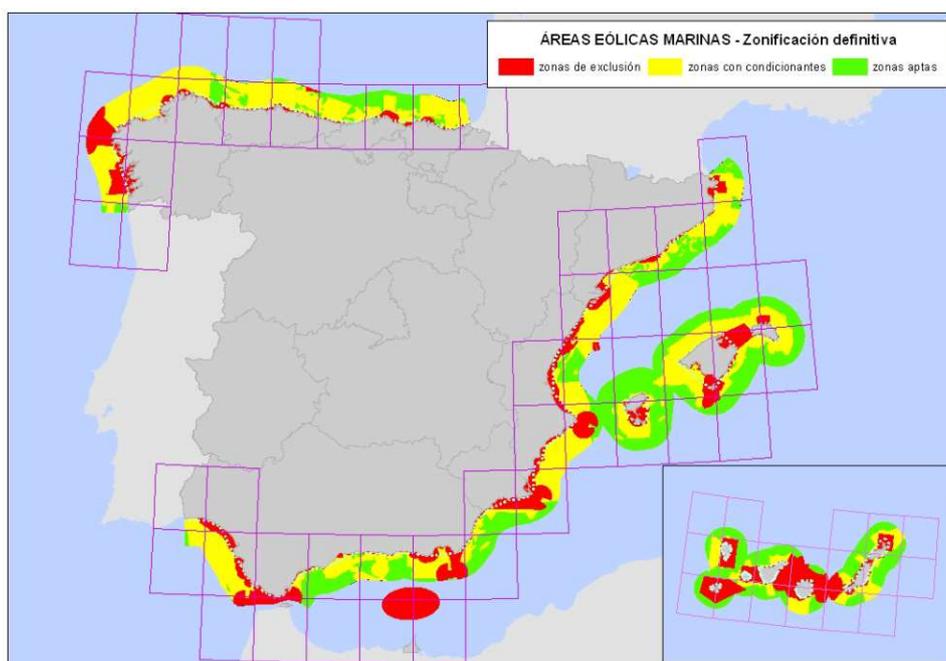
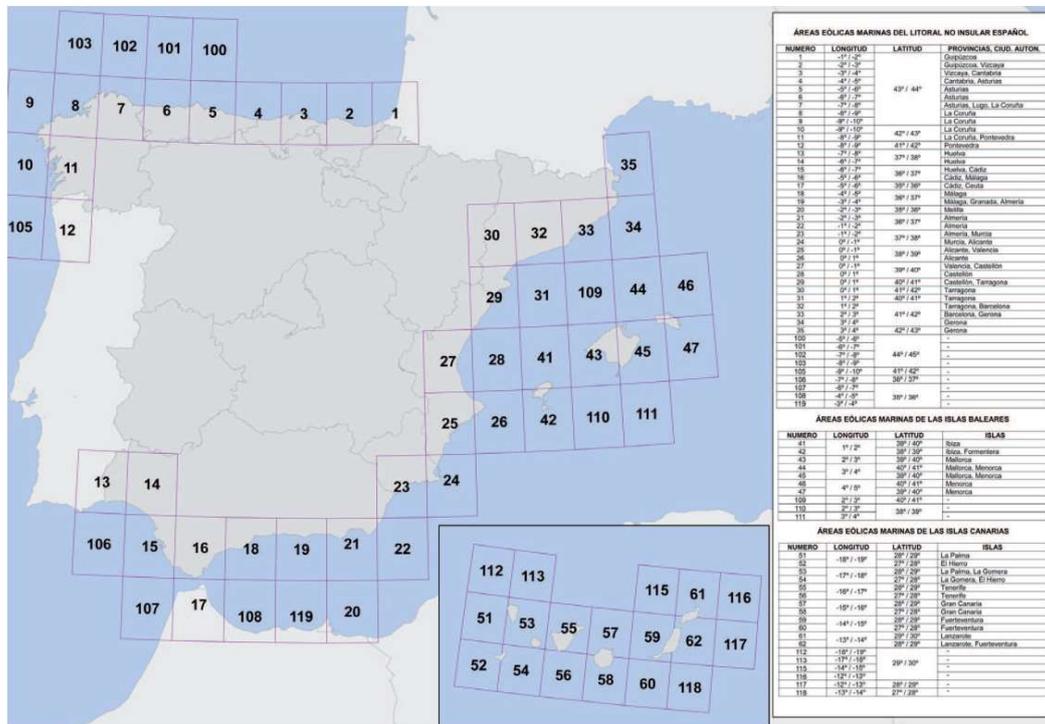


Imagen 34. Zonificación áreas eólicas marinas 1. Fuente: Estudio Estratégico Ambiental (2009).

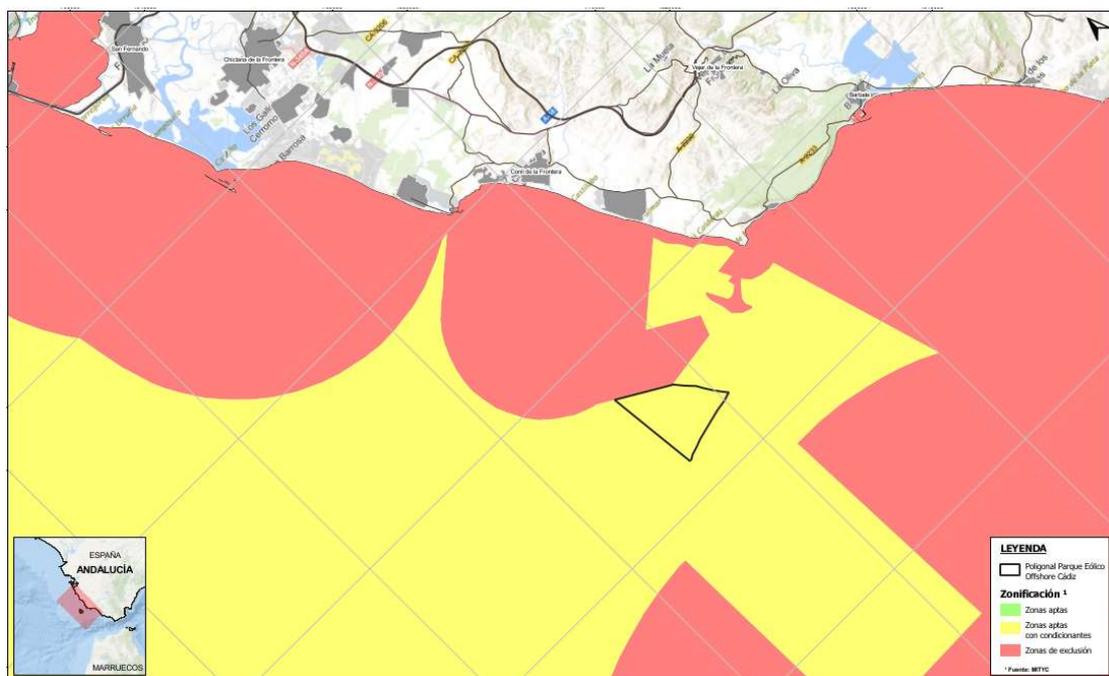
## Análisis de Viabilidad Económica y Medioambiental de Proyecto de Parque Eólico Marino de 48 MW en la Costa de Cádiz

El Estudio Estratégico Ambiental establece áreas eólicas marinas y para cada una de ellas proporciona información cartográfica en forma de hojas. La zonificación establecida por el Estudio es la siguiente:



**Imagen 35. Zonificación áreas eólicas marinas 2. Fuente: Estudio Estratégico Ambiental (2009)**

Como se puede apreciar en la imagen anterior, la zona en estudio corresponde al área número 15. La información cartográfica de detalle para estas zonas es la representada a continuación:



**Imagen 36. Detalle zonificación. Fuente: Estudio Estratégico Ambiental (2009).**

En esta imagen de detalle se aprecia como en la selección del polígono se ha tenido en lo indicado en el Estudio Estratégico Ambiental, de forma que se ha evitado la instalación sobre la zona de exclusión (zona roja).

## 4.6. ANÁLISIS DE ASPECTOS SOCIO-ECONÓMICOS

### 4.6.1. Recursos pesqueros

Se analizan en este apartado los principales aspectos (actividades) relacionados con la pesca, tales como caladeros tradicionales, almadrabas y puertos pesqueros. Dichos aspectos se muestran en la siguiente imagen:

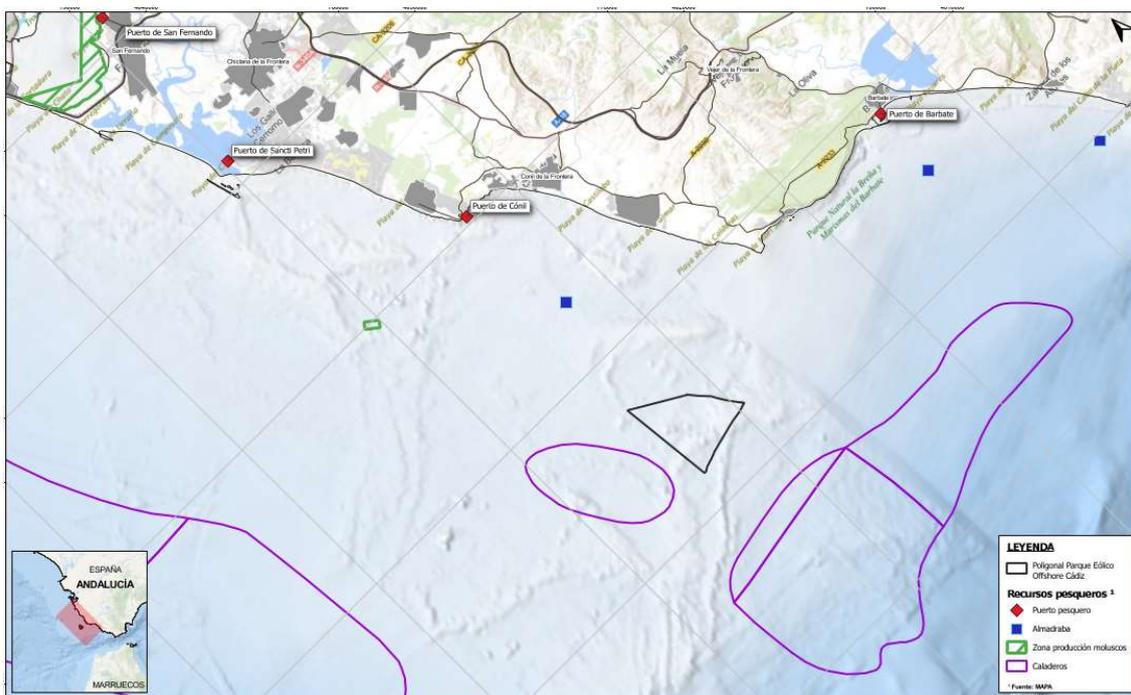


Imagen 37. Recursos pesqueros. Fuente: Elaboración propia (2021).

#### Caladeros tradicionales de pesca:

Los caladeros de pesca son áreas geográficas sujetas a medidas de gestión o conservación singulares según criterios biológicos. Los caladeros inventariados por el Ministerio de Agricultura Pesca y Alimentación (MAPA) en la zona son los que se ha representado en la imagen anterior. Como se puede observar el polígono correspondiente al parque no invade ninguno de estos caladeros.

#### Almadrabas:

Además de estos caladeros mencionados en el punto anterior, la zona tiene un tipo de pesca tradicional que es la almadraba, con más de 2000 años de antigüedad. Esta técnica consiste en la colocación de un laberinto de redes que atrapa al atún rojo cuando hace la migración Atlántico-Mediterráneo siguiendo la costa gaditana. Se trata de un arte pasivo, con una infraestructura fija que se colocan por temporadas en distintos puntos de la costa. En la costa de Cádiz hay cuatro puntos de colocación de almadrabas, Conil, Barbate, Zahara y Tarifa, que representan una cuota conjunta de capturas anuales de 6.107 toneladas, siendo la almadraba

de Barbate la más importante tanto en cuota de capturas como en número de gente a la que emplea. Este sistema de pesca se empieza a desplegar a principios de marzo, la pesca en sí, se produce entre mayo y junio y se termina de recoger a finales de agosto, por lo que los trabajos marinos duran aproximadamente 6 meses.

De las almadras mencionadas, las de Conil, Barbate y Zahara se encuentran en el área de estudio, aunque suficientemente alejadas del polígono del parque como para no interferir en su actividad.

#### **Puertos pesqueros:**

Tal y como indicado al comienzo del capítulo, la economía de la comarca de la Janda (en cuya zona marítima se sitúa el parque) se ha basado de forma importante en la pesca tradicional. El puerto de Barbate es el principal puerto de la comarca y junto con el de Conil de la Frontera, mantienen una importante actividad pesquera. Por dicha razón y pese a que no se ha identificado afecciones importantes del parque eólico en estudio con los caladeros, es de esperar un elevado rechazo social por parte de las cofradías de pescadores a este tipo de proyectos.

#### **4.6.2. Paisaje e impacto visual**

En un estudio de estas características es importante considerar la percepción que se puede tener, a efectos de la alteración del paisaje, sobre la visibilidad de los parques eólicos marinos desde la costa. Debido a la curvatura de la tierra y a la óptica del entorno marino, la visibilidad de los aerogeneradores se reduce con la distancia a la costa; sin embargo es necesario considerar algunos elementos localizados en la franja costera comprendida en el ámbito del estudio, que podrían verse afectados paisajísticamente por la instalación del parque eólico marino:

- Los miradores, como elementos a destacar por el fomento de los valores paisajísticos panorámicos.
- Los observatorios.
- Los senderos que discurren paralelos a la costa que ofrecen vistas panorámicas de la costa.

De entre los miradores localizados en el tramo litoral que abarca la parte terrestre del trabajo, destacar por su elevada exposición visual y espectaculares vistas panorámicas del entorno marino y costero, los miradores de Trafalgar y Torre del Tajo.



**Imagen 38. Impacto visual. Fuente: Elaboración propia (2021).**

De los distintos aspectos analizados en el presente trabajo, este del impacto visual consideramos puede ser uno de los más difíciles de evaluar, debido a la componente subjetiva de cada observador y de la sensibilidad del mismo a la visión de los grandes aerogeneradores en el mar.

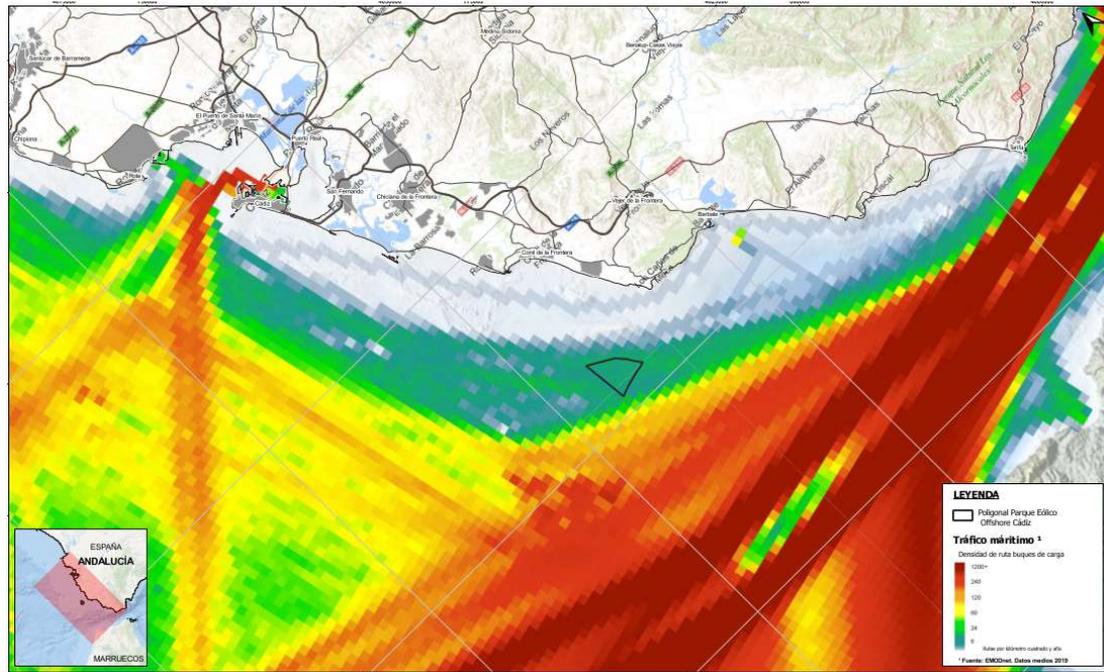
Con el fin de adoptar una posición de equilibrio entre los aspectos de impacto visual desde la costa y la distancia a la misma (implicaciones de profundidad) se ha adoptado el criterio indicado en el Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español que asume un valor mínimo de 8 km de distancia a la costa para la instalación de aerogeneradores en el mar.

#### **4.6.3. Tráfico marítimo**

Para llevar al cabo el estudio de tráfico marítimo en la zona de estudio se ha utilizado como información base los datos aportados por la Red Europea de Observación y Datos Marinos (EMODnet), a partir de datos de notificación de buque- Automatic Identification System (AIS), recogidos por estaciones costeras y satélites.

Para realizar el análisis de las posibles interferencias con el tráfico marítimo se ha evaluado los mapas de densidad de rutas. Este tipo de mapas se obtiene a partir del número de líneas (trayectorias) en un intervalo de tiempo (normalmente un mes o un año). Esta variable se medirá por tanto en “número de rutas por km<sup>2</sup> por mes o año”. La información más actualizada que proporciona EMODnet corresponde al año 2019.

La representación gráfica de densidad de rutas en la zona de estudio es la mostrada en la siguiente imagen:



**Imagen 39. Tráfico marítimo. Fuente: EMODnet (2019).**

A la vista de esta figura, lo primero que se observa es la alta densidad de rutas de tráfico en la zona, asociadas al paso del Estrecho de Gibraltar, una de las zonas más transitadas a nivel mundial, uniendo el Mediterráneo con el Atlántico.

En lo referente a la ubicación del parque, se comprueba que el polígono se encuentra fuera de la zona de alta densidad de las rutas de paso del Estrecho y de las rutas de entrada-salida al puerto de Cádiz. A la vista de los datos proporcionados por EMODnet, el parque se sitúa en una zona cruzada por una densidad baja de rutas de buques de carga (valores del orden de 6-12 rutas por kilómetro cuadrado y año).

Se observa por tanto que la zona definida para el desarrollo del parque no afecta a ninguna vía principal de tránsito de grandes buques; sin embargo tal y como indicado anteriormente al tratar la actividad pesquera, es de esperar interferencias con barcos pesqueros de pequeño tamaño.

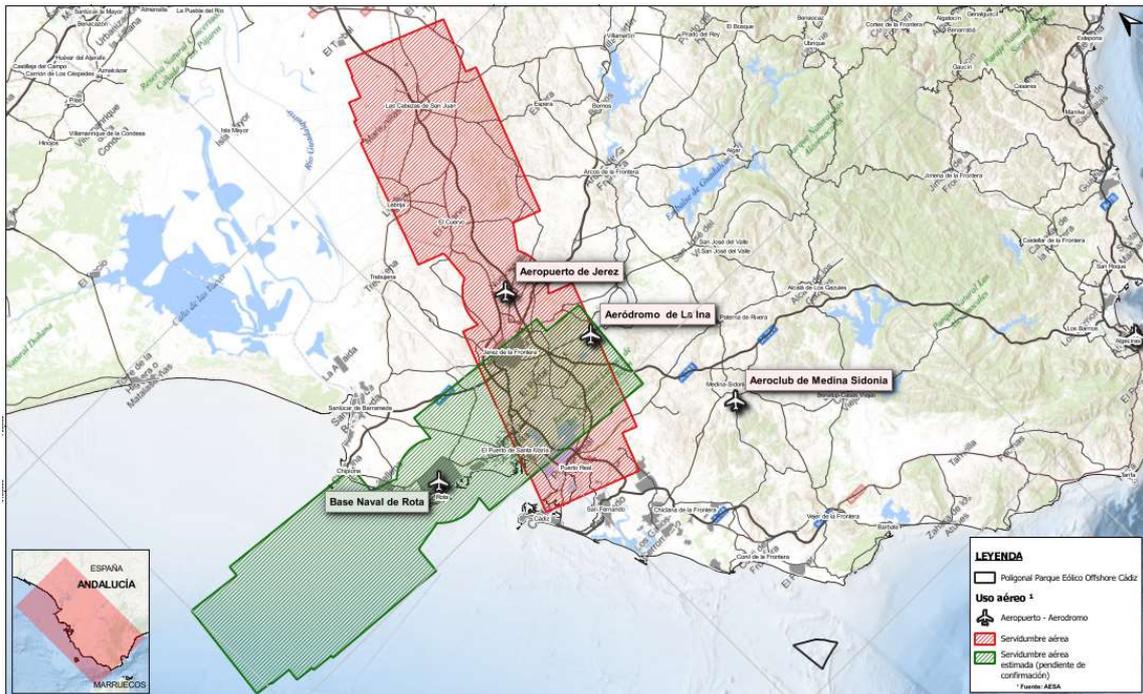
En cualquier caso, señalar que para cumplir con la normativa de seguridad marítima se instalarán dispositivos de señalización tanto diurna como nocturna en los aerogeneradores para advertir de su presencia.

#### **4.6.4. Navegación aérea**

En España, los distintos aspectos relacionados con las servidumbres aeronáuticas y resto de asuntos relacionados con la seguridad aérea, los regula la Agencia Estatal de Seguridad Aérea (AESA) dependiente del Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana (MTMAU). Las instalaciones (aeropuertos y aeródromos) más próximos a la zona de estudio se han obtenido de la información disponible del MTMAU. Dichas instalaciones son:

- Aeródromo de Medina Sidonia
- Aeropuerto de Jerez (Jerez de la Frontera, Cádiz)
- Base Naval de Rota (Rota, Cádiz)

En la siguiente imagen se muestra como las zonas de servidumbre aeronáutica quedan muy alejadas de la zona del parque eólico:



**Imagen 40. Uso aéreo. Fuente: MTMAU.**

En cuanto a los aeródromos, indicar que se encuentran a más 25 km del parque, por lo que se cumple ampliamente las distancias mínimas a sus pistas de despegue y aterrizaje, que es de 2,5 km según la AESA.

#### 4.6.5. Ejercicios militares

En esta sección correspondiente al posible impacto del parque con aspectos de carácter socio-económico, se ha incluido un apartado dedicado a la actividad asociada con ejercicios militares en la zona. Este aspecto adquiere especial importancia por la zona de que se trata (zona estratégica en el eje Baleares-Estrecho-Canarias) y la proximidad a los centros militares de San Fernando y la Base Naval de Rota.

Estas zonas, aunque reservadas permanentemente para ejercicios militares, no son de uso constante, y en la actualidad se desconoce la incompatibilidad que puedan tener con el desarrollo de instalaciones de eólica marina.

En cualquier caso, y como se puede apreciar en la siguiente imagen, a la hora de definir la posición del parque se ha evitado el contacto del polígono del parque con las aéreas reservadas para los ejercicios militares.

Análisis de Viabilidad Económica y Medioambiental de Proyecto de Parque Eólico Marino de 48 MW en la Costa de Cádiz



Imagen 41. Zonas de ejercicios militares. Fuente: Instituto Hidrográfico de la Marina (2021).

# **CAPÍTULO 5. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO**

## **MARINO**

### **5.1. SELECCIÓN DE AEROGENERADORES Y POTENCIA NOMINAL DEL PARQUE**

En el capítulo dedicado a la tecnología eólica se han descrito tanto los tipos de aerogeneradores existentes en la actualidad, como los principales componentes de los mismos. Al igual que ocurre con la eólica terrestre, en el mundo de la eólica marina se utilizan de forma generalizada los aerogeneradores de eje horizontal y tres palas, montados sobre una torre metálica. La torre a su vez se monta sobre la pieza de transición (TP). Debido a las características especiales del medio marino (viento, humedad, salinidad, etc.) los aerogeneradores offshore se diseñan con unos requisitos más exigentes de comportamiento en relación a estos factores ambientales. A modo de ejemplo indicar el alto grado de resistencia a la corrosión que deben cumplir los distintos componentes de la turbina.

Para la selección de la turbina a instalar en el parque se ha seguido el siguiente criterio:

- Debe estar disponible en el mercado.
- Desde el punto de vista de maximizar la producción eólica debe ser una turbina de potencia elevada, pero a su vez ofrecer unos rendimientos elevados compatibles con el recurso eólico de la zona.
- Su tamaño (y por tanto, cargas transmitidas a la cimentación) debe ser compatible con el montaje sobre un monopile en los rangos de profundidad de la zona.

Con este criterio se han analizado los modelos de turbinas offshore ofrecidos al mercado por tres de los principales fabricantes mundiales de turbina (VESTAS, SIEMENS GAMESA y GENERAL ELECTRIC-GE).

De los distintos modelos analizados el que mejor cumple los criterios de selección indicados y mejor se adapta a las características del parque es el modelo de VESTAS V164 - 8.0 MW. Las características principales de esta turbina son las que se indican en la siguiente imagen:

# V164-8.0 MW

## some impressive data

<b>POWER REGULATION</b> pitch regulated with variable speed		<b>ELECTRICAL</b>	
<b>OPERATING DATA</b>		Frequency	50 Hz
Rated power	8.0 MW	Converter type	Full scale converter
Cut-in wind speed	4 m/s	Generator type	Permanent magnet
Operational rotor speed	4.8 - 12.1 rpm	Nominal voltage	33 - 35 and 66 kV
Nominal rotor speed	10.5 rpm	<b>TOWER</b>	
Operational temperature range	-10 - +25°C	Type	Tubular steel tower
Extreme temperature range	-15 - +35°C	Hub heights	Site specific
<b>DESIGN PARAMETERS</b>		<b>BLADE DIMENSIONS</b>	
Wind class	IEC S	Length	80 m
Annual avg. Wind speed	11 m/s	Max. chord	5.4 m
Weibull shape parameter	k 2.2	<b>NACELLE DIMENSIONS (INCL. HUB AND COOLERS)</b>	
Weibull scale parameter	12.4 m/s	Height	8 m
Turbulence intensity	IEC B	Length	20 m
1 year mean wind speed V1 (10 min avg.)	40 m/s	Width	7.5 m
50 year mean wind speed V50 (10 min avg.)	50 m/s	<b>WEIGHTS</b>	
Max inflow angle (vertical)	0°	Nacelle, including hub	390 ± 10% tonnes
Structural design lifetime	25 years	Blade	35 tonnes
<b>ROTOR</b>		Tower	Site dependent
Rotor diameter	164 m		
Swept area	21,124 m <sup>2</sup>		

**Imagen 42. Datos de catálogo V164-8.0 MW. Fuente: VESTAS (2011).**

Como se puede ver en la imagen, esta es una turbina offshore de 8 MW de potencia nominal y 164 m de diámetro de rotor.

Para este tipo y tamaño de turbina, los valores de altura de buje más habituales serían: 110 / 115/ 120 m.

Para el parque en estudio la altura de buje se ha tomado un valor intermedio de 115 m sobre el nivel del mar.

En lo referente al número de turbinas y por tanto a la potencia total a instalar en el parque se ha considerado la instalación de 6 máquinas, lo que resulta en una potencia total de 48 MW. Para la definición de estos valores se han tenido distintos criterios; siendo los más importantes los siguientes:

El desarrollo de la eólica marina en España se encuentra en una fase muy temprana. En la actualidad, no existen parques eólicos offshore operando en aguas territoriales españolas. Únicamente se han instalado con éxito algunos prototipos (como es el caso de proyecto ELICAN de ESTEYCO en la costa de la isla de Gran Canaria).

Por otro lado, la normativa española que actualmente regula la tramitación de solicitudes de instalación de parques eólicos marinos (REAL DECRETO 1028/2007 de 20 de Julio), distingue entre parques de potencia igual o inferior a 50 MW y los de potencia superior a 50 MW (en algunos textos a los primeros se les denomina parques pre-comerciales y a los segundos, comerciales). Para los parques de potencia igual o inferior a 50 MW, los procedimientos administrativos necesarios para la solicitud de instalación se simplifican en muchos de sus requerimientos.

Como argumento adicional, indicar que la proximidad de la zona de instalación con caladeros de pesca y rutas de tráfico marítimo, aconseja el que la superficie en la que se despliega el parque no sea muy extensa.

A la vista de las razones enumeradas anteriormente parece razonable la solución de instalar un parque con un número reducido de máquinas. Teniendo en cuenta la máquina seleccionada de 8 MW, la configuración de  $6 \times 8 \text{ MW} = 48 \text{ MW}$  se considera una buena alternativa.

## **5.2. DESPLIEGUE DE LOS AEROGENERADORES (LAY-OUT)**

Una vez analizados los principales aspectos a tener en cuenta en la definición del parque eólico, a saber:

- Características del medio físico (batimetría, clima marítimo, características del fondo marino, etc.).
- Potenciales interferencias con aspectos ambientales.
- Potenciales interferencias con las actividades y aspectos socio-económicos.
- Tipo, tamaño y número de turbinas a instalar.
- Tipo de cimentación.

Estamos en condiciones de delimitar el polígono en que quedará inscrito el parque e incluso de identificar una solución para el despliegue de los distintos aerogeneradores.

A modo de resumen, como criterio para la definición del polígono se han considerado los siguientes parámetros:

- La velocidad media del viento debe ser superior a los 7,5 m/s (velocidad media anual).
- La profundidad no debe ser superior a los 30-35.
- Los materiales del fondo deben ser compatibles con el hincado de los monopiles.
- Debe quedar fuera de figuras de protección ambiental (RED NATURA 2000)
- Con el objetivo de minimizar el impacto ambiental desde la costa y las posibles interferencias con actividades náuticas y deportivas, se situará a una distancia de la costa superior a 8 km.

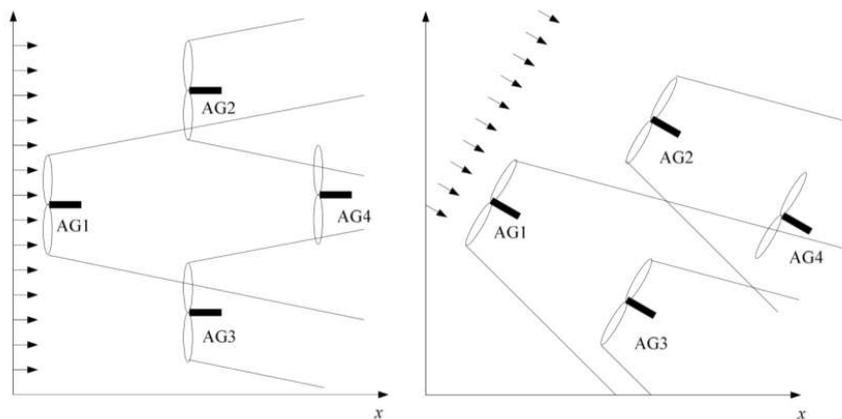
- No debe interferir con las principales rutas de tráfico marítimo (buques de carga).
- No debe interferir con rutas de aproximación a aeropuertos.
- No debe interferir con zonas delimitadas para ejercicios militares.

Finalmente se ha obtenido como hemos ido siguiendo durante el desarrollo de estos puntos el polígono de extensión del parque, sobre el que ahora se decidirá la disposición de los aerogeneradores.

Para realizar una propuesta de despliegue de aerogeneradores (lay-out) es necesario además tener en cuenta dos aspectos adicionales:

- Direccionalidad del viento (rosa de vientos).
- Distancia entre aerogeneradores.

Cuando en el despliegue del parque se disponen varias filas de aerogeneradores, éstos se sitúan siguiendo una distribución a tresbolillo, de forma que se minimicen las pérdidas por efecto estela.



**Imagen 43. Distribución aerogeneradores. Fuente: CIN (2011).**

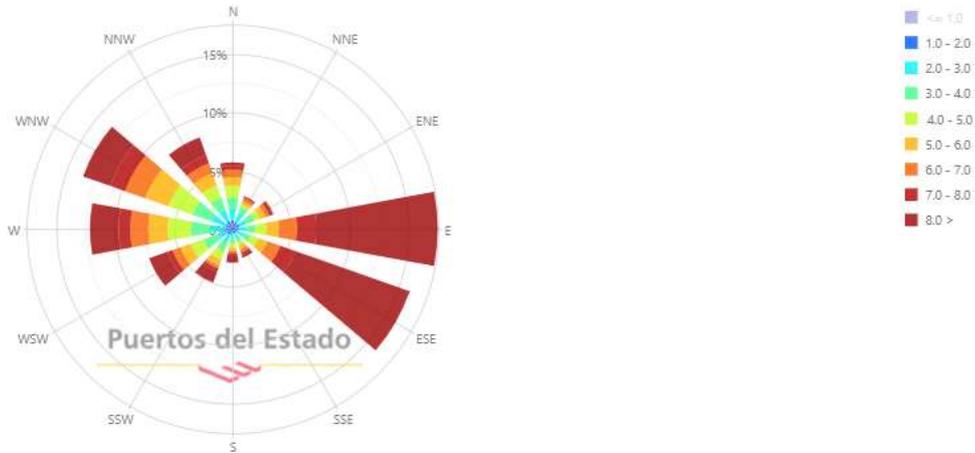
Cuanto más constante sea la dirección en la que sopla el viento (o más correctamente la dirección de procedencia del viento, como se indica en las rosas de viento), menores podrán ser las distancias entre aerogeneradores sin problemas de interferencia eólica entre ellos (efecto de estela).

Generalmente, la distancia entre filas y columnas (utilizando terminología matricial) de un parque eólico se define en función del diámetro del rotor de la turbina; además al estar situadas en el mar, las distancias a considerar serán mayores que en tierra ya que se trata de una superficie con muy baja rugosidad por lo que la estela tendrá mayor longitud.

Aunque no existen reglas concretas sobre cuáles deben ser estas distancias, sí existe cierta coincidencia entre fuentes la hora de indicar los rangos para estas distancias. Así para la distancia entre aerogeneradores de una misma fila debe ser del orden de 3 a 6 veces el diámetro de su rotor y la distancia entre filas de aerogeneradores entre 7 y 10 veces el diámetro de rotor (siendo según indicado un factor importante la direccionalidad del viento en la zona de instalación del parque).

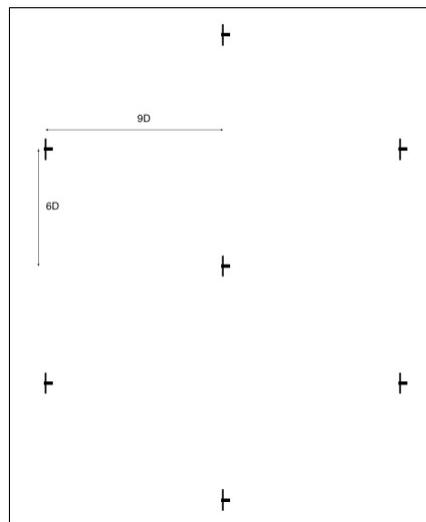
Tal y como indicado al analizar el viento en la zona, la rosa de vientos es la siguiente:

Rosa de Velocidad Media (m/s) para Viento - Punto SIMAR 6024024  
Periodo: 2017 - 2021 - Eficacia: 96.91%



**Imagen 44. Rosa de velocidad media para viento. Fuente: Puertos del Estado.**

Con esta información y siguiendo las recomendaciones de la consultora BVG Associates, tomaremos una separación de 9 diámetros en la dirección predominante y de 6 diámetros en la dirección perpendicular, siguiendo el siguiente esquema:

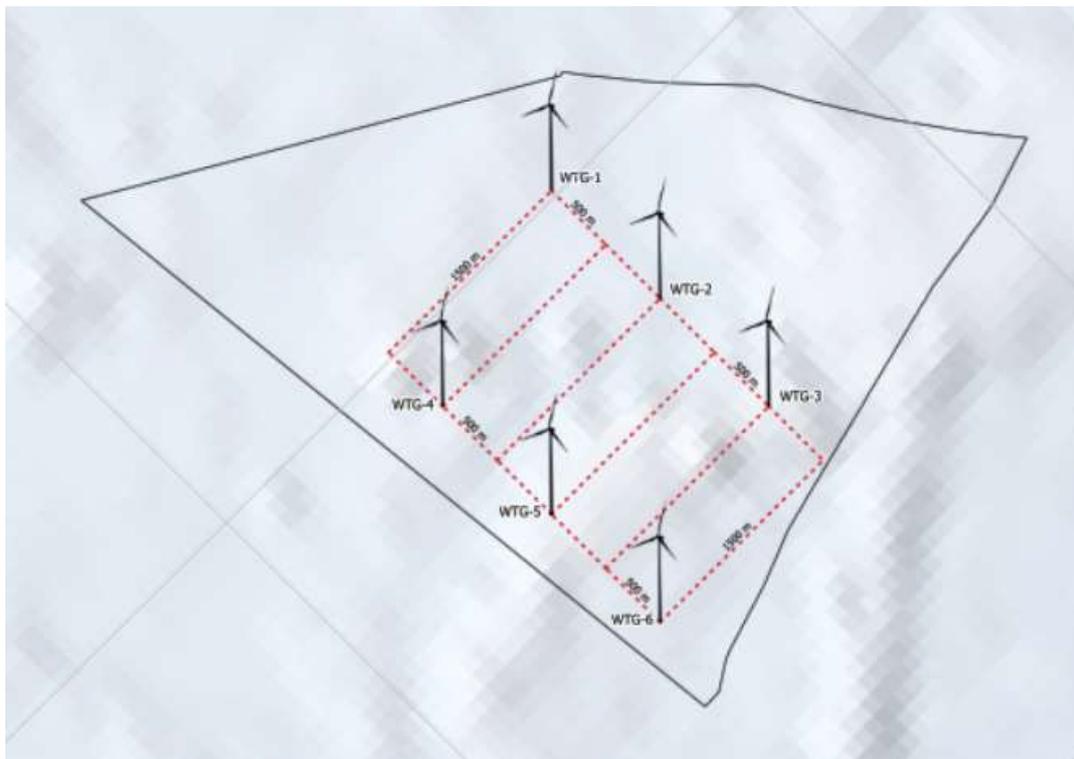


**Imagen 45. Separación aerogeneradores. Fuente: CIN (2011).**

Con estos valores y teniendo en cuenta el diámetro de la turbina, obtenemos los siguientes valores de separación entre máquinas:

- Diámetro turbina:  $D = 164 \text{ m}$
- Distancia entre filas ( $9D$ ) =  $1.476 \text{ m}$
- Distancia entre columnas ( $6D$ ) =  $948 \text{ m}$

Teniendo en cuenta todos estos factores se ha diseñado el siguiente despliegue (lay-out) de aerogeneradores:



**Imagen 46. Despliegue de aerogeneradores (Lay-Out). Fuente: Elaboración propia (2021).**

Las coordenadas de cada una de las 6 turbinas del parque se presentan en la siguiente tabla:

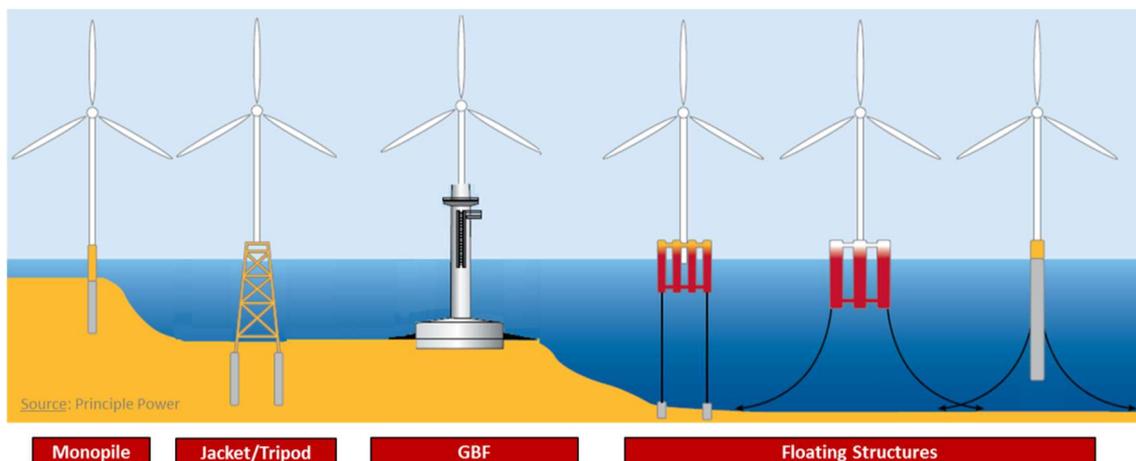
TURBINA	X	Y
WTG-1	758034,008	4005042,051
WTG-2	758034,004	4004042,209
WTG-3	758033,987	4003042,365
WTG-4	756534,257	4004542,136
WTG-5	756534,246	4003542,312
WTG-6	756534,223	4002542,489

**Tabla 5. Coordenadas aerogeneradores ETRS89 H29. Fuente: Elaboración propia (2021).**

### 5.3. SOLUCIÓN TÉCNICA PARA LA CIMENTACIÓN:

En el capítulo dedicado a la descripción de la tecnología eólica, se realizó una breve introducción al tema de las cimentaciones. En este punto desarrollaremos la solución técnica más favorable para el caso del parque eólico en estudio.

A modo de recordatorio, los diferentes tipos de cimentaciones offshore se incluyen en la siguiente figura:



**Imagen 47. Tipos de cimentación offshore. Fuente: Principle Power.**

De todas ellas la solución del monopilote es la que se ha utilizado de una forma más generalizada y ello se ha debido fundamentalmente a dos razones. La primera de ellas es que, hasta la fecha, el gran desarrollo de la eólica marina se ha producido en la zona norte de Europa, caracterizada por una extensa plataforma continental. La segunda circunstancia ha sido el tamaño de turbinas utilizado que en la mayoría de los casos no ha superado los 3-4 MW.

Además, la solución del monopilote presenta grandes ventajas debido a su simplicidad de formas, la utilización relativamente reducida de material y su reducido coste de fabricación. La aparición de monopilotes XL, de mayor tamaño, para adaptarse a mayores profundidades y mayores tamaños de turbinas, le permiten continuar siendo la referencia para suelos arenosos.

Por todas las razones anteriores el monopilote es el tipo de solución técnica elegida para la cimentación de los aerogeneradores en el ámbito del presente trabajo y por dicha razón centraremos el estudio en este tipo de cimentación.

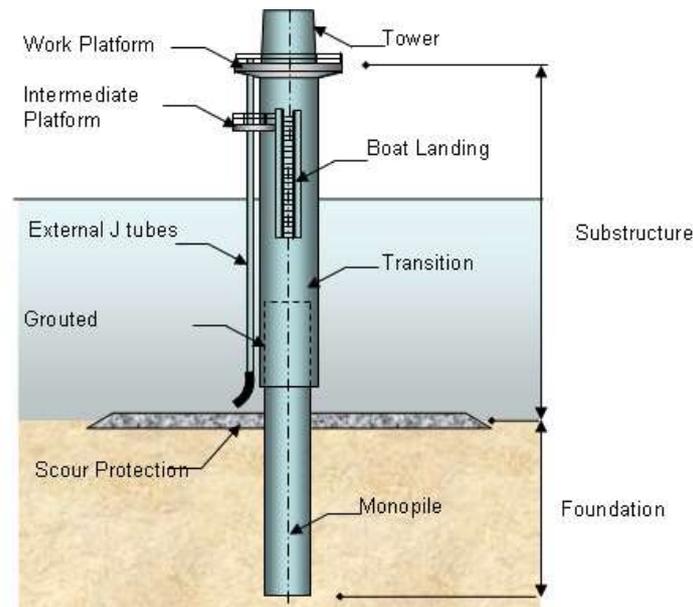
### 5.3.1. Cimentación monopilote

Las cimentaciones del tipo monopilote (monopile) se han utilizado tanto en el campo del Oil&Gas, como en el de la Eólica Marina, durante décadas. En la actualidad es el tipo de estructura soporte más común en la eólica offshore, representando aproximadamente el 75 % de las cimentaciones de aerogeneradores offshore instalados hasta la fecha. Tal y como indicado en los párrafos anteriores, dicha circunstancia está altamente asociada al desarrollo de la eólica marina en el Mar del Norte.

Este tipo de cimentación ha demostrado ser una solución eficiente en condiciones adecuadas de suelo y en profundidades de agua de hasta 35 metros. Los pilotes resisten la carga lateral del viento y las olas (y los momentos resultantes) movilizando las presiones horizontales de la tierra en suelos competentes y cercanos a la superficie. Es una técnica de cimentación adecuada para suelos (fondo marino) de tipo arenoso; aunque en algunos casos se ha utilizado para suelos de tipo rocoso.

La estructura completa de este tipo de cimentación consiste en tubo cilíndrico de acero de gran diámetro y paredes gruesas (pile), hincado en el lecho marino (mediante técnicas de martilleo o vibración) y una pieza de transición (transition piece), comúnmente llamada TP, que se instala

sobre el pilote y se conecta al mismo mediante la inyección de mortero de alta resistencia (grout). Sobre la pieza de transición se instala la torre del aerogenerador.



**Imagen 48. Componentes cimentación tipo monopilote. Fuente: ScienceDirect (2017).**

Como consecuencia del tamaño (diámetro) de los tubos y de las cargas aplicadas, este tipo de cimentación precisa de un sistema de protección contra la socavación, que se estima normalmente en 2,5 veces el diámetro del tubo. Este sistema suele estar compuesto por rocas o geotextiles, montados alrededor de la circunferencia del pilote.

Las referencias de turbinas de gran capacidad (por encima de 10 MW), instaladas sobre monopiles y en profundidades superiores a 30 metros, son escasas. Por dicha razón no se dispone de información precisa sobre las dimensiones de monopiles de estas características. Por otro lado, debido a las características y alcance del presente trabajo, no se han realizado cálculos estructurales específicos para dimensionar los pilotes que podrían instalarse en un parque marino de las características del parque en estudio.

No obstante, lo anterior, y con el objeto de que sirva como guía en esta parte del estudio y poder realizar un pre-dimensionamiento del monopile, se han tomado como referencia los siguientes documentos:

- Estudio publicado por la Universidad de Strathclyde (Glasgow) sobre el tema de los procedimientos de construcción de monopiles XL.
- Artículo "Monopiles in Offshore Wind: Preliminary estimate of main dimensions", autores Vicente Negro y otros. Publicado por la Universidad Politécnica de Madrid.

Las características requeridas en el monopilote, desde un punto de vista geométrico y estructural, dependen fundamentalmente del tamaño y tipo de turbina (cargas transmitidas por la turbina), de la profundidad y naturaleza del fondo, y de las acciones meteoceanicas (olas y corrientes) en la zona de instalación.

Para dar solución técnica ante el reto de mayores profundidades y mayor potencia unitaria de los aerogeneradores, se plantean los llamados pilotes XL. Con esta denominación se hace referencia a pilotes con diámetros por encima de los 7 metros.

Tal y como indicado anteriormente, para disponer de una idea inicial sobre las dimensiones de los monopilotes, se utilizará la información presentada en el estudio de la Universidad de Strathclyde (Glasgow), realizado para una turbina de 8 MW. Para esta turbina y unas condiciones metoceanicas típicas del Mar del Norte, los resultados del estudio son los indicados en la siguiente tabla:

8 MW TURBINE					
Water depth [m]	Embedded length [m]	Total length [m]	Diameter (in soil) [m]	Thickness (in soil) [mm]	Weight [t]
15	25	40.0	9.0	100	841.0
20	27	47.0	9.0	105	1011.5
25	29	54.0	9.0	110	1186.4
30	30	60.0	9.0	110	1308.0
35	33	68.0	9.0	110	1477.7
40	39	79.0	9.0	110	1719.8
45	42	87.0	9.0	125	2155.4
50	50	100.0	9.0	140	2743.3

**Tabla 6. Dimensiones monopilote para turbinas de 8 MW. Fuente: University of Strathclyde (2015).**

A la vista de esta información se observa que, para una turbina de 8 MW y para el rango de profundidades entre 15 y 50 metros de profundidad, se requieren monopiles de 9 metros de diámetro, con espesores que varían entre los 100 y 140 mm y con longitudes de hincado entre 25 y 50 m. La tabla ofrece también datos para el peso de los pilotes.

#### 5.4. CONEXIÓN ELÉCTRICA. PUNTO DE ACCESO Y CONEXIÓN A LA RED

Los aspectos generales relativos a la infraestructura eléctrica de un parque eólico marino se han descrito en el apartado correspondiente a la tecnología offshore. En esta parte del trabajo se describirán las principales características del sistema eléctrico aplicado al caso concreto del parque en estudio. En primer lugar, se realizará el cálculo de intensidad admisible para determinar las diferentes secciones del cable.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi}$$

Tras un estudio de los principales fabricantes de cables submarinos se opta por ABB, del que disponemos del siguiente catálogo para determinar las secciones:

10-90 kV XLPE 3-core cables		
Cross section mm <sup>2</sup>	Copper conductor	Aluminium conductor
	A	A
95	300	235
120	340	265
150	375	300
185	420	335
240	480	385
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600



**Imagen 49. Conductores XLPE de 3 núcleos. Fuente: ABB (2010).**

## Análisis de Viabilidad Económica y Medioambiental de Proyecto de Parque Eólico Marino de 48 MW en la Costa de Cádiz

Con los datos anteriores y aplicando un coeficiente de mayoración de 15% debido a pérdidas, se obtienen las siguientes secciones para cables XLPE con conductor de Al:

P (kW)	I (A)	I+ (A)	Cross section (mm <sup>2</sup> )
8.000	77,76	89,42	95
16.000	155,52	178,84	95
24.000	233,27	268,26	150
32.000	311,03	357,69	240
40.000	388,79	447,11	400
48.000	466,55	536,53	500

**Tabla 7. Intensidades admisibles y secciones XLPE. Fuente: Elaboración propia (2021).**

### 5.4.1. Conexión entre aerogeneradores (Inter-Array)

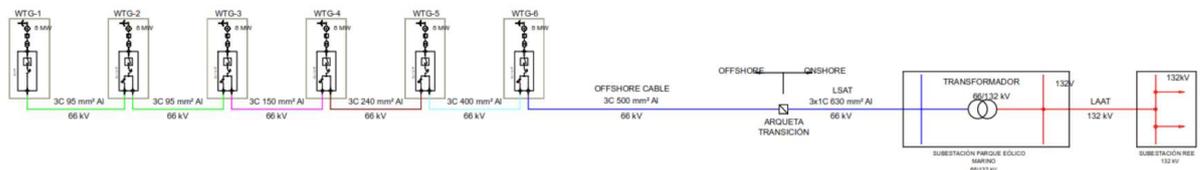
El parque eólico planteado está formado por 6 turbinas de 8 MW, sumando una potencia total instalada en el parque de 48 MW.

Los aerogeneradores y los cables de interconexión operarán en corriente alterna a 66 kV-50 Hz.

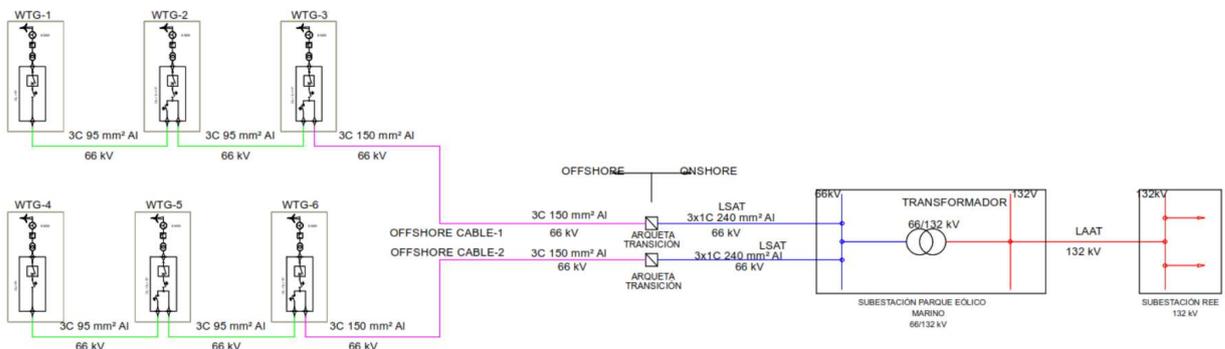
A la vista del lay-out acordado, se plantean dos alternativas para realizar la interconexión eléctrica entre aerogeneradores:

- Alternativa A: Interconexión de los 6 aerogeneradores en un único circuito.
- Alternativa B: Interconexión mediante 2 circuitos de 3 aerogeneradores cada uno.

Estas alternativas de conexión se muestran de forma gráfica en las siguientes figuras (diagramas unifilares):



**Imagen 50. Esquema unifilar - Alternativa A. Fuente: Elaboración propia (2021).**



**Imagen 51. Esquema unifilar - Alternativa B. Fuente: Elaboración propia (2021).**

Cada una de las dos alternativas presenta ventajas e inconvenientes. Los más importantes son:

**Alternativa A:**

- Al conectar todas las turbinas en un único circuito se reduce la longitud de cable, ya que la evacuación a tierra se realiza mediante un único cable. Dicha situación implica un considerable ahorro económico tanto en el precio del cable, como en las labores de instalación en el mar (como veremos más adelante se realiza con medios especiales / buques cableros).
- Por el contrario, al ir aumentando la potencia eléctrica a transmitir, según vamos incorporando aerogeneradores al circuito, se requieren equipos eléctricos (celdas de interconexión) y cables eléctricos de mayor tamaño (sección).
- Desde el punto de vista de la fiabilidad de la instalación, la configuración de circuito único presenta el problema de que, en caso de fallo en la línea, la probabilidad de dejar el parque sin una parte importante de generadores conectados es mayor. A modo de ejemplo indicar que, en el caso más desfavorable de un fallo en la línea de evacuación a tierra, se quedaría todo el parque sin posibilidad de conexión a la subestación de tierra.

**Alternativa B:**

En contraposición a las ventajas / inconvenientes descritos para la Alternativa A, la B presenta las siguientes características:

- Longitudes de cable mayores, ya que la evacuación a tierra se realiza mediante 2 cables.
- La potencia a transmitir por cada circuito es menor, por lo que los equipos eléctricos (celdas de interconexión) y cables eléctricos podrán ser de menor tamaño.
- Mayor fiabilidad en la operación del parque. En el caso más desfavorable de un fallo en una de las líneas de evacuación, la mitad del parque (24 MW) podría seguir conectado a la red.

La elección de una alternativa u otra será el resultado de un análisis detallado de gestión de riesgos para distintos escenarios de fallo; en el que se analizarán tanto los aspectos asociados a los costes de instalación, como los costes asociados a la no-producción a causa de fallos en las líneas eléctricas.

**5.4.2. Línea de evacuación a tierra**

En parques eólicos de gran tamaño y situados a grandes distancias de la costa, las turbinas se conectan a una subestación intermedia, situada en posición offshore, en la que se ajusta (eleva) el voltaje, para minimizar las pérdidas en la transmisión y en la que se localizan los equipos necesarios para la compensación de potencia reactiva. El voltaje depende de la distancia a la costa y de la potencia nominal del parque.

En el caso del parque eólico en estudio, debido a la reducida potencia y a estar situado próximo a la costa, no es necesario instalar una subestación intermedia de elevación (subestación offshore). En este caso la línea o líneas de evacuación a tierra son las líneas submarinas que conectan el último de los aerogeneradores del circuito con la subestación situada en tierra.

Tanto en el caso de las líneas de interconexión (red colectora) con el caso de la línea o líneas de evacuación, al tratarse de cables submarinos, éstas se configuran mediante cables tripolares.

Como hemos visto en el cálculo anterior y en los diagramas unifilares se utilizarán cables del tipo XLPE con conductor de aluminio de diferentes secciones.

### 5.4.3. Subestaciones: conexión y acceso a la red

Una vez realizado el trayecto submarino, el cable conectará a la correspondiente arqueta de transición (situada en tierra), en la que realizará el cambio de configuración offshore (cable marino tripolar) a configuración onshore (3 cables monopolares). Un dibujo esquemático de una arqueta de este tipo se representa en la siguiente figura:

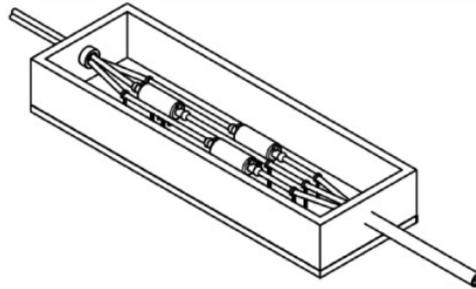


Imagen 52. Esquema arqueta de transición. Fuente: CIN (2011).

Una vez la línea o líneas se han entrado en la parte terrestre, viajarán mediante una línea soterrada hasta conectar a la subestación propia del parque eólico marino (Subestación Parque Eólico Cádiz) en la que se realizará el “salto” de tensión (66/132 kV). Desde esta subestación, mediante una línea eléctrica aérea de alta tensión, se realizará la conexión a la subestación más próxima de la red de transporte (operada por Red Eléctrica de España - REE).

En la siguiente imagen se indican las subestaciones eléctricas más próximas a la posición del parque eólico marino. A la vista de este plano, las subestaciones de Parralejo o la de El Gallego podrían ser (caso de disponer de capacidad de acceso) los puntos de conexión a la red.



Imagen 53. Interconexión, líneas de evacuación y subestaciones. Fuente: Google Earth.

# **CAPÍTULO 6. PROCESO CONSTRUCTIVO. CADENA LOGÍSTICA (SUPPLY CHAIN)**

## **6.1. PROCESO CONSTRUCTIVO**

El proceso de construcción/instalación de una cimentación fija (tipo monopile) se puede dividir en las siguientes fases:

- Fase 1: Construcción de los pilotes y piezas de transición
- Fase 2: Transporte e hincado de los pilotes
- Fase 3: Instalación de la pieza de transición.
- Fase 4: Instalación del aerogenerador.
- Fase 5: Instalación de la protección contra la socavación (scour protection).
- Fase 6: Instalación de la línea de evacuación.

A continuación, se desarrollan las fases listadas anteriormente.

### **Fase 1: Construcción de los pilotes y piezas de transición**

El proceso constructivo de ambos elementos es relativamente sencillo al tratarse esencialmente de tubos de acero. A la factoría llegan placas de acero que son curvadas con rodillos especiales creando un cilindro sin tapas tras soldar la costura longitudinal de cierre del tubo. Cada uno de estos cilindros es una sección del tubo que luego se compondrá soldando las distintas secciones. La producción de piezas de transición es algo más compleja al tener espesores de acero mayores, tener que acoplarle los sistemas de acceso y de fijación al pilote, y ser recubiertas con pinturas anticorrosión.



**Imagen 54. Proceso de curvado de placas para formar secciones. Fuente: Sif Group.**

## Fase 2: Transporte e hincado de pilotes

Una vez dispuestos los monopilotes en la zona portuaria, es necesario trasportarlos hasta la zona de instalación. Es importante indicar que para una turbina de 8 MW instalada en profundidades de entre 30 y 50 m, los tubos tendrán diámetros del orden de 9 m y longitudes en el rango de 60-100 m. Dichas dimensiones implican pesos de pilote del orden de 1.300-2.700 toneladas.



**Imagen 55. Transporte del monopilote para su carga en barco. Fuente: Sif Group.**

El manejo de elementos de estos tamaños/peso durante las operaciones de carga (load-out), transporte e instalación requiere de medios (equipos) marítimos del muy altas prestaciones, tales como Jack-ups o heavy lift vessels de gran capacidad. Además, la instalación de pilotes en zonas cada vez más profundas, requiere medios marítimos con gran capacidad de operativa.

Debido a que el desarrollo de turbinas offshore con potencias por encima de los 8 MW es muy reciente, la existencia en el mercado de medio marítimos de muy altas prestaciones es limitada (los proyectos para construcción de estos artefactos se han desarrollado a remolque de los nuevos desarrollos de turbinas). Esta situación motiva que la disponibilidad de dichos medios es la actualidad sea también limitada.

Para los trabajos offshore, tanto de instalación del monopilote como del propio aerogenerador, es necesario reducir al máximo los movimientos del barco o plataforma de trabajo. Para conseguir dicho objetivo los buques y artefactos utilizados disponen de patas (legs) que se apoyan en el fondo del mar y mediante un sistema hidráulico de gran capacidad elevan el casco del artefacto consiguiendo eliminar el movimiento relativo entre éste y el fondo (sistema JACK-UP).

En la siguiente imagen se muestra uno de los mayores barcos disponibles en la flota mundial (buque Jack-up "INNOVATION" de la empresa DEME):



**Imagen 56. Barco de instalación offshore “Innovation”. Fuente DEME-fleet.**

La instalación del monopilote consiste en el hincado del pile en el fondo marino. Esta operación de hincado se realiza utilizando distintas técnicas, siendo las más frecuentes el martilleo y el vibro-hincado. Dicha operación se realiza con el correspondiente útil o herramienta (martillo o vibro-hincador) operado con los medios de izado del barco. La técnica concreta a utilizar en cada caso dependerá de distintos factores, tales como el diámetro del pile, la profundidad de hincado y las características del fondo marino.

El hincado de monopilotes se ha utilizado de forma generalizada en suelos del tipo arenoso y sin roca; aunque más recientemente se han instalado en suelos rocosos mediante el uso de equipos especiales de barrenado (drilling). Es importante indicar que el mayor grado de complejidad de las operaciones de barrenado implica una menor disponibilidad de medios y un mayor coste de la instalación.

Actualmente, y como una alternativa al hincado mediante hammer, se utiliza la técnica de vibro-hincado con la que se consigue la instalación del monopile en terrenos más duros (menor componente de arenas y mayor de roca).

En las siguientes figuras se muestran algunos ejemplos de equipos de hincado:



**Imagen 57. Izqda: hincado de pilotes mediante hammer. Dcha: vibrohincado. Fuente: Gemini (2015).**

### Fase 3: Instalación de la pieza de transición (TP)

Una vez instalado el monopilote, se procede a la instalación de la pieza de transición sobre el mismo.

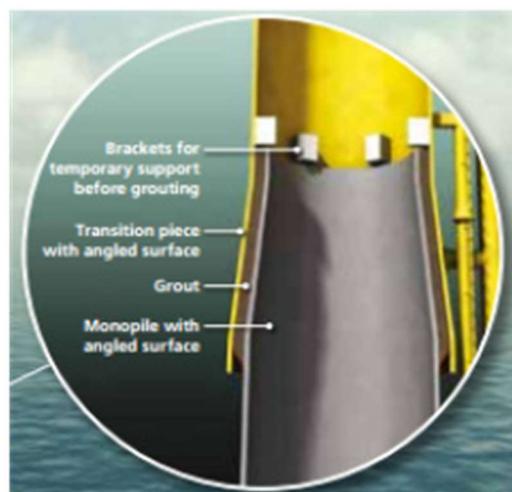
La pieza de transición cumple distintas funciones en el conjunto de la cimentación del aerogenerador. La pieza de transición cumple la función de incorporar los elementos para acceso y mantenimiento (boat landing, work platform) y los J-tube (tubos para conducir el cable eléctrico desde el fondo marino).

Para el transporte e instalación de las TPs se utiliza el mismo barco que para los monopiles, aunque las dimensiones y peso son sensiblemente más reducidos que los de los pilos.



**Imagen 58. Instalación pieza transición. Fuente: Norther (2019).**

El conjunto monopile y TP están diseñados de forma conjunta para poder realizar el montaje de forma que se compense la posible no-verticalidad resultante en el proceso de hincado del pilote. Para facilitar este montaje, el pilote en su parte superior y la TP en la zona inferior tienen forma cónica.



**Imagen 59. Detalle pieza de transición. Fuente: Renewable Energy Focus (2011).**

Una vez se ha realizado el correcto posicionado de la TP sobre el monopilote se procede al relleno de la zona de contacto con mortero de alta resistencia (grout).

#### **Fase 4: Instalación del aerogenerador**

En la parte superior de la TP se sitúa la plataforma de trabajo (working deck). Esta cubierta o plataforma de trabajo está preparada para el montaje de la torre del aerogenerador (normalmente por medio de un sistema de doble brida y pernos).

El montaje de los distintos componentes del aerogenerador se realiza siguiendo una secuencia similar a como se realiza el montaje en los generadores onshore, con las diferencias que impone al proceso la operativa marítima. Al igual que para la instalación del monopilote, se requiere un medio marítimo de gran capacidad que pueda elevar cargas pesadas a gran altura y que no esté sometido a los movimientos del mar (embarcaciones que puedan trabajar en modo Jack-up). Para el transporte de los componentes desde el puerto base hasta el punto de instalación, puede utilizarse o el mismo medio de instalación o una embarcación auxiliar (feeder) que posiciona los componentes en el radio de alcance de las grúas del jack-up de montaje. Debido a las grandes dimensiones de las palas y al limitado espacio disponible en las embarcaciones, el rotor es transportado y montado pala a pala.

El proceso de instalación solo puede realizarse con buenas condiciones de viento y mar debido al alto nivel de precisión requerido para el ensamblaje de los distintos componentes del aerogenerador.

Por lo demás, tal y como indicado, el procedimiento de montaje sigue un esquema similar a los montajes en tierra: se montan la torre (en una única o como máximo 2 secciones), después la nacelle, a continuación el buje y finalmente cada una de las tres palas.

Todas las operaciones de montaje siguen la máxima de intentar reducir al máximo el número y complejidad de las operaciones realizadas en posición off-shore.



**Imagen 60. Instalación componentes aerogenerador. Fuente: MPI Offshore (2018).**

### **Fase 5: Instalación de la protección contra la socavación (scour protection)**

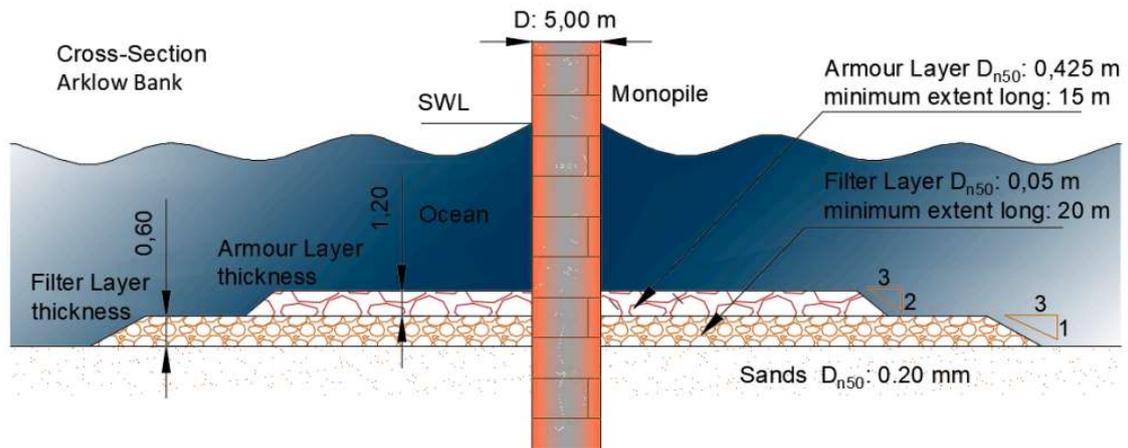
Una vez hincado el monopile en el fondo marino, uno de los efectos de mayor importancia (se produce durante toda la vida de la instalación) es el fenómeno de la socavación (scouring). Debido al tamaño del monopilote, el campo de velocidades aumenta localmente alrededor del pilote, lo que se traduce en un mayor transporte de sedimentos y en la erosión de la zona alrededor del pilote. El impacto físico local de este proceso aumentará entonces el desgaste del lecho marino que lo rodea. Esta pérdida de material alrededor del pilote, genera en el medio y largo plazo una pérdida en las características del empotramiento entre terreno y pilote.

La probabilidad de que se requiera protección contra la socavación para los monopilotes XL es alta. La profundidad de la socavación no tratada se estima en 1,38 veces mayor que el diámetro del monopilote. A pesar de las investigaciones realizadas, especialmente en la industria del petróleo y el gas, sigue habiendo un alto grado de incertidumbre en cuanto a la forma de estimar la socavación.

Existen distintos métodos de reducir el fenómeno de la socavación, como por ejemplo el uso de asfalto, los colchones de hormigón, o las alfombras de goma. Sin embargo, la mayoría de ellos requieren muchos trabajos en el punto de instalación. El método más rentable es el vertido de roca triturada. En algunos casos se necesitan varias capas de roca para evitar que las partículas más pequeñas sean arrastradas de entre las rocas más grandes. Una forma de realizar este tipo de vertidos se representa en la siguiente figura:



**Imagen 61. Vertido escollera para protección anti-socavación. Fuente: ScienceDirect (2017).**



**Imagen 62. Esquema de dimensiones de la protección anti-socavación. Fuente: ScienceDirect (2017).**

### Fase 6: Instalación de la línea de evacuación

La instalación de la línea de evacuación consta de distintas operaciones, teniendo dos de ellas una mayor importancia, la conexión a tierra y el tendido del cable submarino.

Es en la interfaz tierra-mar donde empieza toda la instalación de la línea de evacuación. Desde tierra con un molinete y usando un cable guía, se tira del cable estibado en el buque, dejando un remanente para poder hacer la operación de conexión sin tener que volver a tirar del cable. Existen dos vías para llevar el cable desde el buque hasta la arqueta de transición, uno a través de un tubo horizontal excavado e instalado desde tierra que se extiende por los primeros tramos offshore, el cable guía iría a través de este tubo y tiraría del cable estibado a través del conducto hasta la arqueta de conexión. El otro método consiste en extender el cable sobre la playa con el mismo método del molinete, y abrir una zanja en la que se colocará el cable para luego ser enterrado.

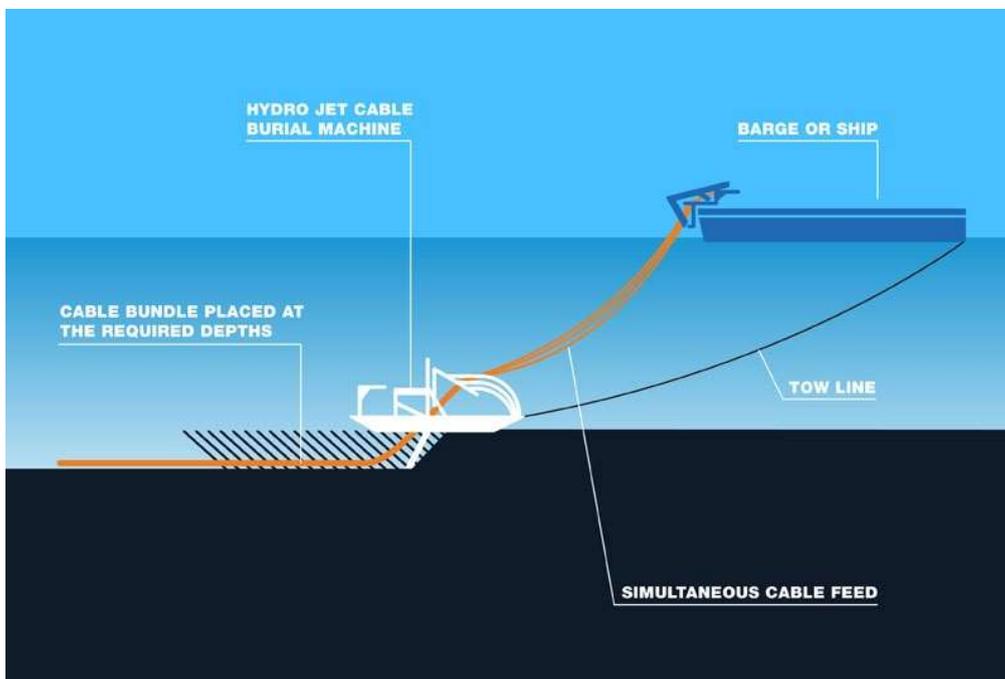


**Imagen 63. Vista aérea buque cableero. Fuente: Jochem Tax (2019).**



**Imagen 64. Inicio tendido línea de evacuación, interfaz tierra-mar. Fuente: Gemini (2015).**

Respecto al tendido del cable eléctrico submarino, se trata de una operación compleja que requerirá de medios marinos especializados en estas tareas. Teniendo en cuenta el tipo de suelo y la profundidad del lecho marino se estudiará el sistema de tendido de cable más apropiado. A modo de esquema, se indica en la siguiente figura como es el proceso clásico de tendido del cable y el tipo de medios marítimos empleados para el tendido del cable en fondos marinos.



**Imagen 65. Instalación de la línea de evacuación. Hudson Project (2013).**

Como se ve en la figura, esta operación se realiza con un buque cablero (en el que va estibado el cable). El buque remolca un equipo que realiza una doble función, por un lado abre una zanja

en el fondo y por otro ayuda de apoyar el cable en la misma zanja aliviando lo mayor posible de cargas al cable. En función del tipo de cable, su longitud y el fondo, este procedimiento es suficiente para proteger el cable, pero en ocasiones hace falta añadir cierta cantidad de material por encima para darle la protección necesaria.

En el caso de la zona del Golfo de Cádiz no se han detectado afloramientos rocosos, por lo tanto no será necesario emplear otro tipo de soluciones que permitan abrir la zanja en medios rocosos o dejar tendido el cable sobre la propia roca.

## **6.2. ESTUDIO PRELIMINAR SUPPLY CHAIN E INSTALACIÓN**

Uno de los aspectos fundamentales a la hora de desarrollar un parque eólico es la cadena logística y la proximidad a grandes centros de producción y almacenamiento de los componentes que forman el parque eólico.

Debido a las dimensiones/pesos de los elementos a manipular (fabricación, transporte, instalación) estos trabajos deberán realizarse en puertos con instalaciones de gran capacidad (diques secos, grúas, etc.), situados lo más próximo posible a la ubicación del parque. Una de las principales ventajas que presenta el desarrollo de la eólica marina en el Golfo de Cádiz es que esta región es un importante hub de construcción naval con experiencia en industria offshore.

Se describen a continuación las principales instalaciones industriales y navales en la bahía de Cádiz:

### **Bahía de Cádiz: Puerto Real y NAVANTIA.**

Las instalaciones de construcción naval en la Bahía de Cádiz han sido pioneras a nivel español y mundial en la industria de offshore. Por ejemplo, en las instalaciones de NAVANTIA se construyeron en la Bahía de Cádiz las cinco estructuras flotantes tipo SPAR que componen Hywind Scotland Pilot Park, el primer parque flotante del mundo. Aunque tradicionalmente, las instalaciones de Bahía de Cádiz han estado más centradas en el desarrollo de subestaciones offshore. Dentro de la misma bahía de Cádiz se encuentran grandes astilleros como los de NAVANTIA o Dragados Offshore.

Esto es ejemplo de que la Bahía de Cádiz podría convertirse en el punto de construcción y/o de almacenamiento. Se ha de considerar que en el caso del parque en estudio la distancia para zona de almacenamiento estaría algo lejana.

Las instalaciones de NAVANTIA en la Bahía de Cádiz constan de dos astilleros de construcción (Puerto Real y San Fernando), dos de reparación (Cádiz y San Fernando) y dos instalaciones auxiliares con talleres, explanadas y centros de oficinas (Rota y San Fernando). Estas son algunas de sus principales características del astillero de Puerto Real, el más grande de la compañía y donde además de las estructuras flotantes se han construido subestaciones offshore:

- Máxima Capacidad de elevación: 1200 Tm.
- Dique seco: 1 dique seco de 500 m. x 100 m.
- Grúas y Pórtico:
  - 2 grúa pórtico de 112 m alto x 175 m ancho.

- 7 grúas
  - 2 de 100 Tm
  - 3 de 16,5 Tm
  - 2 de 15 Tm
- Área de fabricación: 296.600 m<sup>2</sup>
  - Taller de acero: 64.284 m<sup>2</sup>
  - Pre-fabricación: 47.600 m<sup>2</sup>
  - Pre-montaje: 50.000 m<sup>2</sup>
  - Taller de tubos: 8.350 m<sup>2</sup>
  - Cabina de pintura: 5.530 m<sup>2</sup>

La amplitud de espacios y los medios de gran capacidad que requiere la construcción de estas grandes estructuras, es lo que convierte las instalaciones de NAVANTIA como un perfecto centro industrial y logístico para la construcción del parque eólico marino.



**Imagen 66. Vista aérea parcial del dique seco del astillero de Puerto Real. Fuente: NAVANTIA.**

La imagen anterior muestra los jackets y subestación offshore construidos en el astillero de Puerto Real para el parque marino de Wiking, en Alemania.



**Imagen 67. Ubicación instalaciones en la Bahía de Cádiz. Fuente: Google Earth.**

En el caso de Dragados Offshore, las instalaciones Patio de Cádiz llevan operando desde 1975 y se encuentran ubicadas en Puerto Real, justo adyacentes a las instalaciones de NAVANTIA. El patio está equipado con un total de 22 talleres cubiertos de fabricación, incluyendo talleres de fabricación especializados para tuberías, pulido con arena, y pintura. Las zonas de almacenaje del patio tienen más de 86,000 m<sup>2</sup> de espacio; el muelle conecta directamente con el mar abierto a través de un canal de navegación de 500 m de ancho, 4 km de largo y dragado a 12 m.



**Imagen 68. Instalaciones Patio de Cádiz Dragados Offshore. Fuente: Dragados Offshore.**

Dragados Offshore ha participado en la fabricación de las cimentaciones tipo jacket de las subestaciones offshore de parques eólicos marino como Mariner o Horn Sea.

# CAPÍTULO 7. ESTUDIO DE PRODUCCIÓN EÓLICA

## 7.1. METODOLOGÍA Y FUENTE DE INFORMACIÓN

En esta parte del trabajo se realizará una estimación de la producción de energía eólica que se obtendría en un parque de las características descritas en los apartados anteriores, instalado en la zona definida por el polígono del parque y mediante el empleo de la turbina seleccionada (VESTAS-V164-8,0MW).

El análisis de producción eólica es el resultado de integrar los datos del recurso eólico correspondientes a la zona de instalación del parque, con las características de la turbina en estudio (especialmente su curva de potencia).

En la práctica habitual, como paso previo a los estudios de viabilidad de un parque eólico, se instala en la zona una torre de medición meteorológica o equipos de medición basados en la tecnología láser (LIDAR). Con dichas estaciones de medición se registra de forma continua (datos cada 10 minutos) los datos de velocidad y dirección de procedencia del viento. Estas campañas de medición se realizan durante una duración mínima de 12 meses, de forma que se pueda tener un registro de datos durante todos los meses y estaciones del año. Posteriormente esta serie de datos se trata estadísticamente para su uso en los cálculos de producción eólica.

En nuestro caso, al no disponer de una serie temporal de datos de recurso eólico, tanto para los estudios de recurso eólico como para la estimación de producción, utilizaremos la herramienta que, para estas funciones, ofrece la aplicación GLOBAL WIND ATLAS (GWA), en su versión 3.1.



Imagen 69. Global Wind Atlas. Fuente: GWA-3.1.

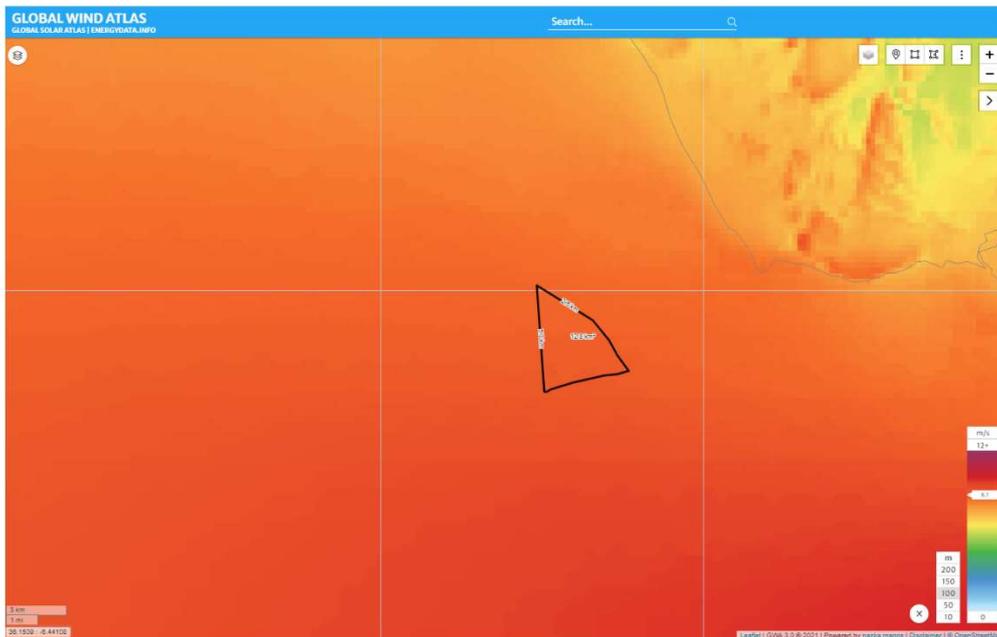
La versión actual de GLOBAL WIND ATLAS (GWA 3.1) es un producto desarrollado conjuntamente por el Departamento de Energía Eólica de la Technical University of Denmark (DTU Wind Energy) y el Grupo Banco Mundial (formado por el Banco Mundial y el International Finance Corporation –IFC).

Toda la información sobre esta aplicación, puede consultarse en la dirección web:

<https://globalwindatlas.info/about/introduction>

## 7.2. RECURSO EÓLICO. CARACTERIZACIÓN (VELOCIDAD, FRECUENCIA, ROSA DE VIENTOS)

La aplicación GWA, permite importar el polígono definido para el parque. El área definida por el polígono se ha identificado como “Polígono PEM Cádiz”. Como se puede apreciar en la siguiente imagen, el área está definida en una zona con un recurso eólico de buenas características ya que la velocidad media es superior a los 8 m/s, alcanzándose valores de hasta 8,81 m/s.



**Imagen 70. Localización Polígono PEM Cádiz. Fuente: GWA-3.1 (2021).**

WGA-3.1 permite obtener datos de recurso eólico para alturas de 10 / 50 / 100 / 150 / 200 m. La altura de buje considerada en nuestro caso es de 115 m, por lo que se ha decidido obtener los datos de viento a 100 m, ya que dicha situación es conservadora para los cálculos.

En la siguiente imagen presenta los datos principales del viento en el área Polígono PEM Cádiz:

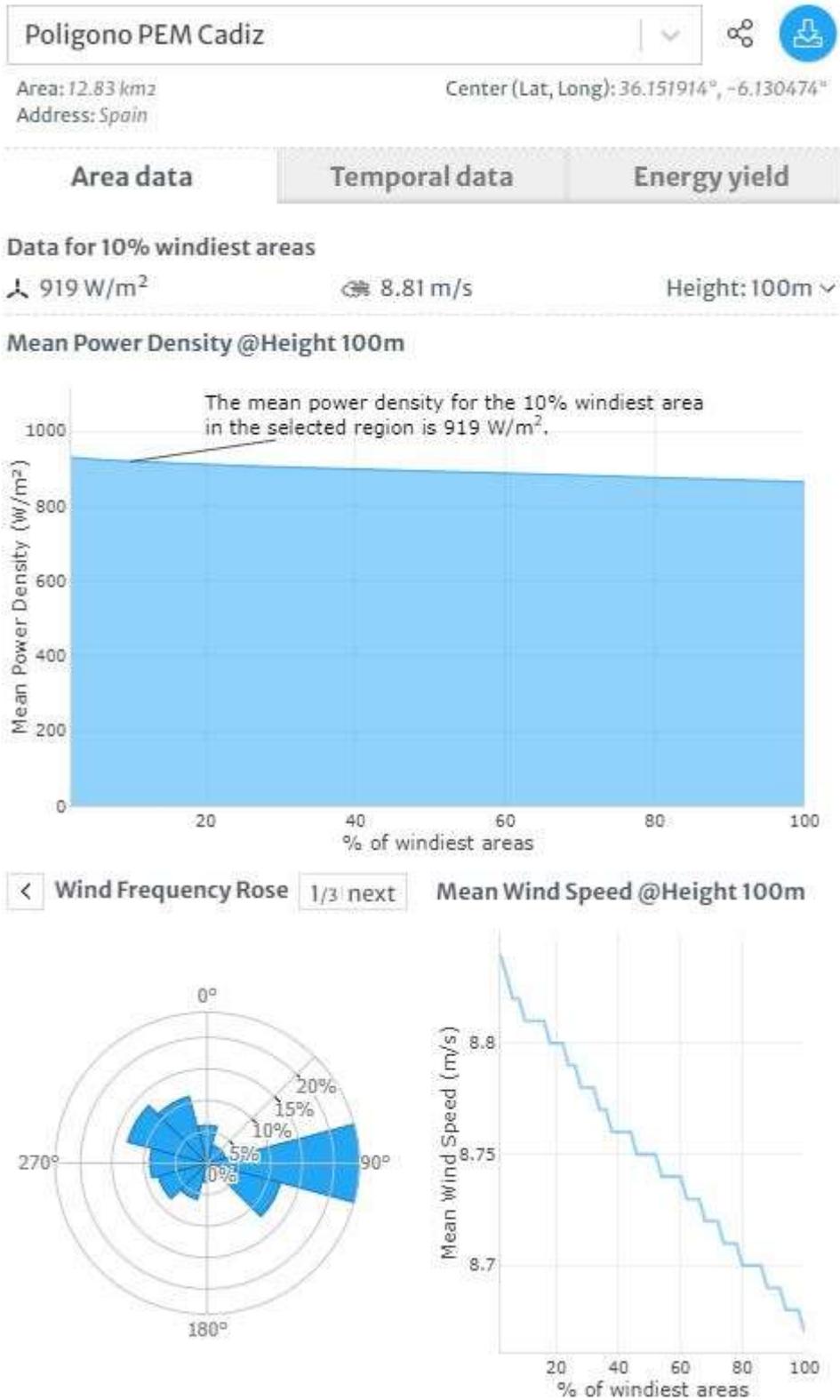


Imagen 71. Datos de viento Polígono PEM Cádiz. Fuente: GWA-3.1 (2021).

En esta información se puede comprobar que la dirección predominante del viento es principalmente de procedencia este y con menor frecuencia de procedencia Noroeste.

En lo referente a la velocidad media del viento (medida a 100 m de altura sobre el nivel del mar), se observa que el 100% del área está en valores superiores a 8,67 m/s, el 50% del área con más viento por encima de 8,75 m/s y el 10% del área con más viento por encima del 8,81 m/s.

En lo relativo a la variación estacional del recurso, GWA-3.1 presenta los siguientes resultados:



**Imagen 72. Variación temporal viento Polígono PEM Cádiz. Fuente: GWA-3.1 (2021).**

En esta gráfica se presenta el índice de velocidad de viento, que representa del factor de variación temporal sobre la velocidad media de viento. A la vista de la gráfica se comprueba que las mayores velocidades de viento corresponden al periodo febrero-mayo y las menores velocidades al periodo junio-septiembre (periodo de verano).

### 7.3. TURBINA: CURVA DE POTENCIA Y PÉRDIDAS

Como se ha indicado en la introducción de esta parte del estudio, el cálculo de producción eólica es el resultado de integrar los datos de viento en la localización de una turbina, con los datos de la misma. Más concretamente de los datos estadísticos de velocidad de viento a lo largo del año (generalmente en forma de distribución de probabilidad tipo Weibull) con la curva de potencia de la turbina en estudio.

Este cálculo lo realiza de forma automática GWA-3.1. Los datos estadísticos de viento en la zona seleccionada los dispone internamente en su modelo numérico y las características de la turbina deben ser introducidas en la aplicación por el usuario.

Las características principales de la turbina seleccionada, así como su curva de potencia las podemos obtener del catálogo del fabricante:

**POWER CURVE FOR V164-8.0 MW**



**Imagen 73. Curva de potencia V164-8.0 MW. Fuente: VESTAS (2011).**

Como se puede apreciar en la imagen anterior, la curva de potencia de una turbina representa su curva de funcionamiento, en la que se representa la potencia de la máquina para distintas velocidades de viento.

Para el caso concreto de la máquina VESTAS-V164-8.0MW, se observa que la máquina empieza producir a partir de una velocidad de viento de 4 m/s (punto denominado “cut-in wind speed”), y a partir de este punto la potencia varía exponencialmente con la velocidad (más concretamente con el cubo de la velocidad). A la velocidad de 13 m/s, la turbina alcanza su potencia nominal (8.0 MW) y a partir de este punto el sistema de control (variación de paso de las palas) “tumba” la curva para mantener la potencia constante.

Estos datos de la turbina han sido introducidos en la aplicación GWA-3.1 para los cálculos de la producción de energía:

Poligono PEM Cadiz
▼
🌐
👤

Area: 12.83 km<sup>2</sup>

Address: Spain

Center (Lat, Long): 36.151914°, -6.130474°

Area data
Temporal data
Energy yield

### Energy yield calculation ⓘ

#### Wind turbine information

📄 📄 📄 📄 saved PC's

☰ Set default values

Turbine type:

Rated power (kW): ⓘ

Rotor diameter (m): ⓘ

Hub heights (m): ⓘ

Power control system: ⓘ

Design annual average wind speed (m/s):

Power curve valid for air density (kg/m<sup>3</sup>): ⓘ

u (m/s)	P (kW)
4	125
4,5	375
5	625
5,5	875
6	1125
6,5	1475
7	1875
7,5	2375

ⓘ Power Curve

Next

**Imagen 74. Inserción de datos Curva de Potencia. Fuente: GWA-3.1 (2021).**

Para los cálculos de producción en términos reales es necesario considerar los valores “netos”. La producción neta de energía se estima deduciendo las pérdidas esperadas de la producción bruta de energía. La estimación de los valores asociados a las pérdidas es una tarea complicada ya que intervienen factores de distinta naturaleza (direccionalidad del viento, interferencia eólica entre turbinas, características de la propia máquina, estado del mar, etc.). En el alcance del presente trabajo se ha asumido un valor del 15% (valor por defecto indicado por GWA-3.1).

Poligono PEM Cadiz

Area: 12.83 km<sup>2</sup> Center (Lat, Long): 36.151914°, -6.130474°  
Address: Spain

Area data Temporal data Energy yield

### Energy yield calculation ⓘ

**Configuration**

Power Curve: VESTAS -V164-8.0 MW ▾

Hub height (m): 115 ▾

Total loss (%): ⓘ 15

Output variable: Annual Energy Production ▾

Mask output variable by design annual average wind speed of 11 (m/s) ⓘ

Download options

TIF Filename

gwa3\_hh115m\_tl15\_AEP\_m0.tif

Include original file ID in the filename

Include Wind Turbine Information (json)

Approx. calculation time: 3.3s

Back Calculate

**Imagen 75. Datos para producción energética Polígono PEM Cádiz. Fuente: GWA-3.1 (2021).**

Las pérdidas consideradas en este estudio son:

- Efecto por las estelas (wake effect): la sombra generada por los aerogeneradores que forman el parque y situados a barlovento produce unas pérdidas en los situados tras ellos. Estas pérdidas se estima que pueden ser del orden del 5%.
- No disponibilidad de la turbina: este campo considera los porcentajes de tiempo que la turbina no es capaz de producir energía por factores externos al recurso. Este valor de estas pérdidas se estima en un 3%.
- Eficiencia eléctrica: pérdidas asociadas entre la red de baja tensión y la estación de transformación. Basado en valores comunes para parques eólicos, una estimación del 4% ha sido asumida.
- Factor de adaptación: En este campo se incluyen aspectos como el rendimiento de la turbina y las posibles variaciones que se lleven a cabo en su curva de potencia; posibles pérdidas medioambientales debido a degradación de palas, o posible no disponibilidad de la red eléctrica. La suma de estos tres factores ha sido estimada igual a 3%.

#### 7.4. PRODUCCIÓN EÓLICA (MWH ANUALES, FACTOR DE CAPACIDAD, HORAS EQUIVALENTES)

Como resultado la aplicación GWA-3.1 ofrece información sobre la Producción Anual de Energía (Annual Energy Production-AEP) y sobre las Horas Equivalentes (Full Load Hours-FLH). Esta información se presenta en forma de carta o plano para los distintos puntos del área en estudio. Estos resultados (tanto de producción, como de horas equivalentes) se presentan en términos “netos” es decir después de deducir los distintos conceptos de pérdidas, estimados para el conjunto del parque.

Como aclaración indicar que el concepto de horas equivalentes se refiere al número de horas (anuales) en el que el parque tendría que estar funcionando al 100% de su potencia para dar la producción anual de energía estimada. El factor de capacidad se calcula como el número de horas equivalentes dividido por las 8.760 horas que tiene un año.

Se indican a continuación los resultados de GWA-3.1 en forma gráfica:

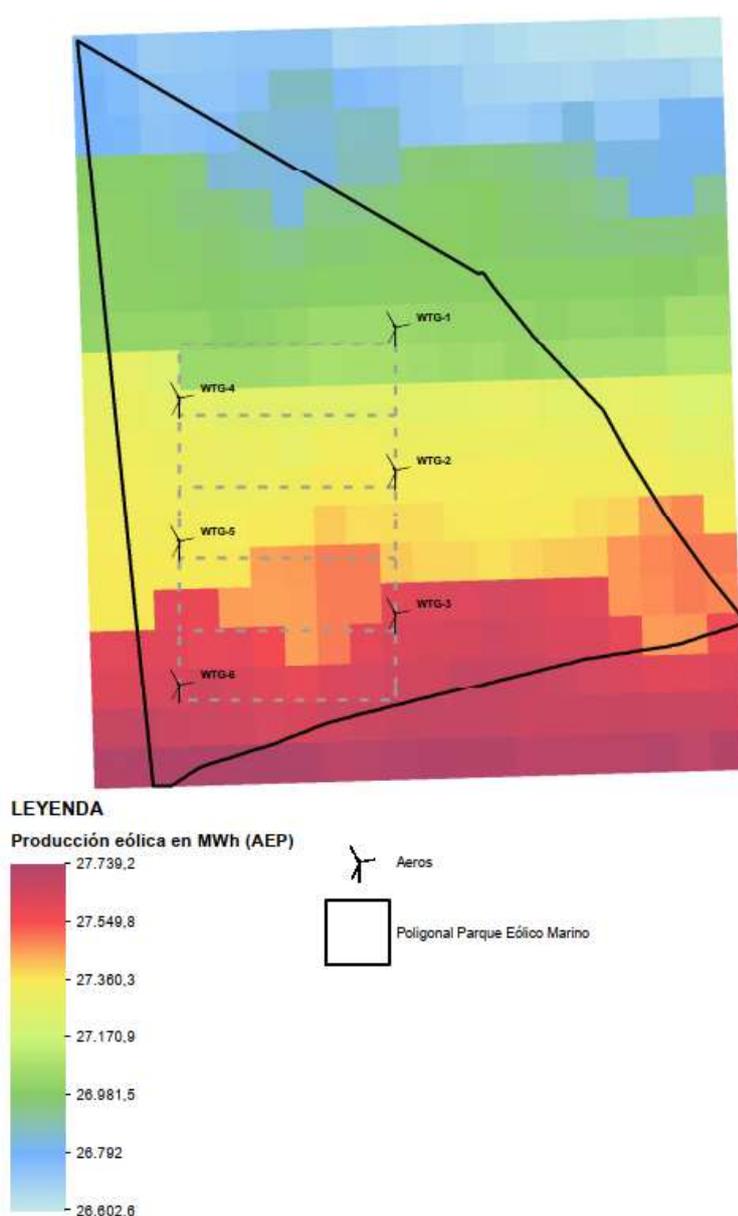


Imagen 76. Producción anual de energía. Fuente: GWA-3.1 (2021).

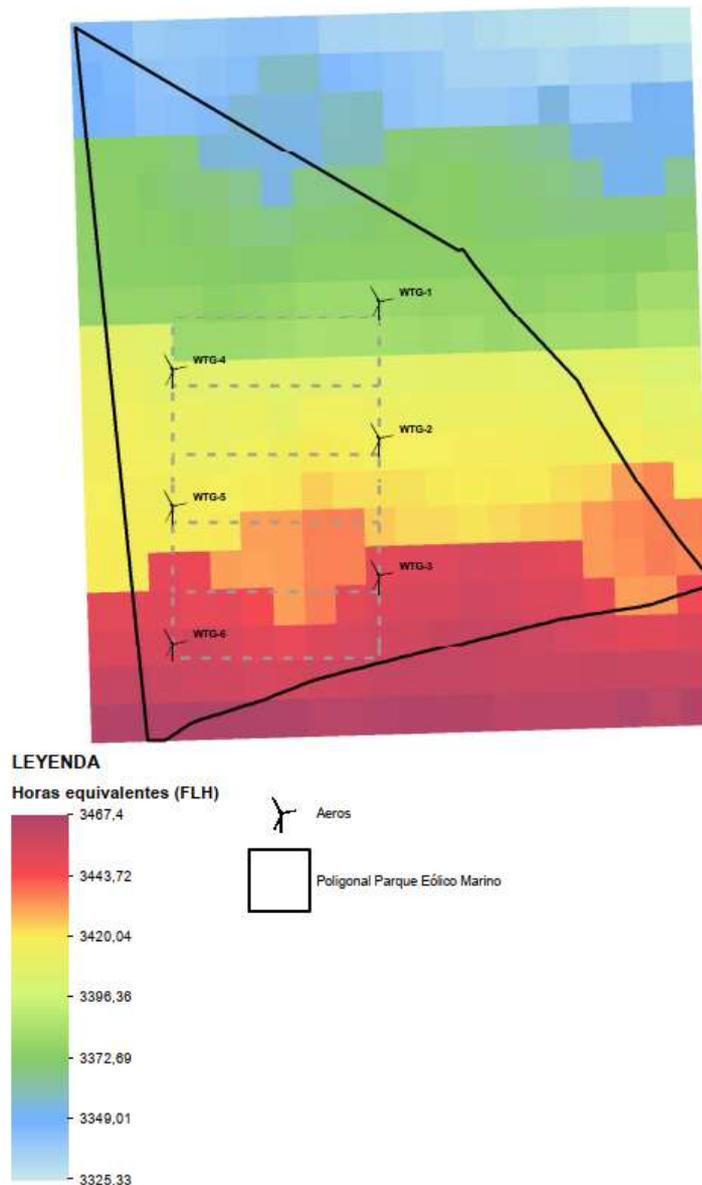


Imagen 77. Horas equivalentes anuales. Fuente: GWA-3.1 (2021).

Con estos resultados y teniendo en cuenta la posición de los distintos aerogeneradores dentro del polígono (lay-out), podemos componer los datos de producción para el global del parque de 48 MW:

Turbina	VESTAS V164-8.0MW				
PÉRDIDAS	15%				
AEROGENERADOR	POTENCIA (MW)	PRODUCCIÓN ANUAL (BRUTA) (MWh)	PRODUCCIÓN ANUAL (NETA) (MWh)	HORAS EQUIV. ANUALES (NETAS) (h)	FACTOR CAPACIDAD (NETO) (%)
WTG-1	8,0	31.765	27.000	3.375	38,53%
WTG-2	8,0	32.118	27.300	3.413	38,96%
WTG-3	8,0	32.412	27.550	3.444	39,31%
WTG-4	8,0	32.059	27.250	3.406	38,88%
WTG-5	8,0	32.118	27.300	3.413	38,96%
WTG-6	8,0	32.471	27.600	3.450	39,38%
<b>TOTAL PARQUE:</b>	<b>48,0</b>	<b>192.941</b>	<b>164.000</b>	<b>3.417</b>	<b>39,00%</b>

Tabla 8. Cálculos producción aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia (2021).

Como se ve en la tabla de producción, considerando unas pérdidas del 15%, la producción anual estimada (neta) para el conjunto del parque eólico es de 164.000 MWh, que corresponde a 3.417 horas netas equivalentes y un factor de capacidad del 30 %.

## **CAPÍTULO 8. ESTUDIO ECONÓMICO**

Una vez analizados los distintos aspectos tanto técnicos, como ambientales correspondientes al desarrollo del parque, en el presente capítulo se realizará un análisis de los costes asociados tanto a la implantación del parque, como a la operación del mismo a lo largo de su vida útil. Para los estudios de carácter económico (estimación de costes y análisis de rentabilidad) consideraremos una vida útil del parque eólico marino de 25 años, valor habitual para este tipo de instalaciones.

La tarea de analizar los costes asociados a la puesta en marcha de un parque eólico en el mar, presenta una mayor dificultad que la correspondiente a un parque en tierra. Dicha dificultad está relacionada fundamentalmente con dos aspectos. El primero de ellos derivado de las condiciones meteoceánicas (olas, vientos, corrientes, etc) que, en muchos casos, dificultan los trabajos de instalación de los aerogeneradores en el mar. El segundo de los aspectos corresponde a la necesidad de operar con medios marítimos especiales de gran capacidad y sus elevados precios de alquiler. Además, dichos medios marítimos al ser escasos, presentan unas ventanas de disponibilidad acotadas, lo que provoca que los precios estén altamente condicionados por la localización de los equipos y su disponibilidad (costes de oportunidad).

Debido a lo anterior y, en el contexto del presente trabajo, para la estimación de costes se seguirá un método de carácter macro, basado en informaciones de costes obtenidas de estudios realizados por empresas de consultoría especializadas y de reconocido prestigio.

### **8.1. COSTES DE INSTALACIÓN. CARACTERIZACIÓN DEL CAPEX**

Para la estimación de los costes de instalación, o lo que en literatura anglosajona se denomina CAPEX (Capital Expenditure), se utilizará como base los estudios de costes publicados por BVG Associates. En concreto se utilizará el estudio titulado “Future Renewable Energy Costs: Offshore Wind”, publicado en 2017.

El estudio analiza toda una serie de parques eólicos offshore, instalados sobre cimentaciones fijas de tipo monopilote y presenta ratios unitarios de coste (k€/ MW) para distintos escenarios de parques marinos, caracterizados por tres parámetros básicos: características del emplazamiento (site), tamaño de turbina, y fecha de decisión de inversión en el proyecto (FID - Final Investment Decision).

Los distintos escenarios para los que el estudio presenta ratios de coste se resumen en las siguientes tablas:

**Table 2.1.** Site Type definitions\*

Parameter	Site Type A	Site Type D
Distance from shore (km)	40	125
Water depth (m)	25	35
Wind speed at 100m (m/s)	9.0	10.0
Farm size (MW)	500	500

**Imagen 78. Definición de tipos de emplazamiento. Fuente: Future Renewable Energy Costs: Offshore Wind (2017).**

**Table 2.2.** Different combinations of Turbine Sizes and years of FID used as baselines.

Turbine Size	2017 FID	2020 FID	2025 FID	2030 FID
6MW	○			
8MW	○			
10MW	(○)	○		
12MW	(○)		○	

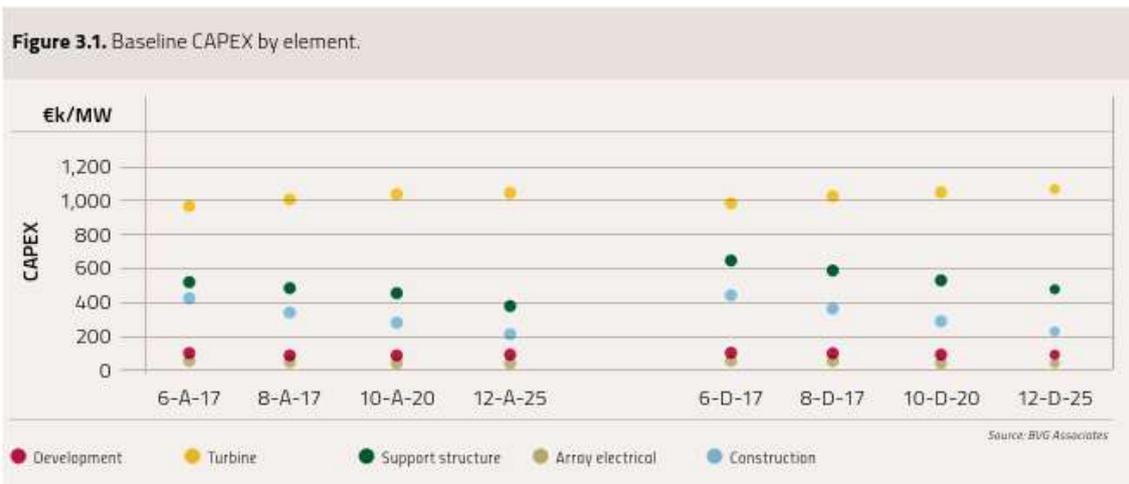
**Imagen 79. Combinaciones de potencia de turbina y FID. Fuente: Future Renewable Energy Costs: Offshore Wind (2017).**

Para distintas configuraciones de parque, obtenidas combinando estas variables, el estudio de BVG, presenta los siguientes resultados para los costes de instalación CAPEX (ratios de coste):

**Table 3.1.** Baseline parameters

Type	Parameter	Units	6-A-17	8-A-17	10-A-20	12-A-25	6-D-17	8-D-17	10-D-20	12-D-25
<b>CAPEX</b>	Development	€/MW	96	92	90	88	102	97	94	93
	Turbine	€/MW	966	1,003	1,030	1,049	986	1,023	1,051	1,070
	Support structure	€/MW	517	489	449	379	648	590	531	476
	Array electrical	€/MW	54	50	44	37	54	51	46	37
	Construction	€/MW	422	341	279	212	441	360	295	221
<b>OPEX</b>	Operations and planned maintenance	€/MW/yr	36	33	31	29	40	36	32	30
	Unplanned service and other OPEX	€/MW/yr	49	43	36	29	62	57	44	32
<b>AEP</b>	Gross AEP	MWh/yr/MW	4,528	4,599	4,692	4,842	5,058	5,119	5,209	5,363
	Losses	-	17.6%	17.5%	16.9%	15.9%	16.2%	16.1%	15.5%	14.6%
	Net AEP	MWh/yr/MW	3,730	3,794	3,901	4,072	4,237	4,294	4,402	4,582
	Net capacity factor	-	42.5%	43.3%	44.5%	46.4%	48.3%	49.0%	50.2%	52.3%

**Imagen 80. Parámetros base. Fuente: Future Renewable Energy Costs: Offshore Wind (2017).**



**Imagen 81. CAPEX en función de parámetros base. Fuente: Future Renewable Energy Costs: Offshore Wind (2017).**

Como se puede observar el estudio presenta distintos escenarios; si bien ninguno de ellos se adapta exactamente a las características del parque en estudio (resumidas a continuación):

- Distancia a la costa: entre 8 y 12 km
- Profundidad: entre 20 y 25 m
- Tamaño del parque: 48 MW
- Tamaño (potencia) de turbina: 8 MW
- FID: consideraremos que la fecha de decisión de inversión sería el año 2023.

Para poder extrapolar los resultados del estudio de BVG al parque en estudio se seguirá la siguiente metodología:

De los distintos escenarios considerados en el estudio BVG, se seleccionará el escenario más parecido al parque objeto del trabajo. Para una mayor claridad, a este escenario le llamaremos ESCENARIO BASE.

Una vez seleccionado el ESCENARIO BASE, procederemos a extrapolar los resultados de éste al parque en estudio; para los cual definiremos una serie de coeficientes de corrección que nos permitirán adaptar los ratios de coste del ESCANARIO BASE al parque en estudio.

### Elección del ESCENARIO BASE

Tipo de emplazamiento:

Las características del emplazamiento del parque eólico de Cádiz, están más próximas al SITE tipo A, con la salvedad que el tamaño del parque considerado por BVG es de 500 MW (frente a los 48 MW del parque en estudio) y de que la distancia a la costa es de 40 km (frente a una distancia media de 10 km en el parque en estudio).

Tamaño de turbina:

Tomaremos la turbina de 8 MW ya que se corresponde con la turbina seleccionada en el presente trabajo. Hay que tener en cuenta que los ratios de coste para la turbina de 8 MW

Análisis de Viabilidad Económica y Medioambiental de Proyecto de Parque Eólico Marino de 48 MW en la Costa de Cádiz

únicamente están analizados para una fecha 2017-FID (para el caso en estudio hemos considerado que esta fecha sería 2023).

A la vista de lo anterior, el ESCENARIO BASE elegido será el “8-A-17”, y para tener en cuenta las desviaciones respecto a éste, utilizaremos tres coeficientes de corrección que tendrán en cuenta las diferencias comentadas en los puntos anteriores.

**Table 3.1. Baseline parameters**

Type	Parameter	Units	6-A-17	8-A-17	10-A-20	12-A-25	6-D-17	8-D-17	10-D-20	12-D-25
<b>CAPEX</b>	Development	€k/MW	96	92	90	88	102	97	94	93
	Turbine	€k/MW	966	1,003	1,030	1,049	986	1,023	1,051	1,070
	Support structure	€k/MW	517	489	449	379	648	590	531	476
	Array electrical	€k/MW	54	50	44	37	54	51	46	37
	Construction	€k/MW	422	341	279	212	441	360	295	221
<b>OPEX</b>	Operations and planned maintenance	€k/MW/yr	36	33	31	29	40	36	32	30
	Unplanned service and other OPEX	€k/MW/yr	49	43	36	29	62	57	44	32
<b>AEP</b>	Gross AEP	MWh/yr/MW	4,528	4,599	4,692	4,842	5,058	5,119	5,209	5,363
	Losses	-	17.6%	17.5%	16.9%	15.9%	16.2%	16.1%	15.5%	14.6%
	Net AEP	MWh/yr/MW	3,730	3,794	3,901	4,072	4,237	4,294	4,402	4,582
	Net capacity factor	-	42.5%	43.3%	44.5%	46.4%	48.3%	49.0%	50.2%	52.3%

**Imagen 82. Elección de escenario base. Fuente: Future Renewable Energy Costs: Offshore Wind (2017).**

Para el caso concreto del ESCENARIO BASE 8-A-17, los ratios de coste asociados al CAPEX son los siguientes:

	<b>BVG Report ( 8-A-17)</b>	
	Ratio de coste (k€/MW)	
Desarrollo	92,00	4,66%
Turbina	1.003,00	50,78%
Estructura soporte ( monopile )	489,00	24,76%
Líneas Eléctricas	50,00	2,53%
Construcción	341,00	17,27%
<b>TOTAL:</b>	<b>1.975,00</b>	<b>100,00%</b>

**Tabla 9. Ratios de coste 8-A-17. Fuente: Future Renewable Energy Costs: Offshore Wind (2017).**

Para el caso del parque eólico en estudio consideraremos los siguientes coeficientes de corrección:

**Coficiente de escala (o de tamaño de parque):** tendrá en cuenta las diferencias en lo referente al ratio unitario de coste (k€/MW) para parques de distintos tamaños (distinta potencia instalada), supuesto que el resto de características se mantienen. En el caso de los resultados presentados arriba, el ratio correspondiente a la turbina (1.003 k€/MW) corresponde a un parque de 500 MW; para el parque en estudio de 48 MW, este ratio deberá ser mayor y por

tanto el coeficiente corrector mayor que la unidad. Con esta forma de analizar los costes estamos teniendo en cuenta que el precio unitario (por MW) no será igual si se compran 6 turbinas de 8 MW que si se compran 62 unidades.

**Coeficiente de distancia a la costa:** tendrá en cuenta las diferencias en lo referente al ratio unitario de coste (k€/MW) para parques marinos situados a distinta distancia de la costa, supuesto que el resto de características se mantienen. En el caso de los resultados presentados arriba, el ratio asociado a las líneas eléctricas (50 k€/MW) corresponde a un parque situado a una distancia de 40 km de la costa; para el parque en estudio situado a una distancia media de 10 km, este ratio deberá ser menor y por tanto el coeficiente corrector menor que la unidad. A modo de ejemplo indicar que, para la misma potencia instalada, un parque situado a mayor distancia de la costa tendrá mayor longitud de cable eléctrico de exportación y por tanto los costes correspondientes a esta partida, serán mayores.

**Coeficiente de variación de precio con el tiempo:** con este coeficiente tendremos en cuenta que los costes considerados en el estudio de BVG están calculados para una FID del 2017; en el caso del parque en estudio la fecha FID considerada es 2023, por lo que aplicaremos un coeficiente de variación de precios para este intervalo de 5 años.

Los dos primeros coeficientes correctores (coeficiente de escala y de distancia) los aplicaremos de forma selectiva para los distintos conceptos o grupos de coste.

Con el fin de, en la medida de lo posible, establecer un criterio de estimación numérica de los coeficientes correctores, para los coeficientes de escala y de distancia a la costa seguiremos la siguiente regla:

	Valores de mayoración		No influencia	Valores de minoración	
Coeficiente de escala	1,25	1,15	1,00	0,90	0,80
Coeficiente de distancia a costa	1,20	1,10	1,00	0,90	0,80

**Tabla 10. Factores de corrección. Fuente: Elaboración propia (2021).**

El coeficiente de variación de precios lo aplicaremos de forma general a todos los grupos, utilizando la información sobre previsiones del IPC, publicadas por departamento de estudios de BANKINTER.

Estimaciones IPC	2017	2018	2019	2020	2021 est.	2022 est.	2023 est.
IPC España	1,1	1,2	0,8	-0,5	2,4	1,4	1,2
IPC Eurozona	1,5	1,8	1,3	0,3	1,8	1,3	1,4
IPC Portugal	1,5	0,7	0,3	-0,1	1,4	1,4	1,6
IPC EE. UU.	1,5	0,7	0,4	1,4	3,8	2,3	2,2
IPC R.Unido	3,0	2,3	1,8	0,6	2,5	2,0	2,0
IPC Irlanda	0,4	0,7	1,3	-1,0	1,5	1,7	2,0
IPC Suiza	0,5	0,7	0,4	-0,8	0,6	0,7	0,7
IPC Japón	1,0	0,3	0,8	-1,2	0,8	0,7	0,4
IPC China	1,6	2,1	2,9	0,2	2,1	2,3	2,3
IPC India	5,2	4,0	3,7	4,6	5,0	4,0	3,8
IPC Brasil	3,5	3,7	3,7	4,5	7,0	4,5	3,5
IPC México	6,8	4,8	2,8	3,2	4,5	3,5	3,5
IPC Turquía	11,1	16,2	15,5	14,6	15,5	11,5	8,5

**Imagen 83. Previsión IPC. Fuente BANKINTER (2021).**

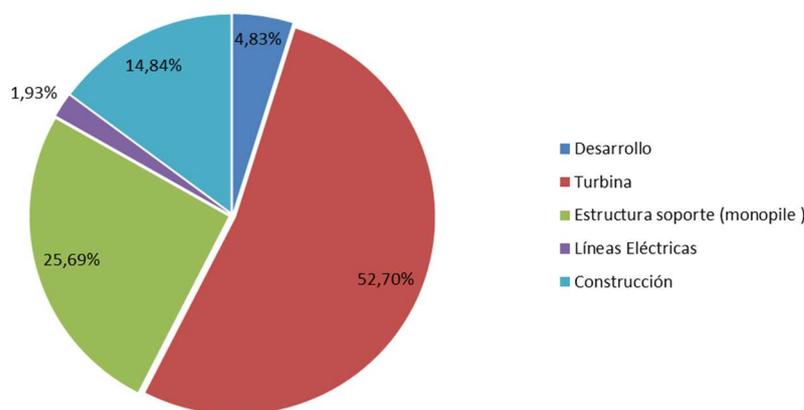
## Análisis de Viabilidad Económica y Medioambiental de Proyecto de Parque Eólico Marino de 48 MW en la Costa de Cádiz

Para nuestras estimaciones tomaremos como coeficiente corrector la variación acumulada del IPC en la Eurozona, en el intervalo 2017-2022 (2,46 %).

Aplicando toda la metodología indicada en los puntos anteriores, podemos estimar los costes de instalación del parque en estudio. Los resultados se presentan en las siguientes tablas/gráficos:

	BVG Report ( 8-A-17)	Datos extrapolados para el proyecto (48 MW)					
	Ratio de coste (k€/MW)	Coeficiente escala	Coeficiente distancia a costa	Coeficiente variación de precio	Ratio de coste corregido (k€/MW)	Coste (k€)	
Desarrollo	92,00	1,25	1,00	1,02	117,83	5.655,79	4,83%
Turbina	1.003,00	1,25	1,00	1,02	1.284,59	61.660,43	52,70%
Estructura soporte (monopile )	489,00	1,25	1,00	1,02	626,29	30.061,76	25,69%
Líneas Eléctricas	50,00	1,15	0,80	1,02	47,13	2.262,32	1,93%
Construcción	341,00	1,15	0,90	1,02	361,62	17.357,63	14,84%
<b>TOTAL:</b>	<b>1.975,00</b>				<b>2.437,46</b>		<b>100,00%</b>
					<b>TOTAL CAPEX:</b>	<b>116.997,93</b>	

**Tabla 11. Cálculo estimación CAPEX. Fuente: Elaboración propia (2021).**



**Imagen 84. Distribución del CAPEX. Fuente: Elaboración propia (2021).**

### 8.2. COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO. ESTIMACIÓN DEL OPEX

La operación y mantenimiento (conocido como *O&M*) es el conjunto de actividades que siguen a la puesta en marcha del parque y que tienen como misión garantizar el funcionamiento seguro y económico de la instalación. El objetivo del mantenimiento es asegurar que el proyecto consiga el mejor equilibrio entre el coste de funcionamiento y la producción de electricidad. Los planes de *O&M* se llevan a cabo a lo largo de la vida útil del proyecto, que en el caso de la eólica marina se sitúa alrededor de los 25 años.

Para la estimación de los costes de operación y mantenimiento, o lo que en literatura anglosajona se denomina OPEX (Operational Expenditure), se utilizará como base el mismo estudio de costes de BVG Associates, utilizado para la estimación del CAPEX, ("Future Renewable Energy Costs: Offshore Wind", publicado en 2017).

La metodología seguida será la misma que la utilizada en la estimación del CAPEX. Para hacerla coherente con aquella se seguirá el mismo ESCENARIO BASE y se utilizarán los mismos factores correctores (de escala, de distancia a costa y de variación de precios). Esta forma de proceder consideramos que es acertada, puesto que los trabajos de mantenimiento, en la mayoría de los casos, se contratan con el suministrador de la turbina (aplicación del coeficiente de escala por

tamaño de parque) y los trabajos de acceso a los aerogeneradores están influenciados por la posición de estos respecto del puerto base de operaciones (aplicación del coeficiente de distancia a costa). Se aplicará de la misma forma el coeficiente de variación de precios (2017-2023).

Los resultados de aplicar esta metodología para la estimación del OPEX, se resumen en las siguientes tablas/gráficos:

	BVG Report (8-A-17)		Datos extrapolados para el proyecto (48 MW)						
	Ratio de coste (k€/MW/año)		Coefficiente escala	Coefficiente distancia a costa	Coefficiente variación de precio		Ratio de coste corregido (k€/MW/año)	Coste (k€/año)	
Operaciones y mantenimiento programado	33,00		1,15	0,80	1,02		31,11	1.493,13	43,42%
Servicios no previstos y otras actividades	43,00		1,15	0,80	1,02		40,53	1.945,59	56,58%
<b>TOTAL:</b>	<b>76,00</b>						<b>71,64</b>		<b>100,00%</b>
							<b>TOTAL OPEX:</b>	<b>3.438,72</b>	

Tabla 12. Cálculo estimación OPEX. Fuente: Elaboración propia (2021).

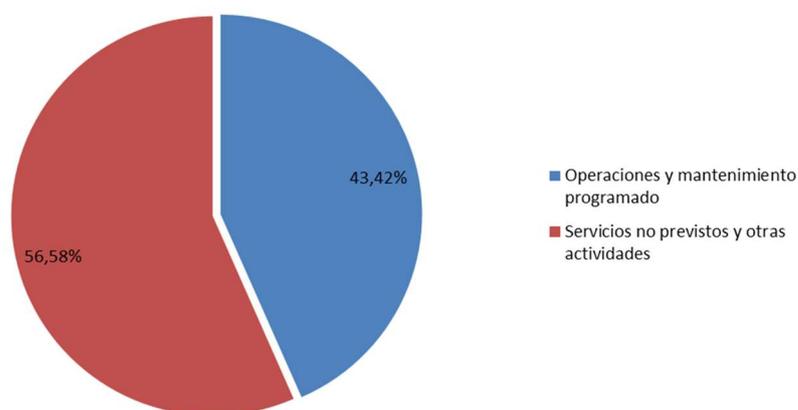


Imagen 85. Distribución del CAPEX. Fuente: Elaboración propia (2021).

### 8.3. ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN (VAN, TIR)

En este capítulo se realiza un estudio básico de rentabilidad del proyecto. Como se puede entender un estudio de rentabilidad para un proyecto de las características de un parque eólico offshore requiere de un análisis complejo de múltiples aspectos relacionados con la operativa tanto técnica como económico/financiera de la instalación. Debido a las características del presente estudio (trabajo final de grado), el objetivo del de esta parte del trabajo será presentar un estudio básico para estimar parámetros de inversión (V.A.N. y T.I.R.) para distintos escenarios.

En esta parte de introducción, es importante indicar que existen distingos tipos de estudios de rentabilidad o de análisis de inversiones. De estos posibles tipos de estudios, en el presente trabajo se ha seguido el esquema del denominado ESTUDIO DE RENTABILIDAD DEL PROYECTO. La principal característica de este tipo de estudio es que trabaja sobre flujos de caja libre, sin considerar los flujos de financiación. Se ha elegido este tipo de estudio porque representa un análisis más abierto en el sentido de que no queda influenciado por el modelo particular de financiación que llegado el momento aplicaría el inversor.

Como datos básicos para el estudio se utilizará la información obtenida en el desarrollo tanto del Estudio Técnico, como del Estudio Económico. Del primero de ellos se obtendrán los valores de producción anual de energía obtenidos del Estudio del Recurso Eólico. Del segundo se utilizarán los valores económicos de estimación de la inversión (CAPEX) y de costes de operación y mantenimiento (OPEX).

Para el análisis de la rentabilidad se seguirán dos de las técnicas utilizadas más frecuentemente en este tipo de estudios: análisis del V.A.N. (Valor Actualizado Neto) y del T.I.R. (Tasa Interna de Rentabilidad).

### Metodología de cálculo

En este tipo de estudios se analizan los flujos de caja libre a lo largo de la vida del proyecto. En nuestro caso y a los efectos del estudio de rentabilidad consideraremos una vida del proyecto de 25 años. La técnica para el cálculo consiste en analizar para los distintos años el flujo de caja (diferencia entre entradas y salidas de caja).

En la fase actual del proyecto, es tarea complicada identificar con precisión los distintos flujos de caja. Por dicha razón para que el estudio sea abordable se ha hecho una estimación de los que se consideran pueden ser los más importantes y representativos del proyecto.

### Entradas de caja (cobros)

Como principal entrada de caja se ha considerado las correspondientes a la venta de la energía producida en el parque. Los importes asociados a este concepto se han calculado como producto de la Producción Anual de Energía (medida en MWh) por un valor estimado del precio de venta de la energía (medido en euros/MWh).

Los valores de **Producción Anual de Energía** se han calculado en el capítulo anterior y son los siguientes:

Turbina	VESTAS V164-8.0MW				
PÉRDIDAS					
AEROGENERADOR	POTENCIA (MW)	PRODUCCIÓN ANUAL (BRUTA) (MWh)	PRODUCCIÓN ANUAL (NETA) (MWh)	HORAS EQUIV. ANUALES (NETAS) (h)	FACTOR CAPACIDAD (NETO) (%)
WTG-1	8,0	31.765	27.000	3.375	38,53%
WTG-2	8,0	32.118	27.300	3.413	38,96%
WTG-3	8,0	32.412	27.550	3.444	39,31%
WTG-4	8,0	32.059	27.250	3.406	38,88%
WTG-5	8,0	32.118	27.300	3.413	38,96%
WTG-6	8,0	32.471	27.600	3.450	39,38%
<b>TOTAL PARQUE:</b>	<b>48,0</b>	<b>192.941</b>	<b>164.000</b>	<b>3.417</b>	<b>39,00%</b>

**Tabla 13. Cálculos producción aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia (2021).**

Para tener en cuenta la pérdida de producción con el paso del tiempo, debida a la pérdida de rendimiento de la turbina (degradación de las palas, pérdidas de rendimiento mecánicos en los componentes, etc.) aplicaremos un factor de pérdida de producción que estimamos en un 2% anual.

En lo referente al **precio de venta de la energía**, es importante indicar que, en la fase actual, es el parámetro más difícil de identificar ya que depende de múltiples factores asociados al mercado energético. Por dicha razón, poder abordar el presente estudio, se ha optado por realizar un estudio de sensibilidad que considere distintos escenarios de precio de venta de la energía. Como fuente para establecer el rango de variación del precio de venta de la energía, se han tomado los datos del precio del mercado diario publicados por OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía):

Los datos publicados por OMIE para el último año son los indicados a continuación:



**Imagen 86. Precio del mercado diario. Fuente: OMIE (2021).**

Como se puede observar, la gráfica muestra un incremento desproporcionado del precio de la energía a partir del mes de septiembre de 2021 (hecho que ha estado en los medios de comunicación durante los últimos meses). Se considera que este incremento de los precios responde a una situación puntual del momento (coyuntural) por lo que no se considera en el estudio. A la vista de la gráfica y teniendo en cuenta lo comentado se decide estudiar un rango de variación de precios entre 50 y 125 €/MWh, y calcularemos los parámetros de inversión para cuatro escenarios correspondientes a cuatro valores de precio de venta de energía: **50 / 75 / 100 / 125 €/MWh**.

### Salidas de caja (pagos)

Como principales salidas de caja, se han identificado las siguientes:

Desembolso inicial: se ha tomado como el valor estimado para poner en marcha la instalación (valor CAPEX) calculado en los capítulos previos del presente estudio. El valor estimado para el CAPEX es:

	Datos extrapolados para el proyecto (48 MW)		
	Ratio de coste corregido (k€/MW)	Coste (k€)	
Desarrollo	117,83	5.655,79	4,83%
Turbina	1.284,59	61.660,43	52,70%
Estructura soporte (monopile )	626,29	30.061,76	25,69%
Líneas Eléctricas	47,13	2.262,32	1,93%
Construcción	361,62	17.357,63	14,84%
<b>TOTAL:</b>	<b>2.437,46</b>		<b>100,00%</b>
		<b>TOTAL CAPEX: 116.997,93</b>	

**Tabla 14. Valor estimado para CAPEX. Fuente: Elaboración propia (2021).**

En los cálculos se ha tomado como valor del desembolso inicial **117.000.000 euros**.

Costes anuales de operación y mantenimiento (OPEX): según indicado en los apartados anteriores, los valores estimados para el OPEX son:

	Datos extrapolados para el proyecto (48 MW)		
	Ratio de coste corregido (k€/MW/año)	Coste (k€/año)	
Operaciones y mantenimiento programado	31,11	1.493,13	43,42%
Servicios no previstos y otras actividades	40,53	1.945,59	56,58%
<b>TOTAL:</b>	<b>71,64</b>		<b>100,00%</b>
		<b>TOTAL OPEX:</b>	<b>3.438,72</b>

**Tabla 15. Valor estimado para OPEX. Fuente: Elaboración propia (2021).**

Para los cálculos tomaremos como valor anual de coste de las operaciones de operación y mantenimiento **3.439.000 euros/año**.

Existen otras partidas de salidas de caja (pagos) de valor muy inferior a las indicadas anteriormente. Para tenerlas en cuenta se han valorado como un porcentaje anual (20%) sobre los costes OPEX.

Una vez identificados los principales elementos a considerar en los flujos libres de caja, el siguiente paso consiste en aplicar las técnicas específicas para el cálculo de la rentabilidad, en nuestro caso el V.A.N. (Valor Actualizado Neto) y el T.I.R. (Tasa Interna de Rentabilidad).

#### **Cálculos del V.A.N. y el T.I.R.**

Si definimos:

- A: Coste del proyecto o desembolso inicial
- Ct: Cobros o flujos de entrada de caja que se espera recibir a final de cada periodo
- Pt: Pagos o salidas de caja previstas a final de cada periodo
- Qt: Flujo Neto de Caja de cada periodo ( $Q_t = C_t - P_t$ )
- n: Duración u horizonte temporal del proyecto
- K: Tipo de descuento o tasa de actualización

Donde el tipo de descuento o tasa de actualización representa el coste de oportunidad de los recursos financieros o rentabilidad de una inversión alternativa con el mismo nivel de riesgo y misma duración que la que se está analizando.

**El V.A.N. (Valor Actualizado Neto)** representa la riqueza neta que genera el proyecto. Se calcula de la siguiente forma:

$$VAN = -A + \frac{Q_1}{(1+K)} + \frac{Q_2}{(1+K)^2} + \dots + \frac{Q_n}{(1+K)^n} = -A + \sum_{t=1}^n \frac{Q_t}{(1+K)^t} \quad (2)$$

No se dispone de información que permita identificar la tasa de actualización (K) a utilizar en los cálculos del VAN. En el ámbito del presente estudio se ha utilizado un valor estimado del 4%.

La **T.I.R. (Tasa Interna de Rentabilidad)** representa el tipo de descuento que hace nulo el VAN de la inversión. Se calcula de la siguiente forma:

$$VAN = 0 = -A + \sum_{t=1}^n \frac{Q_t}{(1+r)^t} \quad (3)$$

Donde "r" es el tipo de rendimiento interno o TIR de la inversión.

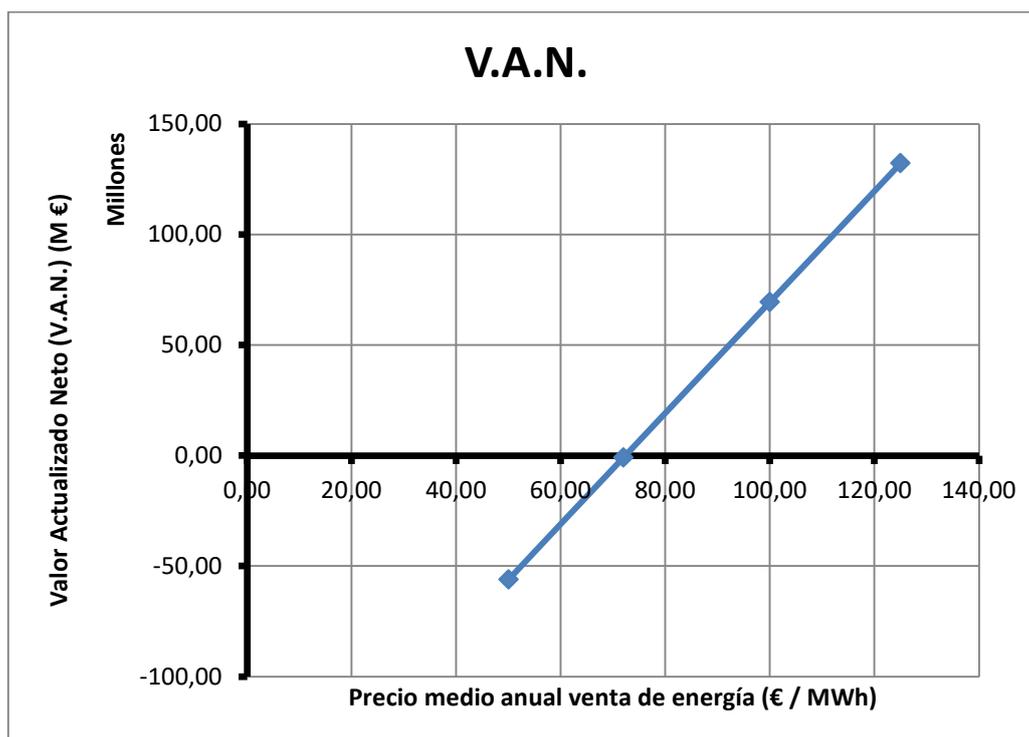
Los cálculos (tablas EXCEL) completos de VAN y TIR, debido a su tamaño, se incluyen como **anejo al final del trabajo**.

A modo de resumen, se indican a continuación los resultados de VAN y TIR para los distintos escenarios de precios de venta de energía:

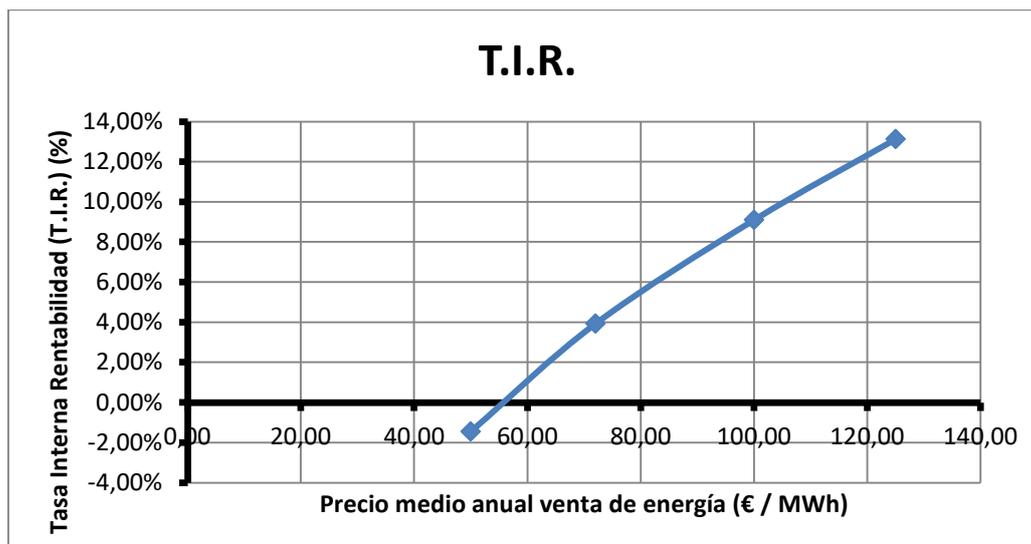
PRODUCCION ANUAL PARQUE (MWh)	PRECIO VENTA ENERGIA (€ / MWh)	Tasa de Actualización para V.A.N.	V.A.N. (€)	T.I.R.
164.000	50,00	4,00%	-56.083.481	-1,44%
164.000	75,00	4,00%	6.704.673	4,54%
164.000	100,00	4,00%	69.492.827	9,10%
164.000	125,00	4,00%	132.280.981	13,13%

**Tabla 16. Resultados VAN/TIR según precio de venta de energía. Fuente: Elaboración propia (2021).**

De manera visual se presentan en forma de gráficos en las siguientes imágenes:



**Imagen 87. Estudio sensibilidad valores VAN para diferentes valores del precio de la energía. Fuente: Elaboración propia (2021).**



**Imagen 88. Estudio sensibilidad valores TIR para diferentes valores del precio de la energía. Fuente: Elaboración propia (2021).**

Las gráficas muestran de forma cuantitativa la sensibilidad de la rentabilidad, tanto en TIR como en VAN, al precio de venta de la energía. Se observa que, en los supuestos considerados en este estudio, el VAN cambia de signo para valores del precio de la energía de aproximadamente 72 €/MWh, lo que significa que a partir de este valor, la inversión empieza a ser rentable. También se comprueba que para este valor del precio de venta de energía, el TIR toma un valor del 4% (igual valor que la tasa de descuento considerada en el estudio).

#### 8.4. CONCLUSIONES

A la vista de los resultados obtenidos, podemos concluir con las siguientes reflexiones:

En primer lugar, podemos considerar viable desde el punto de vista medioambiental la implantación del parque en la zona estudiada. Se disponen de los medios necesarios y la tecnología escogida (estructuras monopile) en el campo de la eólica offshore es lo suficientemente madura como para llevarse a cabo. Además, se ha procurado no entrar en conflicto con aspectos socioeconómicos y medioambientales de la zona ni interferir con zonas destinadas a otros usos. Habría que destacar, a pesar de esto, que sería de esperar cierto rechazo por parte de la población implicada en el sector de la pesca y en función de la sensibilidad a la contaminación visual.

Desde el punto de vista económico, como podemos comprobar al analizar los resultados, la viabilidad está altamente condicionada por el futuro precio de venta de la energía (valor que no podemos conocer a ciencia cierta). Por otro lado, podemos afirmar que siempre y cuando sea superior a los 72 €/MWh, el Valor Actualizado Neto sería positivo y, por tanto, el proyecto viable económicamente.

Por último, cabe mencionar los aspectos positivos que tendría la implantación de parques de este tipo en nuestras costas, gracias al elevado recurso eólico que presentan. Esto sumado a una mayor potencia, como es la de los aerogeneradores offshore, sería vital para los procesos de descarbonización y reducción de gases de efecto invernadero y nos acercaría cada vez más a los objetivos marcados por los organismos nacionales (PNIEC), europeos y mundiales.

## **BIBLIOGRAFÍA**

- Asociación Empresarial Eólica (2020). *Anuario Eólico 2020 La Voz del Sector*. Madrid: AEE.
- BVG Associates (2017). *Future Renewable Energy Costs: Offshore Wind*. [s. l.]: InnoEnergy.
- Carbon Trust (2020). *Floating Wind Joint Industry Project*. England: The Carbon Trust.
- Congreso de Ingeniería Naval: Instalaciones Eléctricas en Parques Eólicos Marinos*. (50º, 2011, Cádiz). Cádiz: [s. n.].
- DNV-GL (2020). *Floating Wind: The Power to Commercialize*. Høvik: DNV-GL.
- Fundación ESTEYCO (2015). *Con el Viento a Favor*. España: Fundación ESTEYCO.
- IRENA (2018). *Renwable Energy Benefits: Leveraging Local Capacity for Offshore Wind*. Abu Dhabi: IRENA.
- Tacx, Jochem (2019). *Building an Offshore Wind Farm: Operational Guide*. [s. l.]: Independently Published.
- Wind Europe (2017). *Wind Energy in Europe: Scenarios for 2030*. Brussels: Wind Europe.
- Wind Europe (2020). *Offshore Wind in Europe. Key Trends and Statistics 2019*. Brussels: Wind Europe.
- Wind Europe (2020). *Wind Energy in Europe in 2019. Trends and Statistics*. Brussels: Wind Europe.
- Wind Europe (2021). *Offshore Wind in Europe. Key Trends and Statistics 2020*. Brussels: Wind Europe.

## **ANEJOS**

