



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Diseño y análisis de viabilidad económica de una  
instalación eólica offshore de 50MW ubicada en la costa de  
Gran Canaria

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

AUTOR/A: Sahuquillo Gabaldón, Pablo

Tutor/a: Vargas Salgado, Carlos Afranio

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIERÍA  
INDUSTRIAL VALENCIA

**TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

# **DISEÑO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA DE UNA INSTALACIÓN EÓLICA OFFSHORE DE 50 MW UBICADA EN LA COSTA DE GRAN CANARIA**

AUTOR: Pablo Sahuquillo Gabaldón

TUTOR: Carlos Afranio Vargas Salgado

Curso Académico: 2021-22



# Resumen

---

El proyecto desarrollado consiste en diseñar una instalación eólica offshore de 50 MW, ubicada en el mar territorial de la Isla de Gran Canaria. La elección de las Islas Canarias como ubicación del parque eólico diseñado ha venido motivada por la necesidad de integración de sistemas de producción de energía basados en energías renovables, consiguiendo reducir la fuerte dependencia de los combustibles fósiles que posee el sistema eléctrico canario, y así contribuir en la transición energética hacia un futuro basado en energía limpia.

A partir del estudio del emplazamiento y el análisis del recurso eólico realizados mediante los programas QGIS y WAsP (*Wind Atlas and Application Program*), respectivamente, se ha determinado como la única zona que no cuenta con restricciones que dificultarían el desarrollo del proyecto y que, además, dispone de un recurso eólico favorable, se encuentra en la zona sureste de la isla próxima a la costa. El parque eólico proyectado consta de 5 aerogeneradores de 10 MW cada uno, soportados mediante estructuras flotantes y conectados en forma radial mediante una línea de evacuación de 66 kV, la cual discurre por el fondo marino hasta llegar a la costa donde se encuentra el punto de conexión a la red eléctrica de la isla. Con la configuración y ubicación seleccionada, la simulación realizada mediante el software SAM (*System Advisor Model*) indica que la instalación diseñada sería capaz de producir 216.611 MWh netos al año.

Finalmente, realizando un análisis económico de la instalación, se ha estimado que la inversión inicial que requiere el proyecto lograría recuperarse en su totalidad, prácticamente en la mitad de la vida útil del proyecto (10,85 años). Además, los resultados de los parámetros financieros son favorables, obteniéndose un VAN de 24.721.569,69 € y una TIR del 7,77% respecto a una tasa de descuento del 5%. Por lo tanto, se tiene que la inversión en el proyecto desarrollado no solo sería rentable, sino que además, es recomendable.

**Palabras clave:** Parque eólico, offshore, aerogenerador y estudio de viabilidad.





## Resum

---

El projecte consisteix en dissenyar una instal·lació eòlica offshore de 50 MW, ubicada al mar territorial de l'illa de Gran Canària. L'elecció de les Illes Canàries com a ubicació del parc eòlic dissenyat ha estat motivada per la necessitat d'integració de sistemes de producció d'energia basats en energies renovables, conseguint reduir la forta dependència dels combustibles fòssils que posseeix el sistema elèctric canari, i contribuir així en la transició energètica cap a un futur basat en energia neta.

A partir de l'estudi de l'emplaçament i l'anàlisi del recurs eòlic realitzats mitjançant els programes QGIS i WASP (*Wind Atlas and Application Program*), respectivament, s'ha determinat com a única zona que no compta amb restriccions que dificultarien el desenvolupament del projecte i que, a més, disposa d'un recurs eòlic favorable, es troba a la zona sud-est de l'illa propera a la costa. El parc eòlic projectat consta de 5 aerogeneradors de 10 MW cadascun, suportats mitjançant estructures flotants i connectats en forma radial mitjançant una línia d'evacuació de 66 kV, que discorre pel fons marí fins arribar a la costa on es troba el punt de connexió a la xarxa elèctrica de l'illa. Amb la configuració i ubicació seleccionada, la simulació realitzada mitjançant el programari SAM (*System Advisor Model*) indica que la instal·lació dissenyada seria capaç de produir 216.611 MWh nets a l'any.

Finalment, mitjançant una anàlisi econòmica de la instal·lació, s'ha estimat que la inversió inicial que requereix el projecte aconseguiria recuperar-se en la seua totalitat, pràcticament a la meitat de la vida útil del projecte (10,85 anys). A més, els resultats dels paràmetres financers són favorables, obtenint un VAN de 24.721.569,69 € i una TIR del 7,77% respecte a una taxa de descompte del 5%. Per tant, la inversió en el projecte desenvolupat no només seria rendible, sinó que a més, és recomanable.

**Paraules clau:** Parc eòlic, offshore, aerogenerador i estudi de viabilitat.



## Abstract

---

The project consists of designing a 50 MW offshore wind installation located in the territorial sea of the Island of Gran Canaria. The choice of the Canary Islands as the location for the designed wind farm has been motivated by the need to integrate energy production systems based on renewable energy, managing to reduce the strong dependence on fossil fuels that the Canarian electricity system has, and thus contribute in the energy transition towards a future based on clean energy.

Based on the study of the site and the analysis of the wind resource carried out using QGIS and WASP (Wind Atlas and Application Program) programs, respectively, it has been determined as the only area that does not have restrictions that would hinder the development of the project and that, in addition, it has a favorable wind resource, it is located in the southeast area of the island near the coast. The projected wind farm consists of 5 wind turbines of 10 MW each, supported by floating structures and connected radially by a 66 kV evacuation line, which runs along the seabed until it reaches the coast where the point of connection to the electrical network of the island is located. With the selected configuration and location, the simulation using SAM (System Advisor Model) software indicates that the designed installation would be capable of producing 216,611 net MWh per year.

Finally, carrying out an economic analysis of the installation, it has been estimated that the initial investment required by the project would be recovered in its entirety, practically in half of the lifespan (10.85 years). In addition, the results of the financial parameters are favorable, obtaining a NPV of 24,721,569.69 € and an IRR of 7.77% compared to a discount rate of 5%. Therefore, the investment in the developed project would not only be profitable, but also recommended.

**Keywords:** Wind farm, offshore, wind turbine and viability study.



# ÍNDICE GENERAL

**ÍNDICE DE FIGURAS**

**ÍNDICE DE TABLAS**

**NOMENCLATURA**

**I. MEMORIA DESCRIPTIVA**

**II. PLIEGO DE CONDICIONES**

**III. ANÁLISIS ECONÓMICO**

**IV. PLANOS**

**ANEXOS**



# Índice de figuras

Figura nº 1.-	Tendencias de diseño del diámetro de los rotores de turbinas eólicas marinas.	4
Figura nº 2.-	Ranking de países por potencia eólica acumulada.	5
Figura nº 3.-	Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada en España.	5
Figura nº 4.-	Potencial eólico en las Islas Canarias.	8
Figura nº 5.-	Mapa de zonificación EEAL español, restringido sobre Gran Canaria.	14
Figura nº 6.-	Red de Áreas Marinas Protegidas en la isla de Gran Canaria.	16
Figura nº 7.-	Reserva de la Biosfera en la isla de Gran Canaria.	17
Figura nº 8.-	Zonas para la acuicultura y zonas de pesca submarina en Gran Canaria.	18
Figura nº 9.-	Histograma de Altura Significante y de Periodo de Pico; y Rosa de Altura Significante para oleaje.	19
Figura nº 10.-	Naturaleza del fondo marino de la isla de Gran Canaria.	21
Figura nº 11.-	Carta batimétrica de la isla de Gran Canaria.	22
Figura nº 12.-	Zonas de prácticas del ejército y zonas de I+D+i.	23
Figura nº 13.-	Densidad del tráfico marítimo y ubicación de los puertos de Gran Canaria.	24
Figura nº 14.-	Distribución de la red eléctrica y la red de telecomunicaciones en Gran Canaria.	25
Figura nº 15.-	Proyectos eólicos marinos en la isla de Gran Canaria.	26
Figura nº 16.-	Superposición de restricciones.	27
Figura nº 17.-	Delimitación del área para el emplazamiento del parque eólico.	28
Figura nº 18.-	Histograma de frecuencias y distribución probabilística de Weibull a 50 m.	31
Figura nº 19.-	Rosa de los vientos a 50 m.	32
Figura nº 20.-	Velocidad media mensual a diferentes alturas.	33
Figura nº 21.-	Perfil de velocidad vertical del viento.	34
Figura nº 22.-	Volumen de control para la deducción de la fórmula de Betz.	37
Figura nº 23.-	Coeficiente de potencia $C_p$ en función del parámetro $a$ .	39
Figura nº 24.-	Coeficiente de empuje $C_T$ en función del parámetro $a$ .	40
Figura nº 25.-	Curva ideal de potencia de una turbina eólica.	41
Figura nº 26.-	Curva de potencia de los modelos seleccionados.	42
Figura nº 27.-	Representación del efecto estela según el modelo de Jensen.	46
Figura nº 28.-	Punto de implantación de cada turbina.	47
Figura nº 29.-	Introducción de los datos del recurso eólico en el software SAM.	48
Figura nº 30.-	Introducción de los parámetros del aerogenerador en el software SAM.	49



Figura nº 31.-	Parámetros para definir el parque eólico en el software SAM.	50
Figura nº 32.-	Introducción de los parámetros de pérdidas en el software SAM.	51
Figura nº 33.-	Resultados obtenidos en la simulación realizada en el software SAM.	52
Figura nº 34.-	Tecnologías de cimentación fija.	55
Figura nº 35.-	Tecnologías de plataformas flotantes.	57
Figura nº 36.-	Estructura flotante de tipo semi-sumergible de tres columnas.	58
Figura nº 37.-	Esquemas de los tipos de conexión de un parque eólico offshore a la red eléctrica.	59
Figura nº 38.-	Esquema del cableado y localización del transformador dentro de la turbina eólica.	62
Figura nº 39.-	Cable HVDC (izquierda) y cable HVAC (derecha).	63
Figura nº 40.-	Esquema de interconexión eléctrica de aerogeneradores.	64

# Índice de tablas

Tabla nº 1.-	Configuración del balance eléctrico en Canarias en 2021.	7
Tabla nº 2.-	Tabla de altura máxima mensual de oleaje para el nodo SISMAR 4036006.	20
Tabla nº 3.-	Variables del viento proporcionadas por la plataforma MERRA-2.	31
Tabla nº 4.-	Resultados obtenidos mediante WAsP.	32
Tabla nº 5.-	Modelos y fabricantes de las turbinas eólicas a analizar.	40
Tabla nº 6.-	Resultados de los modelos considerados.	44
Tabla nº 7.-	Distancia de separación entre aerogeneradores.	47
Tabla nº 8.-	Posición de cada turbina coordenadas WGS 84/UTM zone 28N (EPSG: 32628)	48
Tabla nº 9.-	Corriente nominal de cada línea.	65
Tabla nº 10.-	Valores nominales de corriente para cables submarinos trifásicos.	65
Tabla nº 11.-	Sección inicial para aplicar factores de corrección.	66
Tabla nº 12.-	Factor corrector por resistividad térmica según el tramo de la línea.	66
Tabla nº 13.-	Intensidad nominal corregida para cada tramo de la línea.	67
Tabla nº 14.-	Carga capacitiva para cada tramo de la línea.	67
Tabla nº 15.-	Intensidad capacitiva para cada tramo y porcentaje respecto a la corriente nominal.	68
Tabla nº 16.-	Intensidad total para cada tramo de la línea.	68
Tabla nº 17.-	Secciones para el criterio de intensidad máxima admisible.	68
Tabla nº 18.-	Resistencia en cada una de las líneas.	69
Tabla nº 19.-	Pérdidas por Efecto Joule en cada línea.	69
Tabla nº 20.-	Secciones para el criterio de máxima caída de tensión admisible.	70
Tabla nº 21.-	Secciones a instalar para cada tramo de la línea de evacuación.	70
Tabla nº 22.-	Resultados del análisis económico.	71
Tabla nº 23.-	Costes de los aerogeneradores.	100
Tabla nº 24.-	Costes de las plataformas flotantes.	101
Tabla nº 25.-	Costes de los sistemas de fondeo y anclaje.	101
Tabla nº 26.-	Costes de la infraestructura eléctrica.	101
Tabla nº 27.-	Resumen de costes totales del proyecto.	102
Tabla nº 28.-	Amortizaciones del inmovilizado material.	103
Tabla nº 29.-	Desglose de intereses de la financiación externa.	104
Tabla nº 30.-	Características generales del préstamo solicitado.	105

Tabla nº 31.-	Precio medio de la energía eléctrica en España.	105
Tabla nº 32.-	Precio estimado de la energía eléctrica (2026-2045).	106
Tabla nº 33.-	Ingresos brutos obtenidos a lo largo de la vida útil del parque eólico.	106
Tabla nº 34.-	Cuenta de resultados.	107
Tabla nº 35.-	Flujos de caja.	109
Tabla nº 36.-	Resultados del análisis económico (VAN y TIR).	109
Tabla nº 37.-	Cálculo del <i>Payback</i> .	110

# Nomenclatura

## Alfabeto latino

$A$	—	Área	$[m^2]$
$a$	—	Coefficiente de velocidad inducida	$[-]$
$c$	—	Factor de escala de Weibull	$[m/s]$
$C$	—	Capacitancia	$[F/km]$
$C_p$	—	Coefficiente de potencia	$[-]$
$C_T$	—	Coefficiente de empuje	$[-]$
$d_p(x)$	—	Función densidad de probabilidad	$[-]$
$E_c$	—	Energía cinética	$[J]$
$f$	—	Frecuencia	$[Hz]$
$F$	—	Fuerza axial	$[N]$
$F(x)$	—	Función distribución	$[-]$
$g_0$	—	Aceleración de la gravedad	$[m/s^2]$
$h$	—	Altura sobre el nivel del mar	$[m]$
$I_0$	—	Desembolso inicial	$[€]$
$I_C$	—	Corriente capacitiva	$[A]$
$I_n$	—	Intensidad nominal	$[A]$
$I_T$	—	Intensidad total mínima	$[A]$
$l$	—	Longitud	$[km]$
$L$	—	Tasa de variación de temperatura	$[K/m]$
$k$	—	Tipo de descuento	$[\%]$
$k$	—	Factor de forma de Weibull	$[-]$
$k_A$	—	Factor de corrección por distancia entre conductores	$[-]$
$k_P$	—	Factor corrector por enterramiento	$[-]$
$k_R$	—	Factor corrector por resistividad térmica	$[-]$
$k_T$	—	Factor de corrección por temperatura	$[-]$
$M$	—	Masa molar del aire	$[kg/mol]$
$m$	—	Masa	$[kg]$
$\dot{m}$	—	Gasto másico	$[kg/s]$
$N$	—	Número de mediciones	$[ud.]$
$p$	—	Presión	$[kPa]$
$P_d$	—	Potencia disponible	$[W]$
$P_r$	—	Potencia recuperable	$[W]$
$Q_j$	—	Flujo de caja en cada período	$[€]$
$R$	—	Constante de los gases ideales	$[J/mol \cdot K]$

## NOMENCLATURA

$R$	—	Resistencia	$[\Omega]$
$S$	—	Sección	$[mm^2]$
$T$	—	Temperatura del aire	$[K]$
$TIR$	—	Tasa Interna de Retorno	$[\%]$
$U$	—	Tensión nominal de trabajo	$[V]$
$\vec{u}$	—	Componente zonal del vector velocidad del viento	$[m/s]$
$\vec{v}$	—	Componente meridional del vector velocidad del viento	$[m/s]$
$V$ ó $v$	—	Velocidad del viento	$[m/s]$
$\bar{V}$	—	Media de la velocidad	$[m/s]$
$VAN$	—	Valor Actual Neto	$[\text{€}]$
$\vec{w}$	—	Vector velocidad del viento	$[m/s]$
$X$	—	Distancia entre turbinas	$[m]$
$Z_c$	—	Reactancia capacitiva	$[\Omega]$

**Alfabeto griego**

$\alpha$	—	Coefficiente de fricción o exponencial de Hellmann	$[-]$
$\Delta$	—	Gradiente	$[-]$
$\Gamma$	—	Función gamma	$[-]$
$\theta$	—	Ángulo dirección del viento	$[\text{°}]$
$\rho$	—	Densidad	$[kg/m^3]$
$\sigma$	—	Conductividad eléctrica	$[m/\Omega \cdot mm^2]$
$\vartheta$	—	Constante de decaimiento de la estela	$[-]$

**Acrónimos y abreviaturas**

$AC$	—	<i>Alternating Current</i>
$AEE$	—	Asociación Empresarial Eólica
$CAD$	—	<i>Computer Aided Design</i>
$DC$	—	<i>Direct Current</i>
$EEAL$	—	Estudio Estratégico Ambiental del Litoral
$EMODnet$	—	<i>European Marine Observation and Data Network</i>
$GBS$	—	<i>Gravity Based Structures</i>
$HVAC$	—	<i>High Voltage Alternating Current</i>
$HVDC$	—	<i>High Voltage Direct Current</i>
$IAE$	—	Impuesto sobre Actividades Económicas
$ICIO$	—	Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras
$IEA$	—	<i>International Energy Agency</i>
$IEO$	—	Instituto Español de Oceanografía
$IGBT$	—	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>

## NOMENCLATURA

<i>IRENA</i>	—	<i>International Renewable Energy Agency</i>
<i>IS</i>	—	Impuesto de Sociedades
<i>ISA</i>	—	<i>International Standard Atmosphere</i>
<i>IVA</i>	—	Impuesto al Valor Añadido
<i>IVPEE</i>	—	Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica
<i>LIC</i>	—	Lugares de Importancia Comunitaria
<i>MERRA</i>	—	<i>Modern-Era Retrospective analysis for Research and Application</i>
<i>MITRED</i>	—	Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
<i>NREL</i>	—	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
<i>PEM</i>	—	Presupuesto de Ejecución Material
<i>PLOCAN</i>	—	Plataforma Oceánica de Canarias
<i>PNIEC</i>	—	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
<i>POEM</i>	—	Planes de Ordenación del Espacio Marítimo
<i>RAMPE</i>	—	Red de Áreas Marinas Protegidas de España
<i>REE</i>	—	Red Eléctrica de España
<i>SAM</i>	—	<i>System Advisor Model</i>
<i>SIG</i>	—	Sistema de Información Geográfica
<i>TAE</i>	—	Tasa Anual Equivalente
<i>TIR</i>	—	Tasa Interna de Retorno
<i>TLP</i>	—	<i>Tension-Leg Platform</i>
<i>UNESCO</i>	—	<i>United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization</i>
<i>VAN</i>	—	Valor Actual Neto
<i>VSC</i>	—	<i>Voltage Source Converter</i>
<i>WACS</i>	—	<i>West Africa Cable System</i>
<i>WAsP</i>	—	<i>Wind Atlas and Application Program</i>
<i>ZAA</i>	—	Zona Apta para la Acuicultura
<i>ZEC</i>	—	Zonas Especiales de Conservación
<i>ZEPA</i>	—	Zonas de Especial Protección para las Aves
<i>ZEPIM</i>	—	Zonas Especialmente Protegidas de Importancia para el Mediterráneo
<i>ZIA</i>	—	Zona de Interés para la Acuicultura
<i>ZMES</i>	—	Zona Marina Especialmente Sensible
<i>ZPA</i>	—	Zona Prohibida para la Acuicultura





UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA

**Máster universitario en Ingeniería Industrial**

**Curso académico 2021/2022**

**DISEÑO Y ANÁLISIS DE  
VIABILIDAD ECONÓMICA DE  
UNA INSTALACIÓN EÓLICA  
OFFSHORE DE 50 MW  
UBICADA EN LA COSTA DE  
GRAN CANARIA**

**I. Memoria descriptiva**

Autor

**Pablo Sahuquillo Gabaldón**

Tutor

**Carlos Afranio Vargas Salgado**





# ÍNDICE

<b>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>1.1.- Objeto.</b>	1
<b>1.2.- Alcance.</b>	1
<b>1.3.- Estado del arte.</b>	2
<b>1.4.- Situación actual.</b>	4
1.4.1.- Contexto en España.	4
1.4.2.- Contexto en las Islas Canarias.	7
<b>1.5.- Marco regulatorio y herramientas utilizadas.</b>	9
1.5.1.- Disposiciones legales y normas aplicadas.	9
1.5.1.1.- Normativa europea.	9
1.5.1.2.- Normativa nacional.	9
1.5.1.3.- Normativa autonómica.	11
1.5.2.- Herramientas utilizadas.	11
<b>CAPÍTULO 2. ESTUDIO DEL EMPLAZAMIENTO</b>	<b>13</b>
<b>2.1.- Factores influyentes.</b>	13
2.1.1.- Consideraciones ambientales.	15
2.1.1.1.- Red de Áreas Marinas Protegidas.	15
2.1.1.2.- Reserva de la Biosfera.	17
2.1.1.3.- Acuicultura y pesca.	17
2.1.1.4.- Oleaje.	19
2.1.1.5.- Geología y batimetría.	20
2.1.2.- Consideraciones técnicas.	22
2.1.2.1.- Áreas de actividades.	22
2.1.2.2.- Infraestructuras portuarias y tráfico marítimo.	23
2.1.2.3.- Red eléctrica y red de telecomunicaciones.	24
2.1.2.4.- Proyectos eólicos.	26
2.1.3.- Emplazamiento de la instalación.	27
<b>2.2.- Caracterización del recurso eólico.</b>	28
2.2.1.- Distribución continua de Weibull.	28
2.2.2.- Algoritmo WAsP.	29

2.2.3.- Análisis de la distribución de vientos.	30
2.2.4.- Perfil de velocidad del viento.	32
<b>CAPÍTULO 3. DISEÑO DEL PARQUE</b>	<b>35</b>
<b>3.1.- Elección de la turbina eólica.</b>	<b>35</b>
3.1.1.- Conceptos teóricos básicos.	35
3.1.1.1.- Potencia eólica disponible.	35
3.1.1.2.- Fórmula de Betz.	36
3.1.1.3.- Coeficiente de potencia.	39
3.1.1.4.- Coeficiente de empuje.	39
3.1.2.- Análisis de los modelos de aerogeneradores.	40
3.1.2.1.- Curva de potencia.	41
3.1.2.2.- Densidad del aire.	42
3.1.2.3.- Selección de la turbina.	43
<b>3.2.- Implantación del parque.</b>	<b>45</b>
3.2.1.- Efecto estela.	45
3.2.1.1.- Modelo de Jensen.	45
3.2.2.- Distribución de los aerogeneradores.	46
3.2.3.- Simulación con SAM.	48
<b>3.3.- Estudio de cimentaciones.</b>	<b>53</b>
3.3.1.- Cimentación fija.	53
3.3.2.- Estructuras flotantes.	55
3.3.3.- Elección del tipo de cimentación.	57
<b>3.4.- Infraestructura eléctrica.</b>	<b>58</b>
3.4.1.- Sistema de evacuación de energía y conexión a red.	60
3.4.1.1.- Infraestructura eléctrica en las turbinas eólicas.	61
3.4.1.2.- Cableado de Alta Tensión.	62
<b>3.5.- Resumen del análisis económico.</b>	<b>70</b>
<b>CAPÍTULO 4. CONCLUSIONES</b>	<b>73</b>
<b>4.1.- Problemas encontrados y soluciones propuestas.</b>	<b>74</b>
<b>4.2.- Perspectivas futuras.</b>	<b>75</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>77</b>





# [CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN]

## 1.1.- OBJETO

El presente proyecto se redacta con el objetivo de diseñar un parque eólico offshore de 50 MW de potencia instalada, ubicado en la costa de Gran Canaria (España), cuya localización se incluye en el Plano 1. A la hora de determinar la potencia de la instalación, se ha tenido en cuenta la segunda subasta de renovables realizada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) el 19 de octubre de 2021, en la que se subastaron, entre otros, 1.500 MW de capacidad reservados para energía eólica. Es por ello que, el cometido principal de la instalación será la producción de energía para su posterior consumo, por lo que deberá estar conectada a la Red Eléctrica de la isla.

Posteriormente, se pretende realizar un análisis económico de la instalación diseñada con el objetivo de determinar la viabilidad del proyecto para comprobar si su implantación sería rentable.

## 1.2.- ALCANCE

El proyecto abarca el uso de los conocimientos necesarios para el correcto diseño de una instalación eólica offshore. Además, abarca la actualidad en cuanto a política energética y regulación vigente se refiere y pretende abordar una solución a un problema real, aplicando la tecnología más innovadora del sector.

Para poder lograr los objetivos marcados en este proyecto, se contemplan las siguientes actuaciones:

- Analizar el estado actual de la eólica marina, en concreto de la tecnología empleada y las perspectivas futuras previstas, y comentar el contexto tanto a nivel nacional como en las Islas Canarias, con tal de poder emitir un juicio de valor adecuado y asentar los cimientos para el desarrollo del proyecto.

- Realizar un estudio del emplazamiento de la instalación. Para ello se tienen en cuenta tres aspectos fundamentales: las restricciones marcadas por la legislación vigente, el recurso eólico disponible en la isla y la tecnología aplicada en el diseño del parque.
- Una vez seleccionada la zona más apta para la instalación del parque, se propone una configuración del parque, seleccionando el modelo de aerogenerador y la disposición de los mismos.
- Después de configurar la propuesta de layout, se procede a la simulación del parque mediante el programa SAM (*System Advisor Model*) con el cual se puede comprobar si la configuración de los aerogeneradores es válida y permite calcular la producción neta anual de energía de todo el parque, así como las pérdidas generadas.
- Adicionalmente, se comentan las distintas técnicas de cimentación existentes y se argumenta el tipo de estructura aplicada al proyecto. Se plantea, además, la configuración de la infraestructura eléctrica que conforma el parque, en la cual se determina el esquema de conexión empleado y el punto de conexión a la red de distribución, y se seleccionan los conductores a instalar.
- Finalmente, se procede a estudiar la viabilidad económica de la instalación. El objetivo final de este estudio económico es obtener el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), estos indicadores determinarán la rentabilidad de la inversión y, por lo tanto, si el proyecto es viable económicamente.

### **1.3.- ESTADO DEL ARTE**

La eólica marina se refiere al área energética y tecnológica que permite aprovechar la fuerza del viento en ubicaciones en el entorno marino. La tecnología empleada en este tipo de instalaciones avanza rápidamente su desarrollo hacia su plena madurez, lo cual permite aportar un gran valor añadido al sistema energético nacional en lo que se refiere a diversificación de fuentes de energía renovable y consolidación de la industria.

Las principales vías de desarrollo se centran en un incremento tanto de las potencias unitarias y las dimensiones de los aerogeneradores, como en las diferentes soluciones presentadas para los apoyos de las torres. Concretamente, los nuevos conceptos tecnológicos de aplicación en la eólica marina han permitido expandir las fronteras de las zonas marinas aprovechables permitiendo su despliegue en aguas profundas, pudiendo así abarcar profundidades más allá de los 50 m permitidos por las tecnologías anteriores y llegando hasta los 1.000 m de profundidad. Con ello, se consigue multiplicar las áreas de desarrollo potencial en las costas españolas haciendo viable su implantación en el territorio nacional.

Como consecuencia a sus factores de capacidad elevados, la eólica marina es capaz de generar electricidad de una forma estable y predecible, aumentando su producción en estaciones invernales en las que la radiación solar disminuye y se produce un aumento en el consumo energético. Presenta, por consiguiente, una gran complementariedad con otro tipo de instalaciones renovables, favoreciendo así la seguridad en el suministro y permitiendo un mayor aprovechamiento de los recursos renovables disponibles.

- **Perspectivas futuras**

Con tal de cumplir los objetivos establecidos en el Acuerdo de París, la potencia total necesaria a nivel mundial de eólica marina deberá ser de 228 GW en 2030 y de 1.000 GW en 2050, según estudios realizados por la *International Renewable Energy Agency* (IRENA). Además, según la *International Energy Agency* (IEA), en 2040 la eólica marina supondrá la mitad de la generación de energía eólica en Europa.

Por otra parte, según la “Estrategia sobre las Energías Renovables Marinas” de la Comisión Europea se prevé un aumento de eólica marina desde los 12 GW actualmente instalados, hasta al menos 60 GW en 2030, con vistas a alcanzar los 300 GW en 2050.

Con respecto a la aportación energética en España, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 prevé una extensión de la capacidad instalada hasta 50 GW en 2030 teniendo en cuenta ambos tipos de tecnología eólica, terrestre y marina. Esta cifra aspira a casi duplicar los 25,7 GW eólicos instalados actualmente, para lo que serán necesarias inversiones superiores a 30.000 millones durante este periodo, además de las inversiones asociadas a la repotenciación de parques eólicos ya existentes.

- **Potencial del entorno marino**

Al ser el viento en este tipo de instalaciones más laminar, genera una menor rugosidad superficial lo que supone un menor factor de cordadura permitiendo así que la altura de torre disminuya respecto a la necesaria en instalaciones terrestres para las mismas dimensiones de pala y la misma potencia, esto viene traducido en un ahorro de costes de material considerable.

Asimismo, gracias a la menor actividad humana en el mar, la eólica marina presenta menores limitaciones espaciales y de transporte que en instalaciones terrestres. Se considera, en general, un rango típico de la ratio medio de densidad de potencia eólica por superficie entre 4 y 6 MW/km<sup>2</sup>. Este parámetro viene condicionado por la configuración del parque, las pérdidas energéticas producidas, el diámetro de los aerogeneradores además de la profundidad del emplazamiento. En cuanto al transporte, este tipo de instalaciones renovables permiten que el envío de materiales sea más sencillo, ya que los distintos componentes que conforman la instalación pueden suministrarse conjuntamente desde los puertos.

La ausencia de obstáculos en el emplazamiento se traduce en un mejor aprovechamiento del recurso eólico ya que la velocidad del viento es más constante y presenta una menor intermitencia, lo cual permite a las turbinas un mayor tiempo de funcionamiento. De hecho, el factor de capacidad global promedio en 2018 para turbinas eólicas terrestres fue del 25%, en comparación con el de turbinas eólicas marinas que fue del 33% y se espera que para los nuevos proyectos marinos estos factores de capacidad sean superiores al 40%.

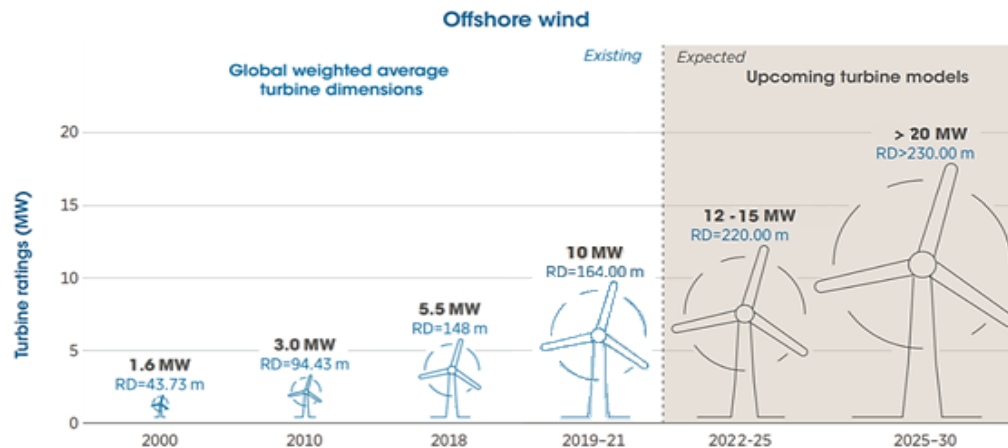
- **Evolución tecnológica**

Los aerogeneradores empleados en eólica marina operan de la misma forma que en instalaciones terrestres, la mayor diferencia se encuentra en la capacidad de estas turbinas para soportar la corrosión ya que se encuentran sometidas a un entorno con condiciones más desfavorables. Es por ello que, tanto las torres como las plataformas vienen equipadas con sistemas de regulación de la temperatura y la humedad para paliar el efecto de la corrosión.



Por otra parte, las menores limitaciones espaciales y la innovación tecnológica han permitido un incremento en el tamaño de la turbina aumentando así su rendimiento máximo. A partir de 2010, el tamaño medio de las turbinas que se utilizaban en los parques eólicos marinos pasó de 3 MW a alcanzar los 5,5 MW en proyectos finalizados en 2018. Además, las turbinas de 10 MW instaladas en proyectos actuales y las nuevas turbinas de 12-15 MW, serán capaces de lograr factores de capacidad muy superiores al 50%; y para proyectos marinos instalados entre 2025 y 2030, se espera que la potencia de los aerogeneradores alcance los 20 MW.

**Figura nº 1.- Tendencias de diseño del diámetro de los rotores de turbinas eólicas marinas.**



Fuente: Adaptada de *Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects*, IRENA, 2019.

La diferencia más importante entre la eólica marina y la terrestre, a parte de las cuestiones anteriormente mencionadas, se encuentra en la estructura soporte. Esta estructura se encarga de elevar los aerogeneradores sobre el nivel del mar en función de la profundidad del emplazamiento. Actualmente, se emplean dos clases principales de estructuras en eólica marina: las basadas en estructuras flotantes y las estructuras montadas sobre cimentaciones fijas. La principal diferencia radica en la forma en la que se fija el aerogenerador al fondo marino, además de las distintas técnicas de instalación y la posibilidad de instalación de uno u otro tipo en función de la profundidad ya que, el uso de tecnología de cimentación fija está restringido a profundidades inferiores a 50 m.

Hasta hace unos pocos años, la totalidad de parques eólicos marinos en servicio se basaba en la tipología de cimentación fija, llegando a la cifra de 29 GW de potencia en operación en 2019. En comparación, a finales de 2020 había instalados aproximadamente 88 MW de eólica flotante a nivel mundial. Sin embargo, gracias a los proyectos previstos, en 2022 se espera alcanzar una capacidad acumulada de eólica flotante de 350 MW aproximadamente. Este punto de inflexión supondrá el despegue de la eólica flotante estimándose que para 2030 podría haber entre 5 y 30 GW de potencia instalada a nivel global, según estudios de IRENA.

## 1.4.- SITUACIÓN ACTUAL

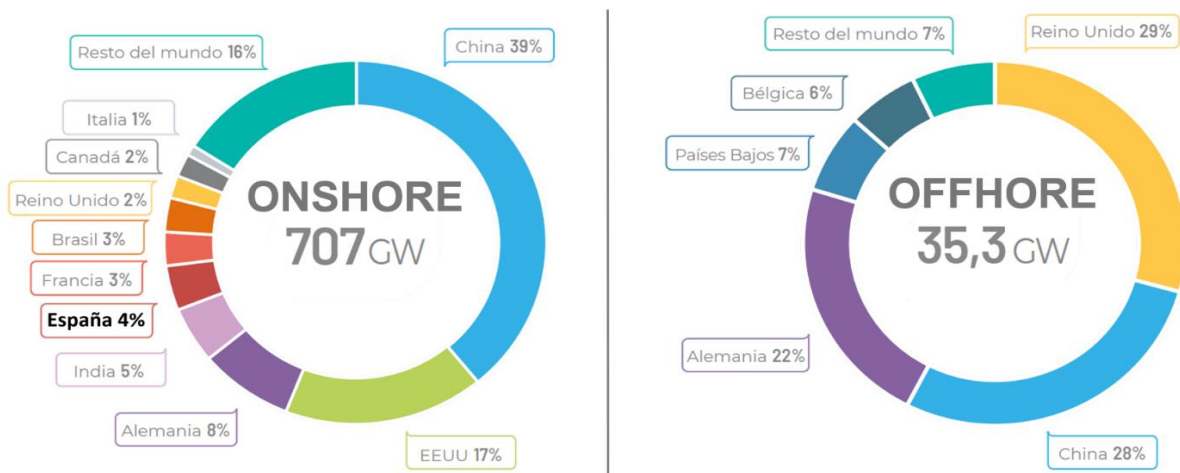
### 1.4.1.- Contexto en España

El desarrollo de energía eólica en España principalmente se ha centrado en instalaciones en el ámbito terrestre, siendo casi inexistente el número de instalaciones de eólica marina en el país. Esto es debido

a las características geográficas y a la existencia de numerosas ubicaciones terrestres con un gran potencial para el desarrollo eólico.

Según recalca la Estrategia Europea de Energías Marinas, para alcanzar los objetivos marcados, se debe incrementar las capacidades de producción y lograr ritmos más elevados de instalación de eólica marina. Cabe destacar que España está en disposición de convertirse en un referente mundial, ya que la eólica marina supone una gran oportunidad para que se pueda aprovechar todo el potencial de desarrollo industrial y tecnológico del que dispone el país.

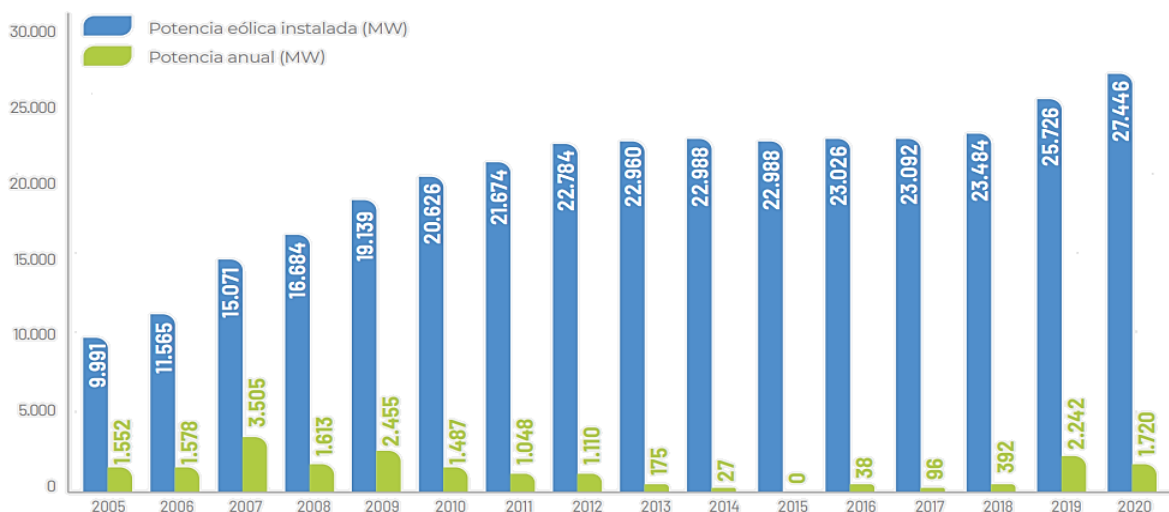
**Figura nº 2.- Ranking de países por potencia eólica acumulada.**



Fuente: GWEC y elaboración AEE, AEE, 2021.

Hoy en día, España se encuentra en quinta posición en el ranking mundial de potencia eólica instalada, habiendo instalado más de 27 GW de potencia eólica terrestre, y alcanza el pódium europeo como uno de los líderes en generación eólica terrestre siendo el país que más potencia instaló en 2019. Además, gracias a la evolución de la tecnología hacia la implementación de soluciones como la eólica flotante se podrá conseguir un gran despliegue de eólica marina en territorio español en los próximos años.

**Figura nº 3.- Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada en España.**



Fuente: Anuario eólico 2021, AEE, 2021.

Actualmente el marco regulatorio español viene definido por el Marco Estratégico de Energía y Clima, el cual está conformado por distintos elementos que tienen como objetivo definir las principales líneas de acción climática en España. Entre otros elementos se pueden destacar:

- **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030**

Este documento prevé una penetración de renovables sobre el consumo final de energía de al menos el 42%, con tal de alcanzarlo, establece distintos objetivos de eficiencia energética y un aumento en 59 GW adicionales de generación renovable a lo largo del plazo marcado, de los cuales 25,7 GW corresponderán a energía eólica. Además, se destaca que, la eólica marina muestra ya un gran potencial empleando la tecnología debido a la disminución de los costes de generación.

- **Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050**

Establece la trayectoria de transformación del sistema energético hasta el año 2050. Con el fin de reducir emisiones de gases de efecto invernadero, al menos en un 90%, se prevén distintas transformaciones en la estructura del sistema energético mediante el uso de distintas energías renovables, entre las cuales la energía eólica marina se muestra como una de las alternativas.

- **Ley de Cambio Climático y Transición Energética**

La Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética establece las indicaciones económicas y regulatorias que marquen la línea de acción climática en España. Esta Ley impulsa el desarrollo de energías renovables en el territorio español, incluyendo objetivos de penetración de renovables, así como, un marco mediante la convocatoria de subastas para su despliegue.

- **Estrategia de Transición Justa**

Tiene como objetivo principal optimizar la transición ecológica para garantizar la creación de empleo y asegurar así que las personas y los territorios ocupados se puedan beneficiar y aprovechar las oportunidades ofrecidas con esta transición. Para ello, la Energía eólica marina es de importancia debido al potencial que tiene para generar empleo además de la impulsión de las regiones marítimas en las que predominan mayoritariamente industrias tradicionales.

- **Estrategia de Pobreza Energética**

La Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2024 ofrece una definición oficial sobre la pobreza energética y describe indicadores para su seguimiento y cumplimiento de los objetivos para 2025.

Cabe destacar que, la eólica marina en España ofrece correlaciones importantes con distintos sectores como son: el sector marítimo-portuario, la ingeniería civil o la industria naval; para los cuales este tipo de instalaciones pueden convertirse en un mercado potencial a tener en cuenta en sus estrategias de diversificación de negocio.

En lo referido a la protección del medio marino, el Gobierno ha establecido, mediante la Declaración de Emergencia Climática y Ambiental, la prioridad de alcanzar un 30% de superficie marina protegida para el año 2030. Actualmente, España dispone del 12% de su superficie marina protegida superando con creces la cobertura media a nivel global, siendo esta del 7,4%.

Asimismo, el Real Decreto 363/2017 de 8 de abril propone un marco de ordenación del territorio marítimo para el análisis de las zonas donde la implantación de instalaciones eólicas marinas conlleve una contribución energética mayor, además de la protección de los valores ambientales del entorno marítimo y costero. Para ello, se contemplan cinco Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM), uno para cada una de las cinco demarcaciones marinas que disponen de un gran recurso eólico (velocidad media superior a 6,5 m/s a 100 m de altura) para el desarrollo de la eólica marina.

#### 1.4.2.- Contexto en las Islas Canarias

Las Islas Canarias disponen de un sistema eléctrico dividido en seis sistemas aislados de pequeño tamaño y débilmente mallados; este tipo de sistemas es menos estable y, por tanto, menos seguro. Esta situación lleva a que la inversión en plantas de generación eléctrica deba ser mayor, además de ser necesario un sobredimensionamiento de la potencia instalada ya que durante las operaciones de mantenimiento es necesario continuar satisfaciendo la demanda.

Asimismo, en este tipo de sistemas es usual que los combustibles fósiles sean los más utilizados para la generación de energía eléctrica, fragilizándolo todavía más, puesto que existe una fuerte dependencia sobre el precio de mercado de estos combustibles. De hecho, según la base de datos de Red Eléctrica de España (REE), en 2021 solamente el 19,90% de la energía producida en Canarias procedía de fuentes renovables, del cual el 16,23% corresponde a energía eólica; aumentando este dato hasta el 21,53% y el 19,84%, respectivamente, en la isla de Gran Canaria.

**Tabla nº 1.- Configuración del balance eléctrico en Canarias en 2021.**

<b>Fuentes de energía primaria</b>	<b>Gran Canaria</b>	<b>Islas Canarias</b>
<b>FUENTES NO RENOVABLES (MWh)</b>		
<b>Motor diésel</b>	192.508	1.716.907
<b>Turbina gas</b>	62.946	199.026
<b>Turbina vapor</b>	592.386	1.108.038
<b>Ciclo combinado</b>	1.699.910	3.430.240
<b>Cogeneración</b>	-	-
<b>Total fuentes no renovables</b>	<b>2.547.749</b>	<b>6.454.211</b>
<b>FUENTES RENOVABLES (MWh)</b>		
<b>Eólica</b>	644.226	1.307.645
<b>Fotovoltaica</b>	54.773	261.563
<b>Minihidráulica</b>	-	3.043
<b>Hidroeólica</b>	-	23.088
<b>Otras renovables</b>	-	8.054
<b>Total fuentes renovables</b>	<b>698.999</b>	<b>1.603.393</b>
<b>TOTAL</b>	<b>3.246.748</b>	<b>8.057.604</b>
<b>Porcentaje fuentes renovables</b>	<b>21,53%</b>	<b>19,90%</b>
<b>Porcentaje energía eólica</b>	<b>19,84%</b>	<b>16,23%</b>

*Fuente: Balance diario canario, REE, 2021.*

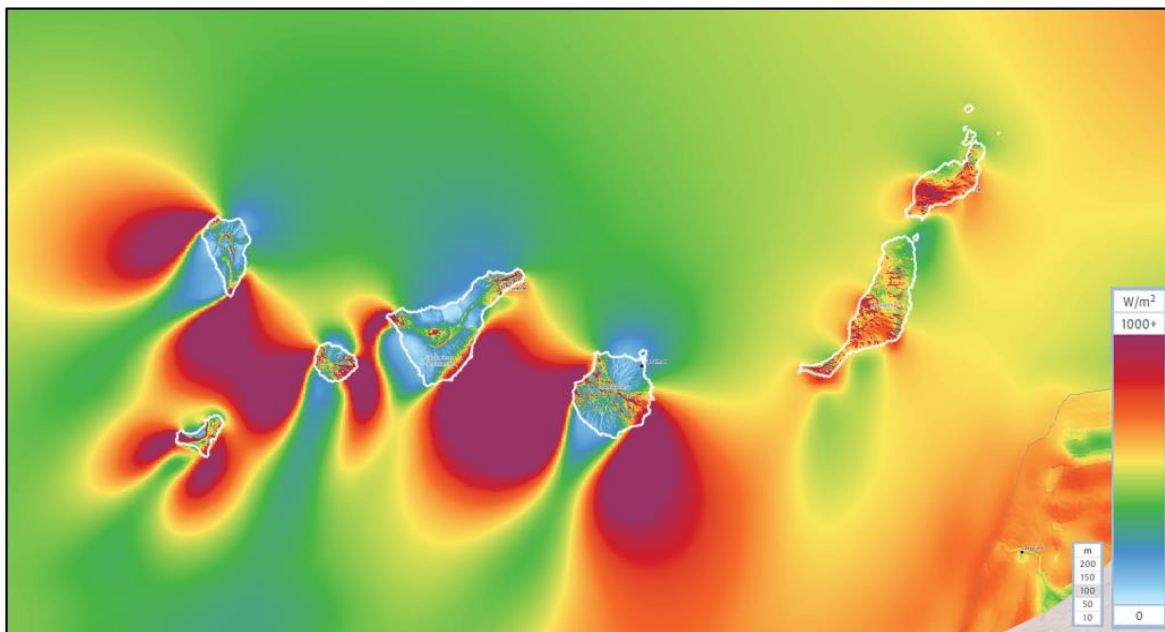
Para reducir la vulnerabilidad, la clave reside en introducir más sistemas de producción y almacenamiento de energía, es por ello que el Gobierno de Canarias ha puesto en marcha un cambio hacia un nuevo sistema basado en la energía renovable. Así pues, mediante la integración de las

energías renovables sumado a una mejora del mallado de interconexión entre islas es como se quiere conseguir una garantía del suministro haciéndolo mucho más seguro y reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles.

Por lo tanto, las islas Canarias pueden jugar un papel muy importante en la transición energética mediante el uso de las energías renovables. Actualmente, el archipiélago dispone de un gran potencial energético en su entorno marino, precisamente el recurso eólico marino para futuras instalaciones eólicas en las Islas Canarias se ha estimado en un valor que llega a superar las 4.500 horas equivalentes de funcionamiento. Además, según la base de datos de la Asociación Empresarial Eólica (AEE), a finales del año 2020 había aproximadamente 450 MW de potencia eólica instalada en Canarias, en su totalidad terrestre e instalada cerca de las costas, lo que ha contribuido a alcanzar una aportación del 13,8% a la cobertura de la demanda, disminuyendo en menos de 2 años hasta un 23% las emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema eléctrico.

Este potencial eólico es incluso mayor en áreas marinas cercanas a la costa y entre los canales entre las islas en donde la fuerza del viento aumenta por el Efecto Venturi. Sin embargo, todo este potencial no ha podido ser explotado todavía debido a la geomorfología de estas islas, en donde los fondos marinos presentan fuertes pendientes alcanzando grandes profundidades cerca de las costas. Empleando incluso la tecnología desarrollada por las industrias del sector del Gas Natural y del petróleo, la instalación de un parque eólico a más de 1,5 km de la costa canaria no sería económicamente rentable debido a los excesivos costos de operación y mantenimiento.

**Figura nº 4.-** Potencial eólico en las Islas Canarias.



Fuente: *Global Wind Atlas, 2022.*

Gracias al desarrollo de las nuevas tecnologías flotantes durante los últimos años, se ha conseguido aprovechar parte de este potencial ya que existen nuevas posibilidades de instalar aerogeneradores en aguas más profundas, ocupando áreas lejanas de las costas en las que la velocidad del viento es más elevada.

Actualmente, este tipo de tecnología se encuentra en fase piloto en la que se han desarrollado un par de proyectos de eólica flotante de demostración, que tienen como objetivo la selección y explotación

de emplazamientos potenciales. Los resultados de estos proyectos apuntan que el sector de la eólica marina tendrá un crecimiento considerable en aguas canarias. Sin embargo, la explotación de este nuevo sector debe estudiarse con detenimiento y planificarse de forma que no se cree conflicto con otros sectores operativos y se evite cualquier amenaza sobre el medio marino.

## **1.5.- MARCO REGULATORIO Y HERRAMIENTAS UTILIZADAS**

### **1.5.1.- Disposiciones legales y normas aplicadas**

#### 1.5.1.1.- Normativa europea

- **Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012**, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE.
- **Directiva 2014/89/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de julio de 2014**, por la que se establece un marco para la ordenación del espacio marítimo.
- **Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018**, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.
- **Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019**, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.
- **Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (Plan EETE)** para el desarrollo de tecnologías con baja emisión de carbono.

#### 1.5.1.2.- Normativa nacional

##### **MEDIO AMBIENTE**

- **Ley 22/1988, de 28 de julio**, de Costas.
- **Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo**, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio**, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.
- **Ley 41/2010, de 29 de diciembre**, de protección del medio marino.
- **Real Decreto 413/2014, de 6 de junio**, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- **Real Decreto 876/2014, de 10 de octubre**, por el que se aprueba el Reglamento General de Costas.
- **Real Decreto 363/2017, de 8 de abril**, por el que se establece un marco para la ordenación del espacio marítimo.

- **Real Decreto-Ley 12/2021, de 24 de junio**, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua.
- **Plan de Ordenación del Espacio Marítimo.**
- **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.**

#### INSTALACIONES ELÉCTRICAS

- **Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre**, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto**, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC BT).
- **Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero**, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- **Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio**, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- **Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo**, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- **Ley 24/2013, de 26 de diciembre**, del Sector Eléctrico.
- **Orden TED/171/2020, de 24 de febrero**, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020.
- **Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026.**

#### OBRA CIVIL

- **Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre**, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- **Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo**, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- **Real Decreto 256/2016, de 10 de junio**, por el que se aprueba la Instrucción para la recepción de cementos (RC-16).
- **Real Decreto 470/2021, de 29 de junio**, por el que se aprueba el Código Estructural.
- **Recomendaciones para Obras Marítimas (ROM).**

## SEGURIDAD E HIGIENE

- **Orden de 9 de marzo de 1971** por la que se aprueba la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo.
- **Ley 31/1995, de 8 de noviembre**, de prevención de Riesgos Laborales.

### 1.5.1.3.- Normativa autonómica

- **Ley 11/1997, de 2 de diciembre**, de regulación del sector eléctrico canario.
- **Orden de 27 de abril de 2007**, por la que se convoca concurso público para la asignación de potencia en la modalidad de nuevos parques eólicos destinados a verter toda la energía en los sistemas eléctricos insulares canarios.
- **Decreto 6/2015, de 30 de enero**, por el que se aprueba el Reglamento que regula la instalación y explotación de los Parques Eólicos en Canarias.

### 1.5.2.- Herramientas utilizadas

A lo largo del desarrollo del proyecto se van a emplear distintos programas informáticos orientados a una función específica. A continuación, se enumera cada uno de ellos, detallando la versión utilizada y la función que desempeña en el diseño y evaluación de la instalación:

- **QGIS (versión 3.20.3)**: Es un Sistema de Información Geográfica (SIG) de código abierto. Normalmente, se utiliza en el análisis avanzado de GIS, la captura de datos y para presentaciones en forma de mapas, atlas e informes técnicos. QGIS ofrece una gran cantidad de funciones GIS de las cuales se pueden destacar:
  - La posibilidad de ver combinaciones de datos vectoriales y ráster (en 2D o 3D) sin necesidad de convertirlos a un formato interno o común.
  - Poder componer mapas y explorar datos espaciales interactivamente.
  - Poder crear, editar, administrar y exportar capas vectoriales y ráster en varios formatos.
  - Realizar análisis de datos espaciales en bases de datos espaciales.
  - Además, QGIS ofrece, en versiones actuales, análisis de vectores, análisis de ráster, muestreo, geoprocésamiento, geometría y herramientas de administración de bases de datos.

Gracias a sus funciones y su interfaz este programa informático se emplea, dentro del marco del proyecto, en el estudio del emplazamiento de la instalación.

- **WASP (versión 11.6)**: Es un software desarrollado por *DTU Wind Energy* para la evaluación del recurso eólico, la ubicación y los cálculos de rendimiento energético para turbinas y parques eólicos. WASP se utiliza en todo tipo de terrenos alrededor del mundo e incluye modelos y herramientas para cada paso del proceso, tales como:
  - Mapeo del recurso eólico y turbulencias en un área determinada.
  - Cálculo de las condiciones del viento para la evaluación de la localización.
  - Emplazamiento de aerogeneradores y parques eólicos.
  - Cálculo del rendimiento energético para turbinas eólicas individuales y parques eólicos.
  - Cálculo de la eficiencia de un parque eólico.



- Además, contiene un modelo de estela para efectos de estela de parques eólicos y un modelo de estabilidad para condiciones de flujo de calor promedio.

Dado que no se dispone de una licencia que habilite todas las opciones que este software ofrece, se utilizará solamente en el estudio del recurso eólico del emplazamiento seleccionado. Sin embargo, comentar que este programa es uno de los más utilizados a nivel mundial en la simulación de parques eólicos.

- **SAM (versión 2020.11.29):** Es un modelo de software tecno-económico gratuito desarrollado por NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) que permite modelar gran cantidad de tipos de sistemas de energía renovable:
  - Sistemas fotovoltaicos, desde pequeños tejados residenciales hasta grandes sistemas a escala de servicios públicos.
  - Almacenamiento de baterías.
  - Sistemas de concentración de energía solar para la generación de energía eléctrica.
  - Energía eólica, desde turbinas individuales hasta grandes parques eólicos.
  - Sistemas de energía marina undimotriz y mareomotriz.
  - Generación de energía geotérmica.
  - Combustión de biomasa para generación de energía.
  - ...

El software está desarrollado principalmente para instalaciones solares, sin embargo, se puede emplear también para la simulación de proyectos eólicos. Gracias a que se trata de un software libre, se puede emplear para realizar el análisis completo tanto de la producción energética como de las pérdidas asociadas de la instalación diseñada.

- **AutoCAD (versión 2022):** Es un software de diseño asistido por ordenador (CAD) desarrollado por Autodesk, orientado a la creación y edición profesional de geometría 2D y/o modelados 3D.

Se trata de un programa utilizado específicamente en la creación de planos en distintos ámbitos de la ingeniería, es por ello que, AutoCAD se emplea en la generación de los planos del proyecto.

- **Ofimática:** Este conjunto de herramientas informáticas se emplean para organizar, gestionar y realizar distintas tareas a desarrollar a lo largo del trabajo. Se puede destacar el uso de Microsoft Office para la redacción y los cálculos del proyecto.

# [CAPÍTULO 2. ESTUDIO DEL EMPLAZAMIENTO]

Parte del objetivo de este proyecto se centra en realizar un estudio previo que determine el emplazamiento del parque eólico. En primer lugar, se analizan las restricciones y factores influyentes que pueden impedir la implantación de la instalación en una zona determinada de la isla, para después caracterizar el recurso eólico en las zonas remanentes a fin de seleccionar la ubicación óptima.

## 2.1.- FACTORES INFLUYENTES

Si bien es cierto que, a la hora de realizar un estudio para la ubicación de la instalación, es necesario tener en cuenta una gran cantidad de factores que pueden condicionar la instalación o no de un parque eólico, debido a la extensión marcada, en este trabajo solo se comentan las restricciones más relevantes marcadas por la normativa o aquellas que pueden aportar un valor añadido al proyecto.

Como punto de partida se toma el “Estudio estratégico ambiental del litoral español” el cual fue aprobado en abril de 2009 por el Ministerio de Medio Ambiente, en conjunto con el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación.

Así pues, según lo dictado en la disposición tercera del Real Decreto 1028/2007, se recurre a este Estudio “con el objeto de determinar las zonas del dominio público marítimo-terrestre que, a los solos efectos ambientales, reúnen condiciones favorables para la instalación de parques eólicos marinos”. El cual establece, teniendo en cuenta una extensión de aproximadamente 24 millas náuticas desde la línea de base recta, la siguiente clasificación:

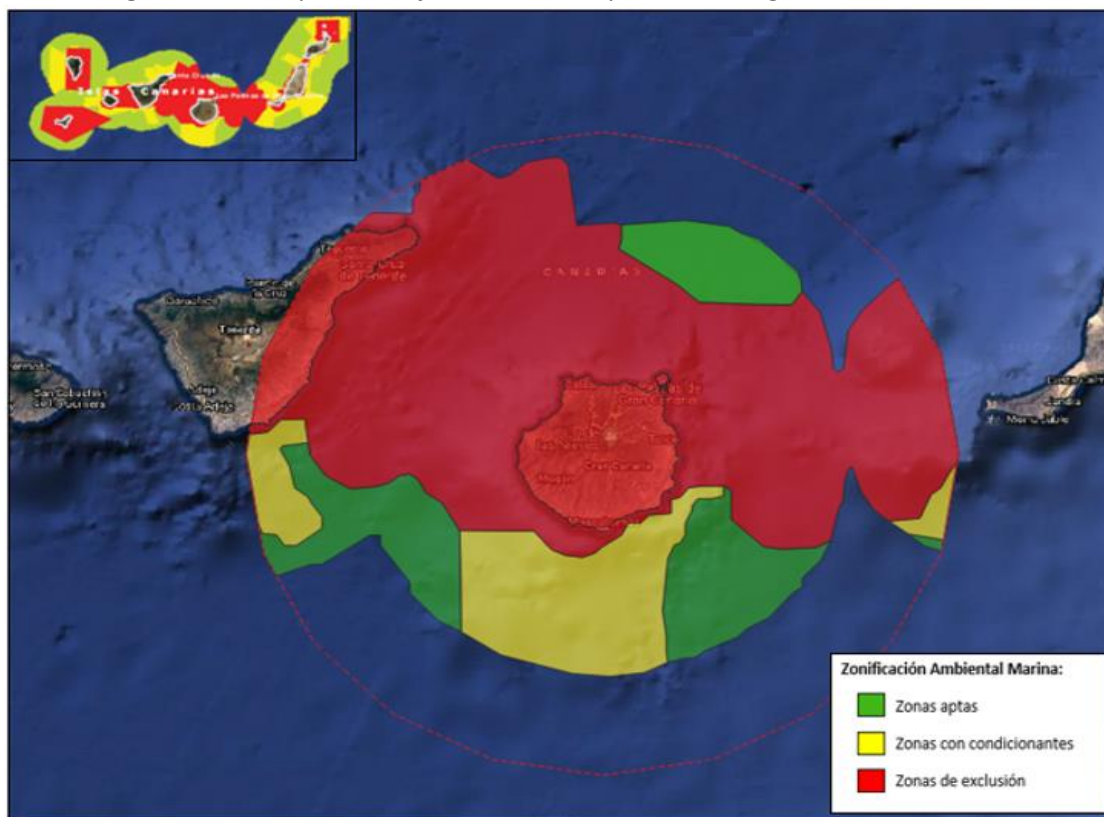
- **Zonas aptas:** “las áreas más adecuadas para el establecimiento de parques eólicos marinos por ser reducidos, en principio, sus efectos ambientales frente a las ventajas que presentan. En este

sentido, se entienden como zonas aptas, [...] aquellas áreas –en principio- adecuadas para el establecimiento de parques eólicos marinos, sin por ello prejuzgar su viabilidad ambiental final”.

- **Zonas aptas de exclusión:** “las áreas que se deben excluir del proceso por haber sido identificados sus potenciales efectos ambientales significativos, o conflictividad con otros usos del medio marino”.
- **Zonas aptas con condicionantes medioambientales:** “las áreas en las que los efectos o conflictos detectados deberán ser analizados en detalle durante el procedimiento de evaluación ambiental de cada proyecto concreto”.

La siguiente figura muestra la representación gráfica de esta clasificación para una extensión circular de 100 km desde la isla de Gran Canaria.

**Figura nº 5.-** Mapa de zonificación EEAL español, restringido sobre Gran Canaria.



Fuente: Estudio estratégico ambiental del litoral español para instalaciones de parques eólicos marinos, Asociación Empresarial Eólica (AEE), 2009.

Como puede observarse, la zona con mayor potencial para la ubicación del parque eólico se concentra en el sur de la isla. Sin embargo, la clasificación como zona con condicionantes ambientales, así como zona apta, no exime de la realización de otros estudios donde se analicen en detalle elementos que puedan interaccionar con el proyecto y que, a la hora de considerar esta zonificación, no se hayan tenido en cuenta.

En una primera aproximación, estos elementos pueden dividirse en: consideraciones medioambientales, las cuales tienen en cuenta restricciones de carácter medioambiental establecidas; y por otra parte, consideraciones técnicas, en las cuales se incluyen aspectos como la red de transporte marítimo u otras restricciones desvinculadas de las limitaciones medioambientales.

### **2.1.1.- Consideraciones ambientales**

En el proceso de aprobación de un parque eólico marino, es imprescindible presentar un estudio de impacto ambiental. Para la evaluación ambiental, es importante basarse en el Estudio de zonificación EEAL anteriormente comentado, sin embargo, resulta de interés enumerar algunos de los aspectos medioambientales que pueden interferir en la instalación de parques eólicos marinos.

#### **2.1.1.1.- Red de Áreas Marinas Protegidas**

Según dicta la Ley 41/2010, de 29 de diciembre de protección del medio marino, *“todos los espacios protegidos situados bajo jurisdicción española, representativos del patrimonio natural marino, independientemente de que su declaración y gestión queden regulados por normas internacionales, comunitarias, estatales o autonómicas podrán ser integrados en la Red de Áreas Marinas Protegidas de España (RAMPE)”*. Los objetivos generales marcados por la RAMPE quedan establecidos por esta misma Ley, de los cuales pueden destacarse:

- Asegurar la conservación y recuperación de las áreas del patrimonio natural y la biodiversidad marina, que mejor representan el rango de distribución de las especies, hábitat y procesos ecológicos en los mares.
- Fomentar la conservación de corredores ecológicos y la gestión de aquellos elementos que resulten esenciales para la migración, la distribución geográfica y el intercambio genético entre poblaciones de especies de fauna y flora marinas.

Asimismo, se enumeran los espacios marinos que forman parte de esta red, los cuales son:

#### **1. Espacios Protegidos por Instrumentos Internacionales.**

Deben tenerse en consideración todos aquellos espacios designados formalmente por lo dispuesto en los Convenios y Acuerdos internacionales de los que forme parte España y, en particular, aquellos que se citan en el Art. 49 de la Ley 42/2007.

Actualmente, los Espacios Protegidos por Instrumentos Internacionales en España comprenden áreas estrictamente marinas con fines específicos para la conservación de la naturaleza, se incluyen: las Áreas Marinas Protegidas por el convenio OSPAR y las Zonas Especialmente Protegidas de Importancia para el Mediterráneo (ZEPIM).

#### **2. Red Natura 2000**

La Directiva 92/43/CE aprueba la denominada Red Natura 2000, la cual se trata de *“una red ecológica europea coherente de zonas especiales de conservación. Dicha red, [...] deberá garantizar el mantenimiento de los tipos de hábitats naturales y de los hábitats de las especies de que se trate en su área de distribución natural”*. El objetivo último de la Red Natura 2000 es, garantizar la conservación de un conjunto de hábitats y especies delimitando zonas especiales para su protección. Se pueden dividir en tres categorías principales: Lugares de Importancia Comunitaria (LIC), Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) y Zonas Especiales de Conservación (ZEC).

#### **3. Espacios Naturales Protegidos**

Según establece la Ley 42/2007 del Patrimonio Natural y la Biodiversidad, se designa como Espacios Naturales Protegidos a aquellos espacios del territorio nacional, incluyendo las aguas marinas bajo jurisdicción nacional, que cumplan al menos uno de los siguientes requisitos:

- a) Ser su dedicación prioritaria el mantenimiento y protección de la diversidad biológica, la geodiversidad y los recursos culturales y naturales asociados.
- b) Contener elementos naturales que generen especial interés paisajístico, ecológico, geológico o científico.

La Ley establece una categorización de estos espacios en cinco categorías en función de los bienes y valores a proteger: Parques, Reservas Naturales, Monumentos Naturales, Paisajes protegidos y Áreas Marinas Protegidas. Se debe prestar especial interés a esta última categoría mencionada puesto que es la más restrictiva para el tipo de proyecto que se pretende desarrollar.

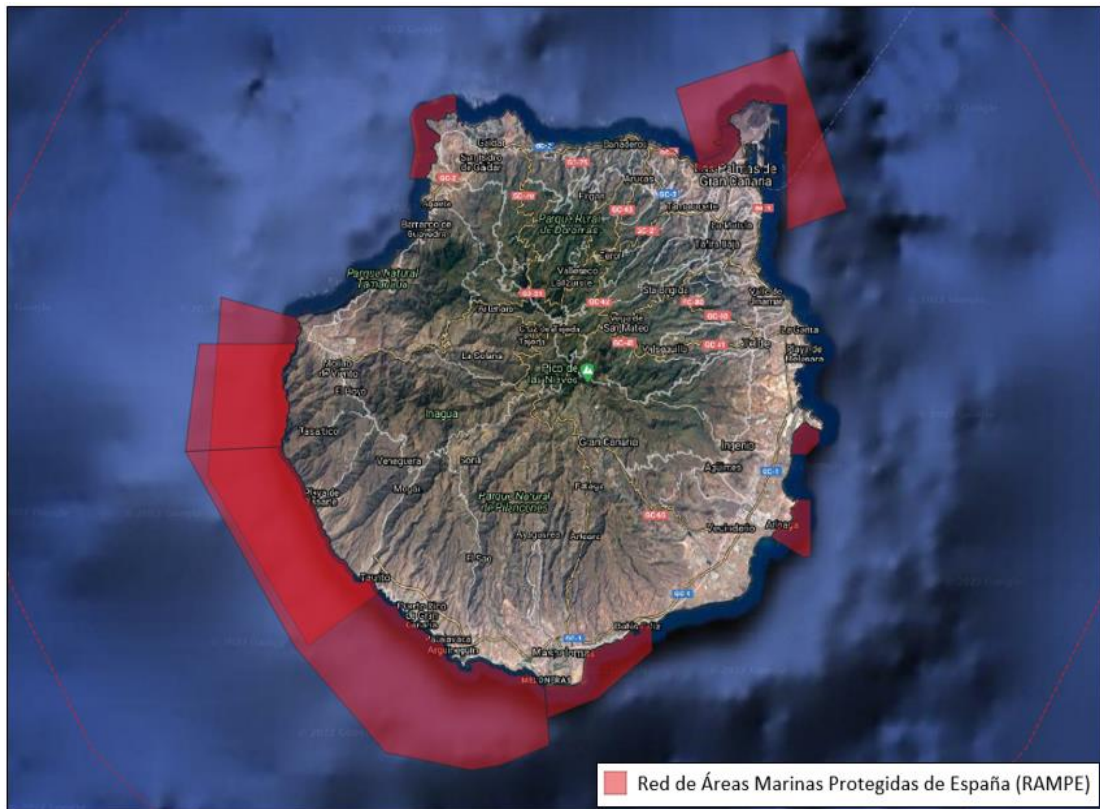
#### 4. Reservas Marinas

La Ley 3/2001, de 26 de marzo, de Pesca Marítima del Estado declara como Reservas Marinas “aquellas zonas que por sus especiales características se consideren adecuadas para la regeneración de los recursos pesqueros, contribuyendo a la preservación de la riqueza natural de determinadas zonas, la conservación de las diferentes especies marinas o la recuperación de los ecosistemas”.

Actualmente, se han declarado un total de 12 reservas marinas repartidas por todo el espacio marítimo nacional constituyendo una medida específica que contribuye a lograr una explotación sostenida de los recursos de interés pesquero.

Con todo ello, la siguiente figura ilustra la distribución de la Red de Áreas Marinas Protegidas sobre la isla y el mar territorial de Gran Canaria para una extensión circular de 50 km.

Figura nº 6.- Red de Áreas Marinas Protegidas en la isla de Gran Canaria.



Fuente: Red de áreas marinas protegidas de España, MITRED, 2022.

### 2.1.1.2.- Reserva de la Biosfera

Las Reservas de la Biosfera son zonas cuyo objetivo primordial es la conservación de la diversidad biológica y el desarrollo de económico y social a través de la relación de las personas con la naturaleza. Se instauran, tanto en ambientes terrestres como costeros y marinos, en zonas ecológicas de valor único y en las cuales, la integración de las actividades humanas es esencial. Además, las Reservas de la Biosfera también son zonas de estudio y experimentación para el desarrollo sostenible.

Actualmente, España cuenta con un total de 52 reservas de la biosfera catalogadas por la UNESCO de las cuales, 7 se encuentran en las Islas Canarias y una de ellas en la isla de Gran Canaria.

**Figura nº 7.- Reserva de la Biosfera en la isla de Gran Canaria.**



Fuente: Reservas de la Biosfera (MaB), MITRED, 2022.

En lo referido al ámbito marino, la Reserva de la Biosfera comprende el espacio marítimo delimitado por la Red Natura 2000, además se extiende hacia el norte abarcando casi en su totalidad a la costa oeste de la isla. Esta prolongación del área viene impuesta por la actividad pesquera, ya que esa franja marina que está integrada en la Reserva de la Biosfera tiene como sello de identidad su carácter artesano y sostenible, empleando artes de pesca tradicionales.

### 2.1.1.3.- Acuicultura y pesca

Un aspecto condicionante a tener en cuenta en la evaluación ambiental del emplazamiento es respetar las zonas destinadas a la acuicultura. Se conoce como acuicultura a la cría y/o cultivo de especies acuáticas, ya sean animales o vegetales, mediante técnicas orientadas a aumentar la producción por encima de las capacidades naturales del medio.

La Comunidad Autónoma de Canarias hace uso del Plan Regional de Ordenación de la Acuicultura (PROAC) como instrumento de ordenación de la actividad acuícola, estableciendo una división del dominio marítimo-terrestre en tres zonas:

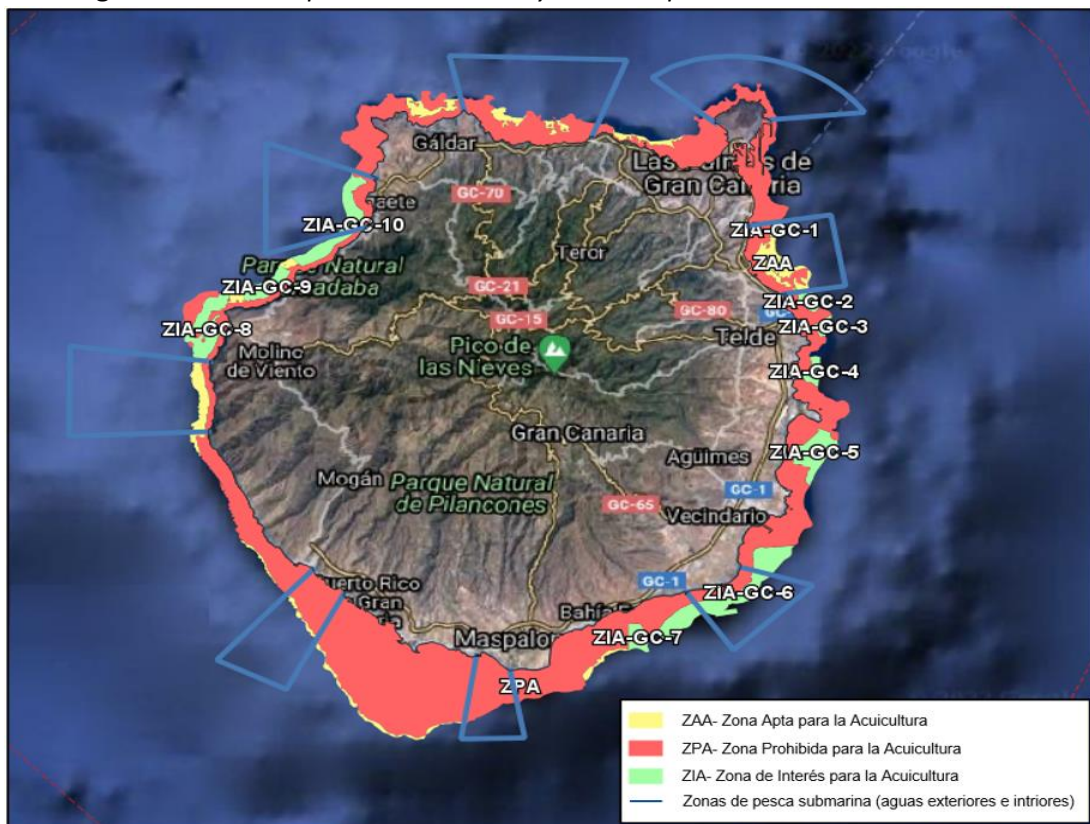


- **Zona de Interés para la Acuicultura (ZIA):** son las que presentan una mayor aptitud para el desarrollo de la actividad desde el punto de vista ambiental y socioeconómico.
- **Zona Apta para la Acuicultura (ZAA):** son aquellas zonas con la menor aptitud acuícola, se localizan en tramos sin potencialidad o que, encontrándose en tramos con potencialidad, no reúnan las condiciones óptimas para el desarrollo de la actividad.
- **Zona Prohibida para la Acuicultura (ZPA):** son aquellas zonas que carecen de aptitud acuícola para el presente PROAC y por tanto, no son adecuadas para albergar el desarrollo de esta actividad.

Por otra parte, otro aspecto importante a la hora de elegir la ubicación de la instalación es no interferir, o en su defecto, interferir lo menos posible en áreas de pesca marítima. La Consejería de Agricultura, Ganadería y Pesca de Canarias ha establecido unos límites orientativos para la práctica de la pesca de recreo submarina, los cuales pueden servir como guía para determinar las posibles zonas en las que se practique dicha actividad a falta de que se concreten dichas zonas de forma específica.

Cabe destacar que, un parque eólico instalado dentro de caladeros de pesca ocupa una superficie mínima del mismo, por lo que las actividades pesqueras que no utilicen técnicas que puedan perturbar el fondo marino y no entren en conflicto con los cables de las estructuras, pueden coexistir con los parques eólicos marinos. Además, los proyectos eólicos marinos ubicados a menos de 200 m de profundidad no generan ningún impacto en las artes de pesca al requerir éstas una mayor profundidad para su desarrollo.

Figura nº 8.- Zonas para la acuicultura y zonas de pesca submarina en Gran Canaria.



Fuente: Plan Regional de Ordenación de la Acuicultura (PROAC), Dirección General de Pesca del Gobierno de Canarias, 2018.

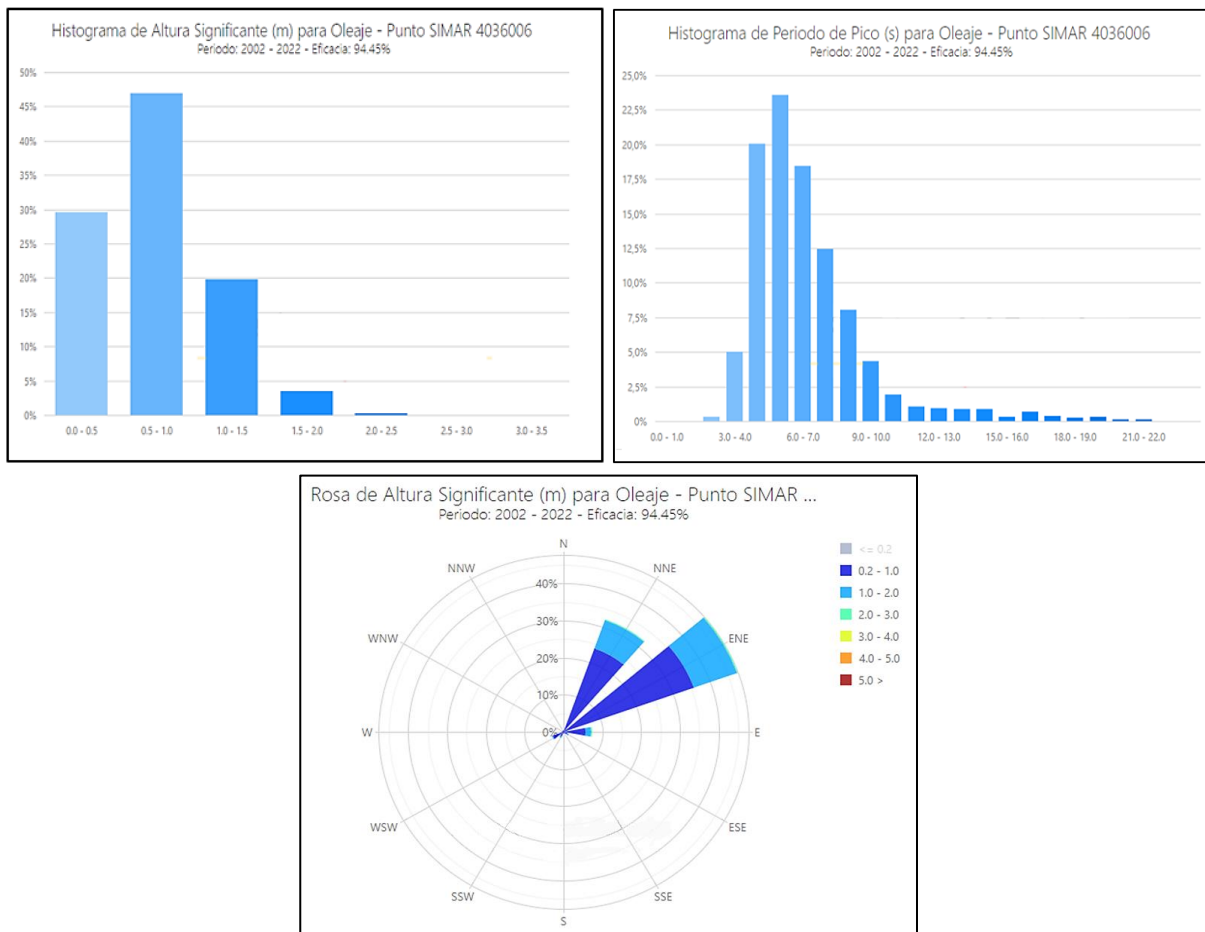
#### 2.1.1.4.- Oleaje

La carga generada por el oleaje y sus repercusiones sobre la instalación es una característica muy importante. Las estructuras de los parques eólicos offshore están sometidas a unas condiciones meteorológicas adversas generadas principalmente por la acción ininterrumpida del oleaje, es por ello que, es imprescindible tener en cuenta este fenómeno en la fase de diseño de la instalación ya que es una de las principales causas de fallo de las estructuras soporte.

Con tal determinar las características del oleaje Puertos del Estado, impulsado por el Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, ha desarrollado una serie de sistemas de medida y previsión del medio marino con el objetivo principal de proporcionar datos océano-meteorológicos al Sistema Portuario Español. Estos sistemas están formados por una extensa red de medida, servicios de predicción y conjuntos de datos climáticos que describen el medio marino.

Con todo ello, Puertos del Estado emite un informe histórico para diferentes puntos del área de estudio, de los cuales, se puede destacar el nodo SIMAR 4036006 ya que está situado una ubicación potencial para la instalación del parque eólico y, por tanto, sirve de base para el estudio de oleaje. A continuación, se muestran el conjunto de datos históricos para el nodo de estudio para un periodo de 10 años.

**Figura nº 9.-** Histograma de Altura Significante y de Periodo de Pico; y Rosa de Altura Significante para oleaje.



Fuente: Mapa Previsor y Tiempo Real, Puertos del Estado, 2022.



Se puede apreciar a simple vista que la severidad del oleaje es baja, ya que la altura significativa más frecuente del oleaje se encuentra en valores comprendidos entre 0,5 y 1 m. Es más, teniendo en cuenta el peor caso posible, la altura máxima significativa registrada en los últimos 20 años es de 3,08 m, como se indica en la Tabla nº 2, con lo que se puede afirmar que actualmente este condicionante no supone un riesgo alto resultando apto el diseño de cimentaciones en esta zona de la isla.

**Tabla nº 2.- Tabla de altura máxima mensual de oleaje para el nodo SISMAR 4036006.**

Mes	↓ Altura Signi...	Dir °	Periodo de Pic...	Año	Día	Hora
Febrero	3.08	48	11.49	2015	25	15
Febrero	3.08	48	11.67	2015	25	16
Enero	2.95	49	10.92	2014	24	11
Marzo	2.88	222	8.74	2013	4	1
Diciembre	2.63	199	7.63	1991	5	3
Noviembre	2.6	201	7.81	1989	25	17
Julio	2.25	41	6.4	2012	15	0
Abril	2.22	44	9.02	2008	1	3
Junio	2.12	45	7.57	2012	30	23
Mayo	2.09	39	8.53	2017	18	21
Mayo	2.09	39	8.85	2017	18	22
Septiembre	2.02	57	6.21	2021	9	23
Agosto	1.94	40	8.92	2017	10	8
Octubre	1.85	48	8.74	2013	29	22
Octubre	1.85	48	8.75	2013	29	23

*Fuente: Mapa Previsor y Tiempo Real, Puertos del Estado, 2022.*

Además, Puertos del Estado proporciona una distribución de la rosa de oleaje en la que se especifica la dirección predominante del mismo. Considerando los datos históricos recopilados desde el año 2002 para el nodo SIMAR 4036006, se encuentra que la dirección predominante es el estenordeste, con una componente menor en la dirección nornordeste.

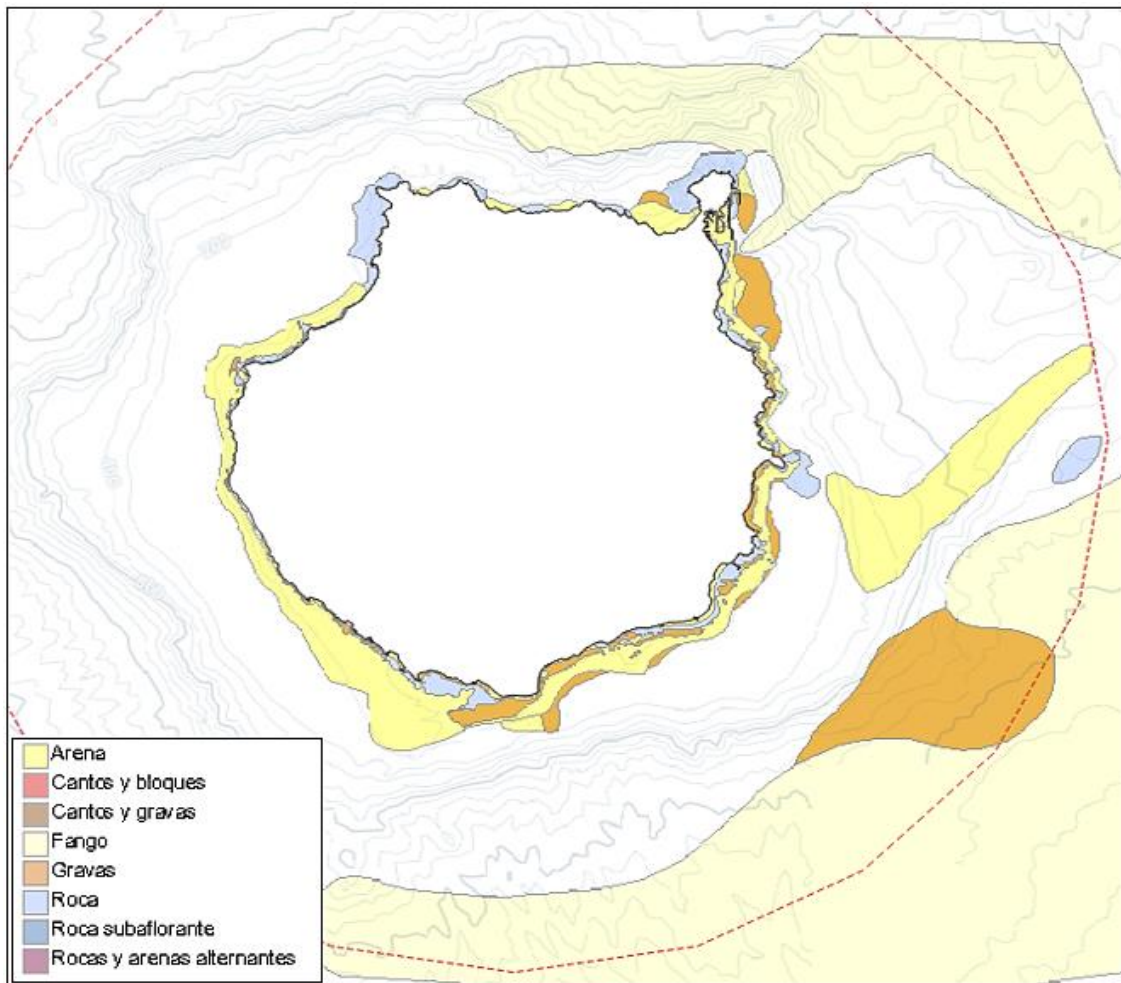
#### 2.1.1.5.- Geología y batimetría

La composición del fondo marino también puede ser un factor determinante en el diseño de un parque eólico marino puesto que, en función de las propiedades del suelo se puede emplear un tipo de cimentación u otro. Para el proyecto llevado a cabo, se puede realizar una primera aproximación a partir de los datos proporcionados por el Instituto Español de Oceanografía (IEO), sin embargo, una vez determinada la ubicación del parque, sería de interés realizar un análisis más exhaustivo del suelo en el que se instale cada una de las turbinas.

Así pues, analizando la Figura nº 10, puede destacarse que la composición mayoritaria del fondo marino de la costa de la isla lo componen arena y gravas, junto con pequeñas áreas rocosas. A su vez, una gran parte del fondo marino del mar territorial queda sin catalogar o está formado mayoritariamente por fango, lo cual no contribuye en el buen desarrollo del proyecto. Sin embargo, tal y como se comenta en posteriores apartados, algunos proyectos eólicos marinos han comenzado a desarrollarse en la zona sureste de la isla correspondiente al área descatalogada, por lo que puede

asumirse que la composición del fondo marino en esta zona es favorable para la implantación del parque.

**Figura nº 10.- Naturaleza del fondo marino de la isla de Gran Canaria.**

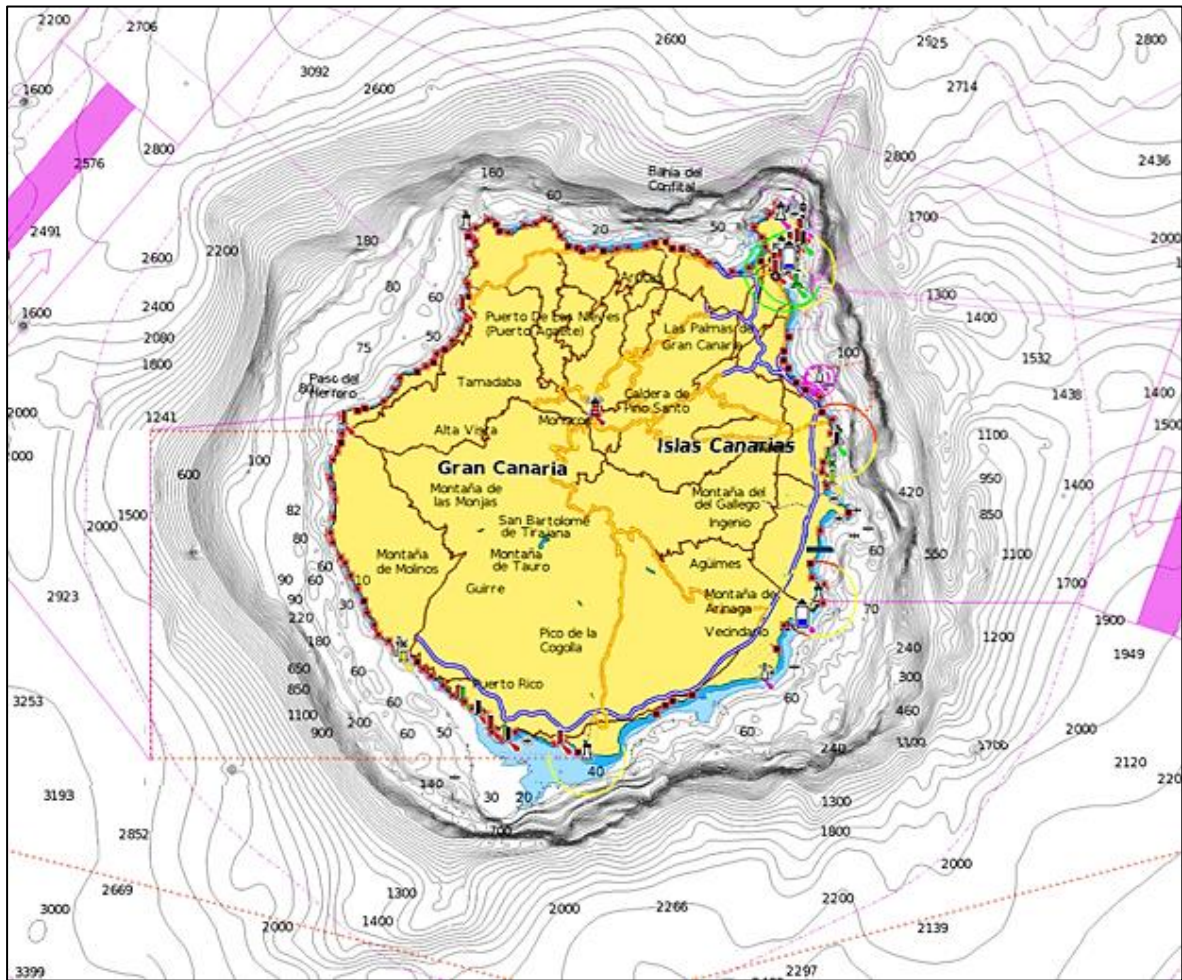


*Fuente: Infraestructura de datos especiales, Instituto Español de Oceanografía, 2022.*

Otra variable que debe tenerse en cuenta es la batimetría, para ello se ha empleado la carta batimétrica SonarChart de la herramienta Boating, desarrollada por Navionics. El análisis batimétrico es especialmente relevante en cuanto a viabilidad del proyecto debido al desnivel tan abrupto que presenta la isla a causa de su origen volcánico. Además, según la profundidad del fondo marino en la zona de instalación del parque será posible utilizar un sistema de cimentación u otro. Como limitante se tiene que, la profundidad máxima a la que pueden emplearse métodos de cimentación fija se comprende entre 50 y 60 m, ampliándose hasta los 200-250 m de profundidad para estructuras flotantes.

No obstante, con tal de minimizar el impacto visual se deben buscar emplazamientos ubicados preferiblemente a más de 8 km, sin sobrepasar los 30 km para minimizar la ocupación del fondo marino por el sistema de evacuación de energía. A continuación, se muestra la carta batimétrica de la isla de Gran Canaria:

Figura nº 11.- Carta batimétrica de la isla de Gran Canaria.



Fuente: Carta batimétrica Sonarchart, Boating, 2022.

Realizando un análisis batimétrico se obtiene como conclusión que todo el perímetro costero de la isla posee unas condiciones favorables para el desarrollo de proyectos eólicos marinos, a excepción de las zonas norte y noreste. Sin embargo, teniendo en cuenta las restricciones ambientales mencionadas con anterioridad puede descartarse toda la zona oeste de la isla, por lo que se hace evidente que, en cuanto a términos medioambientales se refiere, el área con mayor potencial se encuentra en la zona sureste de la isla ya que reúne gran cantidad de requisitos y no incumple ninguna restricción impuesta.

### 2.1.2.- Consideraciones técnicas

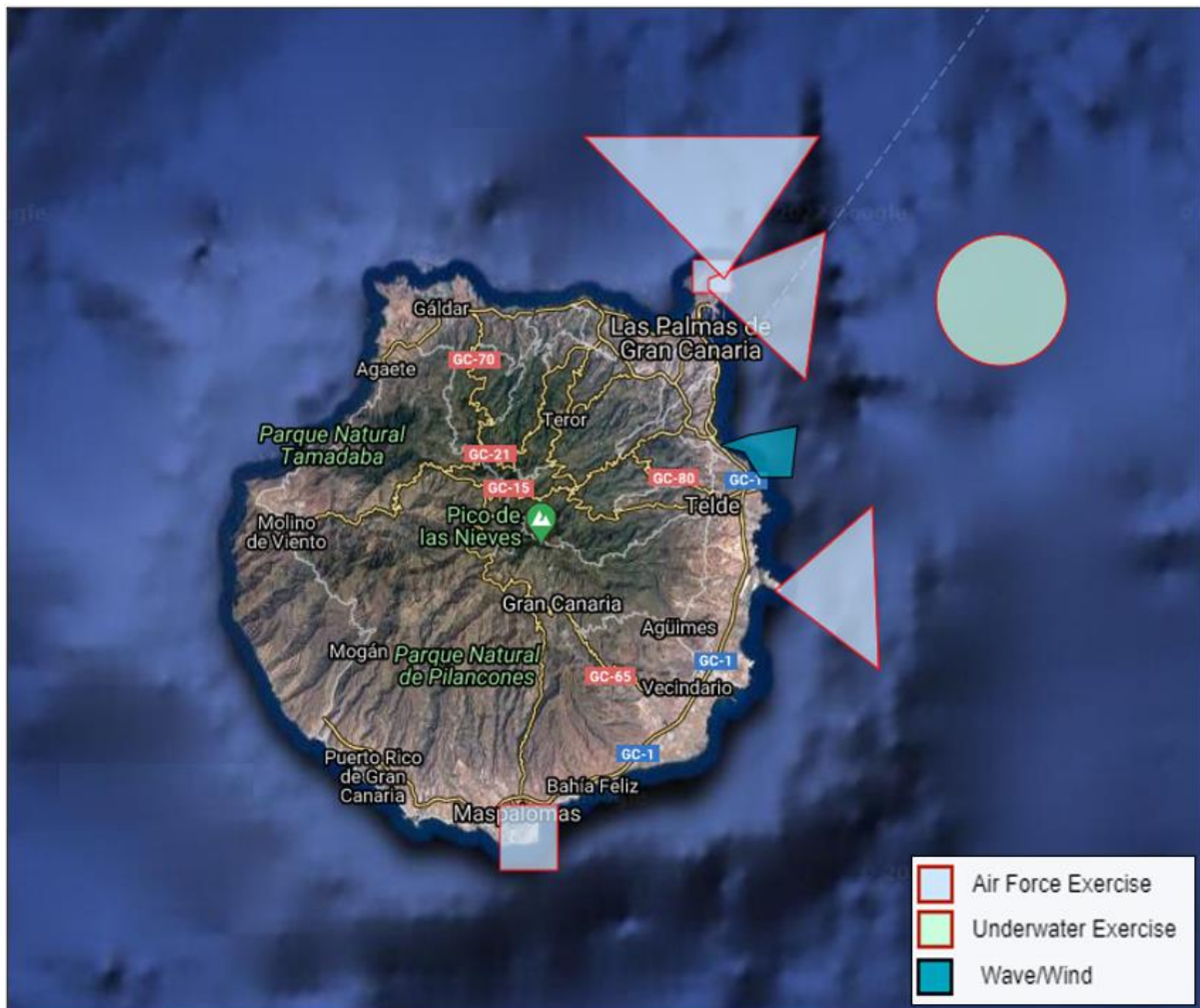
Una vez han sido comentados los aspectos medioambientales, es necesario tener en cuenta otro tipo de condicionantes que pueden impedir que el parque eólico se ubique en la zona previamente seleccionada.

#### 2.1.2.1.- Áreas de actividades

En el ámbito del desarrollo de actividades marinas se pueden destacar algunas zonas destinadas a la investigación y a la práctica de ejercicios de entrenamiento por parte del ejército. La figura que se muestra a continuación muestra el conjunto de estas áreas distribuidas principalmente por la zona este de la isla.



Figura nº 12.- Zonas de prácticas del ejército y zonas de I+D+i.



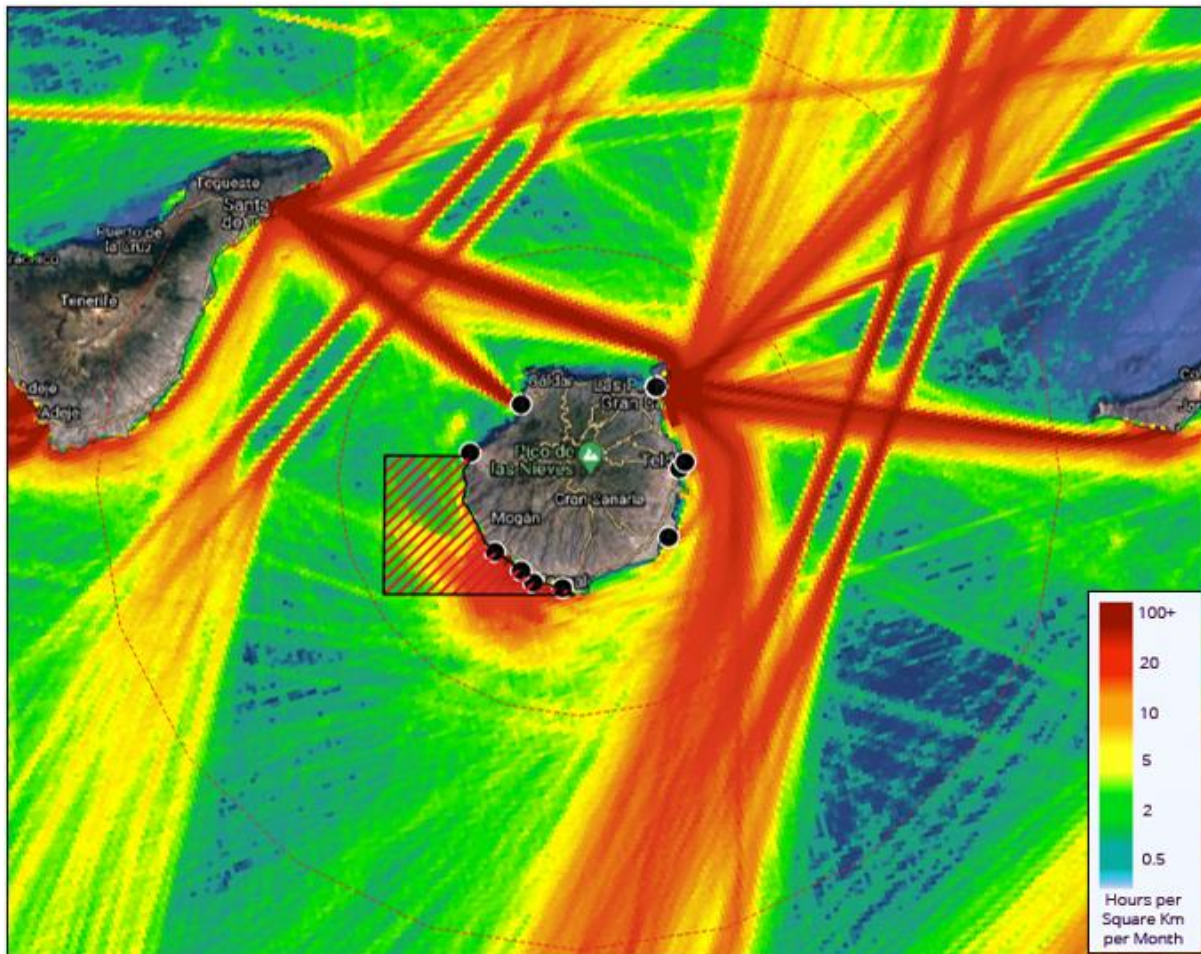
Fuente: European Marine Observation and Data Network (EMODnet), 2022.

Puede destacarse el área ocupada por la Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN) destinada a la investigación de las ciencias y tecnologías marinas, en especial cabe mencionar las investigaciones realizadas en lo referido a estructuras soporte y cimentaciones para aerogeneradores marinos. Hasta la fecha solamente se ha completado el proyecto ELISA/ELICAN de 5 MW de potencia, el cual consta de una torre eólica offshore íntegramente construida en hormigón, con una cimentación por gravedad. Además, actualmente existen dos proyectos más en construcción centrados en la innovación de estructuras flotantes como son Pivot Buoy con 0,22 MW y Floating Power Plant con 8 MW de potencia.

#### 2.1.2.2.- Infraestructuras portuarias y tráfico marítimo

En lo referido a la cadena logística, para desarrollar el proyecto en su totalidad es esencial la presencia de una instalación portuaria que disponga de buques que permitan un acceso al parque de forma rápida y segura en caso de urgencia. La Figura nº 13 muestra la densidad media del tráfico marítimo durante el año 2021, así como distintos puertos de la isla. También se muestra una zona rayada correspondiente a la Zona Marina Especialmente Sensible (ZMES) en la cual se prohíbe la presencia de buques de gran tamaño.

**Figura nº 13.- Densidad del tráfico marítimo y ubicación de los puertos de Gran Canaria.**



Fuente: European Marine Observation and Data Network (EMODnet), 2021.

Observando la figura anterior, se puede ver como el área de interés, situada al sureste de la isla, se encuentra ubicada entre el Puerto Deportivo Pasito Blanco, destinado a las actividades de recreo y la pesca en aguas poco profundas; y la zona portuaria de Punta de las Salinas, actualmente en desuso o con muy poca actividad portuaria.

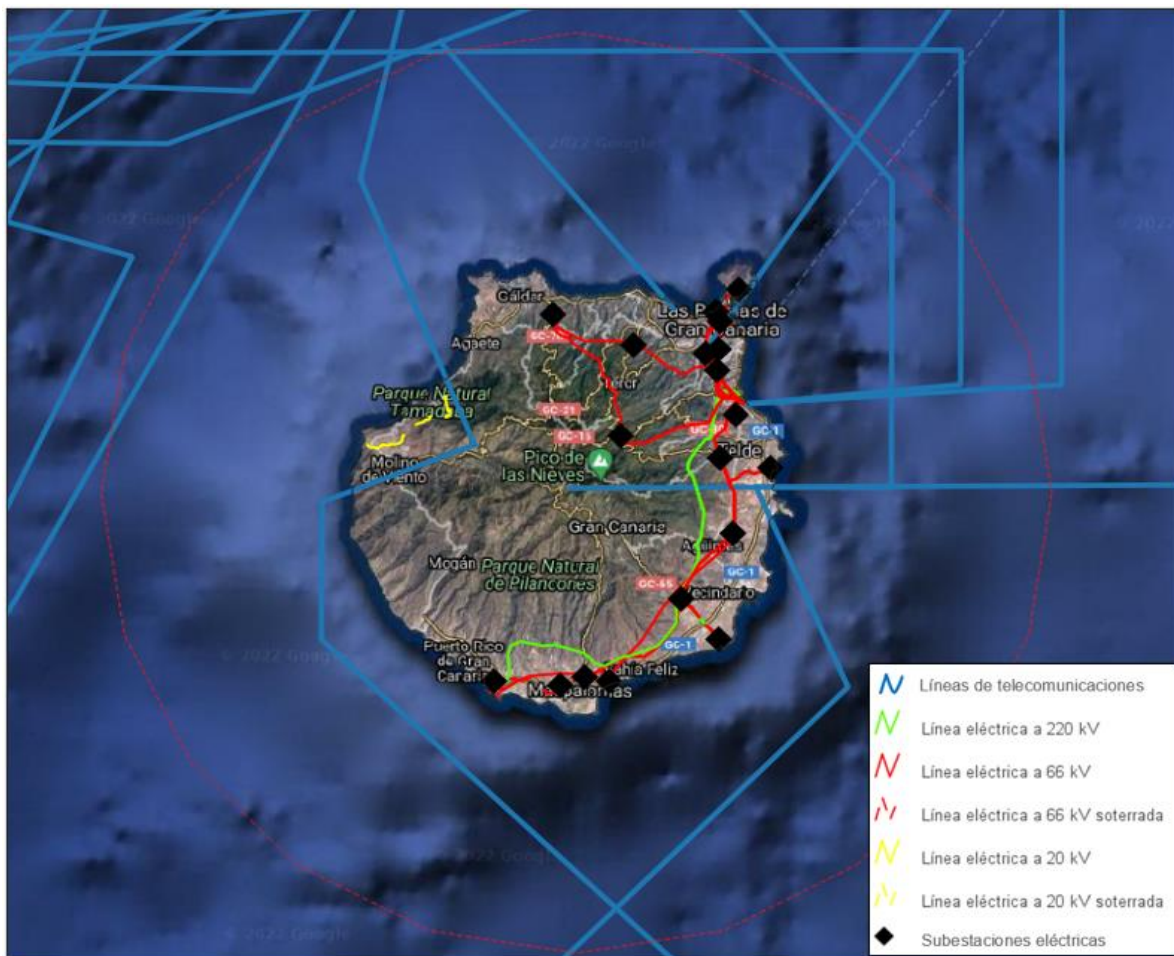
Además, se puede verse como las travesías marítimas con mayor densidad se concentran en el principal puerto de la isla como es el Puerto de Las Palmas de Gran Canaria, ya que se encuentra en la capital de la isla; además de otras travesías marítimas realizadas por buques de paso hacia el sur de África o hacia el continente europeo, o travesías entre islas realizadas con mayor asiduidad. En cuanto a la zona sureste de la isla, se observa que no dispone de una gran actividad marítima, ya que, la presencia ocasional de navíos en esta zona se debe a pequeñas embarcaciones pesqueras o embarcaciones de recreo.

#### 2.1.2.3.- Red eléctrica y red de telecomunicaciones

Otra de las características a tener en cuenta en la elección de la ubicación del parque es la facilidad de conexión a la red eléctrica. En general, los parques eólicos suelen ubicarse en zonas relativamente próximas a las subestaciones eléctricas con tal de optimizar al máximo la línea de evacuación del parque y así abaratar los costes del proyecto. Además, otro aspecto a tener en cuenta son las posibles líneas submarinas que pueden discurrir a lo largo de la zona de estudio.



**Figura nº 14.- Distribución de la red eléctrica y la red de telecomunicaciones en Gran Canaria.**



*Fuente: Sistema eléctrico, Infraestructura de Datos Especiales de Gran Canaria, 2022.*

El entramado de cables que forma la red de telecomunicaciones de la isla llega de forma submarina. Puede verse como la mayoría de las líneas discurren en dirección norte, sin embargo, dos de ellas lo hacen en dirección sur, específicamente el *West Africa Cable System (WACS)* que conecta Sudáfrica con el Reino Unido pasando por las Islas Canarias, atravesando la parte sureste de la isla de Gran Canaria. Asimismo, al seleccionar la zona concreta en la que se implante el parque eólico se debe tener en cuenta interferir lo menos posible con la línea mencionada.

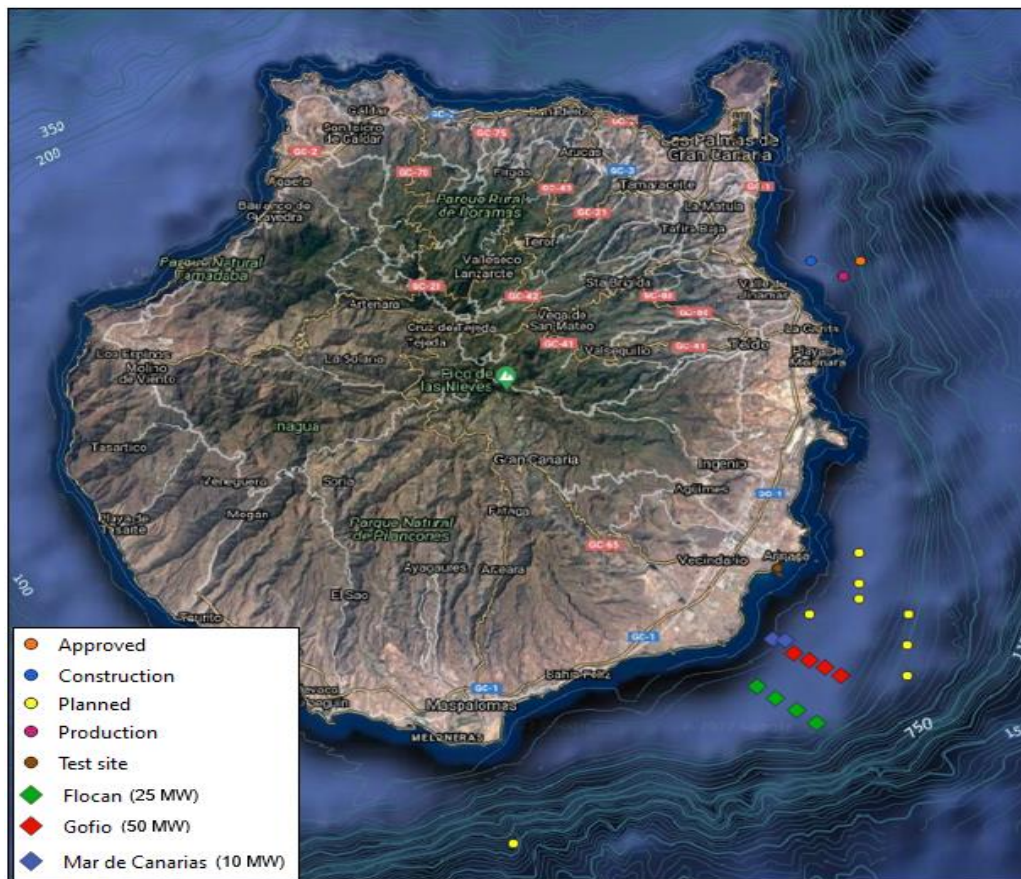
Por otra parte, la figura también muestra la distribución de la red eléctrica en la isla. Actualmente, esta red está compuesta íntegramente por líneas de alta tensión de 66 kV, a excepción de una línea de 220 kV que une la Central Térmica de Jinámar con la Central Térmica Barranco de Tirajama, y una línea de media tensión de 20 kV en la parte menos desarrollada de la isla, la zona oeste.

Un factor determinante a la hora de solicitar permisos de acceso y conexión es la capacidad de acceso disponible en las subestaciones más cercanas a la zona de estudio. La última actualización del boletín de REE (abril de 2022) muestra que, la capacidad de acceso disponible en los nudos de las subestaciones más cercanas al área donde se implantará el parque es nula, lo cual no favorecería al otorgamiento del permiso por parte de la operadora de red según dicta el Art. 8 apartado d) del RD 1183/2020, de 29 de diciembre. Todo lo relativo al punto de conexión y la infraestructura eléctrica del proyecto se comenta más adelante en el Apartado 3.4.

### 2.1.2.4.- Proyectos eólicos

La principal fuente renovable de producción de energía eléctrica en la isla de Gran Canaria es el viento, esta afirmación se refleja en los 44 parques eólicos instalados actualmente a lo largo de toda la isla alcanzando 196 MW de potencia eólica instalada, llegando a quintuplicar la potencia solar instalada. Sin embargo, prácticamente la totalidad de estos parques eólicos son instalaciones onshore, por lo que no suponen un condicionante a la hora de desarrollar el proyecto llevado a cabo.

**Figura nº 15.- Proyectos eólicos marinos en la isla de Gran Canaria.**



Fuente: European Marine Observation and Data Network (EMODnet), 2021.

A día de hoy, en el mar de Gran Canaria, solamente se ha instalado un aerogenerador marino del proyecto ELICAN en el área de la PLOCAN el cual se encuentra plenamente operativo, además de los dos proyectos mencionados en el Apartado 2.1.2.1 los cuales se ubican en la misma área de actividades. Decir que, estas instalaciones compuestas por una simple turbina, pese a producir energía eléctrica están destinadas principalmente al desarrollo e innovación de nuevas tecnologías y no a la generación de energía eléctrica, no constituyendo un parque eólico en sí mismas.

Por otra parte, gran cantidad de promotoras se han visto atraídas por el enorme potencial de este territorio reservando zonas y desarrollando proyectos que esperan ser aprobados no obstante, debido a la moratoria para la presentación de nuevos proyectos de parques eólicos marinos impuesta por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITRED) a través del Real Decreto-Ley 12/2021, de 24 de junio, solo es posible avanzar con la tramitación de los proyectos que hayan presentado su solicitud de autorización administrativa con anterioridad a la publicación del este Real Decreto-Ley hasta que no sea aprobada la nueva ordenación del espacio marítimo.



Hasta la fecha, el MITRED ha dado el visto bueno a tres proyectos para aprovechar el viento en estas aguas: el parque marino flotante FLOCAN (25 MW), formado por 5 aerogeneradores de 5 MW; el proyecto de parque eólico experimental-demostrativo Mar de Canarias (10 MW), formado por 2 aerogeneradores de 5 MW; y por último el parque marino flotante GOFIO (50 MW), formado por 4 aerogeneradores de 12,5 MW.

En la elección de la ubicación para el desarrollo del proyecto se ha tenido en cuenta los proyectos mostrados en la figura anterior, en especial los tres proyectos mencionados. Es por ello que, se decide dejar una separación de entre 2 y 3 km con respecto a la ubicación de los aerogeneradores mostrados en la figura con tal de aprovechar al máximo el recurso eólico, evitando que se genere una barrera creada por los otros parques que impida el paso del viento, y además, minimizando así las pérdidas por efecto estela que pueden producirse.

### 2.1.3.- Emplazamiento de la instalación

Habiendo realizado el estudio del conjunto de restricciones mencionadas y teniendo en cuenta la zonificación EEAL, se está en disposición de delimitar un área en la que el parque eólico pueda ser instalado, a falta de caracterizar el recurso eólico disponible.

La siguiente figura muestra un conjunto de imágenes en las que se superponen todas las restricciones mencionadas para definir el área de estudio del recurso eólico y así determinar finalmente si el parque eólico se implanta en esta zona. Como puede observarse, se encuentra en la zona con condicionantes (zona amarilla) marcada por la el EEAL, sin embargo, al haber realizado un estudio en profundidad y comprobar que en esa zona no existen restricciones, tal y como se observa, puede tomarse como válida.

Figura nº 16.- Superposición de restricciones.

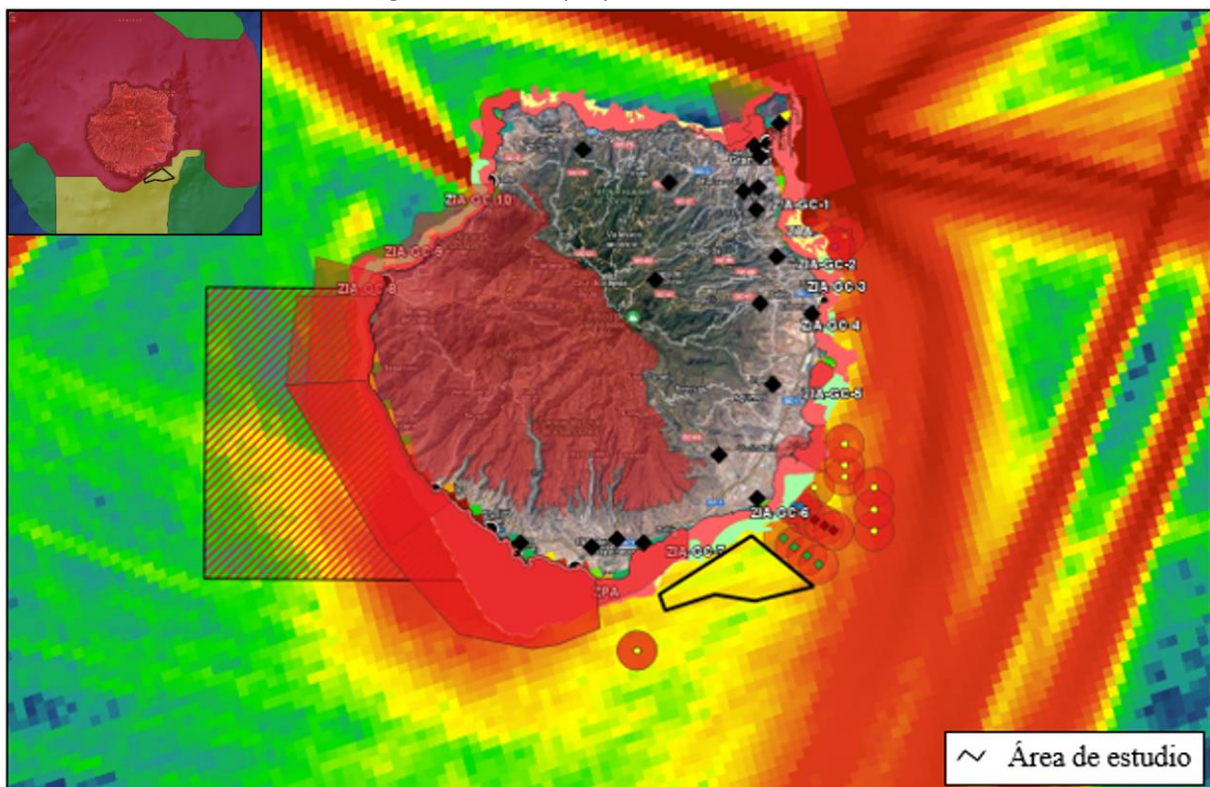
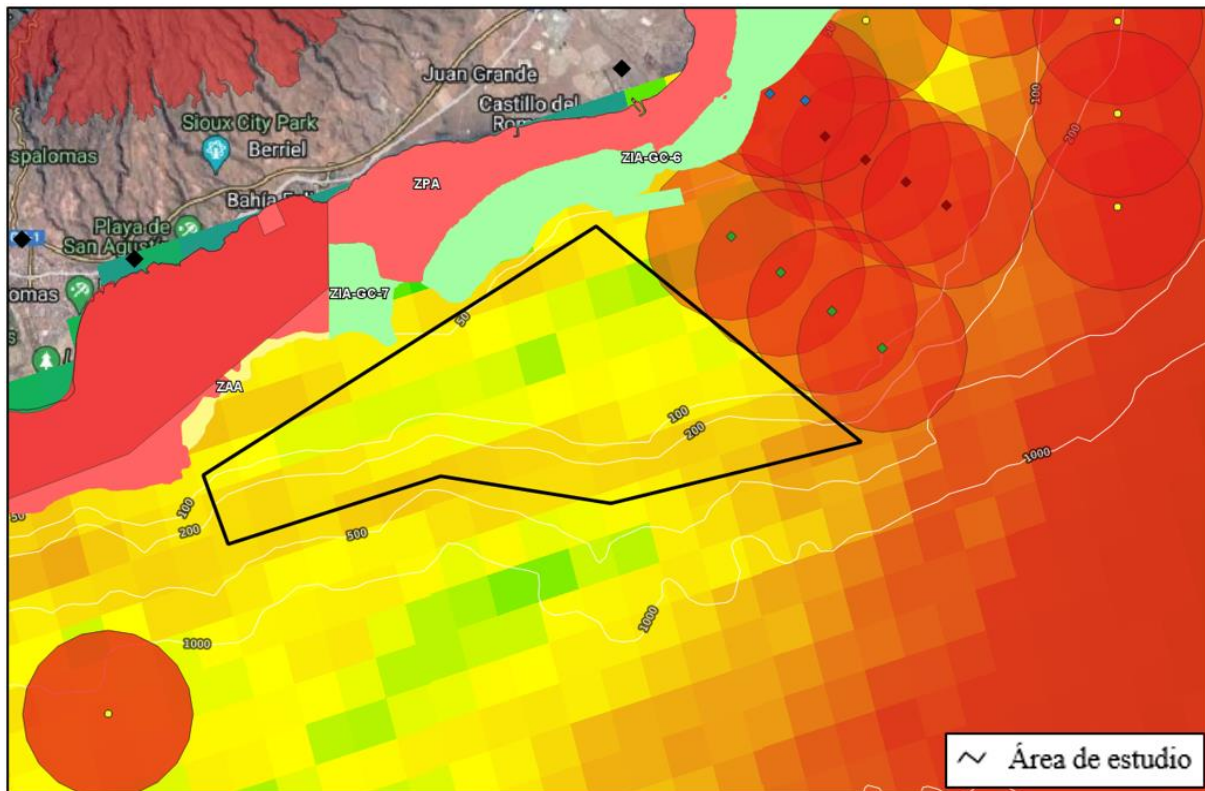




Figura nº 17.- Delimitación del área de estudio para la implantación del parque eólico.



Así pues, esta área, ubicada en la zona sureste de la isla, engloba una extensión de 54,3 km<sup>2</sup> cuya batimetría varía desde los 50 m hasta los 350 m de profundidad, valores que permitirían emplear un tipo de cimentación u otro dependiendo de la ubicación final de los aerogeneradores. La elección del tipo de cimentación se discutirá en capítulos posteriores, cuando se haya determinado con exactitud las coordenadas de cada aerogenerador.

## 2.2.- CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

En el análisis de las características del recurso eólico en el emplazamiento del parque, se ha empleado el software WAsP, sin embargo, antes de entrar en detalle en las características que dispone esta herramienta, es necesario mencionar algunos conceptos que sirvan como base de cálculo.

### 2.2.1.- Distribución continua de Weibull

La forma más usual de definir las características del viento es mediante la función de distribución continua de Weibull. Se trata de una función de distribución probabilística que permite determinar el comportamiento de los vientos, obteniendo resultados de gran fiabilidad los cuales se asemejan bastante a los histogramas construidos a partir de mediciones reales ya que las curvas pueden ajustar su forma en función de dos parámetros.

La distribución de Weibull viene definida a partir de la función de distribución:

$$F(V) = p(v \leq V) = 1 - \exp \left[ - \left( \frac{V}{c} \right)^k \right] \quad [2.1]$$

y la función de densidad de probabilidad:

$$d_p(V) = \frac{dF(V)}{dV} = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad [2.2]$$

donde:

$V$  es la velocidad del viento en  $m/s$ .

$k$  es el factor de forma de Weibull.

$c$  es el factor de escala de Weibull en  $m/s$ .

Ambas variables vienen relacionadas a partir de la velocidad media del viento para una distribución continua, la cual se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} V d_p(V) dV = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad [2.3]$$

donde:

$\bar{V}$  es la media de la velocidad en  $m/s$ .

$\Gamma$  es la función gamma.

Como puede observarse en la Ecuación 2.3, el factor de escala es directamente proporcional a la velocidad media, por otro lado, el parámetro  $k$  determina la forma y simetría de la distribución por lo que para factores de forma bajos, se obtienen unas velocidades más distribuidas mientras que, para valores altos el rango de velocidades es más acotado presentando un pico claramente visible.

Tal y como se ha comentado, la ventaja de disponer de dos variables es la fiabilidad de los resultados es poder extraer conclusiones claras a partir de las propiedades estadísticas de la función sin necesidad de disponer datos en bruto. No obstante, al ser una función probabilística, existen distintos algoritmos para ajustarse lo máximo posible a la distribución real, uno de ellos es el algoritmo que emplea el programa WAsP.

### 2.2.2.- Algoritmo WAsP

Este software WAsP emplea el método de energía equivalente, un tipo de algoritmo que no trata de ajustarse directamente al histograma real formado por las mediciones reales, sino que trata de encontrar la distribución de Weibull que encaje con la situación real respecto a dos parámetros: la densidad de potencia media y la proporción de valores que sobrepasan la media de velocidad calculada. Para ello, se deben cumplir dos condiciones:

- Que la densidad de potencia media de la distribución generada sea igual a la real.
- Que la proporción de valores que excedan la velocidad media real sea igual a la generada en la distribución de Weibull.

Así pues, el método de cálculo comienza igualando la densidad de potencia obtenida a partir de las frecuencias de velocidad de los datos medios con la densidad de potencia obtenida a partir de los parámetros de distribución de Weibull.

Para los datos de velocidad de viento observados, suponiendo que la densidad del aire es constante, la expresión de la densidad de potencia media para una distribución discreta es:

$$\frac{\overline{P_d}}{A} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \overline{V^3} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \frac{\sum_{i=1}^N v_i^3}{N} \quad [2.4]$$

La expresión de la densidad de potencia media de la distribución de Weibull, siendo esta una distribución continua y suponiendo también que la densidad del aire es constante, es:

$$\frac{\overline{P_d}}{A} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \overline{V^3} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad [2.5]$$

Igualando ambas expresiones y despejando el factor de escala, se obtiene:

$$c = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^N v_i^3}{N \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}} \quad [2.6]$$

La función de distribución acumulada  $F(V)$  proporciona la proporción de valores que son menores que  $V$ , por lo tanto,  $1 - F(V)$  será el conjunto de valores que superan  $V$ . De este modo, imponiendo la segunda condición y aplicando logaritmos a ambos lados de la igualdad en la Ecuación 2.1, se tiene:

$$-\ln[1 - F(\overline{V})] = \left(\frac{\overline{V}}{c}\right)^k \quad [2.7]$$

Sustituyendo la expresión obtenida en la Ecuación 2.6, finalmente se obtiene:

$$-\ln[1 - F(\overline{V})] = \left(\frac{\overline{V}}{\sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^N v_i^3}{N \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}}}\right)^k \quad [2.8]$$

A partir de la Ecuación 2.8 comienza un proceso iterativo de cálculo empleando el método de Brent para obtener el valor del parámetro  $k$ , y posteriormente, aplicando la Ecuación 2.6 se obtiene el parámetro  $c$ .

Además, el programa WAsP va un paso más allá en la resolución del cálculo, ya que, en las versiones más modernas del software, este cálculo se basa en la denominada distribución emergente la cual calcula la suma ponderada de las distribuciones de Weibull de todos los sectores direccionales considerados.

### 2.2.3.- Análisis de la distribución de vientos

Tal y como se ha comentado, se emplea el software WAsP en el análisis de la velocidad del viento y su distribución. No obstante, para poder realizar ese análisis es necesario recopilar un histórico de mediciones del viento realizadas en la zona de estudio. Para ello, se utiliza la plataforma MERRA-2

(*Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2*) desarrollada por la NASA, la cual permite conocer este tipo de mediciones mediante el reanálisis y asimilación de datos suministrados por sus satélites. Este sistema permite descargar datos meteorológicos horarios con una resolución de  $0,5^\circ \times 0,625^\circ$  de latitud y longitud, respectivamente.

En la muestra, han sido analizados datos horarios para los últimos 15 años obteniéndose un total de 131.496 mediciones. Dichas mediciones han sido realizadas a una altura de 50 m sobre el nivel del mar en el punto:  $27^\circ 30' 00.0'' N$ ;  $15^\circ 37' 30.0'' W$ . Estas coordenadas se encuentran al suroeste del área delimitada, en un punto en el que el recurso eólico es menor al esperado en la zona de estudio por lo que, las velocidades esperadas variarían sutilmente respecto de las mediciones. Sin embargo, ya que no se dispone de una mayor resolución de medida, se aceptan los datos como válidos. El conjunto de datos de viento descargados ha sido:

**Tabla nº 3.- Variables del viento proporcionadas por la plataforma MERRA-2.**

Dato	Uds.	Variable MERRA-2	Datos MERRA-2
Velocidad del viento hacia el este a 50 m de altura	m/s	U50M	eastward_wind_at_50_meters
Velocidad del viento hacia el norte a 50 m de altura	m/s	V50M	northward_wind_at_50_meters

Fuente: Datos de velocidad del viento, MERRA-2, 2022.

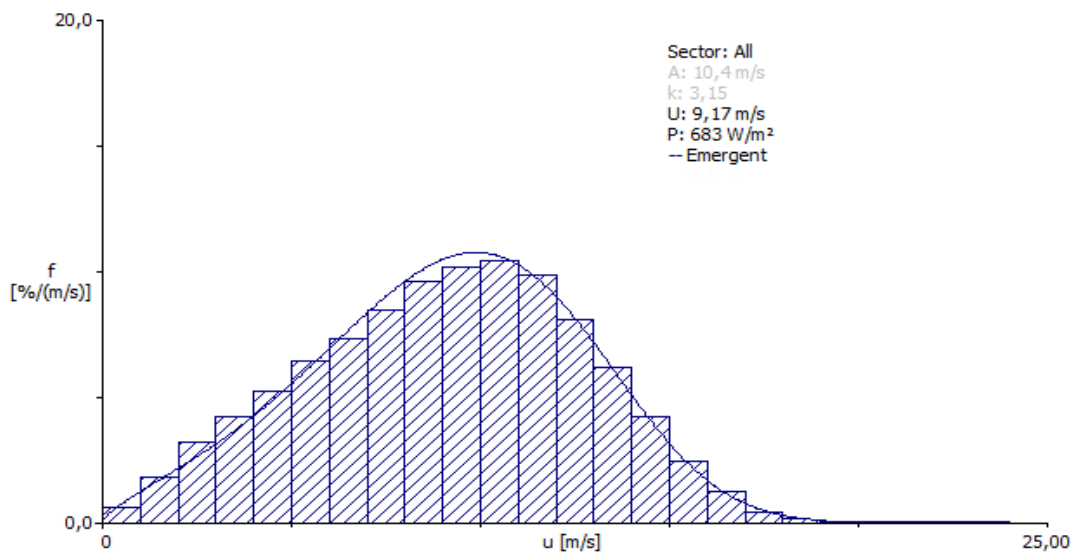
Este conjunto de datos representa las componentes zonal ( $\vec{u}$ ) y meridional ( $\vec{v}$ ) del vector velocidad del viento, considerándose el valor positivo como dirección este, en caso del vector  $\vec{u}$  y dirección norte en caso del vector  $\vec{v}$ . Así pues, para conocer el valor total de la medición, módulo del vector, y su dirección, ángulo entre los vectores  $\vec{u}$  y  $\vec{v}$ , se aplican respectivamente:

$$|\vec{w}| = \sqrt{u^2 + v^2} \quad [2.9]$$

$$\theta = \arctan\left(\frac{v}{u}\right) \quad [2.10]$$

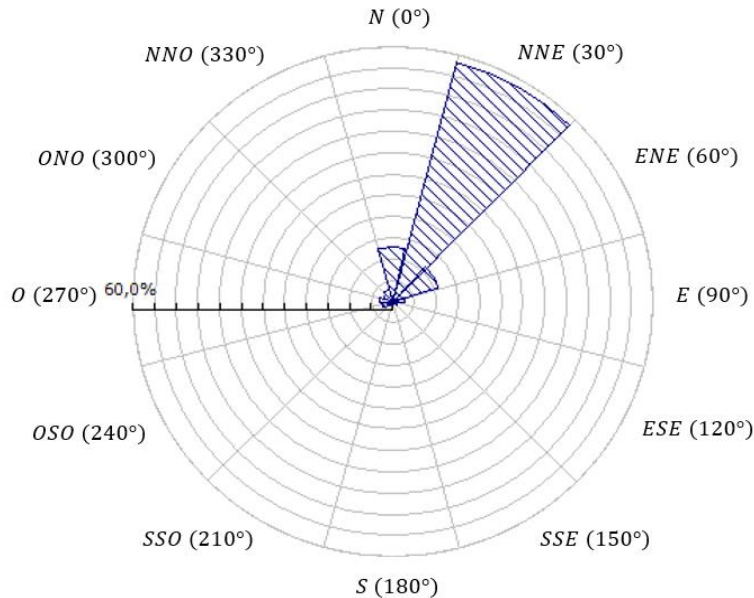
Construyendo una tabla a partir de los resultados obtenidos para cada medición e introduciéndolos en el software WAsP, se traza el histograma de frecuencias, así como la función de distribución de Weibull, además de la rosa de los vientos a 50 m de altura.

**Figura nº 18.- Histograma de frecuencias y distribución probabilística de Weibull a 50 m.**



Hay que tener en cuenta que la dirección del viento calculada indica la dirección hacia la que se dirige el viento mientras que, empleando la notación convencional meteorológica, la rosa de los vientos indica la dirección desde la que provienen el viento tomando como 0° el norte y aumentando el ángulo en el sentido de las agujas del reloj, por tanto, es necesario realizar una conversión previa para cada valor calculado en la Ecuación 2.10 antes de introducir los datos en el software.

**Figura nº 19.-**Rosa de los vientos a 50 m.



Las dos figuras anteriores proporcionan una serie de datos que pueden ser resumidos en la siguiente tabla:

**Tabla nº 4.-** Resultados obtenidos mediante WASP.

<b>Factor de forma de Weibull: <math>k</math></b>	3,15
<b>Factor de escala de Weibull: <math>c</math></b>	10,4 m/s
<b>Velocidad media: <math>\bar{V}</math></b>	9,17 m/s
<b>Densidad de potencia media: <math>\frac{\bar{P}_d}{A}</math></b>	683 W/m <sup>2</sup>
<b>Dirección predominante:</b>	NNE (30°)

#### 2.2.4.- Perfil de velocidad del viento

Dado que las mediciones descargadas de la plataforma MERRA-2 están realizadas a una altura de 50 m sobre el nivel del mar, es necesario emplear métodos de extrapolación para representar este conjunto de valores a la altura del buje de las turbinas.

Existen varias expresiones que determinan la variación de la velocidad con la altura, entre ellas las más empleadas son: la Ley Exponencial de Hellmann y la Ley del Perfil Logarítmico. Para el proyecto desarrollado se ha decidido emplear la primera expresión, indicada en la siguiente ecuación:

$$\frac{\bar{V}}{\bar{v}_0} = \left(\frac{H}{h_0}\right)^\alpha \quad [2.11]$$

donde:

$\bar{V}$  es la velocidad media a la altura  $H$  en  $m/s$  y  $m$ , respectivamente.

$\bar{v}_0$  es la velocidad media a la altura de la medición  $h_0$  en  $m/s$  y  $m$ , respectivamente.

$\alpha$  es el coeficiente de fricción o exponencial de Hellmann.

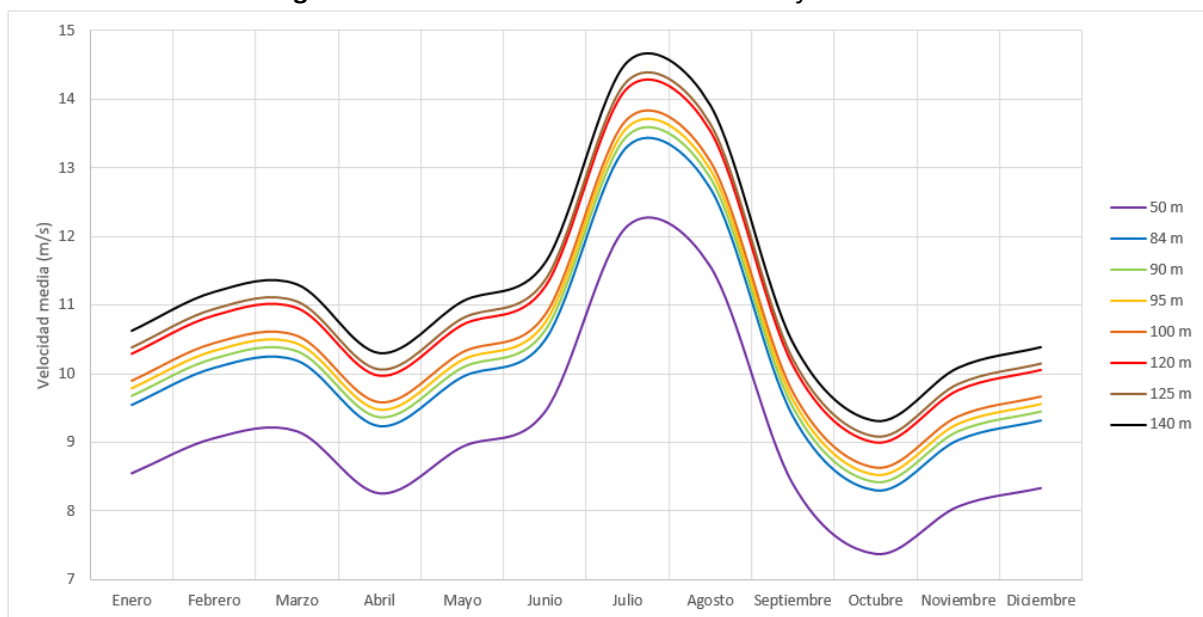
La ecuación proporciona una extrapolación de datos aceptable en el rango de 10 hasta 150 m de altura, si no existen obstáculos en forma de picos agudos que puedan generar distorsiones. Además, este coeficiente de Hellmann varía en función de la rugosidad del tipo de terreno en el que se mide el viento y por el efecto de varios parámetros como son la elevación, la hora y día de la medición, la direccionalidad del viento e incluso la estación del año; es por ello que, la gran mayoría de investigadores sugieren que el cálculo de este índice debe ser obtenido empíricamente, por lo que es común utilizar el valor de  $\alpha$  que se ajusten en mayor medida a los datos disponibles.

A lo largo de los años, se han desarrollado distintas correlaciones para obtener el valor del coeficiente de fricción. Para el desarrollo del proyecto se ha decidido emplear la correlación de Justus la cual, a partir de valores empíricos, permite conocer este parámetro en función de las mediciones de velocidad y de la altura a la que se han realizado estas mediciones.

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,0881 \cdot \ln(\bar{v}_0)}{1 - 0,0881 \cdot \ln(h_0/10)} \quad [2.12]$$

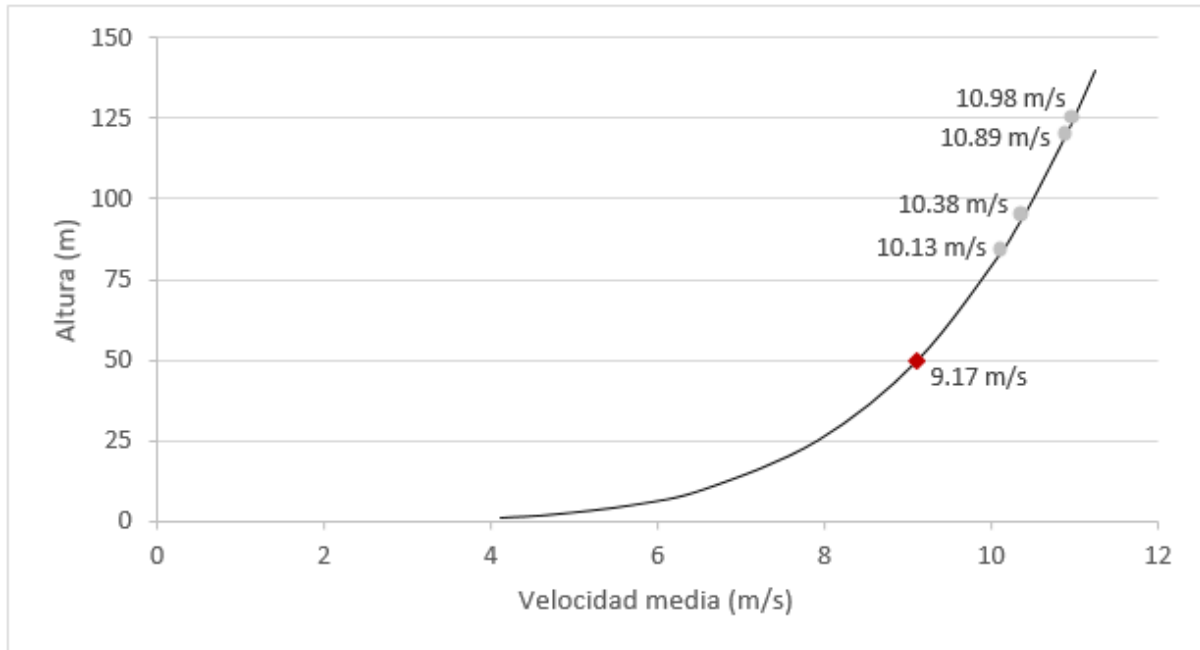
A partir de las expresiones anteriores se pueden calcular las distintas extrapolaciones a diferentes alturas para la media mensual de los datos proporcionados por la plataforma MERRA-2.

**Figura nº 20.- Velocidad media mensual a diferentes alturas.**



A continuación, se calcula la media anual para cada altura y se puede trazar así el siguiente perfil de velocidades:

**Figura nº 21.- Perfil de velocidad vertical del viento.**



Como se ha comentado anteriormente, los valores obtenidos no se corresponden con las medidas reales de viento en el área de estudio siendo éstas mayores. Según indica la web *Global Wind Atlas* la velocidad media anual en esta área seleccionada a 50 m de altura sería de alrededor de 10,5 m/s en contraste con lo indicado en la anterior figura.

No obstante, atendiendo a los datos descargados, se refleja claramente como la dirección predominante del viento es la nornoroeste por lo que, instalando los aerogeneradores en esa dirección a 50 m de altura, se podría aprovechar una densidad de potencia mayor de 905 W/m<sup>2</sup> con una velocidad media superior a 10,6 m/s.<sup>[1]</sup> Cabe decir que la altura de buje de los aerogeneradores será mayor, por lo que el potencial aprovechable aumentará considerablemente.

[1] Valores obtenidos mediante el software WAsP para el sector más favorable.

# [CAPÍTULO 3. DISEÑO DEL PARQUE]

En el capítulo que se presenta a continuación, se trata íntegramente el diseño del parque eólico dividiendo el contenido en cuatro bloques principales: elección de la turbina, implementación del parque, estudio de cimentaciones y análisis de la infraestructura eléctrica. De esta forma, se pretende seleccionar la turbina idónea para el emplazamiento escogido determinando la configuración del layout y su posterior simulación mediante software; y además, proporcionar una idea general de la configuración de la conexión eléctrica y el tipo de cimentaciones para el caso concreto del proyecto.

## **3.1.- ELECCIÓN DE LA TURBINA EÓLICA**

### **3.1.1.- Conceptos teóricos básicos**

Previo al análisis de alternativas de turbinas eólicas, se procede a explicar brevemente la teoría relacionada con la producción de energía mediante una turbina eólica.

#### 3.1.1.1.- Potencia eólica disponible

El proceso de extracción de energía de las corrientes de aire se realiza principalmente gracias a la interacción de las palas del rotor y el viento, puesto que, la energía cinética del viento se transforma en energía mecánica de rotación para después, mediante un generador, transformarla finalmente en energía eléctrica.

Considerando un flujo laminar de masa  $m$ , perpendicular a la sección transversal de un cilindro moviéndose a una velocidad  $v$ , la energía cinética para dicho flujo viene dada por:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad [3.1]$$

Por lo que, la potencia disponible en dicho flujo se define como:



$$P_d = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \cdot \frac{dm}{dt} \cdot v^2 \quad [3.2]$$

donde:

$\frac{dm}{dt}$  representa el flujo de aire a través de un volumen de control, es decir, el caudal másico en  $kg/s$ .

El caudal másico puede expresarse como:

$$\frac{dm}{dt} = \dot{m} = \rho \cdot A \cdot v \quad [3.3]$$

donde:

$A$  es la sección transversal o área en  $m^2$ .

$\rho$  es la densidad del aire en  $kg/m^3$ .

Por lo tanto, sustituyendo finalmente en la Ecuación 3.2 se obtiene que la potencia disponible en el viento es igual a:

$$P_d = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad [3.4]$$

Aunque normalmente, el parámetro de interés sea la densidad de potencia disponible por lo que habría que dividir la expresión anterior por el área.

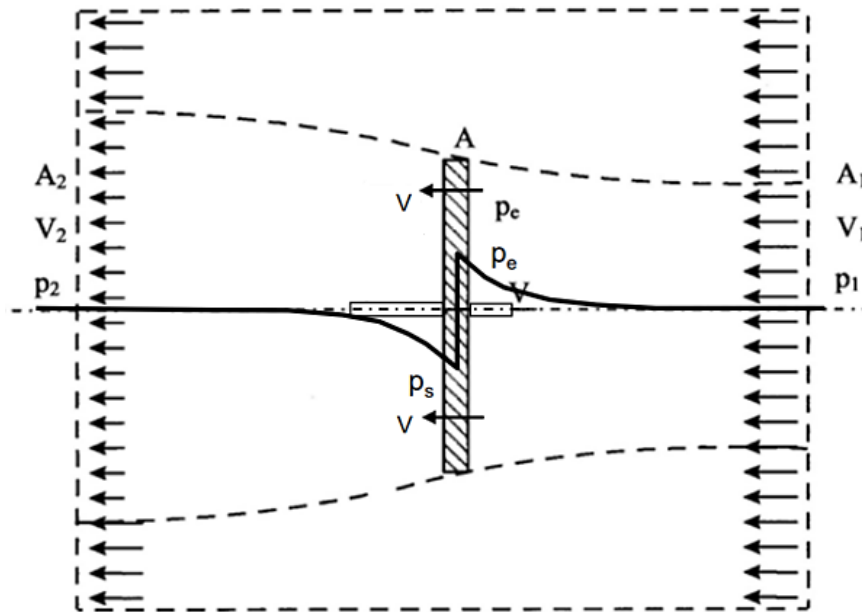
#### 3.1.1.2.- Fórmula de Betz

El modelo simplificado desarrollado por Albert Betz establece la máxima potencia extraíble de una corriente de aire a presión uniforme, que atraviesa un rotor de eje horizontal girando libremente. Este modelo determina que cuanto mayor sea la  $E_c$  que la turbina es capaz de extraer del viento, menor es la velocidad de este a su salida. Por lo que, como consecuencia, la velocidad del viento aguas debajo de la turbina está comprendida entre cero y el valor de entrada, siendo este el valor límite ya que sino la potencia extraída sería nula.

La Ley de Betz parte de una serie de hipótesis:

- El flujo es ideal, incompresible y permanente.
- El tubo de corriente que define el volumen de control separa perfectamente el flujo de aire perturbado del no perturbado.
- La presión estática en los puntos alejados del rotor coincide con la del flujo no perturbado.
- La fuerza de empuje por unidad de área barrida por el rotor es constante (Teoría del disco actuador).
- No existe rozamiento con las palas
- No hay interacción entre los álabes
- El rotor no induce rotación alguna en la estela de salida.

Figura nº 22.- Volumen de control para la deducción de la fórmula de Betz.



Fuente: Apuntes de la asignatura Centrales hidroeléctricas y energía eólica, UPV, 2021.

Partiendo de que tanto la densidad como el caudal másico de aire son constantes, de la Ecuación 3.3 y aplicando la Ecuación de continuidad sin acumulación de masa se deduce que, debido a la disminución de la velocidad del viento entre la entrada y la salida de la turbina la sección de este debe aumentar. Además, tal y como se refleja en la figura, tomando la presión de entrada como la atmosférica, la disminución gradual de la velocidad supone un aumento en la presión, la cual cae en picado en su paso por la turbina para ascender progresivamente hasta llegar nuevamente a la presión atmosférica.

Se denomina:

- $p_1$  y  $v_1$  a la presión y la velocidad del viento, respectivamente, en la sección  $A_1$  en un punto lo suficientemente alejado de la entrada a la turbina, donde la presión es la atmosférica.
- $p_2$  y  $v_2$  a la presión y la velocidad del viento, respectivamente, en la sección  $A_2$  en un punto lo suficientemente alejado de la salida de la turbina, donde la presión es la atmosférica.
- $p_e$ ,  $p_s$ ,  $v_e$  y  $v_s$  a la presión y la velocidad del viento, respectivamente, a la entrada y a la salida de la sección  $A$ .
- $v$  a la velocidad del viento en el plano del rotor.

Así pues, se pueden formular las siguientes Ecuaciones de conservación de la energía:

$$p_1 + \rho \cdot \frac{v_1^2}{2} = p_e + \rho \cdot \frac{v^2}{2} \quad [3.5]$$

y

$$p_s + \rho \cdot \frac{v^2}{2} = p_2 + \rho \cdot \frac{v_2^2}{2} \quad [3.6]$$

La variación de la presión entre la entrada y la salida de la turbina se puede expresar como:

$$\Delta p = p_e - p_s = \frac{\rho}{2} \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad [3.7]$$

La fuerza axial sobre el rotor de la turbina en la dirección del viento se puede escribir como:

$$F = \dot{m} \cdot \Delta v = \rho \cdot A \cdot v \cdot (v_1 - v_2) \quad [3.8]$$

o

$$F = \Delta p \cdot A = \frac{\rho}{2} \cdot (v_1^2 - v_2^2) \cdot A \quad [3.9]$$

Igualando las ecuaciones anteriores se obtiene el valor de la velocidad en la sección A:

$$v = \frac{1}{2} \cdot \frac{(v_1^2 - v_2^2)}{(v_1 - v_2)} = \frac{1}{2} \cdot (v_1 + v_2) \quad [3.10]$$

Se observa que la deceleración se reparte equitativamente entre los tramos de entrada y salida de la turbina. Se define el coeficiente de velocidad inducida  $a$  como:

$$a = 1 - \frac{v}{v_1} \quad [3.11]$$

La potencia captada o recuperada por el rotor se puede expresar como producto de la fuerza axial ejercida por el viento y la velocidad incidente del mismo:

$$P_r = F \cdot v = \rho \cdot A \cdot v^2 \cdot (v_1 - v_2) \quad [3.12]$$

Desarrollando a partir de la Ecuación 3.11, se puede obtener el siguiente resultado:

$$P_r = \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot (1 - a)^2 \cdot 2a \quad [3.13]$$

De la ecuación anterior puede deducirse que la potencia recuperada por el rotor varía:

- Proporcionalmente con el área del rotor, aumentando a su vez esta área conforme incrementa el tamaño de las aspas.
- Proporcionalmente con la densidad de la masa de aire de entrada.
- Con el cubo de la velocidad del viento  $v_1$ .
- Con la velocidad del viento  $v_2$  expresada a través del coeficiente de velocidad inducida  $a$ .

Cabe destacar que Betz fue capaz de determinar un valor óptimo para el parámetro  $a$ , y por extensión para  $v_2$ , al cual le corresponde la potencia máxima recuperada por el rotor. Este valor se consigue derivando la Ecuación 3.13 respecto de  $a$  e igualando a cero, de la cual se obtienen dos soluciones:  $a = 1$  y  $a = 1/3$ .

Finalmente se determina que la potencia máxima se corresponde con el valor  $a = 1/3$  ya que, de la otra forma, la velocidad de salida sería negativa fenómeno físicamente imposible.

$$P_{r,max} = \frac{8}{27} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad [3.14]$$

La potencia máxima extraíble de una corriente libre es aplicable a cualquier aerogenerador sea cual sea su morfología y principio de funcionamiento.

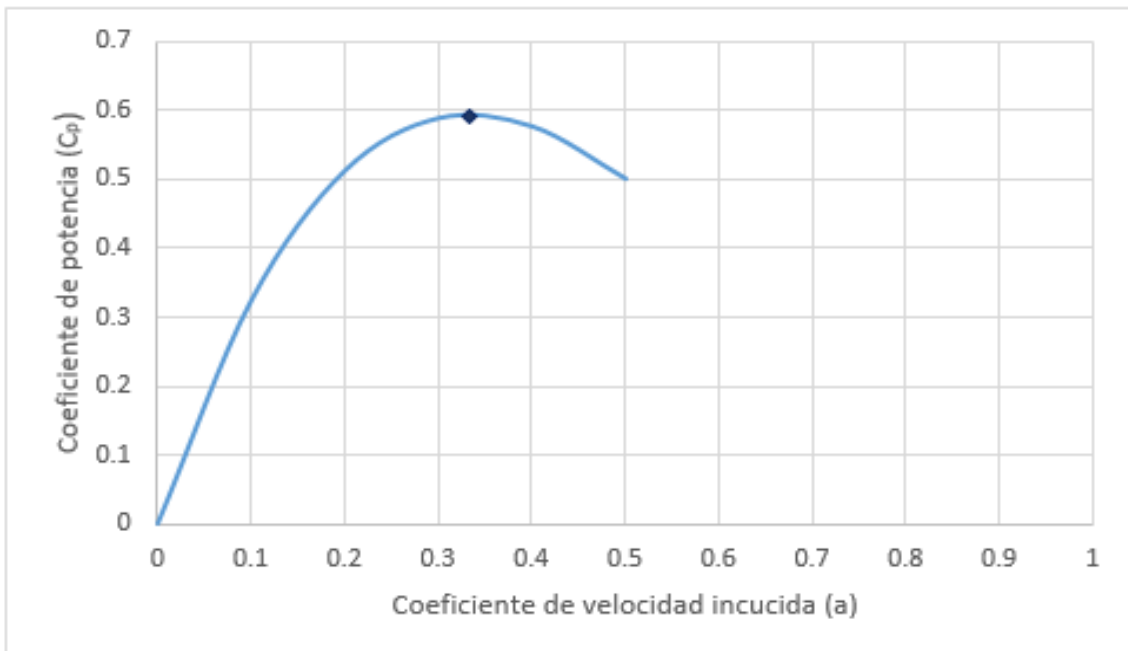
### 3.1.1.3.- Coeficiente de potencia

El coeficiente de potencia expresa el porcentaje de energía disponible en el viento que atraviesa el rotor de un aerogenerador y que es transformada en energía mecánica recuperada en el eje del mismo. Se expresa como:

$$C_p = \frac{P_r}{P_d} = \frac{\rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot (1 - a)^2 \cdot 2a}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3} = 4a \cdot (1 - a)^2 \quad [3.15]$$

Así pues, tomando el valor  $a = 1/3$  se obtiene el valor máximo  $C_{p,máx} = \frac{16}{27} \approx 59,26\%$ , también conocido como Límite de Betz el cual expresa que, la potencia máxima teórica recuperable de una corriente de aire suponiendo una turbina ideal, no puede superar el 59,26% de la potencia disponible del viento.

**Figura nº 23.-** Coeficiente de potencia  $C_p$  en función del parámetro  $a$ .



Teniendo en cuenta un aerogenerador real, existen tres efectos intrínsecos que pueden provocar que el coeficiente de potencia máximo disminuya: el número de aspas, la rotación de la estela detrás del rotor y la resistencia aerodinámica no nula.

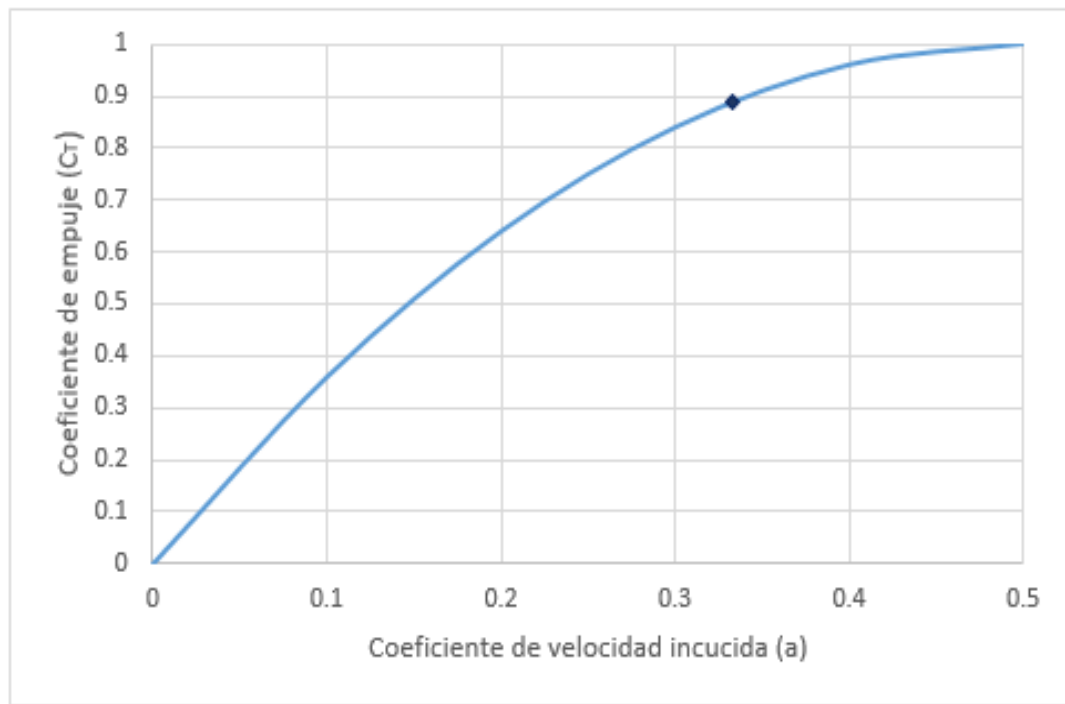
### 3.1.1.4.- Coeficiente de empuje

En el mundo técnico y comercial existe otro coeficiente de mayor utilidad a la hora de definir las prestaciones de una turbina, este valor se conoce como coeficiente de empuje, el cual indica las características de la estela que produce el aerogenerador. El coeficiente de empuje determina la capacidad de dispersión cuando el viento atraviesa la turbina y viene expresado por la siguiente fórmula:

$$C_T = \frac{F}{F_d} = \frac{F}{P_d/v_1} = \frac{\rho \cdot A \cdot v_1^2 \cdot (1 - a) \cdot 2a}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^2} = 4a \cdot (1 - a) \quad [3.16]$$

Se sabe que, a mayor velocidad del viento, la estela producida aguas abajo tiene menor dispersión; a menor velocidad para la turbina, es más fácil dispersar una estela y, a menor dispersión es más fácil para el flujo de aire recuperar la dirección y velocidad.

**Figura nº 24.-** Coeficiente de empuje  $C_T$  en función del parámetro  $a$ .



### 3.1.2.- Análisis de los modelos de aerogeneradores

Con tal de determinar la configuración del parque así como la energía producida, es necesario realizar un análisis del modelo de aerogenerador a implantar. Para ello, se han tenido en cuenta cuatro modelos diseñados específicamente para implantación offshore:

**Tabla nº 5.-** Modelos y fabricantes de las turbinas eólicas a analizar.

Modelo	Fabricante	Potencia nominal (MW)	Diámetro de rotor (m)	Altura buje (m)
WT1000DD/190	Windtec	10	190	125
SG 10.0-193 DD	Siemens-Gamesa	10	193	125
XE128-5MW	XEMC Darwind	5	128	125
aM5.0/130	Aerovide	5	130	100

Como puede observarse, la potencia de los modelos seleccionados es inferior a la que sigue la tendencia actual, como queda descrito en el Apartado 1.3, puesto que actualmente existen aerogeneradores de 12,5 MW e incluso se encuentran en desarrollo turbinas con potencias nominales de hasta 15 MW. Sin embargo, la información disponible para este tipo de modelos es muy escasa y no se pudo conseguir una hoja de características donde se detallan las especificaciones completas. Es por ello que, se ha decidido optar por modelos de generaciones anteriores, con tal de disponer de información íntegra por parte del fabricante y poder realizar así cálculos con la mayor precisión posible.

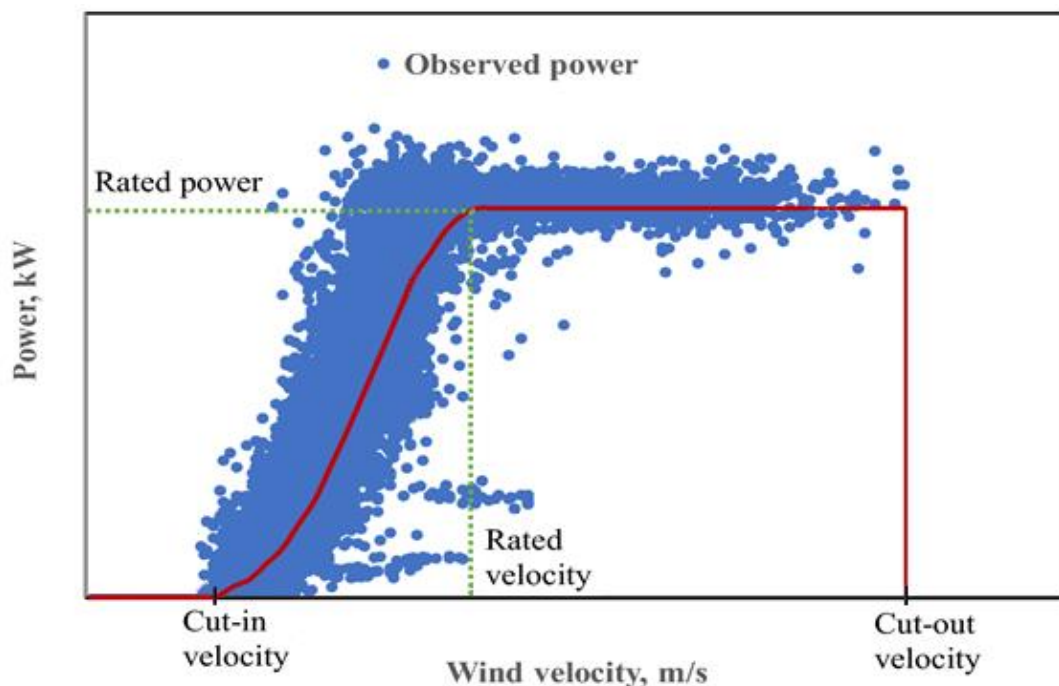
La elección de la turbina más idónea se realiza mediante una comparación de la energía producida por cada uno de los modelos en las condiciones meteorológicas en las que se instala el parque. Es por ello que, la curva de potencia de cada turbina es un factor fundamental para el aprovechamiento de la energía del viento. A la hora de realizar el análisis se tienen en cuenta dos parámetros que influyen de manera notoria en la curva de potencia las cuales son: la densidad del aire y la velocidad del viento; sin embargo, en este capítulo solamente se tratará la primera variable puesto que en el Apartado 2.2 del pasado capítulo ya se estudió con detenimiento el recurso eólico en la zona de implantación del proyecto.

### 3.1.2.1.- Curva de potencia

La curva de potencia de un aerogenerador es una representación gráfica que indica cuál será la potencia eléctrica disponible a diferentes velocidades de viento. Esta curva se obtiene a partir de mediciones empíricas a partir de un anemómetro situado próximo a la máquina y, leyendo a su vez la potencia eléctrica disponible directamente del aerogenerador, se puede dibujar así la nube de puntos representados por ambos valores conjuntos y no una curva bien definida, ya que la velocidad del viento fluctúa constantemente impidiendo medir de manera exacta la columna de viento que atraviesa el rotor del aerogenerador.

Así pues, en la práctica, se debe tomar un promedio de las diferentes medidas para las velocidades del viento dibujando la gráfica con esos promedios para obtener la curva característica obteniéndose una gráfica similar a la siguiente figura:

Figura nº 25.- Curva ideal de potencia de una turbina eólica.



Fuente: *Artificially intelligent models for the site-specific performance of wind turbines, 2020.*

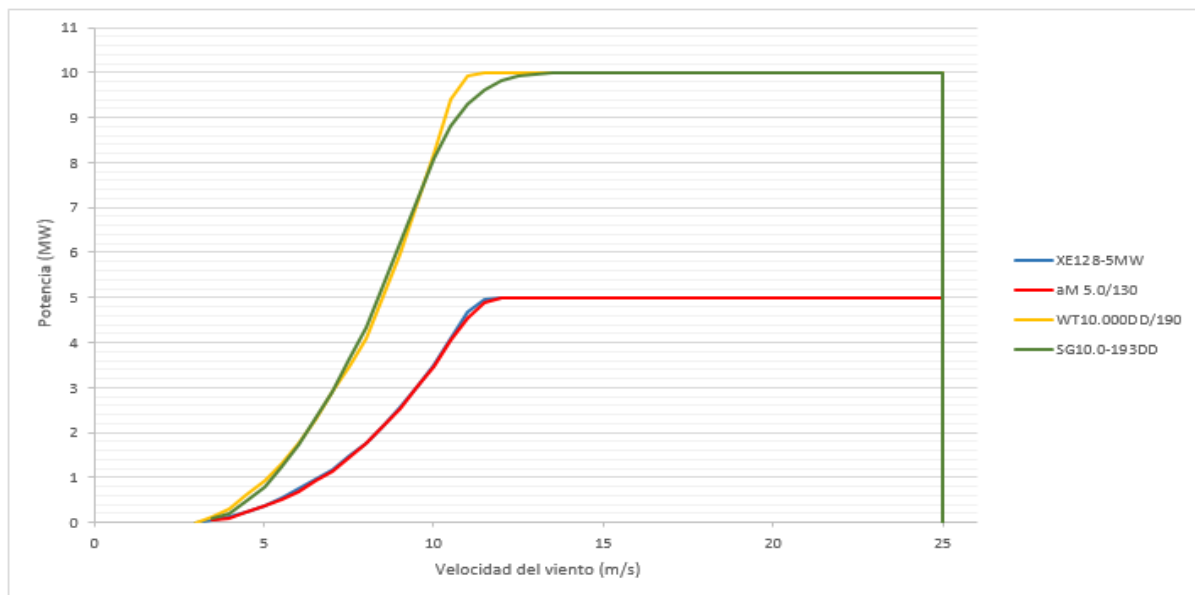
- **Cut-in velocity (Velocidad de arranque):** cuando la velocidad del viento baja, el par ejercido sobre la turbina no es el suficiente para hacer rotar las aspas. Se denomina velocidad de arranque a

aquella velocidad a partir de la cual el aerogenerador comienza a rotar y por lo tanto, a producir energía (normalmente entre 3 y 4 m/s).

- **Velocidad y potencia nominal:** al ir aumentando la velocidad del viento, la potencia producida es cada vez mayor hasta alcanzar el límite de capacidad del aerogenerador el cual depende de las condiciones del emplazamiento, así como el diseño de la turbina (normalmente entre 12 y 17 m/s) a este punto se le conoce como punto nominal.
- **Cut-out velocity (Velocidad de corte):** para velocidades superiores a la velocidad nominal la potencia no puede aumentar ya que el generador ha llegado a su límite, normalmente se sigue produciendo la misma potencia realizando ajustes como modificar el ángulo de taque de las palas. Sin embargo, a velocidades extremas la máquina puede sufrir sobrecargas o roturas por lo que es necesario establecer una velocidad de corte (normalmente entre 25 y 30 m/s), en la que se accione el sistema de parada para prevenir daños.

A continuación, se presentan las curvas de potencia de los distintos modelos seleccionados para el análisis de alternativas. Estas curvas vienen proporcionadas por el fabricante y están diseñadas para una densidad del aire específica, por lo que, si la densidad variara se deben realizar una serie de ajustes para adaptar la curva a las nuevas condiciones.

**Figura nº 26.-** Curvas de potencia de los modelos seleccionados.



### 3.1.2.2.- Densidad del aire

Con respecto a la densidad del aire, tal y como se ha comentado en el apartado anterior, se debe realizar una corrección de este valor para adaptar los valores de la curva de potencia a la altitud donde se instalaría cada uno de los modelos. Para el cálculo de la densidad en función de la altura, se ha empleado la fórmula barométrica para la densidad proporcionada por el modelo ISA (*International Standard Atmosphere*):

$$\rho = \rho_b \cdot \left[ \frac{T_b}{T_b + L_b \cdot (h - h_b)} \right]^{1 + \frac{g_0 \cdot M}{R \cdot L_b}} \quad [3.17]$$

donde el subíndice  $b$  se corresponde con el 0 por lo que los valores asociados según la estandarización son:

$h_0$  es la altura sobre el nivel del mar igual a 0 m.

$\rho_0$  es la densidad del aire estándar igual a  $1,225 \text{ kg/m}^3$ .

$T_0$  es la temperatura del aire estándar igual a  $288,15 \text{ K}$ .

$L_0$  es la tasa de variación de temperatura estándar igual a  $-0,0065 \text{ K/m}$ .

$g_0$  es la aceleración de la gravedad igual a  $9,80665 \text{ m/s}^2$ .

$R$  es la constante de los gases ideales igual a  $8,3144626 \text{ J/mol} \cdot \text{K}$ .

$M$  es la masa molar del aire igual a  $0,0289644 \text{ kg/mol}$ .

Una vez calculada la densidad correspondiente a la altura de buje de cada modelo, se hace uso de las recomendaciones de la norma UNE-EN 61400-12-1:2018 para adaptar las correcciones de este parámetro.

Según dicta la norma, un aerogenerador con control de potencia activa, es decir, con regulación por modificación del ángulo de paso (*pitch controlled*), debe aplicarse una corrección para obtener la velocidad efectiva asociada a la potencia marcada en la curva del fabricante.

$$v_{eff} = v \cdot \left(\frac{\rho_h}{\rho}\right)^{1/3} \quad [3.18]$$

donde:

$v$  es la velocidad del viento definida en la curva de potencia en  $m/s$ .

$v_{eff}$  es la velocidad del viento normalizada en  $m/s$ .

$\rho$  es la densidad del aire a la cual está definida la curva de potencia en  $\text{kg/m}^3$ .

En cambio, si el aerogenerador está regulado por pérdida con ángulo de paso constante y velocidad de rotación constante (*stall controlled*), la normalización de datos debe aplicarse a la potencia de salida medida.

$$P_{eff} = P \cdot \left(\frac{\rho}{\rho_h}\right) \quad [3.19]$$

donde:

$P$  es la potencia producida definida en la curva de potencia en  $MW$ .

### 3.2.2.3.- Selección de la turbina

Una vez se ha realizado la corrección de la curva de potencia para la altura de buje a la que se instala cada aerogenerador, se procede a determinar la potencia media producida de cada modelo para escoger la mejor turbina.

Asimismo, para cada aerogenerador se calcula el porcentaje de tiempo que opera a potencia nominal así como el tiempo en que la turbina no está en funcionamiento, es decir, no produce energía. Además,



se incluyen parámetros como la producción de energía anual total y el factor de capacidad. Para el primer parámetro, partiendo del cálculo de la potencia media, se multiplica ese valor por el número de aerogeneradores hasta alcanzar los 50 MW instalados permitidos, obteniéndose así la potencia total, para después multiplicarla por el número de horas anuales hallándose la energía neta anual producida; para el segundo, se divide el valor de la potencia media entre la potencia nominal de la turbina.

El conjunto de resultados obtenidos para cada uno de los modelos considerados se resume en la siguiente tabla:

**Tabla nº 6.- Resultados de los modelos considerados.**

Modelo	Potencia nominal (%)	Potencia cero (%)	Potencia media (MW)	Producción de energía (MWh/año)	Número de aerogeneradores	Potencia total (MW)	Producción anual total (MWh/año)	Factor de capacidad (%)
WT10000DD/190	31,11%	6,13%	6,09	53.379	5	30,47	266.892	60,93%
SG 10.0-193 DD	8,67%	6,13%	6,02	52.727	5	30,10	263.632	60,19%
XE128-5MW	26,32%	4,31%	2,88	25.230	10	28,80	252.302	57,60%
aM5.0/130	17,69%	7,10%	2,65	23.209	10	26,49	232.087	52,99%

En base a los resultados de la tabla anterior, se puede observar como gran parte de los modelos seleccionados tiene un gran potencial. En primer lugar, atendiendo solamente a los resultados de una turbina única, se comprueba cómo el modelo W10000DD/190 es el que generaría una mayor energía anual con 53.379 MWh/año, seguido muy de cerca por el modelo SG 10.0-193 DD. Al ser ambos modelos de mayor potencia, por consiguiente, deben generar una mayor energía, produciendo más del doble de energía que los otros dos modelos de potencia inferior. En cambio, se observa como sus curvas de potencia no son las que más se ajustan a la distribución de vientos en la zona puesto que, por su parte, el modelo de Siemens-Gamesa solamente trabajaría a potencia nominal el 8,67% del tiempo en funcionamiento, en comparación con modelos de menor potencia como el XE128-5MW, el cual permanece más de un 25% operando a potencia nominal reduciendo el tiempo inoperativo al 4,31%.

Por otro lado, atendiendo a los resultados presentados para el conjunto del parque, el conjunto de turbinas que generarían una mayor producción anual total serían las del modelo W10000DD/190 con un total de 266.892 MWh/año. Además, es el modelo que presenta un factor de potencia más alto (60,93%) lo que marca la diferencia sobre sus competidores, aunque prácticamente no exista una diferencia significativa con el resto de modelos.

Debido a las condiciones meteorológicas de la zona, esta turbina resulta ser la más indicada, ya que su curva de potencia proporciona una mayor potencia a las velocidades más frecuentes y, por lo tanto, el porcentaje de tiempo operando a potencia nominal es mayor (31,11%), siendo muy pequeño el porcentaje de tiempo en el que la turbina está parada (6,13%). Respecto al modelo aM5.0/130, puede descartarse directamente debido, en gran parte, a la altura máxima de la torre ya que es inferior a otros modelos y, por tanto, no puede aprovecharse el recurso eólico disponible a una mayor altura, eso sumado a su potencia inferior, resulta en un factor de capacidad menor al resto de turbinas.

Como conclusión puede extraerse que, la combinación de una gran potencia y una buena adaptación de la curva de potencia a los vientos de la zona, puede conseguir una producción de energía muy alta

alcanzando factores de capacidad realmente elevados. Cabe decir que, los datos mencionados son meramente orientativos para la selección del modelo de turbina, ya que hay que tener en cuenta otras consideraciones como las distintas pérdidas del sistema, además comentar que no todos los aerogeneradores del parque proporcionarán la misma potencia en un mismo instante de tiempo por lo que los resultados anteriores variarán respecto a los proporcionados en apartados posteriores.

Por lo tanto, teniendo en cuenta todo lo mencionado, el modelo seleccionado finalmente es el W1000DD/190 del fabricante Windtec con una potencia nominal de 10 MW, y una altura de buje de 125 m. Escogiendo este modelo de aerogenerador se puede conseguir una reducción en los costes del proyecto puesto que, el número de turbinas a implantar es inferior, lo que conlleva a instalar menos plataformas reduciendo así aún más el presupuesto, además de que los costes de operación y mantenimiento también disminuirán al disminuir el número de aerogeneradores.

### **3.2.- IMPLANTACIÓN DEL PARQUE**

#### **3.2.1.- Efecto estela**

A la hora de diseñar un parque eólico, deben considerarse las distintas pérdidas que pueden producirse con tal de proporcionar una estimación lo más fiable posible de la energía producida por la instalación. Los factores que usualmente se deben tener en cuenta son: la dirección y distribución del viento, las características del modelo de turbina eólica seleccionado y el efecto estela (*wake effect*) producido por la configuración de los aerogeneradores.

En el Apartado 3.1.1.2 se comentó a través del modelo de Betz cómo la velocidad del viento se ve reducida cuando atraviesa la turbina eólica, con tal de transformar la energía cinética contenida en el viento en energía mecánica mediante el rotor, y cómo a su salida de la turbina el viento presenta unas condiciones distintas debido a esa extracción de energía. Una vez ha atravesado la turbina, el viento aguas abajo presentará una velocidad axial menor que a la entrada y rotará en sentido opuesto a como lo hace el rotor, a este flujo con estas características se le denomina estela.

Esta estela, cuando se encuentra cercana al aerogenerador, se ve fuertemente influenciada tanto por la velocidad angular del aerogenerador como por la geometría de las palas, además está directamente relacionada con la potencia nominal de la turbina. Es por ello que, en el diseño de un parque eólico, es muy importante tener en cuenta el estudio de la estela formada, y sobre todo, la separación entre las turbinas para reestablecer las características del viento previas a su paso por el rotor, ya que influye considerablemente en el rendimiento global de la instalación.

Los parámetros obtenidos en la distribución de Weibull (factor de escala y factor de forma) solamente son válidos para aquellos aerogeneradores que interactúan con el flujo de viento natural, es decir, sin considerar las pérdidas de energía producidas por el paso previo por otros aerogeneradores. Por tanto, es necesario corregir estos parámetros para aquellas turbinas que se encuentren aguas debajo de otras y que se ven afectadas por las estelas producidas. Para realizar la corrección de la velocidad del viento en aquellos aerogeneradores a sotavento de otros, se aplica un modelo basado en la conservación del momento de la corriente de aire en la estela.

##### **3.2.1.1.- Modelo de Jensen**

El modelo matemático fue desarrollado por N. O. Jensen y posteriormente aplicado a parques eólicos reales por Katic. Este modelo utiliza la teoría del déficit de cantidad de movimiento para

predecir el campo de flujo suponiendo que la estela tiene el mismo diámetro que la turbina a la salida de ésta y, que se expande linealmente en función de la distancia detrás del rotor. Por lo tanto, las únicas variables son la disminución de velocidad inicial al inicio de la estela, evaluado a partir del coeficiente de empuje ( $C_T$ ) de la turbina a la velocidad real del viento, y la constante de decaimiento de la estela ( $\vartheta$ ), que es un coeficiente empírico que establece la expansión del área de influencia por la estela, es decir, el grado de apertura del cono que forma la estela.

La implementación de este modelo viene dado por la siguiente ecuación:

$$\delta V_{01} = V_0 \cdot (1 - \sqrt{1 - C_T}) \cdot \left( \frac{D_0}{D_0 + 2\vartheta X_{01}} \right)^2 \cdot \frac{A_{overlap}}{A_1} \quad [3.20]$$

donde,

$V_0$  es la velocidad incidente en la turbina aguas arriba en  $m/s$  y cuyo diámetro de rotor es  $D_0$  en  $m$ .

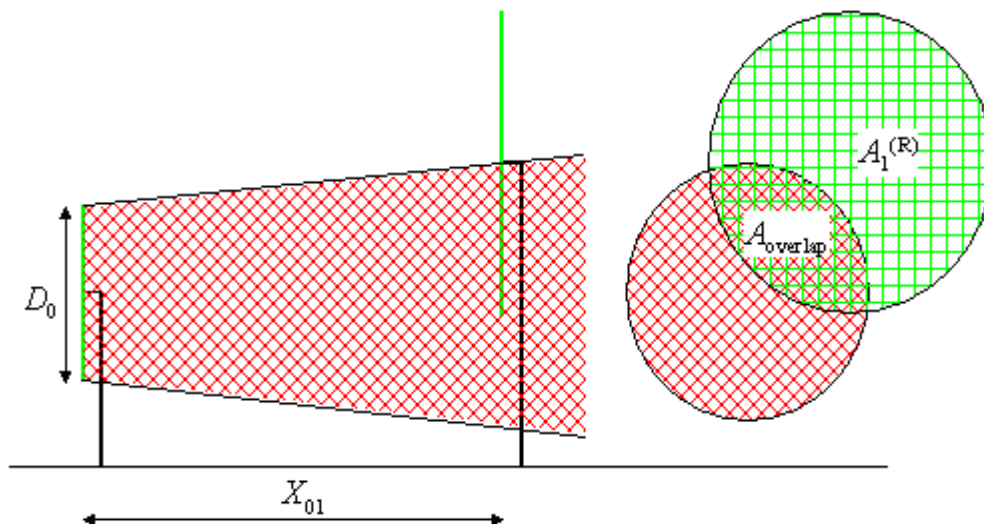
$C_T$  es el coeficiente de empuje y  $\vartheta$  es la constante de decaimiento de la estela ( $\vartheta = 0,04$  en aplicaciones offshore).

$X_{01}$  es la distancia a la turbina situada aguas abajo en  $m$ .

$A_1$  y  $A_{overlap}$  son el área de barrido de la turbina aguas abajo, y el área intersección entre el área de barrido del aerogenerador aguas abajo y la sección del cono de influencia del efecto estela, respectivamente, ambas en  $m^2$ .

En la Figura nº 27 se puede observar una representación esquemática de la estela producida y cómo afecta esta estela a los aerogeneradores ubicados aguas abajo.

**Figura nº 27.-** Representación del efecto estela según el modelo de Jensen.



Fuente: Wake Effect Model, 2021.

### 3.2.2.- Distribución de los aerogeneradores

Como norma general, la distancia de separación entre las filas y columnas de un parque eólico se diseña en función del diámetro de las aspas. Según establece el Art. 29 del Decreto 6/2015, de 30 de

enero, “como norma general, la distancia mínima entre dos aerogeneradores de una misma línea no será inferior a dos (2) diámetros de rotor y la distancia mínima entre dos líneas de un mismo parque ha de ser como mínimo de cinco (5) diámetros de rotor”.

Es necesario tener en cuenta además que, al instalarse los aerogeneradores en el mar, la distancia de separación debe ser mayor que en instalaciones onshore, ya que la estela generada aumentará debido a que la rugosidad de la superficie marina es muy baja. Por lo tanto, para un parque eólico marino es aconsejable una separación mínima de 7 diámetros de rotor en la dirección predominante del viento y de 5 diámetros de rotor en la dirección perpendicular a los vientos dominantes. Teniendo en cuenta las dimensiones del modelo de turbina elegida, las distancias mínimas son las siguientes:

**Tabla nº 7.-** Distancia de separación entre aerogeneradores.

Diámetro del rotor (m)	Distancia mín. entre filas – 7D (m)	Distancia mín. entre columnas – 5D (m)
190	1.330	950

Dado que el número de aerogeneradores a instalar es pequeño y el área disponible tiene grandes dimensiones, la distribución de las turbinas será al tresbolillo de tal forma que, en la dirección predominante del viento, la distancia hasta la siguiente turbina sea mayor minimizando así las pérdidas por efecto estela. Partiendo de esta base de diseño, se procede a proponer una distribución de layout estableciendo las coordenadas de los 5 aerogeneradores en la Tabla nº 8; para ello se tiene en cuenta la batimetría y la distancia a la costa de la zona delimitada, estableciendo un máximo a 200 m de profundidad, se intenta escoger un punto alejado de la línea de costa de la isla para la implantación de la primera turbina. Seguidamente, se determinan el resto dejando finalmente una separación de 1.500 m entre cada fila y cada columna.

La siguiente figura muestra la posición de cada uno de los aerogeneradores dentro del polígono junto con la elipse que conforman las distancias de separación. Se destaca como ningún punto se encuentra dentro de la elipse de separación de otro aerogenerador, por lo que, aunque estas se corten entre sí, eso no afecta en absoluto a la posición de los aerogeneradores los cuales se verán afectados mínimamente por la estela generada por las demás turbinas.

**Figura nº 28.-** Punto de implantación de cada turbina.



**Tabla nº 8.- Posición de cada turbina coordenadas WGS 84/UTM zone 28N (EPSG: 32628).**

ID	Coordenada X	Coordenada Y
Aerogenerador 1	458.097,5532	3.067.217,7480
Aerogenerador 2	456.770,4761	3.067.916,9377
Aerogenerador 3	459.460,2816	3.068.195,2302
Aerogenerador 4	458.133,2044	3.068.894,4200
Aerogenerador 5	456.806,1273	3.069.593,6097

### 3.2.3.- Simulación con SAM

Una vez definida la localización del parque eólico, las condiciones del recurso eólico disponible en la zona y el modelo de turbina a implantar, se procede a simular la instalación con el objetivo de obtener una estimación más precisa de la energía neta total generada, para ello se emplea el software SAM.

A continuación, se comenta el proceso de introducción de datos en el software para la obtención de los resultados.

- 1) **Recurso eólico:** El primer paso del proceso requiere la introducción de los datos climatológicos del recurso eólico. Los datos de partida se han obtenido de la plataforma MERRA-2 mediante el procedimiento descrito en el Apartado 2.2.3, así pues, se genera una estación meteorológica ficticia que contiene la información del recurso eólico en esa ubicación (X: 438.266,4 ; Y: 3.041.972,3 ; UTM zone 28 N). Realizando un promedio para cada uno de los sectores considerados en la rosa de los vientos, se introduce en el software la siguiente tabla de valores medios para cada dirección.

**Figura nº 29.- Introducción de los datos del recurso eólico en el software SAM.**

The screenshot shows the SAM software interface for defining wind resource data. The main window is titled 'Wind Resource Probability Table' and contains a table with the following data:

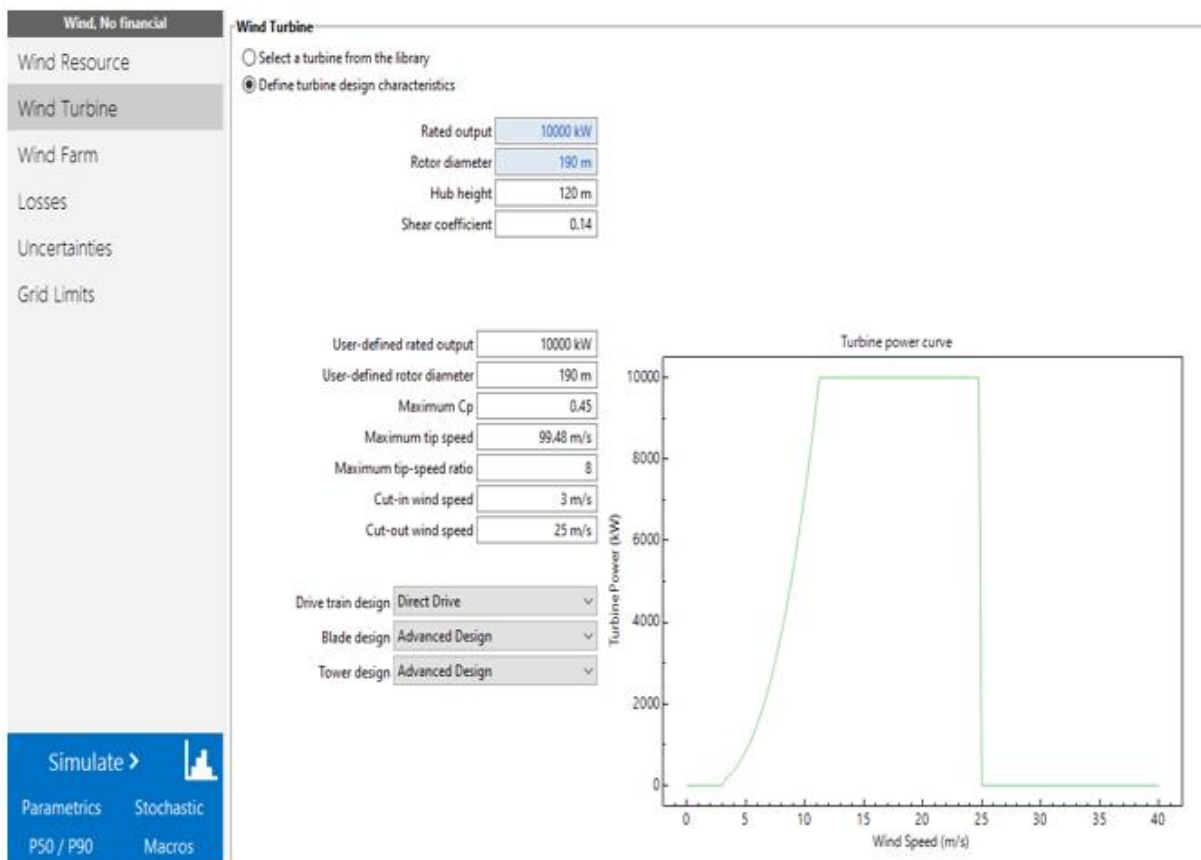
Wind Speed (m/s)	Wind Direction (deg)	Probability
7.08297	15	0.0500015
9.76622	45	0.320755
10.2837	75	0.43796
5.8843	105	0.0482752
4.61972	135	0.0236813
5.40649	165	0.0257498
6.599	195	0.0327006
7.27663	225	0.0199702
5.0043	255	0.00811432
4.90879	285	0.00590892
5.71384	315	0.00912575
6.43233	345	0.0177572

The interface also includes a sidebar with navigation options like 'Wind Resource', 'Wind Turbine', 'Wind Farm', 'Losses', 'Uncertainties', and 'Grid Limits'. At the bottom, there are buttons for 'Simulate', 'Parametrics', 'Stochastic', 'P50 / P90', and 'Macros'.

Como ya se ha comentado, los datos introducidos corresponden con una ubicación distinta a la que se va a realizar la implantación del parque, por lo que los resultados obtenidos no van a ser del todo precisos ya que en la ubicación seleccionada el recurso eólico se espera que sea mayor al proporcionado en las mediciones.

- 2) **Turbina eólica:** El siguiente paso consiste en introducir los parámetros que permiten definir la curva de potencia del modelo de aerogenerador seleccionado. El software contiene una base de datos de distintos aerogeneradores, sin embargo, dado que no disponen de datos de la turbina seleccionada, se deben definir sus características introduciendo uno a uno los valores proporcionados por el fabricante.

**Figura nº 30.-** Introducción de los parámetros del aerogenerador en el software SAM.



- 3) **Parque eólico:** A continuación, se introduce la configuración del parque seleccionada en el apartado anterior para que en la simulación se tengan en cuenta las pérdidas producidas por el efecto estela. El software SAM cuenta con distintos métodos de cálculo para estas pérdidas, sin embargo, la opción seleccionada ha sido el modelo Park, es decir, el modelo de Jensen que es el mismo modelo que emplea WAsP en sus cálculos de producción de energía.

Comentar además que, la separación entre aerogeneradores corresponde a la determinada en apartado anterior. Dado que el programa pide introducir los valores en diámetros de rotor, solamente se han tenido que dividir los 1.500 m de separación considerados en la distribución de los aerogeneradores, entre los 190 m de diámetro que tiene el rotor del modelo seleccionado.

Figura nº 31.- Parámetros para definir el parque eólico en el software SAM.

The screenshot displays the SAM software interface for configuring a wind farm. On the left is a navigation menu with options: Wind, No financial; Wind Resource; Wind Turbine; Wind Farm (selected); Losses; Uncertainties; and Grid Limits. At the bottom left, there is a 'Simulate' button and a sub-menu with 'Parametrics', 'Stochastic', 'P50 / P90', and 'Macros'. The main configuration area is divided into three sections:

- System Sizing:** Includes radio buttons for 'Use a single turbine', 'Specify desired farm size', and 'Specify number of turbines' (selected). It features input fields for 'Number of turbines in farm' (value: 5) and 'System nameplate capacity' (value: 50000 kW). A note states: 'Please specify the number of turbines using the Turbine Layout options below.'
- Wake Effects:** Includes a dropdown for 'Wake model' (set to 'Park (WAsP)'), a text input for 'Turbulence coefficient' (value: 0.1), and a text input for 'Constant loss' (value: 11.02 %).
- Turbine Layout:** Includes radio buttons for 'Import wind turbine location data file' and 'Define wind farm using layout generator (below)' (selected). It features an 'Import turbine layout file...' button and a 'Turbine Layout Map' plot. The plot shows a 2x3 grid of turbine locations on a coordinate system where the x-axis is 'meters' (ranging from -3000 to 0) and the y-axis is 'meters' (ranging from -1000 to 500). A north arrow is present in the top right of the plot area.

Below the 'Turbine Layout' section, the following parameters are configured:

- Turbines per row: 3
- Number of rows: 2
- Shape: Triangle / Trapezoid
- Turbine spacing: 7.895 rotor diameters
- Row spacing: 7.895 rotor diameters
- Offset for rows: 3.947 rotor diameters
- Offset type: Every Other Row
- Row orientation: 165 deg

- 4) **Pérdidas:** Los últimos datos a incluir son los relativos a las pérdidas de la instalación. Este programa de simulación tiene la ventaja de poder tener en cuenta pérdidas que otros softwares, como es el WAsP, no tendría en cuenta. En este caso además de las pérdidas por efecto estela de los propios aerogeneradores que conforma el parque eólico, se pueden considerar pérdidas por efecto estela de parque externos, así como, pérdidas debidas a la transmisión eléctrica o pérdidas debidas a las condiciones meteorológicas, entre otras.



Figura nº 32.- Introducción de los parámetros de pérdidas en el software SAM.

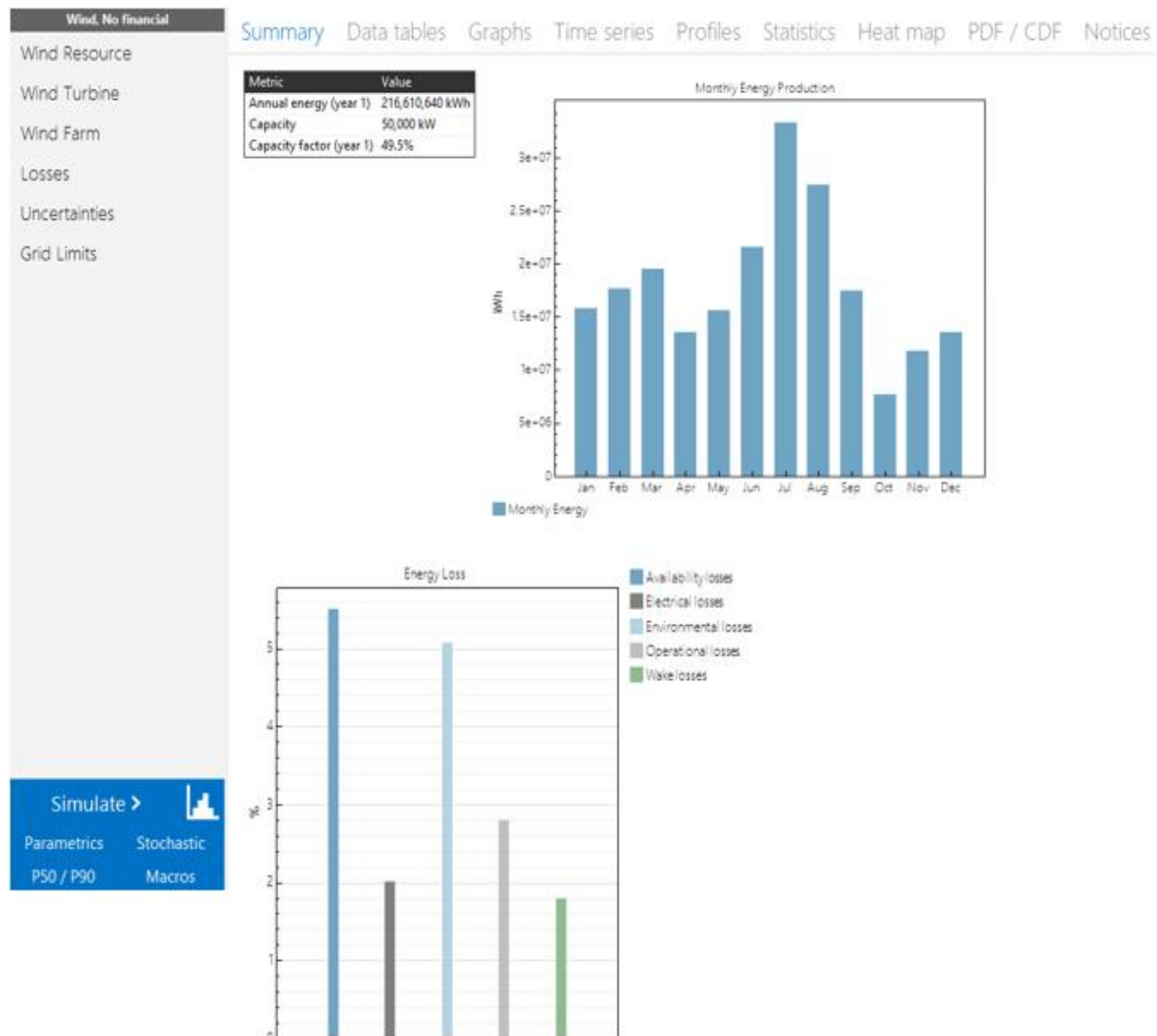
The screenshot displays the 'Losses' configuration page in the SAM software. The left sidebar shows a navigation menu with 'Losses' selected. The main area is divided into six sections, each with a descriptive text and several input fields for percentage values. The total loss for each section is calculated and displayed in a blue box.

Section	Parameter	Value (%)
Wake Losses	Internal wake	0.00
	External wake	1.10
	Future wake	0.00
	<b>Total wake losses</b>	<b>1.1</b>
Availability Losses	Turbine	3.58
	Balance of plant	0.50
	Grid	1.500
	<b>Total availability losses</b>	<b>5.50117</b>
Electrical Losses	Efficiency	1.91
	Parasitic consumption	0.10
	<b>Total electrical losses</b>	<b>2.00809</b>
Turbine Performance Losses	Sub-optimal performance	1.10
	Generic power curve adjustment	1.70
	Site-specific power curve adjustment	0.81
	High wind hysteresis	0.40
	<b>Total turbine performance loss</b>	<b>3.9545</b>
Environmental Losses	Icing	0.21
	Degradation	1.80
	Environmental	3.12
	Exposure changes	0.00
	<b>Total environmental loss</b>	<b>5.06363</b>
Curtailment / Operational Strategies Losses	Load curtailment	0.99
	Grid curtailment	0.84
	Environmental and permit curtailment	1.00
	Operational strategies	0.00
	<b>Curtailment and operational strategies loss total</b>	<b>2.80347</b>

Una vez se han introducido todos los parámetros de diseño, se procede a realizar la simulación. El programa también incluye la opción de poder realizar un análisis económico, no obstante, en este caso, se ha tenido en cuenta simplemente los resultados referidos al diseño y producción de la instalación. Con todo ello, se obtienen los siguientes resultados:



**Figura nº 33.- Resultados obtenidos en la simulación realizada en el software SAM.**



Tal y como se observa en la figura anterior, la gráfica de producción de energía mensual es un reflejo de la curva de velocidad media mensual presentada en la Figura nº 20, siendo julio el mes de mayor producción y, por el contrario, octubre el mes en que menos energía se produciría.

En la Tabla nº 6 se presentó el resultado de producción anual de energía para el modelo teórico calculado, en el cual se estimaba una producción de 266.892 MWh/año. Comparando este resultado con el obtenido, 216.610 MWh/año, puede verse claramente la influencia de las pérdidas consideradas lo cual repercute de forma directa en el factor de capacidad, el cual desciende hasta el 49,5%.

Cabe destacar que la instalación produciría más energía de la que se muestra en la simulación, sin embargo, dado que no se disponen de datos meteorológicos de la zona de implantación del parque, se puede considerar este valor aproximado como válido. El resultado de la simulación se tendrá en cuenta más adelante en el Apartado 1.7 del Análisis económico para calcular los ingresos de la instalación.

### 3.3.- ESTUDIO DE CIMENTACIONES

En apartados anteriores se han dado pinceladas sobre los tipos de cimentaciones que pueden encontrarse en proyectos de eólica marina. Este punto del diseño de la instalación supone la mayor diferencia entre los parques eólicos terrestres y marinos, ya que, en el caso de parques eólicos offshore, la complejidad de la estructura, el coste de obra civil y el suministro e instalación de las cimentaciones supone gran parte del coste del proyecto.

En este apartado se va a profundizar en este tema, comentando los diferentes tipos de tecnologías, su funcionamiento y las ventajas e inconvenientes que pueden presentar, para finalmente concluir con la elección de un tipo de cimentaciones para el proyecto desarrollado.

Tal y como se ha comentado, dentro de la eólica marina se distinguen principalmente dos tipos de tecnologías: cimentación fija y tecnología flotante. La utilización de un tipo u otro de tecnología depende de parámetros como son las propiedades del terreno, las características de la turbina, los riesgos técnicos y, principalmente, la profundidad del emplazamiento.

#### 3.3.1.- Cimentación fija

Las estructuras de cimentación fija se basan en anclar los aerogeneradores al fondo marino, por lo que, debido a limitaciones tecnológicas y la reducción de costes, este tipo de cimentaciones es adecuada para instalaciones hasta 50 o 60 m de profundidad cercanas a la costa. Hasta la fecha, prácticamente la totalidad de los parques eólicos marinos desarrollados se han basado en esta tecnología habiéndose alcanzado una potencia acumulada operativa de 29 GW. En la actualidad, los proyectos desarrollados utilizan los siguientes tipos de cimentaciones:

- **GBS (*Gravity Based Structures*):** Este tipo de cimentaciones se basa en el mismo principio que las cimentaciones empleadas en proyectos onshore, en los cuales el peso de la estructura lastrada sostiene tanto la torre como la turbina, por lo que no es necesario realizar ninguna perforación.

Las cimentaciones se basan en una estructura de hormigón o acero que puede incorporar un pequeño faldón de cemento y cuyo diseño incorpora un eje central que permite la conexión con la torre de la turbina. Este tipo de cimentaciones tienen el objetivo de evitar o reducir las cargas por tensión entre la base y el lecho marino gracias al propio peso de la masa de material empleado, consiguiéndose una gran estabilidad.

Este diseño resulta competitivo si las cargas ambientales son moderadas y el balasto puede suministrarse sin un gran sobrecoste. Normalmente, se emplea en emplazamientos con profundidades menores a 20 m, ya que, encarecen excesivamente con la profundidad.

- **Monopilote:** Este diseño es relativamente simple ya que se basa en una estructura tubular de acero fijada al fondo marino mediante una perforación. La instalación consiste en introducir los *pilotes* en el lecho marino usando martillos hidráulicos, por lo que, para su instalación son necesarios varios barcos grúa. Sobre esta estructura monopilote se coloca una pieza de transición para nivelar y conectar la cimentación con la torre.

Este tipo de cimentación es la más utilizada actualmente en el mercado gracias a su facilidad de instalación, representando más del 80% de las cimentaciones utilizadas en proyectos europeos. La penetración del pilote se adapta a distintas profundidades, para emplazamientos

de entre 10 y 25 m de profundidad, y a las características del fondo marino, ya que son válidas para una gran variedad de terrenos desde arcillosos hasta rocosos o duros (en los cuales se debe recurrir a máquinas perforadoras, lo cual encarece la instalación). Sin embargo, una de las principales desventajas que presentan es la vibración y el movimiento lateral permitida.

- **Trípode:** Se trata de una estructura anclada al fondo marino mediante tres pilotes de acero unidos mediante brazos inclinados a un eje central que se conecta directamente a la torre de la turbina. Es una estructura similar a las que se utilizan en la industria del petróleo o el gas, la cual se considera más apropiada para el soporte de turbinas de entre 4 y 5 MW.

Las tres patas del trípode proporcionan una gran rigidez y estabilidad frente al vuelco lo que favorece a emplear este tipo de cimentaciones en aguas más profundas que los monopilotes, pudiendo instalarse entre los 20 y 50 m de profundidad y adaptándose a las características del terreno. De igual manera que en los monopilotes, el tamaño de la estructura se adaptará a la capacidad de la turbina instalada, y además, dependerá de las condiciones oceanográficas.

- **Tripile:** Esta cimentación es una mejora del diseño monopilote, la cual consta de tres pilares de acero enterrados conectados, por encima del nivel del mar, mediante una pieza de transición sobre la cual se monta la torre.

Los *pilotes* se encastran en el lecho marino mediante unas guías para después unirlos a la pieza de transición colocada encima. La longitud de estos tubos varía en función de la profundidad entre 60 y 95 m, es por ello que, la profundidad más adecuada para instalar este tipo de cimentación varía entre 25 y 50 m.

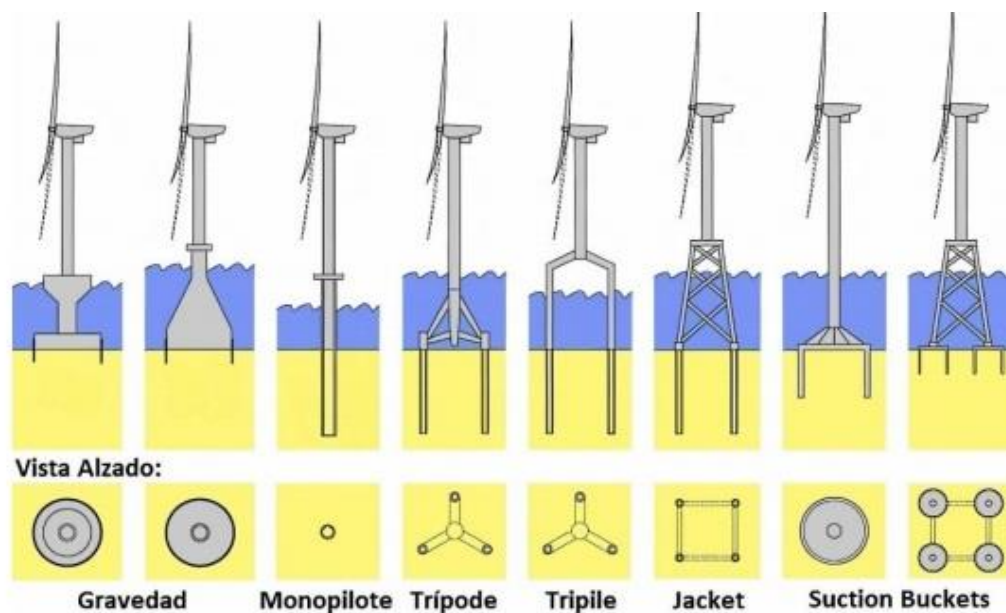
- **Jacket:** Se trata de estructuras soporte malladas en las que las cimentaciones incorporan 3 o 4 puntos de anclaje al fondo marino, mediante *pilotes*, conectados entre sí mediante arriostramientos que aportan la estabilidad necesaria. La geometría del entramado de barras varía en función de la potencia de la turbina y las condiciones ambientales, definiéndose la altura de manera que el oleaje no impacte con la pieza de transición que conecta con la torre.

Este tipo de cimentación presenta una gran ventaja estructural respecto a los monopilotes ya que ofrece una gran rigidez y resistencia al vuelco gracias al tamaño de la base, considerándose adecuadas para emplazamientos entre 30 y 60 m de profundidad. Sin embargo, presentan altos costes iniciales de diseño y construcción, además de grandes costes de operación y mantenimiento.

- **Suction Buckets:** Se trata de sistemas de succión a presión; son estructuras cilíndricas que se fijan al suelo marino mediante la extracción de agua del interior del *bucket*, para así disminuir la presión y provocar el hundimiento de la estructura en el fondo marino. Este tipo de cimentación presenta una instalación sencilla, rápida y más económica que la del resto de sistemas al no requerir ningún tipo de perforación. Además, permite reducir el impacto medioambiental durante la fase de instalación ya que se minimiza el ruido.

En la siguiente figura se muestran los distintos tipos de estructuras de cimentación fija comentados:

Figura nº 34.- Tecnologías de cimentación fija.



Fuente: Preguntas frecuentes sobre la eólica marina en España, AEE, 2021.

### 3.3.2.- Estructuras flotantes

La tecnología flotante se basa en una plataforma flotante anclada al fondo marino mediante unas catenarias o tensores. Este tipo de estructuras ofrecen un amplio abanico de posibilidades ya que, abren la puerta a emplazamientos más alejados de la costa en zonas donde las cimentaciones fijas son técnica y económicamente inviables. Para esta tecnología, las restricciones de profundidad la marca el tendido eléctrico submarino de evacuación siendo aconsejable no superar los 200 m de profundidad ya que sino los costes serían demasiado grandes. Actualmente, la tecnología empleada en proyectos puede clasificarse en los siguientes tipos:

- **Spar-Bouy:** Consiste en un cilindro lastrado el cual mantiene el centro de gravedad del aerogenerador por debajo del centro de flotación para así conseguir la gran estabilidad que posee la estructura. Ésta se mantiene fija gracias a un conjunto de tirantes anclados al fondo marino. Normalmente, esta solución se emplea en aguas profundas.

Las principales ventajas que ofrece este tipo de tecnología son su sencillez y estabilidad frente a los movimientos inducidos por el viento y oleaje, además de que la instalación es sencilla. En contraposición, cabe decir que, a medida que el tamaño de las turbinas es cada vez mayor, los cilindros empleados deben ser cada vez más largos para compensar el peso lo que supone un encarecimiento de los costes de fabricación y transporte, además, la torre se somete a altas cargas de fatiga.

- **Semi-sumergible:** Este tipo de tecnología se basa en un conjunto de columnas de grandes dimensiones conectadas entre sí, las cuales proporcionan estabilidad hidrostática mediante la distribución de la flotación añadiendo lastres para adecuar la posición. Las patas de la estructura están unidas por su parte inferior a unos tanques de flotación que mantienen fija gracias a que se conectan a un conjunto de catenarias ancladas a fondo del mar. Al presentar este tipo de estructuras un calado bajo, su instalación se adapta a gran cantidad de ubicaciones y al igual que en el caso anterior, esta solución es más viable en aguas profundas.

Este diseño busca minimizar la superficie expuesta al agua, pero siempre maximizando el volumen que es lo que realmente otorga la flotabilidad. Este volumen se divide en varias columnas verticales unidas mediante un entramado de vigas y tirantes para crear la superficie adecuada para el tránsito persona y el manejo de maquinaria, donde se instale la turbina.

Como ventajas principales se tiene que los costes de anclaje son bajos y que la estructura es fácil de remolcar lo que supondría una reducción de los costes en transporte, además presenta una gran estabilidad frente a movimientos pequeños. En cambio, el diseño de la plataforma es complejo lo que encarece los costes de fabricación, además que la plataforma es más susceptible a movimientos inducidos por el oleaje y el viento.

- **TLP (*Tension-Leg Platform*):** Es el concepto más nuevo y técnicamente más arriesgado actualmente ya que, la plataforma en realidad no flota como tal una vez que se instala la turbina. Se trata de una columna central que posee un conjunto de brazos conectados a un conjunto de tendones los cuales constituyen las denominadas "*tension-legs*", que aseguran el anclaje al fondo marino. Este tipo de geometría reduce al mínimo los volúmenes de cada brazo para que la plataforma flote sin carga, es decir, sin el aerogenerador instalado. El objetivo es reducir al máximo las dimensiones para abaratar los costes de fabricación.

Estas estructuras consiguen la estabilidad a través de la tensión proporcionada por los tendones (líneas de anclaje). Mediante esta alta tensión se consigue que tanto los movimientos verticales, como los movimientos de cabeceo y balanceo sean prácticamente inexistentes. Sin embargo, la estructura es vulnerable a los movimientos laterales.

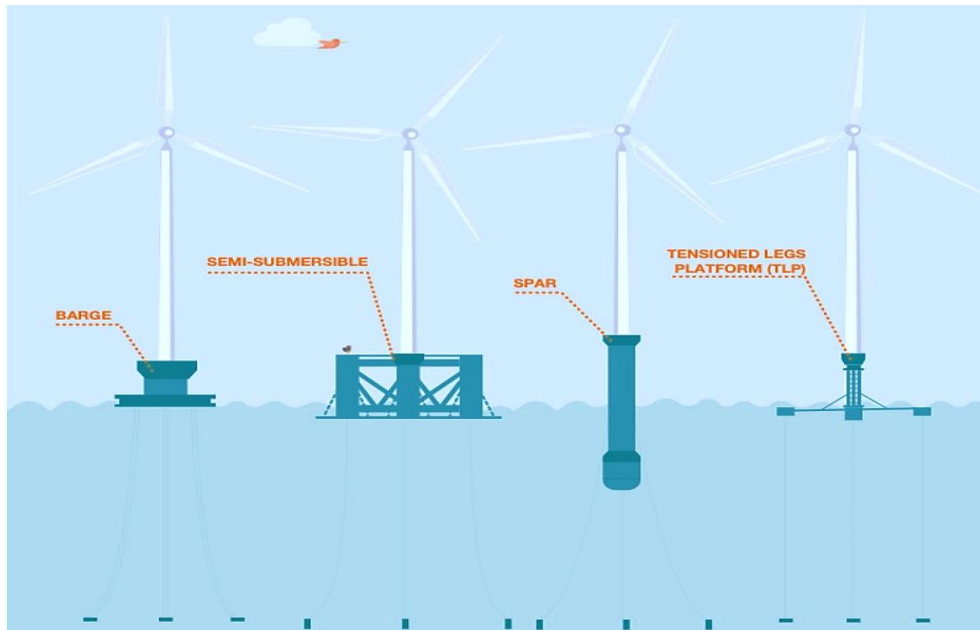
Las ventajas que tiene este tipo de estructuras son: unas cargas de fatiga menores sobre la torre, una estructura más simple, en comparación con soluciones como la semi-sumergible; un menor impacto sobre el fondo marino y una mayor estabilidad frente a movimientos inducidos por el oleaje. Sin embargo, el sistema de anclaje es fundamental para conseguir un alto rendimiento de la instalación es por eso que, debe ser diseñado, fabricado, instalado e inspeccionado minuciosamente lo que genera un aumento considerable en los costes.

- **Barge:** Este tipo de tecnología tiene una estructura flotante de gran tamaño que permite conseguir estabilidad mediante la distribución de la flotabilidad. El concepto es similar al de un barco, es decir, el largo y el ancho son significativamente mayores que el calado. La plataforma flotante tiene una gran superficie en contacto con el agua, que es precisamente lo que le da estabilidad. Al igual que los barcos, están hechas para moverse evitando así sobreesfuerzos y tensiones en la estructura. Estas estructuras se anclan al fondo marino mediante sistemas de amarre de difusión incluyendo en muchos casos cabestrantes externos o internos.

Las principales ventajas que presenta esta solución son su baja complejidad estructural y su fácil desmantelamiento ya que generalmente son estructuras temporales, lo que favorece a reducir los costes de instalación, además de presentar unos costes de anclaje bajos. Por otra parte, como principales desventajas tiene que la estructura soporte es relativamente costosa debido a su magnitud, y que presenta una menor estabilidad frente a los movimientos inducidos por el oleaje y el viento.

En la siguiente figura se muestran los distintos tipos de estructuras flotantes comentados:

**Figura nº 35.- Tecnologías de plataformas flotantes.**



*Fuente: Floating offshore wind power: a milestone to boost renewables through innovation, IBERDROLA, 2022.*

### 3.3.3.- Elección del tipo de cimentación

Teniendo en cuenta la batimetría de los puntos en los que se ha decidido instalar los aerogeneradores que conforman el parque eólico, los cuales superan los 60 m de profundidad, la opción más rentable es emplear la tecnología flotante. Además de las ventajas propias de cualquier energía renovable, la utilización de plataformas flotantes en proyectos eólicos marinos presenta grandes beneficios frente a otro tipo de tecnologías, entre los que se destacan:

- Permitir la instalación de los aerogeneradores en aguas profundas, lo cual supone una importante ventaja dado que el 80% del recurso eólico marino en Europa se encuentra localizado en aguas de más de 60 m de profundidad. Esto implica tener mayores factores de capacidad que la cimentación fija al disponer de un recurso eólico más intenso y constante.
- Proporcionar una mayor flexibilidad en los procesos de construcción e instalación, dado que las estructuras pueden ser ensambladas en los puertos para, posteriormente, ser remolcadas hasta la localización del parque, lo cual supone un impulso en la industria local y en el sector naval. Además, las instalaciones interfieren en menor medida con otros sectores como es el turístico y actividades costeras como son la pesca o las actividades de recreo.
- Conseguir reducir el impacto ambiental; al instalar los aerogeneradores más alejados de la costa, el impacto visual y sonoro que pueda generar el parque es prácticamente imperceptible. Además, los fondos marinos sufren menores modificaciones lo cual ayuda preservar la biodiversidad de la zona.

En contraposición a esos beneficios existen una gran cantidad de retos como minimizar el movimiento inducido por el viento y el oleaje, la alta complejidad del diseño, los costes y diseño de la infraestructura eléctrica necesaria, y la operación y mantenimiento.

Se prevé que la eólica marina flotante seguirá una trayectoria de coste equivalente de la energía descendente más pronunciada que la eólica terrestre, en parte gracias al acceso a zonas de mayor recurso y, por tanto, mejor factor de capacidad pronosticándose que los costes de esta tecnología disminuyan de los actuales 180-200 €/MWh, para proyectos precomerciales de pequeña escala, entre un 38% y un 50% hasta 2050.

Para escoger el tipo de tecnología se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones: debido al tamaño de los aerogeneradores, tecnología como la spar no es la más adecuada dado que la longitud de los cilindros sería demasiado grande; por sus dimensiones la tecnología tipo barge queda descartada puesto que encarecería el presupuesto del proyecto y, por último, se descarta la solución de tipo TLP ya que es la menos evolucionada hasta el momento.

A priori, se ha decidido optar por la estructura flotante de tipo semi-sumergible de tres columnas del modelo Windfloat de Principle Power. Sin embargo, antes de tomar una decisión definitiva, debe realizarse un estudio completo de la zona de implantación de los aerogeneradores para asegurar que la tecnología seleccionada ha sido la correcta.

**Figura nº 36.- Estructura flotante de tipo semi-sumergible de tres columnas.**



*Fuente: The Windfloat advantage, Principle Power, 2021.*

### **3.4.- INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA**

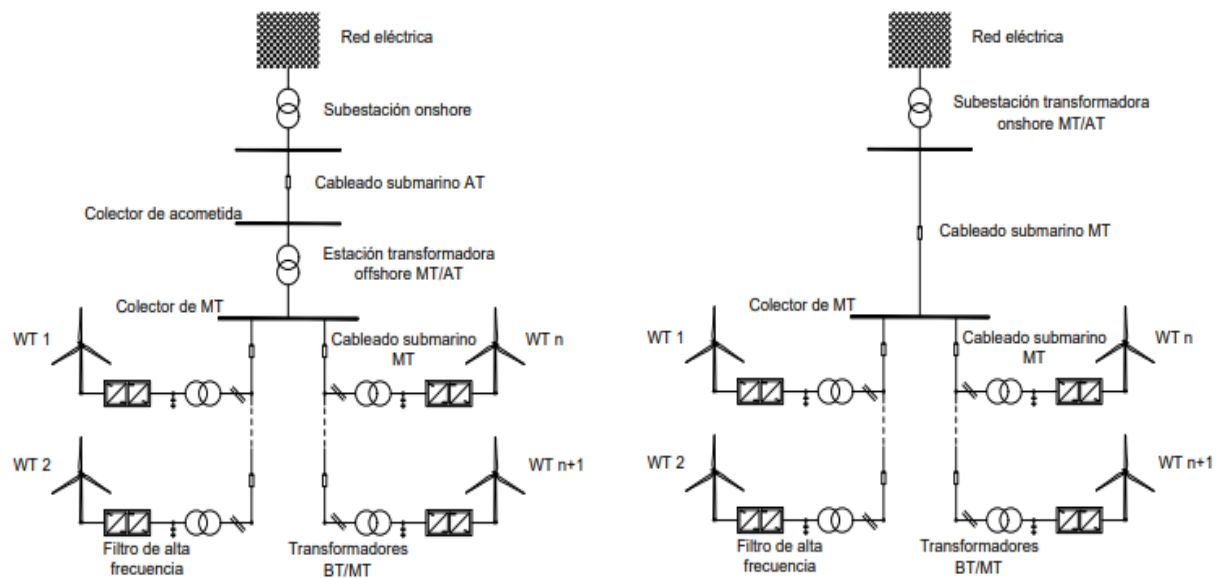
Una de las mayores restricciones que puede encontrarse en el diseño de una instalación de generación de energía eléctrica, es la capacidad de la misma para evacuar la energía generada a la infraestructura de la red eléctrica en la zona en la que está conectada. En lo referido a instalaciones eólicas marinas,

la infraestructura eléctrica puede suponer hasta un 20% de la inversión total del proyecto y, generalmente, se realiza mediante uno de los siguientes esquemas:

- La energía eléctrica producida por los aerogeneradores se transporta mediante una red de MT hasta una subestación transformadora offshore, la cual eleva la tensión transportando la energía mediante una red de AT hasta otra subestación ubicada en tierra, que forma parte de la infraestructura de la red existente.
- La energía eléctrica producida por los aerogeneradores se transporta mediante una red de MT directamente desde las turbinas hasta una subestación onshore, usualmente, perteneciente a la infraestructura de la red eléctrica existente, para ser distribuida posteriormente mediante una red de AT.

La elección de un tipo de esquema u otro depende principalmente de las pérdidas asociadas al transporte de la energía, las cuales son proporcionales a la potencia total instalada y a la distancia existente entre la ubicación del parque eólico y la subestación de conexión a red. En la actualidad, la mayoría de proyectos eólicos marinos sigue una distribución como la que marca el segundo esquema, sin embargo, con el desarrollo de la tecnología flotante y los avances tecnológicos en cuanto a la potencia nominal de los aerogeneradores, cada vez van a ser más los proyectos que opten por emplear el primer esquema de evacuación para así reducir las pérdidas asociadas ya que el transporte de energía se realiza a una mayor tensión.

**Figura nº 37.-** Esquemas de los tipos de conexión de un parque eólico offshore a la red eléctrica.



En la figura anterior se han presentado los dos tipos de esquemas empleados en el transporte de energía eléctrica desde el parque hasta tierra. A continuación, se procede a comentar en qué situaciones concretas debería cada uno de ellos:

- Subestaciones offshore:

Ese tipo de subestaciones se instalan para elevar la tensión de distribución (entre 30 y 36 kV) hasta una tensión superior (entre 100 y 220 kV) con el objetivo de reducir las pérdidas en el transporte. No se ha establecido ninguna norma oficial pero como valores orientativos se sigue



que, este tipo de instalaciones son necesarias si se cumple al menos una de las siguientes condiciones:

- La potencia total instalada sea igual o superior a 100 MW.
- El parque se ubique a una distancia de la costa igual o superior a 15 km.

Por lo tanto, en los proyectos de mayor envergadura el esquema de transporte de energía en AC no resulta rentable por lo que se debe optar por un transporte en DC, lo cual requiere de una estación AC/DC.

- Subestación onshore:

La elección de este tipo de esquema se hace siguiendo las condiciones anteriores de forma inversa. El diseño de estas instalaciones puede llevarse a cabo por el propio promotor del proyecto, si la subestación más cercana se encuentra demasiado lejana, o aprovechar las subestaciones de las distintas operadoras de la red.

Por lo tanto, dado que el proyecto diseñado no cumple ninguna de las condiciones mencionadas, se decide optar por el segundo esquema (subestación onshore) en el cual se intentará aprovechar alguna de las subestaciones repartidas por el sur de la isla.

El principal problema presentado en el proyecto es la no disponibilidad de capacidad en las subestaciones más cercanas a la zona de implantación del parque eólico, las cuales son: la subestación Las Salinas del Matorral, la subestación San Agustín o la subestación Aldea Blanca, ubicadas en el término municipal de San Bartolomé de Tirajana todas con un nivel de tensión de 66 kV, pertenecientes a la red de transporte, y a una distancia inferior a 15 km del parque eólico, ya que sino el coste de la línea de evacuación sería demasiado elevado.

Habiendo revisado la información actualizada de los estudios de capacidad de REE, no se indica el motivo de capacidad no disponible por lo que puede deducirse que, pese a no existir capacidad disponible por el momento, esos nudos podrían estar sujetos a una liberación o afloramiento de capacidad en futuros concursos si se cumplen los requisitos establecidos en los Art 18.2 y 18.3 del Real Decreto 1183/2020, del 29 de diciembre.

Si se tratara de un proyecto real, el primer paso a realizar habría sido comprobar la disponibilidad de capacidad en las subestaciones de la zona para solicitar los permisos de acceso y conexión ya que, de no existir capacidad disponible en esos nudos, es muy probable que se deniegue la solicitud y no se pueda desarrollar el proyecto. Sin embargo, al tratarse de un trabajo académico, se ha tenido en cuenta el supuesto de que sí existe capacidad suficiente para solicitar tales permisos, que la contestación por parte del gestor de la red ha sido favorable otorgando el permiso y especificando el punto de conexión.

Por proximidad, se supone que el permiso se ha concedido para la conexión a la subestación Las Salinas del Matorral, así pues, se procede a comentar la infraestructura de evacuación de energía del proyecto.

### **3.4.1.- Sistema de evacuación de energía y conexión a red**

Para la evacuación de la energía eléctrica generada, se propone una línea de evacuación de alta tensión que discurre enterrada en toda su extensión por el fondo marino y la costa, hasta llegar a la subestación de conexión a red.

Por lo general, los proyectos eólicos marinos utilizaban cableado que operaba a 33 kV para recolectar la energía de salida de las turbinas y transportarla hasta la subestación donde se elevaba la tensión. Sin embargo, debido al desarrollo tecnológico de la potencia nominal de los aerogeneradores, la tendencia ha ido evolucionando hasta considerar una tensión mayor para el transporte de tal cantidad de potencia. Hoy en día, gran parte de los parques eólicos offshore de gran potencia instalada, ubicados cerca de las costas, se han centrado en el uso de redes de 66 kV como tensión de la línea de evacuación.

Al operar a una tensión superior, los valores de corriente relativos se reducen para un mismo nivel de potencia. En comparación con niveles de tensión inferiores, puede conseguirse transportar una mayor potencia a lo largo de un cable con la misma sección transversal, lo cual resulta en un ahorro sustancial en costes tanto de compra de los equipos como en la instalación del cableado.

#### 3.4.1.1.- Infraestructura eléctrica en las turbinas eólicas

Dentro del propio aerogenerador, el área clave que requiere una mayor consideración es el transformador de la turbina eólica. La generación de electricidad por parte de la turbina WT10000DD/190 se realiza a una tensión alterna de 690 V y a una frecuencia de 50/60 Hz. Esta tensión es claramente inadecuada para el transporte de electricidad a media distancia, por lo que debe elevarse hasta alcanzar valores de tensión deseados.

Considerando aerogeneradores de potencia de 10 MW, este aumento se consigue mediante transformadores elevadores con 66 kV como tensión del primario y una potencia nominal de 10-12 MVAs que irán equipados en cada uno de los aerogeneradores. Junto con el aumento del nivel de tensión del transformador, se requiere un transformador de mayor relación de devanado, cableado de mayor tensión y un dispositivo de conmutación de mayor voltaje, además, el peso y las dimensiones se deben tener muy presentes a la hora de seleccionar el punto de instalación del transformador.

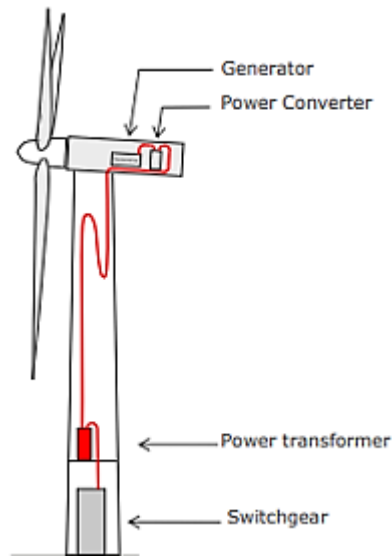
Con respecto a la disponibilidad en el mercado, muchos fabricantes dentro del sector ya han desarrollado diversas soluciones específicas para aplicaciones offshore. La solución por la que se ha decidido optar en este proyecto ha sido el transformador lleno de líquido WindSTAR 11 MVA 66/0,69 kV del fabricante Hitachi Energy.

El transformador puede instalarse en la góndola o en la torre de la turbina, si las limitaciones de peso y espacio no lo permitiesen. Sin embargo, es preferible la instalación de este tipo de transformadores en la torre.

Los requisitos de aislamiento adicionales para el cableado flexible de la torre de 66 kV, conllevan un radio de curvatura mayor que soluciones de menor tensión, sin embargo, esto no se considera un gran problema ya que el aumento del radio de curvatura es prácticamente marginal. Este tipo de cables se encuentran ampliamente disponibles en el mercado, el único inconveniente es su precio puesto que, al aumentar la tensión el coste de adquisición del material también aumentará.

Por otra parte, se dispondrán de celdas de protección y elementos de conexión para realizar la entrada y salida de cables que interconectan los aerogeneradores entre sí, además de hacer uso de la aparatamenta adecuada para instalaciones de alta tensión.

**Figura nº 38.-** Esquema del cableado y localización del transformador dentro de la turbina eólica.



Fuente: *66 kV System for Offshore Wind Farms*, Det Norske Veritas, 2015.

Actualmente, los fabricantes más demandados disponen de un catálogo amplio de aparataje estándar para tensiones nominales de 66 kV y superiores, no obstante, las dimensiones y configuraciones de este tipo de aparataje tienden a ser excesivas y, generalmente, no pueden instalarse dentro de la torre y mucho menos en la góndola. Se suele recurrir a soluciones híbridas para solventar estos problemas ya que, presentan características similares a otras tecnologías (como pueden ser la AIS o la GIS) y, además, sus dimensiones son más reducidas por lo que pueden caber perfectamente por las puertas de la turbina. En este caso, se ha seleccionado la PASS M00 – 72.5 kV Hybrid Switchgear del fabricante Hitachi Energy, diseñada específicamente para aplicaciones de eólica marina.

Los esfuerzos de O&M de los componentes de la aparataje son generalmente bajos. Por otro lado, al emplear transformadores llenos de líquido, los esfuerzos de operación y mantenimiento son mayores ya que se requieren análisis de líquido de forma continua para garantizar el buen funcionamiento de la instalación, además de, limpieza de los devanados y problemas de corrosión que pueden surgir debido a las condiciones ambientales, y ajuste de piezas de forma ocasional causado por las vibraciones.

#### 3.4.1.2.- Cableado de Alta Tensión

Con el objetivo de evitar o reducir los daños e interferencias que puedan causarse sobre el ecosistema marino o equipos empleados en la pesca, el cableado submarino debe enterrarse en el lecho marino. Este proceso genera unos altos costes ya que requiere la utilización de grandes equipos por lo que en el desarrollo de esta operación es imprescindible una buena planificación. El cableado empleado se caracteriza por incorporar un encamisado de metal y plástico, y por el aislamiento eléctrico de protección, estos elementos buscan proteger al cable frente a posibles impactos en su transporte e instalación y, principalmente, frente a la corrosión. Para la transmisión de energía, existen dos posibilidades:

- Corriente continua de alta tensión (HVDC – *High Voltage Direct Current*): Normalmente, este sistema se emplea en el transporte de energía a grandes distancias ya que el costo de inversión

global es más bajo y las pérdidas son menores que en el esquema de transmisión AC. La integración de estos sistemas en instalaciones renovables se basa en convertidores de potencia con topología VSC (*Voltage Source Converter*) empleando semiconductores IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), puesto que, estos dispositivos son capaces de conmutar a altas frecuencias, obteniendo una respuesta más dinámica, presentan una mayor capacidad de transmisión de potencia por conductor y una mayor estabilidad de la red. Por el contrario, el transporte mediante tecnología HVDC produce un campo magnético que puede alterar a equipos de navegación o al ecosistema marino, para evitar este problema se suelen instalar los dos polos no muy alejados y paralelos entre sí de forma que el campo generado se neutralice.

Sus características permiten la transmisión de energía en ambas direcciones proporcionando tensión de forma continuada a los aerogeneradores, y prescindiendo así de cables auxiliares AC o de un generador diésel.

- Corriente alterna de alta tensión (HVAC – *High Voltage Alternating Current*): El uso de esta tecnología, ya sea empleando cables tripolares o monopolares, tiene como ventaja principal la neutralización del campo magnético, sin embargo, a grandes distancias presenta inconvenientes, el principal de ellos es el consumo de energía reactiva. Los conductores actúan como condensadores, aumentando la capacitancia con la longitud de la línea y, por consiguiente, generando pérdidas de potencia a través de las camisas de metal, por lo que es necesario instalar unidades de compensación en los extremos de la línea, limitando así su aplicación a distancias menores de 120 km, aproximadamente.

**Figura nº 39.- Cable HVDC (izquierda) y cable HVAC (derecha).**

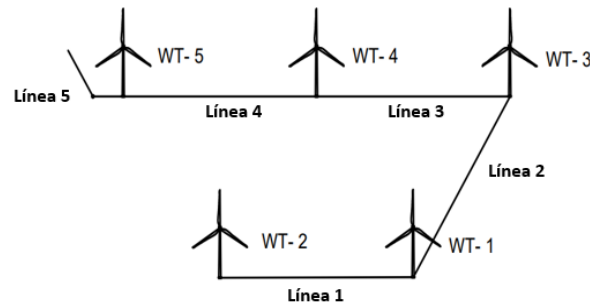


En el desarrollo de proyectos eólicos, el uso de un tipo u otro de tecnología depende principalmente de la distancia ya que, la tecnología HVAC se utiliza en proyectos no muy alejados de la costa mientras que, la tecnología HVDC se emplea para instalaciones alejadas de tierra debido a su rentabilidad puesto que la transmisión de energía representa, aproximadamente, entre un 10% y un 20% del coste total del proyecto. A modo orientativo, se suele utilizar esta segunda tecnología a partir de los 60-100 km, no obstante, para la selección final del cable se requiere realizar un estudio ambiental completo de las condiciones (oleaje, marea, sismos,...) en la que se instalará el cableado.

Dado que el parque eólico proyectado se encuentra a una distancia de 5 km de la línea de costa, es conveniente elegir la tecnología HVAC para la evacuación de energía del proyecto. Así pues, el transformador equipado en cada aerogenerador eleva la tensión hasta 66 kV, lo cual implica la instalación de una línea eléctrica de evacuación submarina que opere a la misma tensión. La interconexión entre aerogeneradores se realiza mediante un esquema radial, en el cual los

aerogeneradores se encuentran interconectados en serie en una misma línea eléctrica con un solo punto de evacuación. Se trata de la configuración más sencilla y económica, pero también la menos fiable ya que, si un aerogenerador conectado en forma radial se encuentra parado por avería o mantenimiento, el resto de turbinas situadas aguas abajo quedarían inoperativas.

**Figura nº 40.- Esquema de interconexión eléctrica de aerogeneradores.**



Por su parte, al llegar a la costa, la línea de evacuación terrestre se instalará soterrada junto al muro este de la Central Térmica Barranco de Tirajama, hasta llegar a la subestación Las Salinas del Matorral para conectarse finalmente a la red eléctrica de la isla. La representación gráfica de la línea eléctrica viene dada en el Plano 5.

La máxima potencia a evacuar por cada uno de los cables será acumulativa y dependerá del conjunto de aerogeneradores situados aguas abajo de los mismos. Así pues, la Línea 1 deberá evacuar como máximo 10 MW, la Línea 2, 20 MW, y así sucesivamente hasta llegar a los 50 MW que deberá evacuar la Línea 5 hasta conectarse con la subestación en tierra.

El dimensionado de la sección del cableado de AT se basa en las indicaciones proporcionadas por el Reglamento Electrotécnico para Líneas de Alta Tensión (Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero), en concreto la ITC-LAT-06 para líneas subterráneas, y las Normas UNE correspondientes. Este conjunto de normas establecen las condiciones técnicas que deben cumplir los conductores de la instalación.

Para la determinación de la sección de los conductores, se precisa realizar un cálculo en base a dos criterios:

### 1) Criterio de intensidad máxima admisible.

En primer lugar, debe calcularse la corriente máxima permanente que el cable debe transportar en función de la potencia a transmitir y la tensión nominal de trabajo:

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U} \quad [3.21]$$

donde,

$I_n$  es la intensidad nominal en A.

$P$  es la potencia a transmitir en kW.

$U$  es la tensión nominal de trabajo con un valor de 66 kV.

Así pues, se obtienen los siguientes resultados:

**Tabla nº 9.- Corriente nominal de cada línea.**

Línea	Potencia (MW)	$I_n$ (A)
1	10	87,48
2	20	174,96
3	30	262,44
4	40	349,91
5	50	437,39

La aplicación del criterio de intensidad máxima admisible se basa en la siguiente ecuación:

$$I_T = I_n^* + I_c \quad [3.22]$$

donde,

$I_n^*$  es la intensidad nominal corregida mediante factores de corrección, en A.

$I_c$  es la corriente capacitiva máxima admisible, en A.

$I_T$  es la intensidad total mínima que debe soportar el conductor, en A.

A continuación, se muestran dos tablas del catálogo de cables de transmisión submarinos proporcionado por la multinacional suiza ABB Group para distintos niveles de tensión. En las cuales, se muestran los valores nominales de corriente para cables submarinos tripolares con distinta sección transversal, los cuales sirven de base para la realización de los cálculos posteriores.

**Tabla nº 10.- Valores nominales de corriente para cables submarinos trifásicos.**

10-90 kV XLPE 3-core cables			100-300 kV XLPE 3-core cables		
Cross section mm <sup>2</sup>	Copper conductor	Aluminium conductor	Cross section mm <sup>2</sup>	Copper conductor	Aluminium conductor
	A	A		A	A
95	300	235	300	530	430
120	340	265	400	590	485
150	375	300	500	655	540
185	420	335	630	715	600
240	480	385	800	775	660
300	530	430	1000	825	720
400	590	485			
500	655	540			
630	715	600			
800	775	660			
1000	825	720			

Fuente: XLPE Submarine Cable Systems, Table 33 and Table 34, ABB Group.

A partir de las corrientes calculadas en la Tabla nº 9, ya puede establecerse una sección transversal inicial para cada tramo de la línea, la cual servirá para determinar algunos de los factores de corrección posteriores. El tipo de conductor seleccionado ha sido cobre y se debe escoger siempre la sección que

es capaz de soportar una corriente inmediatamente superior a la calculada para conductores que trabajen a 66 kV.

**Tabla nº 11.- Sección inicial para aplicar factores de corrección.**

Línea	Sección inicial (mm <sup>2</sup> )
1	95
2	95
3	95
4	150
5	240

Para el cálculo de intensidad nominal corregida se deben considerar los siguientes factores de corrección:

Factor de corrección por temperatura ( $K_T$ )

Este factor depende de la temperatura en servicio del cable y la temperatura ambiente o, en este caso, del terreno. Generalmente se emplean el compuesto XLPE como aislante por lo que la temperatura en servicio máxima debe ser de 90 °C, por otro lado, la temperatura del lecho marino se puede considerar que se encuentra a la misma temperatura que el agua a esas profundidades. Como no se llega a la termoclina, se puede considerar que la temperatura será muy parecida a la de la superficie, rondando los 20 °C. Recurriendo a la Tabla 7 de la ITC-LAT-06, se obtiene un valor igual a  $K_T = 1,04$ .

Factor corrector por resistividad térmica ( $K_R$ )

Los conductores atraviesan dos zonas claramente diferenciadas. La primera de ellas, el lecho marino, se considera como un suelo completamente inundado, según indica la Tabla 9 de la ITC-LAT-06 la resistividad térmica sería de 0,40 K·m/W. Al llegar a tierra el cable debe atravesar un tramo seco, bastante más corto, hasta llegar a la subestación aumentado la resistividad hasta 1 K·m/W. Este cambio brusco en las condiciones de enterramiento justifica no emplear el valor más pequeño de resistividad del terreno por lo que, la Tabla 8 de la ITC-LAT-06 indica que el factor corrector valdrá, según el tramo:

**Tabla nº 12.- Factor corrector por resistividad térmica según el tramo de la línea.**

Línea	Sección inicial (mm <sup>2</sup> )	$K_R$
1	95	1,18
2	95	1,18
3	95	1,18
4	150	1,18
5	240	1,18

Factor corrector por enterramiento ( $K_P$ )

Generalmente, los cables submarinos se entierran en el lecho marino a una profundidad de entre 1 y 4 m. Suponiendo que para este proyecto se enterrasen a 1 m de profundidad, la Tabla 11 de la ITC-LAT-06 indica que no sería necesario aplicar ninguna corrección ya que no se difiere de las condiciones estándar.

Factor corrector por distancia entre cables ( $K_A$ )

Al solamente existir una única línea de evacuación en esquema radial, no se va a dar el caso de tener una acumulación de conductores que requieran de una distancia de separación, por lo tanto, en este caso tampoco será necesario aplicar este factor de corrección.

Así pues, para el cálculo de la intensidad nominal corregida se aplica la siguiente fórmula:

$$I_n^* = I_n \cdot K_T \cdot K_R \cdot K_P \cdot K_A \quad [3.23]$$

Para cada uno de los tramos se obtiene:

**Tabla nº 13.- Intensidad nominal corregida para cada tramo de la línea.**

Línea	$I_n^*$ (A)
1	107,36
2	214,71
3	322,07
4	429,41
5	536,77

En corriente alterna, la potencia producida se divide en activa y reactiva, se denomina potencia activa a la potencia útil, mientras que la potencia reactiva pese a no ser aprovechable, es necesaria para el funcionamiento del sistema. Tal y como se ha comentado, el uso de HVAC conlleva un aumento de la potencia reactiva con la longitud llegando incluso a provocar, en casos extremos, que la línea se comporte como un gran condensador impidiendo así un transporte correcto de la energía. Es por ello que, se establece como límite que el valor máximo de la corriente capacitiva no supere el 10% de la corriente nominal, calculada en la Tabla nº 9.

La carga capacitiva de cada línea se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$Z_C = \frac{1}{C \cdot l \cdot 2\pi f} j \quad [3.24]$$

donde,

$Z_C$  es la reactancia capacitiva, en  $\Omega$ .

$C$  es la capacitancia en  $F/km$ , dato proporcionado por el fabricante en función de la sección del cable.

$l$  es la longitud de cada tramo de la línea, en  $km$ .

$f$  es la frecuencia a la que opera la red, en este caso 50 Hz.

Así pues, cada tramo tiene una carga capacitiva de:

**Tabla nº 14.- Carga capacitiva para cada tramo de la línea.**

Línea	Sección inicial (mm <sup>2</sup> )	$C$ ( $\mu F/km$ )	$l$ (km)	$Z_C$ ( $\Omega$ )
1	95	0,17	1,79	10.460,40
2	95	0,17	1,99	9.409,10
3	95	0,17	1,68	11.145,31
4	150	0,19	1,67	10.031,83
5	240	0,22	7,12	2.032,11



A continuación, se calcula la intensidad capacitiva aplicando la siguiente ecuación:

$$I_C = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_C} \quad [3.25]$$

Para la tensión de trabajo (66 kV), se obtiene para cada tramo los siguientes valores:

**Tabla nº 15.- Intensidad capacitiva para cada tramo y porcentaje respecto a la corriente nominal.**

Línea	$I_C$ (A)	Porcentaje respecto a $I_n$
1	3,64	4,16%
2	4,05	2,31%
3	3,42	1,30%
4	3,80	1,09%
5	18,75	4,29%

Se puede observar como la intensidad capacitiva es inferior al 10% de la intensidad nominal en cada uno de los tramos. Finalmente, aplicando la Ecuación 3.22, la intensidad total que deberá soportar el conductor seleccionado para cada línea será:

**Tabla nº 16.- Intensidad total para cada tramo de la línea.**

Línea	$I_n^*$ (A)	$I_C$ (A)	$I_T$ (A)
1	107,36	3,64	111
2	214,71	4,05	218,76
3	322,07	3,42	325,49
4	429,41	3,80	433,21
5	536,77	18,75	555,52

Considerando la tabla anterior, se procede a seleccionar la sección de cable que sea capaz de soportar una corriente superior a la calculada, para ello se usan los datos del fabricante de la Tabla nº 10. Así pues, para el criterio de intensidad máxima admisible las secciones serán:

**Tabla nº 17.- Secciones para el criterio de intensidad máxima admisible.**

Línea	$S$ (mm <sup>2</sup> )
1	95
2	95
3	120
4	240
5	400

## 2) Criterio de máxima caída de tensión admisible.

Debido a la resistividad que ofrece el conductor al paso de la corriente, aparecen una serie de pérdidas directamente proporcionales a la longitud de la línea. Según indica la normativa, la máxima caída de tensión admisible se fija en un 5% de la tensión nominal, es decir, dado que se trabaja a 66 kV la máxima caída de tensión será de 3,3 kV en total.

Para determinar la caída de tensión, en primer lugar, debe calcularse la resistencia de la línea mediante la siguiente ecuación:

$$R = \frac{l}{\sigma \cdot S} \quad [3.26]$$

donde,

$R$  es la resistencia de la línea, en  $\Omega$ .

$l$  es la longitud de la línea, en  $m$ .

$\sigma$  es la conductividad eléctrica del cobre a  $90^\circ\text{C}$  (XLPE), con un valor igual a  $45,495 \text{ m} / \Omega \cdot \text{mm}^2$ .

$S$  es la sección del cable determinada a partir de la corriente nominal, valores de la Tabla nº 11.

Aplicando la fórmula anterior, se obtiene para cada línea los siguientes valores:

**Tabla nº 18.- Resistencia en cada una de las líneas.**

Línea	$R (\Omega)$
1	0,414
2	0,46
3	0,389
4	0,245
5	0,652

Para calcular las pérdidas producidas por Efecto Joule en cada conductor se aplica la siguiente fórmula:

$$P = 3 \cdot R \cdot I_n^2 \quad [3.27]$$

Así pues, realizando el cálculo puede obtenerse la potencia perdida en cada línea, además, al conocerse la intensidad nominal puede calcularse la tensión perdida en cada línea para los valores calculados despejando la Ecuación 3.21.

**Tabla nº 19.- Pérdidas por Efecto Joule en cada línea.**

Línea	$I_n (A)$	$P (kW)$	$U (kV)$
1	87,48	9,504	0,063
2	174,96	42,243	0,139
3	262,44	80,377	0,177
4	349,91	89,991	0,149
5	437,39	374,202	0,494
<b>TOTAL:</b>			<b>1,022</b>

Dado que la tensión de la infraestructura eléctrica es de 66 kV, estos 1,022 Kv perdidos suponen una caída de tensión total del 1,55%. Este valor es inferior a límite del 5% impuesto por la normativa por lo que las secciones seleccionadas son válidas para este criterio.

**Tabla nº 20.- Secciones para el criterio de máxima caída de tensión admisible.**

Línea	S (mm <sup>2</sup> )
1	95
2	95
3	95
4	150
5	240

Finalmente, una vez analizados los dos criterios debe elegirse la sección más restrictiva, es decir, la mayor de las dos calculadas. Atendiendo a los resultados obtenidos en la Tabla nº 17 y en la Tabla nº 20, la dimensión del cable a instalar en cada tramo de la línea será:

**Tabla nº 21.- Secciones a instalar para cada tramo de la línea de evacuación.**

Línea	S (mm <sup>2</sup> )
1	95
2	95
3	120
4	240
5	400

El tendido eléctrico de la Línea 5 es al que debe prestarse una mayor atención ya que está sometido a distintas condiciones, discurriendo por el fondo marino hasta llegar a la costa donde la profundidad es menor y, a continuación, discurre subterránea hasta llegar a la subestación donde se conectará a la red. Será necesario tener presente sobre todo las condiciones ambientales cercanas a la costa puesto que debe asegurarse de que el cableado no sufre desenterramientos o impactos debidos al oleaje.

Los cables que conforman la línea de evacuación, en principio, no requieren de un mantenimiento habitual ya que se espera que permanezcan operativos durante la vida útil del proyecto. Ocasionalmente un cable podría fallar por causa interna o externa al sistema. Si la línea de evacuación fuese de menor tensión, normalmente no se repararía el cable, sino que se sustituiría por otra nueva sección ya que los costes de instalación son menores. Sin embargo, para cables de alta tensión como es el caso del proyecto, la elección entre la reparación o la sustitución del cable debe valorarse mediante un estudio económico puesto que la diferencia en los costes puede ser menos obvia.

Es necesario resaltar que, tanto el tramo de línea ubicada dentro del aerogenerador como la línea subterránea de conexión a la subestación, deben disponer de la aparamenta de conexión adecuada para garantizar un funcionamiento de la instalación de forma segura y correcta. No obstante, el cálculo y la selección de estos equipos se salen de los objetivos propuestos para este trabajo por lo que solamente se van a representar estos elementos de forma esquemática en el plano correspondiente al esquema unifilar de la instalación.

### **3.5.- RESUMEN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO**

A modo de resumen y para poder establecer unas conclusiones consistentes en base a los resultados obtenidos, se presenta un breve cuadro resumen de los resultados obtenidos en el Análisis económico, el cual se desarrolla en documentos posteriores con un nivel de detalle mayor.

**Tabla nº 22.- Resultados del análisis económico.**

<b>Presupuesto de Ejecución Material (PEM)</b>	110.540.750,00 €
<b>Tasa de descuento</b>	5%
<b>VAN</b>	24.721.569,69 €
<b>TIR</b>	7,77%
<b>Payback</b>	10,85 años
<b>Vida útil de la instalación</b>	20 años

Observando los resultados de la tabla anterior se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- VAN: resulta **positivo**, lo cual significa que, **la inversión es rentable** e interesa invertir en el **proyecto** ya que **va a generar beneficios**.
- TIR: el valor de la TIR es **superior al valor de la tasa de descuento**, lo cual indica que **el proyecto tiene una mayor rentabilidad** y, por lo tanto, **la inversión es recomendable**.
- PAYBACK: **la inversión se recupera** en su totalidad prácticamente **a la mitad de la vida útil** y **en el resto del período se generan únicamente beneficios**.



# [CAPÍTULO 4. CONCLUSIONES]

Hasta la fecha, el desarrollo de instalaciones generadoras de energía basadas en tecnologías renovables se ha centrado en el ámbito terrestre, siendo muy inferior el número de proyectos desarrollados en el ámbito marino. Sin embargo, con el gran potencial de evolución de la tecnología marina que posee el país, junto con el gran recurso eólico con el que cuentan las costas nacionales, es inevitable que España se convierta, en un futuro cercano, en un referente mundial en cuanto al desarrollo de la eólica marina.

La elección de las Islas Canarias, en concreto, de la isla de Gran Canaria como ubicación del parque eólico diseñado ha venido motivada por la necesidad de integración de sistemas de producción de energía basados en energías renovables, reduciendo así la fuerte dependencia de los combustibles fósiles que posee el sistema eléctrico canario. Mediante la implantación de una instalación eólica de 50 MW, se conseguiría contribuir en la sustitución de una gran parte de estos combustibles fósiles mencionados, contribuyendo así en la transición energética hacia un futuro basado en energía limpia.

A partir del estudio del emplazamiento realizado se ha determinado como, teniendo en cuenta el estado de la tecnología empleada actualmente, la única zona que no cuenta con restricciones que dificultarían el desarrollo del proyecto y que, además, dispone de un recurso eólico favorable se encuentra en la zona sureste de la isla “próxima” a la costa.

Así pues, el parque eólico proyectado consta de 5 aerogeneradores de 10 MW cada uno, del modelo WT10000DD/190 del fabricante Windtec, soportados mediante estructuras flotantes y conectados en forma radial mediante una línea de evacuación de 66 kV, la cual discurre por el fondo marino hasta llegar a la costa donde se encuentra el punto de conexión a la red eléctrica de la isla. Con la configuración y ubicación de los aerogeneradores seleccionada, la simulación realizada indica que la instalación proyectada sería capaz de producir 216.611 MWh netos al año.

Los resultados de los parámetros financieros empleados en el análisis económico muestran la viabilidad de la inversión y, por extensión, la viabilidad del parque eólico en la ubicación seleccionada.

Se ha estimado que el proyecto desarrollado requeriría una inversión de 110.540.750,00 €, sin embargo, esta inversión inicial lograría recuperarse en su totalidad prácticamente en la mitad de la vida útil del proyecto (10,85 años). Los resultados tanto del VAN como de la TIR son favorables, obteniéndose un VAN de 24.721.569,69 € y una TIR del 7,77% respecto a una tasa de descuento del 5%, por lo tanto, como conclusión final se tiene que la inversión en el proyecto desarrollado no solo es rentable, sino que además es recomendable.

El proyecto se ha desarrollado teniendo en cuenta una serie de estimaciones que tratan de asimilarse lo máximo posible a la realidad. Sin embargo, siempre existe un margen de error o imposibilidades, es por ello que a continuación se exponen los principales inconvenientes que han surgido a la hora de realizar el trabajo, cómo éstos han afectado en el desarrollo del mismo y, por último, se comentarán la soluciones encontradas y las perspectivas futuras esperadas en relación con el trabajo.

#### **4.1.- PROBLEMAS ENCONTRADOS Y SOLUCIONES PROPUESTAS**

A continuación, se exponen las principales limitaciones encontradas en el desarrollo del trabajo:

- El limitante principal que se ha encontrado a la hora de realizar el trabajo ha sido la indisponibilidad de capacidad en las subestaciones cercanas a la zona de implantación del parque. El primer paso a la hora de tramitar un proyecto de este estilo o de si quiera plantearse una ubicación de una instalación de generación de energía mediante tecnología renovable, es consultar la actualización de capacidad disponible en las distintas subestaciones que conforman el sistema eléctrico español.

En este caso, ninguna de las subestaciones más cercanas en un radio de 15 km a la ubicación de la instalación disponía capacidad suficiente para recibir la evacuación de la energía generada, por lo que imposibilita la obtención de los permisos de acceso y conexión y, por tanto, el desarrollo del proyecto. Considerar subestaciones más alejadas conllevaría un aumento desmesurado de los costes que resultaría en un análisis económico desfavorable.

La solución más razonable ha sido continuar con el desarrollo del trabajo como si el nudo seleccionado sí tuviese capacidad suficiente, a la espera de ver si aflora más capacidad en los nudos cercanos, o si el nudo considerado alcanza los requisitos necesarios para entrar en concursos de capacidad.

- El segundo limitante se ha dado en el estudio del recurso eólico. Los datos de viento obtenidos mediante programas o plataformas libres no disponen de una resolución precisa por lo que dificulta la estimación del recurso eólico en la ubicación exacta del parque. En el caso de estudio, se disponía de datos medidos a una altura inferior a la altura de buje de los aerogeneradores y, lo más importante de todo, la medición se había realizado a una distancia muy alejada de punto de implantación.

Esta distancia es considerable, y más teniendo en cuenta que la ubicación seleccionada se encontraba justo a la salida del canal formado por la isla de Gran Canaria y la isla de Lanzarote, donde el potencial eólico es superior a las mediciones, en lugar de encontrarse en alta mar, tal y como se habían realizado las mediciones. En un caso real, con tal de cumplir lo indicado en el Artículo 4 del Decreto 6/2015, de 30 de enero, se debe acreditar el recurso eólico disponible en el emplazamiento concreto bien mediante mediciones particularizadas, como mínimo, durante un año de recogida de datos o bien mediante la consulta de estos datos de viento a

otras entidades que ya hayan realizado dichas mediciones o estudios. Normalmente en esta segunda opción se opta por la compra de datos de viento.

Si bien es cierto que los datos consultados son fiables y se emplean en el desarrollo de proyectos, debería considerarse la opción de realizar una búsqueda más exhaustiva para conseguir datos más precisos, aunque ello suponga un aumento del coste humano y económico que engrose el presupuesto del proyecto.

La solución por la que se ha optado ha sido continuar con los datos disponibles ya que no se ha podido encontrar una forma más precisa de medir el recurso eólico. Afortunadamente, la instalación ha resultado económicamente rentable teniendo en cuenta la disminución en la producción de energía que este problema supone, por lo que se puede deducir que, la rentabilidad real sería mayor debido a un incremento en la energía generada al disponer de un recurso eólico más elevado.

- El tercer problema encontrado ha sido la falta de información proporcionada por los fabricantes. Los modelos de aerogeneradores de nueva generación alcanzan los 12-15 MW de potencia nominal, sin embargo, se ha tenido que optar por una generación anterior debido a que ha sido imposible encontrar hojas del fabricante para turbinas más modernas. En estas hojas deben contener la curva de potencia del aerogenerador, imprescindible para realizar la simulación y para las nuevas turbinas no se disponía de tal dato.

Aunque en este caso la potencia nominal del aerogenerador seleccionado (10 MW) no dista demasiado, escoger un modelo de potencia superior favorece en la rentabilidad del proyecto ya que supone un menor coste tanto de adquisición de material, como en instalación, mantenimiento y desmantelamiento. No obstante, se ha decidido continuar con una tecnología no tan puntera

- Por último, mencionar la última estimación realizada, la cual se trata del precio de venta de la energía utilizado para el cálculo de los ingresos en el análisis económico. La estimación del precio de la energía eléctrica es difícil de realizar a tan largo plazo, incluso empleando métodos de cálculo más sofisticados que el que se ha utilizado, esta afirmación tiene incluso más sentido en los tiempos que se están viviendo donde este valor crece en cada momento, superándose cada día un nuevo récord histórico.

Sin embargo, se espera que con las medidas futuras que se tomen este precio vuelva a retomar valores similares a los que se tenían años atrás. Por lo tanto, como solución o estimación se ha previsto una visión pesimista, en este caso para el tipo de proyecto desarrollado, en el que la curva del precio de venta de la energía decrece los primeros años de vida útil del parque hasta estabilizarse. Se trata de una visión pesimista porque, tal y como se ha comentado, este valor repercute de forma directa en la rentabilidad de la inversión por eso es tan importante y por eso se ha decidido comentarlo en este apartado.

## **4.2.- PERSPECTIVAS FUTURAS**

Este trabajo se ha realizado teniendo en cuenta las condiciones actuales en lo referido a tecnología desarrollada y condiciones energéticas. En un futuro, no tan lejano, el sector de las energías renovables y en especial el sector de la tecnología offshore tendrá mucho más peso en el camino para conseguir alcanzar los objetivos de energía y clima.



Por otro lado, se espera que en los próximos años el sector de la eólica marina en España sufra un incremento de la rentabilidad a medida que la tecnología aplicable evolucione. Así pues, el interés que ha surgido por esta tecnología sumado a la disponibilidad de recurso eólico en las costas nacionales, hace posible una rápida expansión por todo el territorio, generando así economías de escala.

Las perspectivas futuras o líneas de acción que pueden deducirse a raíz de este trabajo son las siguientes:

- **Ordenación del espacio físico para los proyectos:** debe establecerse un marco común para el otorgamiento del dominio común marítimo-terrestre siguiendo lo establecido en los POEM pendientes de aprobación.
- **Capacidad de acceso y conexión:** debe establecerse una coordinación entre la ordenación espacial mencionada y la capacidad de acceso y conexión de los nudos del sistema eléctrico nacional.
- **Modelo de negocio:** es imprescindible la inversión continua en I+D+i, el impulso de nuevas soluciones y determinar un marco claro y transparente para conseguir que los proyectos de este tipo sean más competitivos.

# [BIBLIOGRAFÍA]

**[1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2021).** “Hoja de ruta eólica marina y energías del mar en España”. Madrid: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

**[2] Asociación Empresarial Eólica (AAE). (2021).** “Anuario eólico 2021, La voz del sector”. Madrid: Piluca Núñez.

**[3] Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial del Gobierno de Canarias. (2020).** “Anuario energético de Canarias 2019”.

**[4] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2019).** “Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects”. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

**[5] Balance diario canario. Referencia bibliográfica en línea.** Red Eléctrica de España (REE) [fecha de consulta: febrero del 2022]. Disponible en <<https://www.ree.es/es/actividades/sistema-electrico-canario/balance-diario>>

**[6] Potencial eólico en las Islas Canarias. Referencia bibliográfica en línea.** Global Wind Atlas [fecha de consulta: febrero del 2022]. Disponible en <<https://globalwindatlas.info/>>

**[7] Asociación Empresarial Eólica (AAE). (2009).** “Estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos”.

**[8] Red de Áreas Marinas Protegidas de España (RAMPE). Referencia bibliográfica en línea.** Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [fecha de consulta: marzo del 2022]. Disponible en <<https://www.miteco.gob.es/es/cartografia-y-sig/ide/descargas/biodiversidad/rampe.aspx>>

**[9] Reservas de la Biosfera (MaB). Referencia bibliográfica en línea.** Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [fecha de consulta: marzo del 2022]. Disponible en

<<https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/mab.aspx>>

**[10] Visor en línea de predicción del oleaje, nivel del mar, boyas y mareógrafos. Referencia bibliográfica en línea.** Puertos del Estado [fecha de consulta: marzo del 2022]. Disponible en <<https://www.puertos.es/es-es/oceanografia/Paginas/portus.aspx>>

**[11] Visor en línea de información marina. Referencia bibliográfica en línea.** Instituto Español de Oceanografía [fecha de consulta: marzo del 2022]. Disponible en <<http://www.ideo-base.ieo.es/Home>>

**[12] Visor en línea de información marina. Referencia bibliográfica en línea.** *European Marine Observation and Data Network (EMODnet)* [fecha de consulta: marzo del 2022]. Disponible en <<https://emodnet.ec.europa.eu/geoviewer/#!/>>

**[13] Visor en línea GRAFCAN. Referencia bibliográfica en línea.** GRAFCAN Mapas de Canarias [fecha de consulta: marzo del 2022]. Disponible en <<https://visor.grafcan.es/visorweb/>>

**[14] Plataforma MERRA-2. Referencia bibliográfica en línea.** *NASA Earth data* [fecha de consulta: marzo del 2022]. Disponible en <[https://disc.gsfc.nasa.gov/datasets/M2T1NXSLV\\_5.12.4/summary](https://disc.gsfc.nasa.gov/datasets/M2T1NXSLV_5.12.4/summary)>

**[15] Fernando Martínez Almazora. (2021).** Apuntes de la asignatura Centrales hidroeléctricas y energía eólica. Universidad Politécnica de Valencia.

**[16] Aerogenerador WT10000DD/190. Referencia bibliográfica en línea.** Windtec solutions [fecha de consulta: marzo del 2022]. Disponible en <<https://www.amsc.com/windtec/>>

**[17] Asociación Empresarial Eólica (AAE). (2021).** “Preguntas frecuentes sobre energía eólica marina en España”. Madrid.

**[18] Plataforma WindFloat. Referencia bibliográfica en línea.** Principle Power [fecha de consulta: abril del 2022]. Disponible en <<https://www.principlepower.com/windfloat/the-windfloat-advantage>>

**[19] WindSTAR transformers. Referencia bibliográfica en línea.** Hitachi Energy [fecha de consulta: abril del 2022]. Disponible en <<https://www.hitachienergy.com/es/es/offering/product-and-system/transformers/special-application-transformers/windstar-transformers>>

**[20] Hybrid Switchgear PASS MOO-72.5 kV. Referencia bibliográfica en línea.** Hitachi Energy [fecha de consulta: abril del 2022]. Disponible en <<https://www.hitachienergy.com/es/es/offering/product-and-system/high-voltage-switchgear-and-breakers/hybrid-switchgear/hybrid-modules-for-72-5-420-kv/pass-m00-for-72-5-100-kv>>

**[21] XLPE Submarine Cable Systems. Referencia bibliográfica en línea.** ABB Group [fecha de consulta: abril del 2022]. Disponible en <<https://new.abb.com/docs/default-source/ewea-doc/xlpe-submarine-cable-systems-2gm5007.pdf>>

**[22] Cucó Pardillos, S. (2017).** “Manual de energía eólica: Desarrollo de proyectos e instalaciones”. Valencia: Universitat Politècnica de València.



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA

**Máster universitario en Ingeniería Industrial**

**Curso académico 2021/2022**

**DISEÑO Y ANÁLISIS DE  
VIABILIDAD ECONÓMICA DE  
UNA INSTALACIÓN EÓLICA  
OFFSHORE DE 50 MW  
UBICADA EN LA COSTA DE  
GRAN CANARIA**

**II. Pliego de condiciones**

Autor

**Pablo Sahuquillo Gabaldón**

Tutor

**Carlos Afranio Vargas Salgado**



# ÍNDICE

<b>CAPÍTULO 1. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS GENERALES</b>	<b>79</b>
<b>1.1.- Objeto.</b>	79
<b>1.2.- Disposiciones generales.</b>	79
<b>1.3.- Condiciones facultativas legales.</b>	79
<b>1.4.- Estudio de seguridad en el trabajo.</b>	81
<b>1.5.- Seguridad pública.</b>	82
<b>1.6.- Organización del trabajo.</b>	82
<b>1.7.- Datos de obra.</b>	82
<b>1.8.- Replanteo de la obra.</b>	82
<b>1.9.- Mejoras y variaciones en el proyecto.</b>	82
<b>1.10.- Recepción del material.</b>	83
<b>1.11.- Organización.</b>	83
<b>1.12.- Ejecución de las obras.</b>	83
<b>1.13.- Subcontratación de obras.</b>	83
<b>1.14.- Plazo de ejecución.</b>	84
<b>1.15.- Recepción provisional.</b>	84
<b>1.16.- Período de garantía.</b>	84
<b>1.17.- Recepción definitiva.</b>	85
<b>1.18.- Disposición final.</b>	85
<b>CAPÍTULO 2. PLIEGO DE CONDICIONES DE OBRA CIVIL</b>	<b>87</b>
<b>2.1.- Objeto.</b>	87
<b>2.2.- Normas y especificaciones.</b>	87
<b>2.3.- Definición de la obra a ejecutar.</b>	88
2.3.1.- Documentación técnica.	88
2.3.2.- Replanteo.	88
2.3.3.- Seguridad e higiene.	89
2.3.4.- Control de calidad.	89
<b>2.4.- Prescripciones para la ejecución de excavaciones.</b>	89
2.4.1.- Generalidades.	89

2.4.2.- Excavación de zanjas.	90
<b>2.5.- Rellenos.</b>	90
2.5.1.- Normas generales sobre rellenos.	90
2.5.3.- Relleno de zanjas para cables eléctricos.	90
<b>2.6.- Inspección y control.</b>	91
2.6.1.- Tolerancias de acabado en excavaciones.	91
2.6.2.- Tolerancias de acabado en rellenos.	91
<b>CAPÍTULO 3. PLIEGO DE CONDICIONES ELÉCTRICO</b>	93
<b>3.1.- Objeto.</b>	93
<b>3.2.- Conductores.</b>	93
3.2.1.- Transporte y acopio de materiales.	94
3.2.2.- Tendido de conductores.	95
<b>3.3.- Centros de transformación.</b>	96
3.3.1.- Transformadores.	96
3.3.2.- Celdas.	96
<b>3.4.- Tomas de tierra.</b>	98
<b>3.5.- Productos normalizados.</b>	98







# [CAPÍTULO 1. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS GENERALES]

## **1.1.- OBJETO**

El objeto del presente Pliego de Condiciones Generales es determinar los requisitos a que se debe ajustar la ejecución de las instalaciones de referencia, cuyas características técnicas están especificadas en los distintos documentos que componen el Proyecto.

## **1.2.- DISPOSICIONES GENERALES**

El contratista estará obligado al cumplimiento de la Reglamentación del trabajo correspondiente, la contratación del Seguro Obligatorio, Subsidio Familiar o de Vejez, Seguro de Enfermedad y todas aquellas reglamentaciones de carácter social vigentes en el momento de la ejecución de las obras.

## **1.3.- CONDICIONES FACULTATIVAS LEGALES**

Las obras, además de lo prescrito en el presente Pliego de Condiciones, se regirán por lo especificado en:

- Artículo 1.588 y siguientes del Código Civil, en los casos en que sea procedente su aplicación; la Ley de Contratos del Estado, de 17/03/73 y Reglamento para su aplicación, de 15/11/75; el Pliego de Cláusulas Administrativas Generales para la Contratación de Obras del Estado, aprobado por Decreto 3584/70 y Reglamento de Contratación de las corporaciones Locales de 09/01/53, con las modificaciones de que haya sido objeto por disposiciones posteriores.

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre y sus modificaciones posteriores, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Reglamento sobre Líneas Aéreas de Alta Tensión (Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones complementarias ITC-LAT 01 a 09).
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 2200/1995, de 28 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de la Infraestructura para la Calidad y la Seguridad Industrial.
- Real Decreto 2200/1995, de 28 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de la Infraestructura para la Calidad y la Seguridad Industrial.
- Decreto 2414/1961, de 30 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas.
- Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera.
- ORDEN de 9 de marzo de 1971 por la que se aprueba el Plan Nacional de Higiene y Seguridad del Trabajo. BOE nº 60 11/03/1971.
- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso lumbares, para los trabajadores.
- Cuantos preceptos sobre Seguridad e Higiene en el trabajo contengan las Ordenanzas Laborales, reglamento de Trabajo, Convenios Colectivos y Reglamentos de Régimen Interior en vigor.
- Todos los reales decretos y leyes de aplicación en materia de prevención de Riesgos Laborales y reglamentos de seguridad y salud en el trabajo.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales y sus modificaciones posteriores.
- Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención y sus modificaciones posteriores.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido y sus correcciones posteriores.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.

- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo y sus modificaciones posteriores.

Serán de aplicación para la ejecución de estas obras las instrucciones y normas que figuran en las especificaciones del presente “Pliego de Condiciones Técnicas”.

Si durante el periodo de vigencia de este pliego de condiciones Técnicas fueran modificadas, corregidas o sustituidas parcialmente o en su totalidad, alguna de las normas mencionadas en las especificaciones, serán de obligado cumplimiento las modificaciones, correcciones o sustituciones de la norma o normas en cuestión.

En caso de contradicción entre los mencionados códigos, normas y especificaciones, el presente Pliego de Condiciones, prevalecerá lo expuesto en este.

Cuando un mismo elemento de este pliego se refiera a distintas normas, se aplicará la más exigente de ellas o bien se atenderá a lo que disponga la dirección de obra.

Ante eventualidades no previstas en este pliego, la decisión final será potestativa de la Dirección de Obra.

#### **1.4.- ESTUDIO DE SEGURIDAD EN EL TRABAJO**

El contratista deberá presentar obligatoriamente, antes del comienzo de las obras un plan de seguridad donde contemple las medidas reflejadas en el presente documento.

El Contratista estará obligado a cumplir todas las condiciones que se indican en el apartado tercero “Condiciones Facultativas Legales”, de este Pliego de Condiciones y cuantas en esta materia fueran de pertinente aplicación.

Asimismo, el contratista, deberá proveer cuanto fuese preciso para el mantenimiento de las máquinas, herramientas, materiales y útiles de trabajo en las debidas condiciones de seguridad.

Mientras los operarios trabajen en circuitos, con equipos en tensión o en su proximidad, usarán ropa sin accesorios metálicos y evitarán el uso innecesario de objetos de metal.

Las herramientas y equipos se llevarán en bolsas y se utilizará calzado aislante o al menos sin herrajes o clavos en suelas.

El personal del Contratista está obligado a utilizar todos los dispositivos y medios de protección personal necesarios para eliminar o reducir los riesgos profesionales pudiendo el Director de Obra suspender los trabajos, si estima que el personal está expuesto a peligros que son corregibles.

El Director de Obra podrá exigir al Contratista, ordenándolo por escrito, el cese en la obra de cualquier empleado u obrero que, por imprudencia temeraria, fuera capaz de producir accidentes que hicieran peligrar su propia integridad física o la de sus compañeros.

El director de obra podrá exigir al Contratista en cualquier momento, antes o después del comienzo de los trabajos, que presente los documentos acreditativos de haber formalizado los regímenes de la seguridad social a la forma legalmente establecida.

### **1.5.- SEGURIDAD PÚBLICA**

El Contratista deberá tomar las máximas precauciones para proteger a personas, animales y cosas de los peligros procedentes del trabajo, siendo de su cuenta las responsabilidades que por tales accidentes ocasionen.

El Contratista mantendrá póliza de seguros que proteja a sus empleados y obreros frente a responsabilidades por daños, responsabilidad civil, etc. en que pudieran incurrir para con el Contratista o para con terceros, como consecuencia de la ejecución de los trabajos.

### **1.6.- ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO**

El Contratista ordenará los trabajos en la forma más eficaz para su perfecta ejecución y siguiendo las indicaciones del presente Pliego de Condiciones.

### **1.7.- DATOS DE OBRA**

Se entregará al Contratista una copia de los Planos y Pliego de Condiciones del Proyecto, así como cuantos datos necesite para la completa ejecución de la obra.

El Contratista podrá tomar nota o sacar copia, a su costa, de todos los documentos del Proyecto, haciéndose responsable de la buena conservación de los documentos originales, que serán devueltos al Director de Obra después de su utilización.

Tras la finalización de los trabajos, y en el plazo máximo de dos meses, el Contratista deberá actualizar los diversos planos y documentos originales, de acuerdo con las características de la obra terminada, entregando al Director de Obra dos expedientes completos relativos a los trabajos realmente ejecutados.

No se harán por parte del Contratista alteraciones, correcciones, omisiones, adiciones o variaciones sustanciales en los datos fijados en el Proyecto, salvo aprobación previa por escrito del Director de Obra.

### **1.8.- REPLANTEO DE LA OBRA**

El Director de Obra, una vez que el Contratista esté en posesión del Proyecto y antes de comenzar las obras, este deberá realizar el replanteo de la misma, con especial atención en los puntos singulares. Se levantará Acta, por triplicado, firmada por la Propiedad, el Director de Obra y el representante del Contratista.

Los gastos derivados de las operaciones de replanteo, serán por cuenta del Contratista.

### **1.9.- MEJORAS Y VARIACIONES EN EL PROYECTO**

No se considerarán más mejoras y variaciones del Proyecto que aquellas que hayan sido ordenadas expresamente por escrito por el Director de Obra y convenido precio antes de su ejecución, bien propuestas por el contratista, bien propuestas por el Director de Obra como representante de la propiedad.

### **1.10.- RECEPCIÓN DEL MATERIAL**

El Director de Obra, de acuerdo con el Contratista, dará su aprobación a los materiales suministrados y confirmará su validez para una instalación correcta.

La vigilancia y conservación de los materiales será por cuenta del Contratista.

### **1.11.- ORGANIZACIÓN**

El Contratista actuará de patrono legal, aceptando todas las responsabilidades correspondientes y quedando obligado al pago de salarios y cargas que legalmente estén establecidas y, en general, a todo cuanto se legisle, decrete y ordene en particular, antes o durante la ejecución de las obras.

Dentro de lo estipulado en el Pliego de Condiciones, la organización de la obra y la determinación de la procedencia de los materiales que se empleen, estará a cargo del Contratista, quien informará al Director de Obra de estos extremos.

En las obras por administración, el Contratista deberá dar cuenta diaria al Director de Obra de la admisión de personal, adquisición o alquiler de elementos auxiliares, compra de materiales y cuantos gastos haya de efectuar.

Para los contratos de trabajo, compra de materiales o alquiler de elementos auxiliares, cuyos salarios, precios u cuotas sobrepasen en más de un 5% los normales del mercado, solicitará la aprobación previa del Director de Obra, quien deberá responder dentro de los ocho días siguientes a la petición, salvo caso de reconocida urgencia, en los que se dará cuenta posteriormente.

### **1.12.- EJECUCIÓN DE LAS OBRAS**

Las obras se ejecutarán conforme al Proyecto y a las condiciones contenidas en el presente Pliego de Condiciones Generales y en el pliego particular, si lo hubiera y de acuerdo con las especificaciones señaladas en el Pliego de Condiciones Técnicas.

El Contratista, salvo aprobación por escrito del Director de Obra, no podrá realizar ninguna alteración o modificación de cualquier naturaleza en los datos fijados en Proyecto.

El Contratista no podrá utilizar en los trabajos, personal que no sea de exclusiva cuenta y cargo, salvo lo indicado en el apartado "Mejoras y Variaciones del Proyecto". Igualmente será de su exclusiva cuenta y cargo aquel personal ajeno al propiamente manual y que sea necesario para el control administrativo de la obra.

El contratista deberá tener al frente de los trabajos un técnico suficientemente especializado, a juicio del Director de Obra.

### **1.13.- SUBCONTRATACIÓN DE OBRAS**

Salvo que el contrato disponga de lo contrario o que de su naturaleza y condiciones se deduzca que la obra ha de ser ejecutada directamente por el adjudicatario, podrá este contratar con terceros la realización de determinadas unidades de obra, de acuerdo con los siguientes requisitos:

- Que se dé conocimiento por escrito al Director de Obra del subcontrato a celebrar, con indicación de las partes a realizar y las condiciones económicas de la misma a fin de que aquel lo autorice previamente.
- Que las unidades de obra que el adjudicatario contrate con terceros, no exceda del 50% del presupuesto total de la obra principal.

En cualquier caso, el Contratante no quedará vinculado en absoluto, ni reconocerá ninguna obligación contractual entre él y el subcontratista y cualquier subcontratación de obra no eximirá al Contratista de ninguna de sus obligaciones respecto al Contratante.

La subcontratación deberá siempre supeditarse a la autorización previa por parte de la Parte Contratante.

#### **1.14.- PLAZO DE EJECUCIÓN**

Los plazos de ejecución, totales y parciales, indicados en el contrato, empezarán a contar a partir de la fecha del replanteo de las obras. El Contratista estará obligado a cumplir los plazos señalados, que serán improrrogables.

No obstante, los plazos podrán ser objeto de modificaciones, cuando los cambios determinados por el Director de Obra y debidamente aprobados por el Contratante, influyan realmente en los plazos señalados en el contrato. Si por causas ajenas por completo al Contratista, no fuera posible comenzar los trabajos en la fecha prevista o tuvieran que ser suspendidos una vez empezados, se concederá por el Director de Obra la prórroga estrictamente necesaria.

#### **1.15.- RECEPCIÓN PROVISIONAL**

Una vez terminadas las obras y dentro de los quince días siguientes a la petición del Contratista, se hará la recepción provisional de las mismas por el Contratante, requiriendo para ello la presencia del Director de Obra y del representante del Contratista, levantándose la correspondiente Acta, en la que se hará constar la conformidad con los trabajos realizados, si es procedente.

El acta será firmada por el Director de Obra, por el Contratista y, de ser el caso, por la Propiedad, dándose la obra por recibida si se ha ejecutado correctamente, de acuerdo con las especificaciones contenidas en el Pliego de Condiciones Técnicas y Proyecto correspondiente, comenzando en este momento a contar el plazo de garantía. En el caso de no hallarse la obra en estado de ser recibida, se hará constar así en el Acta y se darán al Contratista las instrucciones precisas y detalladas para remediar los defectos observados, fijándose un plazo de ejecución. Expirado dicho plazo, se hará un nuevo reconocimiento. Las obras de reparación serán por cuenta del Contratista. Si el Contratista no cumpliera estas prescripciones, podrá declararse rescindido el contrato, con pérdida de la fianza.

#### **1.16.- PERÍODO DE GARANTÍA**

El período de garantía será el señalado en el contrato y empezará a contar desde la fecha de aprobación del Acta de Recepción.

Hasta que tenga lugar la recepción definitiva, el Contratista será responsable de la conservación de la obra, siendo de su cuenta y cargo las reparaciones por defecto de ejecución o mala calidad de los materiales.

#### **1.17.- RECEPCIÓN DEFINITIVA**

Una vez finalizado el plazo de garantía señalado en el contrato, o en su defecto, a los doce meses de la recepción provisional, se procederá a la recepción definitiva de las obras, con la concurrencia del Director de Obra y del representante del Contratista, levantándose, si las obras son conformes, el Acta correspondiente, por duplicado, firmada por el Director de Obra y el representante del Contratista y ratificada por el Contratante.

#### **1.18.- DISPOSICIÓN FINAL**

La concurrencia a cualquier concurso cuyo proyecto incluya el presente Pliego de Condiciones Generales, presupone la plena aceptación de todas y cada una de sus cláusulas.





# [CAPÍTULO 2. PLIEGO DE CONDICIONES DE OBRA CIVIL]

## **2.1.- OBJETO**

El objeto de esta especificación es la definición de los requisitos técnicos necesarios para el suministro de materiales, ejecución, ensayos, pruebas y terminación de todas las obras de excavación y relleno, en conformidad con los demás documentos.

Esta especificación forma parte de un conjunto orgánico, por lo cual, todos los elementos a construir deberán cumplir con la totalidad de los apartados que le sean aplicables, salvo indicación en contra en los planos o instrucción al respecto por escrito de la Supervisión de Obra.

## **2.2.- NORMAS Y ESPECIFICACIONES**

Con carácter general y en todo aquello que no contradiga o modifique el alcance de las condiciones que a continuación se definen, serán de aplicación a estas obras las últimas revisiones de las siguientes normas, pliegos e instrucciones oficiales y documentos, y en el orden de preferencia que se indica.

- Planos
- Normas NTL del Laboratorio de Transporte y Mecánica del Suelo del M.O.P.
- Pliego de prescripciones técnicas generales para obras de carreteras y puentes, del MOPT (PG-4).

## **2.3.- DEFINICIÓN DE LA OBRA A EJECUTAR**

### **2.3.1.- Documentación técnica**

La obra a ejecutar se define por los siguientes documentos:

- Planos
- Especificaciones

#### Planos

A la recepción de los planos, y antes de iniciar cualquier trabajo de construcción, el contratista deberá realizar comprobaciones dimensionales de las partes detalladas en los planos del proyecto, y si encuentra algún error o contradicción a la información recibida, comunicarlo inmediatamente a la supervisión de obra. En caso de no hacerlo así, el contratista será responsable de los errores que hubieran podido evitarse.

El contratista respetará cuidadosamente todas las indicaciones dadas en los planos y/o especificación, y si en algún caso creyera aconsejable hacer algún cambio, someterá una proposición por escrito a la supervisión de obra, quien dará su aprobación o comentario también por escrito.

#### Interpretación de la documentación técnica

Es obligación del contratista ejecutar cuanto sea necesario para la buena construcción y aspecto de las obras, aun cuando no se halle expresamente estipulado en los documentos del proyecto.

Todas las dimensiones se deducirán numéricamente de las cotas de los planos. No se establecerá ninguna dimensión basada en la interpretación gráfica de planos. Si fuera preciso definir alguna dimensión, el contratista lo solicitará por escrito a la supervisión de obra.

Lo mencionado en los planos y omitido en la especificación, o viceversa, habrá de ser ejecutado como si estuviese expuesto en ambos documentos.

En caso de existir alguna contradicción entre lo prescrito en la presente especificación y lo señalado en los planos, se dará preferencia a lo establecido en los planos, a menos que la supervisión de obra indique lo contrario por escrito. Es obligación del contratista la correcta interpretación de los documentos. En caso de duda, omisión o contradicción en los documentos, el contratista deberá consultar con la supervisión de obra, quien dictaminará al respecto.

### **2.3.2.- Replanteo**

La supervisión de obra colocará sobre el terreno las bases de replanteo necesarias y suficientes para el replanteo general de la obra, tanto en planimetría como en altimetría, y entregará al contratista por escrito, antes de comenzar las obras, la información necesaria para efectuar dicho replanteo.

El contratista será responsable de la vigilancia y conservación de todas las bases de replanteo durante el plazo de ejecución de la obra, siendo responsable de los errores que puedan derivarse de una conservación inadecuada de las mismas.

Asimismo el contratista efectuará a su costa cuantos replanteos de detalle necesite, para situar en posición y elevación todas las unidades de obra a ejecutar, siendo de su exclusiva responsabilidad las consecuencias que pudieran derivarse de una ejecución errónea de dichos replanteos.

La supervisión de obra podrá en cualquier momento efectuar comprobaciones de los replanteos efectuados por el Contratista, para lo cual éste deberá facilitar a su costa los medios humanos y materiales necesarios para su realización.

### **2.3.3.- Seguridad e higiene**

El contratista será responsable del cuidado y conservación de la obra hasta la recepción de la misma por parte del propietario. Serán de su responsabilidad también las protecciones y señalización de las obras y sus accesos, de acuerdo con el Reglamento de Seguridad e Higiene en el Trabajo.

### **2.3.4.- Control de calidad**

La Supervisión de Obra solicitará las pruebas y ensayos que estime oportunos, de acuerdo con los artículos correspondientes de esta especificación, documentos y normas reseñados. Unas y otros serán a cargo del contratista, en tanto que su número y tipo estén dentro de lo previsto en estas especificaciones u otros documentos del proyecto.

Las pruebas de carga serán a cargo del contratista cuando estén previstas en los documentos de proyecto y en aquellos casos en que los resultados negativos de los ensayos aconsejen, a juicio de la supervisión de obra, la realización de las pruebas de carga previas a la aceptación de una unidad de obra.

En los demás casos serán a cargo del propietario, aunque el contratista deberá disponer los medios necesarios para la realización de las mismas.

## **2.4.- PRESCRIPCIONES PARA LA EJECUCIÓN DE EXCAVACIONES**

### **2.4.1.- Generalidades**

Las excavaciones en cualquier tipo de terreno se realizarán a las cotas de proyecto, con las dimensiones indicadas y además se seguirán las prescripciones que sean dadas por la supervisión de obra antes y durante la ejecución de las mismas.

El contratista puede, por razones particulares de trabajo y después de la previa autorización escrita de la supervisión de obra, profundizar las excavaciones a otra cota distinta del proyecto, o extenderse a otras dimensiones diferentes de las indicadas en planos; en tales casos, no se le reconocerá la mayor excavación realizada, ni el exceso de relleno necesario para volver a las dimensiones debidas.

Los materiales procedentes de las excavaciones y de las demoliciones pertenecen exclusivamente a la propiedad. El contratista podrá hacer uso de estos materiales, siempre con el permiso de la propiedad y la aprobación de la supervisión de obra.

Cuando se emplee la arena procedente de la misma zanja, además de necesitar la aprobación del Director de Obra, será necesario su cribado.

Aquellos materiales no utilizables, según el criterio de la supervisión de obra, se llevarán a un lugar de almacenamiento fuera del área de la obra, y en todo caso se colocarán de modo que no produzcan

daño ni interferencia, ni al trabajo, ni a terceros, ni desviación del flujo de aguas superficiales, ni en el medio ambiente.

Durante la ejecución de sus trabajos, especialmente después de voladuras, el contratista examinará las paredes de las excavaciones y zonas vecinas para proceder a los saneamientos que fueren precisos.

El contratista, si existiere peligro de que lleguen escombros a carreteras o vías públicas durante voladuras, lo pondrá en conocimiento de la Administración, con anterioridad suficiente para que no se vea perturbado el curso de los trabajos, y montará el debido servicio de neutralización del tráfico, de acuerdo con las normas que reciba de la Autoridad correspondiente.

#### **2.4.2.- Excavación de zanjas**

Toda la excavación de zanjas se realizará hasta la profundidad indicada en los planos, con una tolerancia admisible de 5 cm. Toda excavación por debajo de la tolerancia admisible será restituida por el contratista con relleno compactado aprobado por la supervisión de obra.

La anchura de la excavación no será mayor que la requerida por las condiciones del suelo locales. Las zanjas para cables eléctricos tendrán las dimensiones indicadas en los planos, y en ellas se montarán los cables de la tensión indicada en los planos, según proceda. Las tierras excavadas de las zanjas deberán ser apiladas paralelamente al borde de la excavación, separadas por ésta, como mínimo a un metro, y dispuestas para no afectar a la estabilidad de la zanja.

### **2.5.- RELLENOS**

#### **2.5.1.- Normas generales sobre rellenos**

Ningún relleno tendrá lugar sin la aprobación de la supervisión de obra.

Los materiales de rellenos, salvo si se indica lo contrario, procederán de las excavaciones y deberán ser aprobados por la supervisión de obra, que podrá ordenar la colocación de materiales de préstamos si los procedentes de excavaciones resultan inadecuados.

Mientras no se indique de otro modo por la supervisión de obra, todo el relleno alcanzará hasta los niveles originales del suelo. Los rellenos de cimentaciones, zanjas y fosos, se efectuarán con materiales que cumplan la siguiente especificación:

- Carecerá de elementos de tamaño superior a 10 cm.
- La fracción que pasa por el tamiz 200 ASTM, será inferior al 35% en peso.
- Procederán de suelos de CBR mayor de 5 y el hinchamiento durante el ensayo será menor del 2%.
- La fracción que pasa por el tamiz 40 ASTM, cumplirá LL menor que 35 o, simultáneamente, LL menor que 40, IP mayor que (0,6 LL - 9).

#### **2.5.2.- Relleno de zanjas para cables eléctricos**

Las últimas tongadas se realizarán con la tierra procedente de la capa superficial de la excavación y guardada convenientemente, con la finalidad de recuperar el entorno de la zona lo antes posible.

## **2.6.- INSPECCIÓN Y CONTROL**

### **2.6.1.- Tolerancias de acabado en excavaciones**

La tolerancia en dimensiones de excavaciones generales terminadas será de +5 cm en 100 m y la tolerancia en elevación será de +5 /-0 cm respecto a las cotas indicadas en planos.

La tolerancia en dimensiones de excavaciones en sección obligada terminadas será de +1 / -0 (%) en cualquiera de sus dimensiones en planta y la tolerancia en elevación será de +5 / -0 cm respecto a las cotas indicadas en planos.

El fondo de todas las cimentaciones presentará una cara horizontal, regularizada y limpia.

### **2.6.2.- Tolerancias de acabado en rellenos**

La superficie acabada no deberá variar en más de quince milímetros cuando se compruebe con una regla de tres metros aplicada tanto paralela como normal a los ejes de la explanada. Las irregularidades que excedan de las antedichas se corregirán por el Contratista de acuerdo con lo que se señala en esta especificación.



# [CAPÍTULO 3. PLIEGO DE CONDICIONES ELÉCTRICAS]

## 3.1.- OBJETO

El objeto del presente Pliego de Condiciones Técnicas es determinar los requisitos a que se debe ajustar la ejecución de las instalaciones de referencia, cuyas características generales estarán especificadas en los restantes documentos que componen este Proyecto.

## 3.2.- CONDUCTORES

Se refiere el presente capítulo a las características y condiciones de instalación de los conductores de los siguientes circuitos:

- Señalización aerogeneradores
- Potencia generación - Armario de Control
- Armario de control - Transformadores (lado BT -690 V)
- Potencia Transformadores - Interconexión (lado AT- cabinas 66 kV).
- Interconexión de 66 kV.
- Red de tierra para las diferentes instalaciones y aerogeneradores.

Los conductores de baja tensión, que conectarán tanto el estator como el rotor del generador, con el armario de control de potencia, serán tripolares de cobre, de la sección adecuada a la intensidad a transportar. Se utilizarán 4 cables en paralelo para alimentar el estator y 2 para el rotor. El aislamiento será de etileno propileno (EPR) para un nivel de aislamiento de 0,6/1 kV. Salvo indicación contraria de la Dirección de obra, conforme con el fabricante de las torres eólicas.



Los empalmes se realizarán a partir de manguito metálico con unión a presión de la parte conductora, sin debilitamiento de sección ni producción de vacíos superficiales.

Todos los conductores deberán llevar grabada de forma indeleble, la identificación del conductor y nombre del fabricante.

Todos los conductores estarán identificados en los extremos mediante codificación numérica de borna y equipo receptor, reflejándose en los planos de cableado.

Los conductores de alta tensión que conectarán la cabina de protección del transformador con el propio transformador serán tripolares, de cobre, apantallados, con armadura de acero de  $3 \times (1 \times 95)$  mm<sup>2</sup>. El aislamiento será polietileno reticulado (XLPE) para un nivel de 66/72,5 Kv.

Para la interconexión en 66 kV entre aerogeneradores, se empleará cable tripolar, de cobre, apantallados con armadura de acero de 95, 120, 240 ó 400 mm<sup>2</sup> de sección, según se ha definido en el en la memoria del proyecto, dependiendo del tramo del circuito y la intensidad a transportar en el mismo. El material de aislamiento será polietileno reticulado (XLPE) para un nivel de aislamiento de 66/72,5 kV. Deberá llevar grabada, de forma indeleble cada 30 cm, la identificación del conductor, nombre del fabricante y año de fabricación, tal y como se indica en las normas UNE 21123 y RU 3305.

El conductor de tierra será de cobre desnudo, de la sección adecuada para la intensidad de cortocircuito a tierra y para la protección del personal y equipos contra potenciales peligrosos.

### **3.2.1.- Transporte y acopio de materiales**

La carga y descarga se hará siempre mediante una barra adecuada que pase por el orificio central de la bobina.

Las bobinas se transportarán siempre de pie, y nunca tumbadas sobre una de sus tapas. Cuando las bobinas se coloquen llenas en cualquier tipo de transportador, deberán quedar en línea, en contacto una con otra y bloqueadas firmemente en los extremos y a lo largo de sus tapas.

El bloqueo de las bobinas se hará con tacos de madera resistentes, de longitud suficiente para cubrir totalmente el ancho de la bobina y apoyar los perfiles de las dos tapas. Las caras del taco serán uniformes para que las duelas no se puedan romper dañando el cable.

En sustitución de los tacos pueden emplearse cuñas de madera que se colocarán en el perfil de cada tapa y por ambos lados se clavarán al piso de la plataforma para garantizar su inmovilidad. Estas cuñas nunca se colocarán sobre la parte central de las duelas, sino en sus extremos, para que apoyen sobre los perfiles de las tapas.

En ningún caso se podrá retener la bobina con cuerdas, cables o cadenas que abracen la bobina y se apoyen sobre la capa exterior del cable enrollado. Asimismo, no se podrá dejar caer la bobina desde el transporte.

Cuando se desplace la bobina rodándola, se respetará el sentido de rotación indicado en la propia bobina, a fin de evitar el aflojamiento del cable enrollado en la misma. Se evitará esta operación en terrenos irregulares o con obstáculos que puedan dañar los cables y, en cualquier caso, cuando las bobinas deban desplazarse a lo largo de grandes recorridos.

En cualquiera de estas maniobras, debe cuidarse la integridad de las duelas de madera con las que se tapan las bobinas, ya que su rotura puede producir astillas de madera que se introducen hacia el interior con el consiguiente peligro para los cables.

Cuando deba almacenarse una bobina de la que ya se ha utilizado parte del cable, han de taponarse los extremos de los cables empleando capuchones retráctiles. Antes de comenzar el tendido de los cables, se estudiará el lugar más adecuado para colocar la bobina. En caso de suelos con pendiente, es preferible el tendido en sentido descendente.

Una vez ejecutadas las instalaciones, y tras conectar a tierra todos los elementos del aerogenerador, se efectuará una medición de la resistencia de puesta a tierra, comprobando además que los valores de las tensiones de paso y contacto son inferiores a los admisibles.

La medición será efectuada por una empresa acreditada, que emitirá el correspondiente certificado a efectos de su presentación en el Organismo competente.

### **3.2.2.- Tendido de conductores**

Antes de comenzar el tendido, se colocará la bobina en el lugar seleccionado de manera que la salida del cable se efectúe por su parte superior, y emplazada de tal forma que los conductores no queden forzados al tomar la alimentación del tendido.

Los cables deben ser siempre desenrollados con el mayor cuidado, evitando que sufran torsión o hagan bucles, y teniendo en cuenta que el radio de curvatura debe mantenerse por encima de 20 veces el diámetro durante el tendido.

En todos los casos, el tendido se hará obligatoriamente con rodillos que puedan girar libremente, contruidos de forma que no dañen el cable.

Estos rodillos permitirán un fácil rodamiento, con el fin de limitar el esfuerzo de tiro; dispondrán además de una base apropiada que, con o sin anclaje, impidan el vuelco, y una garganta por la que discurra el cable para evitar su caída o salida.

Para evitar el roce del cable contra el suelo a la salida de la bobina, es recomendable la colocación allí de un rodillo de mayor anchura para abarcar las distintas posiciones adoptadas por el cable.

No se permitirá desplazar lateralmente el cable por medio de palancas u otros útiles.

Para evitar que, en las distintas paradas que pueden producirse en el tendido, la bobina siga girando por inercia, desenrollándose el cable, es conveniente dotarla de un freno para evitar curvaturas peligrosas en el cable.

Cuando la temperatura ambiente sea inferior a 0 °C, se interrumpirán los trabajos de tendido, debido a la mayor rigidez que toma el aislamiento. En este caso, puede calentarse el cable almacenando las bobinas varios días en un local caliente, girándolas a intervalos cortos de tiempo. Durante su transporte a obra, las bobinas deben cubrirse con una lona para evitar que se enfríen de nuevo.

Se hará un barrido por las zanjas antes de tender el conductor, a fin de comprobar que se encuentren limpias de elementos que puedan dañar la cubierta de los cables.

Si durante las obras apareciesen instalaciones de otros servicios, se tomarán todas las precauciones necesarias para no dañarlas, dejándolas al terminar los trabajos en las mismas condiciones en que se

encontraron. Si, involuntariamente, se causara alguna avería en dichos servicios, se avisará con urgencia al Director de Obra y a la empresa afectada, a fin de que proceda a su reparación.

En terrenos con pendiente muy pronunciada, con terrenos rocosos e impermeables, se corre el riesgo de que la zanja sirva de drenaje, originando el arrastre de la arena que sirve de lecho a los cables. En este caso, se deberá entubar la canalización, reforzándola con hormigón en el tramo afectado.

### **3.3.- CENTROS DE TRANSFORMACIÓN**

Hace referencia el presente capítulo a los centros de transformación que se instalarán en el interior de cada uno de los aerogeneradores.

Los centros de transformación serán todos de igual diseño, variando únicamente de uno a otro el número de cabinas de distribución secundaria que se ubican.

La potencia de transformación será de 11.000 kVA, con una relación de transformación 0,69/66 kV.

#### **3.3.1.- Transformadores**

Las unidades transformadoras de 0,69/66 kV serán de instalación interior, 11.000 kVA de potencia asignada, para nivel de aislamiento de 72,5 kV, lleno de líquido, servicio continuo y pérdidas reducidas. Estará totalmente homologado por la Compañía suministradora Eléctrica. Tendrá una conexión TN (con el neutro DT conectado a tierra). Se ha de tener en cuenta que se trata de una aplicación de generación.

Estarán contruidos y ensayados según norma IEC 726, IEC 76-1 a 76-5, UNE 20.178, UNE 20.101, UNE 21.538-1, documentos CENELEC HD 538-1 S1, HD 538-1 S" y DIN 45.523 "Casterisng Dry Type transformer".

Dispondrá de una placa de identificación, donde se indique el nombre del fabricante, tipo de transformador, número de serie, potencia y frecuencias nominales, tensiones y peso.

Contarán con elementos de elevación, dos bornas para la conexión de tierras, conmutador de tensión en primario por puentes atornillados, equipo de control de temperatura compuesto por un termómetro digital programable que realiza la doble función de control y medida de la temperatura por medio de termorresistencias PT 100 (una por fase).

#### **3.3.2.- Celdas**

Las celdas de protección y maniobra que se ubicarán en cada uno de los centros de transformación variarán en función de la situación de cada aerogenerador dentro del circuito de interconexión y estará compuesta por 2 ó 3 unidades con las siguientes funciones:

Celda OL + 1 A: compuesta por un remonte de línea y una protección de transformador. Se utiliza en los aerogeneradores fin del circuito. Posee seccionador de puesta a tierra de la posición del transformador.

Celda OL + 1 A + 1 L: compuesta por un remonte de línea, una protección de transformador y un interruptor-seccionador de línea. Se utiliza en aerogeneradores intermedios del circuito o en cabecera de interconexión con la Subestación colectora. Posee seccionadores de puesta a tierra de la línea con seccionamiento y de la posición del transformador.

Se utilizarán celdas prefabricadas, modulares o compactas (característica que depende del tamaño de la puerta de la torre de aerogenerador). Se ajustarán a las normas UNE 20009, CEI 298 y la recomendación UNESA 6407.

Las celdas que formen una sección de maniobra y protección deberán estar separadas eléctrica y mecánicamente, a fin de asegurar su independencia y evitar la propagación de efectos fuera de las celdas. Las puertas de acceso permitirán la manipulación, montaje y desmontaje del aparellaje. Deberán estar diseñadas para soportar, sin deformación, los efectos explosivos de un cortocircuito en el interior de la celda.

La observación del estado de conexión del aparellaje podrá hacerse de forma directa, a través de una mirilla protegida por una placa con el adecuado grado de protección frente al impacto.

Se establecerá un circuito de puesta a tierra anclado en la estructura de las celdas, conectándose a este sistema los herrajes y las partes móviles por medio de trenzas flexibles de cobre.

#### CELDA DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR: INTERRUPTOR AUTOMÁTICO: 1A

El elemento de protección poseerá Interruptor automático que provocará la apertura del interruptor-seccionador, según IEC 62271-100.

El accionamiento de los interruptores-seccionadores y el de los seccionadores de puesta a tierra será manual, de maniobra independiente.

#### CELDA FUNCIÓN REMONTE: 0L

La celda de remonte carecerá de elemento de corte que proteja el remonte de cables hacia el embarrado. Tendrán captadores de presencia de tensión que sirvan para comprobar la presencia de tensión y la correspondencia de fases.

Para acceder a los cables de media tensión en la función 0L de forma segura, se deberá poner previamente a tierra el seccionador de puesta tierra del aerogenerador posterior.

#### FUNCIÓN ENTRADA DE LÍNEA: INTERRUPTOR-SECCIONADOR: 1L

Se entenderá que una celda tiene una función de línea cuando se utiliza para la maniobra de entrada de los cables que forman el circuito de interconexión de los aerogeneradores.

Estará provista de un interruptor seccionador y un seccionador de puesta a tierra con dispositivos de señalización que garanticen la ejecución de la maniobra, pasatapas y detectores de tensión que sirvan para comprobar la presencia de tensión y la correspondencia de fases.

Las celdas previstas son modulares, pero en todo caso el conjunto de celdas será suministrado totalmente montado e interconexiónado formando un solo cuerpo.

Antes de confirmar la compra de las celdas se deberá confirmar que el espacio disponible es suficiente para el conjunto. Además, se deberá de poder introducir el conjunto de la celda (si es compacta), o sus módulos (si es modular) por la puerta del aerogenerador.

### **3.4.- TOMAS DE TIERRA**

Cada aerogenerador dispondrá de una instalación de puesta a tierra configurada. Asimismo, las tomas de tierra de aerogeneradores estarán interconectadas entre ellas mediante conductor de cobre de sección adecuada, para evitar que cada toma de tierra este en distinto potencial.

Todas las masas metálicas estarán conectadas a la malla de tierra mediante conductor de cobre desnudo de igual sección.

### **3.5.- PRODUCTOS NORMALIZADOS**

Los materiales deberán ser productos normales de fabricantes de reconocida solvencia. Cuando se requieran dos o más unidades de un mismo material, deberán ser producto de un mismo fabricante.

Todos los elementos y piezas necesarias del montaje van incluidos en los correspondientes módulos de racores, regletas, mando, control y embarrado de conexión de aparellaje y disyuntores.



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA

**Máster universitario en Ingeniería Industrial**

**Curso académico 2021/2022**

**DISEÑO Y ANÁLISIS DE  
VIABILIDAD ECONÓMICA DE  
UNA INSTALACIÓN EÓLICA  
OFFSHORE DE 50 MW  
UBICADA EN LA COSTA DE  
GRAN CANARIA**

**III. Análisis económico**

Autor

**Pablo Sahuquillo Gabaldón**

Tutor

**Carlos Afranio Vargas Salgado**



# ÍNDICE

<b>CAPÍTULO 1. ANÁLISIS ECONÓMICO</b>	99
<b>1.1.- Conceptos básicos.</b>	99
<b>1.2.- Inversión inicial.</b>	100
1.2.1.- Aerogeneradores.	100
1.2.2.- Plataformas.	101
1.2.3.- Sistemas de fondeo y anclaje.	101
1.2.4.- Infraestructura eléctrica.	101
1.2.5.- Estudios previos y tramitación.	102
1.2.6.- Mano de obra.	102
1.2.7.- Resumen coste inversión inicial.	102
<b>1.3.- Operaciones y mantenimiento.</b>	102
<b>1.4.- Impuestos.</b>	102
<b>1.5.- Amortización.</b>	103
<b>1.6.- Financiación.</b>	104
<b>1.7.- Ingresos.</b>	105
<b>1.8.- Cuenta de resultados.</b>	107
<b>1.9.- Resultados del análisis económico.</b>	109









# [CAPÍTULO 1. ANÁLISIS ECONÓMICO]

El análisis económico de la instalación diseñada resulta de vital importancia para determinar la viabilidad de ejecución del proyecto. Dado que es difícil estimar con exactitud los costes de desarrollo y ejecución del proyecto, así como las posibles variaciones del precio de la energía, el presente estudio económico se tomará como título informativo y los precios que aparecen serán meramente orientativos.

Este análisis se realiza en base a los parámetros financieros usualmente empleados para determinar la rentabilidad de la inversión necesaria para el desarrollo de un proyecto, el VAN y la TIR.

## 1.1.- CONCEPTOS BÁSICOS

- **Valor Actual Neto (VAN):** se trata de un método de valoración de las inversiones que puede definirse como la diferencia entre el valor actualizado de los cobros y de los pagos generados por una inversión. Proporciona una medida de la rentabilidad del proyecto analizado en valor absoluto; es decir, expresa la diferencia entre el valor actualizado de las unidades monetarias cobradas y pagadas.

Análiticamente se expresa como la diferencia entre el desembolso inicial (que no se actualiza ya que se genera en el momento actual) y el valor actualizado, al mismo momento, de los cobros y pagos futuros, a los que se denomina flujos de caja:

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{Q_j}{(1+k)^j} \quad [1.1]$$

donde:

$I_0$  es el valor del desembolso inicial.

$Q_j$  son los flujos netos de caja de cada período  $j$ .

$k$  es el tipo de descuento.

En función del valor obtenido en el VAN, se debe tomar una decisión distinta:

- $VAN > 0$ : el proyecto será rentable e interesa financieramente invertir en él.
  - $VAN = 0$ : el proyecto no genera ni pérdidas ni beneficios, resultando indiferente la realización del mismo.
  - $VAN < 0$ : el proyecto generará pérdidas económicas por lo que debe ser rechazado.
- **Tasa Interna de Retorno (TIR):** es un método de valoración de inversiones que mide la rentabilidad de los cobros y los pagos actualizados, generados por una inversión, en términos relativos, es decir en porcentaje.

Analíticamente se calcula despejando el tipo de descuento ( $k$ ) que iguala el VAN a cero:

$$-I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{Q_j}{(1 + TIR)^j} = 0 \quad [1.2]$$

La TIR permite determinar si una inversión es efectuable así como realizar la jerarquización entre varios proyectos. Cuanto mayor sea la TIR, mayor rentabilidad, de ese modo se utiliza utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. En función del valor que adopte la TIR con respecto a una tasa de referencia se podrá decir si es aceptable o no.

## 1.2.- INVERSIÓN INICIAL

La inversión inicial del proyecto tiene en cuenta todos aquellos aspectos para los cuales es necesario un desembolso económico previo al inicio de un proyecto. En su cálculo se debe considerar todos los costes esperados de acopio de material, mano de obra, estudios previos y de más costes asociados al desarrollo del proyecto los cuales se describen a continuación.

### 1.2.1.- Aerogeneradores

Para el parque eólico diseñado se requieren 5 turbinas de 10 MW de potencia nominal del modelo WT10000DD/190 de *Windtec*. Dado que no ha podido obtenerse un catálogo de precios de la compañía, se ha procedido a estimar un precio de los aerogeneradores en base a otros modelos similares de otros fabricantes. Así pues, se estima que el precio es de 0,66 M€ por MW, además, debe tenerse en cuenta el coste asociado al transporte e instalación de los mismos. En todos los costes de transporte mencionados se incluye el precio de alquiler de las embarcaciones necesarias.

**Tabla nº 23.- Costes de los aerogeneradores.**

Capítulo 01.- Aerogeneradores			37.726.000,00 €
Descripción	Cantidad (Ud.)	Precio (€/ud.)	Importe (€)
Aerogeneradores WT10000DD/190	5	6.600.000,00 €	33.000.000,00 €
Transporte	5	173.600,00 €	868.000,00 €
Instalación, ensayos y puesta en marcha	5	771.600,00 €	3.858.000,00 €

### 1.2.2.- Plataformas

En el caso de las plataformas, al igual que en los aerogeneradores, tampoco ha sido posible obtener un precio de la estructura ya que el diseño de la misma se realiza a medida por lo que varía en función de las características de la instalación. Se ha estimado un precio de 2.870.000 € por unidad en base a distintas búsquedas realizadas.

**Tabla nº 24.- Costes de las plataformas flotantes.**

<b>Capítulo 02.- Plataformas</b>			<b>16.537.000,00 €</b>
Descripción	Cantidad (Ud.)	Precio (€/ud.)	Importe (€)
Plataformas Windfloat	5	2.870.000,00 €	14.350.000,00 €
Transporte	5	277.800,00 €	1.389.000,00 €
Instalación	5	159.600,00 €	798.000,00 €

### 1.2.3.- Sistemas de fondeo y anclaje

Se ha considerado el coste de material para el anclaje y los costes asociados al transporte y, especialmente, al montaje, teniendo en cuenta todos los recursos materiales y operaciones necesarias.

**Tabla nº 25.- Costes de los sistemas de fondeo y anclaje.**

<b>Capítulo 03.- Sistema de fondeo</b>			<b>20.965.750,00 €</b>
Descripción	Cantidad (Ud.)	Precio (€/ud.)	Importe (€)
Anclaje	5	442.850,00 €	2.214.250,00 €
Transporte	5	1.190.000,00 €	5.950.000,00 €
Instalación	5	2.560.300,00 €	12.801.500,00 €

### 1.2.4.- Infraestructura eléctrica

Para la evacuación de la energía generada se requiere de la infraestructura eléctrica diseñada en el capítulo anterior. En este apartado se contabiliza una estimación de los costes asociados a los elementos seleccionados, su transporte e instalación. Además, en el presente trabajo no se ha podido profundizar en la elección de los elementos de protección, así como en el diseño de la puesta a tierra de la instalación, sin embargo, se deben tener en cuenta a la hora de determinar la rentabilidad de la instalación.

**Tabla nº 26.- Costes de la infraestructura eléctrica.**

<b>Capítulo 04.- Infraestructura eléctrica</b>			<b>22.070.000,00 €</b>
Descripción	Cantidad (Ud.)	Precio (€/ud.)	Importe (€)
Zanjas	1	7.131.000,00 €	7.131.000,00 €
Cableado	1	5.705.000,00 €	5.705.000,00 €
Aparamenta y puesta a tierra	1	5.348.000,00 €	5.348.000,00 €
Suministro e instalación	1	3.886.000,00 €	3.886.000,00 €

### 1.2.5.- Estudios previos y tramitación

Los estudios previos y la documentación necesaria para la tramitación del proyecto también han de ser contabilizados en la inversión. Dentro de este apartado se han incluido los costes de las concesiones administrativas procedentes y sus tramitaciones, desde la solicitud del permiso de acceso y conexión hasta llegar al Ready to Build. Además, se tienen en cuenta los costes de los estudios requeridos así como de la ingeniería necesaria para la realización del proyecto. Se estima que este coste ascendería a **5.517.500,00 €**.

### 1.2.6.- Mano de obra

En la planificación, desarrollo y ejecución del proyecto es necesario contratar a un gran número de operarios estimando el coste de la mano de obra contratada en **7.724.500,00 €**.

### 1.2.7.- Resumen coste inversión inicial

A continuación se muestra una tabla resumen con los componentes de la inversión inicial y sus costes asociados, así como una estimación del coste total.

**Tabla nº 27.- Resumen de costes totales del proyecto.**

<b>Capítulo 01.- Aerogeneradores</b>	<b>37.726.000,00 €</b>
<b>Capítulo 02.- Plataformas</b>	<b>16.537.000,00 €</b>
<b>Capítulo 03.- Sistemas de fondeo</b>	<b>20.965.750,00 €</b>
<b>Capítulo 04.- Infraestructura eléctrica</b>	<b>22.070.000,00 €</b>
<b>Capítulo 05.- Estudios previos y tramitación</b>	<b>5.517.500,00 €</b>
<b>Capítulo 06.- Mano de obra</b>	<b>7.724.500,00 €</b>
<b>Resumen presupuesto</b>	<b>110.540.750,00 €</b>

Tal y como se observa, la mayor parte de la inversión está destinada a la adquisición, transporte e instalación de los aerogeneradores, lo cual es razonable puesto que supone el pilar principal en el desarrollo y ejecución del proyecto.

## 1.3.- OPERACIONES Y MANTENIMIENTO

Además de los costes que supone la inversión inicial, también es necesario contabilizar otros costes contabilizados anualmente desde la explotación de la instalación. Los costes de operación y mantenimiento, incluyendo gastos administrativos y seguros, se contabilizan como un coste fijo y anual. Como medida preventiva, se ha sobreestimado este coste con tal de evitar posibles imprevistos así pues, se estiman en un 4% de la inversión inicial del proyecto por año, es decir, **4.421.630,00 €/año**.

## 1.4.- IMPUESTOS

Los impuestos o tasas a pagar, considerados han sido los siguientes:

- **Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE):** Según se indica en el Art. 8 de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, el impuesto se exigirá al tipo del 7% sobre la producción de energía anual.

- **Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO):** Esta tasa depende del término municipal en el que vaya a realizarse dicha construcción, instalación u obra. Según las normas subsidiarias del ayuntamiento de San Bartolomé de Tirajana, término municipal al cual pertenece la instalación diseñada, el tipo de gravamen es del 3,20% de la inversión inicial total.
- **Impuesto sobre Actividades Económicas (IAE):** Según se indica en el Epígrafe 151.4 del Real Decreto Legislativo 1175/1990, de 28 de septiembre, por el que se aprueban las tarifas y la instrucción del Impuesto sobre Actividades Económicas, se debe abonar 0,721215 €/kW.
- **Impuesto de Sociedades (IS):** Asumiendo que la compañía que lleva a cabo el proyecto es una Sociedad Anónima (S.A.), la tasa establecida para el IS es de un 25% sobre la base imponible.
- **Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA):** Este impuesto se incluye en los precios de adquisición del material y componentes.

### 1.5.- AMORTIZACIÓN

La amortización del proyecto se realiza de acuerdo con la tabla de coeficientes de amortización del Impuesto de Sociedades, la cual se encuentra en el Art. 12 de la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades. El cálculo se ha realizado para el coeficiente de amortización líneas máximo de la tabla, de manera fija. Se ha empleado este coeficiente debido a que se ha optado por una hipótesis más conservadora.

**Tabla nº 28.- Amortizaciones del inmovilizado material.**

Elemento	Coefficiente lineal máximo	Período de años máximo	Inversión realizada	Año 1	Valor residual 1	Año 2
Aerogeneradores	7%	30	37.726.000,00 €	2.640.820,00 €	35.085.180,00 €	2.640.820,00 €
Plataformas	7%	30	16.537.000,00 €	1.157.590,00 €	15.379.410,00 €	1.157.590,00 €
Sistemas de fondeo	7%	30	20.965.750,00 €	1.467.602,50 €	19.498.147,50 €	1.467.602,50 €
Cables	7%	30	5.705.000,00 €	399.350,00 €	5.305.650,00 €	399.350,00 €
<b>Total amortizado</b>				5.665.362,50 €		5.665.362,50 €

Valor residual 2	Año 3	Valor residual 3	Año 4	Valor residual 4	Año 5	Valor residual 5
32.444.360,00 €	2.640.820,00 €	29.803.540,00 €	2.640.820,00 €	27.162.720,00 €	2.640.820,00 €	24.521.900,00 €
14.221.820,00 €	1.157.590,00 €	13.064.230,00 €	1.157.590,00 €	11.906.640,00 €	1.157.590,00 €	10.749.050,00 €
18.030.545,00 €	1.467.602,50 €	16.562.942,50 €	1.467.602,50 €	15.095.340,00 €	1.467.602,50 €	13.627.737,50 €
4.906.300,00 €	399.350,00 €	4.506.950,00 €	399.350,00 €	4.107.600,00 €	399.350,00 €	3.708.250,00 €
	5.665.362,50 €		5.665.362,50 €		5.665.362,50 €	

Año 6	Valor residual 6	Año 7	Valor residual 7	Año 8	Valor residual 8	Año 9
2.640.820,00 €	21.881.080,00 €	2.640.820,00 €	19.240.260,00 €	2.640.820,00 €	16.599.440,00 €	2.640.820,00 €
1.157.590,00 €	9.591.460,00 €	1.157.590,00 €	8.433.870,00 €	1.157.590,00 €	7.276.280,00 €	1.157.590,00 €



1.467.602,50 €	12.160.135,00 €	1.467.602,50 €	10.692.532,50 €	1.467.602,50 €	9.224.930,00 €	1.467.602,50 €
399.350,00 €	3.308.900,00 €	399.350,00 €	2.909.550,00 €	399.350,00 €	2.510.200,00 €	399.350,00 €

5.665.362,50 €		5.665.362,50 €		5.665.362,50 €		5.665.362,50 €
----------------	--	----------------	--	----------------	--	----------------

Valor residual 9	Año 10	Valor residual 10	Año 11	Valor residual 11	Año 12	Valor residual 12
13.958.620,00 €	2.640.820,00 €	11.317.800,00 €	2.640.820,00 €	8.676.980,00 €	2.640.820,00 €	6.036.160,00 €
6.118.690,00 €	1.157.590,00 €	4.961.100,00 €	1.157.590,00 €	3.803.510,00 €	1.157.590,00 €	2.645.920,00 €
7.757.327,50 €	1.467.602,50 €	6.289.725,00 €	1.467.602,50 €	4.822.122,50 €	1.467.602,50 €	3.354.520,00 €
2.110.850,00 €	399.350,00 €	1.711.500,00 €	399.350,00 €	1.312.150,00 €	399.350,00 €	912.800,00 €

	5.665.362,50 €		5.665.362,50 €		5.665.362,50 €	
--	----------------	--	----------------	--	----------------	--

Año 13	Valor residual 13	Año 14	Valor residual 14	Año 15	Valor residual 15
2.640.820,00 €	3.395.340,00 €	2.640.820,00 €	754.520,00 €	754.520,00 €	- €
1.157.590,00 €	1.488.330,00 €	1.157.590,00 €	330.740,00 €	330.740,00 €	- €
1.467.602,50 €	1.886.917,50 €	1.467.602,50 €	419.315,00 €	419.315,00 €	- €
399.350,00 €	513.450,00 €	399.350,00 €	114.100,00 €	114.100,00 €	- €

5.665.362,50 €		5.665.362,50 €		1.618.675,00 €	
----------------	--	----------------	--	----------------	--

Así pues, en el año 15 en el que el parque esté en funcionamiento, es decir, en el año 2040 (suponiendo que el período de tramitación hasta llegar al Ready to Build es de 2,5 años y después hay un período de 6 meses para la construcción del proyecto), se amortizarían todos los bienes inmuebles definidos. La vida útil de la instalación se estima en 20 años por lo que, al llegar a esta fase se habrían amortizado por completo los bienes inmuebles involucrados.

## 1.6.- FINANCIACIÓN

El método de financiación considerado ha sido, financiar el 50% de la inversión inicial a partir de fondos propios de la compañía que desarrollaría el proyecto y por otro lado, el resto se financiaría mediante un préstamo concedido por una entidad financiera. Esto quiere decir que, se solicitaría un préstamo por valor de 55.270.375,00 € con una Tasa Anual Equivalente del 3%, a devolver en 15 años y con cuotas de amortización constantes.

Teniendo en cuenta lo mencionado en el párrafo anterior, a continuación se presentan las cuotas junto con los intereses que deben pagarse anualmente.

**Tabla nº 29.- Desglose de intereses de la financiación externa.**

Pagos	Capital vivo	Cuota de intereses/año	Cuota de amortización constante	Capital amortizado
0	55.270.375,00 €	- €	- €	- €
1	51.585.683,33 €	1.658.111,25 €	3.684.691,67 €	3.684.691,67 €
2	47.900.991,67 €	1.547.570,50 €	3.684.691,67 €	7.369.383,33 €
3	44.216.300,00 €	1.437.029,75 €	3.684.691,67 €	11.054.075,00 €
4	40.531.608,33 €	1.326.489,00 €	3.684.691,67 €	14.738.766,67 €

5	36.846.916,67 €	1.215.948,25 €	3.684.691,67 €	18.423.458,33 €
6	33.162.225,00 €	1.105.407,50 €	3.684.691,67 €	22.108.150,00 €
7	29.477.533,33 €	994.866,75 €	3.684.691,67 €	25.792.841,67 €
8	25.792.841,67 €	884.326,00 €	3.684.691,67 €	29.477.533,33 €
9	22.108.150,00 €	773.785,25 €	3.684.691,67 €	33.162.225,00 €
10	18.423.458,33 €	663.244,50 €	3.684.691,67 €	36.846.916,67 €
11	14.738.766,67 €	552.703,75 €	3.684.691,67 €	40.531.608,33 €
12	11.054.075,00 €	442.163,00 €	3.684.691,67 €	44.216.300,00 €
13	7.369.383,33 €	331.622,25 €	3.684.691,67 €	47.900.991,67 €
14	3.684.691,67 €	221.081,50 €	3.684.691,67 €	51.585.683,33 €
15	-0,00 €	110.540,75 €	3.684.691,67 €	55.270.375,00 €
<b>TOTAL</b>		13.264.890,00 €	55.270.375,00 €	<b>68.535.265,00 €</b>

Con todo ello, se presenta la siguiente tabla resumen de las características principales del préstamo:

**Tabla nº 30.- Características generales del préstamo solicitado.**

<b>Valor del capital pagado</b>	55.270.375,00 €
<b>TAE</b>	3%
<b>Número de años</b>	15
<b>Períodos de pago</b>	180
<b>Total interés a pagar</b>	13.264.890,00 €
<b>Total a devolver a la entidad financiera</b>	68.535.265,00 €

## 1.7.- INGRESOS

Tal y como se ha comentado anteriormente, la vida útil de la instalación se ha estimado en 20 años. Para la estimación de los ingresos a lo largo de los años en los que el parque produzca energía, ha sido necesario calcular la producción de energía anual en el lugar donde se ubica la instalación y a la altura a la que se instalen los aerogeneradores (ver Apartado 3.2.3 de la Memoria descriptiva). Teniendo en cuenta el proceso descrito se ha obtenido una producción de energía total del parque de 216.611 MWh/año.

A partir del valor anterior, se procede a realizar el cálculo de los ingresos esperados, para ello, es necesario estimar el precio de venta de la energía eléctrica en España. Desde el año 2021 se ha el precio de la electricidad ha experimentado un crecimiento exponencial debido a los distintos conflictos y crisis que existen hoy en día, pasando de 70,29 €/MWh en enero a 252,24 €/MWh en diciembre de ese mismo año. Dado que no se prevé, a corto plazo, un gran descenso de los valores alcanzados actualmente, se procede a estimar el precio medio a partir de los valores mensuales recopilados desde mayo de 2021 hasta febrero de 2022.

**Tabla nº 31.- Precio medio de la energía eléctrica en España.**

<b>Año</b>	<b>Precio (€/MWh)</b>
Mayo 2021	74,09
Junio 2021	87,26

Julio 2021	86,41
Agosto 2021	111,35
Septiembre 2021	160,76
Octubre 2021	209,78
Noviembre 2021	203,85
Diciembre 2021	252,24
Enero 2022	210,09
Febrero 2022	205,80

<b>Media</b>	150,16 €/MWh
--------------	--------------

La estimación para los 20 años de vida útil de la instalación ha resultado ser de 150,16 €/MWh. Obviamente este no será el precio real, sin embargo, se va a realizar una previsión a partir de 2026, momento en el que el parque comenzaría a producir energía, hasta el final de su vida útil en 2045. Para ello, se opta por una visión pesimista en la cual el precio de la energía eléctrica sufre un descenso hasta estabilizarse en un precio medio aproximado a la tendencia de años anteriores a la crisis energética.

**Tabla nº 32.- Precio estimado de la energía eléctrica (2026-2045).**

Año	Precio (€/MWh)	Año	Precio (€/MWh)
2026	150,16 €	2036	89,91 €
2027	120,13 €	2037	87,21 €
2028	96,10 €	2038	84,60 €
2029	91,30 €	2039	82,06 €
2030	86,73 €	2040	79,60 €
2031	82,40 €	2041	83,58 €
2032	78,28 €	2042	87,76 €
2033	81,41 €	2043	89,91 €
2034	85,48 €	2044	88,11 €
2035	89,75 €	2045	84,59 €

Teniendo en cuenta los precios de la energía eléctrica presentados en la tabla anterior y multiplicándolos por la generación de energía neta esperada, se pueden deducir los ingresos anuales estimados debido a la producción de energía del parque eólico.

**Tabla nº 33.- Ingresos brutos obtenidos a lo largo de la vida útil del parque eólico.**

Año	Ingresos brutos (€/año)	Año	Ingresos brutos (€/año)
2026	32.526.253,70 €	2036	19.475.462,64 €
2027	26.021.002,96 €	2037	18.891.198,76 €
2028	20.816.802,37 €	2038	18.324.462,80 €
2029	19.775.962,25 €	2039	17.774.728,92 €
2030	18.787.164,14 €	2040	17.241.487,05 €
2031	17.847.805,93 €	2041	18.103.561,40 €

2032	16.955.415,64 €
2033	17.633.632,26 €
2034	18.515.313,87 €
2035	19.441.079,57 €

2042	19.008.739,47 €
2043	19.475.462,64 €
2044	19.085.953,39 €
2045	18.322.515,25 €

## 1.8.- CUENTA DE RESULTADOS

Una vez determinado el flujo de ingresos anual, se puede representar la cuenta de resultados. Para ello, se deben tener en cuenta todos los costes, tasas e impuestos mencionados en apartados anteriores para así obtener el beneficio neto en cada período hasta alcanzar la vida útil del proyecto.

**Tabla nº 34.- Cuenta de resultados.**

	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Energía producida (MWh/año)</b>		216.611	216.611	216.611	216.611
<b>Precio (€/MWh)</b>		150,16 €	120,13 €	96,10 €	91,30 €
<b>Ingresos (€/año)</b>		32.526.253,70 €	26.021.002,96 €	20.816.802,37 €	19.775.962,25 €
<b>Inversión inicial (€)</b>	<b>-110.540.750,00 €</b>				
<b>Costes O&amp;M (€/año)</b>		4.421.630,00 €	4.421.630,00 €	4.421.630,00 €	4.421.630,00 €
<b>EBITDA</b>		28.104.623,70 €	21.599.372,96 €	16.395.172,37 €	15.354.332,25 €
<b>Amortización</b>		5.665.362,50 €	5.665.362,50 €	5.665.362,50 €	5.665.362,50 €
<b>BAII</b>		22.439.261,20 €	15.934.010,46 €	10.729.809,87 €	9.688.969,75 €
<b>Gastos financieros</b>		1.658.111,25 €	1.547.570,50 €	1.437.029,75 €	1.326.489,00 €
<b>BAI</b>		20.781.149,95 €	14.386.439,96 €	9.292.780,12 €	8.362.480,75 €
<b>IVPEE</b>		2.276.837,76 €	1.821.470,21 €	1.457.176,17 €	1.384.317,36 €
<b>ICIO</b>		3.537.304,00 €			
<b>IAE</b>		36.060,75 €	36.060,75 €	36.060,75 €	36.060,75 €
<b>IS</b>		3.117.172,49 €	3.596.609,99 €	2.323.195,03 €	2.090.620,19 €
<b>Beneficio neto (€/año)</b>		11.813.774,95 €	8.932.299,01 €	5.476.348,17 €	4.851.482,46 €

2030	2031	2032	2033	2034	2035
216.611	216.611	216.611	216.611	216.611	216.611
86,73 €	82,40 €	78,28 €	81,41 €	85,48 €	89,75 €
18.787.164,14 €	17.847.805,93 €	16.955.415,64 €	17.633.632,26 €	18.515.313,87 €	19.441.079,57 €
4.421.630,00 €	4.421.630,00 €	4.421.630,00 €	4.421.630,00 €	4.421.630,00 €	4.421.630,00 €
14.365.534,14 €	13.426.175,93 €	12.533.785,64 €	13.212.002,26 €	14.093.683,87 €	15.019.449,57 €
5.665.362,50 €	5.665.362,50 €	5.665.362,50 €	5.665.362,50 €	5.665.362,50 €	5.665.362,50 €
8.700.171,64 €	7.760.813,43 €	6.868.423,14 €	7.546.639,76 €	8.428.321,37 €	9.354.087,07 €
1.215.948,25 €	1.105.407,50 €	994.866,75 €	884.326,00 €	773.785,25 €	663.244,50 €

7.484.223,39 €	6.655.405,93 €	5.873.556,39 €	6.662.313,76 €	7.654.536,12 €	8.690.842,57 €
1.315.101,49 €	1.249.346,42 €	1.186.879,09 €	1.234.354,26 €	1.296.071,97 €	1.360.875,57 €
36.060,75 €	36.060,75 €	36.060,75 €	36.060,75 €	36.060,75 €	36.060,75 €
1.871.055,85 €	1.663.851,48 €	1.468.389,10 €	1.665.578,44 €	1.913.634,03 €	2.172.710,64 €
4.262.005,30 €	3.706.147,28 €	3.182.227,44 €	3.726.320,31 €	4.408.769,37 €	5.121.195,61 €

2036	2037	2038	2039	2040	2041
216.611	216.611	216.611	216.611	216.611	216.611
89,91 €	87,21 €	84,60 €	82,06 €	79,60 €	83,58 €
19.475.462,64 €	18.891.198,76 €	18.324.462,80 €	17.774.728,92 €	17.241.487,05 €	18.103.561,40 €
4.421.630,00 €	4.421.630,00 €	4.421.630,00 €	4.421.630,00 €	4.421.630,00 €	4.421.630,00 €
15.053.832,64 €	14.469.568,76 €	13.902.832,80 €	13.353.098,92 €	12.819.857,05 €	13.681.931,40 €
5.665.362,50 €	5.665.362,50 €	5.665.362,50 €	5.665.362,50 €	1.618.675,00 €	0,00 €
9.388.470,14 €	8.804.206,26 €	8.237.470,30 €	7.687.736,42 €	11.201.182,05 €	13.681.931,40 €
552.703,75 €	442.163,00 €	331.622,25 €	221.081,50 €	110.540,75 €	0,00 €
8.835.766,39 €	8.362.043,26 €	7.905.848,05 €	7.466.654,92 €	11.090.641,30 €	13.681.931,40 €
1.363.282,38 €	1.322.383,91 €	1.282.712,40 €	1.244.231,02 €	1.206.904,09 €	1.267.249,30 €
36.060,75 €	36.060,75 €	36.060,75 €	36.060,75 €	36.060,75 €	36.060,75 €
2.208.941,60 €	2.090.510,82 €	1.976.462,01 €	1.866.663,73 €	2.772.660,32 €	3.420.482,85 €
5.227.481,66 €	4.913.087,78 €	4.610.612,89 €	4.319.699,41 €	7.075.016,13 €	8.958.138,50 €

2042	2043	2044	2045
216.611	216.611	216.611	216.611
87,76 €	89,91 €	88,11 €	84,59 €
19.008.739,47 €	19.475.462,64 €	19.085.953,39 €	18.322.515,25 €
4.421.630,00 €	4.421.630,00 €	4.421.630,00 €	4.421.630,00 €
14.587.109,47 €	15.053.832,64 €	14.664.323,39 €	13.900.885,25 €
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
14.587.109,47 €	15.053.832,64 €	14.664.323,39 €	13.900.885,25 €
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
14.587.109,47 €	15.053.832,64 €	14.664.323,39 €	13.900.885,25 €
1.330.611,76 €	1.363.282,38 €	1.336.016,74 €	1.282.576,07 €
36.060,75 €	36.060,75 €	36.060,75 €	36.060,75 €
3.646.777,37 €	3.763.458,16 €	3.666.080,85 €	3.475.221,31 €
9.573.659,59 €	9.891.031,35 €	9.626.165,05 €	9.107.027,12 €

Como puede verse, el beneficio neto obtenido es positivo para todos los años de vida útil de la instalación, lo cual es un factor muy beneficioso de cara a la rentabilidad de la inversión. Generalmente, en este tipo de proyectos, suele darse la situación en que los primeros años se sufren pérdidas, sin embargo, dado que el precio de venta de la energía es tan alto al inicio del período, esto provoca que justamente que en estos años se generen altos beneficios.

## 1.9.- RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

Previamente al cálculo del VAN y la TIR, se deben determinar los flujos de caja en cada período contabilizando la amortización, ya que se trata de un gasto que no sale de caja.

**Tabla nº 35.- Flujos de caja.**

Año	Inversión inicial (€)	Beneficio neto (€)	Amortización (€)	Flujo neto de caja (€)
2025	-110.540.750,00 €	- €	- €	-110.540.750,00 €
2026		11.813.774,95 €	5.665.362,50 €	17.479.137,45 €
2027		8.932.299,01 €	5.665.362,50 €	14.597.661,51 €
2028		5.476.348,17 €	5.665.362,50 €	11.141.710,67 €
2029		4.851.482,46 €	5.665.362,50 €	10.516.844,96 €
2030		4.262.005,30 €	5.665.362,50 €	9.927.367,80 €
2031		3.706.147,28 €	5.665.362,50 €	9.371.509,78 €
2032		3.182.227,44 €	5.665.362,50 €	8.847.589,94 €
2033		3.726.320,31 €	5.665.362,50 €	9.391.682,81 €
2034		4.408.769,37 €	5.665.362,50 €	10.074.131,87 €
2035		5.121.195,61 €	5.665.362,50 €	10.786.558,11 €
2036		5.227.481,66 €	5.665.362,50 €	10.892.844,16 €
2037		4.913.087,78 €	5.665.362,50 €	10.578.450,28 €
2038		4.610.612,89 €	5.665.362,50 €	10.275.975,39 €
2039		4.319.699,41 €	5.665.362,50 €	9.985.061,91 €
2040		7.075.016,13 €	1.618.675,00 €	8.693.691,13 €
2041		8.958.138,50 €	- €	8.958.138,50 €
2042		9.573.659,59 €	- €	9.573.659,59 €
2043		9.891.031,35 €	- €	9.891.031,35 €
2044		9.626.165,05 €	- €	9.626.165,05 €
2045		9.107.027,12 €	- €	9.107.027,12 €

Los valores de la tabla anterior se emplean para el cálculo del VAN y la TIR, además, para el cálculo del VAN se ha tenido en cuenta una tasa de descuento del 5%. Con todo ello, se obtienen los siguientes resultados del análisis económico.

**Tabla nº 36.- Resultados del análisis económico (VAN y TIR).**

<b>VAN</b>	<b>24.721.569,69 €</b>
<b>TIR</b>	<b>7,77%</b>

Comparando los resultados obtenidos con los criterios comentados se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- VAN: para los valores seleccionados (financiamiento del 50% a devolver en 15 años y una tasa de descuento para el cálculo del VAN de 5%), el VAN resulta **positivo**, lo cual significa que, **la inversión es rentable** e interesa invertir en el proyecto ya que **va a generar beneficios**.
- TIR: el valor de la TIR es **superior al valor de la tasa de descuento** (5%), lo cual indica que **el proyecto tiene una mayor rentabilidad** y, por lo tanto, **la inversión es recomendable**.

En el análisis económico realizado, se ha tenido en cuenta una visión futura pesimista en lo referido al precio de venta de la energía. Además, se debe tener en cuenta que, el recurso eólico empleado para la simulación de la producción anual de energía es inferior al esperado en la zona de implantación. Esto se traduce en que la producción energética real sería mayor, lo que conllevaría a generar más ingresos por lo que la rentabilidad de la inversión sería aún mayor a la esperada.

Otro parámetro de interés a la hora de realizar un análisis económico es conocer el valor del *Payback*, el cual indica el período de tiempo necesario para recuperar la inversión inicial.

**Tabla nº 37.- Cálculo del Payback.**

Año	Flujo neto de caja (€)	Flujo de caja acumulado (€)
2025	-110.540.750,00 €	-110.540.750,00 €
2026	17.479.137,45 €	-93.061.612,55 €
2027	14.597.661,51 €	-78.463.951,04 €
2028	11.141.710,67 €	-67.322.240,36 €
2029	10.516.844,96 €	-56.805.395,41 €
2030	9.927.367,80 €	-46.878.027,60 €
2031	9.371.509,78 €	-37.506.517,82 €
2032	8.847.589,94 €	-28.658.927,88 €
2033	9.391.682,81 €	-19.267.245,06 €
2034	10.074.131,87 €	-9.193.113,19 €
2035	10.786.558,11 €	1.593.444,91 €
2036	10.892.844,16 €	12.486.289,07 €
2037	10.578.450,28 €	23.064.739,36 €
2038	10.275.975,39 €	33.340.714,75 €
2039	9.985.061,91 €	43.325.776,66 €
2040	8.693.691,13 €	52.019.467,79 €
2041	8.958.138,50 €	60.977.606,29 €
2042	9.573.659,59 €	70.551.265,88 €
2043	9.891.031,35 €	80.442.297,23 €
2044	9.626.165,05 €	90.068.462,29 €
2045	9.107.027,12 €	99.175.489,41 €

<b>PAYBACK</b>	<b>10,85 años</b>
----------------	-------------------

Como ya se ha comentado, se espera que la vida útil del proyecto sea de 20 años, por lo tanto, tener un valor del *Payback* de 10,85 años es muy beneficioso ya que, la inversión se recupera en su totalidad prácticamente a la mitad de la vida útil y en la segunda mitad se generan únicamente beneficios.







UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA

**Máster universitario en Ingeniería Industrial**

**Curso académico 2021/2022**

**DISEÑO Y ANÁLISIS DE  
VIABILIDAD ECONÓMICA DE  
UNA INSTALACIÓN EÓLICA  
OFFSHORE DE 50 MW  
UBICADA EN LA COSTA DE  
GRAN CANARIA**

**IV. Planos**

Autor

**Pablo Sahuquillo Gabaldón**

Tutor

**Carlos Afranio Vargas Salgado**



# ÍNDICE

**Plano 01.- Localización y emplazamiento.**

**Plano 02.- Planta general del Parque Eólico.**

**Plano 03.- Trazado de interconexión.**

**Plano 04.- Conjunto aerogenerador y plataforma flotante.**

**Plano 05.- Esquema unifilar aerogenerador.**




**Plano 06.- Esquema unifilar simplificado.**

**Plano 07.- Parcelas afectadas y zanja de la línea de evacuación.**





**LEYENDA DE SÍMBOLOS**

-  AEROGENERADOR PARQUE EÓLICO
-  SET "LAS SALINAS DEL MATORRAL" 66 kV
-  LAT 66 kV

TRABAJO FINAL DE MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL



Proyecto:

DISEÑO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA DE UNA INSTALACIÓN EÓLICA OFFSHORE DE 50 MW DE POTENCIA UBICADA EN LA COSTA DE GRAN CANARIA

Fecha:

Junio 2022

Escala:

1/50.000

Plano:

Localización y emplazamiento

Pablo Sahuquillo Gabaldón  
Autor proyecto





**LEYENDA DE SÍMBOLOS**

- AEROGENERADOR
- SET 66 kV

**COORDENADAS AEROGENERADORES  
PE DE 50 MW  
WGS 84/UTM zone 28N**

AEG Nº	Coord. X	Coord. Y
WT 1	458.097,5500	3.067.217,4800
WT 2	456.770,4800	3.067.916,9400
WT 3	459.460,2800	3.068.195,2300
WT 4	458.133,2000	3.068.894,4200
WT 5	456.806,1300	3.069.593,6100

**COORDENADAS SUBESTACIÓN 66 kV  
WGS 84/UTM zone 28N**

SET	Coord. X	Coord. Y
MATORRAL 66	456.833,2300	3.076.178,7900

TRABAJO FINAL DE MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL



Proyecto:

**DISEÑO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA DE UNA INSTALACIÓN EÓLICA OFFSHORE DE 50 MW DE POTENCIA UBICADA EN LA COSTA DE GRAN CANARIA**

Fecha:

Junio 2022

Escala:

1/50.000

Plano:

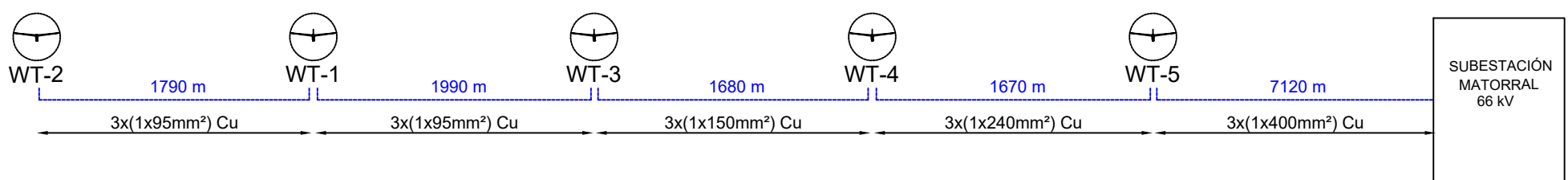
Planta general del parque eólico

Nº Plano:

Pablo Sahuquillo Gabaldón  
Autor proyecto

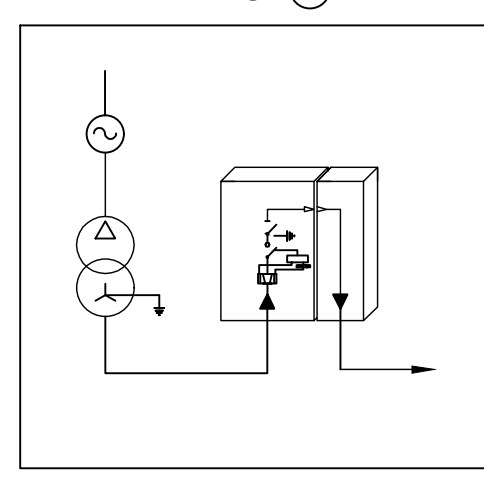
CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

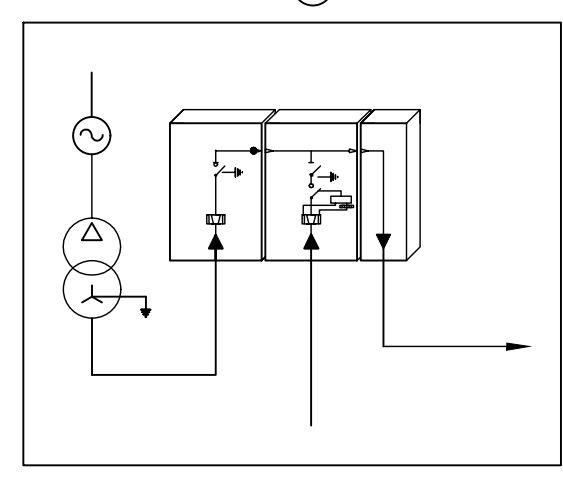


SET "LAS SALINAS DEL MATORRAL" 66 kV

UNIFILAR CENTRO DE TRANSFORMACIÓN INTERIOR AEROGENERADOR TIPO (A)

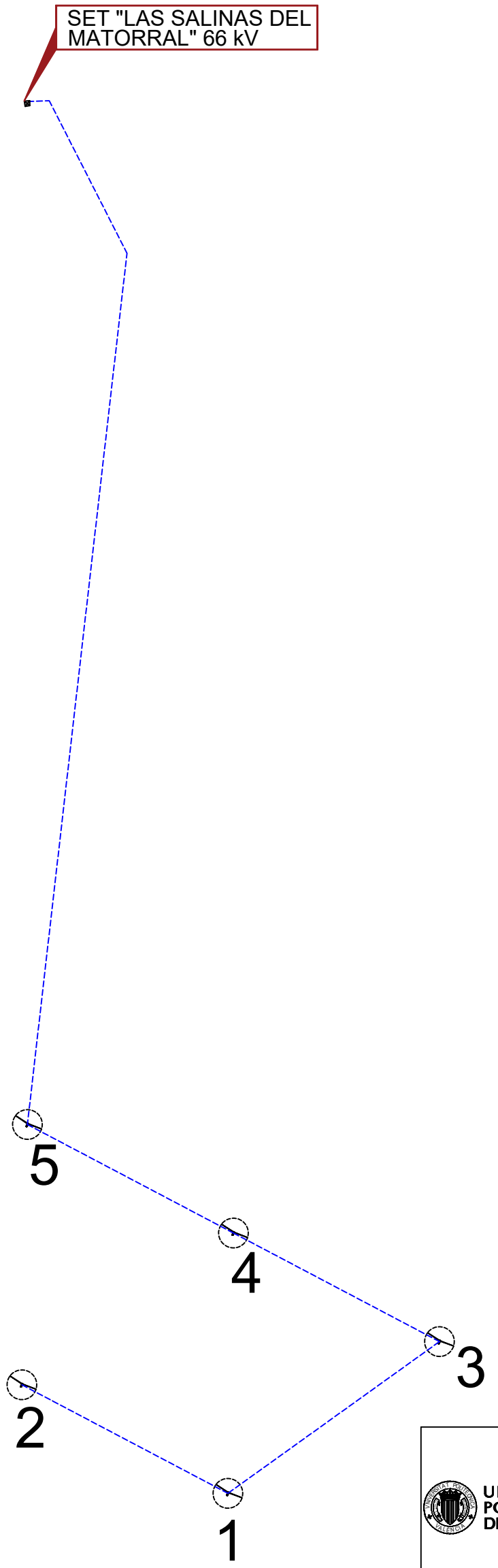


UNIFILAR CENTRO DE TRANSFORMACIÓN INTERIOR AEROGENERADOR TIPO (B)



LEYENDA DE SÍMBOLOS

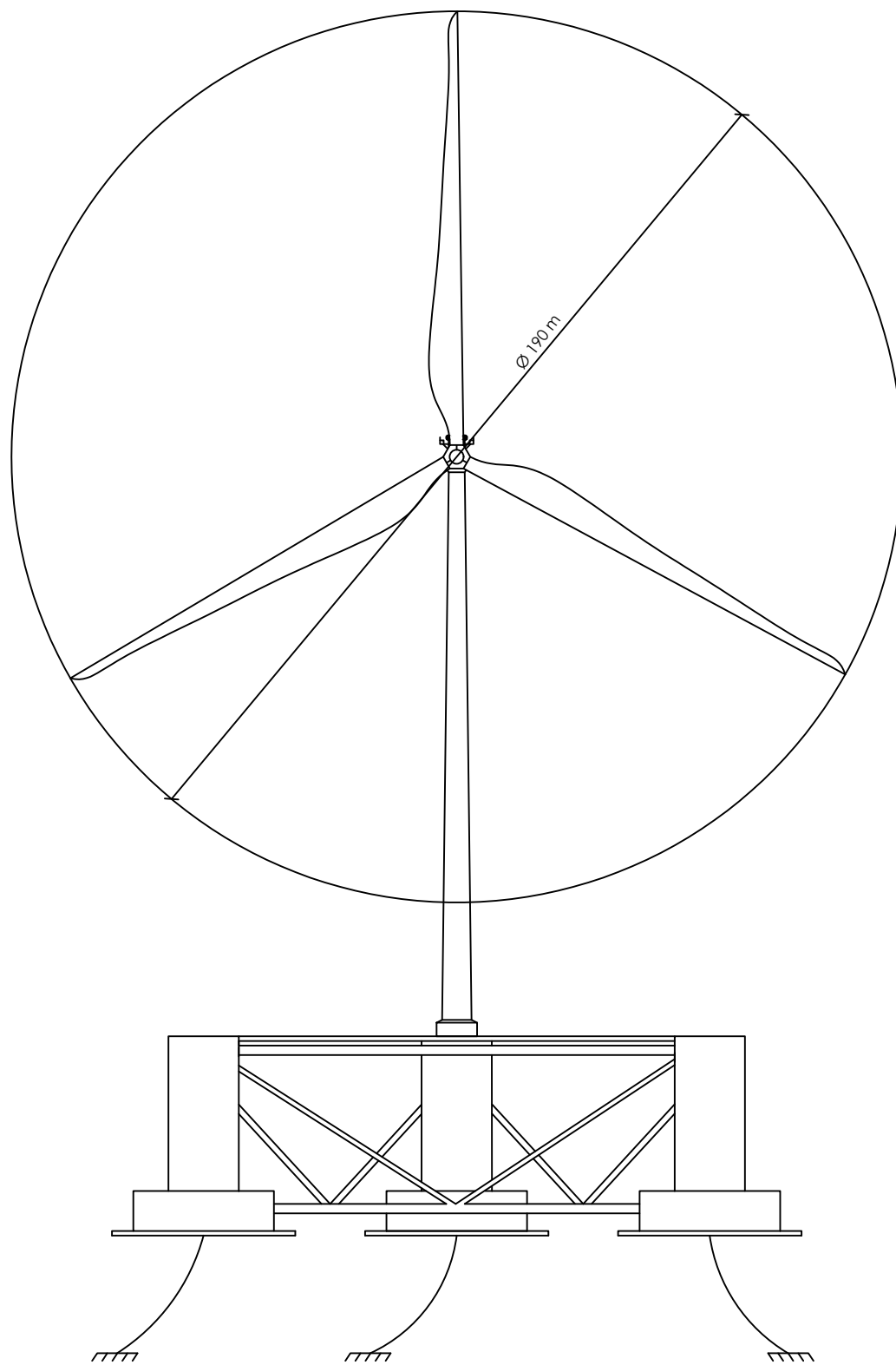
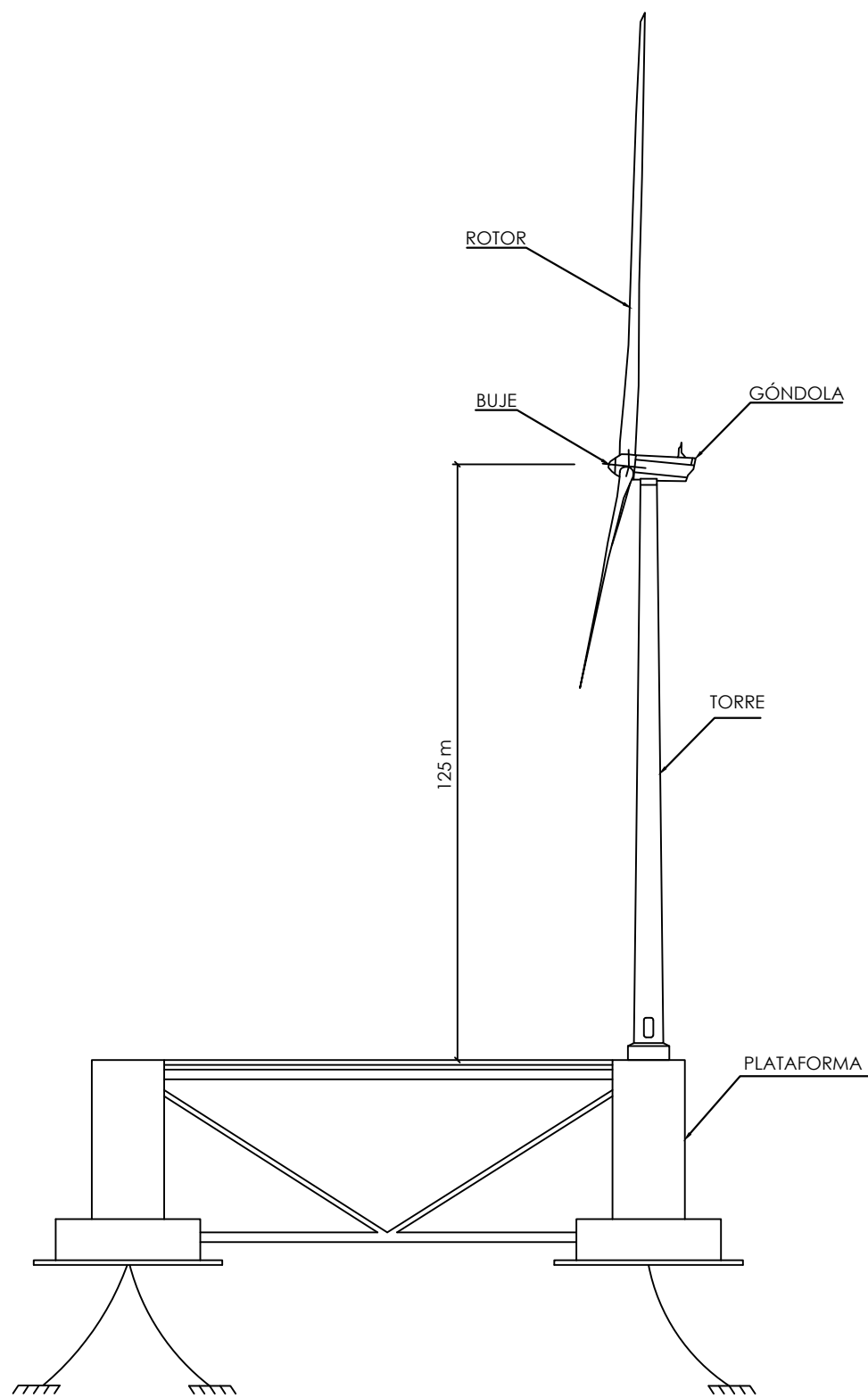
— LAT Evacuación 66 kV




UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA
   
 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA
   
 Pablo Sahuquillo Gabaldón
   
 Autor proyecto

Proyecto: DISEÑO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA DE UNA INSTALACIÓN EÓLICA OFFSHORE DE 50 MW DE POTENCIA UBICADA EN LA COSTA DE GRAN CANARIA
   
 Fecha: Junio 2022
   
 Escala: S.E.
   
 Plano: Trazado de interconexión
   
 N° Plano:






**Modelo:** WT10000DD/190  
**Fabricante:** Windtec  
**Potencia nominal:** 10 MW  
**Diámetro de rotor:** 190 m  
**Altura de buje:** 125 m  
**Plataforma flotante:** Windfloat



**UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA**

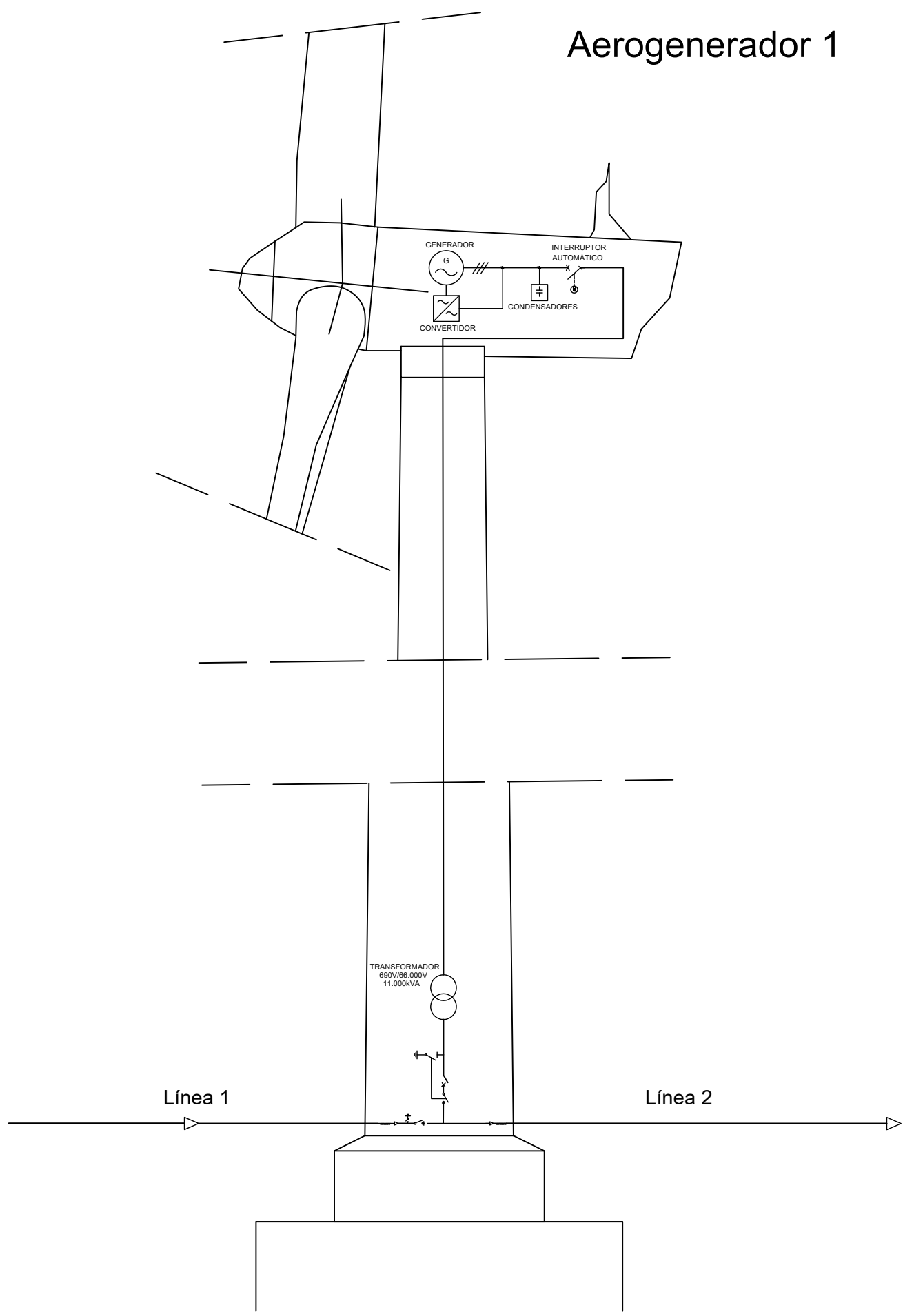


**ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIERÍA  
INDUSTRIAL VALENCIA**

Pablo Sahuquillo Gabaldón  
Autor proyecto

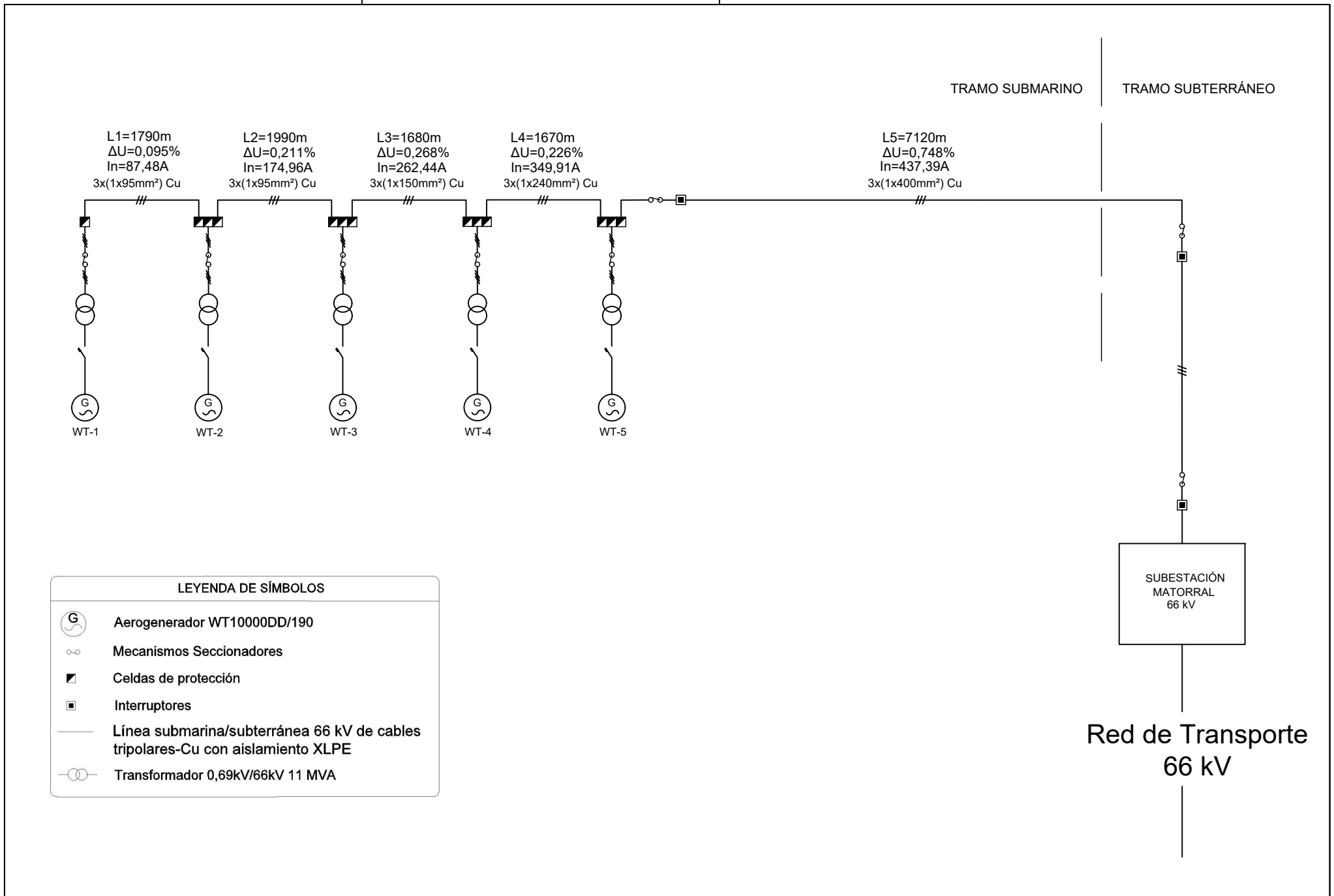
Proyecto:	
DISEÑO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA DE UNA INSTALACIÓN EÓLICA OFFSHORE DE 50 MW DE POTENCIA UBICADA EN LA COSTA DE GRAN CANARIA	
Fecha:	Escala:
Junio 2022	S.E.
Plano:	Nº Plano:
Conjunto aerogenerador y plataforma flotante	

# Aerogenerador 1



CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



**LEYENDA DE SÍMBOLOS**

	Aerogenerador WT10000DD/190
	Mecanismos Seccionadores
	Celdas de protección
	Interruptores
	Línea submarina/subterránea 66 kV de cables tripolares-Cu con aislamiento XLPE
	Transformador 0,69kV/66kV 11 MVA

<p>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</p> <p>ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA</p>	<p>TRABAJO FINAL DE MASTER EN INGENIERIA INDUSTRIAL</p> <p>Proyecto: DISEÑO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA DE UNA INSTALACIÓN EÓLICA OFFSHORE DE 50 MW DE POTENCIA UBICADA EN LA COSTA DE GRAN CANARIA</p>	<p>Plano: Esquema unifilar simplificado</p>	<p>Fecha: Junio 2022</p>	<p>Nº Plano: 6</p>
		<p>Autor: Pablo Sahuquillo Gabaldón</p>	<p>Escala: S.E.</p>	<p>6</p>

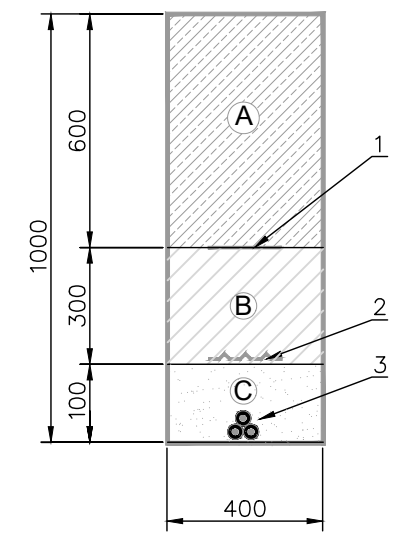




### LEYENDA DE SÍMBOLOS

- SET LAS SALINAS DEL MATORRAL
- LAT 66 kV EN PROYECTO
- PARCELA (T.M.: San Bartolomé de Tirajana)
- POLÍGONO IDENTIFICACIÓN PARCELARIA
- PARCELA

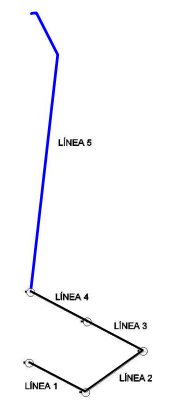
SECCIÓN DE ZANJA DE LA LÍNEA 5



### LEYENDA

Ⓐ COMPACTADO MECÁNICO MATERIAL SELECCIONADO DE LA EXCAVACIÓN	① CINTA SEÑALIZACIÓN
Ⓑ COMPACTADO MANUAL MATERIAL SELECCIONADO DE LA EXCAVACIÓN	② PLACA SEÑALIZACIÓN PROTECCIÓN
Ⓒ ARENA LAVADA DE RÍO	③ CONDUCTORES 66 kV

ESQUEMA DE LA LÍNEA



TRABAJO FINAL DE MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL



Proyecto:

**DISEÑO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA DE UNA INSTALACIÓN EÓLICA OFFSHORE DE 50 MW DE POTENCIA UBICADA EN LA COSTA DE GRAN CANARIA**

Fecha:

Junio 2022

Escala:

1/5.000

Plano:

Parcela afectada y zanja de la línea de evacuación

Nº Plano:

Pablo Sahuquillo Gabaldón  
Autor proyecto





UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA

**Máster universitario en Ingeniería Industrial**

**Curso académico 2021/2022**

**DISEÑO Y ANÁLISIS DE  
VIABILIDAD ECONÓMICA DE  
UNA INSTALACIÓN EÓLICA  
OFFSHORE DE 50 MW  
UBICADA EN LA COSTA DE  
GRAN CANARIA**

**ANEXOS**

Autor

**Pablo Sahuquillo Gabaldón**

Tutor

**Carlos Afranio Vargas Salgado**



# ÍNDICE

**Anexo 1.- Hojas de características.**





# SeaTitan™ 10 MW Wind Turbine

## Maximum power per tower for offshore environment

AMSC's Windtec Solutions include wind turbine designs that enable our partners to launch best-in-class wind turbines quickly, effectively and profitably. Providing a path to significantly lower the cost of offshore wind power, AMSC is developing the SeaTitan wind turbine to maximize "power per tower." With the ability to produce 10 MW of power or more, the SeaTitan model promises to be the world's most powerful turbine. It is based on a lighter weight and highly reliable direct drive design, ensuring a perfect fit for the harsh offshore operational conditions.

### Superconductor generator eliminates tolerance and deformation issues

The SeaTitan wind turbine design employs a high temperature superconductor (HTS) generator, which is significantly smaller and lighter than a generator using conventional technologies. The superconductor generator has a large air gap to eliminate issues with tolerance, deformation and rare earth material availability. The generator is integrated as part of the turbine and decoupled from the load-carrying components. Generator torque is transferred directly from the stator to the mainframe.

### Amperium® wire is key to low cost and light weight

AMSC's Amperium wire is used for the HTS rotors instead of copper wire. These wires can carry over 100 times more power than copper wires of the same dimensions. Therefore, the generator is much smaller, lighter and more efficient than conventional large-scale wind turbine generators and produces the highest known power-to-weight ratio. This reduces the costs associated with the supporting mast structure, foundations, floatation systems and installation.

### Direct drive lowers maintenance need

The direct drive model does not use a gearbox, which is one of the most maintenance-intensive

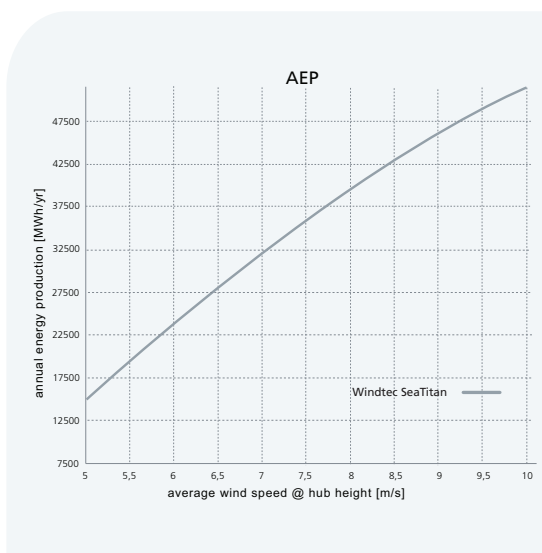
wind turbine components and extremely costly with breakdowns at sea. In addition, no couplings are needed with the direct drive.

### High efficiency for offshore generation

The SeaTitan turbine connects the superconductor generator to the grid with a full-scale converter. The IGBT-based converter with advanced power electronics ensures that the generator works with high efficiency over the entire speed range.

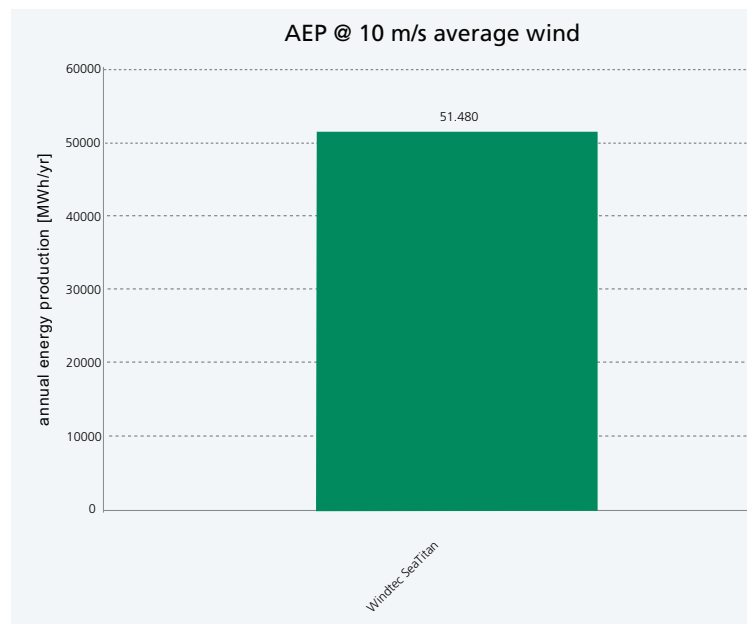
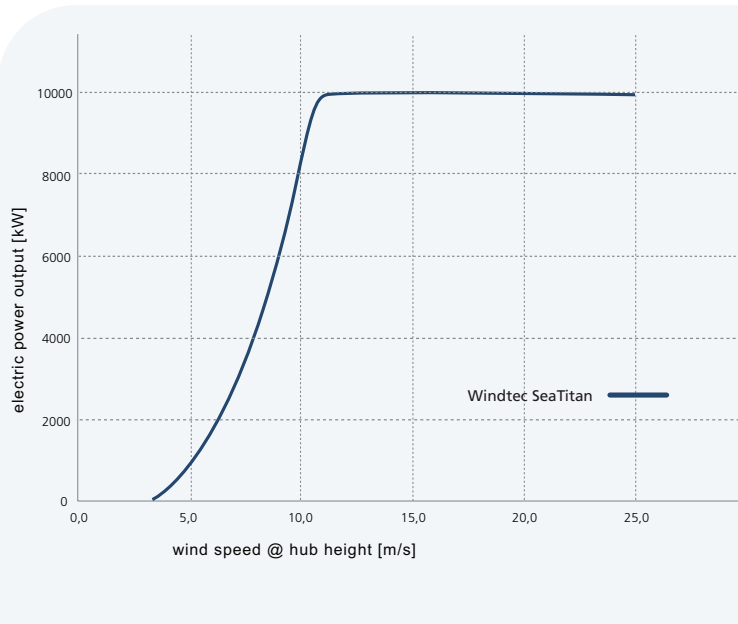


- HTS generator offers efficiencies of up to 96%; 94% with converter
- Direct drive eliminates gearbox
- Air core for lightest weight
- No iron rotor or stator teeth
- HTS windings generate high ampere-turns and flux density without iron pole faces
- 190 m rotor diameter for TC1 conditions



AMSC® intends to license SeaTitan wind turbines and generators to qualified manufacturers around the world.





The SeaTitan turbine uses an advanced electrical individual pitch control system design. It is available in 50 Hz or 60 Hz.

### Compliance with international grid codes

The SeaTitan turbine fulfills the most demanding international grid code requirements and has low voltage ride-through (LVRT) capability.

### Real-time information with continuous monitoring and alarm handling

AMSC's advanced wtCMS condition monitoring system provides continuous monitoring of the key system components. This gives operators real-time information about the turbine status as well as detailed and comprehensive analysis tools to optimize maintenance activities. The fully integrated system allows intelligent measurement, turbine control interaction, and the analysis of monitoring and performance data. In addition, wtSCADA remote operation and wtDataCenter analyzing packages are available to provide a harmonized control system with supervisory control and data acquisition to actively monitor, analyze and operate entire wind farms.



### TECHNICAL DATA

Type:	wt10000dd
Grid frequency:	50 Hz / 60 Hz
Tilt angle rotor axis:	5°
Hub height:	125 m
Hub type / material:	cast iron
Mainframe type:	cast iron
Type of tower construction:	conical tubular steel tower
Rotor diameter:	190 m
Lightning conductor:	integrated

### OPERATING DATA

Cut-in wind speed:	4 m/s
Rated wind speed:	11.5 m/s
Cut-out wind speed:	30 m/s

### GENERATOR AND POWER ELECTRONICS

Generator type:	HTS synchronous
Rated driving power:	12,000 kVA
Rated generator speed:	10 rpm
Number of poles:	multi-pole
Cooling:	cryogenic and water cooling
Converter type:	IGBT, 4-quadrant
Generator rated power	0.95 inductive to 0.95 capacitive at 690V ph-ph

### DRIVETRAIN SPECIFICATION

Type of gearing:	direct drive
Gear lubrication:	-
Connection gear / generator:	-

### BRAKING SYSTEM

Operational brake:	individual blade pitching
Type of construction:	gear/servomotor
Mechanical brake:	disc brake

### YAW SYSTEM

Type of yaw bearing:	ball bearing
Drive unit:	gear motor
Number of drive units:	tbd
Brake:	active brake plus motor brake

### AMBIENT TEMPERATURE RANGE

Normal:	During operation:	-10°C to 40°C
	Survival range:	-20°C to 50°C



# XLPE Submarine Cable Systems Attachment to XLPE Land Cable Systems - User's Guide

Rev 5

# CURRENT RATING FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

The XLPE cable should at least have a conductor cross section adequate to meet the system requirements for power transmission capacity. The cost of energy losses can be reduced by using larger conductor.

Load losses in XLPE cables are primarily due to the ohmic losses in the conductor and the metallic screen. XLPE cables can be loaded continuously to a conductor temperature of 90°C.

The dielectric losses of XLPE insulation are present also at no load. Those losses depend on the operation voltage applied and shall be considered above 100 kV.

Dielectric losses in XLPE cables are lower than for EPR and fluid-filled cables.

The current rating of submarine cables follows the same rules as for land cables. However there are some differences:

- Three-core submarine cables usually have steel wire armour. Single-core cables have non-magnetic armour.
- Single-core cables can be laid separated or close. Close laying gives lower losses. Separation eliminates mutual heating but means higher losses in the armour. The induced current in the armour can be high, up to the same value as in the conductor.



Single-core cable with lead sheath and wire armour



Three-core cable with optic fibers, lead sheath and wire armour

Continuous current ratings for three-core submarine cables are given in Tables 33-34 and for single-core cables in Tables 35-36. The continuous current ratings are calculated according to IEC 60287 series of standards and with the following conditions:

- One three-core cable or one three-phase group of single-core cables
- Temperature in sea bed 20°C
- Laying depth in sea bed 1.0 m
- Sea bed thermal resistivity 1.0 K x m/W

Rating factors for sea bed temperature - see Tables 7-11 in the brochure "XLPE Land Cable Systems - User's guide".

## Current rating for three-core submarine cables with steel wire armour

Table 33

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
800	775	660
1000	825	720

Table 34

100-300 kV XLPE 3-core cables		
Cross section mm <sup>2</sup>	Copper conductor	Aluminium conductor
	A	A
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720



# TECHNICAL DATA FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

## Three-core cables with lead sheath

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Lead sheath thickness	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	mm	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km	mH/km

Table 44

Three-core cables, nominal voltage 45 kV (Um = 52 kV)										
95	11.2	8.0	29.6	1.3	109.0	19.1	20.8	0.18	1.5	0.43
120	12.6	8.0	31.0	1.3	112.0	20.0	22.3	0.19	1.6	0.42
150	14.2	8.0	32.6	1.4	116.0	21.6	24.4	0.21	1.6	0.40
185	15.8	8.0	34.2	1.4	119.0	22.7	26.2	0.22	1.8	0.39
240	18.1	8.0	36.5	1.5	124.0	25.0	29.5	0.24	2.0	0.37
300	20.4	8.0	38.8	1.6	130.0	27.3	32.9	0.26	2.2	0.36
400	23.2	8.0	41.6	1.7	136.0	30.4	37.9	0.29	2.3	0.35
500	26.2	8.0	45.0	1.8	144.0	33.8	43.2	0.32	2.6	0.33
630	29.8	8.0	48.6	1.9	152.0	37.8	49.7	0.35	2.9	0.32
800	33.7	8.0	52.5	2.1	162.0	43.5	58.6	0.38	3.1	0.31
1000	37.9	8.0	57.3	2.2	173.0	49.3	68.1	0.42	3.5	0.30

Table 45

Three-core cables, nominal voltage 66 kV (Um = 72.5 kV)										
95	11.2	9.0	31.6	1.3	113.0	19.8	21.6	0.17	2.0	0.44
120	12.6	9.0	33.0	1.4	116.0	21.6	23.8	0.18	2.1	0.43
150	14.2	9.0	34.6	1.4	120.0	22.9	25.7	0.19	2.3	0.41
185	15.8	9.0	36.2	1.4	124.0	24.5	28.0	0.20	2.4	0.40
240	18.1	9.0	38.5	1.6	129.0	26.8	31.3	0.22	2.6	0.38
300	20.4	9.0	40.8	1.6	134.0	28.7	34.3	0.24	2.8	0.37
400	23.2	9.0	43.6	1.7	141.0	31.7	39.2	0.26	3.1	0.35
500	26.2	9.0	47.0	1.9	149.0	36.0	45.4	0.29	3.5	0.34
630	29.8	9.0	50.6	2.0	157.0	40.1	52.0	0.32	3.7	0.33
800	33.7	9.0	54.5	2.1	167.0	45.1	60.1	0.35	4.1	0.32
1000	37.9	9.0	59.3	2.3	178.0	51.8	70.7	0.38	4.6	0.31

Table 46

Three-core cables, nominal voltage 110 kV (Um = 123 kV)										
185	15.8	16.0	50.2	2.0	156.0	37.4	40.9	0.14	2.8	0.46
240	18.1	15.0	50.5	2.0	157.0	38.0	42.5	0.15	3.0	0.43
300	20.4	14.0	50.8	2.0	157.0	38.5	44.1	0.17	3.5	0.41
400	23.2	13.0	51.6	2.0	159.0	39.7	47.2	0.20	3.9	0.38
500	26.2	13.0	55.0	2.1	167.0	43.6	53.0	0.22	4.3	0.37
630	29.8	13.0	58.6	2.3	176.0	48.8	60.7	0.24	4.7	0.36
800	33.7	13.0	62.5	2.4	185.0	54.4	69.5	0.26	5.2	0.34
1000	37.9	13.0	67.3	2.6	197.0	61.6	80.5	0.28	5.6	0.33