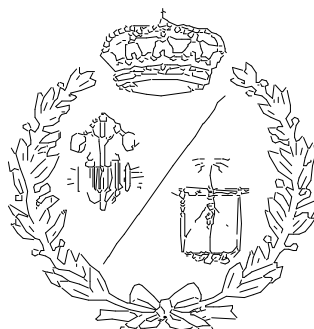


**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN**

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Proyecto Fin de Grado

**PARQUE EÓLICO OFF-SHORE EN
SANTANDER
OFF-SHORE WIND FARM IN SANTANDER**

Para acceder al Título de

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Autor: Ainhara Salas Andrés

Junio - 2025

RESUMEN

Este Trabajo de Fin de Grado presenta el diseño y el análisis de viabilidad de un parque eólico marino ubicado frente a la costa de Cabo Mayor, en el municipio de Santander (Cantabria), con una potencia instalada total de 50 MW. El proyecto surge en un contexto de creciente preocupación por la dependencia energética, el alza de los precios de la electricidad y los efectos del cambio climático. En este sentido, se plantea como una alternativa sostenible que permitiría reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero.

Para el diseño técnico del parque, se han recopilado y analizado datos reales del recurso eólico obtenidos de la plataforma de Puertos del Estado y del Mapa Eólico Ibérico. Mediante el ajuste estadístico a una distribución de Weibull, se ha caracterizado el comportamiento del viento en la zona, lo que ha permitido realizar una estimación de la energía que podría generar el parque. Se han evaluado cinco modelos distintos de aerogeneradores. Finalmente, se ha seleccionado el modelo Gamesa G128/5000 como la opción más adecuada por su elevada producción energética en comparación con los otros cuatro modelos considerados en este trabajo, además de por su menor complejidad constructiva.

El parque estará compuesto por 10 turbinas cuya disposición se ha definido teniendo en cuenta la rosa de los vientos, con orientación predominante oeste, y aplicando distancias óptimas entre aerogeneradores para minimizar el efecto estela y maximizar el rendimiento del conjunto. Asimismo, se ha desarrollado el diseño de la infraestructura eléctrica de evacuación, que incluye transformadores elevadores ubicados en las góndolas, celdas de media tensión en las bases de las torres, y cableado submarino hasta una subestación terrestre. El sistema de evacuación eléctrica se ha diseñado con una red de media tensión a 30 kV, utilizando cable tipo RHZ51 18/30 kV, especialmente indicado para instalaciones subterráneas y ambientes marinos exigentes. Este cable cuenta con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), cubierta exterior de poliolefina libre de halógenos y protección metálica para garantizar su resistencia frente a esfuerzos mecánicos y corrosión. La sección seleccionada es de 400 mm² en conductor de aluminio. Según los cálculos realizados, las pérdidas de potencia en la red alcanzan un 4,53%, con una caída de tensión máxima del 3,37%. La intensidad máxima admisible para este cable es de 307,93 A en condiciones normales de operación.

Por último, se ha elaborado un análisis de viabilidad económica considerando tres escenarios (realista, pesimista y optimista), donde se estudia el comportamiento financiero del proyecto en función de las variaciones del precio de la energía y la producción. Para ello se ha realizado un presupuesto de ejecución por contrata del proyecto, el cual asciende a 437.388.309,14 €. El estudio financiero contempla una vida útil de 20 años, un coste operativo equivalente al 2 % del CAPEX con un

incremento anual del 0,1 %, y tres precios medios de la energía: 78,45 €/MWh (realista), 90 €/MWh (optimista) y 65 €/MWh (pesimista). Se han aplicado tasas de descuento del 6%, 4% y 8% respectivamente, junto con una variación de ± 5 % sobre la producción anual estimada de 148,62 GWh. Los resultados del estudio de viabilidad realizado muestran que actualmente este proyecto presenta una rentabilidad negativa, no recuperándose la inversión durante la vida del parque eólico considerada (20 años), para ninguno de los escenarios planteados.

ABSTRACT

This Final Degree Project presents the design and feasibility analysis of an offshore wind farm located off the coast of Cabo Mayor, in the municipality of Santander (Cantabria), with a total installed capacity of 50 MW. The project arises in a context of growing concern about energy dependence, rising electricity prices, and the effects of climate change. In this sense, it is proposed as a sustainable alternative that could significantly reduce greenhouse gas emissions.

For the technical design of the wind farm, real wind resource data were collected and analyzed from the Puertos del Estado platform and the Iberian Wind Map. By fitting this data to a Weibull distribution, the wind behavior in the area was characterized, allowing for an accurate estimation of the energy that the wind farm could generate. Five different wind turbine models were evaluated. Ultimately, the Gamesa G128/5000 model was selected as the most suitable option due to its high energy output compared to the other four models considered in this study, as well as its lower construction complexity.

The wind farm will consist of 10 turbines, whose layout has been defined based on the wind rose, with a predominant westward orientation, and applying optimal spacing between turbines to minimize wake effects and maximize overall performance. In addition, the design of the electrical evacuation infrastructure has been developed, which includes step-up transformers located in the nacelles, medium-voltage switchgear at the base of the towers, and submarine cabling to an onshore substation. The power evacuation system has been designed with a 30 kV medium-voltage network, using RHZ1 18/30 kV cables, specifically suited for underground and demanding marine environments. This cable features cross-linked polyethylene (XLPE) insulation, a halogen-free polyolefin outer sheath, and metallic protection to ensure resistance to mechanical stress and corrosion. The selected conductor section is 400 mm² aluminum. According to the calculations performed, the power losses in the network reach 4.53%, with a maximum voltage drop of 3.37%. The maximum admissible current for this cable under normal operating conditions is 307.93 A.

Finally, an economic feasibility analysis was carried out considering three scenarios (realistic, pessimistic, and optimistic), analyzing the financial performance of the project depending on variations in energy price and production. A turnkey execution budget was prepared for the project, amounting to €437,388,309.14. The financial study assumes a 20-year useful life, operating costs equivalent to 2% of CAPEX with an annual increase of 0.1%, and three average electricity prices: €78.45/MWh (realistic), €90/MWh (optimistic), and €65/MWh (pessimistic). Discount rates of 6%, 4%, and 8% were applied respectively, along with a ±5% variation in the estimated annual production of

148.62 GWh. The results of the feasibility study show that, under current conditions, the project presents negative profitability, with the investment not being recovered during the 20-year lifespan of the wind farm in any of the proposed scenarios.

ÍNDICE GENERAL

DOCUMENTO 1. MEMORIA

DOCUMENTO 2. ANEXOS

DOCUMENTO 3. PLANOS

DOCUMENTO 4. PLIEGO DE CONDICIONES

DOCUMENTO 5. PRESUPUESTO

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Estructuras anclaje [1].....	15
Ilustración 2 Potencia instalada en España (MW) [2]	16
Ilustración 3 Batimetría en Cabo Mayor [3].....	17
Ilustración 4 Tipo de sedimento en Cabo Mayor [3]	18
Ilustración 5 Ubicación del Punto SIMAR 3137036 [4]	18
Ilustración 6 Histograma de velocidades medias del viento [4]	19
Ilustración 7 Mapa Eólico Ibérico [5]	19
Ilustración 8 Rosa de los vientos [4]	20
Ilustración 9 Distribución de Weibull, Elaboración Propia	22
Ilustración 10 Generación de electricidad en un aerogenerador [7].....	25
Ilustración 11 Rosa de los vientos.....	28
Ilustración 12 Separación entre las turbinas, elaboración propia.	29
Ilustración 13 Características comunes a todos los módulos [13].....	31
Ilustración 14 Descripción de los módulos [13]	32
Ilustración 15 Características de las celdas de protección de transformador [13]	33
Ilustración 16 Celda de acoplamiento o remonte (entrada de línea) [13]	34
Ilustración 17 Celda de unión/seccionador (fin de línea) [13].....	35
Ilustración 18 Curva de potencia de Senvion 3.0M122 [5].....	54
Ilustración 19 Curva de potencia de VESTAS V112/3000 [6]	57
Ilustración 20 Curva de potencia G128/4500 [20].....	59
Ilustración 21 Curva de potencia G128/5.0 [21].....	62
Ilustración 22 Características cables subterráneos [14]	69
Ilustración 23 Resistencia de los conductores [14].....	69
Ilustración 24 Reactancia de los conductores [14]	70
Ilustración 25 Temperaturas máximas admisibles aislamiento conductores [14]	70
Ilustración 26 Intensidades máximas admisibles en conductores XLPE, Al, bajo tubo [14].	71
Ilustración 27 Factor de corrección, Fct, para temperatura del terreno distinta a 25 °C [14].....	72
Ilustración 28 Temperaturas medias mensuales [24].....	72
Ilustración 29 Resistividad térmica del terreno [14].....	73
Ilustración 30 Coeficiente corrector para resistividad térmica del terreno distinta a 1,5 [14]	73
Ilustración 31 Factor corrector para resistividad del terreno [25]	74
Ilustración 32 Corrientes de cortocircuito admisibles en los conductores de secciones [14].....	76
Ilustración 33 Intensidades cortocircuito admisible en pantallas en kA [14]	76

Ilustración 34 Distancia hasta la subestación	77
---	----

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Corrección de los parámetros de Weibull para cada altura de rotor. Elaboración propia.	23
Tabla 2 Comparativa entre aerogeneradores, elaboración propia.	27
Tabla 3 Precio medio anual de la energía en España [15]	39
Tabla 4 Consideraciones escenario realista	40
Tabla 5 Escenario realista	42
Tabla 6 VAN y TIR escenario realista.....	43
Tabla 7 Datos de los diferentes escenarios.....	43
Tabla 8 Consideraciones escenario pesimista	43
Tabla 9 Escenario pesimista	44
Tabla 10 VAN y TIR escenario pesimista	45
<i>Tabla 11 Consideraciones escenario optimista</i>	<i>45</i>
Tabla 12 VAN y TIR escenario optimista	45
Tabla 13 Escenario optimista	46
Tabla 14 Situación del año de recuperación de la inversión escenario realista	47
Tabla 15 Situación del año de recuperación de la inversión escenario pesimista	47
Tabla 16 Situación del año de recuperación de la inversión escenario optimista.....	48
Tabla 17 Probabilidad para cada velocidad en Senvion 3.0M122, elaboración propia.....	55
Tabla 18 Potencia para cada velocidad, elaboración propia	55
Tabla 19 Datos Senvion 3.0M122	56
Tabla 20 Cálculo de A y B, elaboración propia.....	56
Tabla 21 Probabilidad para cada velocidad en VESTAS V112/3000, elaboración propia.	57
Tabla 22 Potencia para cada velocidad, elaboración propia.	58
Tabla 23 Datos VESTAS V112/3000.....	58
Tabla 24 Cálculo de A y B, elaboración propia.....	59
Tabla 25 Probabilidad para cada velocidad en G128/4500, elaboración propia.....	60
Tabla 26 Potencia para cada velocidad, elaboración propia	61
Tabla 27 Datos G128/4500	61
Tabla 28 Calculo de A y B, elaboración propia.....	62
Tabla 29 Probabilidad para cada velocidad en G128/5000, elaboración propia.....	63
Tabla 30 Potencia para cada velocidad, elaboración propia.	64
Tabla 31 Datos G128/5.0	64
Tabla 32 Calculo de A y B, elaboración propia.....	65
Tabla 33 Comparativa de los modelos estudiados, elaboración propia	66

Tabla 34 Nivel de aislamiento del material [14]	68
---	----

ÍNDICE DOCUMENTO 1: MEMORIA

1 INTRODUCCIÓN.....	13
2 ENERGÍA EÓLICA MARINA.....	13
2.1 ESTRUCTURAS DE ANCLAJE	14
2.2 EÓLICA EN ESPAÑA	15
3 LOCALIZACIÓN.....	17
4 ENERGÍA PRODUCIDA	20
4.1 EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO.....	20
4.1.1 Potencial eólico	21
4.1.2 Distribución de Weibull	21
4.2 SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR.....	23
5 DISEÑO DEL PARQUE	27
5.1 ORIENTACIÓN	27
5.2 SEPARACIÓN DE LAS TURBINAS.....	28
6 INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN.....	29
6.1 INTRODUCCIÓN	29
6.2 INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN LOS AEROGENERADORES	30
6.2.1 Transformador	30
6.2.2 Celdas MT	31
6.3 CÁLCULO DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN.....	35
7 VIABILIDAD ECONÓMICA	36
7.1 INGRESOS.....	39
7.2 COSTES.....	39
7.2.1 Escenario realista	40
7.2.2 Escenario pesimista.....	43
7.2.3 Escenario optimista	45
7.2.4 PayBack	47

7.3 CONCLUSIONES.....	48
BIBLIOGRAFÍA.....	49

1 INTRODUCCIÓN

La creciente preocupación por el cambio climático, la seguridad energética y el agotamiento de los recursos fósiles ha impulsado en los últimos años un desarrollo significativo de las energías renovables. En este contexto, la energía eólica marina (offshore) se presenta como una de las tecnologías con mayor potencial para aportar grandes cantidades de energía limpia, gracias a la estabilidad y mayor velocidad del viento en alta mar en comparación con zonas terrestres.

España, a pesar de contar con una industria eólica terrestre consolidada, aún no ha desarrollado parques eólicos marinos a escala comercial, en parte debido a las características geográficas de su costa, donde las grandes profundidades dificultan el uso de cimentaciones fijas. Sin embargo, con la aparición de nuevas tecnologías como las plataformas flotantes, el país comienza a posicionarse estratégicamente en este sector emergente.

Este Trabajo de Fin de Grado tiene como objetivo principal el diseño técnico y el estudio de viabilidad de un parque eólico marino frente a la costa de Cabo Mayor, en el municipio de Santander (Cantabria). La elección de esta ubicación se debe a sus condiciones favorables de viento, la proximidad a infraestructuras portuarias y su potencial para contribuir al desarrollo económico e industrial de la región.

A lo largo del presente trabajo se abordan distintos aspectos fundamentales del proyecto, desde el análisis del recurso eólico disponible y la selección del aerogenerador más adecuado, hasta el diseño del parque, la configuración de la infraestructura eléctrica de evacuación y el estudio económico bajo diferentes escenarios.

Con este proyecto se busca evaluar la viabilidad técnica y económica de la instalación, que puede contribuir al impulso hacia la transición energética en Cantabria.

2 ENERGÍA EÓLICA MARINA

El principio básico de funcionamiento de la energía eólica es la conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica. Esto es posible gracias al uso de aerogeneradores. Es, por lo tanto, una fuente inagotable y renovable que está disponible en prácticamente todo el mundo, dado que el recurso eólico se encuentra por toda la superficie terrestre. Sobre ella, se instalan aerogeneradores de hasta más de 100 metros de altura capaces de aprovechar la energía del viento. Esta energía es aún mayor en alta mar debido a la falta de obstáculos que reduzcan la velocidad del viento. Ambos tipos, la eólica terrestre y la eólica marina, están llamadas a continuar siendo grandes protagonistas de la transición energética en todo el planeta.

La energía eólica es la tecnología renovable más madura y desarrollada. Una fuente renovable es aquella que procede de un recurso limpio e inagotable, como el viento, y cuyo uso para producir electricidad no emite gases de efecto invernadero y preserva el medioambiente [1].

La instalación de aerogeneradores en el mar ofrece múltiples ventajas frente a los parques eólicos terrestres. Una de las principales razones es que el viento en alta mar presenta mayor intensidad y estabilidad, condiciones ideales para generar electricidad de forma más eficiente. Además, al no haber obstáculos en la superficie marina esta es prácticamente lisa por lo que el viento fluye de manera uniforme y sin interrupciones, lo que mejora el rendimiento de las turbinas. En cambio, en tierra firme, el terreno irregular limita el tamaño de las máquinas, que suelen tener potencias de unos 5 MW. En comparación, las turbinas marinas pueden duplicar o incluso triplicar esa capacidad, alcanzando hasta los 15 MW por unidad.

A pesar de sus numerosas ventajas, la energía eólica marina enfrenta varios desafíos importantes. Entre ellos destacan los elevados costes de instalación, especialmente por el transporte de los grandes componentes, y la necesidad de construir complejas infraestructuras eléctricas para conectar los parques eólicos con la red eléctrica más cercana. Uno de los retos más relevantes es el sistema de cimentación de los aerogeneradores.

2.1 ESTRUCTURAS DE ANCLAJE

En función de la tecnología utilizada, se pueden distinguir dos tipos principales de estructuras de anclaje: las cimentaciones fijas al fondo marino y las plataformas flotantes [1].

Cimentaciones fijas

Los aerogeneradores pueden anclarse directamente al lecho marino mediante estructuras metálicas diseñadas para resistir la fuerza del mar y la corrosión. Este método de anclaje es posible usarlo en parques eólicos marinos cercanos a la costa donde la profundidad todavía hace viable anclar al suelo hasta unos 50m.

Existen varios tipos de cimentaciones fijas:

- **Monopilote:** un gran tubo cilíndrico de acero que se introduce en el fondo marino y sostiene la torre.
- **Plataformas de gravedad:** construidas en hormigón o acero, se apoyan sobre su propio peso.
- **Jackets o trípod:** estructuras reticuladas con tres o cuatro patas que distribuyen la carga en varios puntos de anclaje.

Hasta ahora, la mayoría de los parques eólicos marinos se han construido utilizando estas cimentaciones fijas, mientras que las soluciones flotantes aún están en fase de desarrollo o se están probando en proyectos piloto.

Plataformas flotantes

Las cimentaciones flotantes se mantienen a flote sobre la superficie del mar, ancladas mediante cables o cadenas. Esta tecnología reduce el impacto sobre el lecho marino y permite instalar aerogeneradores en aguas mucho más profundas y lejos de la costa.

Sin embargo, cuanto más alejadas están estas instalaciones de tierra firme, más caro resulta tender los cables submarinos que transportan la electricidad generada, lo que incrementa los costes del proyecto.

A pesar de ello, las plataformas flotantes ofrecen una solución viable para aprovechar el viento en áreas marinas amplias y profundas, donde el recurso eólico es más intenso y constante.

Entre las estructuras flotantes más utilizadas se encuentran:

- Spar: una estructura cilíndrica lastrada que se mantiene vertical.
- Semisumergible: una plataforma con varias columnas flotantes parcialmente sumergidas.
- TLP (Tension Leg Platform): plataforma flotante sujeta por cables tensados al fondo marino.

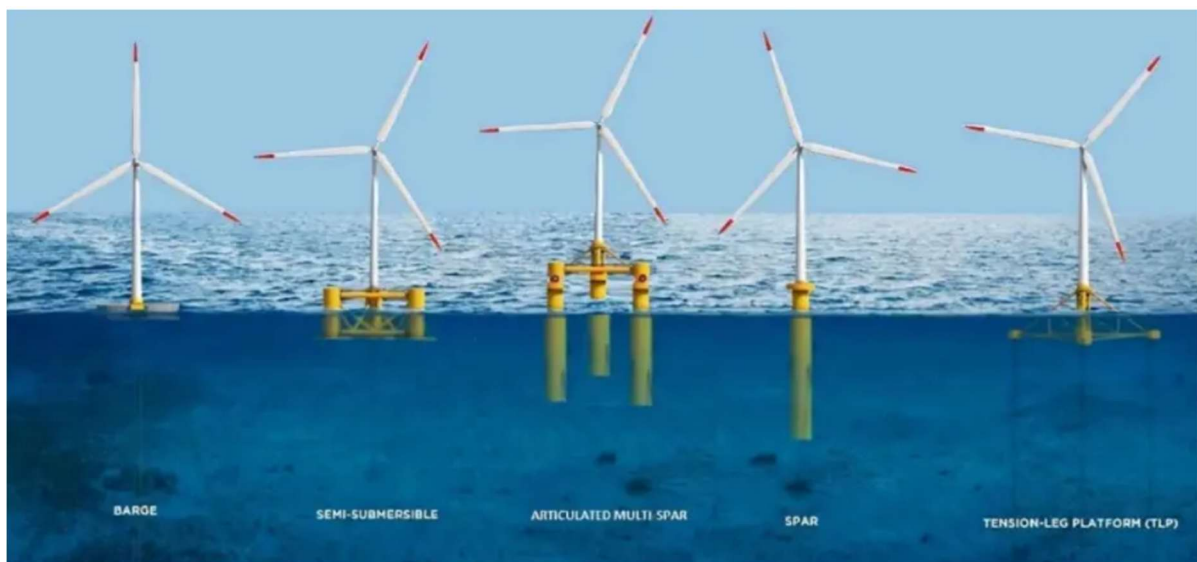


Ilustración 1 Estructuras anclaje [1]

2.2 EÓLICA EN ESPAÑA

La eólica ha pasado a ser la segunda fuente de generación renovable en España, con una potencia instalada de 32.104 MW, capacidad que se ha visto incrementada durante el año 2024 en un 4,1%

respecto al año 2023, lo cual implica 1.275 MW más instalados en todo el territorio español. A 31 de diciembre de 2024 la eólica representaba una cuarta parte de la potencia instalada de generación nacional situándose por detrás de la solar fotovoltaica en participación en la estructura de potencia instalada [2].

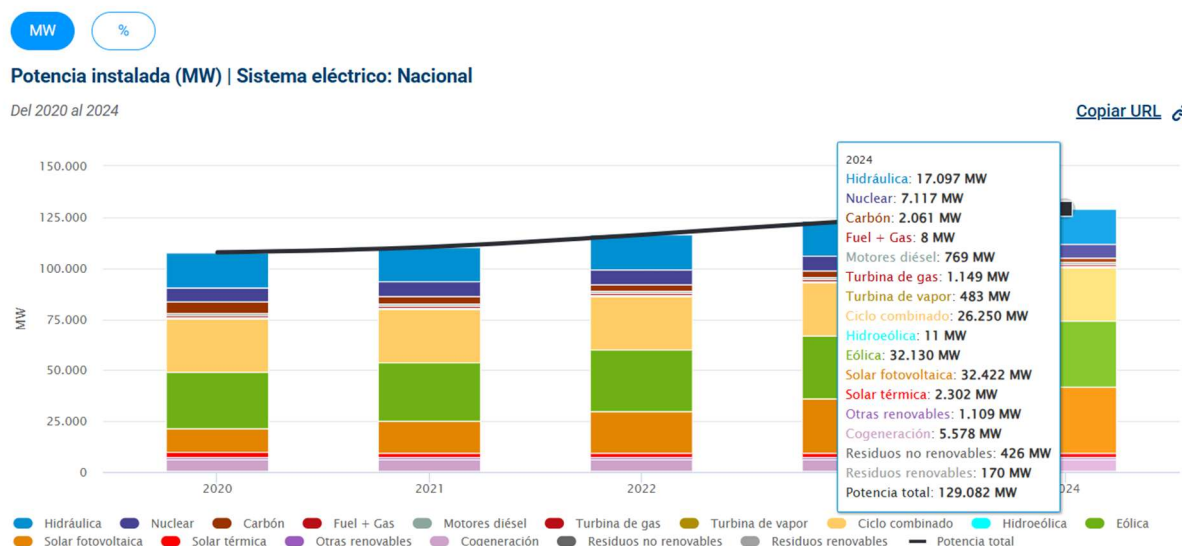


Ilustración 2 Potencia instalada en España (MW) [2]

La energía eólica marina se está consolidando como una pieza fundamental en la transición energética de la Unión Europea. Países del norte como el Reino Unido, Dinamarca y Alemania han sido los primeros en impulsar proyectos de este tipo. Según la “Estrategia de Energías Renovables Marinas” de la Comisión Europea, se prevé que la capacidad instalada pase de los 12 GW actuales a 60 GW en 2030.

En el caso de España, el desarrollo de esta tecnología ha sido más lento debido a que sus costas presentan profundidades elevadas, lo que dificulta el uso de cimentaciones fijas, viables únicamente hasta unos 50 metros. Por esta razón, aún no existen parques eólicos marinos operativos a escala comercial en el país.

Sin embargo, esta situación está empezando a cambiar. En diciembre de 2021, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) presentó la *Hoja de Ruta para la Eólica Marina y las Energías del Mar*. El objetivo es posicionar a España como líder europeo en investigación, desarrollo e innovación en este campo, además de fortalecer su ya destacada industria relacionada con estas tecnologías.

La Hoja de Ruta no solo establece metas de despliegue, sino que también analiza aspectos clave como las inversiones necesarias en infraestructuras portuarias, que se estiman entre 500 y 1.000 millones de euros [1].

3 LOCALIZACIÓN

El proyecto de diseño del parque eólico off-shore de este Trabajo Fin de Grado se sitúa frente a las costas de Cabo Mayor, en el municipio de Santander, Cantabria. Cabo Mayor es una prominente formación geográfica que se extiende al norte de la ciudad, conocida por su acantilado y su histórico faro, lo que la convierte en un punto de referencia emblemático de la costa cántabra.

La elección de esta localización responde a varios factores técnicos y ambientales. Desde el punto de vista eólico, la zona presenta un recurso de viento muy favorable durante todo el año, con velocidades medias superiores a 8 m/s a alturas de 100 metros, se estudiará más adelante en este proyecto el recurso eólico en la zona con detalle.

Batimetría y suelo

Respecto a la batimetría, el área presenta profundidades moderadas, entre 10 y 20 metros en la zona de interés, lo que facilita la instalación de aerogeneradores off-shore mediante estructuras fijas. La proximidad al puerto de Santander proporciona una ventaja logística para el transporte, montaje y mantenimiento de los aerogeneradores, reduciendo costes y tiempos de operación. A continuación, se muestra una imagen del mapa de batimetría de la zona:

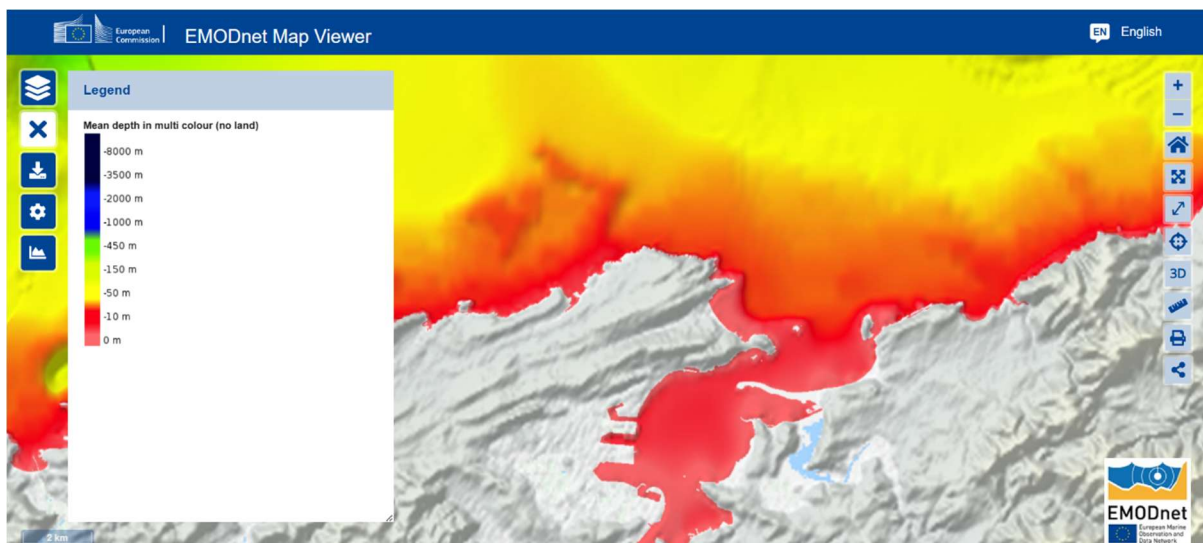


Ilustración 3 Batimetría en Cabo Mayor [3]

En cuanto al tipo de sedimento presente en la zona se tiene en su mayoría suelo rocoso y arenoso lo que facilita las cimentaciones de las plataformas. A continuación, se muestra el tipo de sedimento de la zona:

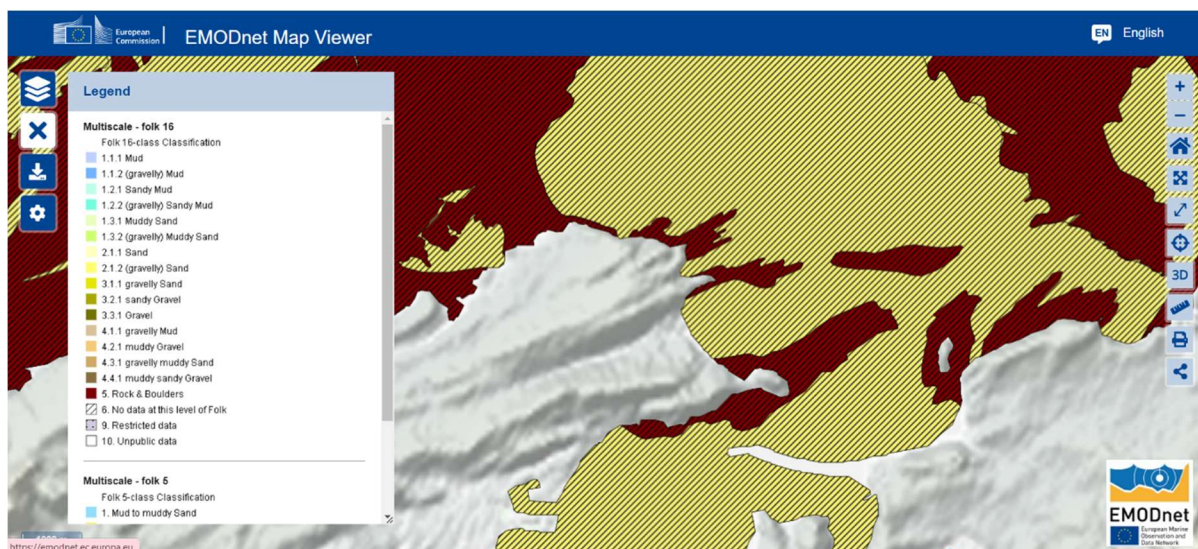


Ilustración 4 Tipo de sedimento en Cabo Mayor [3]

Para poder evaluar el recurso eólico del que se dispone en la zona de Cabo Mayor se deben recopilar los datos de viento. Los datos para poder realizar este trabajo están obtenidos de la página web de Puertos del Estado [4]. Los datos que se pueden obtener directamente de la web son escasos, aunque son útiles para hacerse una idea general del recurso eólico disponible.

El nodo que se ha tomado de referencia ha sido el más cercano a la zona donde se ubica el parque eólico que en este caso es el Punto SIMAR 3137036.

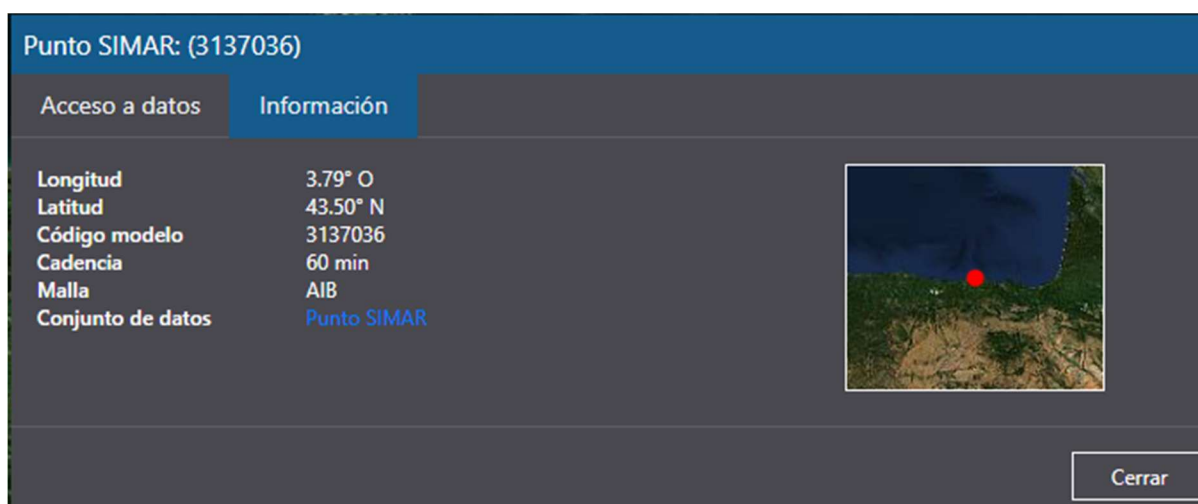


Ilustración 5 Ubicación del Punto SIMAR 3137036 [4]

Una vez se tuvo una idea general de la velocidad media del viento y de la dirección en este punto, se solicitó a través de la web de Puertos del Estado un conjunto de datos más extensa, con el objetivo de realizar cálculos más exactos del potencial disponible. Para poder realizar el cálculo son necesarios los datos de la velocidad y dirección del viento.

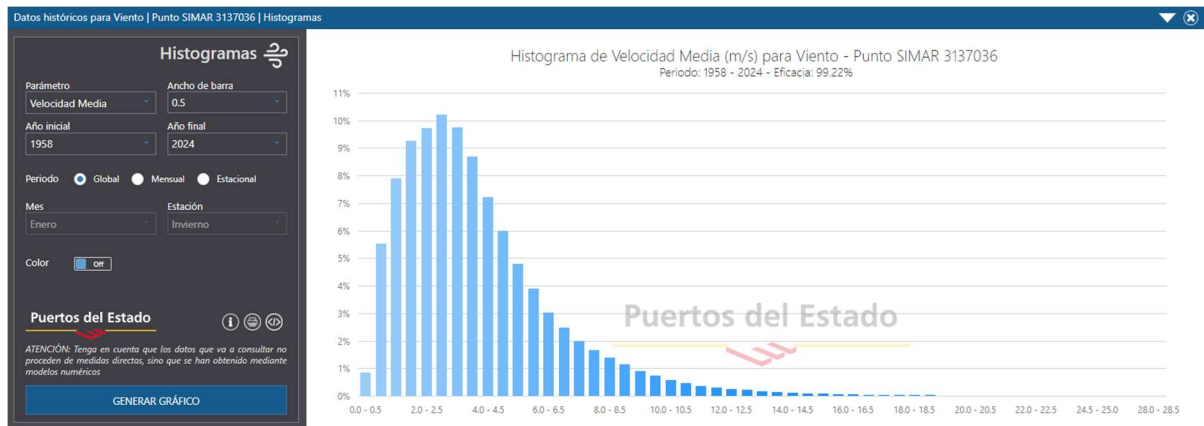


Ilustración 6 Histograma de velocidades medias del viento [4]

Como información adicional también se consultó la página web de Mapa Eólico Ibérico [5] la cual ofrece un valor de velocidad media del viento en la zona de 6,1286 m/s.

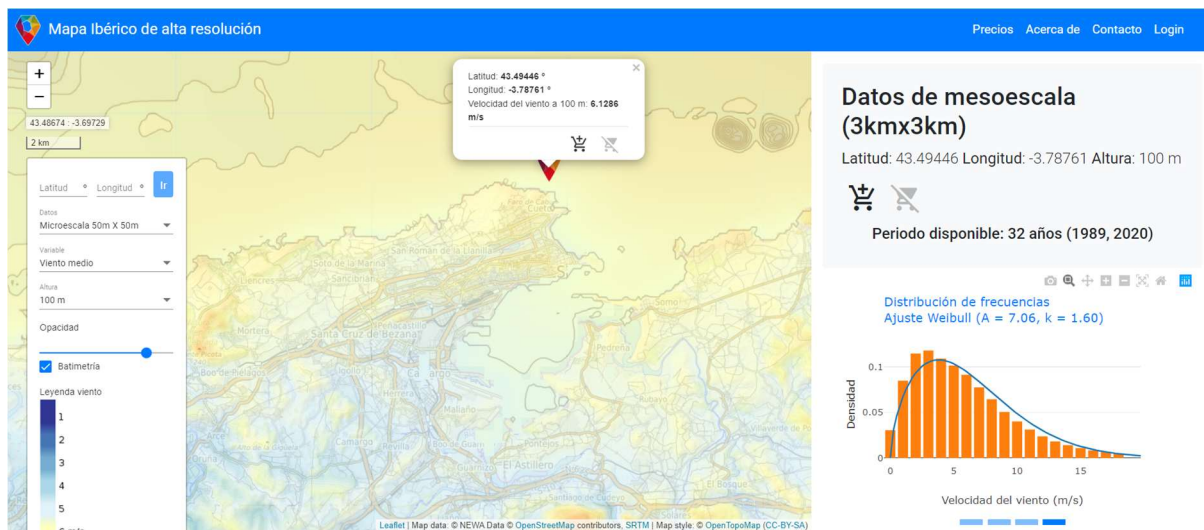


Ilustración 7 Mapa Eólico Ibérico [5]

Rosa de los vientos

Otro factor importante a tener en cuenta a la hora de diseñar el parque es la rosa de los vientos. Esta proporciona información sobre cuál es la dirección dominante del viento en la ubicación del parque, la cual no siempre coincide con la dirección en la que se da la mayor intensidad del viento. De esta manera se ubicarán los aerogeneradores orientados hacia la dirección dominante del viento.

Una correcta alineación de las turbinas permite aumentar la eficiencia energética al aumentar la cantidad de masa de aire que atraviesa el área barrida por las palas.

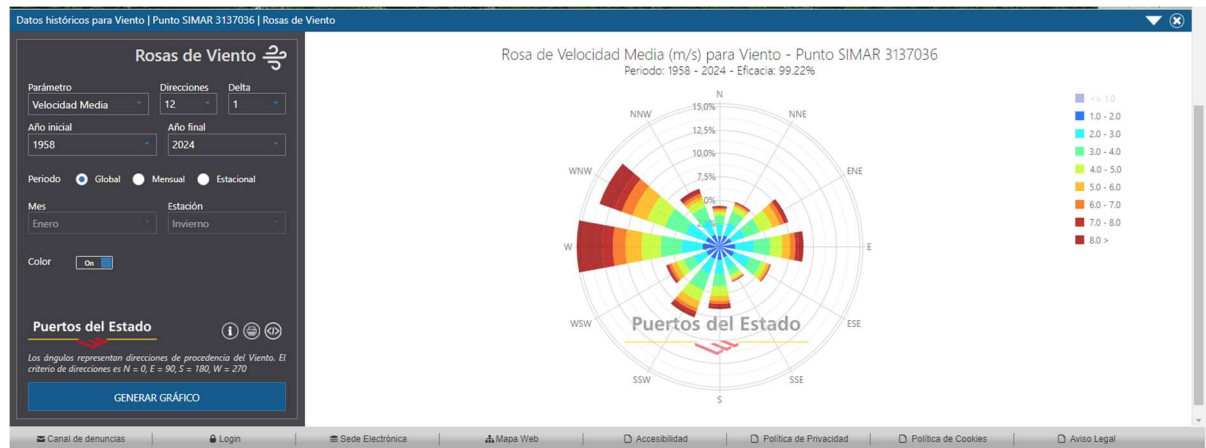


Ilustración 8 Rosa de los vientos [4]

Como se puede observar en la ilustración la dirección dominante del viento en el punto SIMAR 3137036 es la dirección Oeste. Teniendo en cuenta esta información los aerogeneradores se orientarán en esta dirección a la hora de diseñar el parque.

4 ENERGÍA PRODUCIDA

El análisis de la energía producida constituye uno de los pilares fundamentales en el estudio de viabilidad de un parque eólico off-shore. En este apartado se estimará la producción energética anual del parque propuesto en Cabo Mayor (Santander), teniendo en cuenta las características del recurso eólico disponible en la zona, así como las especificaciones técnicas de los aerogeneradores seleccionados. Los cálculos realizados en este apartado se encuentran explicados de forma detallada en el anexo 1 de este trabajo.

4.1 EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

Se comienza analizando el recurso eólico disponible en el emplazamiento. Esto implica calcular el potencial eólico, es decir, la energía contenida en el viento en función de su velocidad y densidad del aire. Posteriormente, se ajustan los datos de velocidad del viento a una distribución de Weibull, una herramienta estadística ampliamente utilizada en estudios eólicos que permite describir cómo varían las velocidades del viento a lo largo del tiempo. Este ajuste facilita la estimación de la frecuencia de ocurrencia de diferentes rangos de velocidad, lo que resulta esencial para determinar el rendimiento esperado de los aerogeneradores.

4.1.1 Potencial eólico

El potencial eólico es la energía del viento debida a su velocidad en un emplazamiento determinado. Este término se calcula teniendo en cuenta la energía cinética del viento y el flujo de la masa de aire que atraviesa las aspas del aerogenerador.

$$P = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3$$

Siendo:

- ρ densidad del aire al nivel del mar y 15°C con un valor de 1,225 kg/m³ [6]
- A área barrida por las aspas del aerogenerador m²
- v velocidad media del viento m/s

Tomando como referencia un área de barrido de 1m² y el valor de velocidad media de 6,1286 m/s se obtiene un potencial de 141 W.

Esta ecuación establece el límite teórico de la energía eólica disponible antes de considerar factores como la eficiencia del aerogenerador y el límite de Betz, que indica que un aerogenerador solo puede capturar como máximo el 59,3% de la energía cinética del viento.

4.1.2 Distribución de Weibull

Una vez conocida la velocidad media del viento y su dirección predominante se estudia la distribución de Weibull, esta es una distribución que modela la frecuencia con la que ocurren las diferentes velocidades de viento. Su función densidad $p(v)$ de probabilidad es la siguiente:

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

Siendo:

- k : parámetro de forma
- c : parámetro de escala
- v : velocidad del viento

Para poder calcular los parámetros de la Distribución de Weibull en la zona donde se va a construir el parque, se deben obtener suficientes registros de velocidad y dirección del viento. Para el cálculo de los parámetros en este trabajo se han obtenido los datos solicitados directamente a Puertos del Estado [4] cómo se ha indicado anteriormente, consiguiéndose datos desde el año 2019 hasta 2024.

Los datos obtenidos han permitido obtener los parámetros c y k por un ajuste de mínimos cuadrados a través de la distribución acumulada $F(v)$. Se procedió a realizar el ajuste por mínimos cuadrados a la recta:

$$y = k * x + B$$

donde:

$$y = \ln\{-\ln(1 - F)\}; \quad x = \ln v; \quad B = -k * \ln c$$

Una vez obtenida la recta por mínimos cuadrados, el valor de k es obtenido a partir de la pendiente y el valor de c empleando la expresión:

$$c = e^{-\left(\frac{B}{k}\right)}$$

Finalmente se obtuvo un valor del parámetro de forma $k = 1,79$ y un valor del parámetro de escala de $c = 5,35$.

Conociendo los parámetros de Weibull se puede obtener la probabilidad de que el viento sople a una velocidad concreta en el punto de estudio. De esta forma se obtiene la distribución.

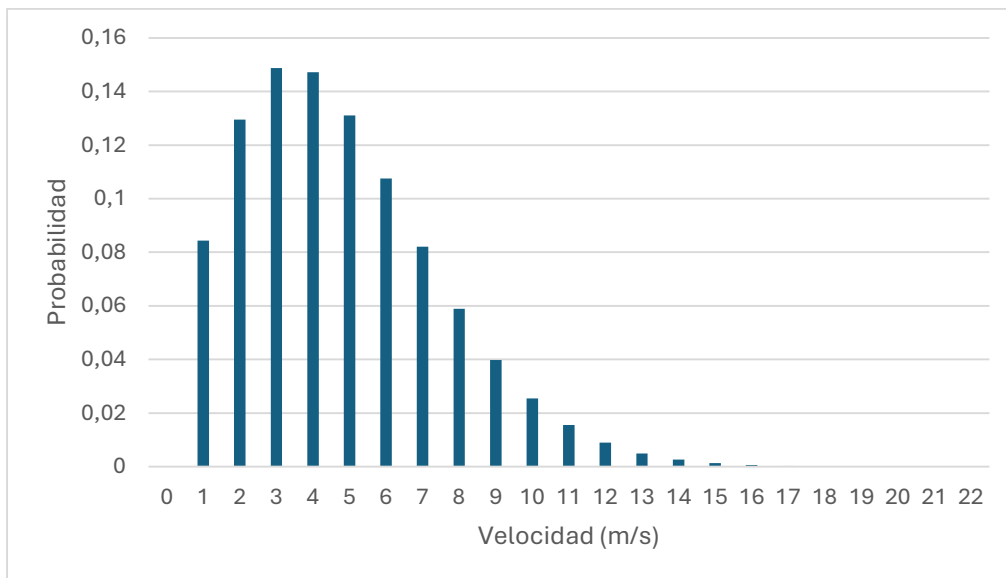


Ilustración 9 Distribución de Weibull, Elaboración Propia

Corrección de altura

Los datos de viento que se están utilizando son tomados a 10m y los aerogeneradores tienen la turbina a alturas diferentes, con lo que será necesario ajustar los parámetros de la distribución de Weibull a la altura de cada turbina. De esta forma se podrá calcular la energía que se extrae realmente del viento en cada caso.

Para ello se han utilizado las siguientes expresiones [6]:

$$\beta = \frac{0,37 - 0,088 * \ln c}{1 - 0,088 * \ln \left(\frac{z}{10} \right)}$$

$$k' = k * \left(\frac{1 - 0,088 * \ln \left(\frac{z}{10} \right)}{1 - 0,088 * \ln \left(\frac{z'}{10} \right)} \right)$$

$$c' = c * \left(\frac{z'}{z} \right)^\beta$$

Siendo:

- c: parámetro de escala para la altura z
- k: parámetro de forma para la altura z
- c': parámetro de escala para la nueva altura z'
- k': parámetro de forma para la nueva altura z'
- z: altura actual (m)
- z': nueva altura (m)

	Corrección altura	Altura rotor (m)	Parámetro de forma k	Parámetro de escala c	
Z actual (m)	10,00	140,00	2,34	9,62	G128/4500
β	0,22	119,00	2,29	9,28	VESTAS V112/3MW
		136,00	2,33	9,56	Senvion 3.0MW122
		120,00	2,30	9,29	G128/5000

Tabla 1 Corrección de los parámetros de Weibull para cada altura de rotor. Elaboración propia.

4.2 SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

Uno de los aspectos más importantes en el diseño del parque eólico es la selección del aerogenerador más adecuado para las condiciones de la zona. Un aerogenerador, también llamado turbina o generador eólico, es un equipo diseñado para transformar la energía del viento en electricidad.

Componentes de un aerogenerador:

- Rotor: es el encargado de capturar la energía del viento. Suele estar formado por tres palas unidas a un eje que gira cuando el viento sopla, convirtiendo así la energía del viento en movimiento. Una parte clave del aerogenerador es la góndola, ubicada en la parte superior de la torre, que aloja los componentes mecánicos y eléctricos responsables de generar electricidad.

- Generador: se encuentra conectado al rotor y convierte el movimiento mecánico en energía eléctrica. Funciona a través de principios electromagnéticos, utilizando imanes y bobinas para inducir corriente.
- Torre: sostiene el rotor y el generador a gran altura. Cuanto más alta es la torre, mayor es la exposición a vientos fuertes y constantes, lo que mejora el rendimiento del sistema.
- Sistema de orientación y control: los aerogeneradores disponen de sistemas automatizados que ajustan su posición para captar el viento de la mejor manera posible. Estos sistemas garantizan que el rotor esté siempre correctamente alineado con la dirección del viento.

Generación de electricidad

El proceso puede dividirse en distintas etapas:

1. Captura del viento: Todo comienza cuando el viento impacta sobre las palas, cuyo diseño aerodinámico permite aprovechar al máximo su energía. Estas turbinas están diseñadas para funcionar dentro de un rango de velocidades de viento determinado.
2. Movimiento del rotor: Al recibir la fuerza del viento, las palas giran y este movimiento se transmite a un eje, que hace girar el generador.
3. Conversión en electricidad: El generador transforma esa energía mecánica en electricidad. Existen diferentes tipos de generadores, principalmente síncronos y asíncronos. Los primeros giran a una velocidad constante en relación con la frecuencia eléctrica; los segundos ofrecen más flexibilidad al no estar completamente sincronizados.
4. Sistema de control y seguimiento del viento: Sensores ubicados en el aerogenerador miden en tiempo real la dirección y la velocidad del viento. En función de estos datos, el sistema ajusta la orientación del rotor y la inclinación de las palas para optimizar el aprovechamiento del recurso eólico.
5. Transformación y envío de la electricidad: La electricidad generada, generalmente en forma de corriente alterna, se transforma mediante un transformador para adaptarse a los niveles de tensión necesarios para la red eléctrica. Luego, mediante cableado, la energía viaja hasta una subestación o centro de transformación, donde se inyecta en la red para su distribución.

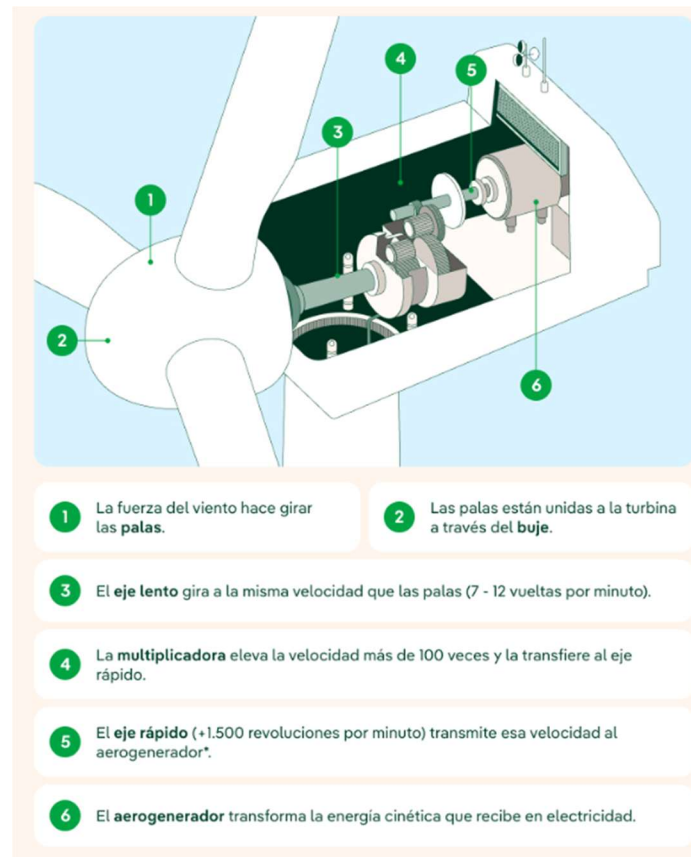


Ilustración 10 Generación de electricidad en un aerogenerador [7]

El objetivo principal es definir el mejor modelo para lograr una potencia total del parque de 50MW para ello se han evaluado cuatro modelos de aerogeneradores considerando factores técnicos y operativos clave, como la potencia nominal y la energía generada anualmente entre otras que se definirán más adelante.

Los cuatro modelos que se han considerado y comparado son aerogeneradores de entre 3 y 5 MW de potencia. Se han elegido aerogeneradores de menor potencia por ser de menor tamaño, lo que facilita su transporte y montaje además de su mantenimiento. Otro factor importante para optar por modelos de menor potencia es una mayor compatibilidad con la red Eléctrica. Un aerogenerador de gran potencia requiere infraestructuras eléctricas más robustas para evacuar la energía generada en cambio, modelos de 5 MW pueden integrarse con mayor facilidad sin sobrecargar las líneas de transmisión [8].

Energía producida por cada modelo

El cálculo de la energía total anual producida por un aerogenerador se basa en la integración de la potencia generada en función de la distribución de la velocidad del viento. Para ello, se necesitan las curvas de potencia de los cuatro aerogeneradores a estudiar.

La energía anual se obtiene del producto de la potencia media anual generada del aerogenerador y el tiempo. Siendo:

$$E = P * t$$

La potencia media generada se obtiene mediante la siguiente expresión [6]:

$$P = \int_{v_A}^{v_N} p(v) * P(v) dv + P_N * \int_{v_N}^{v_D} p(v) dv = A + B$$

Siendo:

- $p(v)$: función densidad de probabilidad de velocidad correspondiente al periodo t
- $P(v)$: potencia aerogenerador-velocidad (curva de potencia)
- v_A : velocidad de arranque del aerogenerador
- v_N : velocidad nominal
- v_D : velocidad de desconexión

La expresión se puede descomponer en dos términos: A y B

Siendo A la potencia generada cuando el viento tiene una velocidad entre la velocidad de arranque y la velocidad nominal.

$$A = \int_{v_A}^{v_N} p(v) * P(v) dv$$

Por otro lado, el término B es la potencia generada cuando el viento tiene una velocidad entre la velocidad nominal y la velocidad de desconexión.

$$B = P_N * \int_{v_N}^{v_D} p(v) dv = P_N * (e^{-(\frac{v_N}{c})^k} - e^{-(\frac{v_D}{c})^k})$$

En el anexo 1 de este trabajo se desarrollan con detalle los cálculos para la obtención de la energía generada con cada uno de los cuatro modelos evaluados.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

- Senvion 3.0M122: Un solo aerogenerador Senvion 3.0M122 produciría una energía de 13978MWh al año.
- VESTAS V112/3000: Un solo aerogenerador VESTAS V112/3000 produciría una energía de 9076MWh al año.
- G128/4500: Un solo aerogenerador G128/4500 produciría una energía de 20284MWh al año.

- G128/5.0: Un solo aerogenerador G128/5.0 produciría una energía de 14862MWh al año.

Una vez obtenida la energía que se produciría anualmente con cada generador se procede a comparar los cuatro en la siguiente tabla.

MODELO	G128/4500	VESTAS V112/3MW	Senvion 3.0MW122	G128/5000
Potencia (kW)	4500,00	3000,00	3000,00	5000,00
Energía anual (kWh)	20284661,83	9076301,14	13978681,08	14862163,67
Diámetro rotor (m)	128,00	112,00	122,00	128,00
Altura torre (m)	140,00	119,00	136,00	120,00
Área (m ²)	128668,00	9 852	11690,00	128668,00
Distancia columnas	384,00	336,00	366,00	384,00
Distancia filas	896,00	784,00	854,00	896,00
Velocidad de arranque (m/s)	2,00	3,50	3,00	2,00
Velocidad de desconexión (m/s)	27,00	25,00	22,00	27,00
Número de aerogeneradores	12	17	17	10
Potencia instalada (kW)	54000,00	51000,00	51000,00	50000,00
Factor de carga	0,51	0,35	0,53	0,34
Horas equivalentes a plena carga	4507,70	3025,43	4659,56	2972,43

Tabla 2 Comparativa entre aerogeneradores, elaboración propia.

Para la elaboración de esta tabla se han usado las fichas técnicas de cada modelo referenciadas cada una de ellas en el Anexo 1.

Como el parque será de 50MW un factor importante a tener en cuenta es el número de aerogeneradores que se tienen que colocar si se elige una opción u otra. Como se puede observar la decisión ha de tomarse entre los dos modelos Gamesa. El modelo G128/4500 es el que más energía es capaz de obtener del viento, aunque este diseño necesitaría 2 aerogeneradores más.

La diferencia de producción entre el modelo de 4,5MW y 5MW es de 5422MWh anuales. La complejidad de construcción de un parque eólico off-shore hace que la colocación de un aerogenerador más sea motivo de peso suficiente para decantarse por la opción de G128/5.0. Además de la cimentación y la propia turbina, habría que tener en cuenta el sistema de desagüe de la producción eléctrica que siendo submarina hace todavía más compleja la construcción, reafirmando así la decisión de elegir el modelo G128/5.0.

5 DISEÑO DEL PARQUE

5.1 ORIENTACIÓN

Con el objetivo de optimizar la extracción de energía cinética del viento se deben colocar los aerogeneradores en una orientación específica. Para saber en qué dirección se deben orientar las

turbinas se debe tener en cuenta la dirección predominante del viento. Para ello, se obtuvo en el apartado anterior la rosa de los vientos del Punto SIMAR 3137036 [4].

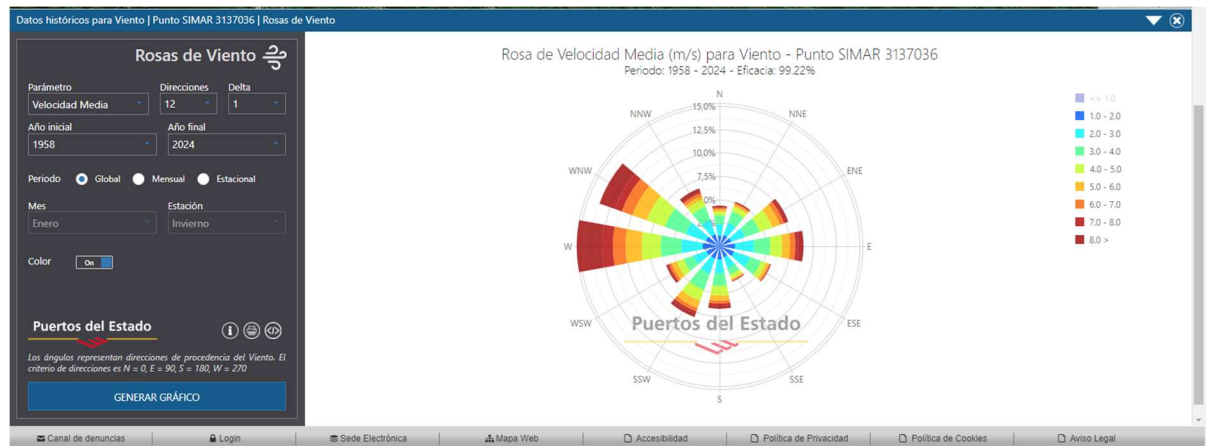


Ilustración 11 Rosa de los vientos

Como se aprecia en la Ilustración 11, la dirección predominante del viento es Oeste, por ello la orientación de las turbinas en el parque será en esta dirección.

5.2 SEPARACIÓN DE LAS TURBINAS

Con el fin de sacar el máximo partido a la superficie disponible se debe optimizar la disposición de los aerogeneradores. Por un lado, es necesario mantener la distancia suficiente para reducir al máximo la influencia de fenómenos como el efecto estela que reducen la eficiencia de la producción energética. Por otro lado, se busca un equilibrio entre mantener la separación necesaria y optimizar la superficie disponible.

El efecto estela se produce cuando la presencia de turbinas eólicas afecta al flujo de viento. El viento al encontrarse con una turbina crea una zona de baja presión detrás de ella lo que se traduce en un viento con menos energía cinética para las turbinas que se encuentren aguas abajo, reduciendo así su eficiencia [9].

Es por ello por lo que se establecen unas separaciones recomendadas para los aerogeneradores. Para la separación entre columnas se establece de 2 a 3 veces el diámetro del rotor. Para la separación entre filas se establece entre 6 y 8 veces el diámetro del rotor [6].

El modelo de turbina utilizado en este parque es el modelo de Gamesa G128/5000 el cual tiene un diámetro de rotor de 128m. Es por ello por lo que en el parque las distancias entre aerogeneradores serán las siguientes. Para la separación entre filas se ha tomado 7 veces el diámetro y para la distancia entre columnas 3 veces el diámetro, es decir:

- Distancia entre columnas: 384m

- Distancia entre filas: 896m

Para poder dibujar el parque se ha descargado de Mapas Cantabria [10] el mapa correspondiente a la zona de Cabo Mayor y así poder representar en AutoCAD las turbinas con sus correspondientes distancias.

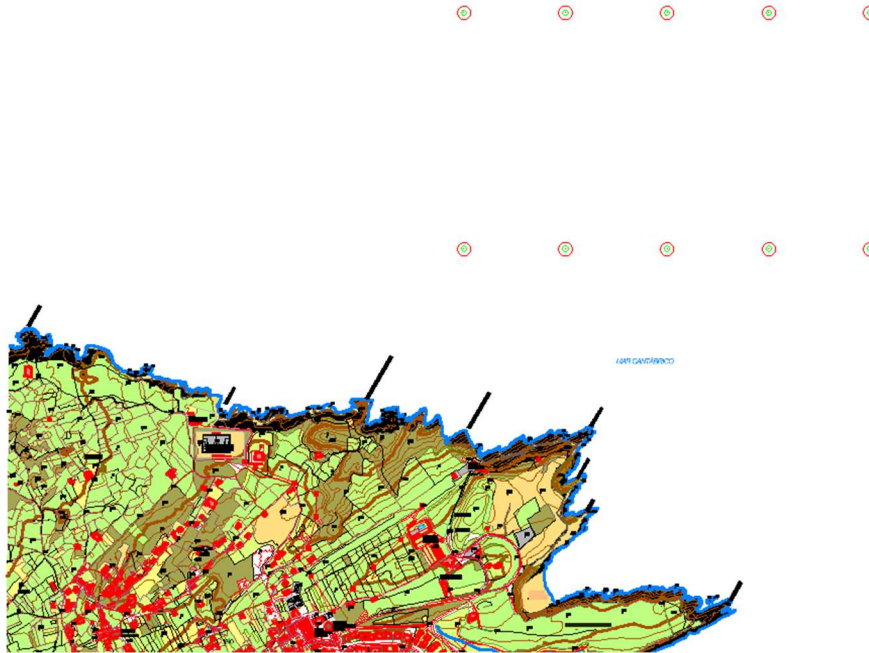


Ilustración 12 Separación entre las turbinas, elaboración propia.

6 INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN

6.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo de la instalación eléctrica del parque es evacuar la energía generada en los aerogeneradores al sistema eléctrico general en las condiciones establecidas por el operador.

En este proyecto hay 10 aerogeneradores de tipo G128/5000 de la compañía Gamesa con una potencia de 5MW cada uno. Por lo tanto, la potencia eléctrica máxima a transportar será 50MW.

Los aerogeneradores generan en baja tensión, en este caso la tensión de salida del modelo G128/5000 es de 0,690kV. Es por ello por lo que en cada góndola se instalará un transformador que permita elevar la tensión de 0,690 kV a 30 kV para así poder transportar la energía obtenida en media tensión. Además, en la base se instalarán todas las protecciones y celdas necesarias para realizar las conexiones. El objetivo de elevar la tensión para el transporte es reducir las pérdidas por efecto Joule ya que una tensión más elevada se traduce en una intensidad más baja.

En este trabajo se han considerado los cálculos de la línea hasta llegar a una subestación de 30 kV que será el punto de evacuación de la energía generada.

6.2 INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN LOS AEROGENERADORES

Para poder realizar el transporte de la energía en media tensión se instalarán centros de transformación elevadores 0,690/30 kV en el interior de los aerogeneradores. Estos centros estarán divididos en dos partes: el transformador será colocado en la góndola y las celdas de media tensión y equipos de protección serán colocados en la base de la torre.

6.2.1 Transformador

El principal elemento del centro de transformación es el transformador, en este caso se trata de un transformador elevador: de baja tensión a la que generan los aerogeneradores a media tensión para su transporte más eficiente hasta la subestación. Para reducir al máximo las pérdidas por efecto Joule se coloca el transformador en la góndola pudiendo pasar así lo antes posible a transportar en MT.

El modelo seleccionado es de la compañía ABB cuyas características según ficha técnica [11] son las siguientes:

- Tipo: trifásico
- Potencia (MVA): 2,35
- Tensión de alta (kV): 30
- Tensión de baja (kV): 0,690
- Frecuencia (Hz): 50
- Conexión: Dyn5
- Aislamiento: seco

Todos los transformadores colocados dispondrán de todos los equipos de control necesarios para garantizar el correcto funcionamiento de forma telemática. Los centros de transformación en su totalidad siguen las pautas establecidas en el “Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación” [12].

6.2.2 Celdas MT

Las celdas de media tensión serán instaladas en la base de los aerogeneradores facilitando el acceso a ellas. Las celdas serán las encargadas de proteger la instalación y realizar el conexionado entre los diferentes aerogeneradores. Estas celdas cumplirán con el reglamento citado en el apartado anterior.

Las celdas utilizadas serán el modelo: “CBGS-0 Celdas blindadas con aislamiento en SF₆ hasta 36/38kV” [13] del fabricante Manufacturas Eléctricas SA. Estas celdas utilizan gas SF₆ como aislante, lo que garantiza un elevado nivel de aislamiento eléctrico, reducción de espacio físico (compactación de la instalación) y alta fiabilidad operacional frente a ambientes agresivos como los marinos. Además, su diseño modular facilita futuras ampliaciones del parque.

Los diferentes módulos estarán interconectados mediante un sistema de embarrado con aislamiento sólido apantallado en el exterior de la cuba SF₆.

		IEC		ANSI		
Tensión nominal		(kV)	24	36	27	38
Nivel de aislamiento	A frecuencia industrial, 50Hz	(kV rms)	50	70	60	80
	A onda de choque tipo rayo	(kV cresta)	125	170	125	170
Intensidad nominal	Embarrado	(A)	1250 / 1600 / 2000		1200 / 2000	
	Derivaciones	(A)	630 / 1250 / 1600 / 2000		600 / 1200 / 2000	
Intensidad nominal de corte		(kA)	25 / 31.5			
Capacidad de cierre en cortocircuito		(kA cresta)	65 / 82			
Intensidad nominal de corta duración		(kA-3 s)	Max 25 / 31.5			
Resistencia frente a arcos internos (opcional)	(AFL o AFLR)	(kA-1 s)	31.5			
Presión nominal relativa de gas SF6 a 20°C		(bar)	0.30			
Grado de protección	Compartimento de AT	IP65				
	Compartimento de BT	IP3X - IP41				

Ilustración 13 Características comunes a todos los módulos [13]

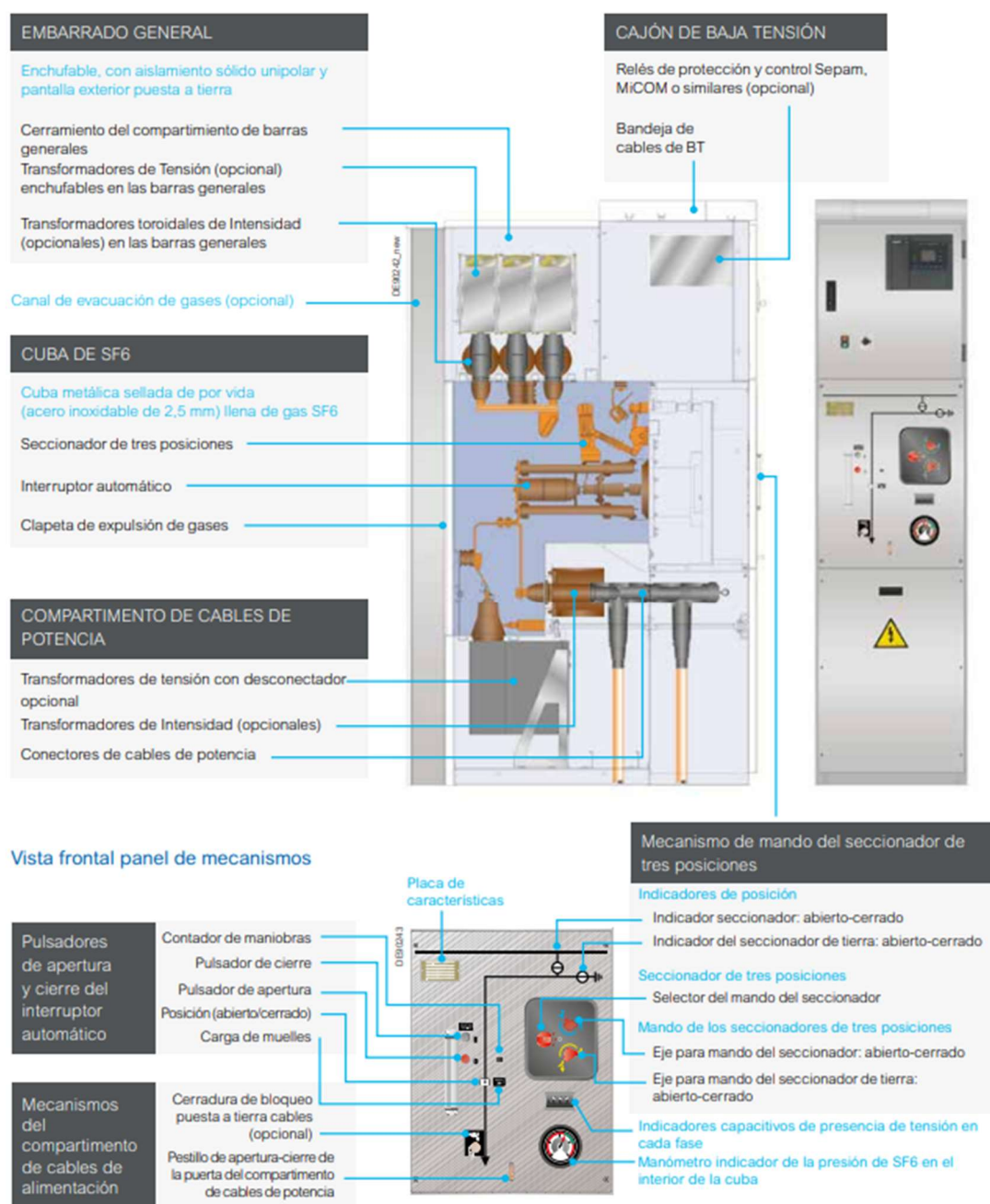


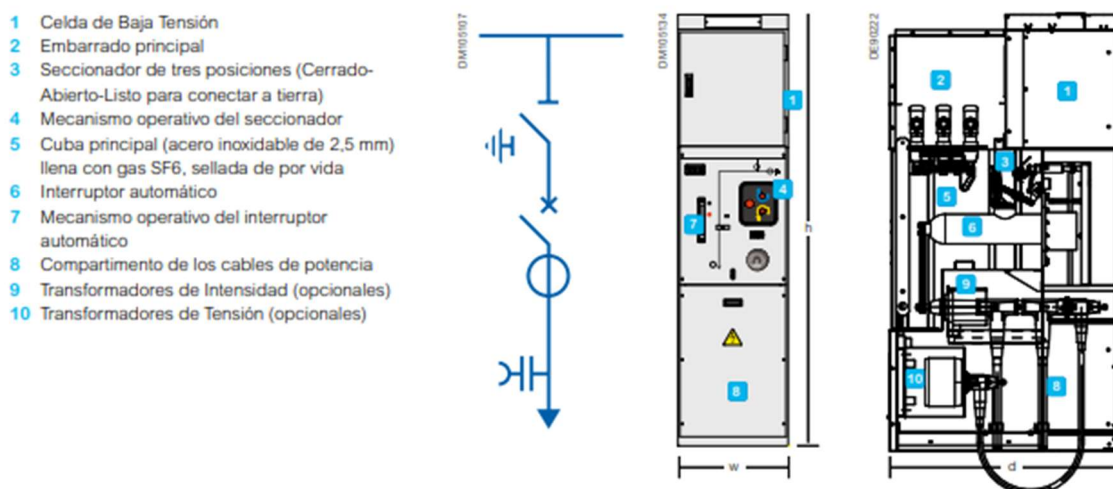
Ilustración 14 Descripción de los módulos [13]

Las características descritas son comunes a todos los módulos. Sin embargo, existen tres tipos diferentes de módulos según su función. Las celdas podrán ser de salida de línea cuya función será de maniobra con interruptor-seccionador, protección de transformador cuya función será protección con interruptor automático, y de entrada de línea cuya función será de remonte a barras.

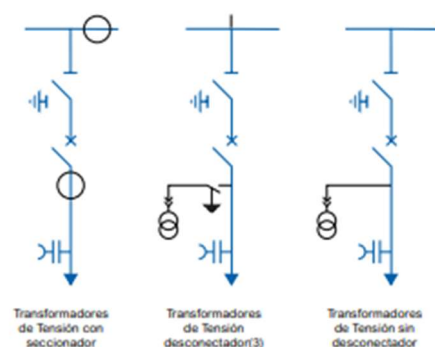
Celda de protección del transformador

Al ser el transformador el elemento más costoso del centro de transformación requiere un módulo individual de protección. Estos módulos cuentan con los sistemas de protección necesarios para

asegurar la seguridad del transformador. A continuación, se muestran sus características y componentes según catálogo.



Transformadores de Medida



		IX-S	
Tensión nominal	kV	24	36
Nivel de aislamiento nominal	kV rms - 1 min	50	70
	kV impulso 1.2/50 ms	125	170
Intensidad nominal (barras)	A	1250	•
		1600	•
		2000	•
Intensidad nominal (derivaciones)	A	630	•
		1250	•
		1600	•
		2000	•
Capacidad de interrupción	kA	25/31.5	
Corr. corta duración admisible	kA 3s	25/31.5	
(An) Ancho	mm	600 ⁽²⁾	
(Al) Altura	mm	2350 ⁽¹⁾	
(P) Profundidad	mm	1400 (AFLR)	
Peso aproximado 1250 A	kg	725	
Peso aproximado 2000 A	kg	1020	

(1) 2380 mm aprox. con transformadores de tensión para barras de 2000 A

(2) 1200 mm de ancho para celdas de 2000 A

(3) Consultarnos

Ilustración 15 Características de las celdas de protección de transformador [13]

Celda de acoplamiento (entrada de línea)

Las celdas de entrada de línea son las encargadas del acoplamiento de las diferentes líneas procedentes de los aerogeneradores. Está equipada con un interruptor-seccionador de tres posiciones (cerrado-abierto-puesta a tierra) para mejorar la seguridad del sistema. A continuación, se muestra sus características y componentes según catálogo.

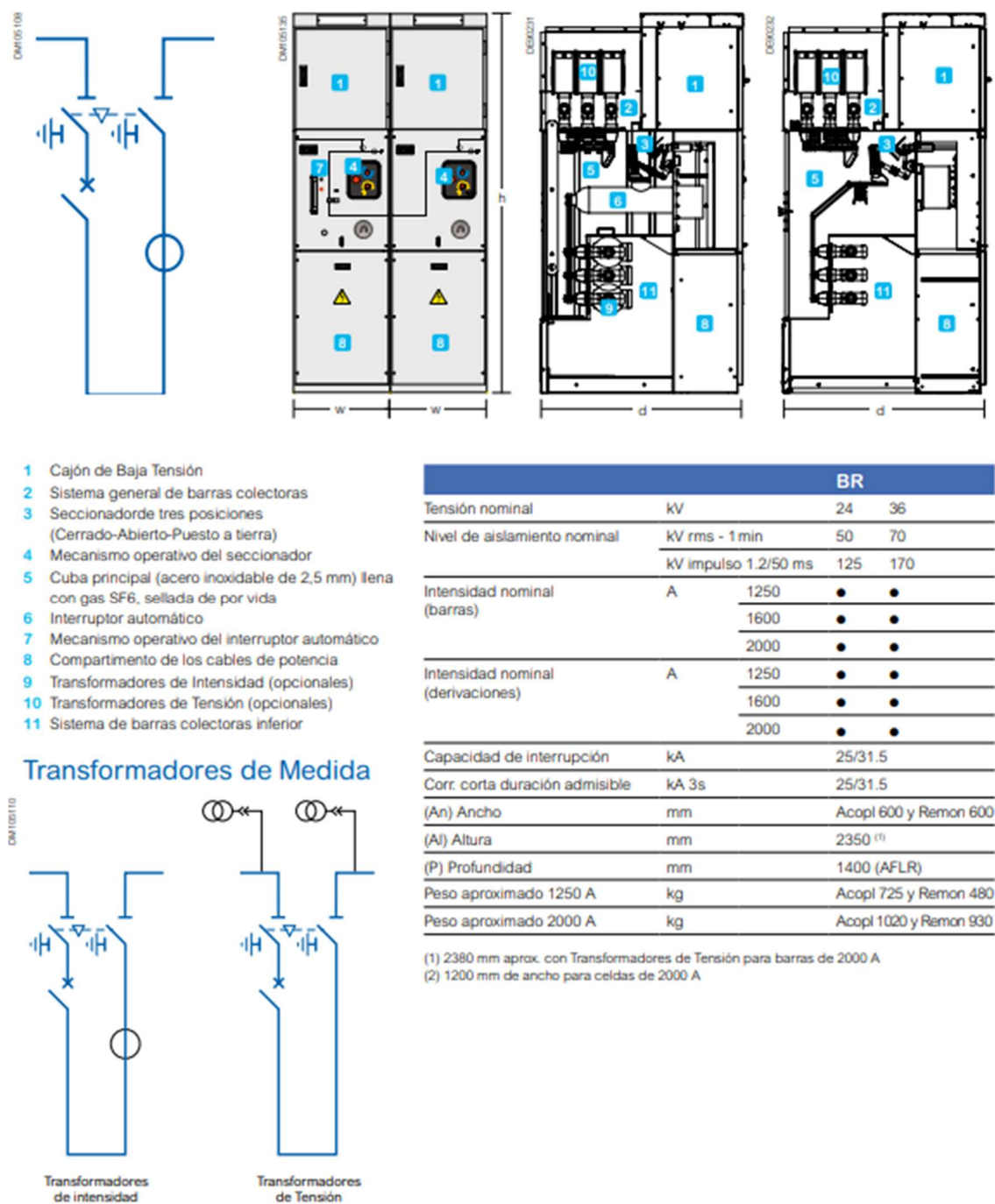


Ilustración 16 Celda de acoplamiento o remonte (entrada de línea) [13]

Celda de unión/ seccionador (fin de línea)

La celda de unión o salida de línea es la más sencilla de todas las instaladas. Su función es conectar las barras rígidas con la salida del cable al aerogenerador posterior. A diferencia del resto de celdas comentadas, esta no instala dispositivos de corte, solo el seccionador de puesta a tierra correspondiente. A continuación, se muestran sus características y componentes según catálogo.

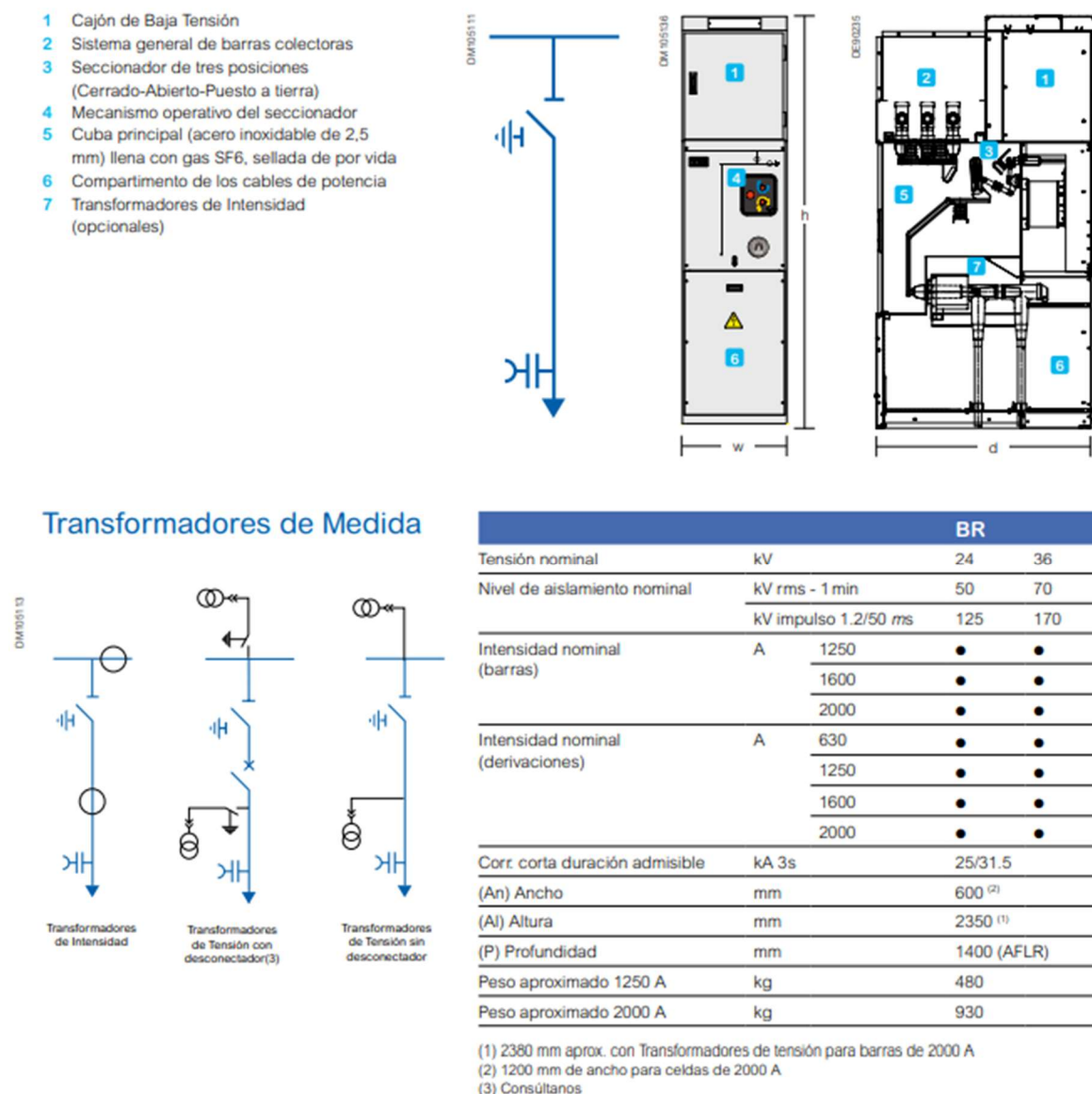


Ilustración 17 Celda de unión/seccionador (fin de línea) [13]

6.3 CÁLCULO DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN

La red subterránea de media tensión será la encargada de evacuar la energía generada hasta el punto de conexión de una subestación a 30 kV.

La línea de media tensión que conectará entre si los aerogeneradores y evacuará a tierra será submarina y enterrada bajo el lecho marino. La línea desde la costa hasta la subestación será subterránea enterrada bajo tubo. Ambas estarán aisladas con XLPE.

Los cálculos han sido realizados siguiendo el “Proyecto Tipo DYZ10000 Líneas Subterráneas Media Tensión” [14] de la distribuidora Endesa.

Estos cálculos se encuentran detallados en el Anexo 2 de este trabajo donde se calculan tanto las características eléctricas de la línea como las intensidades máximas admisibles en servicio permanente y en cortocircuito.

7 VIABILIDAD ECONÓMICA

El análisis de viabilidad económica constituye una parte fundamental en la planificación y evaluación de cualquier proyecto. En el caso del presente parque eólico, se ha desarrollado un estudio de viabilidad económica con el objetivo de determinar su rentabilidad y capacidad de recuperación de la inversión a lo largo de su vida útil.

Este estudio se ha estructurado en torno a tres escenarios principales: pesimista, realista y optimista que permiten evaluar el comportamiento económico del proyecto bajo diferentes condiciones de mercado, especialmente en lo relativo al precio de la energía y a la producción anual estimada. Cada uno de estos escenarios contempla proyecciones de ingresos, costes operativos, amortización, impuestos, y flujo de caja, así como el cálculo de indicadores clave como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión (Payback)

El primer escenario para analizar es el escenario realista, el cual se utilizará como base para suponer los otros dos. Como datos de partida se toma la producción anual de energía calculada anteriormente en este trabajo, un valor estimado del precio del MWh obtenido de la media del precio según REE [15] en los últimos 10 años y el presupuesto de ejecución del parque eólico considerado en este trabajo.

Ingresos

Recogen los ingresos anuales generados por la venta de la energía eléctrica producida por el parque eólico. Este precio se actualiza anualmente aplicando una subida del 1,5%, en línea con el valor previsto del IPC.

Costes

Incluyen los costes operativos y de mantenimiento del parque (OPEX). En este estudio se ha tomado como base un valor equivalente al 2% del CAPEX.

El CAPEX (Capital Expenditure) es la inversión inicial que debe hacerse para construir el parque, en este caso, se ha tomado el valor del presupuesto de ejecución por contrata del parque considerado en este trabajo. OPEX (Operating Expenditure) representa los gastos operativos que una empresa incurre para mantener sus operaciones diarias. El uso del 2% del CAPEX como estimación de los costes operativos anuales (OPEX) es una práctica habitual en estudios de viabilidad técnica y financiera para instalaciones de energías renovables [16] incrementado anualmente en un 0,1%.

Beneficios

Representan el beneficio bruto anual, antes de considerar amortización e impuestos. Se obtiene restando los costes de operación a los ingresos del mismo año.

$$Beneficios = Ingresos - Costes$$

Amortización

Refleja el reparto contable de la inversión inicial (CAPEX) durante la vida útil del proyecto. Se ha utilizado un método de amortización lineal lo que significa que se reparte la inversión inicial en partes iguales durante los 20 años de vida útil del parque, resultando en una cantidad fija anual que no implica salida real de caja, pero que sí afecta al cálculo de impuestos.

$$Amortización = \frac{Desembolso\ Inicial}{Vida\ Útil}$$

BAT (Beneficio Antes de Impuestos)

Se calcula como la diferencia entre el beneficio bruto y la amortización. Sirve como base para el cálculo de impuestos, ya que representa el beneficio contable antes de tributar.

$$BAT = Beneficios - Amortización$$

Impuestos

Corresponden a un 30% del BAT, aplicándose únicamente en los años en los que este resultado sea positivo. En caso de pérdidas contables, no se genera carga fiscal.

$$Impuestos = BAT * 30\%$$

Beneficio neto

Es el resultado final después de restar los impuestos al BAT. Representa el beneficio contable anual del proyecto.

$$Beneficio\ Neto = BAT - Impuestos$$

Desembolso

Indica el importe de la inversión inicial del proyecto, reflejado como una salida de caja única en el año 0.

Flujo de caja neto

Se calcula sumando la amortización al beneficio neto, ya que la amortización no implica una salida efectiva de dinero. Representa el efectivo generado realmente por el proyecto en cada ejercicio, y es la base para el cálculo del VAN, TIR y payback.

$$\text{Flujo de Caja Neto} = \text{Amortización} + \text{Beneficio Neto}$$

Flujo de caja acumulado

Muestra la suma progresiva de los flujos de caja netos desde el inicio del proyecto. Permite evaluar en qué momento se recupera la inversión inicial, lo que se conoce como periodo de retorno o payback.

$$\text{Flujo de Caja Acumulado}_t = \sum_{i=1}^t \text{Flujo de Caja}_i$$

Valor Actual Neto VAN

El VAN representa el valor actual de todos los flujos de caja que un proyecto generará en el futuro, descontados al valor presente, menos la inversión inicial. Este indicador financiero indicará si el proyecto es rentable o no.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} - I$$

Donde:

- Ft: Flujo de caja en el periodo t
- r: Tasa de descuento
- t: Número de periodo
- I: Inversión inicial

$VAN > 0$: El proyecto es rentable, genera más valor del que cuesta.

$VAN = 0$: El proyecto ni gana ni pierde valor; recupera exactamente lo invertido.

$VAN < 0$: El proyecto no es rentable, genera menos valor que la inversión.

Tasa Interna de Retorno TIR

El TIR es la tasa que iguala el valor presente de los ingresos futuros con la inversión inicial.

En otras palabras, el TIR indica qué porcentaje de ganancia genera un proyecto, tomando en cuenta todos los flujos de dinero en el tiempo.

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

Donde:

- Ft: Flujo de caja en el periodo t

- TIR: Tasa interna de retorno
- t: Periodo de tiempo
- I: Inversión inicial

PayBack

Es el tiempo que tarda el proyecto en recuperar la inversión inicial. En el estudio de viabilidad para este proyecto se puede observar el año en el que se recupera la inversión inicial cuando el flujo de caja acumulado pasa a ser mayor que cero.

7.1 INGRESOS

Precio de la energía

El precio medio del MWh en España en los últimos 10 años es de 78,45 €. Como se puede apreciar en la siguiente tabla, el precio de MWh alcanzó su máximo en 2022 y a partir de ese momento comenzó a descender lo que indica una tendencia a la baja del precio de la electricidad en los últimos años.

Año	Precio medio (€/MWh)
2014	55,1
2015	62,9
2016	39,7
2017	60,6
2018	64,4
2019	53,4
2020	40,4
2021	111,9
2022	209
2023	87,1

Tabla 3 Precio medio anual de la energía en España [15]

Producción esperada

Para saber los ingresos del parque se debe tener en cuenta la producción anual de energía que se ha calculado en el apartado 4 de este trabajo. Cada aerogenerador G128/5.0 produciría una energía de 14862MWh al haber instalados 10 aerogeneradores se obtendrá una energía de 148620MWh anuales.

Con lo cual, los ingresos en el escenario realista serán:

$$\text{Ingresos} = 78,45 * 148620 = 11.659.239,00 \text{ €}$$

7.2 COSTES

La inversión inicial (CAPEX) vendrá definida por el presupuesto de este trabajo. Es decir, se tendrá un desembolso inicial de 437.388.309,14 €.

Los costes de operación y mantenimiento (OPEX) comprenden los gastos necesarios para mantener en funcionamiento el parque eólico durante toda su vida útil. En este trabajo, se ha considerado un OPEX equivalente al 2% de la inversión inicial (CAPEX), con una actualización anual del 0,1% debido a la inflación [17]. Estos costes tienen un impacto directo sobre la rentabilidad del proyecto y deben ser tenidos en cuenta con precisión en el análisis económico. Los costes de operación y mantenimiento anuales serán de 8.747.766,18 €.

7.2.1 Escenario realista

Para este escenario se han realizado las siguientes consideraciones:

Vida útil (años)	20
Subida del IPC (%)	1,50
Aumento costes explotación anuales (%)	0,1
Tasa de interés (%)	6

Tabla 4 Consideraciones escenario realista

Para la determinación del VAN, el TIR y el Payback se comenzó calculando en primer lugar los beneficios, los cuales son el resultado de restar a los ingresos por venta de electricidad generada por el parque eólico (11.659.239,00 €), los costes de operación y mantenimiento (8.747.766,18 €), los cuales como ya se ha indicado se han considerado que son un 2% del presupuesto de ejecución por contrata del parque eólico (437.388.309,14 €.)

Beneficios

$$\text{Beneficios} = 11.659.239,00 \text{ €} - 8.747.766,18 \text{ €} = 2.911.472,82 \text{ €}$$

Una vez calculados los beneficios anuales se calcula la amortización, que como se ha indicado previamente se ha considerado en este TFG un método de amortización lineal, obteniéndose:

Amortización

$$\text{Amortización} = \frac{\text{Desembolso Inicial}}{\text{Vida Útil}} = \frac{437.388.309,14}{20} = 21.869.415,46 \text{ €}$$

Conocidos los beneficios y la amortización el siguiente paso es la determinación del BAT:

BAT (Beneficio Antes de Impuestos)

$$\text{BAT} = \text{Beneficios} - \text{Amortización} = 2.911.472,82 \text{ €} - 21.869.415,46 \text{ €} = -18.957.942,64 \text{ €}$$

Una vez conocido el BAT, es posible determinar los impuestos:

Impuestos

Los impuestos son solo considerados si BAT > 0. Por lo que en este caso los impuestos serán 0€.

El siguiente paso es la determinación del beneficio neto:

Beneficio neto

$$\text{Beneficio Neto} = \text{BAT} - \text{Impuestos} = -18.957.942,64 - 0 = -18.957.942,64 \text{ €}$$

Obtenido el beneficio neto, el siguiente paso es determinar el flujo de caja neto, obteniéndose:

Flujo de caja neto

$$\text{Flujo de Caja Neto} = \text{Amortización} + \text{Beneficio Neto} = 21.869.415,46 - 18.957.942,64 = 2.911.472,82 \text{ €}$$

Conocido el flujo de caja neto se procede a determinar el flujo de caja acumulado que para el primer año será:

Flujo de caja acumulado

$$\text{Flujo de Caja Acumulado}_t = -437.388.309,14 \text{ €} + 2.911.472,82 \text{ €} = -434.476.836,32 \text{ €}$$

Este procedimiento aplicado se ha implementado para el resto de los años de vida (20 años) considerados para el parque eólico. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 5.

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos		11.659.239,00 €	11.834.127,59 €	12.011.639,50 €	12.191.814,09 €	12.374.691,30 €	12.560.311,67 €	12.748.716,35 €	12.939.947,09 €	13.134.046,30 €	13.331.056,99 €
Costes		8.747.766,18 €	8.756.513,95 €	8.765.270,46 €	8.774.035,73 €	8.782.809,77 €	8.791.592,58 €	8.800.384,17 €	8.809.184,56 €	8.817.993,74 €	8.826.811,73 €
Beneficios		2.911.472,82 €	3.077.613,64 €	3.246.369,04 €	3.417.778,36 €	3.591.881,53 €	3.768.719,09 €	3.948.332,18 €	4.130.762,54 €	4.316.052,56 €	4.504.245,26 €
Amortización		8.747.766,18 €	8.747.766,18 €	8.747.766,18 €	8.747.766,18 €	8.747.766,18 €	8.747.766,18 €	8.747.766,18 €	8.747.766,18 €	8.747.766,18 €	8.747.766,18 €
BAT		-5.836.293,37 €	-5.670.152,55 €	-5.501.397,15 €	-5.329.987,82 €	-5.155.884,65 €	-4.979.047,09 €	-4.799.434,01 €	-4.617.003,65 €	-4.431.713,62 €	-4.243.520,92 €
Impuestos		0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Beneficio neto		-5.836.293,37 €	-5.670.152,55 €	-5.501.397,15 €	-5.329.987,82 €	-5.155.884,65 €	-4.979.047,09 €	-4.799.434,01 €	-4.617.003,65 €	-4.431.713,62 €	-4.243.520,92 €
Desembolso	437.388.309,14 €										
Flujo de caja neto	-437.388.309,14 €	2.911.472,82 €	3.077.613,64 €	3.246.369,04 €	3.417.778,36 €	3.591.881,53 €	3.768.719,09 €	3.948.332,18 €	4.130.762,54 €	4.316.052,56 €	4.504.245,26 €
Flujo de caja acumulado	-437.388.309,14 €	-434.476.836,32 €	-431.399.222,69 €	-428.152.853,65 €	-424.735.075,29 €	-421.143.193,76 €	-417.374.474,67 €	-413.426.142,49 €	-409.295.379,95 €	-404.979.327,40 €	-400.475.082,14 €

Año		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ingresos		13.531.022,85 €	13.733.988,19 €	13.939.998,01 €	14.149.097,98 €	14.361.334,45 €	14.576.754,47 €	14.795.405,79 €	15.017.336,87 €	15.242.596,93 €	15.471.235,88 €
Costes		8.835.638,55 €	8.844.474,18 €	8.853.318,66 €	8.862.171,98 €	8.871.034,15 €	8.879.905,18 €	8.888.785,09 €	8.897.673,87 €	8.906.571,55 €	8.915.478,12 €
Beneficios		4.695.384,30 €	4.889.514,01 €	5.086.679,36 €	5.286.926,01 €	5.490.300,30 €	5.696.849,29 €	5.906.620,70 €	6.119.663,00 €	6.336.025,38 €	6.555.757,76 €
Amortización		8.747.766,18 €	8.747.766,18 €	8.747.766,18 €	8.747.766,18 €	8.747.766,18 €	8.747.766,18 €	8.747.766,18 €	8.747.766,18 €	8.747.766,18 €	8.747.766,18 €
BAT		-4.052.381,88 €	-3.858.252,18 €	-3.661.086,83 €	-3.460.840,18 €	-3.257.465,88 €	-3.050.916,90 €	-2.841.145,48 €	-2.628.103,18 €	-2.411.740,80 €	-2.192.008,42 €
Impuestos		0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Beneficio neto		-4.052.381,88 €	-3.858.252,18 €	-3.661.086,83 €	-3.460.840,18 €	-3.257.465,88 €	-3.050.916,90 €	-2.841.145,48 €	-2.628.103,18 €	-2.411.740,80 €	-2.192.008,42 €
Desembolso											
Flujo de caja neto		4.695.384,30 €	4.889.514,01 €	5.086.679,36 €	5.286.926,01 €	5.490.300,30 €	5.696.849,29 €	5.906.620,70 €	6.119.663,00 €	6.336.025,38 €	6.555.757,76 €
Flujo de caja acumulado		-395.779.697,83 €	-390.890.183,83 €	-385.803.504,47 €	-380.516.578,46 €	-375.026.278,16 €	-369.329.428,87 €	-363.422.808,17 €	-357.303.145,17 €	-350.967.119,79 €	-344.411.362,03 €

Tabla 5 Escenario realista

El flujo de caja acumulado no es mayor que cero dentro de la vida útil estimada para el proyecto para el escenario realista. Con lo cual no se recupera la inversión inicial dentro de los 20 años. Más adelante se explicarán las condiciones necesarias para la recuperación de la inversión inicial para los tres escenarios.

VAN	-388.205.567,36 €
TIR	-11%

Tabla 6 VAN y TIR escenario realista

Bajo estas condiciones, el proyecto genera ingresos crecientes a lo largo de los años, pero los beneficios netos permanecen negativos durante todo el periodo analizado, debido a la alta carga de amortización y a los costes de operación.

Aunque los flujos de caja netos son positivos año a año, el flujo de caja acumulado no logra alcanzar valores positivos, lo que indica que la inversión no se recupera dentro de la vida útil del parque. Esto refleja que, con las condiciones actuales, el proyecto no logra alcanzar el equilibrio económico y requeriría un aumento en el precio de venta de la energía eléctrica producida, así como una reducción de costes o apoyos adicionales para ser viable.

Para el escenario pesimista y optimista se han variado el precio de la energía, la producción anual y la tasa de interés como se recoge en la siguiente tabla:

	REALISTA	OPTIMISTA	PESIMISTA
Precio medio energía producida (€/MWh)	78,45	90,00	65,00
Producción anual (MWh)	148620,00	156051,00	141189,00
Ingresos anuales (€)	11.659.239,00	14.044.590,00	9.177.285,00
Tasa de descuento (%)	6	4	8

Tabla 7 Datos de los diferentes escenarios

Para el escenario pesimista y optimista se ha seguido la misma metodología para el año 1 y variando los datos mencionados en la tabla 7. Los resultados de dichos cálculos se muestran en los siguientes subapartados.

7.2.2 Escenario pesimista

Para este escenario se han asumido las siguientes consideraciones:

Vida útil (años)	20
Subida del IPC (%)	1,50
Aumento costes explotación anuales (%)	0,10
Tasa de interés (%)	8

Tabla 8 Consideraciones escenario pesimista

Los resultados de flujos de caja obtenidos para el escenario pesimista se muestran en la Tabla 59.

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos		9.177.285,00 €	9.314.944,28 €	9.454.668,44 €	9.596.488,47 €	9.740.435,79 €	9.886.542,33 €	10.034.840,46 €	10.185.363,07 €	10.338.143,52 €	10.493.215,67 €
Costes		8.747.766,18 €	8.756.513,95 €	8.765.270,46 €	8.774.035,73 €	8.782.809,77 €	8.791.592,58 €	8.800.384,17 €	8.809.184,56 €	8.817.993,74 €	8.826.811,73 €
Beneficios		429.518,82 €	558.430,33 €	689.397,98 €	822.452,73 €	957.626,02 €	1.094.949,75 €	1.234.456,29 €	1.376.178,52 €	1.520.149,78 €	1.666.403,94 €
Amortización		21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €
BAT		-21.439.896,64 €	-21.310.985,13 €	-21.180.017,48 €	-21.046.962,72 €	-20.911.789,43 €	-20.774.465,71 €	-20.634.959,16 €	-20.493.236,94 €	-20.349.265,68 €	-20.203.011,52 €
Impuestos		0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Beneficio neto		-21.439.896,64 €	-21.310.985,13 €	-21.180.017,48 €	-21.046.962,72 €	-20.911.789,43 €	-20.774.465,71 €	-20.634.959,16 €	-20.493.236,94 €	-20.349.265,68 €	-20.203.011,52 €
Desembolso	437.388.309,14 €										
Flujo de caja neto	-437.388.309,14 €	429.518,82 €	558.430,33 €	689.397,98 €	822.452,73 €	957.626,02 €	1.094.949,75 €	1.234.456,29 €	1.376.178,52 €	1.520.149,78 €	1.666.403,94 €
Flujo de caja acumulado	-437.388.309,14 €	-436.958.790,32 €	-436.400.360,00 €	-435.710.962,02 €	-434.888.509,29 €	-433.930.883,26 €	-432.835.933,51 €	-431.601.477,22 €	-430.225.298,71 €	-428.705.148,93 €	-427.038.744,99 €

Año		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ingresos		10.650.613,91 €	10.810.373,11 €	10.972.528,71 €	11.137.116,64 €	11.304.173,39 €	11.473.735,99 €	11.645.842,03 €	11.820.529,66 €	11.997.837,61 €	12.177.805,17 €
Costes		8.835.638,55 €	8.844.474,18 €	8.853.318,66 €	8.862.171,98 €	8.871.034,15 €	8.879.905,18 €	8.888.785,09 €	8.897.673,87 €	8.906.571,55 €	8.915.478,12 €
Beneficios		1.814.975,36 €	1.965.898,93 €	2.119.210,05 €	2.274.944,66 €	2.433.139,24 €	2.593.830,81 €	2.757.056,94 €	2.922.855,79 €	3.091.266,06 €	3.262.327,05 €
Amortización		21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €
BAT		-20.054.440,10 €	-19.903.516,53 €	-19.750.205,40 €	-19.594.470,79 €	-19.436.276,22 €	-19.275.584,65 €	-19.112.358,51 €	-18.946.559,67 €	-18.778.149,40 €	-18.607.088,40 €
Impuestos		0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Beneficio neto		-20.054.440,10 €	-19.903.516,53 €	-19.750.205,40 €	-19.594.470,79 €	-19.436.276,22 €	-19.275.584,65 €	-19.112.358,51 €	-18.946.559,67 €	-18.778.149,40 €	-18.607.088,40 €
Desembolso											
Flujo de caja neto		1.814.975,36 €	1.965.898,93 €	2.119.210,05 €	2.274.944,66 €	2.433.139,24 €	2.593.830,81 €	2.757.056,94 €	2.922.855,79 €	3.091.266,06 €	3.262.327,05 €
Flujo de caja acumulado		-425.223.769,63 €	-423.257.870,70 €	-421.138.660,65 €	-418.863.715,99 €	-416.430.576,74 €	-413.836.745,93 €	-411.079.688,99 €	-408.156.833,20 €	-405.065.567,14 €	-401.803.240,09 €

Tabla 9 Escenario pesimista

El escenario pesimista simula una situación desfavorable en la que la producción anual se reduce en un 5% respecto al valor base, y el precio de venta del MWh se sitúa en 65 €, notablemente por debajo del promedio histórico. Estas condiciones provocan una caída significativa en los ingresos anuales del proyecto.

Como consecuencia, los beneficios son aún más reducidos y se mantienen en valores negativos durante toda la vida útil del parque. Aunque el flujo de caja neto sigue siendo positivo en algunos años, no es suficiente para compensar la inversión inicial, y el flujo de caja acumulado permanece por debajo de cero en todo momento.

Este escenario evidencia como reflejan los valores del VAN y el TIR obtenidos (Tabla 10) que, ante una caída en la producción o el precio de la energía, el proyecto no resulta económicamente viable sin ajustes sustanciales o mecanismos de apoyo externo.

VAN	-423.492.383,27 €
TIR	-15%

Tabla 10 VAN y TIR escenario pesimista

7.2.3 Escenario optimista

Finalmente, para el escenario optimista se han asumido las siguientes consideraciones:

Vida útil (años)	20
Subida del IPC (%)	1,50
Aumento costes explotación anuales (%)	0,1
Tasa de interés (%)	4

Tabla 11 Consideraciones escenario optimista

El escenario optimista plantea una mejora en las condiciones del proyecto, con un incremento del 5% en la producción anual de energía y un precio de venta del MWh de 90 €. Estas condiciones más favorables permiten alcanzar mayores ingresos desde el primer año, lo que mejora notablemente la capacidad del proyecto para generar beneficios.

Aunque la amortización y los costes siguen siendo relevantes, los flujos de caja netos anuales son más elevados, y el flujo de caja acumulado muestra una tendencia más positiva. Sin embargo, a pesar de la mejora en los resultados, la inversión inicial no se llega a recuperar completamente durante los 20 años analizados (Tabla 12), aunque se reduce significativamente la brecha respecto a los otros escenarios.

VAN	-340.792.205,22 €
TIR	-8%

Tabla 12 VAN y TIR escenario optimista

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos		14.044.590,00 €	14.255.258,85 €	14.469.087,73 €	14.686.124,05 €	14.906.415,91 €	15.130.012,15 €	15.356.962,33 €	15.587.316,77 €	15.821.126,52 €	16.058.443,41 €
Costes		8.747.766,18 €	8.756.513,95 €	8.765.270,46 €	8.774.035,73 €	8.782.809,77 €	8.791.592,58 €	8.800.384,17 €	8.809.184,56 €	8.817.993,74 €	8.826.811,73 €
Beneficios		5.296.823,82 €	5.498.744,90 €	5.703.817,27 €	5.912.088,32 €	6.123.606,14 €	6.338.419,57 €	6.556.578,16 €	6.778.132,21 €	7.003.132,78 €	7.231.631,68 €
Amortización		21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €
BAT		-16.572.591,64 €	-16.370.670,56 €	-16.165.598,19 €	-15.957.327,14 €	-15.745.809,32 €	-15.530.995,89 €	-15.312.837,30 €	-15.091.283,25 €	-14.866.282,68 €	-14.637.783,78 €
Impuestos		0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Beneficio neto		-16.572.591,64 €	-16.370.670,56 €	-16.165.598,19 €	-15.957.327,14 €	-15.745.809,32 €	-15.530.995,89 €	-15.312.837,30 €	-15.091.283,25 €	-14.866.282,68 €	-14.637.783,78 €
Desembolso	437.388.309,14 €										
Flujo de caja neto	-437.388.309,14 €	5.296.823,82 €	5.498.744,90 €	5.703.817,27 €	5.912.088,32 €	6.123.606,14 €	6.338.419,57 €	6.556.578,16 €	6.778.132,21 €	7.003.132,78 €	7.231.631,68 €
Flujo de caja acumulado	-437.388.309,14 €	-432.091.485,32 €	-426.592.740,42 €	-420.888.923,15 €	-414.976.834,84 €	-408.853.228,70 €	-402.514.809,13 €	-395.958.230,97 €	-389.180.098,76 €	-382.176.965,98 €	-374.945.334,30 €

Año		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ingresos		16.299.320,07 €	16.543.809,87 €	16.791.967,01 €	17.043.846,52 €	17.299.504,22 €	17.558.996,78 €	17.822.381,73 €	18.089.717,46 €	18.361.063,22 €	18.636.479,17 €
Costes		8.835.638,55 €	8.844.474,18 €	8.853.318,66 €	8.862.171,98 €	8.871.034,15 €	8.879.905,18 €	8.888.785,09 €	8.897.673,87 €	8.906.571,55 €	8.915.478,12 €
Beneficios		7.463.681,52 €	7.699.335,68 €	7.938.648,36 €	8.181.674,54 €	8.428.470,07 €	8.679.091,60 €	8.933.596,64 €	9.192.043,59 €	9.454.491,67 €	9.721.001,05 €
Amortización		21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €	21.869.415,46 €
BAT		-14.405.733,94 €	-14.170.079,77 €	-13.930.767,10 €	-13.687.740,91 €	-13.440.945,39 €	-13.190.323,86 €	-12.935.818,81 €	-12.677.371,87 €	-12.414.923,78 €	-12.148.414,41 €
Impuestos		0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Beneficio neto		-14.405.733,94 €	-14.170.079,77 €	-13.930.767,10 €	-13.687.740,91 €	-13.440.945,39 €	-13.190.323,86 €	-12.935.818,81 €	-12.677.371,87 €	-12.414.923,78 €	-12.148.414,41 €
Desembolso											
Flujo de caja neto		7.463.681,52 €	7.699.335,68 €	7.938.648,36 €	8.181.674,54 €	8.428.470,07 €	8.679.091,60 €	8.933.596,64 €	9.192.043,59 €	9.454.491,67 €	9.721.001,05 €
Flujo de caja acumulado	-437.388.309,14 €	-367.481.652,78 €	-359.782.317,10 €	-351.843.668,74 €	-343.661.994,20 €	-335.233.524,13 €	-326.554.432,53 €	-317.620.835,89 €	-308.428.792,30 €	-298.974.300,63 €	-289.253.299,58 €

Tabla 13 Escenario optimista

Este escenario demuestra que, bajo condiciones de mercado favorables, el proyecto puede acercarse a la viabilidad, especialmente si se acompaña de estrategias complementarias como la optimización de costes, contratos de precio fijo o incentivos externos.

7.2.4 PayBack

Como se menciona anteriormente, en ninguno de los tres escenarios se recupera la inversión dentro de la vida útil del proyecto. Para calcular el año en el que se recupera la inversión se debe alargar la vida útil del proyecto.

Para este caso, se ha visto que la vida útil se tendría que alargar hasta los 70 años en el escenario más pesimista de los abordados en este trabajo.

- Para el escenario realista la inversión se recuperaría a los 56 años

56
26.442.500,95 €
9.242.116,27 €
17.200.384,68 €
6.248.404,42 €
10.951.980,26 €
3.285.594,08 €
7.666.386,19 €
13.914.790,60 €
13.749.818,01 €

Tabla 14 Situación del año de recuperación de la inversión escenario realista

- Para el escenario pesimista la inversión se recuperaría a los 70 años

70
25.637.232,04 €
9.372.350,30 €
16.264.881,74 €
6.248.404,42 €
10.016.477,32 €
3.004.943,20 €
7.011.534,12 €
13.259.938,54 €
2.620.472,89 €

Tabla 15 Situación del año de recuperación de la inversión escenario pesimista

- Para el escenario optimista la inversión se recuperaría a los 46 años

46
27.446.120,56 €
9.150.201,39 €
18.295.919,17 €
6.248.404,42 €
12.047.514,75 €
3.614.254,42 €
8.433.260,32 €
14.681.664,74 €
4.534.844,02 €

Tabla 16 Situación del año de recuperación de la inversión escenario optimista

7.3 CONCLUSIONES

El análisis de viabilidad económica realizado para este parque eólico evidencia que, bajo las condiciones actuales de mercado, el proyecto presenta importantes dificultades para recuperar la inversión dentro de su vida útil técnica estimada de 20 años. En los tres escenarios considerados (pesimista, realista y optimista), el flujo de caja acumulado no alcanza valores positivos en ese plazo, lo que indica que no se logra recuperar la inversión inicial en el horizonte previsto.

Los resultados muestran que incluso en el escenario optimista, con un precio más elevado del MWh y una mayor producción anual, el proyecto requeriría al menos 46 años para recuperar la inversión, mientras que en el escenario realista serían necesarios 56 años y en el pesimista hasta 70 años.

Se observa que pequeñas variaciones en la producción o en el precio de venta de la energía impactan de forma significativa en los resultados económicos. Del mismo modo, la tasa de interés utilizada para descontar los flujos de caja también tiene una influencia crítica en la evaluación de la rentabilidad.

Una vida útil superior a los 50 años no es técnicamente realista para este tipo de infraestructuras, por lo que las condiciones que permitirían alcanzar la rentabilidad solo pueden considerarse desde un enfoque teórico. En consecuencia, se concluye que, en su estado actual, el proyecto no es viable económicamente sin medidas adicionales. Entre estas se podrían considerar mecanismos de apoyo como contratos de compraventa de energía a largo plazo, subvenciones públicas, optimización de costes o mejoras tecnológicas que incrementen la eficiencia de producción.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] E. Energía, 2025. [En línea]. Available: <https://www.edpenergia.es/es/blog/sostenibilidad/eolica-marina/>.
- [2] REE, 2025. [En línea]. Available: https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-de-energias-renovables/viento/potencia-instalada-viento?utm_source=chatgpt.com.
- [3] EMODnet, 2024. [En línea]. Available: <https://emodnet.ec.europa.eu/en/bathymetry>.
- [4] «Puertos del Estado,» [En línea]. Available: <https://www.puertos.es/>. [Último acceso: noviembre 2024].
- [5] «Mapa eólico Ibérico,» [En línea]. Available: <https://www.mapaeolicoiberico.com/>. [Último acceso: Noviembre 2024].
- [6] I. Fernandez, «Energía Eólica Ampliación de Energías Renovables,» 2024.
- [7] Iberdrola, 2025. [En línea]. Available: https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/como-funciona-la-energia-eolica-marina?utm_source=chatgpt.com.
- [8] C. n. d. energía, «Proyectos eólicos, guía para la evaluación del impacto ambiental energías renovables,» 2024.
- [9] «Wind Power Plus,» 2025. [En línea]. Available: <https://windpowerplus.com/es/the-wake-effect-in-wind-energy/>.
- [10] «Mapas Cantabria,» 2025. [En línea]. Available: <https://mapas.cantabria.es/>.
- [11] ABB, «ABB,» 2024. [En línea]. Available: <https://rodavigo.net/datos/articulos/809/transformador-gp014059-abb.pdf>.
- [12] BOE, 2025. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2014/06/09/pdfs/BOE-A-2014-6084.pdf>.
- [13] MESA, 2020. [En línea]. Available: https://www.mesa.es/wp-content/uploads/2024/10/221-CBGS-0-_07.2020_LD-.pdf..

-
- [14] ENDESA, «Proyecto Tipo,» 2024. [En línea]. Available: <https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/lineas-alta-tension/Documents/proyectos-vigentes-anulados/endesa/DYZ10000.pdf>.
- [15] REE, 2025. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es>.
- [16] IRENA. [En línea]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf.
- [17] J. O. E. MANAGEMENT, 2017. [En línea]. Available: <https://docs.nrel.gov/docs/fy17osti/69034.pdf>.
- [18] «Wind Turbine Models,» [En línea]. Available: <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/881-senvion-3.0m122>. [Último acceso: 2024].
- [19] «The Wind Power,» [En línea]. Available: https://www.thewindpower.net/turbine_es_413-vestas_v112-3000.php. [Último acceso: 2024].
- [20] «The Wind Power,» [En línea]. Available: https://www.thewindpower.net/turbine_es_81-gamesa_g128-4500.php. [Último acceso: 2024].
- [21] «Wind Turbine Models,» [En línea]. Available: <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/767-gamesa-g128-5.0mw>. [Último acceso: 2024].
- [22] TECNOHM, 2025. [En línea]. Available: https://www.tecnohm.com/wp-content/uploads/124-MT_ENDESA_RH5Z1.pdf.
- [23] BOE, 2008. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2008/02/15/223/con#reglamento>.
- [24] IDAE, «Condiciones climáticas exteriores del proyecto,» 2025. [En línea]. Available: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_12_Guia_tecnica_condiciones_climaticas_exteriores_de_proyecto_e4e5b769.pdf.
- [25] C. O. Alonso, Apuntes de la asignatura Medium and Low Voltage Electrical Installations, 2023.

- [26] R. d. B. Tensión, 2025. [En línea]. Available:
<https://www.tuveras.com/reglamentos/rebtic/itc-bt-07.htm#:~:text=El%20lecho%20de%20la%20zanja,protecci%C3%B3n%20mec%C3%A1nica%20y%20de%20se%C3%B1alizaci%C3%B3n..>
- [27] GAMESA, 2024. [En línea]. Available:
<https://d3pcsg2wj9izr.cloudfront.net/files/25679/download/446231/catalogo-g10x-45mw-eng.pdf>.

ÍNDICE DOCUMENTO 2: ANEXOS

1 ENERGÍA PRODUCIDA POR CADA MODELO	53
1.1 CÁLCULO DE LA ENERGÍA ANUAL PRODUCIDA	53
1.2 ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR	66
2 INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN.....	66
2.1 INTRODUCCIÓN	66
2.2 CÁLCULO DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN.....	67
2.1.1 Generalidades de diseño.....	67
2.1.2 Características Eléctricas del conductor.....	69
2.1.3 Intensidades máximas admisibles para el cable en servicio permanente	70
2.1.4 Intensidad máxima admisible para el cable en cortocircuito	75
2.1.5 Intensidad máxima admisible para la pantalla en cortocircuito.....	76
2.1.6 Pérdidas de potencia.....	76
2.1.7 Caída de tensión.....	78

1 ENERGÍA PRODUCIDA POR CADA MODELO

En este apartado se presentan los cálculos realizados para la selección del aerogenerador más adecuado para el proyecto. Para ello, se han evaluado cuatro modelos de aerogeneradores considerando factores técnicos y operativos clave, como la potencia nominal y la energía generada anualmente entre otras que se definirán más adelante. El objetivo principal es definir el mejor modelo para lograr una mayor producción de energía con una potencia total del parque de 50MW.

Los cuatro modelos que se han considerado y comparado son aerogeneradores de entre 3 y 5 MW de potencia. Se han elegido aerogeneradores de menor potencia por ser de menor tamaño, lo que facilita su transporte y montaje además de su mantenimiento. Otro factor importante para optar por modelos de menor potencia es una mayor compatibilidad con la red Eléctrica. Como se explicará más adelante, un aerogenerador de gran potencia requiere infraestructuras eléctricas más robustas para evacuar la energía generada en cambio, modelos de 5 MW pueden integrarse con mayor facilidad sin sobrecargar las líneas de transmisión [4].

1.1 CÁLCULO DE LA ENERGÍA ANUAL PRODUCIDA

El cálculo de la energía total anual producida por un aerogenerador se basa en la integración de la potencia generada en función de la distribución de la velocidad del viento. Para ello, se necesitan las curvas de potencia de los cuatro aerogeneradores a estudiar.

La energía anual se obtiene del producto de la potencia media anual generada del aerogenerador y el tiempo. Siendo:

$$E = P * t$$

La potencia media generada se obtiene mediante la siguiente expresión [3]:

$$P = \int_{v_A}^{v_N} p(v) * P(v)dv + P_N * \int_{v_N}^{v_D} p(v)dv = A + B$$

Siendo:

- $p(v)$: función densidad de probabilidad de velocidad correspondiente al periodo t
- $P(v)$: potencia aerogenerador-velocidad (curva de potencia)
- v_A : velocidad de arranque del aerogenerador
- v_N : velocidad nominal
- v_D : velocidad de desconexión

La expresión se puede descomponer en dos términos: A y B

Siendo A la potencia generada cuando el viento tiene una velocidad entre la velocidad de arranque y la velocidad nominal.

$$A = \int_{v_A}^{v_N} p(v) * P(v) dv$$

Por otro lado, el término B es la potencia generada cuando el viento tiene una velocidad entre la velocidad nominal y la velocidad de desconexión.

$$B = P_N * \int_{v_N}^{v_D} p(v) dv = P_N * (e^{-\left(\frac{v_N}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_D}{c}\right)^k})$$

A continuación, se explica paso a paso el procedimiento seguido para la determinación de cada uno de estos términos.

Senvion 3.0M122

Este modelo de aerogenerador tiene la siguiente curva de potencia:

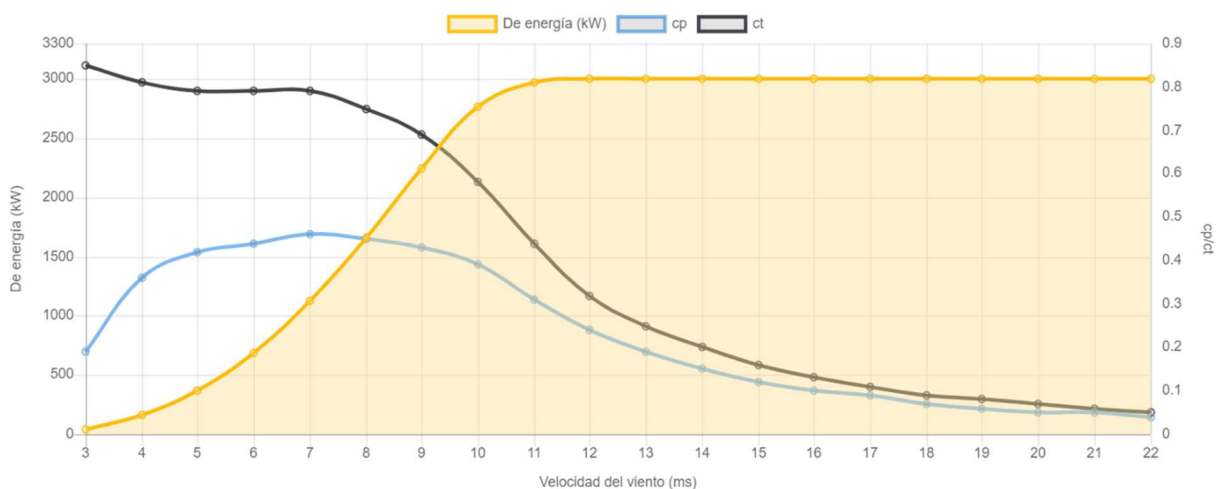


Ilustración 18 Curva de potencia de Senvion 3.0M122 [5]

Con los parámetros de Weibull corregidos ($k=2,3297$ y $c=9,5551$) para la altura del rotor de esta turbina que son 136m se obtiene la probabilidad para que sople el viento a cada velocidad. De esta forma:

Velocidad (m/s)	Probabilidad
0,00	0,00
1,00	0,01
2,00	0,03
3,00	0,05
4,00	0,07
5,00	0,08
6,00	0,09
7,00	0,10
8,00	0,10
9,00	0,09
10,00	0,09
11,00	0,07
12,00	0,06

Tabla 17 Probabilidad para cada velocidad en Servion 3.0M122, elaboracion propia.

A partir de la curva de potencia y la distribución de Weibull obtenida se consigue la potencia producida para cada velocidad de viento. Aplicando la expresión:

$$P = \sum_i p_i(v) * P_i(v) * \Delta v_i$$

Siendo:

- $p(v)$: función densidad de probabilidad de velocidad correspondiente al periodo t
- $P(v)$: potencia aerogenerador-velocidad (curva de potencia)

Velocidad (m/s)	Probabilidad	Curva de Potencia (kW)	Potencia (kW)
0,00	0,00	0,00	0,00
1,00	0,01	0,00	0,00
2,00	0,03	0,00	0,00
3,00	0,05	36,00	1,76
4,00	0,07	164,00	11,01
5,00	0,08	371,00	30,65
6,00	0,09	683,00	63,96
7,00	0,10	1130,00	112,23
8,00	0,10	1662,00	165,20
9,00	0,09	2247,00	212,00
10,00	0,09	2769,00	235,94
11,00	0,07	2970,00	217,88
12,00	0,06	3000,00	180,86

Tabla 18 Potencia para cada velocidad, elaboración propia

Una vez obtenida la potencia para cada velocidad se procede a calcular la potencia total anual como se ha explicado anteriormente.

El aerogenerador Senvion 3.0M122 tiene una potencia nominal de 3MW, una velocidad de arranque de 3m/s, una velocidad nominal de 12 m/s y una velocidad de desconexión de 22 m/s [5].

DATOS	
PN (kW)	3000,00
VN (m/s)	12,00
VD (m/s)	22,00
c	9,56
k	2,33

Tabla 19 Datos Senvion 3.0M122

A partir de estos datos se calculan los parámetros A y B.

Potencia generada (kW)	1595,74
A	1050,62
B	545,12

$(VN/C)^k$	1,70
$(VD/C)^k$	6,98
$e^{-(VN/c)^k}$	0,18
$e^{-(VD/c)^k}$	$9,31 \cdot 10^{-4}$

Tabla 20 Cálculo de A y B, elaboración propia

Se obtiene una potencia de 1595,74 kW lo que se traduce en una energía anual de:

Energía anual total (kWh)	13978681,08
---------------------------	-------------

Un solo aerogenerador Senvion 3.0M122 produciría una energía de 13978 MWh al año.

VESTAS V112/3000

Este modelo de aerogenerador tiene la siguiente curva de potencia:

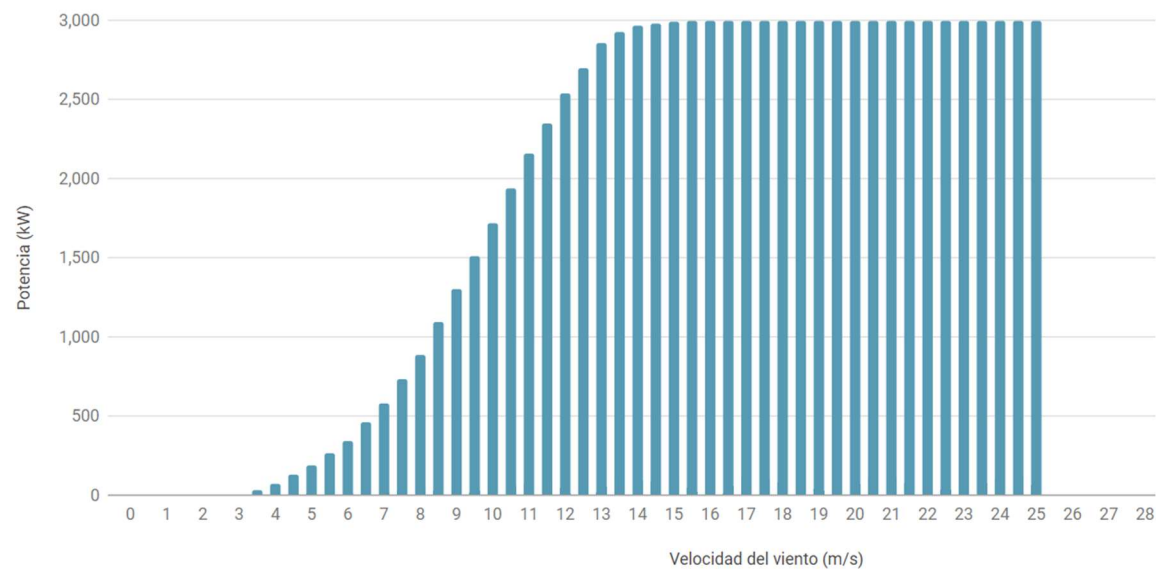
Curva de potencia

Ilustración 19 Curva de potencia de VESTAS V112/3000 [6]

Con los parámetros de Weibull corregidos para la altura del rotor de esta turbina que son 119m se obtiene la probabilidad para que sople el viento a cada velocidad. Siendo $k = 2,2947$ y $c = 9,2754$. De esta forma:

Velocidad (m/s)	Probabilidad
0,00	0,00
1,00	0,01
2,00	0,03
3,00	0,05
4,00	0,07
5,00	0,09
6,00	0,10
7,00	0,10
8,00	0,10
9,00	0,09
10,00	0,08
11,00	0,07
12,00	0,06
13,00	0,04
14,00	0,03
15,00	0,02
16,00	0,02

Tabla 21 Probabilidad para cada velocidad en VESTAS V112/3000, elaboración propia.

A partir de la curva de potencia y la distribución de Weibull se consigue la potencia producida para cada velocidad de viento. Aplicando la expresión:

$$P = \sum_i p_i(v) * P_i(v) * \Delta v_i$$

Siendo:

- $p(v)$: función densidad de probabilidad de velocidad correspondiente al periodo t
- $P(v)$: potencia aerogenerador-velocidad (curva de potencia)

Velocidad (m/s)	Probabilidad	Curva de Potencia (kW)	Potencia (kW)
0,00	0,00	0,00	0,00
1,00	0,01	0,00	0,00
2,00	0,03	0,00	0,00
3,00	0,05	0,00	0,00
4,00	0,07	76,00	5,47
5,00	0,09	192,00	16,75
6,00	0,10	346,00	33,71
7,00	0,10	584,00	59,41
8,00	0,10	890,00	89,19
9,00	0,09	136,00	12,73
10,00	0,08	1722,00	143,09
11,00	0,07	2162,00	152,00
12,00	0,06	2542,00	144,26
13,00	0,04	2860,00	125,09
14,00	0,03	2970,00	95,63
15,00	0,02	2995,00	67,83
16,00	0,02	3000,00	45,66

Tabla 22 Potencia para cada velocidad, elaboración propia.

Una vez obtenida la potencia para cada velocidad se procede a calcular la potencia total anual como se ha explicado anteriormente.

El aerogenerador VESTAS V112/3000 tiene una potencia nominal de 3MW, una velocidad de arranque de 4m/s, una velocidad nominal de 16 m/s y una velocidad de desconexión de 25 m/s [19].

DATOS	
PN (kW)	3000,00
VN (m/s)	16,00
VD (m/s)	25,00
c	9,28
k	2,29

Tabla 23 Datos VESTAS V112/3000

A partir de estos datos se calculan los parámetros A y B.

Potencia generada (kW)	1036,11
A	945,17
B	90,93

$(VN/C)^k$	3,49
$(VD/C)^k$	9,73
$e-(VN/c)k$	0,03
$e-(VD/c)k$	$5,95 \cdot 10^{-5}$

Tabla 24 Cálculo de A y B, elaboración propia

Se obtiene una potencia de 1036,10744 kW lo que se traduce en una energía anual de:

Energía anual total (kWh)	9076301,14
---------------------------	------------

Un solo aerogenerador VESTAS V112/3000 produciría una energía de 9076MWh al año.

G128/4500

Este modelo de aerogenerador tiene la siguiente curva de potencia:

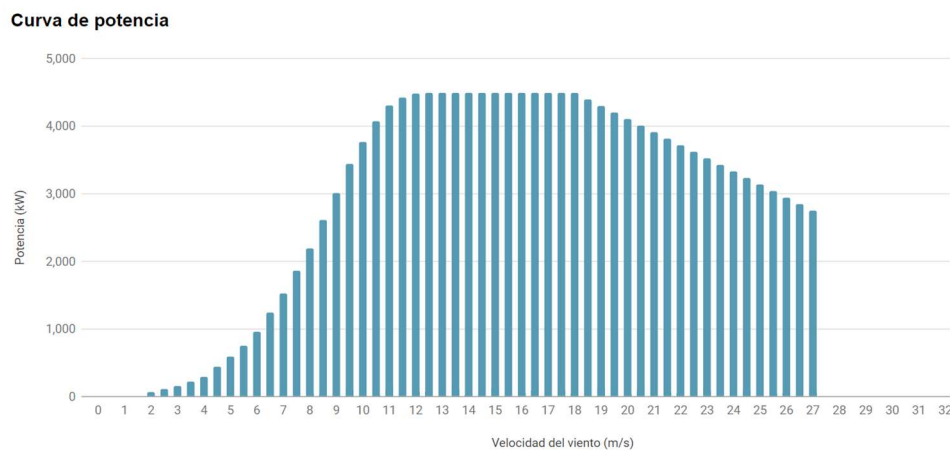


Ilustración 20 Curva de potencia G128/4500 [20]

Con los parámetros de Weibull corregidos para la altura del rotor de esta turbina que son 140m se obtiene la probabilidad para que sople el viento a cada velocidad. Siendo $k= 2,337466234$ y $c= 9,616941064$. De esta forma:

Velocidad (m/s)	Probabilidad
0,00	0,00
1,00	0,01
2,00	0,03
3,00	0,05
4,00	0,07
5,00	0,08
6,00	0,09
7,00	0,10
8,00	0,10
9,00	0,09
10,00	0,09
11,00	0,07
12,00	0,06
19,00	$4,45 \cdot 10^{-3}$
20,00	$2,55 \cdot 10^{-3}$
21,00	$1,40 \cdot 10^{-3}$
22,00	$7,27 \cdot 10^{-4}$
23,00	$3,62 \cdot 10^{-4}$
24,00	$1,71 \cdot 10^{-4}$
25,00	$7,75 \cdot 10^{-5}$
26,00	$2,45 \cdot 10^{-5}$
27,00	$1,37 \cdot 10^{-5}$

Tabla 25 Probabilidad para cada velocidad en G128/4500, elaboración propia.

A partir de la curva de potencia y la distribución de Weibull obtenida se consigue la potencia producida para cada velocidad de viento. Aplicando la expresión:

$$P = \sum_i p_i(v) * P_i(v) * \Delta v_i$$

Siendo:

- $p(v)$: función densidad de probabilidad de velocidad correspondiente al periodo t
- $P(v)$: potencia aerogenerador-velocidad (curva de potencia)

Velocidad (m/s)	Probabilidad	Curva de Potencia (kW)	Potencia (kW)
0,00	0,00	0,00	0,00
1,00	0,01	0,00	0,00
2,00	0,03	75,00	2,18
3,00	0,05	165,00	7,91
4,00	0,07	300,00	19,83
5,00	0,08	600,00	48,95
6,00	0,09	967,00	89,73
7,00	0,10	1533,00	151,38
8,00	0,10	2200,00	218,16
9,00	0,09	3018,00	285,08
10,00	0,09	3774,00	323,14
11,00	0,07	4314,00	319,22
12,00	0,06	4490,00	274,09
19,00	$4,45 \cdot 10^{-3}$	4306,00	19,15
20,00	$2,55 \cdot 10^{-3}$	4113,00	10,48
21,00	$1,40 \cdot 10^{-3}$	3919,00	5,46
22,00	$7,27 \cdot 10^{-4}$	3725,00	2,71
23,00	$3,62 \cdot 10^{-4}$	3725,00	1,35
24,00	$1,71 \cdot 10^{-4}$	3339,00	0,57
25,00	$7,75 \cdot 10^{-5}$	3145,00	0,24
26,00	$2,45 \cdot 10^{-5}$	2950,00	0,10
27,00	$1,37 \cdot 10^{-5}$	2758,00	0,04

Tabla 26 Potencia para cada velocidad, elaboración propia

Una vez obtenida la potencia para cada velocidad se procede a calcular la potencia total anual como se ha explicado anteriormente.

El aerogenerador G128/4500 tiene una potencia nominal de 4,5MW, una velocidad de arranque de 2m/s, una velocidad nominal de 13 m/s y una velocidad de desconexión de 18 m/s [20].

DATOS	
PN (kW)	4500,00
VN (m/s)	13,00
VD (m/s)	18,00
c	9,62
k	2,34

Tabla 27 Datos G128/4500

A partir de estos datos se calculan los parámetros A y B.

Potencia generada (kW)	2315,60
A	1779,76
B	535,84

$(VN/C)^k$	2,02
$(VD/C)^k$	4,33
$e-(VN/c)^k$	0,13
$e-(VD/c)^k$	0,01

Tabla 28 Calculo de A y B, elaboración propia

Se obtiene una potencia de 2315,60067kW lo que se traduce en una energía anual de:

Energía anual total (kWh)	20284661,83
---------------------------	-------------

Un solo aerogenerador G128/4500 produciría una energía de 20284MWh al año.

G128/5.0

Este modelo de aerogenerador tiene la siguiente curva de potencia:

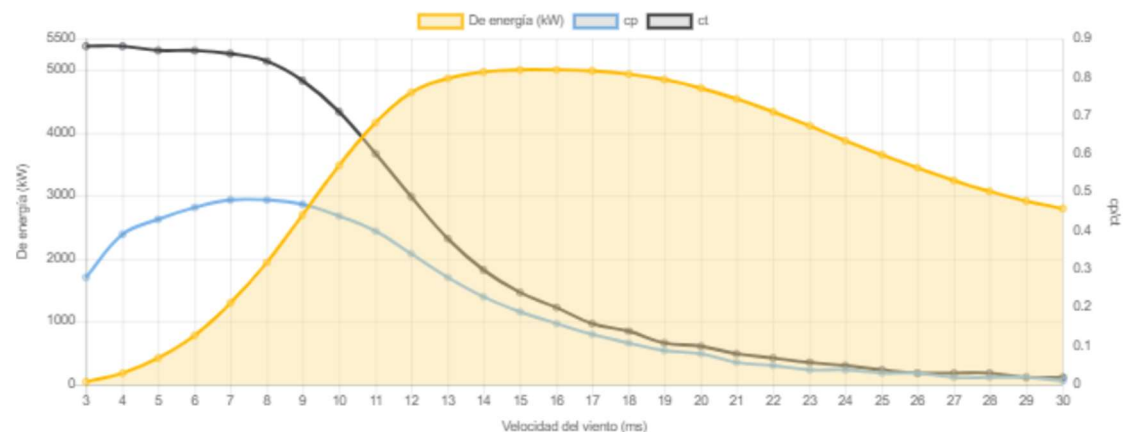


Ilustración 21 Curva de potencia G128/5.0 [21]

Con los parámetros de Weibull corregidos para la altura del rotor de esta turbina que son 120m se obtiene la probabilidad para que sople el viento a cada velocidad. Siendo $k= 2,2968$ y $c= 9,2927$. De esta forma:

Velocidad (m/s)	Probabilidad
0,00	0,00
1,00	0,01
2,00	0,03
3,00	0,05
4,00	0,07
5,00	0,09
6,00	0,10
7,00	0,10
8,00	0,10
9,00	0,09
10,00	0,08
16,00	0,02
17,00	0,01
18,00	0,01
19,00	$3,55 \cdot 10^{-3}$
20,00	$1,99 \cdot 10^{-3}$
21,00	$1,06 \cdot 10^{-3}$
22,00	$5,43 \cdot 10^{-4}$
23,00	$2,64 \cdot 10^{-4}$
24,00	$1,22 \cdot 10^{-4}$
25,00	$5,42 \cdot 10^{-5}$
26,00	$2,28 \cdot 10^{-5}$
27,00	$9,15 \cdot 10^{-6}$

Tabla 29 Probabilidad para cada velocidad en G128/5000, elaboración propia.

A partir de la curva de potencia y la distribución de Weibull obtenida se consigue la potencia producida para cada velocidad de viento. Aplicando la expresión:

$$P = \sum_i p_i(v) * P_i(v) * \Delta v_i$$

Siendo:

- $p(v)$: función densidad de probabilidad de velocidad correspondiente al periodo t
- $P(v)$: potencia aerogenerador-velocidad (curva de potencia)

Velocidad (m/s)	Probabilidad	Curva de Potencia (kW)	Potencia (kW)
0,00	0,00	0,00	0,00
1,00	0,01	0,00	0,00
2,00	0,03	62,00	2,03
3,00	0,05	171,00	9,05
4,00	0,07	325,10	23,31
5,00	0,09	610,80	53,11
6,00	0,10	1000,00	97,19
7,00	0,10	1577,40	160,26
8,00	0,10	2365,20	236,94
9,00	0,09	3123,70	292,50
10,00	0,08	3867,90	321,95
18,00	0,01	5000,00	30,30
19,00	$3,55 \cdot 10^{-3}$	4809,00	17,09
20,00	$1,99 \cdot 10^{-3}$	4700,00	9,36
21,00	$1,06 \cdot 10^{-3}$	4500,00	4,79
22,00	$5,43 \cdot 10^{-4}$	4350,00	2,36
23,00	$2,64 \cdot 10^{-4}$	4000,00	1,06
24,00	$1,22 \cdot 10^{-4}$	3800,00	0,47
25,00	$5,42 \cdot 10^{-5}$	3600,00	0,19
26,00	$2,28 \cdot 10^{-5}$	3500,00	0,08
27,00	$9,15 \cdot 10^{-6}$	3300,00	0,03

Tabla 30 Potencia para cada velocidad, elaboración propia.

Una vez obtenida la potencia para cada velocidad se procede a calcular la potencia total anual como se ha explicado anteriormente.

El aerogenerador G128/5000 tiene una potencia nominal de 5MW, una velocidad de arranque de 3m/s, una velocidad nominal de 14 m/s y una velocidad de desconexión de 27 m/s [21].

DATOS	
PN (kW)	5000,00
VN (m/s)	14,00
VD (m/s)	27,00
c	9,29
k	2,30

Tabla 31 Datos G128/5.0

A partir de estos datos se calculan los parámetros A y B.

Potencia generada (kW)	1696,59
A	1311,42
B	385,18

$(VN/C)^k$	2,56
$(VD/C)^k$	11,59
$e^{-(VN/c)k}$	0,08
$e^{-(VD/c)k}$	$9,29 \cdot 10^{-6}$

Tabla 32 Calculo de A y B, elaboración propia

Se obtiene una potencia de 1696,59403kW lo que se traduce en una energía anual de:

Energía anual total (kWh)	14862163,67
---------------------------	-------------

Un solo aerogenerador G128/5.0 produciría una energía de 14862MWh al año.

1.2 ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

Una vez obtenida la energía que se produciría anualmente con cada generador se procede a comparar los cuatro en la siguiente tabla.

MODELO	G128/4500	VESTAS V112/3MW	Senvion 3.0MW122	G128/5000
Potencia (kW)	4500,00	3000,00	3000,00	5000,00
Energía anual (kWh)	20284661,83	9076301,14	13978681,08	14862163,67
Diámetro rotor (m)	128,00	112,00	122,00	128,00
Altura rotor (m)	140,00	119,00	136,00	120,00
Área (m ²)	128668,00	9 852	11690,00	128668,00
Distancia columnas	384,00	336,00	366,00	384,00
Distancia filas	896,00	784,00	854,00	896,00
Velocidad de encendido (m/s)	2,00	3,50	3,00	2,00
Velocidad de corte (m/s)	27,00	25,00	22,00	27,00
Numero de aerogeneradores	12	17	17	10
Potencia instalada (kW)	54000,00	51000,00	51000,00	50000,00
Factor de carga	0,51	0,35	0,53	0,34
Horas equivalentes a plena carga	4507,70	3025,43	4659,56	2972,43

Tabla 33 Comparativa de los modelos estudiados, elaboración propia

Para la elaboración de esta tabla se han usado las fichas técnicas de cada modelo referenciadas cada una en su apartado.

Como el parque será de 50MW un factor importante a tener en cuenta es el número de aerogeneradores que se tienen que colocar si se elige una opción u otra. Como se puede observar la decisión ha de tomarse entre los dos modelos Gamesa. El modelo G128/4500 es el que más energía es capaz de obtener del viento, aunque este diseño necesitaría 1 aerogenerador más.

La diferencia de producción entre el modelo de 4,5MW y 5MW es de 5422MW anuales. La complejidad de construcción de un parque eólico off-shore hace que la colocación de un aerogenerador más sea motivo de peso suficiente para decantarse por la opción de G128/5.0. Además de la cimentación y la propia turbina, habría que tener en cuenta el sistema de desagüe de la producción eléctrica que siendo submarina hace todavía más compleja la construcción, reafirmando así la decisión de elegir el modelo G128/5.0.

2 INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN

2.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo de la instalación eléctrica del parque es evacuar la energía generada en los aerogeneradores al sistema eléctrico general en las condiciones establecidas por el operador.

En este proyecto hay 10 aerogeneradores de tipo G128/5000 de la compañía Gamesa con una potencia de 5MW cada uno. Por lo tanto, la potencia eléctrica máxima a transportar será 50MW.

Los aerogeneradores generan en baja tensión, en este caso la tensión de salida del modelo G128/5000 es de 0,690kV. Es por ello por lo que en cada góndola se instalará un transformador que permita elevar la tensión de 0,690 kV a 30 kV para así poder transportar la energía obtenida en media tensión. Además, en la base se instalarán todas las protecciones y celdas necesarias para realizar las conexiones. El objetivo de elevar la tensión para el transporte es reducir las pérdidas por efecto Joule ya que una tensión más elevada se traduce en una intensidad más baja.

En este trabajo se ha considerado los cálculos de la línea hasta llegar a una subestación de 30 kV que será el punto de evacuación de la energía generada.

2.2 CÁLCULO DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN

La red subterránea de media tensión será la encargada de evacuar la energía generada hasta el punto de conexión de una subestación a 30 kV.

La línea de media tensión que conectará entre si los aerogeneradores y evacuará a tierra será submarina y enterrada bajo el lecho marino. La línea desde la costa hasta la subestación será subterránea enterrada bajo tubo. Ambas estarán aisladas con XLPE.

Los cálculos han sido realizados siguiendo el “Proyecto Tipo DYZ10000 Líneas Subterráneas Media Tensión” [14] de la distribuidora Endesa.

2.1.1 Generalidades de diseño

La línea de este trabajo está integrada en redes trifásicas de hasta 30kV y frecuencia nominal 50Hz. La tensión nominal de la LSMT viene determinada por la red a la que se conecta, es decir, 30 kV.

Se ha seleccionado el conductor tipo RH5Z1 debido a su idoneidad para instalaciones subterráneas de alta y media tensión, especialmente en entornos con condiciones exigentes como sería en este caso el medio submarino. Este tipo de conductor, con aislamiento de polietileno reticulado XLPE y cubierta exterior de polietileno de alta densidad resistente a la humedad HDPE, proporciona una excelente resistencia mecánica, química y térmica, además de ser adecuado para soportar la corrosión marina y esfuerzos mecánicos propios de instalaciones enterradas y submarinas [22].

Para definir la tensión más elevada y los niveles de aislamiento del material se establecen los parámetros siguientes:

Tensión nominal de la red U_n (kV)	Tensión nominal cables y accesorios U_0/U (kV eficaces)	Tensión más elevada cable y accesorios U_m (kV eficaces)	Tensión soportada nominal a frecuencia industrial (kV eficaces)	Tensión de choque soportada nominal (tipo rayo) (kV de cresta)
$U \leq 20$	12/20	24	50	125
$20 < U \leq 30$	18/30	36	70	170

Tabla 34 Nivel de aislamiento del material [14]

Siendo:

- U : Tensión asignada eficaz a 50 Hz entre dos conductores cualesquiera para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.
- U_n : Tensión nominal eficaz a 50 Hz de la red.
- U_0 : Tensión asignada eficaz a 50 Hz entre cada conductor y la pantalla de cable para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.
- U_m : Tensión más elevada para el material a 50 Hz entre dos conductores cualesquiera.

Al ser una línea con una tensión nominal $U_n = 30$ kV se tienen los siguientes resultados:

- U_0/U (kV) = 18/30
- U_m (kV) = 36
- Tensión soportada nominal a frecuencia industrial (kV eficaces) = 70
- Tensión de choque soportada nominal (tipo rayo) (kV de cresta) = 170

Los cables a utilizar en este trabajo serán cables subterráneos unipolares de aluminio, con aislamiento seco termoestable (polietileno reticulado XLPE), con pantalla semiconductora sobre conductor y sobre aislamiento y con pantalla metálica de aluminio [14].

Se ajustarán a lo indicado en las normas UNE-HD 620-10E, UNE 211620, ITC-LAT-06 y se tomará como referencia la norma informativa DND001 Cables aislados para redes aéreas y subterráneas de Media Tensión hasta 30 kV [14].

El circuito de la LSMT se compondrá de tres conductores unipolares con las características que se muestran en la siguiente tabla:

Características	Valores
Nivel de aislamiento	12/20 ó 18/30 (kV)
Naturaleza del conductor	Aluminio
Sección del conductor	150, 240 ó 400 mm ²

Ilustración 22 Características cables subterráneos [14]

La tensión nominal de la línea son 30kV con lo que la sección del conductor serán 400 mm²

2.1.2 Características Eléctricas del conductor

Resistencia del conductor

La resistencia del conductor variará en función de la temperatura de funcionamiento de la línea. Se considera como temperatura máxima del conductor en régimen permanente 90 °C. El incremento de resistencia en función de la temperatura se calcula mediante la siguiente expresión [14]:

$$R = R_{20^{\circ}\text{C}} * (1 + \alpha * (\theta - 20^{\circ}\text{C}))$$

Siendo:

- α Coeficiente de temperatura del aluminio, $\alpha = 0,00403 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ [14]
- θ Temperatura máxima del conductor, se adopta el valor correspondiente a 90 °C.
- $R_{20^{\circ}\text{C}}$ Resistencia del conductor a 20 °C.

Los valores de resistencia para los valores indicados a la temperatura estándar (20 °C) y máxima (90 °C) son:

Conductor	Sección nominal (mm ²)	Resistencia máxima a 20 °C (Ω/km)	Resistencia máxima a 90 °C (Ω/km)
RH5Z1	150	0,206	0,264
	240	0,125	0,160
	400	0,0778	0,100

Ilustración 23 Resistencia de los conductores [14]

Reactancia del conductor

La reactancia depende de la geometría y diseño del conductor. Las reactancias de los cables especificados para disposición de las tres fases por un mismo tubo y dispuestos en triángulo son:

Conductor	Sección nominal (mm ²)	Reactancia cable 12/20 kV (Ω/km)	Reactancia cable 18/30 kV (Ω/km)
RH5Z1	150	0,114	0,123
	240	0,106	0,114
	400	0,099	0,106

Ilustración 24 Reactancia de los conductores [14].

2.1.3 Intensidades máximas admisibles para el cable en servicio permanente

Para cada instalación, dependiendo de sus características, configuración, condiciones de funcionamiento, tipo de aislamiento, etc., se justificará y calculará la intensidad máxima permanente del conductor, con el fin de no superar la temperatura máxima asignada del mismo. Según se establece en la ITC-LAT-6 [23], el aumento de temperatura provocado por la circulación de la intensidad calculada no debe dar lugar a una temperatura en el conductor superior a las descritas en la siguiente tabla:

Tipo de aislamiento seco	Servicio permanente θ_s	Cortocircuito θ_{cc} ($t \leq 5s$)
Polietileno reticulado XLPE	90 °C	250 °C

Ilustración 25 Temperaturas máximas admisibles aislamiento conductores [14]

Las condiciones estándar para la intensidad máxima admisible son las siguientes:

- Temperatura máxima en el conductor: 90 °C.
- LSMT en servicio permanente.
- 3 cables unipolares en trébol, dentro de un tubo.

- Profundidad de instalación: 1 m.
- Resistividad térmica del terreno: 1,5 K·m/W [14].
- Temperatura ambiente del terreno a la profundidad indicada: 25 °C.
- Temperatura del aire ambiente: 40 °C.

El valor de la intensidad máxima admisible para condiciones estándar se describe en la siguiente tabla:

Sección nominal de los conductores mm ²	Intensidad máxima admisible, I, en A (Cables unipolares en triángulo en contacto)
150	245
240	320
400	415

Ilustración 26 Intensidades máximas admisibles en conductores XLPE, Al, bajo tubo [14].

En el caso de que las condiciones sean otras distintas a las estándar la intensidad admisible deberá corregirse teniendo en cuenta cada una de las magnitudes de la instalación real que difieran de aquellas. Las condiciones a considerar para la corrección del valor de la intensidad admisible son: temperatura del terreno, agrupación de los circuitos, resistividad térmica del terreno y profundidad de la instalación.

Tras la aplicación de los correspondientes factores correctores debe cumplirse que el aumento de temperatura provocado por la intensidad corregida no sea superior al indicado anteriormente.

Factor relativo a cables enterrados bajo tubo en terrenos cuya temperatura sea distinta de 25°C (Fct)

En la siguiente tabla se indican los factores de corrección Fct, de la Intensidad admisible para temperaturas del terreno distintas de 25°C, en función de la temperatura máxima asignada al conductor.

Temperatura °C, en servicio permanente, θ_s	Temperatura del terreno, en °C, θ_t								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78

Ilustración 27 Factor de corrección, F_{ct} , para temperatura del terreno distinta a 25 °C [14]

Si la temperatura del terreno fuese diferente a las indicadas en la tabla el factor corrector se calculará mediante la siguiente expresión:

$$F_{ct} = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_t}{\theta_s - 25}}$$

Siendo:

- θ_s : Temperatura en servicio permanente en °C.
- θ_t : Temperatura del terreno en °C.

Para obtener la temperatura del terreno se usa la siguiente expresión [24]:

$$T_{terreno} = 0,0068 * T_{amb}^2 + 0,963 * T_{amb} + 0,6865$$

Según el IDAE [24] se tiene una temperatura ambiente media anual en Cantabria de 14,64 °C:

Mes	TA (°C)
Enero	9,9
Febrero	9,7
Marzo	11,7
Abril	12,6
Mayo	15,2
Junio	18,1
Julio	19,7
Agosto	20,5
Septiembre	18,8
Octubre	16,7
Noviembre	12,4
Diciembre	10,4

Ilustración 28 Temperaturas medias mensuales [24]

Sustituyendo en la expresión anterior se obtiene que:

$$T_{terreno} = 0,0068 * 14,68^2 + 0,963 * 14,68 + 0,6865 = 16,26$$

Así se obtiene una temperatura del terreno de 16,26 °C

De esta forma se obtiene el Fct de la siguiente manera:

$$F_{ct} = \sqrt{\frac{90 - 16,26}{90 - 25}} = 1,06$$

Factor relativo a agrupación de circuitos (Fca)

En el caso de la LSMT de este trabajo existe un solo circuito con lo cual Fca=1.

Factor relativo a Resistividad Térmica del terreno (Fct)

Este factor se aplicará cuando se tengan terrenos de resistividad térmica distinta de 1,5 K·m/W. La resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad viene dada en la siguiente tabla:

Resistividad térmica del terreno (K m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza
3,00	De piedra granítica

Ilustración 29 Resistividad térmica del terreno [14]

El coeficiente corrector Fcrt se obtendrá mediante la siguiente tabla:

Sección del conductor	Resistividad del terreno (K·m/W)						
	0.8	0.9	1	1.5	2	2.5	3
150	1,14	1,12	1,1	1	0,93	0,87	0,82
240	1,15	1,12	1,1	1	0,92	0,86	0,81
400	1,16	1,13	1,1	1	0,92	0,86	0,81

Ilustración 30 Coeficiente corrector para resistividad térmica del terreno distinta a 1,5 [14]

Para la parte de la línea enterrada bajo el lecho marino la resistividad térmica será de 0,4Km/W. Consultando otras fuentes [25] como la tabla inferior se puede ver que el factor corrector para esta resistividad del terreno sería cercano a 1,28. Sin embargo, la resistividad térmica del terreno húmedo de tierra será mayor [14] con lo cual el factor corrector será menor. Teniendo esto en cuenta se utilizará el más restrictivo que será para el terreno cuando este pase a ser húmedo. De esta forma el factor corrector para la resistividad del terreno será $F_{ct}=0,7$

Thermal resistivity, K · m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Correction factor for cables in buried ducts	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Correction factor for direct buried cables	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

Ilustración 31 Factor corrector para resistividad del terreno [25]

Factor relativo a la Profundidad de la instalación (F_{cp})

La LSMT estará enterrada a 1m con lo cual $F_{cp}=1$. La profundidad de enterramiento de 1 metro ha sido seleccionada para asegurar la protección mecánica del conductor frente a cargas externas (tránsito de vehículos, operaciones de mantenimiento, etc.) y para minimizar el riesgo de daños accidentales. Esta elección sigue las recomendaciones del Reglamento de Baja Tensión [26]

Teniendo en cuenta los factores correctores calculados, la intensidad máxima admisible se calculará mediante la siguiente expresión:

$$I_{adm} = I * F_{ct} * F_{crt} * F_{ca} * F_{cp}$$

Siendo:

- I_{adm} : Intensidad máxima admisible en servicio permanente, en A.
- I : Intensidad del conductor sin coeficientes de corrección, en A.
- F_{ct} : Factor de corrección debido a la temperatura del terreno.
- F_{crt} : Factor de corrección debido a la resistividad del terreno.
- F_{ca} : Factor de corrección debido a la agrupación de circuitos.
- F_{cp} : Factor de corrección debido a la profundidad de soterramiento.

De esta forma, la intensidad máxima admisible en servicio permanente será la siguiente:

$$I_{adm} = 415 * 1,06 * 0,7 * 1 * 1 = 307,93$$

La intensidad máxima admisible tras aplicar los correspondientes factores de corrección será de 307,93A.

2.1.4 Intensidad máxima admisible para el cable en cortocircuito

La temperatura que puede alcanzar el conductor del cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (para menos de un tiempo t) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable. Se considera como un proceso adiabático, es decir, que el calor desprendido durante el proceso es absorbido por los conductores.

Se tiene que cumplir que el valor de la integral de Joule durante el cortocircuito tiene que ser menor al valor máximo de la integral de Joule admisible en el conductor:

$$I_{CC3}^2 * t_{cc} \leq I_{CC \text{ Adm}}^2 * t_{cc} = (K * S)^2$$

Siendo:

- $I_{CC3 \text{ Adm}}$: Intensidad de cortocircuito trifásico calculada con hipótesis adiabática en el conductor, en amperios.
- S : Sección del conductor, en mm^2 .
- K : Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y del tipo de aislamiento. Representa la densidad de corriente admisible para un cortocircuito de 1 segundo y para el caso del conductor de Al con aislamiento XLPE. $K=94 \text{ A/mm}^2$ suponiendo temperatura inicial antes del cortocircuito de 90°C y máxima durante el cortocircuito de 250°C .
- t_{cc} : Duración del cortocircuito, en segundos.

De esta forma se deduce la siguiente expresión para el cálculo de la Intensidad de cortocircuito trifásico admisible del conductor.

$$I_{CC3 \text{ Adm}} = K * \frac{S}{\sqrt{t_{cc}}}$$

Los valores de cortocircuito máximo admisibles de los conductores con secciones normalizadas según el tiempo de falta se establecen en la siguiente tabla:

Sección del conductor mm ²	Duración del cortocircuito (s)									
	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
150	44,6	31,5	25,7	19,9	18,2	14,1	11,5	10,0	8,9	8,1
240	71,3	50,4	41,2	31,9	29,1	22,6	18,4	16,0	14,3	13,0
400	118,9	84,1	68,6	53,2	48,5	37,6	30,7	26,6	23,8	21,7

Ilustración 32 Corrientes de cortocircuito admisibles en los conductores de secciones [14]

2.1.5 Intensidad máxima admisible para la pantalla en cortocircuito

Las intensidades máximas de cortocircuito admisibles (kA) por la pantalla de los cables seleccionados para diferentes tiempos de duración del cortocircuito vienen especificadas en la siguiente tabla:

Conductor	Sección mm ²	Tiempo de cortocircuito en s							
		0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
12/20 kV	150	5,55	4,67	3,79	2,90	2,50	2,26	2,09	1,97
	240	6,53	5,50	4,46	3,41	2,94	2,66	2,46	2,31
	400	7,51	6,32	5,13	3,93	3,38	3,06	2,83	2,66
18/30 kV	150	6,53	5,50	4,46	3,41	2,94	2,66	2,46	2,31
	240	7,51	6,32	5,13	3,93	3,38	3,06	2,83	2,66
	400	8,49	7,15	5,80	4,44	3,82	3,45	3,20	3,01

Ilustración 33 Intensidades cortocircuito admisible en pantallas en kA [14]

Se tiene en cuenta que la pantalla de Al es de 0,3 mm de espesor, con una temperatura inicial de 70 °C y una temperatura final de la pantalla de 180 °C.

2.1.6 Pérdidas de potencia

Las pérdidas de potencia de la línea vendrán dadas por la siguiente expresión:

En valor absoluto:

$$Pp = \frac{P^2 * L * R_{90}}{U^2 * (\cos\varphi)^2}$$

En valor porcentual:

$$Pp(\%) = \frac{P * L * R_{90}}{10 * U^2 * (\cos\varphi)^2}$$

Siendo:

- P: Potencia a transportar, en kW.

- L: longitud de la línea, en km.
- U: Tensión nominal de la línea, en kV.
- R_{90} : Resistencia del conductor a 90°C en Ω/km .
- $\cos \varphi$ Factor de potencia de la instalación.

Se conoce la potencia máxima a transportar que son los 50MW del parque. El factor de potencia de la instalación tiene un valor de $\cos \varphi=0,9$ [27]. Para saber la distancia de la línea se toman las medidas del diseño realizado en el apartado anterior con AutCAD. La longitud total de la línea se mide desde el aerogenerador más alejado hasta la subestación, en este caso redondeando 6,6km. Con lo cual la expresión sería la siguiente:

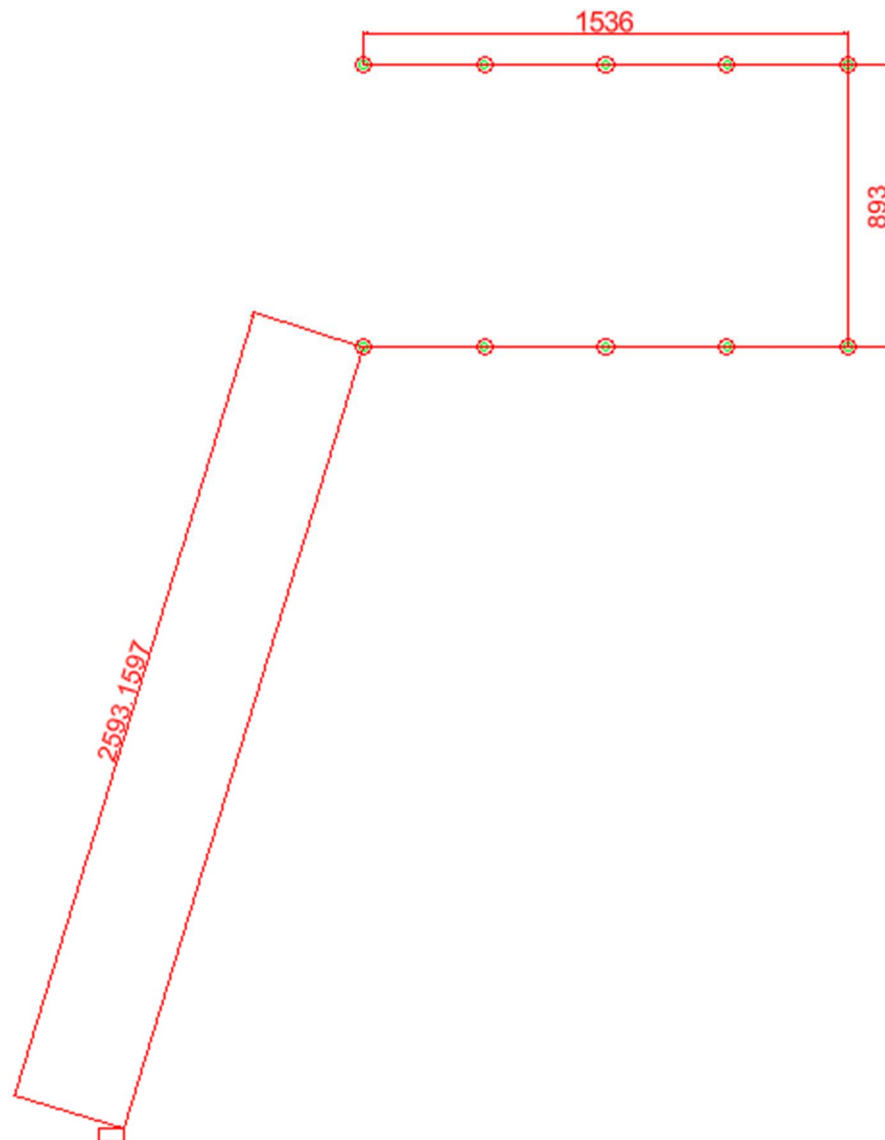


Ilustración 34 Distancia hasta la subestación

$$P_p = \frac{(50 * 10^3)^2 * 6,6 * 0,1}{30^2 * (0,9)^2} = 2263374,5W$$

$$2263374,5W = 2263,374 kW$$

$$P_p(\%) = \frac{50 * 10^3 * 6,6 * 0,1}{10 * 30^2 * (0,9)^2} = 4,53\%$$

Como conclusión se obtiene que esta línea tendrá unas pérdidas de potencia de 2263,374 kW y una pérdida porcentual del 4,53%.

2.1.7 Caída de tensión

La caída de tensión se calculará por km al igual que en el apartado anterior. La expresión para calcular la caída de tensión es la siguiente:

En valor absoluto:

$$U_c = \frac{P * L}{U} * (R_{90} + X * \tan\varphi)$$

En valor porcentual:

$$U_c(\%) = \frac{P * L}{10 * U^2} * (R_{90} + X * \tan\varphi)$$

Siendo:

- P: Potencia a transportar, en kW.
- L: Longitud de la línea, en km.
- U: Tensión nominal de la línea, en kV.
- R₉₀: Resistencia de la línea a 90 °C, en Ω/km.
- X: Reactancia de la línea, en Ω/km.
- tg φ: Tangente del ángulo definido por el factor de potencia.

Se conoce la potencia máxima a transportar que son los 50MW del parque. El factor de potencia de la instalación tiene un valor de cos φ=0,9 [27]. Tomando la longitud como en el apartado anterior. Con lo cual la expresión será la siguiente:

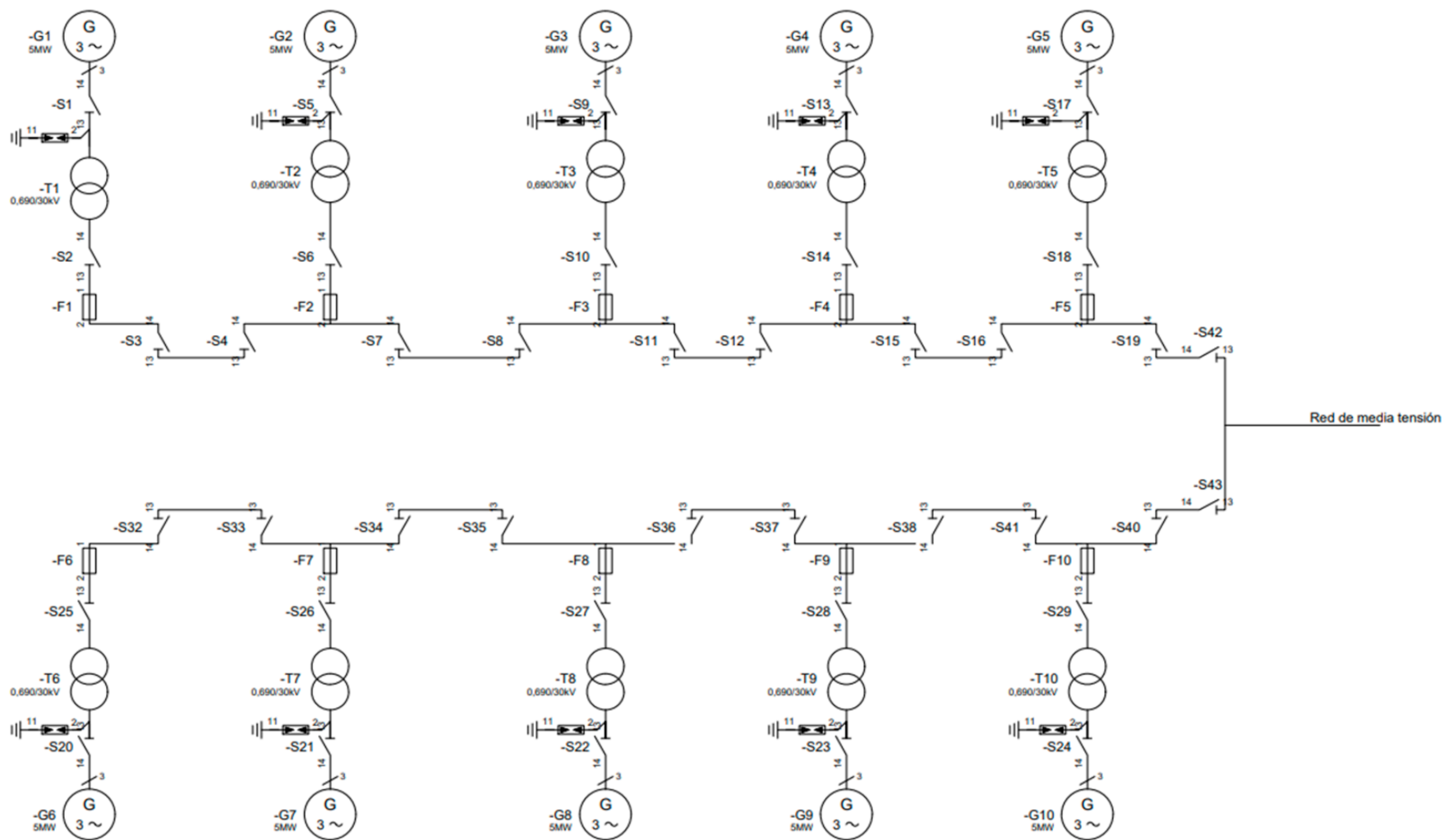
$$U_c = \frac{50 * 10^3 * 6,6}{30} * (0,1 + 0,106 * \tan 0,9) = 1118,31kV$$

$$U_c(\%) = \frac{50 * 10^3 * 6,6}{10 * 30^2} * (0,1 + 0,106 * \tan 0,9) = 3,73\%$$

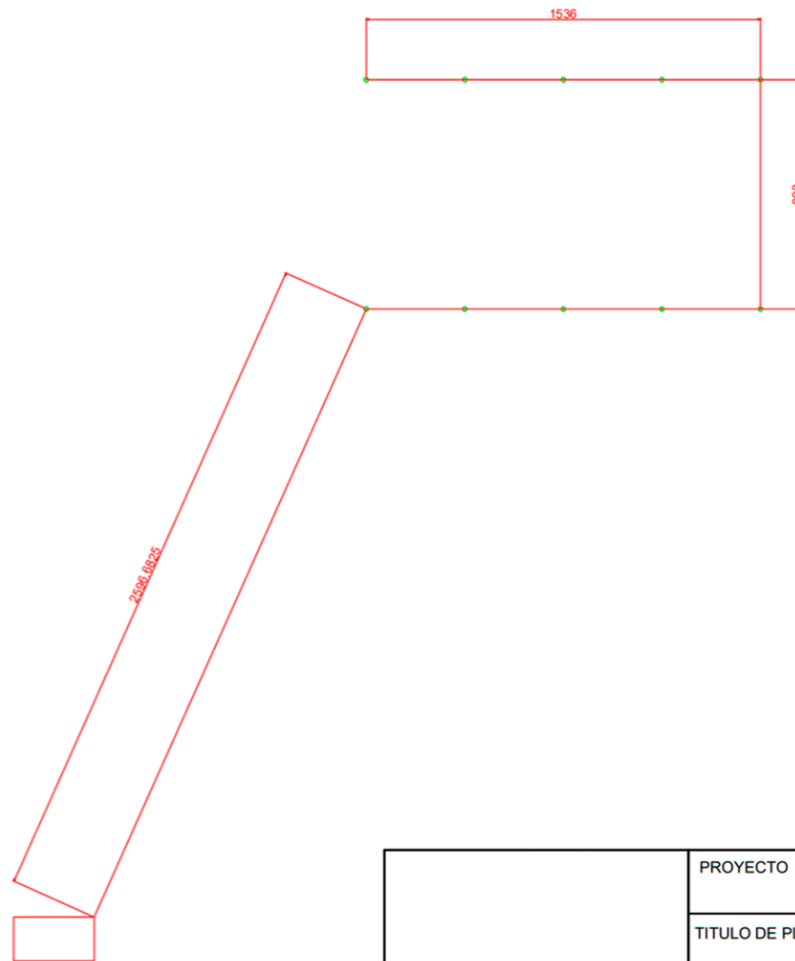
Como conclusión se obtiene que esta línea tendrá una caída de tensión de 1118,31kV y una caída porcentual del 3,73%.

ÍNDICE DOCUMENTO 3: PLANOS

PLANO 1: ESQUEMA UNIFILAR DE MEDIA TENSIÓN.....	81
PLANO 2: DISTANCIA A SUBESTACIÓN ON SHORE.....	82



	PROYECTO Parque edíco off-shore en Santander			
	TITULO DE PLANO Esquema unifilar de media tension			
	ESCALA --	AUTOR Ainhara Salas	PLANO No.	
	FECHA 07/06/2025	GRADO Ingeniería Eléctrica	1	



	PROYECTO				Parque eólico off-shore en Santander	
	TITULO DE PLANO				Distancia SE	
	ESCALA	1:1000	AUTOR	Ainhara Salas	PLANO No.	
	FECHA	07/06/2025	GRADO	Ingeniería Eléctrica	2	

ÍNDICE DOCUMENTO 4: PLIEGO DE CONDICIONES

1 NORMAS DE SEGURIDAD Y SALUD.....	84
1.1 CONDICIONES MEDIOAMBIENTALES.....	84
1.2 PROCEDIMIENTOS, EQUIPOS Y MEDIOS.....	85
1.3 RIESGOS LABORALES EVITABLES.....	86
1.4 RIESGOS LABORALES INEVITABLES.....	86
1.5 PROTECCIONES COLECTIVAS	87
1.6 PROTECCIONES INDIVIDUALES	87
1.7 CONDICIONES DE SEGURIDAD EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS.....	88
2 CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES UTILIZADOS	89
2.1 CONDUCTORES	89
2.2 CANALIZACIONES.....	89
2.3 PUESTA A TIERRA.....	90
2.4 INTERRUPTORES BASES Y CORTACIRCUITOS FUSIBLE	90
2.5 INTERRUPTORES DE CONTROL DE POTENCIA Y PROTECCIÓN DIFERENCIAL.....	91
2.6 CUADROS DE MONTAJE.....	91
2.7 EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	91
2.8 PRUEBAS Y ENSAYOS	92

1 NORMAS DE SEGURIDAD Y SALUD

El presente documento tiene como finalidad complementar la información contenida en la Memoria del proyecto, especificando los criterios considerados y estableciendo las condiciones que deberán observarse durante la ejecución del parque eólico marino off-shore.

Dado el entorno complejo y de alto riesgo que caracteriza a los proyectos off-shore, la instalación debe cumplir estrictamente con el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, y sus modificaciones posteriores, en lo relativo a las disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción. Asimismo, se deberán identificar, evaluar y prevenir los riesgos laborales asociados tanto a las tareas en tierra como a las operaciones en el entorno marino.

Será imprescindible implementar los mecanismos necesarios para garantizar el cumplimiento de la Ley 31/1995 de Prevención de Riesgos Laborales y sus modificaciones posteriores, la Directiva 92/57/CEE (transpuesta mediante el RD 1627/1997) y el Reglamento de los Servicios de Prevención aprobado por RD 39/1997 y sus modificaciones posteriores.

El objetivo prioritario es eliminar los riesgos evitables y minimizar y controlar aquellos inherentes al medio marino que no puedan suprimirse totalmente. Se deberá designar un Coordinador de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra. En caso de concurrencia de empresas, cada contratista estará obligado a elaborar su propio Plan de Seguridad y Salud, adaptado a su área de actuación y a las condiciones particulares del entorno off-shore.

1.1 CONDICIONES MEDIOAMBIENTALES

Las condiciones ambientales adversas tienen un impacto directo y constante en la mayoría de las actividades de un parque eólico marino, especialmente aquellas que se desarrollan en alta mar, como la instalación de cimentaciones, torres, aerogeneradores y el despliegue de cables submarinos. Por este motivo, será obligatorio verificar previamente la situación meteorológica y oceanográfica, atendiendo a factores como la velocidad del viento, el estado del mar, la visibilidad, la altura de las olas y las corrientes. La ejecución de trabajos se limitará estrictamente a las ventanas meteorológicas seguras, evitando operar en presencia de alertas meteorológicas, temporales o condiciones de navegación adversas. Las tareas que puedan realizarse en tierra o en entornos controlados, como el ensamblaje de componentes o trabajos previos en puerto, estarán menos expuestas a estas limitaciones.

1.2 PROCEDIMIENTOS, EQUIPOS Y MEDIOS

El proceso constructivo y el orden de ejecución de los trabajos del parque eólico off-shore se desarrollarán conforme a las especificaciones técnicas y condiciones definidas en el Proyecto.

La selección de procedimientos, equipos y medios se realizará en función de las características específicas de la obra en alta mar y de las soluciones tecnológicas más adecuadas, priorizando en todo momento la seguridad de los trabajadores y la eficiencia operativa. Las principales consideraciones incluyen:

- Mantenimiento del entorno de trabajo seguro y ordenado, tanto en las embarcaciones de transporte e instalación como en plataformas, puertos base y zonas logísticas. Se asegurará una adecuada gestión del tránsito de personal y materiales, minimizando riesgos por desplazamientos en condiciones adversas.
- Manipulación y transporte de grandes componentes, como cimentaciones, torres, góndolas y palas, mediante buques grúa, embarcaciones especializadas, sistemas de izado estabilizado y herramientas de precisión, garantizando el control de cargas incluso en condiciones dinámicas de mar.
- Mantenimiento preventivo y revisiones periódicas de todos los equipos e instalaciones esenciales (grúas, cabrestantes, sistemas hidráulicos, equipos eléctricos, herramientas de izado, equipos de comunicación y seguridad), tanto en tierra como en mar. Toda puesta en servicio irá precedida de verificaciones técnicas para prevenir posibles fallos que comprometan la seguridad.
- Gestión del almacenamiento y eliminación de residuos conforme a la normativa ambiental aplicable. Se establecerán procedimientos específicos para la recogida, clasificación, traslado y evacuación de residuos tanto en embarcaciones como en bases logísticas en tierra, evitando cualquier vertido accidental al mar.
- Programación y adaptación de los trabajos en función de las condiciones meteorológicas y marítimas, ajustando los tiempos efectivos asignados a cada fase según la evolución real de la obra y la disponibilidad de ventanas operativas seguras que permitan ejecutar las maniobras sin poner en riesgo al personal o al material.

1.3 RIESGOS LABORALES EVITABLES

En relación con este apartado, se identifican los riesgos potenciales asociados a la instalación del parque eólico marino, los cuales serán evitados mediante la aplicación de las medidas técnicas adecuadas y conforme a la normativa vigente.

Se distinguen principalmente dos tipos de riesgos:

- Trabajos en presencia de tensión: Estos se producen durante las operaciones de conexión de los aerogeneradores, el despliegue de cables submarinos y las interconexiones con la subestación. Para este tipo de intervenciones, se adoptarán medidas técnicas específicas tales como:
 - Corte y verificación de la ausencia de tensión antes de intervenir.
 - Apantallamiento mediante protecciones físicas y señalización de las zonas en tensión.
 - Puesta a tierra y cortocircuito de los conductores antes de cualquier manipulación.
 - Supervisión de las maniobras por personal cualificado y autorizado, con los equipos de protección individual (EPI) y herramientas certificadas para trabajos eléctricos en entorno marino.
- Riesgos derivados de instalaciones existentes o infraestructuras submarinas: Para evitar daños o interferencias, se identificarán previamente estas infraestructuras mediante estudios y sistemas de localización adecuados. Se procederá a su neutralización o desactivación temporal cuando sea necesario, en coordinación con los responsables de su gestión.

1.4 RIESGOS LABORALES INEVITABLES

Este apartado recoge los riesgos laborales que no pueden eliminarse completamente durante la ejecución del parque eólico marino, así como las medidas preventivas y protecciones técnicas necesarias para su control y mitigación. A continuación, se enumeran los aspectos generales que afectan al conjunto del proyecto:

Riesgos

- Caídas al mar desde embarcaciones o estructuras.
- Caídas a distinto nivel en torres y plataformas.
- Atrapamientos o golpes durante maniobras de izado.
- Condiciones meteorológicas adversas (viento, oleaje, tormentas).
- Contactos eléctricos directos o indirectos.

- Sobreesfuerzos por manipulación de cargas.
- Aislamiento o evacuación dificultada en caso de emergencia.
- Ruido continuo por maquinaria y viento.
- Vibraciones prolongadas en operaciones mecánicas.
- Mareo o fatiga por trabajo en mar abierto.

Las medidas de prevención y /o protección a aplicar a los riesgos anteriormente indicados se detallan en los siguientes apartados.

1.5 PROTECCIONES COLECTIVAS

- Barandillas y líneas de vida horizontales/verticales en plataformas, torres y embarcaciones.
- Sistemas de anclaje y cables de sujeción para trabajos en altura y acceso vertical.
- Vallas o sistemas de delimitación de áreas operativas.
- Balizamiento marítimo y luminoso boyas, luces de obstrucción, balizas en aerogeneradores.
- Anemómetros y estaciones meteorológicas para control de condiciones de viento y acceso.
- Casetas técnicas y refugios en plataformas para operadores y personal de emergencia.
- Cintas de balizamiento y señalización marítima para áreas en intervención.
- Topes o limitadores de movimiento en grúas off-shore, plataformas y vehículos auxiliares.
- Sistemas de detección y control de incendios extintores, sistemas de CO₂ o polvo seco.
- Redes de seguridad anticaída y elementos de retención bajo zonas de trabajo en altura.
- Interruptores diferenciales, transformadores de aislamiento y tomas con red de tierra.
- Señalización de seguridad estandarizada visual y acústica, conforme a normativa marítima.
- Sistemas de evacuación y rescate balsas, arneses de izado, plataformas de transferencia.
- Soportes, anclajes y estructuras de fijación para redes, lonas o protecciones temporales.

1.6 PROTECCIONES INDIVIDUALES

- Casco de seguridad con barboquejo.
- Gafas de protección o visera facial (contra partículas, viento o salpicaduras).
- Guantes de protección:

- Dieléctricos (para trabajos en tensión).
 - Anticorte o de cuero (para manipulación mecánica).
 - Impermeables o térmicos (según condiciones meteorológicas).
- Ropa de trabajo técnica:
- Monos ignífugos y antiestáticos.
- Ropa térmica y cortavientos / impermeable.
- Botas de seguridad, antideslizantes, dieléctricas e impermeables.
- Arnés de seguridad con doble cabo y absorbedor de energía.
- Línea de vida retráctil o fija, con sistema anticaídas.
- Chaleco salvavidas, con arnés integrado si es necesario.
- Sistema de localización personal (GPS, radio o baliza AIS).
- Mascarillas antipolvo o filtros combinados, si se realizan tareas de corte o lijado.
- Protección auditiva: tapones o auriculares.
- Cinturón antivibración, para el uso de herramientas rotativas o pesadas.
- Manguitos, polainas y mandiles, si se realizan trabajos de soldadura.

1.7 CONDICIONES DE SEGURIDAD EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS

En las operaciones eléctricas vinculadas al parque eólico off-shore, se identifican los siguientes riesgos principales:

- Contacto eléctrico directo e indirecto en instalaciones de media y alta tensión.
- Quemaduras por contacto con elementos energizados o sobrecalentados.
- Arco eléctrico durante maniobras de conexión o desconexión.

Para trabajos en instalaciones eléctricas en entornos marinos, especialmente en media tensión, deberán seguirse rigurosamente las siguientes medidas de seguridad:

1. Desconexión de la instalación en la zona de intervención.
2. Bloqueo o enclavamiento de los elementos de corte si es técnicamente posible, incluyendo señalización visible de prohibición de maniobra en los dispositivos de mando.
3. Verificación de ausencia de tensión en los puntos de trabajo.

4. Puesta a tierra y en cortocircuito, garantizando el aislamiento total de la zona de intervención.
5. Delimitación y señalización del área de trabajo, para evitar accesos no autorizados o maniobras involuntarias.

Se reforzarán los controles debido a las condiciones ambientales agresivas (humedad, salinidad, viento), que pueden incrementar el riesgo de derivaciones y fallos eléctricos.

2 CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES UTILIZADOS

Todos los materiales serán de primera calidad, de marcas conocidas en el mercado nacional, de tipos y modelos homologados y que cumplan lo establecido en las Normas UNE y CEI.

2.1 CONDUCTORES

Los conductores empleados en la red de media tensión del parque eólico off-shore serán del tipo RH5Z1, con aislamiento seco y libre de halógenos, adecuados para una tensión nominal de 30 kV. Estos cables están diseñados específicamente para ambientes agresivos, ofreciendo alta resistencia a la humedad, salinidad y agentes químicos, características comunes en instalaciones marinas.

El conductor estará compuesto de cobre compacto o aluminio, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta exterior termoplástica libre de halógenos y con bajo índice de emisión de humos en caso de incendio.

La identificación de los conductores se hará mediante código de colores o marcaje continuo sobre la cubierta, utilizándose negro para las fases. En instalaciones trifásicas, si se requiere, se podrá aplicar etiquetado o bandas de color (negro, marrón, gris) para facilitar su identificación en campo. El conductor de tierra o protección se identificará mediante cubierta verde-amarilla o marcado correspondiente.

2.2 CANALIZACIONES

Los tubos para canalización de conductores eléctricos serán fabricados con materiales de alta resistencia mecánica y térmica, incombustibles y no propagadores de la llama, adecuados para su uso en ambientes marinos agresivos.

En zonas húmedas o expuestas a salinidad, se emplearán tubos rígidos de PVC reforzado o tubos de poliamida, con grado de protección mínimo IP67, resistentes a la corrosión y a los rayos UV.

En instalaciones interiores protegidas se podrán utilizar tubos flexibles corrugados con grado de protección mínimo IP55, fijados adecuadamente mediante abrazaderas inoxidable o resistentes al agua y al salitre.

En espacios técnicos con riesgo térmico o mecánico, como salas de conversión o zonas de transformación, se priorizará el uso de tubos metálicos con conexiones estancas y roscadas.

En bandejas técnicas, se emplearán canalizaciones flexibles o rígidas con nivel de estanqueidad IP67, fijadas de forma segura y compatible con vibraciones y movimientos estructurales típicos en entornos off-shore.

Todos los sistemas de canalización cumplirán con las normativas vigentes y estarán homologados para uso marino y en instalaciones de media tensión.

2.3 PUESTA A TIERRA

En todo el sistema eléctrico se instalará un conductor de puesta a tierra junto a los conductores activos, con aislamiento y tensión nominal equivalentes, e identificado mediante el color verde y amarillo conforme al estándar internacional.

Todos los elementos metálicos no activos serán conectados eficazmente al sistema de tierra, garantizando la protección frente a contactos indirectos.

2.4 INTERRUPTORES BASES Y CORTACIRCUITOS FUSIBLE

Se emplearán interruptores de potencia y dispositivos de protección adecuados a los distintos niveles de tensión presentes.

En circuitos de servicios auxiliares (230/400V) se utilizarán interruptores de corte con capacidad adecuada a la carga prevista, protegidos mediante magnetotérmicos o fusibles tipo gG o aM, según la criticidad del receptor.

Las tomas de corriente para uso general serán como mínimo de 16 A / 690 V, con conexión a tierra asegurada.

En puntos de alumbrado o uso manual por operarios se instalarán tomas de 10–16 A, con protección diferencial y a tierra.

Los interruptores deberán resistir como mínimo 10.000 maniobras de apertura y cierre con su carga nominal, sin deterioro funcional.

2.5 INTERRUPTORES DE CONTROL DE POTENCIA Y PROTECCIÓN DIFERENCIAL

Los ICP para los circuitos de baja tensión serán del tipo magnetotérmico tripolar o tetrapolar, con curvas de disparo adecuadas (tipo C o D) según la naturaleza de la carga.

Se emplearán interruptores diferenciales de tipo B o BSO con sensibilidad adaptada a la instalación:

- 30 mA para tomas de corriente o iluminación accesible al personal.
- 300 mA o superior para cuadros generales o circuitos con cargas no críticas o controladas.

Los sistemas de media tensión (30 kV) no estarán protegidos mediante diferenciales, sino por relés de protección específicos, coordinados desde los centros de transformación mediante sistema SCADA.

2.6 CUADROS DE MONTAJE

Los cuadros eléctricos estarán diseñados para entornos marinos, con grado de protección IP65 o superior, estructura de acero inoxidable o poliéster reforzado y cerradura de seguridad.

El cableado interno de baja tensión se organizará mediante canalizaciones de PVC o canaletas metálicas según ubicación.

El cuadro general de baja tensión estará equipado con barras de cobre dimensionadas según la corriente nominal, y conexiones a los dispositivos mediante terminales prensados.

Cada interruptor y circuito estará claramente identificado mediante rótulos normalizados.

2.7 EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN

La ejecución de la instalación del parque eólico marino será realizada por personal técnico especializado, con experiencia en trabajos off-shore y alta tensión, utilizando equipos y procedimientos avanzados adecuados al entorno marítimo y a las tensiones de trabajo de 690 V (generadores) y 30 kV (línea de evacuación).

Se garantizará en todo momento un elevado estándar de seguridad, fiabilidad y durabilidad, prestando especial atención a la resistencia a la corrosión, al sellado de conexiones frente al ambiente salino, y al cumplimiento de prácticas de calidad en el conexionado y el montaje estructural.

Los empalmes y terminaciones de cables de media tensión (RHZ1 30 kV) se ejecutarán conforme a instrucciones del fabricante, asegurando una unión estanca, eléctrica y mecánicamente robusta, que evite sobrecalentamientos o descargas parciales. Las curvas en el trazado de puesta a tierra y cables de potencia serán amplias, evitando radios de curvatura cerrados o dobleces que comprometan el aislamiento.

Se minimizarán cruces entre canalizaciones eléctricas y otras instalaciones, y en caso necesario, se utilizarán pantallas metálicas o tubos aislantes adicionales como separación de seguridad.

Se buscará distribuir equitativamente la carga entre las diferentes fases y circuitos, evitando la generación de desequilibrios en la red. Los dispositivos instalados deberán mantener un factor de potencia superior a 0,85 en su operación nominal, con el objetivo de prevenir sobredimensionamientos y calentamientos en la instalación.

2.8 PRUEBAS Y ENSAYOS

El director técnico de la instalación llevará a cabo todas las pruebas, verificaciones y ensayos necesarios sobre los materiales y equipos empleados, con el objetivo de garantizar el cumplimiento de las especificaciones técnicas del proyecto y la normativa aplicable a instalaciones de alta y baja tensión.

Cualquier material defectuoso, dañado o que no cumpla los estándares de calidad y seguridad, ya sea por fabricación o ejecución inadecuada, deberá ser retirado y sustituido por componentes conformes a los criterios establecidos.

Ensayos específicos:

1. Resistencia de aislamiento:

- Se medirá entre conductores activos y con respecto a tierra.
- La prueba se realizará aplicando una tensión continua de entre 1.000 y 5.000 V (según el nivel de tensión y el tipo de cable), suministrada por un equipo de ensayo profesional.
- Se exigirá una resistencia mínima de 100 MΩ para cables de baja tensión y 1 GΩ para cables de media tensión con aislamiento seco.

2. Ensayo de rigidez dieléctrica:

- Se verificará que los cables y conexiones resistan una tensión alterna a frecuencia industrial durante al menos 1 minuto, sin perforaciones ni descargas disruptivas.
- La tensión de prueba será de $2U + 1000$ V, donde U es la tensión nominal del sistema. Esto implica:
 - Para 690 V → ensayo a 2.380 V mínimo.
 - Para 30.000 V → ensayo a 61.000 V mínimo.
- La prueba se realizará conductor a tierra y entre fases, incluyendo el neutro.

ÍNDICE DOCUMENTO 5: PRESUPUESTO

1 CUADRO DE PRECIOS Nº2	94
2 CUADRO DE PRECIOS Nº1	95
3 PRESUPUESTO	95
3.1 PRESUPUESTO DE EEJECUCIÓN MATERIAL.....	95
3.2 PRESUPUESTO DE EEJCUCIÓN POR CONTRATA.....	95

1 CUADRO DE PRECIOS Nº2

GENERADOR EÓLICO					
Nº Orden	Tipo	Descripción	Uds	Precio /ud. (€)	Precio total (€)
01.01	Material	Aerogenerador Gamesa G128/5MW	10	25000000	250000000
01.03	Material	Cimentación	10	4800000	48000000

LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN					
Nº Orden	Tipo	Descripción	Uds	Precio /ud. (€)	Precio total (€)
02.01	Material	Cable RH5Z1 30 kV 1x400 mm ² AL	6600	41,36	272976
02.02	Material	Empalmes y accesorios MT 30 kV	50	1200	60000
02.03	Material	Celdas MT CBGS-0 (SF6, hasta 36/38kV)	20	20000	400000
02.04	Material	Transformador ABB GP014059	10	180000	1800000

MONTAJE E INSTALACIÓN					
Nº Orden	Tipo	Descripción	Uds	Precio /ud. (€)	Precio total (€)
03.01	Mano de obra	Montaje de aerogeneradores	10	95000	950000
03.02	Mano de obra	Instalación de celdas MT CBGS-0	20	900	18000
03.03	Mano de obra	Instalación transformadores	10	5000	50000
03.04	Mano de obra	Tendido y fijación de cable submarino MT	5200	15	78000
03.05	Mano de obra	Excavación zanja submarina	5200	130	676000
03.06	Mano de obra	Relleno y protección del cable submarino	5200	20	104000
03.07	Mano de obra	Conexión en subestación	1	20000	20000
03.08	Mano de obra	Pruebas eléctricas y puesta en servicio	1	15000	15000
03.09	Mano de obra	Excavación de zanja terrestre	1300	45	58500
03.10	Mano de obra	Colocación de tubo	1300	45	58500
03.11	Mano de obra	Colocación de cable MT terrestre	1300	45	58500
03.12	Mano de obra	Relleno, compactación y señalización superficial	1300	45	58500

INGENIERÍA Y DIRECCIÓN TÉCNICA					
Nº Orden	Tipo	Descripción	Uds	Precio /ud. (€)	Precio total (€)
04.01	Servicio	Proyecto y dirección técnica de instalación	1	750000	750000
04.02	Servicio	Estudios ambientales y permisos offshore	1	150000	150000
04.03	Servicio	Certificación y legalización	1	60000	60000
04.04	Servicio	Gestión documental y revisiones técnicas finales	1	25000	25000
04.05	Servicio	Control de calidad y supervisión	1	60000	60000
04.06	Servicio	Coordinación de seguridad y salud	1	40000	40000

2 CUADRO DE PRECIOS Nº1

CAPÍTULO	CANTIDAD
GENERADOR EÓLICO	298.000.000,00 €
LINEA DE MEDIA TENSIÓN	2.532.976,00 €
MONTAJE E INSTALACIÓN	2.145.000,00 €
INGENIERÍA Y DIRECCIÓN TÉCNICA	1.085.000,00 €
TOTAL	303.762.976,00 €

3 PRESUPUESTO

3.1 PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL

Nº ORDEN	CAPÍTULO	PRECIO EN €	% SOBRE EL TOTAL
1	GENERADOR EÓLICO	298000000	98,10
2	LINEA DE MEDIA TENSIÓN	2532976	0,83
3	MONTAJE E INSTALACIÓN	2145000	0,71
4	INGENIERÍA Y DIRECCIÓN TÉCNICA	1085000	0,36
	TOTAL	303762976	100,00

3.2 PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA

CONCEPTO	CANTIDAD (€)
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL (PM)	303.762.976,00
GASTOS GENERALES (13% SOBRE PM)	39.489.186,88
BENEFICIO INDUSTRIAL (6% SOBRE PM)	18.225.778,56
TOTAL PARCIAL (BASE IMPONIBLE)	361.477.941,44
IVA (21%)	75.910.367,70
TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	437.388.309,14