



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Estudio técnico y económico de un Parque Eólico en el
Puerto Industrial de Bilbao

Autor: Carmen Martínez Aznar

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid, 16 de julio de 2024

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Estudio técnico y económico del Parque Eólico del Puerto Industrial de Bilbao
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2023/24 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Carmen Martínez Aznar

Fecha: 16/07/ 2024

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Ignacio Martín Gutiérrez

Fecha://



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Estudio técnico y económico de un Parque Eólico
situado en el Puerto Industrial de Bilbao

Autor: Carmen Martínez Aznar

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid, 16 de julio de 2024

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UN PARQUE EÓLICO SITUADO EN EL PUERTO INDUSTRIAL DE BILBAO

Autor: Martínez Aznar, Carmen.

Director: Martín Gutierrez, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente proyecto contiene el estudio técnico y económico de un parque eólico situado en el Puerto Industrial de Bilbao. Con una inversión del 24.623.779 y un periodo de vida de 20 años se ha obtenido una TIR de proyecto del 11,10%.

1. Introducción

El parque eólico se encuentra en el Puerto Industrial de Bilbao, ubicado en el extremo del dique de Punta Lucero. Para la elección del emplazamiento se han seguido una serie de criterios que garantizan la rentabilidad económico-social del parque. El proyecto podría encuadrarse dentro del plan estratégico europeo “Fit for 55” que sigue el Puerto de Bilbao y en cuyos objetivos se incluye reducir a la mitad las emisiones de CO₂ para el año 2030 y autoabastecer toda su demanda con energía limpia para 2050.

2. Definición del Proyecto

El alcance del proyecto incluye la selección óptima del emplazamiento, el estudio del recurso eólico, el dimensionado del aerogenerador, el cálculo de la distribución del parque, el cálculo de la producción energética, el diseño de la infraestructura eléctrica y obra civil asociada y la valoración económica. Para este último apartado se ha hecho un estudio de mediciones y una asignación de precios de las partidas fundamentales dentro de la inversión estimada.

La propuesta realizada está claramente alineada con los objetivos del Puerto de Bilbao de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y contribuir de este modo en la descarbonización y transición energética.

3. Descripción del modelo

En la definición técnica del parque eólico proyectado se han seguido las siguientes premisas:

- Velocidad del viento superior a 6m/s a 100m de altura, valor suficiente para garantizar una producción con un rendimiento adecuado. En este caso, existen registros históricos con velocidades medias de viento de 6,95m/s a esa altura.
- Buena accesibilidad del emplazamiento. Uno de los grandes retos de un proyecto eólico es la logística para el transporte de las palas de grandes dimensiones de los aerogeneradores, problema que no supone ningún reto adicional en este caso ya que se transportarán en buques de carga y descargarán en la dársena contigua al emplazamiento del proyecto.
- Cercanía a una subestación eléctrica para simplificar al máximo la infraestructura eléctrica y garantizar una conexión sencilla con la red.
- Minimizar el impacto ambiental y, particularmente, el visual. Un puerto industrial como el de Bilbao no puede ser considerado un espacio sensible a los impactos asociados a un parque eólico.

Para el análisis económico-financiero se han evaluado los flujos de caja (ingresos-gastos) y supuesto la amortización lineal del activo para un periodo de diseño de 20 años. A partir de ahí, se han calculado la Tasa Interna de Retorno y el Valor Actual Neto para una financiación con recursos propios, esto es, con una tasa de descuento en la que se incluye la Tasa Libre de Riesgo (Bono del Tesoro español a 10 años) y Prima de Riesgo (5% donde está incluido también el efecto de la inflación).

4. Resultados

Los resultados obtenidos en el estudio técnico del parque eólico del Puerto Industrial de Bilbao son los siguientes:

- La velocidad media del viento en el emplazamiento calculada a la altura de buje (140m) es de 6,95m/s.
- La orientación establecida para los aerogeneradores es la noroeste.
- El aerogenerador óptimo escogido tras comparar la longitud de las palas y la potencia de diferentes modelos es el Gamesa G132, con una potencia nominal de 5MW, una altura de buje de 140 metros y un diámetro de rotor de 132 metros.

- El parque eólico se diseña para la instalación de cuatro aerogeneradores dada la longitud libre disponible del dique, 1100m. Quedarán ubicados en una misma alineación coincidiendo con el eje del dique de Punta Lucero y separados por una distancia de 2,5 veces el diámetro del rotor. La potencia total instalada que resulta es de 20MW.
- La energía bruta anual generada por el parque es de 64.150 MWh. Considerando unas pérdidas del 10% se consigue una generación neta de 57.735 MWh y un factor de capacidad de parque del 23%.
- Para el transporte de la energía hasta el centro de seccionamiento se utilizarán cables de 30kV de aluminio con aislamiento HEPRZ1 (AS) de sección variable (50, 150, 240 y 400) según la intensidad máxima admisible (135, 210, 310 y 405) de cada tramo.

5. Conclusiones

Con los cuatro aerogeneradores de 5MW propuestos, la producción anual bruta del parque es de 64.150 MWh y una producción anual neta de 57.735 MWh para unas pérdidas del 10%, lo que supone una capacidad del parque del 23%.

El resultado económico obtenido ha sido de una TIR del 11,10% y un del VAN 3.527.671€ para una tasa de retorno del 8,37%, una buena rentabilidad para los tipos de interés actuales.

Para los importes del flujo de caja se han tenido en cuenta, dentro de los gastos, la inversión realizada, los gastos de explotación del parque y la amortización del activo y, en el cálculo de los ingresos, los importes resultantes de aplicar a la energía neta generada el precio medio del mercado eléctrico para el año 2023 (últimos datos publicados).

Todos los flujos, excepto amortizaciones, se han proyectado a futuro según los índices del Banco de España para los años 2023-2025, suponiendo un valor constante del IPC para los años 2026 en adelante.

TECHNICAL AND ECONOMIC STUDY OF THE WIND FARM LOCATED IN THE BILBAO INDUSTRIAL PORT

Author: Martínez Aznar, Carmen.

Supervisor: Martín Gutierrez, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project contains the technical and economic study of a wind farm located in the Bilbao Industrial Port. With an investment of €24,623,779 and a lifespan of 20 years, a project IRR of 11.10% has been obtained.

INTRODUCTION

The wind farm is situated in the Bilbao Industrial Port, located at the end of the Punta Lucero breakwater. The site selection followed several criteria to ensure the economic and social profitability of the park. The project could be part of the European strategic plan "Fit for 55," which the Bilbao port follows, aiming to halve CO₂ emissions by 2030 and self-supply all its demand with clean energy by 2050.

PROJECT DEFINITION

The scope of the project includes the optimal site selection, wind resource study, wind turbine sizing, park layout calculation, energy production calculation, design of the associated electrical infrastructure and civil works, and economic evaluation. For the latter, a study of measurements and price allocation for the main investment items was conducted. The proposal is clearly aligned with the objectives of the Port of Bilbao to reduce greenhouse gas emissions, thus contributing to decarbonization and energy transition.

MODEL DESCRIPTION

In the technical definition of the projected wind farm, the following premises were followed:

- Wind speed exceeding 6m/s at a height of 100m, sufficient to guarantee production with adequate performance. Historical records show average wind speeds of 6.95m/s at this height.

- Good site accessibility. One of the significant challenges of a wind project is the logistics for transporting large wind turbine blades, which is not an additional challenge here as they will be transported by cargo ships and unloaded in the dock adjacent to the project site.
- Proximity to an electrical substation to simplify electrical infrastructure and ensure an easy connection to the grid.
- Minimizing environmental impact, particularly visual. An industrial port like Bilbao cannot be considered a sensitive area to the impacts associated with a wind farm.

For the economic-financial analysis, cash flows (income-expenses) were evaluated, assuming linear amortization of the asset for a design period of 20 years. The Internal Rate of Return and Net Present Value were calculated for self-financing, including the Risk-Free Rate (10-year Spanish Treasury Bond) and Risk Premium (5%, which also includes the effect of inflation).

RESULTS

The technical study results of the wind farm in the Bilbao Industrial Port are as follows:

- The average wind speed at the hub height (140m) is 6.95m/s.
- The established orientation for the wind turbines is northwest.
- The optimal wind turbine chosen after comparing blade lengths and power of different models is the Gamesa G132, with a nominal power of 5MW, a hub height of 140 meters, and a rotor diameter of 132 meters.
- The wind farm is designed for the installation of four wind turbines given the available length of the breakwater, 1100m. They will be placed in a single alignment along the Punta Lucero breakwater axis, spaced 2.5 times the rotor diameter apart. The total installed power is 20MW.
- The annual gross energy generated by the park is 64,150 MWh. Considering 10% losses, a net generation of 57,735 MWh is achieved, with a park capacity factor of 23%.

- For energy transport to the sectioning center, 30kV aluminum cables with HEPRZ1 (AS) insulation of varying sections (50, 150, 240, and 400) will be used, depending on the maximum permissible intensity (135, 210, 310, and 405) of each section.

CONCLUSIONS

For the four proposed 5MW wind turbines, the annual gross production of the park is 64,150 MWh, and the net annual production is 57,735 MWh for a 10% loss, representing a park capacity of 23%. The economic result obtained is a project IRR of 11.10% and a NPV of €3,527,671 for a return rate of 8.37%, indicating good profitability for the current interest rates.

In considering the cash flow amounts, expenses included the investment made, the operating costs of the park, and asset amortization. In calculating income, the amounts resulting from applying the average market price for 2023 (latest published data) to the net energy generated were used. All flows, except for amortizations, were projected into the future according to the Spanish Treasure indices for 2023-2025, assuming a constant CPI value from 2026 onwards.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Resumen ejecutivo.....	9
Capítulo 2. Introducción	10
2.1 Estado de la cuestión	11
2.2 Motivación	12
2.3 Objetivo del proyecto	14
2.4 Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible (ods).....	15
2.5 Metodología de trabajo.....	16
2.6 Recursos a emplear.....	17
Capítulo 3. Localización del parque eólico.....	19
3.1 Elección del emplazamiento.....	19
3.2 Estudio del recurso eólico	22
3.2.1 Ley de Hellman.....	23
3.3 Rosa de los vientos	25
3.4 Ruta de acceso	27
Capítulo 4. Selección del aerogenerador	30
Capítulo 5. Diseño del parque eólico	41
5.1.1 Gamesa G132-5MW.....	41
5.1.2 Configuración del parque eólico.....	41
5.1.3 Efecto estela.....	43
Capítulo 6. Estimación de la producción de la energía del parque.....	46
6.1 Curva de potencia Gamesa G132-5MW.....	47
6.2 Distribución de Weibull	48
6.3 Cálculo Energía total y horas equivalentes	50
6.4 Capacidad del parque	53
Capítulo 7. Infraestructura eléctrica	54

7.1	Instalación de baja tensión	54
7.2	Centro de transformación	55
7.2.1	Transformador.....	56
7.2.2	Celdas de media tensión.....	57
7.3	Instalación de media tensión	61
7.3.1	Sección del cable	63
7.3.2	Cableado de media tensión	67
7.3.3	Puesta a tierra	69
7.3.4	Fibra óptica.....	70
7.4	Centro de seccionamiento	71
7.5	Punto de conexión y sistema de evacuación.....	72
Capítulo 8. Obra civil.....		75
8.1	Viales de acceso	75
8.2	Plataformas de montaje	76
8.3	Plataformas auxiliares	76
8.4	Zona de faenas.....	77
8.5	Drenajes.....	77
8.6	Cimentación aerogeneradores	78
8.7	Zanjas	79
Capítulo 9. Evaluación del impacto ambiental (EIA).....		82
Capítulo 10. Normativa legal		86
10.1	Normativa nacional	86
10.1.1	Normativa obra civil e infraestructuras	86
10.1.2	Normativa eléctrica.....	87
10.1.3	Normativa ambiental.....	88
10.2	Normativa autonómica	88
10.2.1	Normativa eléctrica.....	89
10.2.2	Normativa ambiental.....	89
Capítulo 11. Análisis económico.....		90
11.1	Hipótesis.....	90

11.2 Costes de inversión.....	91
11.3 Estimación precio medio de venta.....	91
11.4 Ingresos	92
11.5 Gastos de explotación	93
11.6 Gastos de reposición	93
11.7 Resultado del ejercicio	93
11.8 Rentabilidad del proyecto.....	94
Capítulo 12. Conclusiones.....	95
Capítulo 13. Bibliografía.....	96
ANEXO I	99
ANEXO II: Cálculo detallado del análisis económico.....	106

Índice de figuras

<i>Figura 1. Velocidad media del viento en el País Vasco a 150 metros de altura.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 1. Detalle velocidad viento a 100m en el emplazamiento.....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 2. Detalle de las subestaciones cercanas al emplazamiento.</i>	<i>21</i>
<i>Figura 3. Variación de la velocidad del viento con la altura sobre el terreno según la Ley de Hellman (Ayala, 2015).....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 4. Roseta frecuencia del viento</i>	<i>25</i>
<i>Figura 5. Roseta velocidad del viento</i>	<i>26</i>
<i>Figura 6. Roseta energía del viento</i>	<i>26</i>
<i>Figura 7. Actividad portuaria en el puerto Industrial de Bilbao el 28 de mayo de 2024, 10:10 am.</i>	<i>27</i>
<i>Figura 8. Posible itinerario para el transporte de las palas y otros componentes del aerogenerador</i>	<i>28</i>
<i>Figura 9. Disposición final de los aerogeneradores en el dique de Punta Lucero</i>	<i>43</i>
<i>Figura 10. Constitución del cable (I-DE Iberdrola, 2019).....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 11. Cables de Energía de Media Tensión Tecnohm HEPRZ1 AL 18/30 kV</i>	<i>69</i>
<i>Figura 12. Detalle de la Subestación Eléctrica de Ortuella y sus líneas de conexión ..</i>	<i>73</i>
<i>Figura 13. Esquema evacuación energía del parque</i>	<i>74</i>
<i>Figura 14. Zona de faenas.....</i>	<i>77</i>

<i>Figura 15. Cartografía de la Red Natura 2000 (Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2024)</i>	83
<i>Figura 16. Detalle emplazamiento cartografía Red Natura 2000 (Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2024)</i>	84
<i>Figura 17. Componentes del precio medio final de la energía (Red Eléctrica de España, 2024)</i>	92

Índice de Tablas

Tabla 1.	<i>Velocidad y densidad del viento a diferentes alturas.</i>	23
Tabla 2.	<i>Valores del coeficiente de Hellman según el tipo de terreno. (Ayala, 2015)</i>	24
Tabla 3.	<i>Características técnicas aerogenerador ENERCON E-175 EP5 (Deutsche Windtechnik, 2011-2024).....</i>	32
Tabla 4.	<i>Características técnicas aerogenerador ENERCON E-141 EP4 (Deutsche Windtechnik, 2011-2024).....</i>	34
Tabla 5.	<i>Características técnicas aerogenerador GAMESA G132-5MW (Deutsche Windtechnik, 2011-2024).....</i>	36
Tabla 6.	<i>Características técnicas aerogenerador GAMESA G128-4.5MW (Deutsche Windtechnik, 2011-2024).....</i>	38
Tabla 7.	<i>Distancia de los aerogeneradores con respecto al aerogenerador 1 situado en el extremo del dique.</i>	40
Tabla 8.	<i>Número total de aerogeneradores que se podrían instalar para cada modelo y potencia nominal total</i>	40
Tabla 9.	<i>Coordenadas de los aerogeneradores</i>	43
Tabla 10.	<i>Energía generada según la velocidad del viento.</i>	51
Tabla 11.	<i>Producción bruta de la energía en un año.</i>	52
Tabla 12.	<i>Detalle pérdidas del parque eólico</i>	52
Tabla 13.	<i>Producción neta de la energía en un año.....</i>	52

Tabla 14.	<i>Número de horas que los aerogeneradores estarán funcionando en un año.</i>	53
Tabla 15.	<i>Características técnicas del transformador B.T/M.T.....</i>	57
Tabla 16.	<i>Características técnicas celdas de media tensión. (Elaboración propia)</i>	60
Tabla 17.	<i>Cálculo Intensidad nominal por tramos.....</i>	64
Tabla 18.	<i>Cables de distribución de 3,6/6kV a 18/30kV Aislamiento de HEPR y conductor de aluminio (Asociación Española de normalización y certificación, 2007) .</i>	65
Tabla 19.	<i>Sección del conductor e intensidad máxima admisible por tramos.....</i>	66
Tabla 20.	<i>Sección de la pantalla según la sección del conductor.....</i>	67
Tabla 21.	<i>Espesor nominal de la cubierta exterior en mm (I-DE Iberdrola, 2019)....</i>	67
Tabla 22.	<i>Espesor de la pantalla según la sección del conductor y tensión asignada</i>	67
Tabla 23.	<i>Características técnicas cableado de media tensión (elaboración propia)..</i>	68
Tabla 24.	<i>Características Técnicas Cable de Fibra Óptica</i>	71
Tabla 25.	<i>Partida mediciones.</i>	108
Tabla 26.	<i>Partida inversión del proyecto</i>	111
Tabla 27.	<i>Precio medio final de la energía eléctrica desglosado para el año 2023 (Red Eléctrica de España, 2024).....</i>	112
Tabla 28.	<i>Ingresos.....</i>	113
Tabla 29.	<i>OPEX-CAPEX.....</i>	116
Tabla 30.	<i>Flujo de caja.....</i>	119

Índice de Gráficos

<i>Gráfico 1. Comparativa curvas de potencia de aerogeneradores Enercon E-141 EP4, Enercon E-175 EP5, Gamesa G128-4,5MW y Gamesa G132-5MW.....</i>	<i>39</i>
<i>Gráfico 2. Curva de potencia aerogenerador Gamesa G132-5MW.....</i>	<i>47</i>
<i>Gráfico 3. Distribución de las frecuencias de la velocidad del parque eólico.....</i>	<i>49</i>
<i>Gráfico 4. Velocidad media del viento por mes.....</i>	<i>50</i>
<i>Gráfico 5. Conductores normalizados. (I-DE Iberdrola, 2019).....</i>	<i>66</i>

Capítulo 1. RESUMEN EJECUTIVO

El presente proyecto tiene como objetivo hacer un estudio técnico y económico del parque eólico situado en el Puerto Industrial de Bilbao, ubicado en el extremo del dique de Punta Lucero. Para la elección del emplazamiento se han seguido los siguientes criterios, velocidad media del viento superior a 6m/s a 100m de altura, cercanía a subestaciones eléctricas y buena accesibilidad.

El aerogenerador seleccionado es el Gamesa G132 con una potencia nominal de 5MW, distribuidos a lo largo del espigón en una única fila de aerogeneradores separados por una distancia de 2,5 veces el diámetro del rotor. Se ha estimado una producción bruta del parque de más de 64.000 MWh y una producción neta próxima a 58.000 MWh considerando unas pérdidas del 10%. La eficiencia del parque calculada es del 33%, valor razonable teniendo en cuenta que el factor de capacidad de parque eólico onshore se encuentra entre el 20-40%.

Todo el parque eólico evacuará a través de un Centro de Seccionamiento de 30kV, dicho centro, recibirá toda la energía generada por el parque eólico y, después, la evacuará a través de dos líneas de Iberdrola de 30kV que acometerán a un segundo Centro de Seccionamiento también de Iberdrola. Por último, será Iberdrola el encargado de realizar la conexión intermedia con la subestación eléctrica a la que se conectará el parque.

La obra civil se ha visto simplificada gracias a haberse seleccionado para su implantación el muelle pavimentado de Punta Lucero, con buena accesibilidad e infraestructura.

Para el estudio de la rentabilidad económica del proyecto se han valorado la inversión inicial, los gastos de operación y mantenimiento y, utilizando el precio medio del mercado diario de la energía para el año 2023, se han proyectado los ingresos para un horizonte temporal de 20 años. Con esta información, se ha calculado el flujo de caja y rentabilidad del proyecto:

- TIR: 11,10%.
- VAN: 3.527.671€ (para una tasa de descuento del 8,37%).

Capítulo 2. INTRODUCCIÓN

Este proyecto se sitúa en un contexto donde el crecimiento de la sociedad ha provocado el aumento de la demanda energética, desembocando en el agotamiento acelerado de los combustibles fósiles. Esta situación ha obligado a las autoridades a buscar alternativas con las que poder asegurar la continuidad del suministro eléctrico. Asimismo, existe una gran preocupación a nivel mundial por las emisiones de gases de efecto invernadero que contribuyen al calentamiento global y cambio climático. Son cada vez más visibles y significativas las consecuencias que tienen sobre el ecosistema. Todo ello, ha provocado el auge de las energías renovables, en especial la eólica que ha ido ganando mayor peso dentro del mix energético español.

Por otra parte, las recientes tensiones políticas internacionales han obligado a países como España a enfrentar desafíos en cuanto a la disponibilidad y precio de recursos energéticos clave como son el gas y el petróleo. Esta situación ha obligado a buscar otras alternativas para cubrir la demanda y reducir así la dependencia con el exterior. De esta forma, se ha fomentado la producción de otro tipo de energía con el objetivo de conseguir un suministro continuo, seguro y a un precio más ajustado.

Las energías renovables se crearon, principalmente, como sistemas alternativos para cubrir la demanda a partir de fuentes renovables y limpias. Sin embargo, las grandes inversiones que eran necesarias y el escaso avance tecnológico que había, obligaba a seguir produciendo y agotando los combustibles fósiles. A lo largo de los años, se ha ido mejorando su eficiencia y reduciendo sus costes, facilitando de este modo su integración y su expansión a nivel mundial. Como ya se ha demostrado a lo largo de la última década, la eólica resulta ser una alternativa viable y competitiva contra las energías contaminantes. Por ello, desempeña un papel crucial en la transición energética.

No fue hasta el año 2023 cuando más de la mitad de la demanda en España se cubrió con energía renovable, alcanzando un 52,2 % de cobertura. No solo eso, sino que la energía

eólica ha conseguido batir su récord de generación en ese mismo año manteniendo el liderazgo dentro del grupo de las renovables, por delante de la nuclear, y posicionándola la primera dentro del mix. Ha conseguido cubrir el 24% de la energía demandada lo que se traduce en 63.700 GWh.

2.1 ESTADO DE LA CUESTIÓN

Es importante y necesario disponer de un fuerte sistema de producción de energía que sea capaz de cubrir la demanda para cada instante. Sin embargo, la preocupación por las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera ha provocado un gran rechazo hacia los combustibles fósiles provocando que cada vez las energías contaminantes participen menos en la cobertura de la demanda. A pesar de no poder prescindir de ellas por la gran estabilidad que aportan a la red, se ha podido ver cómo ha evolucionado y se ha reducido su producción en muchos países.

Según datos de la AEE, actualmente China cuenta con el 40% del total de la energía eólica terrestre instalada, seguido de Estados Unidos con un 17% y España, en quinto lugar, cuenta con el 5% del total. La energía eólica avanza en España a gran velocidad, posicionándose el número uno dentro del mix energético en cuanto a potencia instalada y generada y es que en tan solo el año 2023 consiguió abastecer a 16 millones de hogares.

En el año 2005 la potencia instalada en España era de 9882 MW, lo que supone tres veces menos que la potencia total instalada en el año 2022, y es que las inversiones y el desarrollo tecnológico han hecho que los prototipos mejoren de manera notable. Tanto el diámetro de los aerogeneradores como la altura de buje y su potencia ha variado. Durante los años 90 los aerogeneradores eran de pequeño tamaño y de baja potencia 300kW y las palas no superaban los 30 metros. A partir del año 2013 se incrementó mucho la venta de aerogeneradores de eje horizontal, tripala y orientados a barlovento con velocidad variable. Éstos tenían un diámetro de pala que iba de 90 a 130 metros y una potencia entre 2 y 3 MW, además de alcanzar una altura de buje de hasta 140 metros. De la misma forma, su desarrollo ha

continuado creciendo de manera significativa hasta hoy, donde alguno de los prototipos de turbinas offshore alcanza los 12MW y 260 metros de altura sobre el nivel del mar.

No obstante, la energía eólica tiene que seguir haciendo frente a una serie de problemas. De entre ellos, la variabilidad e intermitencia sigue siendo uno de los grandes obstáculos, pues dependen directamente del viento por lo que habrá periodos donde la potencia demandada sea mayor que la generada y viceversa. Por otra parte, el impacto visual y ambiental que provoca la presencia de parques eólicos conlleva al rechazo social, principalmente por el efecto negativo que tiene sobre las aves migratorias. Por ello, abordar estos inconvenientes es fundamental para poder continuar y promover aún más el desarrollo de este tipo de generación.

Son por ahora pocos los proyectos eólicos que se han llevado a cabo en este puerto. Sin embargo, gracias a la implementación de aerogeneradores más modernos y de la mejora en su rendimiento se está promoviendo la licitación de nuevos proyectos en la zona. De esta forma, se podría electrificar el muelle y utilizar toda esta energía producida en alimentar los buques atracados.

2.2 MOTIVACIÓN

Al ser los puertos industriales infraestructuras con larga vida útil, están obligados a implementar nuevas tecnologías que les permita adaptarse a la situación actual. Por esta razón, son cada vez más las empresas que se unen para conseguir avanzar en actividades de logística y transporte marítimo que sean cada vez más respetuosas con el medioambiente.

En particular el puerto industrial de Bilbao es referente en temas medioambientales, pues tiene como objetivo reducir sus emisiones en un 55% para 2030 y acabar con ellas para 2050. Consiguiendo acabar con las emisiones según el Plan de Transición Energética 2022 ‘fit for 55’ establecido por la Unión Europea. Gracias a la competitividad existente en el puerto, se está construyendo un sistema de generación más eficiente que garantice un suministro

continuo y sin emisiones capaz de competir contra otros tipos de generación más contaminante.

El puerto industrial de Bilbao es reconocido hoy en día como uno de los grandes centros logísticos del Corredor Atlántico. Actualmente, el puerto está llevando a cabo una de las iniciativas más innovadoras con la que se prevé que se convierta en uno de los grandes referentes en la reducción de gases de efecto invernadero. Con el proyecto BilbOPS (Bilbao onshore power supply) se persigue conseguir electrificar el puerto ofreciendo un servicio que permita a los buques alimentar sus sistemas con energía no contaminante a través de 11 puntos de conexión de media y baja tensión.

Según el portal del Puerto, la tecnología OPS entrará en funcionamiento en el año 2025 con una capacidad máxima de 25 MW y se conectará directamente a la red eléctrica. Toda la energía solicitada se cubrirá a partir de energías renovables. Por ello, resulta rentable instalar un parque eólico que pueda proporcionar energía a la zona ya que toda la potencia que se instale será utilizada en su totalidad debido a la demanda que se solicita, al contrario de otras áreas en España donde la potencia instalada suele ser superior a la potencia generada.

La construcción de parque eólico no sólo contribuirá a la producción de energía de manera sostenible, sino que se fomentará la creación de nuevos empleos y se promoverá el crecimiento de la economía local. Además de revitalizar la economía, supondrá un avance en la independencia energética. Es más, a mayor potencia instalada mayor seguridad hay ante cualquier circunstancia fortaleciendo así el sistema eléctrico español. Por no mencionar la reducción del precio de la electricidad. Por último, tener fabricantes de componentes eólicos cerca agiliza el proceso de transporte y reduce su precio. Del mismo modo, el mantenimiento o la sustitución de piezas se podrá hacer más rápido.

No obstante, para garantizar el correcto desarrollo del proyecto será necesario estudiar el impacto medioambiental de la zona, poniendo especial atención a la avifauna.

2.3 OBJETIVO DEL PROYECTO

El proyecto tiene como objetivo realizar un estudio técnico y económico de un parque eólico situado en el puerto industrial de Bilbao con el que se busca abastecer parte de la demanda de éste. Para ello, se realizará un estudio completo del recurso eólico y se seleccionarán los aerogeneradores que mejor se adapten a las características de la zona. Por otro lado, se analizará la energía producida por el parque y se estudiará su viabilidad económica. Este proyecto busca solucionar uno de los grandes problemas a los que se enfrenta la sociedad hoy en día, la transición hacia un futuro más verde. Por todo lo mencionado anteriormente, la finalidad de esta propuesta es:

1. Descarbonizar el puerto

Gracias a la instalación de un nuevo parque eólico se podrá empezar a generar más energía renovable. Es necesario que la potencia renovable instalada y por ende producida aumente para conseguir de esta forma que se alcancen los objetivos establecidos por la Unión Europea en cuanto a reducción de gases de efecto invernadero y decir adiós a los combustibles fósiles.

2. Liderar la transición energética

Llevar a cabo un proyecto como éste en un puerto industrial demuestra que la transición y la adaptación de estas grandes infraestructuras es posible. Este puerto, ya referente en el Corredor Atlántico marcará un hito al mostrar como la demanda en los puertos industriales no tiene por qué estar cubierta por energías contaminantes.

Actualmente, contar con una red fuerte de generación que utilice exclusivamente energías renovables es algo impensable. Sin embargo, aumentar la potencia instalada es uno de los primeros pasos para poder alcanzar este objetivo. Si se aumenta la potencia y se emplean sistemas de almacenamiento de energía se podrá prescindir de las energías contaminantes y lograr así la transición en un futuro.

3. Reducir la dependencia energética con el exterior

La comunidad Autónoma del País Vasco es una de las más dependientes a nivel nacional pues no es capaz de autoabastecer más del 10% de la energía que demanda. Según datos obtenidos de REE, durante los últimos cinco años se ha demostrado que el País Vasco está lejos de alcanzar la autonomía energética, pues entre 25% y el 50% de la energía total consumida procedía de combustibles importados como el gas. Por ello, es importante promover la instalación de nuevos parques eólicos para reducir la dependencia que tiene el País Vasco y, en general España, para conseguir ciertos combustibles provenientes del exterior.

4. Innovar en el sector portuario

2.4 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO

SOSTENIBLE (ODS)



1. Energía Asequible y no contaminante (ODS 7)

La energía eólica que ya lidera la cobertura de la demanda en España necesita seguir desarrollándose para conseguir que en un futuro sea más accesible económicamente y no

necesite de subvenciones. De esta forma, poder convertirla en la principal fuente de energía, no sólo en España sino también a nivel mundial. Por esta razón, es necesario que las empresas sigan apostando por nuevos proyectos como el que se plantea llevar a cabo en el Puerto Industrial de Bilbao, con el fin de promover su desarrollo para que en un futuro hagan de esta energía accesible para todos los países independientemente de sus recursos.

2. Industria, innovación e infraestructura (ODS 9)

Ante un crecimiento social e industrial constante es necesario adaptar las infraestructuras a las necesidades del momento. Para ello, la instalación del nuevo parque eólico fomentará la industrialización del puerto, donde se espera que en un futuro la energía renovable generada vaya destinada a cubrir toda la demanda del puerto. Fomentando de esta forma la innovación y el desarrollo de las tecnologías, este proyecto no solo supondrá una mejora en el sistema eléctrico español, sino que revitalizará la zona y promoverá un crecimiento tecnológico, económico y social

3. Acción por el clima (ODS 13)

El desarrollo de la energía eólica es fundamental para conseguir avanzar en la transición hacia un futuro más sostenible. La ejecución de este parque eólico ayudará a reducir las emisiones de gases a la atmosfera al puerto industrial de Bilbao. Integrando la tecnología OPS se busca, como se ha indicado anteriormente, reducir las emisiones en un 55% para el 2030 y por completo para el 2050. Además, de promover el desarrollo e investigación en infraestructuras donde a priori su adaptación para combatir el cambio climático es difícil.

2.5 METODOLOGÍA DE TRABAJO

A continuación, se muestran las etapas que se seguirán para la ejecución del proyecto:

1. Selección del emplazamiento. Para ello, se estudiará: la velocidad media del viento a una altura de 100m, la cercanía a subestaciones eléctricas y buena accesibilidad.

2. Estudio del recurso eólico: Se analizará la velocidad y dirección del viento del emplazamiento seleccionado. Para ello, se utilizará la herramienta Wind Atlas.
3. Selección del aerogenerador: Se elegirá el modelo de aerogenerador que mejor se adapte a las características del emplazamiento seleccionado de tal forma que se maximice el potencial eólico.
4. Cálculo de la potencia generada: Se estudiará la distribución de velocidades de viento en el emplazamiento en un año, además, a partir del modelo de Weibull se calculará la energía bruta anual producida por el parque.
5. Diseño del parque eólico: Se establecerá la disposición final de los aerogeneradores teniendo en cuenta posibles limitaciones como la topografía del terreno. Del mismo modo, será necesario indicar los accesos para la correcta ejecución del proyecto.
6. Diseño de la infraestructura eléctrica del parque: Se realizará el diseño del sistema de conexión y evacuación del parque con la red eléctrica.
7. Diseño de la obra civil del proyecto: Se revisarán las necesidades de obra civil, sabiendo que nos encontramos en un muelle pavimentado y ya en servicio
8. Estudio del impacto ambiental y social del parque: Se analizará el impacto que supondrá el parque en la zona.
9. Estudio de la viabilidad económica del proyecto. Se estudiará la viabilidad económica del proyecto teniendo en cuenta los costes de ejecución, montaje y mantenimiento del parque eólico.

2.6 RECURSOS A EMPLEAR

Para la correcta ejecución del proyecto del parque eólico se van a utilizar los programas Google Earth Pro, Global Wind Atlas, Wind Turbine Models y Open Infrastructure Map.

Google Earth Pro es una herramienta que permite obtener datos GIS, información geográfica del entorno, con los que realizar un estudio por si existiera alguna zona irregular del terreno que pudiera dificultar su ejecución. Por otro lado, la función Street View de este programa será muy útil para estudiar las rutas de acceso de la maquinaria con la que se llevará a cabo la construcción del parque. Además, con Google Earth se podrá realizar la medición del emplazamiento con exactitud.

Global Wind Atlas es una aplicación que permite estudiar el recurso eólico en cualquier lugar del mundo. Proporciona datos precisos de la velocidad del viento a 5 alturas diferentes (10, 50, 100, 150 y 200 m sobre el nivel del mar) con el que se estudiará el potencial eólico.

Estos dos programas son fundamentales para el correcto desarrollo del proyecto. Gracias a ellos, se podrá realizar un análisis preciso con el que estudiar la distribución final del parque y la orientación de las turbinas para maximizar la eficiencia del proyecto.

Wind Turbines Model es una página que proporciona las características técnicas de los modelos de aerogeneradores más comunes. Con ella, se podrá comparar diferentes curvas de potencia y determinar que aerogenerador es el óptimo para el emplazamiento seleccionado.

Por último, Open Infrastructure es una herramienta que proporciona información acerca de la infraestructura eléctrica de la zona. Muestra las ubicación y tensión de las subestaciones y las diferentes líneas de tensión. Por lo tanto, resultará sencillo estudiar cómo se va a evacuar la energía desde los aerogeneradores.

Capítulo 3. LOCALIZACIÓN DEL PARQUE EÓLICO

En este apartado se seleccionará la ubicación del parque eólico y realizará un primer análisis del recurso eólico en la zona.

3.1 ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

La ubicación del parque es un factor que influye de manera determinante en el éxito del proyecto. Por lo tanto, es necesario hacer un estudio previo considerando factores: económicos, logísticos, técnicos y ambientales.

El parque estará situado en la comunidad autónoma del País Vasco, exactamente en el Puerto Industrial de Bilbao lo que nos proporciona una gran ventaja en cuanto a logística y traslado de material. Ubicado en el dique de Punta Lucero, en las coordenadas: (N 43°22'23.203'', O 3°5'31.074'').

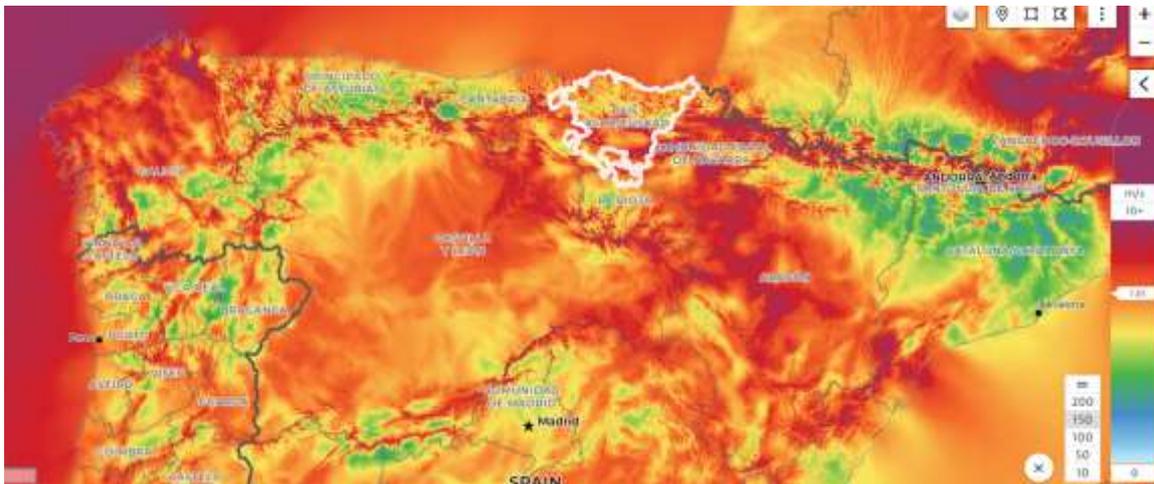


Figura 1. Velocidad media del viento en el País Vasco a 150 metros de altura.

Para garantizar el correcto desarrollo del proyecto se han considerado una serie de criterios que deben cumplirse:

- Potencial eólico: Es importante disponer de buen recurso eólico para asegurar que el parque pueda producir lo suficiente y amortizar de este modo la inversión realizada. Se ha puesto como condición que la velocidad media del viento sea mayor de 6 m/s a 100 metros de altura. Para la ubicación seleccionada, utilizando la herramienta de Global Wind Atlas se ha comprobado que la velocidad media a esa misma altura es de 6,95 m/s.

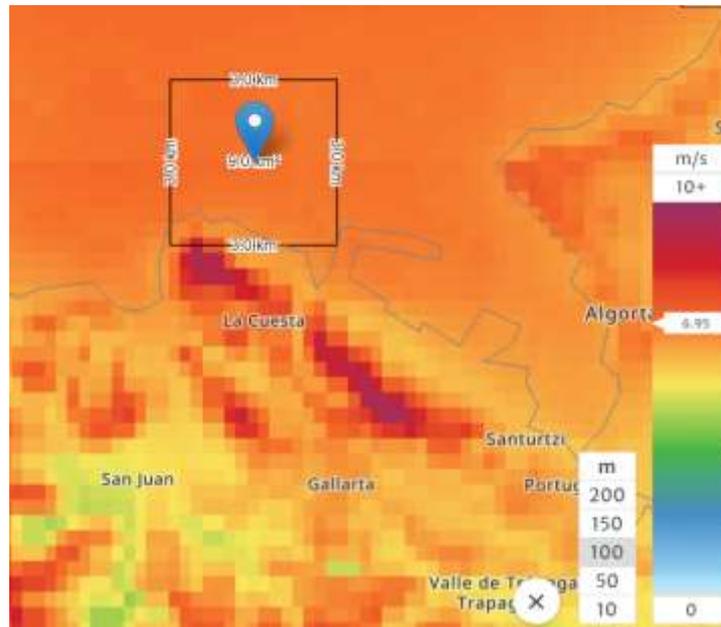


Figura 1. Detalle velocidad viento a 100m en el emplazamiento.

- Cercanía a una subestación eléctrica: Tener una buena conexión con la red eléctrica es fundamental para poder reducir los costes y simplificar la infraestructura eléctrica. En este caso, el parque eólico se encuentra cerca de numeras subestaciones eléctricas, lo que facilitará la infraestructura de conexión y el reducirá tiempo de ejecución. Se realizará un estudio más detallado del conexionado del parque con la red en el *capítulo 6: INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA*.



Figura 2. Detalle de las subestaciones cercanas al emplazamiento.

- **Accesibilidad:** El estudio de las rutas de acceso a los parques suele suponer un gran reto, pues las palas de los aerogeneradores son de grandes dimensiones y su transporte suele ser trivial en el desarrollo del proyecto. Por ello, se ha escogido una ubicación cercana a un puerto industrial, facilitando de este modo el transporte de los componentes a través de buques de carga. Del mismo modo, al estar situado en una zona industrial la infraestructura con la que cuenta el puerto va a facilitar el mantenimiento del parque eólico.
- **Minimización del impacto en la zona:** El impacto ambiental y visual es una de las principales causas de rechazo por parte de la sociedad. El impacto que tendrá el parque eólico será menos agresivo y dañino que en un entorno rural.

Tras comprobar que nuestro emplazamiento cumple con todos los criterios mencionados anteriormente se revisa también que cumpla con el Plan Territorial de la Energía Eólica de la comunidad autónoma del País Vasco (CAPV). Pese a que este documento aplica a grandes parques eólicos (más de 8 aerogeneradores) en el País Vasco y nuestro proyecto cuenta

únicamente con 4 aerogeneradores se comprueba que cumple con los requisitos para la selección del emplazamiento recogidos en dicho plan:

- “*Velocidad media del viento superior a 6,3 -6,4 m/s*”,
- “*Superficie suficiente para una potencia mínima del parque de 10 MW, con una separación entre los aerogeneradores de 100 m*”.

(Departamento de Industria)

Como ya se ha mencionado, la velocidad media del viento a una altura de 100 metros es de 6,95m/s, por lo que se cumple con el primer requisito.

Por otro lado, se estudia instalar 4 aerogeneradores con una potencia nominal de 5 MW lo que significa una potencia instalada de 20 MW. Además, asumiendo una separación mínima entre aerogeneradores de 2,5 veces el diámetro supone una distancia entre aerogeneradores mayor de 100 metros.

En definitiva, la elección de esta ubicación se justifica por su proximidad a subestaciones eléctricas, por su buena accesibilidad en barco y por contar con una velocidad media del viento adecuada, lo que maximiza tanto la eficiencia como la producción de energía del parque eólico.

3.2 ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO

El recurso eólico es la energía que aprovechan los aerogeneradores del viento. La generación de energía limpia es vital para frenar la crisis ambiental y energética a la que se enfrenta la sociedad hoy en día. Por ello, el estudio del viento es el primer paso para asegurar el correcto desarrollo de proyectos eólicos que no sólo impulsen el crecimiento económico, sino que también mejoren la seguridad energética y reduzcan la dependencia con los combustibles fósiles.

Para el estudio del viento se ha utilizado el software gratuito Global Wind Atlas, que, gracias a sus mapas de alta resolución, permite obtener datos muy precisos sobre la velocidad media y la densidad del viento a tres alturas diferentes.

Altura [m]	100	150	200
Velocidad del viento [m/s]	6.95	7.44	7.8
Densidad viento [W/m²]	590	710	839

Tabla 1. Velocidad y densidad del viento a diferentes alturas.

A partir de estos datos se podrá determinar la velocidad del viento a la altura de buje del aerogenerador.

3.2.1 LEY DE HELLMAN

La Ley de Hellman facilita mucho este proceso al proporcionar una fórmula fiable que ajusta de manera adecuada las velocidades del viento según la altura, algo esencial para garantizar que el estudio se realiza de manera adecuada y se puede aprovechar al máximo el recurso eólico disponible.

De acuerdo con dicha Ley, la velocidad aumenta de manera exponencial según incrementa la altura sobre el suelo. Sin embargo, este aumento depende del tipo de terreno. Por lo tanto, conociendo el valor de la velocidad a una determinada altura y el tipo de terreno donde se instalarán los aerogeneradores, será posible calcular la velocidad del viento correspondiente a la altura de la góndola.

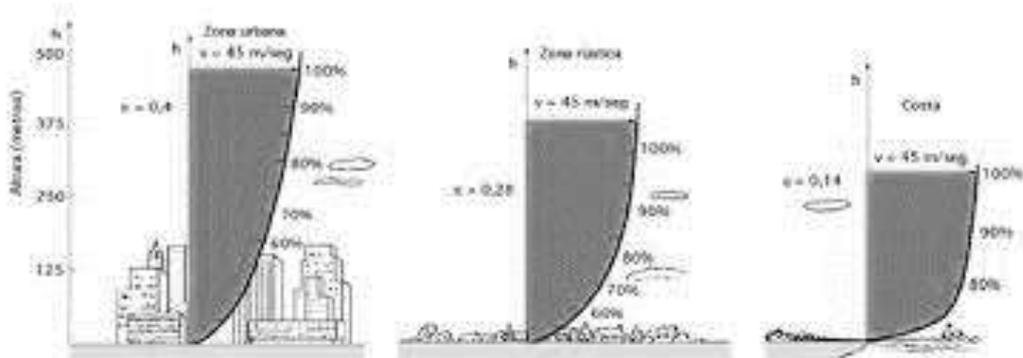


Figura 3. Variación de la velocidad del viento con la altura sobre el terreno según la Ley de Hellman (Ayala, 2015)

Ecuación Ley de Hellman

$$V_h = V_{150} \cdot \left(\frac{h}{150}\right)^\alpha$$

V_h : Velocidad media del viento a una altura h . [m/s]

V_{150} : Velocidad media del viento a una altura 150. [m/s]

h : altura de estudio. [m]

α : Coeficiente de Hellman.

A continuación, se adjunta una tabla con los valores del coeficiente de Hellman según el tipo de terreno.

Tipo de terreno	α
Lugares llanos con hielo o hierba	0,08-0,12
Lugares llanos (mar, costa)	0,14
Terrenos poco accidentados	0,13-0,16
Zonas rústicas	0,2
Terrenos accidentados o bosques	0,2-0,26
Terrenos muy accidentados y ciudades	0,25-0,4

Tabla 2. Valores del coeficiente de Hellman según el tipo de terreno. (Ayala, 2015)

El parque eólico está situado en el dique de Punta Lucero, una zona sin ningún tipo de elevación ni variación en el relieve. Estos terrenos se determinan como llanos, sin colinas ni montañas, por lo tanto el valor de α es de 0,14 .

Teniendo en cuenta que la velocidad del viento a 150 metros es 7,44 m/s, se determina la velocidad para la altura de buje (140 metros).

$$V_{140} = V_{150} \cdot \left(\frac{140}{150}\right)^{0,14} = 7,44 \cdot \left(\frac{140}{150}\right)^{0,14} = 7,37 \text{ m/s}$$

3.3 ROSA DE LOS VIENTOS

El estudio de las rosetas de viento es crucial para determinar la orientación de los aerogeneradores y poder así maximizar el recurso eólico.

Roseta frecuencia del viento

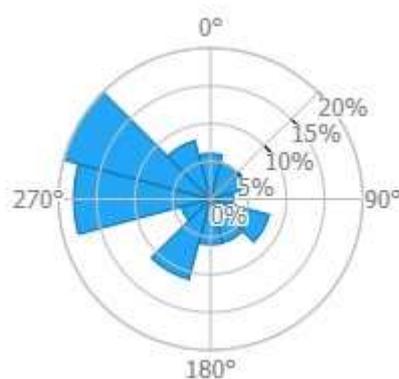


Figura 4. Roseta frecuencia del viento

La roseta frecuencia del viento nos indica las direcciones donde el viento sopla con mayor frecuencia. Tras analizar los datos, la dirección puede variar desde el suroeste (225°) hasta el noroeste (315°). Sin embargo, la dirección predominante del viento en el emplazamiento es el noroeste. Tras un primer análisis, se concluye que la orientación óptima es el noroeste.

Roseta velocidad del viento

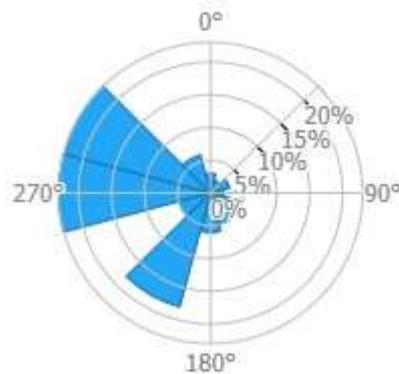


Figura 5. Roseta velocidad del viento

La roseta de velocidad del viento muestra las direcciones en las que se registran las velocidades de viento más comunes en el emplazamiento. En este caso, los vientos más frecuentes predominan en la dirección del oeste (270°) y el noroeste. Esto refuerza la idea de orientar los aerogeneradores hacia el **noroeste** y así sacar un mayor rendimiento al parque.

Roseta energía del viento

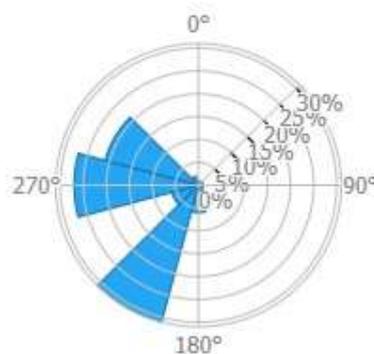


Figura 6. Roseta energía del viento

La roseta energía del viento proporciona información acerca de las direcciones en las que el recurso eólico tiene un mayor potencial energético. Al contrario de los dos casos anteriores

donde la dirección predominante era el noroeste, ahora es el suroeste (225°) donde se concentra la mayor parte de la energía.

Sin embargo, dado el noroeste es la dirección donde sopla la mayor parte del viento se concluye que es la dirección óptima para orientar nuestros aerogeneradores

3.4 RUTA DE ACCESO

Las palas de los aerogeneradores son de grandes dimensiones lo que dificulta mucho su traslado. Para el estudio de la ruta de acceso se supone que todos los componentes de los aerogeneradores son transportados en buques de carga hasta el Puerto Industrial de Bilbao. Una vez allí, se procede a realizar el estudio de la ruta de transporte para llegar hasta el emplazamiento.

A continuación, se muestra las diferentes posiciones que ofrece el Puerto Industrial de Bilbao para el desembarco de los buques:



Figura 7. Actividad portuaria en el puerto Industrial de Bilbao el 28 de mayo de 2024, 10:10 am.

Se proponen diferentes opciones. Empezando con la. Posición 1139 (dársena central) o similar, la ruta que se propone para los camiones Dolly con las plataformas extensibles es la siguiente:

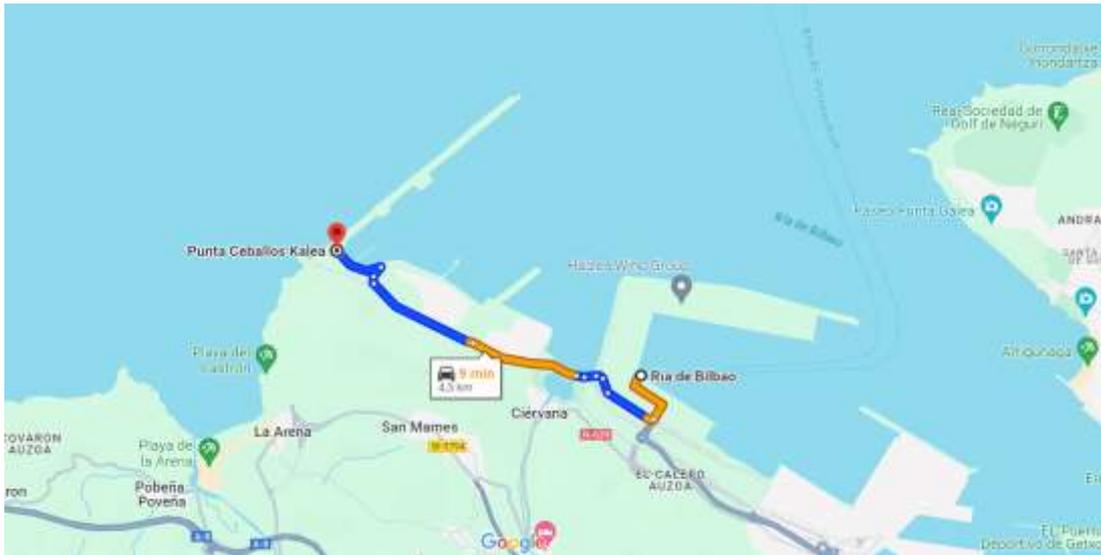


Figura 8. Posible itinerario para el transporte de las palas y otros componentes del aerogenerador

Teniendo en cuenta que la ubicación del emplazamiento está situada en el extremo del dique de Punta Lucero (dársena izquierda) la ruta presenta claros problemas en planta, pues existen limitaciones de giro donde se han identificado curvas con radio inferior a 132 metros, lo que hace incompatible la inscripción de un Dolly de estas dimensiones en dicha ruta. El único tramo sencillo resulta únicamente a partir de Punta Ceballos Kalea, donde los camiones tendrían que recorrer el largo del dique hasta llegar a las plataformas de montaje.

Por lo tanto, el atraque del buque para la descarga se planifica para la posición 1152 (dársena izquierda). La posición 1136 (dársena izq) se inhabilita durante la fase de construcción del parque y ese espacio será utilizado para acopio de material y zona de faenas.

Conocido el emplazamiento del parque eólico, se ha previsto el traslado de los aerogeneradores en barco hasta el muelle donde está diseñada su instalación. Siendo así, no ha sido necesario realizar comprobación alguna de la geometría de los viales de acceso (anchura de la plataforma para permitir los giros de los transportes especiales tipo dolly que

se utilizan habitualmente en estos casos), ni la confirmación de la capacidad estructural del firme para evitar daños al paso de los vehículos de transporte.

Capítulo 4. SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

Una vez finalizada la elección del emplazamiento y realizado un análisis preliminar del recurso eólico se procede a seleccionar el modelo del aerogenerador que mejor se adapte a las características de la zona. Se proponen cuatro modelos de aerogenerador diferentes.

Los aerogeneradores captan el viento y lo transforman en energía eléctrica. Su funcionamiento es sencillo: cuando el viento llega al aerogenerador se maximiza el aprovechamiento del viento y se hacen girar las palas del aerogenerador. Dentro de la góndola se encuentra el eje "lento", el cual gira a la misma velocidad que las palas. Este eje está conectado al multiplicador, que aumenta la velocidad de rotación aproximadamente 100 veces y, posteriormente, la transmite al eje "rápido". Este eje, a su vez, está conectado al generador, que se encarga de transformar la energía cinética en eléctrica. Toda esta electricidad es transportada por el interior de la torre hasta el transformador del aerogenerador. A partir de este punto, se explicará más adelante de manera detallada el sistema de evacuación de la energía y su conexión con la red.

Se han escogido cuatro modelos, dos de ellos Enercon y los otros dos Gamesa, ambos fabricantes referentes dentro del mercado de Energía Eólica. A continuación, se adjunta la tabla de características de cada uno de ellos:

ENERCON E-175 EP5			
ENERGÍA		HELICE	
Potencia nominal (MW)	6	Diámetro (m)	175
V min (m/s)	2	Superficie rotor (m²)	24 000
Vnominal (m/s)	12,5	Fabricante	Enercom
Vcorte (m/s)	25	Densidad de potencia 1 (W/ m²)	250
Wind Class (IEC)	S, IIa	Densidad de potencia 2 (m²/kW)	4
TORRE		CAJA DE CAMBIOS	
Altura buje (m)	112/132/162	Planear	direct drive
Fabricante	Gamesa	Alturas	-
GRUPO ELECTRÓGENO			
Planear:	permanent magnet synchronous		
Voltaje (V)	-		
Conexión a la red	full scale		

Frecuencia red	50/60
-----------------------	-------

Tabla 3. Características técnicas aerogenerador ENERCON E-175 EP5 (Deutsche Windtechnik, 2011-2024)

ENERCON E-141 EP4			
ENERGÍA		HELICE	
Potencia nominal (MW)	4,2	Diámetro (m)	141
V min (m/s)	3	Superficie rotor (m²)	15614,5
Vnominal (m/s)	14	Fabricante	Enercom
Vcorte (m/s)	34	Densidad de potencia 1 (W/ m²)	269
Wind Class (IEC)	IIIa	Densidad de potencia 2 (m²/kW)	3,7
TORRE		CAJA DE CAMBIOS	
Altura buje (m)	129/159	Planear	direct drive
Fabricante	Gamesa	Alturas	-
GRUPO ELECTRÓGENO			
Planear:	synchronous multipole		
Voltaje (V)	-		
Conexión a la red	inverters		

Frecuencia red	50
-----------------------	----

Tabla 4. Características técnicas aerogenerador ENERCON E-141 EP4 (Deutsche Windtechnik, 2011-2024)

GAMESA G132-5MW			
ENERGÍA		HELICE	
Potencia nominal (MW)	5	Diámetro (m)	132
V min (m/s)	1,5	Superficie rotor (m²)	13 685
Vnominal (m/s)	13	Fabricante	Gamesa
Vcorte (m/s)	27	Densidad de potencia 1 (W/m²)	365.4
Wind Class (IEC)	Ia	Densidad de potencia 2 (m²/kW)	2.7
TORRE		CAJA DE CAMBIOS	
Altura buje (m)	95/120/140	Planear	Planetary
Fabricante	Gamesa	Alturas	2
GRUPO ELECTRÓGENO			
Planear:	Synchronous permanent		
Voltaje (V)	690		
Conexión a la red	IGBT		

Frecuencia red	50/60
-----------------------	-------

Tabla 5. Características técnicas aerogenerador GAMESA G132-5MW (Deutsche Windtechnik, 2011-2024)

GAMESA G128-4.5MW			
ENERGÍA		HELICE	
Potencia nominal (MW)	4,5	Diámetro (m)	128
V min (m/s)	1	Superficie rotor (m²)	12868
Vnominal (m/s)	12	Fabricante	Gamesa
Vcorte (m/s)	27	Densidad de potencia 1 (W/m²)	349,7
Wind Class (IEC)	-	Densidad de potencia 2 (m²/kW)	2,9
TORRE		CAJA DE CAMBIOS	
Altura buje (m)	81/120/140	Planear	Planetary
Fabricante	Gamesa	Alturas	2
GRUPO ELECTRÓGENO			
Planear:	Synchronous		
Voltaje (V)	690		
Conexión a la red	IGBT		

Frecuencia red	50/60
-----------------------	-------

Tabla 6. Características técnicas aerogenerador GAMESA G128-4.5MW (Deutsche Windtechnik, 2011-2024)

El siguiente gráfico, obtenido a partir de Wind Turbines Models, muestra una comparativa de las curvas de potencia de los cuatro modelos de aerogenerador.

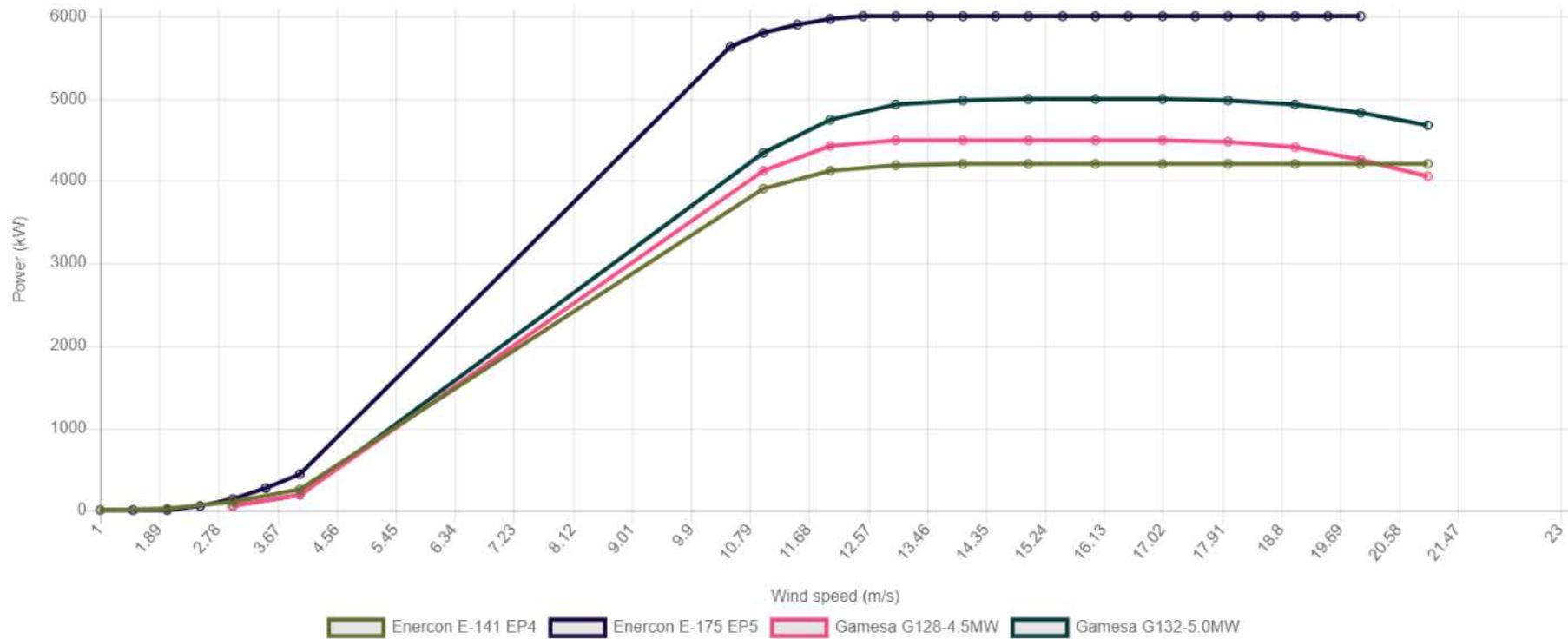


Gráfico 1. Comparativa curvas de potencia de aerogeneradores Enercon E-141 EP4, Enercon E-175 EP5, Gamesa G128-4,5MW y Gamesa G132-5MW

Con un primer análisis se podría concluir que el aerogenerador óptimo es el que tiene mayor potencia nominal, en este caso, el Enercon E-175 EP5. Sin embargo, para poder tomar una decisión, es importante tener en cuenta el tamaño del aerogenerador y no solo la capacidad.

El emplazamiento seleccionado para el estudio cuenta con una superficie limitada. Tiene una longitud máxima de 1100 metros y no existe la posibilidad de poder poner una segunda fila de aerogeneradores pues su ancho también está limitado a las dimensiones del dique. Estudiar el número máximo de aerogeneradores que se pueden instalar es fundamental para determinar la potencia nominal total del parque según el modelo.

Distancia con respecto al aerogenerador 1 (m)	A1	A2	A3	A4	A5
Gamesa G132-5MW	0	330	660	990	1320
Gamesa G128-4.5MW	0	320	640	960	1280
Enercon E-175 EP5	0	437,5	875	1312,5	1750
Enercon E-141 EP4	0	352,5	705	1057,5	1410

Tabla 7. Distancia de los aerogeneradores con respecto al aerogenerador 1 situado en el extremo del dique.

	Número de aerogeneradores	Potencia nominal total [MW]
Gamesa G132-5MW	4	20
Gamesa G128-4.5MW	4	18
Enercon E-175 EP5	3	18
Enercon E-141 EP4	4	16,8

Tabla 8. Número total de aerogeneradores que se podrían instalar para cada modelo y potencia nominal total

Se puede concluir que el aerogenerador Gamesa G132-5MW es el más adecuado para la ubicación del proyecto.

Capítulo 5. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

El parque eólico cuenta con un total de 4 aerogeneradores con una potencia nominal de 5MW. Se han elegido los aerogeneradores Gamesa G132-5MW, ya que, a pesar de tener una potencia nominal inferior al Enercon E-175, se ajustan mejor a las restricciones y aprovechan el espacio y el recurso eólico al máximo

5.1 GAMESA G132-5MW

Este modelo de aerogenerador, de clase IEC IA, puede ser instalado en zonas onshore con velocidades de viento medio y altas. Tiene un diámetro de rotor de 132 metros y se puede elegir entre diferentes alturas de torre. Para el proyecto, se escogerá la altura de buje máxima permitida, en este caso 140 metros, para que se pueda aprovechar al máximo el recurso eólico de la zona. Con este modelo, Gamesa mejora el rendimiento, competitividad y calidad con respecto a modelos antiguos.

5.2 CONFIGURACIÓN DEL PARQUE EÓLICO

Según la normativa del País Vasco se establece “*una distancia entre aerogeneradores suficiente para que el coeficiente de sombras sea inferior al 2%, siendo este el valor que se considera como pérdida por este concepto*” (Departamento de Industria). Sin embargo, no se cuenta con los datos necesarios para el cálculo de dichas pérdidas, por lo que se han utilizado otras referencias normativas de ámbito nacional y, más concretamente, la que recoge la comunidad autónoma de Canarias. De esta manera, el decreto 32/2006, de 27 de marzo, por el que se regula la instalación y explotación de los parques eólicos en el ámbito de esta comunidad, recomienda una distancia mínima entre aerogeneradores de 2 veces el diámetro del rotor. Por este motivo, con el fin de minimizar el efecto estela aumentando la separación entre los aerogeneradores, en este proyecto se ha considerado una separación de

2,5 veces el diámetro del rotor, separación superior a la de esta norma y máxima compatible con las dimensiones del muelle de Punta Lucero.

Se ha tenido presente que la separación óptima para el cálculo de las pérdidas por efecto estela según el Modelo de Jensen ha de ser por los menos 3-4 veces el diámetro del rotor (Jie Tian, 2017), pero, dadas las restricciones de espacio, ha sido necesario disponerlos a una distancia subóptima de 2,5 veces el diámetro del rotor.

Los condicionantes geométricos considerados para determinar la configuración final del parque han sido:

1. Área barrida por las palas de cada aerogenerador.
2. Separación entre aerogeneradores. La interdistancia requerida calculada es de 264 m (2 veces el diámetro del rotor) y se ha propuesto una separación de 330 m (2,5 veces), lo que supone un margen de seguridad del 25 %
3. Orientación de los aerogeneradores. Después de realizar el estudio completo de las rosetas de viento se ha determinado que la orientación más idónea es la noroeste. De esta este modo, los aerogeneradores estarán dispuestos lo más perpendicular posible a la dirección del viento predominante en la ubicación.

A partir de las imágenes satélite extraídas de Google Earth, se han replanteado, de manera bastante aproximada, la ubicación de los cuatro aerogeneradores y la longitud disponible del muelle de Punta Lucero para el proyecto (línea roja de la imagen inferior):



Figura 9. Disposición final de los aerogeneradores en el dique de Punta Lucero

Del mismo modo, se muestra la ubicación exacta de cada uno de los aerogeneradores mediante coordenadas:

COORDENADAS		
Aerogenerador	Latitud	Longitud
A1	43°22'39.74"N	3° 5'2.66"O
A2	43°22'33.09"N	3° 5'13.75"O
A3	43°22'26.32"N	3° 5'25.02"O
A4	43°22'19.52"N	3° 5'36.34"O

Tabla 9. Coordenadas de los aerogeneradores

5.3 EFECTO ESTELA

Tal y como se ha mencionado en el apartado anterior, el efecto estela es importante tenerlo en cuenta a la hora de planificar la disposición de los aerogeneradores dentro de un parque

eólico. El viento una vez llega a los aerogeneradores reduce su velocidad aguas abajo, además de aumentar su turbulencia. Esto afectará gravemente en la vida útil de los aerogeneradores y el rendimiento del parque.

Para medir este efecto se pueden utilizar diferentes métodos matemáticos. Uno de los más utilizados es el modelo de Jensen.

$$U_x = U \left(1 - \frac{1 - \sqrt{1 - Ct}}{\left(1 + \frac{2 \cdot k \cdot x}{Dr} \right)} \right)$$

U: Velocidad del viento inalterada [m/s]

Ur: Velocidad del viento después del rotor [m/s]

Ct: coeficiente de empuje

x: distancia con el siguiente aerogenerador [m]

Dr: Diámetro del rotor [m]

k: Efecto disminución de la estela

Donde k se define como:

$$k = \frac{1}{2 \cdot \ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}$$

“Este modelo se caracteriza por proporcionar un perfil de velocidad uniforme, a una distancia cualquiera x. El modelo incorpora el diámetro del rotor de las turbinas Dr y coeficiente de empuje Ct. Debido al perfil de velocidad constante simplificado, el modelo no puede ser utilizado para hacer predicciones de estela en zonas próximas, así que se asumirán aerogeneradores suficientemente alejados” (Robles, 2013).

Tal y como se ha mencionado anteriormente, no contamos con la información necesaria para utilizar este modelo ni se dispone de ningún software específico que permita calcular las pérdidas por este efecto.

Hay que recordar que este efecto no es tan notorio para disposiciones lineales de parque exentas del efecto de otras alineaciones paralelas. A pesar de existir un porcentaje de pérdidas por este efecto se ha ignorado para nuestro parque en particular.

Capítulo 6. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA DEL PARQUE

El viento es una fuente de energía que cambia constantemente por factores estacionales y meteorológicos lo que obliga, en cualquier proyecto, a realizar un estudio estadístico sobre la variabilidad del viento en un año.

Una de las herramientas estadísticas más utilizadas es la distribución de Weibull, permite modelar esta variabilidad y, de este modo, predecir con mayor precisión los periodos de funcionamiento óptimo y de baja producción en un año, pudiendo estimar posteriormente, el número de horas equivalentes en los que los aerogeneradores estarán funcionando

Evaluar la producción del parque es esencial para determinar la viabilidad del proyecto. Con la producción de energía proyectada se calculan los ingresos esperados del parque, lo cuales deben de ser suficientes para cubrir los costes de inversión, operación y mantenimiento, además de proporcionar un retorno de inversión adecuado.

Este análisis sirve para también para planificar la integración del suministro generado por el parque en la red, manteniendo la estabilidad y seguridad de la red. Los operadores pueden usar estos datos para planificar el mantenimiento y minimizar el tiempo de inactividad del parque.

Además, calcular cual va a ser la producción de energía no contaminante permite medir el impacto positivo que tiene el proyecto sobre el medioambiente. Pues supone la reducción de emisiones de CO₂ y la sustitución de fuentes de energía fósil. La producción de energía renovable debe ser monitoreada y reportada para cumplir con los estándares y regulaciones ambientales, así como para apoyar las metas de sostenibilidad global como puede ser el Plan Europeo de Transición Energética “*Fit for 55*”.

6.1 CURVA DE POTENCIA GAMESA G132-5MW

En primer lugar, para poder calcular la energía total generada hay que partir de la curva de potencia del aerogenerador, la cual muestra en función de las diferentes velocidades del viento cual es la potencia eléctrica que puede generarse.

Además esta curva nos proporciona datos adicionales. En primer lugar, la velocidad de arranque, valor mínimo a partir del cual el aerogenerador comienza a producir energía, en este caso 3 m/s. A partir de aquí, la potencia generada va aumentando en el rango operativo hasta alcanzar el valor nominal, valor donde el aerogenerador produce su potencia máxima, aproximadamente en 13m/s y sigue funcionando hasta llegar a la velocidad límite, 27 m/s, donde la turbina se para evitando así daños en los componentes.

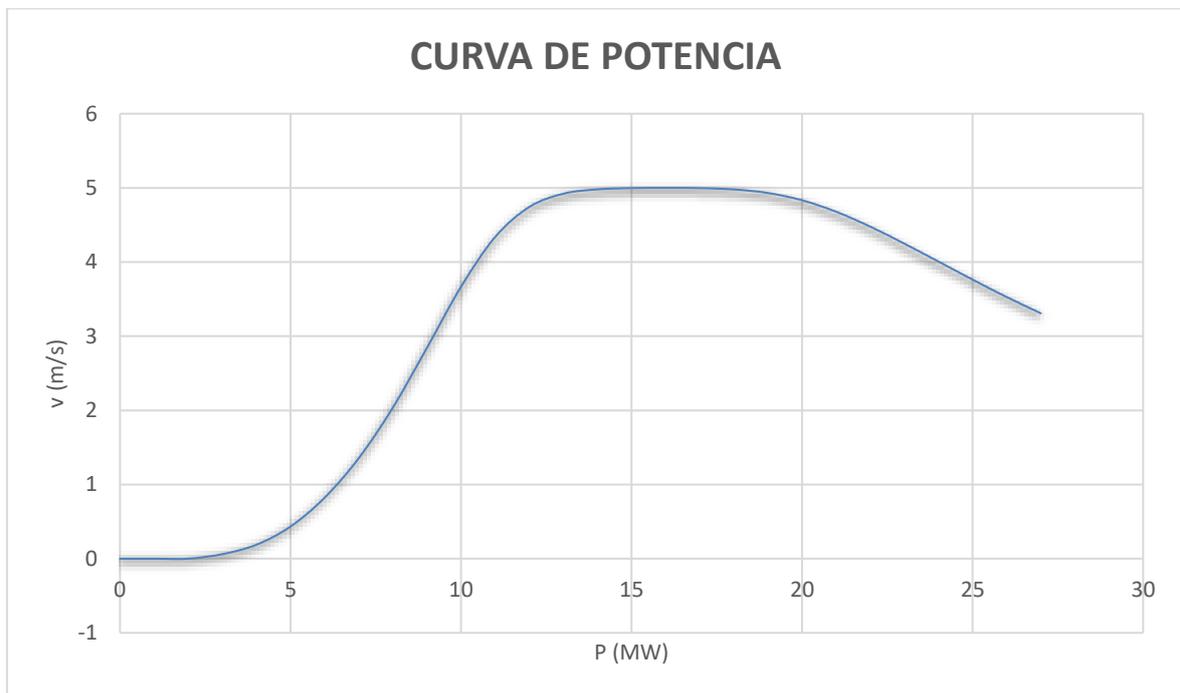


Gráfico 2. Curva de potencia aerogenerador Gamesa G132-5MW

Estos valores proporcionados por el fabricante corresponden a un solo aerogenerador y son valores brutos. Por lo tanto, se puede estimar de manera aproximada la generación bruta a partir

de la curva de potencia y la distribución de las frecuencias de velocidades del viento teniendo en cuenta las pérdidas del parque.

6.2 *DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL*

Como se ha mencionado al principio del capítulo, la distribución de Weibull es una excelente herramienta para describir la variabilidad del viento y viene descrita por la siguiente fórmula:

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

v: velocidad del viento [m/s]

k: factor de forma

c: factor de escala

Esta es una función continua, lo que permite ajustarla con precisión a los datos reales recogidos, a diferencia de las tablas de valores discretos, que sólo proporcionan información puntual. Este enfoque permite representar la distribución de frecuencias de las velocidades del viento de manera más detallada y precisa, mejorando la calidad de las estimaciones.

Para calcular la función de densidad de la distribución de Weibull, es necesario determinar los parámetros: factor de escala (c) y factor de forma (k). Gracias a los datos proporcionados por Global Wind Atlas, se obtiene el valor de las dos variables, $c=8.12$ y $k=2$. Con estos valores, se genera, a continuación, el gráfico de la distribución para velocidades comprendidas entre 0 y 27 m/s:

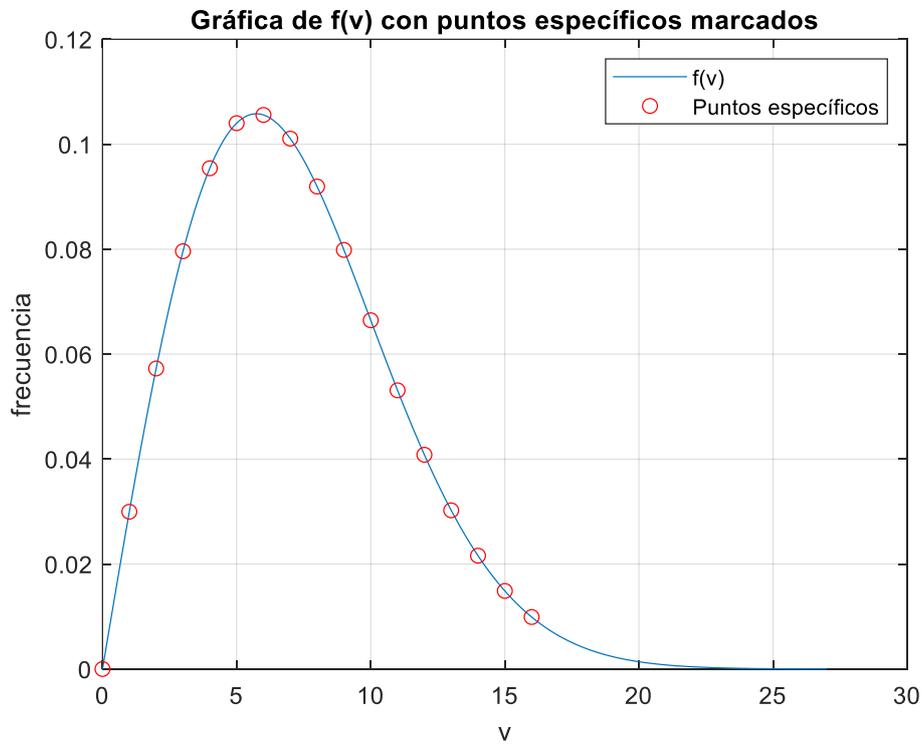


Gráfico 3. Distribución de las frecuencias de la velocidad del parque eólico

Para complementar esta información, se añade un gráfico que indica la velocidad media por cada mes en un año, proporcionando una visión clara de cómo varían las velocidades del viento a lo largo del año.

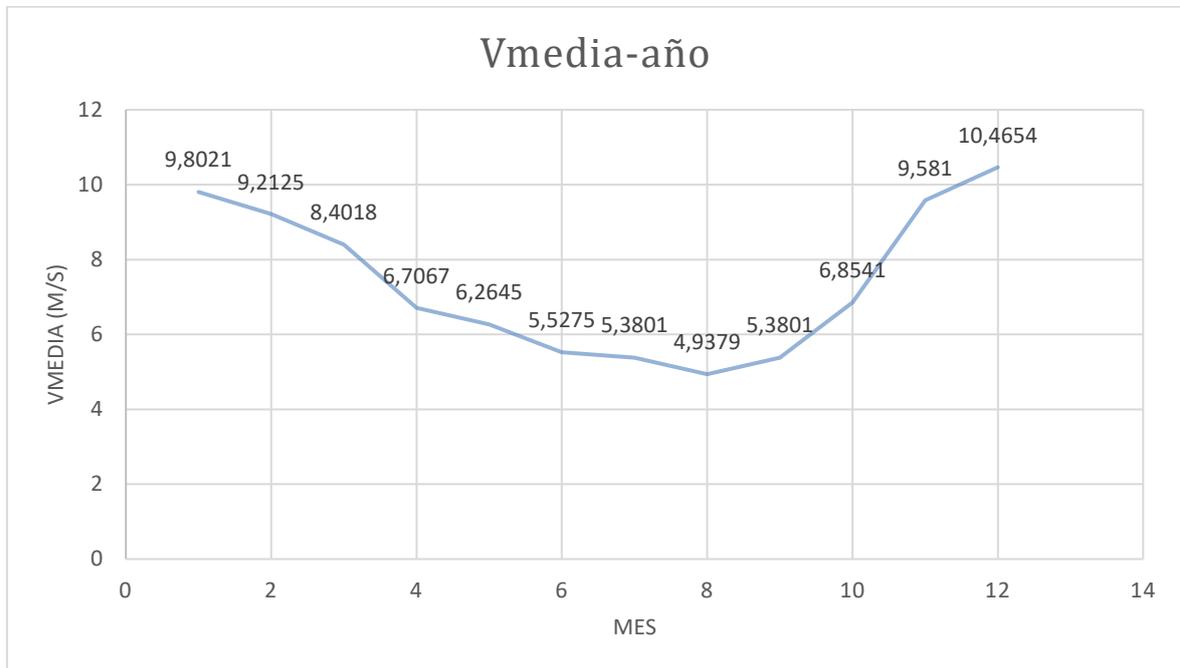


Gráfico 4. Velocidad media del viento por mes.

Como se puede comprobar, la velocidad media varía según la época del año, alcanzando su mínimo en agosto con un valor de 4,94 m/s y su máximo en diciembre con 10,47 m/s como era de esperar.

6.3 CÁLCULO ENERGÍA TOTAL Y HORAS EQUIVALENTES

Se adjunta, a continuación, la tabla con la que se llevó a cabo el cálculo de la producción bruta de energía. En ella encontramos diferentes parámetros:

F(v): Frecuencia de velocidades del viento;

P(v): Potencia generada [MW];

T(v): Periodo en un año [h]; $T(v) = F(v) \cdot 8760 \text{ h}$;

E(v): Energía bruta [MW·h]; $E(v) = P(v) \cdot F(v)$;

V (m/s)	F(v)	P(v) (MW)	T (v) (h)	E(v) (MW·h)
0	0,000000	0	0,000000	0,000000
1	0,029971	0	262,545960	0,000000
2	0,057267	0	501,658920	0,000000
3	0,079609	0,061	697,374840	42,539865
4	0,095421	0,188	835,887960	157,146936
5	0,104012	0,434	911,145120	395,436982
6	0,105579	0,823	924,872040	761,169689
7	0,101070	1,355	885,373200	1199,680686
8	0,091938	2,037	805,376880	1640,552705
9	0,079857	2,843	699,547320	1988,813031
10	0,066454	3,667	582,137040	2134,696526
11	0,053106	4,337	465,208560	2017,609525
12	0,040827	4,742	357,644520	1695,950314
13	0,030235	4,921	264,858600	1303,369171
14	0,021593	4,98	189,154680	941,990306
15	0,014881	4,996	130,357560	651,266370
16	0,009904	4,999	86,759040	433,708441
17	0,006369	4,996	55,792440	278,739030
18	0,003959	4,979	34,680840	172,675902
19	0,002380	4,931	20,848800	102,805433
20	0,001384	4,833	12,124979	58,600023
21	0,000779	4,678	6,822533	31,915811
22	0,000424	4,477	3,715379	16,633751
23	0,000224	4,247	1,958657	8,318417
24	0,000114	4,006	0,999700	4,004798
25	0,000000	3,763	0,000000	0,000000
26	0,000000	3,528	0,000000	0,000000
27	0,000000	3,309	0,000000	0,000000

Tabla 10. Energía generada según la velocidad del viento.

Por lo tanto:

Producción bruta anual	
Energía de un aerogenerador (MW·h)	16037,62
Energía total del parque (MW·h)	64150,495

Tabla 11. Producción bruta de la energía en un año.

El cálculo de la producción neta anual tiene en cuenta las pérdidas por disponibilidad, transporte eléctrico, mantenimiento de la subestación y eficiencia de las palas. Para la contabilización de las pérdidas se han tomado como referencia los resultados de dos proyectos eólicos al no contar con herramientas suficientes para su cálculo (Enerfín Grupo Elecnor , 2019) (INGENIERIA Y PROYECTOS INNOVADORES SL, 2022) . Las pérdidas que resultan entonces son de un 10%.

Pérdidas	
Disponibilidad	0,95
Transporte eléctrico	0,975
Mantenimiento de la subestación	0,98
Eficiencia de las palas	0,99
Pérdidas totales	0,90

Tabla 12. Detalle pérdidas del parque eólico

La producción neta anual resulta:

Producción neta anual	
Energía de un aerogenerador (MW·h)	14433,86
Energía total del parque (MW·h)	57735,45

Tabla 13. Producción neta de la energía en un año.

Del mismo modo, es importante conocer el número total de horas que el parque eólico estará operando durante un año. Dado que las horas equivalentes se calculan dividiendo la energía total generada entre la potencia nominal, obtenemos el siguiente resultado:

Horas netas equivalentes del parque	2886,77
--	---------

Tabla 14. Número de horas que los aerogeneradores estarán funcionando en un año.

6.4 CAPACIDAD DEL PARQUE

El factor de capacidad de un parque mide la productividad y la eficiencia de los aerogeneradores en el parque. Este factor compara la energía neta producida con la energía máxima teórica que el parque es capaz de generar en un año. Por lo tanto, la capacidad del parque es del:

$$Cf(\%) = \frac{E_{\text{neto}}}{E_{\text{máxima}}} \cdot 100 = 32,95 \%$$

Un valor razonable, puesto que los factores de capacidad en parques eólicos Onshore se encuentran generalmente entre el 20-40% (Wind Europe, 2024)

Capítulo 7. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

Planificar de manera correcta la infraestructura eléctrica en un parque es fundamental para asegurar la correcta distribución de la energía generada por los aerogeneradores. En este apartado se detallará como se va a transportar toda la energía que va desde el generador hasta el centro de seccionamiento de Iberdrola, cumpliendo siempre con la normativa vigente y garantizando una instalación segura, eficiente y fiable.

Se distinguen dos zonas de tensión dentro de la infraestructura del parque: baja tensión y media tensión. Sin embargo, para poder dar forma a toda la instalación eléctrica es importante incluir otros dos subsistemas indispensables: los centros de transformación, encargados de elevar la tensión hasta los 30kV; y el centro de seccionamiento, encargado de recibir toda la energía generada por los aerogeneradores para su posterior evacuación hasta la subestación eléctrica. Para ello, se procederá al diseño de todas las instalaciones mencionadas con los sistemas de protección necesarios para garantizar el correcto desarrollo de la infraestructura.

7.1 INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN

Toda la energía es producida en cada aerogenerador a una tensión de 690 V. Posteriormente, la tensión es elevada hasta los 30kV en los centros de transformación de cada aerogenerador.

La instalación de baja tensión corresponde con la infraestructura eléctrica que tiene el aerogenerador en su interior. Entre los diferentes elementos podemos encontrar:

- Generador síncrono.
- Sistemas de regulación.
- Cableado interior.
- Motores auxiliares y frenos. Componentes que garantizan el funcionamiento seguro y eficiente del aerogenerador. Los frenos tienen como objetivo detener el

aerogenerador en caso de emergencia, por ejemplo, vientos excesivos. El motor se utiliza para regular el paso (pitch system) y ajustar la orientación de las palas del aerogenerador.

- Protecciones.
 - Protecciones contra sobretensiones. Dispositivos que desvían hasta tierra las sobretensiones transitorias provocadas por los rayos y dispositivos que protegen al aerogenerador contra sobretensiones permanentes.
 - Protecciones contra sobreintensidades. Fusibles que se funden cuando el valor de la corriente supera niveles seguros.
 - Protecciones contra faltas a tierra. Relés encargados de desconectar el circuito en caso de detectan corrientes de fuga.
- Sistema de alumbrado. Importante en el exterior de la góndola. Sirve como advertencia para la navegación marítima y el tráfico aéreo.

No será necesario dimensionar ninguno de estos elementos ya que son los propios fabricantes de los aerogeneradores los encargados de realizar el diseño.

7.1.1.1 Consideraciones adicionales

La ubicación del parque eólico obliga a utilizar componentes de alta calidad que garanticen una vida útil de por lo menos 20 años.

- Salinidad y viento: La estructura del aerogenerador debe ser capaz de soportar vientos fuertes costeros y tendrá que estar recubierto por un material resistente a la corrosión en ambientes salinos.
- Regulaciones portuarias: Importante cumplir con la señalización de balizamiento específica del Puerto Industrial de Bilbao.

7.2 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Como se ha mencionado en el apartado anterior, el centro de transformación irá ubicado en el interior de las torres de cada aerogenerador.

El centro de transformación dispondrá de:

- Un transformador MT/BT, o varios, según la concentración de consumo en su emplazamiento.
- Tres celdas de protección de MT en cada transformador. Una de entrada de línea, otra de salida y una de protección del transformador.

7.2.1 TRANSFORMADOR

Es el elemento fundamental, pues es el encargado de elevar la tensión desde los 0,69 hasta los 30kV.

Existen dos tipos de transformadores: con aceite o secos. El seleccionado será un transformador seco de ventilación forzada. Son muy utilizados en instalaciones de media tensión interiores gracias a las ventajas que ofrecen: coste de obra civil menor, mucho menos riesgo de incendio y no producen de gases tóxicos.

A continuación, se adjunta una tabla con las principales características del transformador seleccionado:

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES DEL TRANSFORMADOR B.T/M.T	
Potencia nominal [kVA]	6500
Tipo	Seco
Relación	30 kV $\pm 2,5\% \pm 5\%$ / 0,690kV
Conexión B.T	Triángulo
Conexión M.T	Estrella
Instalación	Interior
Frecuencia [Hz]	50
Grupo de conexión	Dyn11

Refrigeración	AFA
----------------------	------------

Tabla 15. Características técnicas del transformador B.T/M.T.

7.2.2 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

Las celdas de conexión son utilizadas para conectar los aerogeneradores a la red de distribución. En ellas se encuentra todo tipo de aparataje con la que controlar y proteger como se distribuye la energía en el lado de media tensión.

La estructura que envuelve a todos los componentes internos de las celdas está fabricada por acero de tal forma que se puedan garantizar estrictos estándares de seguridad. Tienen que ser robustas para proteger a la aparataje de impactos mecánicos y deben de estar aisladas eléctricamente para evitar que el personal pueda entrar en contacto eléctrico. Del mismo modo, la envolvente es capaz de contener efectos internos como explosiones o arcos eléctricos evitando de este modo que se propague el daño.

Se escogen celdas compactas GIS, ideales para instalaciones de espacio limitado. Según la función que desempeñan se reseñan tres tipos de celdas, cada envolvente con su aparataje.

La celda de protección del transformador cuenta con:

- Interruptor- seccionador en SF₆ de tres posiciones. La primera permite que el transformador esté conectado a tierra para que los trabajos de mantenimiento se puedan realizar de manera segura, la segunda y tercera posición abren y cierra el circuito permitiendo o interrumpiendo el paso de corriente, por lo tanto, según en que posición esté el transformador estará conectado o desconectado del sistema eléctrico. Se acciona de manera manual a través de una palanca permitiendo al operador cambiar entre las tres posiciones. Su tensión nominal es de 30kV y su intensidad nominal de 630 A.

- Bobina de disparo. Principalmente sirve para abrir el interruptor automáticamente y de manera rápida en caso de que de que la señal por altas temperaturas en el transformador se haya activado. Las temperaturas anómalas pueden ser indicativo de sobrecarga.
- Sondas de temperatura. Utilizadas para medir en tiempo real la temperatura de los arrollamientos del transformador. Estos sistemas están monitoreados y en caso de detectar elevadas temperaturas envían una señal visual y se activan las alarmas.
- Mecanismos de enclavamiento. Diseñados para que las operaciones se realicen siguiendo la secuencia adecuada y se eviten así acciones que puedan resultar peligrosas como la apertura o cierre de seccionadores bajo condiciones de carga. Son barreras físicas que impiden el movimiento hasta que no se cumplan todas las condiciones de seguridad.
- Captadores capacitivos de tensión. Se encargan de indicar si hay o no tensión en los conductores por lo que son muy utilizados por los operadores. Con ellas verifican antes de realizar cualquier maniobra si en la línea de salida hay voltaje. Se escogen captadores capacitivos de 36kV para que el rango de operación cubra el valor nominal de la red 30kV y un margen de seguridad.

En la celda de entrada de línea no es necesaria aparamenta de corte ya que la protección se la va a proporcionar el interruptor automático ubicado en la celda de salida. Esta celda tiene como única función mantener una conexión permanente. Los cortes que pudieran ser necesarios se gestionarán desde la celda de salida. Por lo tanto, dentro de la envolvente habrá únicamente:

- Captadores capacitivos de 36 kV.
- Mecanismos de enclavamiento

Por último, en la celda de salida de la línea hay:

- Interruptor automático. Pensados para interrumpir la corriente de manera automática en caso de sobreintensidad en el circuito. Diseñados para proteger

no solo a los equipos sino también al personal de trabajo. Su tensión de aislamiento es de 36kV. Su intensidad nominal es de 630A y tienen una capacidad de crote de 20kA.

- Bobina de disparo.
- Interruptor-seccionador en SF6 en tres posiciones. Sin embargo, al contrario del interruptor-seccionador de la celda de protección éste será un interruptor-seccionador en carga. Es decir, este dispositivo tiene la capacidad de abrir o cerrar el circuito mientras esté circulando corriente. De esta forma, no será necesario interrumpir por completo la alimentación para realizar una conexión o desconexión. Su tensión nominal es de 30kV y su intensidad nominal de 630 A.
- Captadores capacitivos de media tensión.
- Mecanismos de enclavamiento.

Asimismo, otros de los componentes que tienen las celdas son:

- Conectores. El conexionado de las tres celdas de media tensión se realizará mediante conectores enchufables y apantallados. De gran fiabilidad y durabilidad. Gracias a su diseño robusto son capaces de manejar situaciones de elevadas corrientes, pudiendo soportar una intensidad de cortocircuito de hasta 20 kA valor eficaz. Además, los conectores enchufables facilitan las operaciones de mantenimiento pues permiten la conexión y desconexión rápida.
- Embarrado común. Para parques eólicos de menor tamaño se recomienda un único embarrado ya que facilita la conexión y reduce los costes, con una capacidad se soportar la intensidad nominal de 630 A.

La siguiente tabla muestra las características generales de las celdas de media tensión:

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES DE CELDAS DE M.T

Tipo	Compacto
Instalación	Interior
Número de fases	3
Tipo de celda	GIS
Aislamiento	SF6
Número de embarrados	1
Tensión nominal [kV]	30kV
Tensión máxima [kV]	36
Corriente nominal [A]	630
Intensidad asignada embarrado [A]	630
Frecuencia [Hz]	50
Protección del transformador	Interruptor automático
Capacidad nominal cierre de la protección [kA/s]	20
Capacidad nominal de cierre de la línea [kA/1s]	50
Valor de cresta Impulsos tipo rayo [kV]	170
Grado de protección	IP65

Tabla 16. Características técnicas celdas de media tensión. (Elaboración propia)

Las tres celdas descritas anteriormente se instalarán en los centros de transformación de cada uno de los aerogeneradores. Las tres irán integradas en la misma caja de celdas.

7.3 INSTALACIÓN DE MEDIA TENSIÓN

Los cuatro aerogeneradores están unidos entre sí a través de la red eléctrica subterránea del parque. Esta parte de la instalación está formada por cables de 30kV y tienen como función conectar los aerogeneradores con el centro de seccionamiento desde donde se realizará el control del parque. Todo el cableado descrito en este apartado cumplirá con la Norma UNE-HD 620 (I-DE Iberdrola, 2019).

Para el transporte de la energía se utilizan ternas de cables unipolares. Es decir, se utilizará un sistema de corriente alterna para llevar toda la energía generada. Cada terna está formada por un grupo de tres cables, cada uno con un único conductor.

Los conductores estarán fabricados por aluminio compacto de clase 2, según la Norma UNE-EN 60228 (I-DE Iberdrola, 2019). Se escoge este material porque el precio y su peso son infinitamente menor que el de un conductor de cobre. Respecto a su conductividad es peor que la del cobre. Sin embargo, es fácil compensar esta diferencia, basta con utilizar secciones de cable mayor. Un gasto asumible ya que como se ha mencionado antes, el conductor es más barato.

Los cables van a estar aislados por un material seco extruido, esto les va a proporcionar una alta resistencia térmica y eléctrica. Entre los aislantes secos más utilizados se encuentran el XLPE (polietileno reticulado) y EPT (etileno-propileno).

El etileno-propileno cuenta con una resistencia dieléctrica mayor que la del XLPE y su capacidad para soportar sobrecargas eléctricas también es mejor, lo que significa que la vida útil del conductor será mayor. Por lo tanto, el cable de media tensión que voy a seleccionar es el HEPRZ1 18/30kV. Todas las características del aislante HEPR (etileno-propileno de alto módulo) están recogidas en la Norma UNE-HD 620-1. La temperatura máxima en servicio permanente que puede soportar el cable será por lo tanto de 105°, C y una temperatura máxima en cortocircuito en un máximo de 5 segundos de 205°C (I-DE Iberdrola, 2019).

El cable será apantallado. De esta manera irá físicamente protegido y las interferencias electromagnéticas se reducirán. Estará formado por dos partes. Una primera pantalla no metálica de un espesor medio mínimo de 0,5 mm y una segunda pantalla formada por una serie de hilos de cobre trenzados que irán alrededor del aislante según se detalla en la Norma UNE-HD 620-1 (I-DE Iberdrola, 2019).

La cubierta del cable está compuesto a base de poliolefina de color rojo. Resistente a la corrosión, crucial en emplazamientos cerca del mar. Además de proporcionar excelentes propiedades aislantes, reduciendo así el riesgo de cortocircuitos y fallos eléctricos.

La siguiente figura muestra como está estructurado el cable:

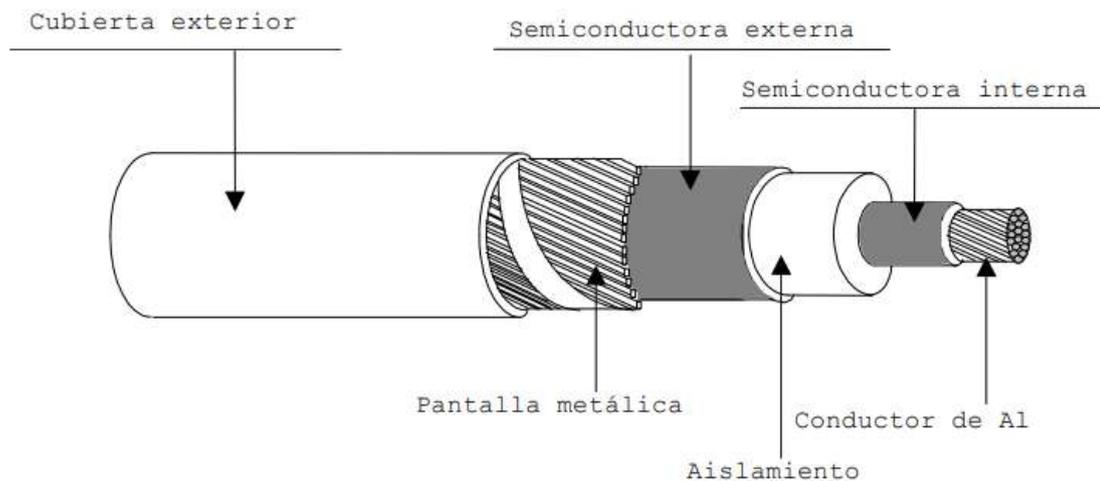


Figura 10. Constitución del cable (I-DE Iberdrola, 2019)

Las terminaciones de los cables para la conexión con las celdas de media tensión serán conectores separables, pues son las utilizadas en instalaciones con celdas de corte aisladas en SF6, cumpliendo con las normas UNE-HD629-1 y UNE-EN 61442 (Endesa distribución, 2021). Los empalmes empleados son contráctiles en frío y cumplirán con las normas UNE: UNE211027, UNE-HD629-1 y UNE-EN 61442.

7.3.1 SECCIÓN DEL CABLE

Los cables eléctricos dependen de muchos factores por lo que es necesario precisarlos para posteriormente corregir, en caso de ser necesario, la intensidad máxima admisible que puede circular por el interior del conductor. Según la norma UNE 211435 (I-DE Iberdrola, 2019), las condiciones más habituales de funcionamiento para una instalación tubular soterrada son:

1. Temperatura del terreno: 25 °C. (Factor de corrección=1).
2. Resistividad térmica del terreno: 1,5 °K m/W. (Factor de corrección=1).
3. Profundidad de instalación: 1000 mm. (Factor de corrección=1).
4. Cables colocados al tresbolillo en contacto. (Factor de corrección=1).
5. Temperatura del aire ambiente de 40 °C. (Factor de corrección=1).

Se supondrán estas condiciones de funcionamiento. Por lo tanto, no es necesario utilizar los factores de corrección recogidos en la Norma UNE 211435 (I-DE Iberdrola, 2019).

En primer lugar, para determinar la sección necesaria del conductor es preciso determinar la intensidad nominal del cable.

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

P: Potencia activa del aerogenerador [kW].

U: Tensión de línea [kV].

φ : Ángulo de fase [rad].

Al no venir especificado el factor de potencia en el catálogo del aerogenerador se supondrá un valor de 0,98 inductivo.

Para calcular la corriente que circula por los conductores es necesario establecer los tramos y el número de aerogeneradores que están conectados a cada tramo.

Tramo	Número aerogeneradores	Potencia nominal de tramo [kW]	Tensión de tramo [kV]	Factor de potencia	Intensidad nominal [A]
1	1	5 000	30	0,98	98,18
2	2	10 000	30	0,98	196,38
3	3	15 000	30	0,98	294,57
4	4	20 000	30	0,98	392,76

Tabla 17. Cálculo Intensidad nominal por tramos

Dado que la corriente nominal que circula por cada tramo varía, el diámetro del conductor cambiará a lo largo de la línea. Utilizando la siguiente tabla obtenida de la Norma UNE 211435, que presenta las intensidades admisibles para cables de uso habitual en condiciones de régimen permanente, se determinan las secciones de los conductores para las características del cable seleccionado para el proyecto. Como se ha explicado al comienzo del apartado, se han supuesto condiciones tipo, por lo que no resulta necesario corregir las intensidades máximas admisibles.

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de HEPR. Conductor de aluminio			
Cables unipolares en triángulo en contacto			
Sección mm²	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
25	105	95	125
35	125	115	150
50	145	135	180
70	180	170	225
95	215	200	275
120	245	230	320
150	275	255	360
185	315	290	415
240	365	345	495
300	410	390	565
400	470	450	660
Temperatura del terreno en °C	25		
Temperatura del aire en °C	40		
Resistividad térmica del terreno en K · m/W	1,5		
Profundidad de soterramiento en m	1		
Temperatura del conductor en °C	105		

Tabla 18. Cables de distribución de 3,6/6kV a 18/30kV Aislamiento de HEPR y conductor de aluminio (Asociación Española de normalización y certificación, 2007)

Una vez calculado las intensidades nominales, se escoge la sección de cable que mejor se adapte a cada tramo.

Tramo	Intensidad nominal [A]	Sección [mm²]	Intensidad máxima admisible [A]
1	98,18	35	135
2	196,38	120	210
3	294,57	240	310

4	392,76	400	405
---	--------	-----	-----

Tabla 19. Sección del conductor e intensidad máxima admisible por tramos

Las secciones normalizadas por Iberdrola son: 1x50, 1x95, 1x150, 1x240, 1x400 mm². Por lo tanto, la sección del primer y segundo tramo será de 1x50 y 1x150 mm², en vez de 1x35 y 1x120 mm² (I-DE Iberdrola, 2019).

Siguiendo los tipos de cable normalizados por Iberdrola se determina para cada tramo la sección de la pantalla.

Designación	Tensión nominal	Naturaleza y sección conductor	Sección pantalla	Suministro		Código
	kV	mm ²	mm ²	Longitud normalizada ± 2% m	Tipo de bobina UNE 21167	
HEPRZ1 12/20 kV 1x50 K Al+H16	12/20	Al 50	16	820	14	5641814
HEPRZ1 12/20 kV 1x150 K Al+H16		Al 150	16	1000	18	5641818
HEPRZ1 12/20 kV 1x240 K Al+H16		Al 240	16	1000	20	5641820
HEPRZ1 12/20 kV 1x400 K Al+H16		Al 400	16	1000	22	5641822
HEPRZ1 12/20 kV 1x630 K Al+H16		Al 630	16	600	22	5641823
HEPRZ1 18/30 kV 1x50 K Al+H16	18/30	Al 50	16	580	16	5643314
HEPRZ1 18/30 kV 1x150 K Al+H25		Al 150	25	1000	20	5643318
HEPRZ1 18/30 kV 1x240 K Al+H25		Al 240	25	1000	22	5643320
HEPRZ1 18/30 kV 1x400 K Al+H25		Al 400	25	1000	24	5643322
HEPRZ1 18/30 kV 1x630 K Al+H25		Al 630	25	600	24	5643324

Gráfico 5. Conductores normalizados. (I-DE Iberdrola, 2019)

Tramo	Sección del conductor [mm ²]	Sección de la pantalla [mm ²]
1	50	16
2	150	25
3	240	25
4	400	25

Tabla 20. Sección de la pantalla según la sección del conductor

Por otro último, se determina el espesor nominal que tendrá la pantalla. Dicho espesor vendrá definido por la sección nominal del conductor y su tensión aislada.

Sección nominal del conductor mm ²	Espesor nominal de la cubierta exterior de los cables de tensión asignada U ₀ /U	
	12/20 (kV)	18/30 (kV)
50	2,5	2,7
240	3,0	3,0
400	3,0	3,0
630	3,0	3,0

Tabla 21. Espesor nominal de la cubierta exterior en mm (I-DE Iberdrola, 2019)

Tramo	Sección del conductor [mm ²]	Tensión asignada [kV]	Espesor de la pantalla [mm]
1	50	18/30	2,7
2	150	18/30	3,0
3	240	18/30	3,0
4	400	18/30	3,0

Tabla 22. Espesor de la pantalla según la sección del conductor y tensión asignada

7.3.2 CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN

El cable seleccionado para la instalación de media tensión es el HEPRZ1. Su tensión nominal eficaz a frecuencia industrial entre el conductor y la tierra es de 18kV y entre dos conductores de 30kV.

En la siguiente tabla se recogen las características técnicas generales del cableado de media tensión:

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN	
Denominación	HEPRZ1
Tipo de conductor	Unipolar
Material del conductor	Aluminio
Sección conductor [mm²]	1x50, 1x150, 1x240, 1x400
Sección pantalla [mm²]	1x16, 1x25, 1x25, 1x25
Tipo de aislamiento	Seco
Aislante	Etileno propileno de alto módulo HEPR
Cubierta de armadura	EPT
Nivel de aislamiento [kV]	18/30
Tensión máxima eficaz a frecuencia industrial entre dos conductores [kV]	36
Valor de cresta a los impulsos tipo rayo [kV]	170
Temperatura máxima del conductor	105°C
Norma	Norma UNE-HD 620

Tabla 23. Características técnicas cableado de media tensión (elaboración propia).

Se escoge el cable HEPRZ1 AL 18/30 kV del fabricante Tecnohm. Este cable está estandarizado por compañías eléctricas españolas. Es de clase Fca, adecuado para instalaciones enterradas donde el riesgo de incendio es prácticamente nulo.



Figura 11. Cables de Energía de Media Tensión Tecnohm HEPRZI AL 18/30 kV

7.3.3 PUESTA A TIERRA

Las pantallas de los cables se conectarán a tierra por sus extremos y por puntos intermedios de la instalación del cableado, evitando de este modo que se puedan generar grandes tensiones en la cubierta exterior de los cables.

Como se detalla en el documento MT 2.11.33 donde se realizan las especificaciones particulares para el diseño de puesta a tierra, será necesario diseñar una red de puesta a tierra con la que poder garantizar la seguridad del personal en el interior del parque ante tensiones de paso y de contacto en caso de falta. Por un lado, la tensión de paso es la diferencia de potencial que existe entre los pies de una persona. Por otro, la tensión de contacto consiste en la diferencia de potencial que hay entre un elemento que está energizado y los pies de una persona que está en contacto con el suelo.

Toda la línea de red de puesta a tierra estará compuesta por conductores de cobre desnudo de 50 mm² capaces de soportar esfuerzos mecánicos y de resistir la corrosión.

Se distinguen dos sistemas de puesta a tierra:

1. Sistema de puesta a tierra de protección: Con los electrodos de puesta a tierra se conectan todos los elementos que generalmente no están sometidos a tensión, pero que, en caso de falta o de avería, pudieran energizarse. De esta forma, se asegura la integridad del personal en caso de posible contacto.
 - Pantallas de los cables de MT
 - Envolventes metálicas de las Celdas de MT
 - Cuba del transformador
2. Sistema de puesta a tierra de servicio: Formado por las líneas de tierra y los electrodos de puesta a tierra que conectan directamente a tierra:
 - Los neutros de baja y media tensión
 - El neutro de baja tensión del transformador
 - Celdas de M.T (seccionador de puesta a tierra).

7.3.4 FIBRA ÓPTICA

Se detallan las características del cable de fibra óptica seleccionado que es el *cable 12 fibras MM OM3-300 Multimodo 900 μ ajustada dieléctrica* (se escoge f.o. multimodo al estar limitada la distancia de comunicación a los 25 km). Todo este cableado de fibra óptica se va enterrar directamente en las zanjas donde se canaliza los cables de media tensión. El cable de fibra óptica seleccionado de estructura holgada está reforzado con fibra de vidrio, antirroedores. Es de flexibilidad alta, antihumedad, libre de halógenos y dieléctrico.

Gracias a este cable se podrá garantizar una buena transmisión de datos entre los aerogeneradores y el ordenador central del parque eólico. Con esos datos se controlan y motorizan los aerogeneradores del parque.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES FIBRA ÓPTICA	
Tipo de fibra	Multimodo MM OM3-300
Número de fibras	12
Fibra	900 μ

Refuerzos	Fibras de vidrio
Material cubierta exterior	Libre de halógenos (LSZH)
Normativa CPR	B2ca-s2, d0, a1.
Instalación	Interior
Cubierta color	Negro

Tabla 24. Características Técnicas Cable de Fibra Óptica

7.4 CENTRO DE SECCIONAMIENTO

Todo el parque eólico evacuará a través de un Centro de Seccionamiento de 30kV.

Primero, el centro de Seccionamiento recibirá toda la energía generada por el parque eólico (4 aerogeneradores Gamesa de 5MW) y, después, la evacuará a través de dos líneas de Iberdrola de 30kV que acometerán a un segundo Centro de Seccionamiento también de Iberdrola.

El Centro de Seccionamiento que se construye va a constar de tres grupos de celdas:

1. Grupo de celdas para evacuar la energía del parque de Punta Lucero:
 - Celda de línea. Los 4 aerogeneradores evacuarán toda su energía a través de la celda de esta línea (línea 1).
 - Celda para los servicios auxiliares. Dicha celda se instalará junto a la celda de la línea 1. Utilizada para proporcionar energía a los propios servicios del Centro de Seccionamiento como sistemas de control, alumbrado y equipos entre otros. Para poder proteger a los equipos contra sobreintensidades o cortocircuitos, se instalará un fusible
 - Celda de medida y remonte. Se dispondrá también junto a la celda de la línea 1 y, sirve para medir la tensión y corriente que pasa por la línea, además de permitir la conexión con la celda de acoplamiento (grupo 2).
2. El acoplamiento que constará de:

- Celda de acoplamiento. Con interruptor para permitir la conexión y desconexión del Centro de Seccionamiento, consiguiendo de este modo aislar de manera segura secciones de la infraestructura eléctrica.
 - Celda de medida y remonte. Permitirá la conexión con las celdas de salida de líneas de Iberdrola. Similar a la celda del grupo 1.
3. Conexión con las dos líneas de evacuación de Iberdrola, de 30 kV cada una.
- Celda de conexión con grupo 2.
 - Celdas de línea. Una por cada línea de Iberdrola

Cada grupo de celdas contará con un único embarrado de 30kV. La distribución del Centro de Seccionamiento se ha representado de manera detallada en el Plano 5: *Esquema unifilar Centro de Seccionamiento*.

7.5 PUNTO DE CONEXIÓN Y SISTEMA DE EVACUACIÓN

Una vez la energía generada es evacuada por las líneas de Iberdrola hasta el segundo centro de seccionamiento no se necesita diseñar ninguna instalación más adicional, pues es Iberdrola el encargado de llevar a cabo la instalación intermedia entre su Centro de Seccionamiento y la subestación eléctrica.

Se contemplan diferentes posibilidades que puedan servir como punto final al sistema de evacuación. Tras analizar las subestaciones más cercanas al emplazamiento, la opción más adecuada parece ser la Subestación Eléctrica de Ortuella de 220kV. Esta elección se debe a que Iberdrola comparte la propiedad de dicha subestación con REE, lo que facilita su uso como punto de conexión con la red.

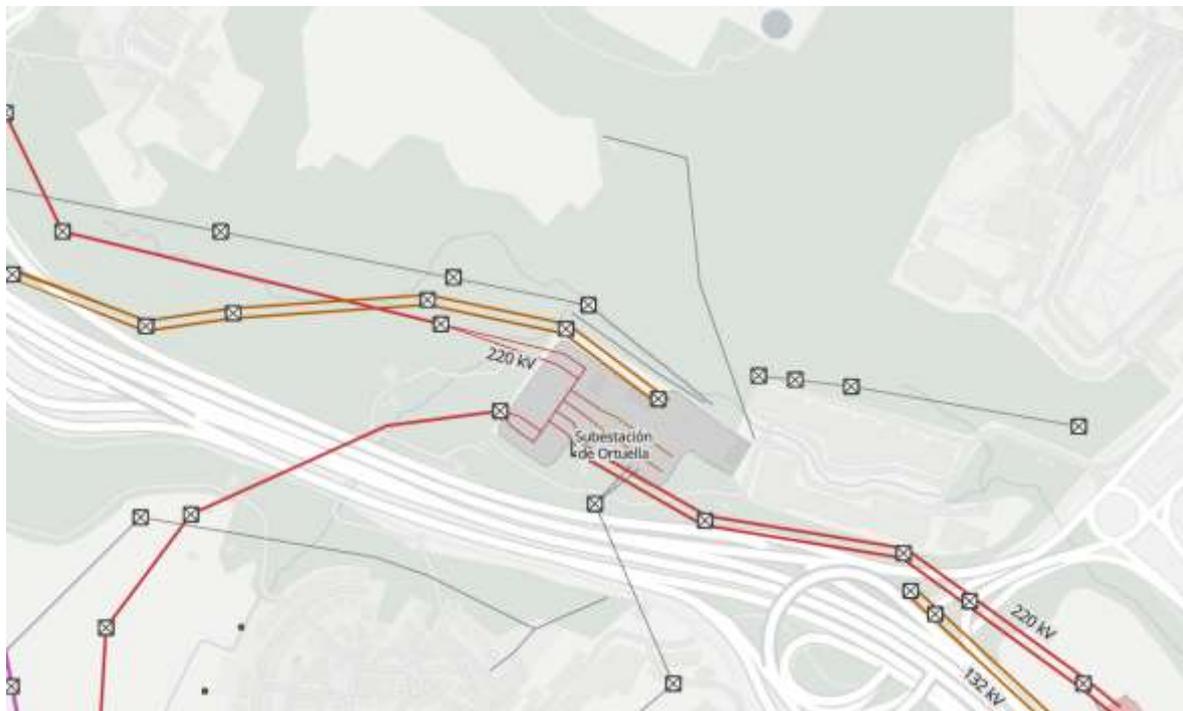


Figura 12. Detalle de la Subestación Eléctrica de Ortuella y sus líneas de conexión

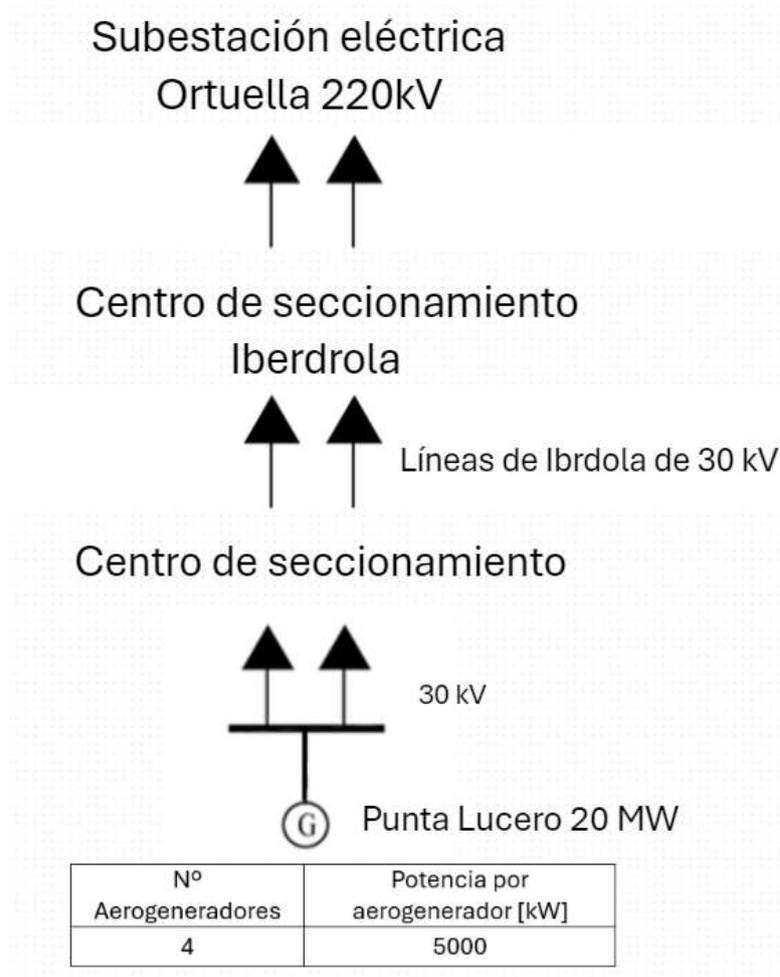


Figura 13. Esquema evacuación energía del parque

Capítulo 8. OBRA CIVIL

8.1 VIALES DE ACCESO

Aunque, con carácter general, para poder llevar a cabo el proyecto de un parque eólico es necesario construir viales de acceso que permitan el tránsito de vehículos para el traslado de los componentes de mayor envergadura (palas de los aerogeneradores), en este caso concreto, se hará con buques de carga a través de transporte marítimo.

Para el acceso de la maquinaria auxiliar, especialmente grúas y vehículos de carga, que facilitan la descarga y transporte del material, sí que se utilizarán los viales que hay actualmente en el puerto. Teniendo en cuenta que los vehículos que se van a utilizar circulan por la red general de carreteras, es decir, que cumplen con la carga máxima por eje admisible, no es necesario que se adopten medidas extraordinarias de adecuación del firme. Una vez dentro del muelle, no existe riesgo de que aparezcan cargas no prevista, pues el cálculo de la construcción del firme se habrá llevado a cabo conforme a la norma ROM 4.1-94 de Proyecto y Construcción de Pavimentos Portuarios (Ministerio de Obras Públicas, Transporte y Medio Ambiente y Puertos del Estado, 1994) y no se plantea tampoco la necesidad de realizar ningún refuerzo adicional del firme.

La sección de firme que se va a pavimentar viene determinada en función del tráfico que haya por los viales. Las cuatro secciones estructurales que se recomiendan en el catálogo de recomendaciones para obras marítimas de Puertos del Estado son: pavimento de hormigón vibrado, pavimento de hormigón compacto con rodillo, pavimento continuo de hormigón armado y pavimento de hormigón armado con fibras de acero. El plano 6: “*Secciones tipo*” muestra el detalle de las diferentes opciones a escoger para el firme.

8.2 PLATAFORMAS DE MONTAJE

Las plataformas de montaje son áreas diseñadas para el posicionamiento de las grúas de montaje. Ubicadas junto al emplazamiento definitivo de las torres. En el caso del muelle del dique de Punta Lucero, ya se cuenta con una superficie segura que garantiza la estabilidad de las grúas de montaje. Por lo tanto, se habilitará un área, coincidiendo con la plataforma pavimentada del espigón, que servirá como plataforma de montaje. Las dimensiones, estandarizadas son de 35 x 40 m² (MED WIND ENERGY SL, 2020). Dado que la anchura del dique es de 40 metros, el montaje se deberá realizar de manera secuencial empezando por el aerogenerador número 1 del extremo.

Este espacio será utilizado para almacenar todos los componentes del aerogenerador que no sean las palas. Lógicamente, esta plataforma estará en la misma cota que la cimentación y será contigua a ella, facilitando el acceso de la maquinaria a las plataformas para poder llevar a cabo el montaje.

8.3 PLATAFORMAS AUXILIARES

Las plataformas auxiliares son utilizadas para el acopio de las palas de los aerogeneradores y para el montaje y ensamblaje de las torres. Ubicada próxima a la posición de los aerogeneradores y de dimensiones 130x40 m².

Todo el procedimiento de montaje viene descrito por los fabricantes de los aerogeneradores. Se comenzará con el levantamiento de la torre y se terminará con la colocación de las palas de los aerogeneradores.

Mientras que se realiza el montaje de un aerogenerador el resto de los componentes correspondiente a los demás aerogeneradores se mantendrá acopiado en el muelle auxiliar de 138x83 m² de superficie, donde se habrá realizado la descarga del material del buque. Esta área de trabajo será denominada zona de faenas y su ubicación viene detallada a continuación.

8.4 ZONA DE FAENAS

Como ya se ha mencionado, se dejará sin servicio uno de los muelles habilitados para el desembarco de buques de carga durante la construcción del parque. La superficie será utilizada para el acopio de material, la ubicación de las casetas de obra y operaciones previas

El muelle que se inhabilita es el situado más próximo a la zona de obras.

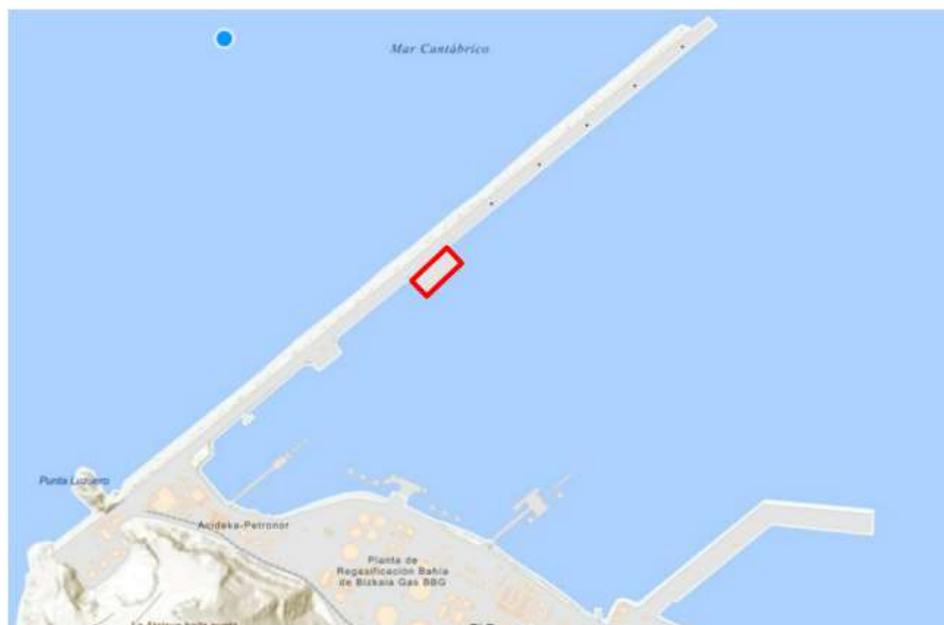


Figura 14. Zona de faenas

8.5 DRENAJES

Es fundamental que exista un buen drenaje en la plataforma que garantice la funcionalidad y durabilidad del parque proyectado. Una vez realizada toda la obra civil necesaria para la instalación de los aerogeneradores, se comprobará la integridad del drenaje existente en el puerto y se estudiará la necesidad de completar su diseño con elementos adicionales.

En principio, al ser una superficie pavimentada, habrá que verificar el estado de pendientes que, en ningún caso, podrán ser inferiores al 2%. De manera excepcional, donde las tolerancias del acabado superficial sean de gran calidad, se podrán aceptar pendientes

mínimas en el pavimento de hormigón del 1%. Es posible que con esa pendiente establecida se pueda garantizar una evacuación adecuada. Excepto en tramos donde la longitud de evacuación sea demasiado larga se deberá de sumideros. Existirá una red de saneamiento completa que habrá que estudiar su capacidad, en caso de. De igual manera, se estudiará la capacidad de la red de colectores de saneamiento que conecta con estos sumideros existente en el puerto. Con un estudio hidrológico se podrá definir los caudales de diseño (en principio, para un periodo de retorno de 10 años) y con un cálculo hidráulico posterior, se dimensionarán las secciones del colector necesarias para evitar su entrada en carga.

Para permitir labores de limpieza e inspección, la red de saneamiento se va a dotar de pozos de registro situados sobre su eje. Se construirán con anillos prefabricados de hormigón de cemento sulforresistente CEM I 42,5 R-SR 5, dada la agresividad del ambiente marino donde se va a llevar a cabo la instalación y, tapa y cerco de fundición. La distancia entre pozos de registro no superará los 50 m y se recomienda que sea de 30 m.

Se instalarán pozos de registro en todas las zonas donde exista algún cambio de alineación, tanto en planta como en alzado.

8.6 CIMENTACIÓN AEROGENERADORES

La transmisión de los esfuerzos que se generan por las sobrecargas de viento y el peso propio de los aerogeneradores al terreno exige el dimensionamiento de una cimentación que garantice que no se superen las tensiones máximas admisibles del terreno existente, evitando la fractura del suelo. Del mismo modo, dichas cimentaciones deben dimensionarse para que se proporcione la estabilidad al deslizamiento y vuelco necesarias, según la normativa internacional comúnmente empleadas en este tipo de instalaciones energéticas IEC61400 - Parte-1 y GL (Germanischer Lloyd). Adicionalmente, se hará una comprobación de asientos admisibles.

Para conocer las características geotécnicas del terreno se va a realizar una campaña previa para el reconocimiento y la toma de muestras. Además, se realizarán ensayos de campo y laboratorio.

Dependiendo de las condiciones del terreno y las tensiones transmitidas por el aerogenerador al terreno se podrán dar dos tipos de cimentaciones, directa o profunda. Se podrá utilizar una cimentación directa mediante zapatas o, en caso de no llegar a unas dimensiones adecuadas para la zapata, se acudirá a una cimentación pilotada que transmita las cargas a estratos competentes más o menos profundos. Dado que la instalación se está llevando a cabo sobre un espigón, las tensiones máximas admisibles serán bastante aceptables por lo que es posible que la cimentación que se pueda llevar a cabo sea directa (zapata). Sobre la zapata o la losa de reparto en la cabeza de los pilotes se dispondrán los elementos de anclaje necesarios para las distintas torres.

Sin embargo, no es posible determinar el tipo de cimentación a llevar a cabo pues no se conocen las características del terreno ni las cargas transmitidas por el aerogenerador que serán proporcionadas por el fabricante.

En caso de contar con unas condiciones de soporte adecuadas, se realizarán labores de mejora de la capacidad del terreno. Según el tipo de suelo, se podrían ejecutar inyecciones o inyecciones de alta presión.

Conocida la agresividad del ambiente marino con los hormigones y el acero, éstos deberán ser del tipo sulforresistente y las armaduras contar con algún sistema de protección anticorrosión (ánodos de sacrificio, corriente impresa,...).

8.7 ZANJAS

Para el correcto funcionamiento y control de los aerogeneradores, debe construirse una red de interconexión del parque eólico. Esta red se compone de tres tipos de cables: los cables de la red eléctrica de media tensión para evacuar la energía producida por cada aerogenerador, los cables de la red de comunicaciones para el control centralizado del parque

y, por último, los cables de la red de tierras. Todo este cableado se alojará en canalizaciones debidamente dispuestas y protegidas en zanjas que se construirán al efecto.

Dado que el muelle de Punta Lucero se encuentra pavimentado con hormigón, la operación de excavación de la zanja vendrá precedida de la demolición de la losa existente. Para evitar sobreexcavaciones y daños innecesarios al pavimento contiguo a la zanja, se realizará un precorte con disco en profundidad suficiente y, posteriormente, se procederá a la retirada de las capas inferiores granulares del firme y del suelo de la explanada situado en coronación. Una vez se haya completado la sección de excavación, se cuidará que el fondo de la zanja no presente irregularidades y se extenderá una cama de asiento de arena de río lavada sobre la que descansarán las canalizaciones.

Las ternas irán por el interior de tubos HDPE (Polietileno de Alta densidad) corrugados de 200 mm de diámetro, gracias a su gran resistencia a la corrosión resultan ser una solución ideal para instalaciones enterradas. Los laterales de las zanjas han de ser compactos y deben de estar limpios de piedras. La distancia mínima de la zanja con el vial será de 1,1 metros y la máxima de 1,5 metros. El detalle de la zanja es el siguiente:

1. Base de la zanja. Tendrá un espesor de uno 150 mm. Se utilizará una capa de arena de río lavada exenta de arcilla o partículas de tierra de pequeño tamaño de grano. Sobre esta capa se depositará el cableado de 30kV.
2. Capa protectora sobre canalización. Sobre la canalización que aloja el cableado de media tensión se extenderá otra capa de arena con las mismas características que las de la base. Ésta tendrá como mínimo un espesor de 200 mm.
3. Planchas de PVC machihembradas. Servirán como protección mecánica. De esta forma se podrá evitar que la canalización pueda sufrir posibles daños durante las fases de relleno de la zanja o en futuras excavaciones que se pudieran realizar. Se escogen planchas de PVC por su gran resistencia y durabilidad. Por otro lado, el sistema machihembrado de las planchas permite una fácil y sólida unión.
4. Relleno intermedio. Formado por el suelo extraído de la excavación, eliminando todos los tamaños superiores a 150mm. A continuación, se procede a su

compactación. Se conseguirá un espesor compactado de 300 mm alcanzándose unas densidades de entre el 90-95% del proctor modificado y humedad óptima de compactación. Todo el relleno se irá haciendo por capas sucesivas de 150 mm

5. Cinta de señalización. Se colocará una cinta de advertencia directamente en el relleno intermedio que indique la presencia de canalizaciones eléctricos. Evitando así daños por futuras excavaciones. Estará ubicada a una distancia del suelo de 400 mm.
6. Relleno final. Se terminará de rellenar la zanja con la tierra de la excavación apisonada. Del mismo modo que con el relleno intermedio, se irá haciendo por capas sucesivas de 150 mm.
7. Capa de firme. Se restituirán las capas granulares y se extenderá una última capa de hormigón HF-4,5 , con cemento sulforresistente CEM I 42,5 R-SR 5, con un espesor que se sitúa entre los 23 y 32 cm dependiendo de la categoría del tráfico previsto.

El plano 6: “*Secciones tipo*” muestra el detalle de cómo se va a disponer el cableado en la zanja y las capas de ésta. La acotación no corresponde con la definición geométrica de la unidad de obra. En la canalización se alojarán dos tubos, de tal manera que haya uno de reserva para futuras ampliaciones o modificaciones en la red.

Para una mayor facilidad de montaje y mantenimiento del cableado, las canalizaciones se harán registrables mediante arquetas de visita. Estas arquetas se construirán en fábrica de ladrillo, revestidas interiormente con mortero de cemento, e irán dotadas de una tapa y cerco de fundición que protejan la entrada de elementos extraños y actos vandálicos (de preverse esta situación, las tapas irán dotadas de cerradura de seguridad). Alternativamente, se podrán utilizar arquetas prefabricadas homologadas. Su espaciado no superará los 50 m, siendo recomendable 30 m.

Los cambios de alineación, tanto en planta como en alzado, se realizarán igualmente en arquetas de registro.

Capítulo 9. EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL

(EIA)

En este capítulo se estudiará el impacto ambiental que tiene el proyecto en la zona. Este apartado es de vital importancia pues poder identificar el impacto que tiene la explotación del parque en la zona es crucial para poder plantear alternativas que reduzcan los efectos negativos.

En primer lugar, durante la fase de construcción, el uso de maquinaria y vehículos de transporte tendrá un impacto directo en la atmósfera, incrementando la generación de polvo en suspensión y la emisión de gases.

Por otro lado, una vez que los aerogeneradores entren en funcionamiento, el movimiento de sus aspas aumentará el nivel sonoro en la zona. Sin embargo, dado que el parque eólico está ubicado en una zona industrial y las áreas residenciales sensibles se encuentran a una distancia considerable, se considera que el impacto global sobre la atmósfera es aceptable.

En segundo lugar, durante las fases de construcción del parque se pueden producir infiltraciones en el terreno que afecte a la hidrología de la zona. Esto supone un riesgo en caso de fuga o derrame de cualquier producto debido especialmente, a la distancia que hay entre la instalación de los aerogeneradores y el agua. Teniendo en cuenta como puede afectar al entorno, es importante considerar algún plan de actuación que pueda reducir las consecuencias en caso de escape. Tomando todas las medidas de protección necesarias se puede considerar compatible el proyecto.

Por último, el mayor impacto se produce durante la fase de explotación de la infraestructura, ya que con el funcionamiento del parque se pueden producir lesiones e incluso la muerte de aves al colisionar con las palas de los aerogeneradores.

Por toda esta razón, es necesario asegurarse que el proyecto esté ubicado fuera de cualquier espacio protegido, como la Red Natura 2000 ‘red ecológica europea de áreas de conservación de la biodiversidad’.

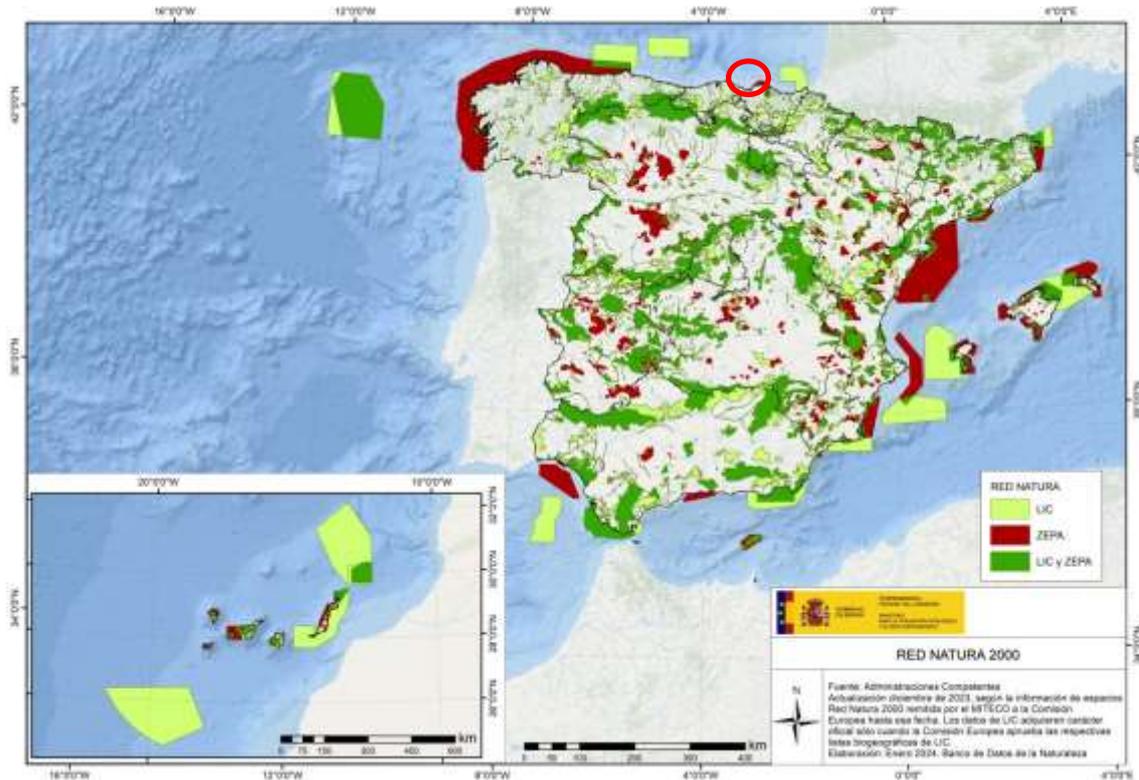


Figura 15. Cartografía de la Red Natura 2000 (Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2024)

Con el siguiente detalle se comprueba que el emplazamiento se encuentra fuera de cualquier zona crítica o protegida:



Figura 16. Detalle emplazamiento cartografía Red Natura 2000 (Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2024)

Con el detalle se comprueba que la ubicación seleccionada para el parque eólico se encuentra fuera de cualquier zona protegida ya sea ZEPA (zonas de especial protección contra las Aves) o LIC (lugares propuestos de importancia comunitaria).

No todas las consecuencias que conlleva el proyecto de un parque eólico son negativas, por el contrario, el impacto que tiene sobre la población humana y la sociedad es positivo. La generación de energía a partir de fuentes no contaminantes ayuda a reducir la dependencia con el exterior al sustituir los combustibles fósiles por energías renovables y supone un crecimiento económico en la zona durante el desarrollo del proyecto, además de poder abastecer miles de hogares con parte de la energía generada. Sin embargo, cierto es, que la economía portuaria podría verse afectada, pues durante el periodo de construcción la actividad de los buques se verá temporalmente modificada al discurrir los viales de acceso por la dársena lateral se inhabilita uno de los muelles para facilitar las obras. Teniendo en

cuenta ambas consideraciones, la valoración global sobre el impacto que el proyecto tiene en la zona es positivo.

Tras considerar todos los impactos en la EIA, se concluye que el parque eólico puede llevarse a cabo. En resumen, el tráfico de vehículos y el transporte de la maquinaria tendrá una repercusión directa sobre el suelo y el aire; no obstante, esto ocurrirá únicamente durante un periodo de tiempo limitado, hasta que la fase de construcción finalice. Al contrario del paisaje y la fauna los cuales se verán afectados durante un periodo de tiempo más prolongado de 20 años aproximadamente, a lo largo de la vida útil de la instalación.

Por esta razón, se implementará una serie de medidas compensatorias para mitigar los efectos del parque en el entorno. En primer lugar, se instalarán sistemas de detección y parada para reducir el riesgo de colisión de las aves. Se realizará un seguimiento de la contaminación. Además, se soterrará toda la infraestructura eléctrica ayudando de este modo a reducir el impacto visual y ambiental. De esta forma, se consigue construir un sistema eléctrico más seguro.

Capítulo 10. NORMATIVA LEGAL

Este capítulo tiene como objetivo proporcionar un detalle claro de los requisitos que deben cumplirse para que se permita la ejecución y operación del parque eólico.

Para la realización de este proyecto, se ha tenido en cuenta la normativa nacional y autonómica que se muestra a continuación:

10.1 NORMATIVA NACIONAL

10.1.1 NORMATIVA OBRA CIVIL E INFRAESTRUCTURAS

- *Real Decreto 1371/2007, de 19 de octubre, por el que se aprueba el documento básico «DB-HR Protección frente al ruido» del Código Técnico de la Edificación y se modifica el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación*
- *Real Decreto 1492/2011, de 24 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de valoraciones de la Ley de Suelo.*
- *Real Decreto 1247/2008 Real Decreto 1247/2008, de 18 de julio, por el que se aprueba la instrucción de hormigón estructural (EHE-08).*
- *Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.*
- *Real Decreto 956/2008, de 6 de junio, por el que se aprueba la instrucción para la recepción de cementos*
- *Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.*
- *Orden de 31 de agosto de 1987 sobre señalización, balizamiento, defensa, limpieza y terminación de obras fijas en vías fuera de poblado.*

(Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, s.f.)

10.1.2 NORMATIVA ELÉCTRICA

- *Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.*
- *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*
- *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*
- *Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.*
- *Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.*
- *Real Decreto 1939/1986, de 6 de junio, por el que se declaran de obligado cumplimiento las especificaciones técnicas de los cables conductores desnudos de aluminio-acero, aluminio homogéneo y aluminio comprimido y su homologación por el Ministerio de Industria y Energía.*
- *Real Decreto 1075/1986, de 2 de mayo, por el que se establecen normas sobre las condiciones de los suministros de energía eléctrica y la calidad de este servicio.*
- *Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de ordenación del Sistema Eléctrico Nacional.*
- *Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.*
- *Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

(Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, s.f.)

10.1.3 NORMATIVA AMBIENTAL

- *Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.*
- *Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, relativo a la mejora de la calidad del aire.*
- *Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido.*
- *Decreto 114/1988, de 7 de abril, de Evaluación de Impacto Ambiental.*
- *Ley 6/2010, de 24 de marzo, de modificación del texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero.*

(Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, s.f.)

10.2 NORMATIVA AUTONÓMICA

- Estrategia Energética de Euskadi 3E2030. Objetivos:
 - *“Potenciar el uso de las energías renovables un 126% para alcanzar en el año 2030 los 966.000 tep de aprovechamiento, lo que significaría alcanzar una cuota de renovables en consumo final del 21%.*
 - *Aumentar la participación de la cogeneración y las renovables para generación eléctrica de forma que pasen del 20% en el año 2015 al 40% en el 2030.*
 - *Contribuir a la mitigación del cambio climático mediante la reducción de 3 Mt anuales de gases de efecto invernadero debido a las medidas energéticas, lo que supone la reducción de un 35% de las emisiones de gases de efecto invernadero de origen energético en relación a las del año 2005.”*

(Agencia Energética del Gobierno Vasco)

10.2.1 NORMATIVA ELÉCTRICA

- *Decreto 115/2002, de 28 de mayo, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, a través de Parques Eólicos, en el ámbito de la Comunidad Autónoma del País Vasco.*
- *Decreto 104/2002, de 14 de mayo, por el que se aprueba definitivamente el Plan Territorial Sectorial de la Energía Eólica en la Comunidad Autónoma del País Vasco.*

(Gobierno Vasco, s.f.)

10.2.2 NORMATIVA AMBIENTAL

- *Ley 3/1998, de 27 de febrero, General de Protección del Medio Ambiente del País Vasco.*

(Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, s.f.)

Capítulo 11. ANÁLISIS ECONÓMICO

En este apartado se realizará un estudio detallado de la viabilidad económica del proyecto. Este análisis comprende una evaluación detallada de los costes de inversión del parque, los costes de operación y los ingresos e indicadores financieros que permiten estudiar la rentabilidad del proyecto. Todo el estudio se ha realizado para un período de 20 años, arrancando la operación en 2024.

11.1 HIPÓTESIS

Para el análisis económico del proyecto se realizarán las siguientes hipótesis:

1. Período de amortización de 20 años. Se comprueba que durante la vida útil del parque eólico los ingresos generados cubren los costes de inversión, los de operación y mantenimiento y las reposiciones del proyecto, con una rentabilidad razonable.
2. La tasa de inflación proyectada para cada año es:
 - 2024: 3,40%.
 - 2025: 2,30%.
 - 2026: 2,40%.
 - Y así sucesivamente hasta 2044.
3. Tasa de descuento utilizada del 8,37% . Se incluye una tasa libre de riesgo 3,37% según la rentabilidad del bono del Tesoro español a 10 años y, una prima de riesgo asumida del 5%. Dado que el valor de la inflación es pequeño, se ha considerado incluido implícitamente su efecto dentro de la tasa de riesgo.

11.2 COSTES DE INVERSIÓN

Incluyen los ingresos asociados a la construcción de una infraestructura eléctrica que permita la conexión del parque con la red, adquisición e instalación de los aerogeneradores y gastos necesarios para la construcción y puesta en marcha del parque.

Dentro de la estimación realizada se incluyen:

- Trabajos previos: 13 k€.
- Obra civil: 1.285 k€.
- Centro de transformación: 2.020k€.
- Infraestructura de media tensión: 99k€.
- Centro de seccionamiento: 629k€.
- Interconexión: 30k€.
- Equipos: 15.725k€.

Subtotal: 19.800k€.

Adicionalmente, se han supuesto unos gastos del 1% del subtotal para Control de Calidad externo, 1% para Plan de Gestión Ambiental y un 2,5% para Plan de Seguridad e Higiene.

Para algunas unidades se han utilizado partidas alzadas al no disponer de datos suficientes para medir y valorar de manera unitaria el coste específico.

11.3 ESTIMACIÓN PRECIO MEDIO DE VENTA

Los ingresos del parque eólico provienen de la venta de la electricidad en el mercado mayorista, por lo tanto, es necesario estimar el precio medio de venta para cada año. Para dicho cálculo, se parte del precio medio que proporciona REE para el año 2023.

El precio medio de luz se distribuye en los diferentes componentes representados a continuación:

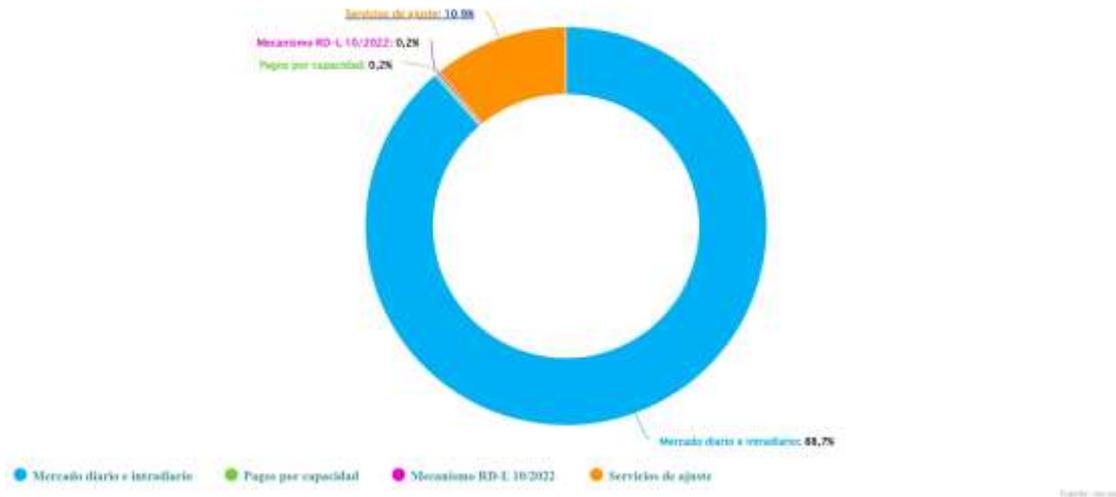


Figura 17. Componentes del precio medio final de la energía (Red Eléctrica de España, 2024)

El ingreso proviene de la venta de energía producida por el parque al precio del mercado que establece el operador del según la oferta y la demanda para cada tramo horario del día. Por lo tanto, para calcular el ingreso generado no basta con coger el precio medio de la luz, sino que es necesario saber el valor que corresponde con el precio del mercado diario que resulta para el año 2023 de 88,75€/MWh.

El resto de los componentes representan las infraestructuras y las medidas que se necesitan llevar a cabo para asegurar que el suministro eléctrico es capaz de satisfacer la demanda en todo momento.

11.4 INGRESOS

Los ingresos se calculan aplicando a la producción de energía el precio medio del MWh estimado. Se ha considerado una degradación anual del 1% en la producción de los aerogeneradores y, se ha aplicado al precio medio de la energía en el mercado en el año 2023 un aumento según el IPC (Banco de España, 2023).

11.5 GASTOS DE EXPLOTACIÓN

Los gastos de explotación incluyen los gastos necesarios para la operación y mantenimiento durante la vida útil del parque eólico.

Para la operación del parque de eólico se contará con una plantilla propia de gestión (gerente, técnicos, operarios y administrativos), además de unos equipos para realizar el mantenimiento de la instalación que podrán ser contratados por la empresa o subcontratados a terceros especialistas.

También tendrán que asumirse otros gastos como seguros (responsabilidad civil, daños a terceros, pérdida de ingresos, etc) y asesorías diversas (contable, legal y fiscal), incluidos dentro de gastos de explotación.

Se han supuesto unos gastos anuales de 600.000€, correspondiendo un 65% a personal de gestión, asesorías, seguros, auditorías ... y el 35% a la operación y mantenimiento.

11.6 GASTOS DE REPOSICIÓN

La propia actividad de los equipos producirá un deterioro a lo largo de la vida de la instalación por lo que precisará su reemplazo con el paso del tiempo. Para ello, se ha supuesto una vida útil de 20 años, al final de la cual se habrá realizado una sustitución completa. En algunos casos, la reposición se hará de manera gradual o mediante intervenciones puntuales. Para la simplificación del cálculo, se ha tomado una amortización lineal a lo largo de toda la vida útil de la instalación.

11.7 RESULTADO DEL EJERCICIO

El resultado de explotación se obtiene restando los gastos de explotación a los ingresos.

Se ha supuesto que la inversión se financia con recursos propios, por lo que no existirán gastos financieros.

El resultado antes de impuestos se calcula restando únicamente los gastos de amortización al resultado de explotación.

Para el cálculo del resultado del ejercicio se ha estimado un impuesto sobre el beneficio del 25 % (tipo aplicable según Hacienda española).

El resultado del ejercicio se obtiene restando el impuesto sobre el beneficio al resultado antes de impuestos.

11.8 RENTABILIDAD DEL PROYECTO

La valoración de la rentabilidad del proyecto se ha hecho calculando la Tasa Interna de Retorno (TIR) de proyecto que resulta en 11,10%

También se ha calculado el Valor Actual Neto (VAN) de todos los flujos de caja, descontados a una tasa de retorno del 8,37%, valor correspondiente a la rentabilidad de las obligaciones a 10 años del Tesoro español (3,37%) (Banco de España, 2024) y la prima de riesgo (5%).

Capítulo 12. CONCLUSIONES

Para los cuatro aerogeneradores de 5MW propuestos la producción anual bruta del parque es de 64.150 MWh, calculada a partir de la distribución continua de Weibull. Considerando unas pérdidas del 10% por disponibilidad, transporte eléctrico, mantenimiento de la subestación y eficiencia de las palas se obtiene una producción anual neta de 57.735 MWh, lo que supone una capacidad del parque del 23%.

La rentabilidad del proyecto obtenida es positiva. Para los cálculos realizados se ha supuesto unos valores de inflación según los valores proyectados por el Banco de España para los años 2023-2025, manteniéndose el considerado en 2026 para el resto del análisis. Para la tasa de descuento se ha tenido en cuenta la rentabilidad del bono del Tesoro español a 10 años (3,37%) y una prima de riesgo asumida del 5%.

Para el flujo de caja se han tenido en cuenta la inversión realizada, los gastos de explotación del parque y la amortización del activo. En el cálculo de los ingresos se ha supuesto una actualización según el IPC.

La inversión a realizar se ha estructurado en los siguientes grupos: trabajos previos, obra civil, centro de transformación, infraestructura de media tensión, centro de seccionamiento, interconexión, equipos y, adicionalmente, unos gastos del 1% del subtotal para Control de Calidad externo, 1% para Plan de Gestión Ambiental y un 2,5% para Plan de Seguridad e Higiene. En los gastos de explotación se han supuesto unos gastos de 600.000€ para el primer año. Por último, la amortización del activo se ha calculado para un periodo de vida útil del parque de 20 años y una completa depreciación lineal del activo a lo largo del proyecto. El resultado obtenido ha sido un valor de la TIR de proyecto del 11,10% y un VAN de 3.527.671€.

Capítulo 13. BIBLIOGRAFÍA

(s.f.).

Agencia Energética del Gobierno Vasco. (s.f.). *Estrategia Energética de Euskadi 2030*.
Obtenido de <https://www.eve.eus/EveWeb/media/EVE/pdf/3E2030/EVE-3E2030-castellano.pdf>

Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. (s.f.). *Boletín Oficial del Estado*. Obtenido de
<https://www.boe.es/buscar/legislacion.php>

Asociación Española de normalización y certificación. (2007). *Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada*.

Ayala, I. N. (20 de Febrero de 2015). *DISEÑO Y CÁLCULO DE LA TORRE Y CIMENTACIÓN DE UN AEROGENERADOR*. Obtenido de
https://addi.ehu.es/bitstream/handle/10810/14945/5_ANEXO%20CALCULOS.pdf;jsessionid=5C461A48B5CD740A9B360EB5368898D9?sequence=6

Departamento de Industria, C. y. (s.f.). *Plan Territorial Sectorial de la Energía Eólica de la CAPV*.

Deutsche Windtechnik. (2011-2024). *Wind Turbine Models*. Obtenido de <https://en.wind-turbine-models.com/>

Endesa distribución. (2021). *Líneas Subterráneas Media Tensión*.

Gobierno Vasco. (s.f.). *Boletín Oficial del País Vasco*. Obtenido de
<https://www.euskadi.eus/web01-bopv/es/bopv2/datos/Ultimo.shtml>

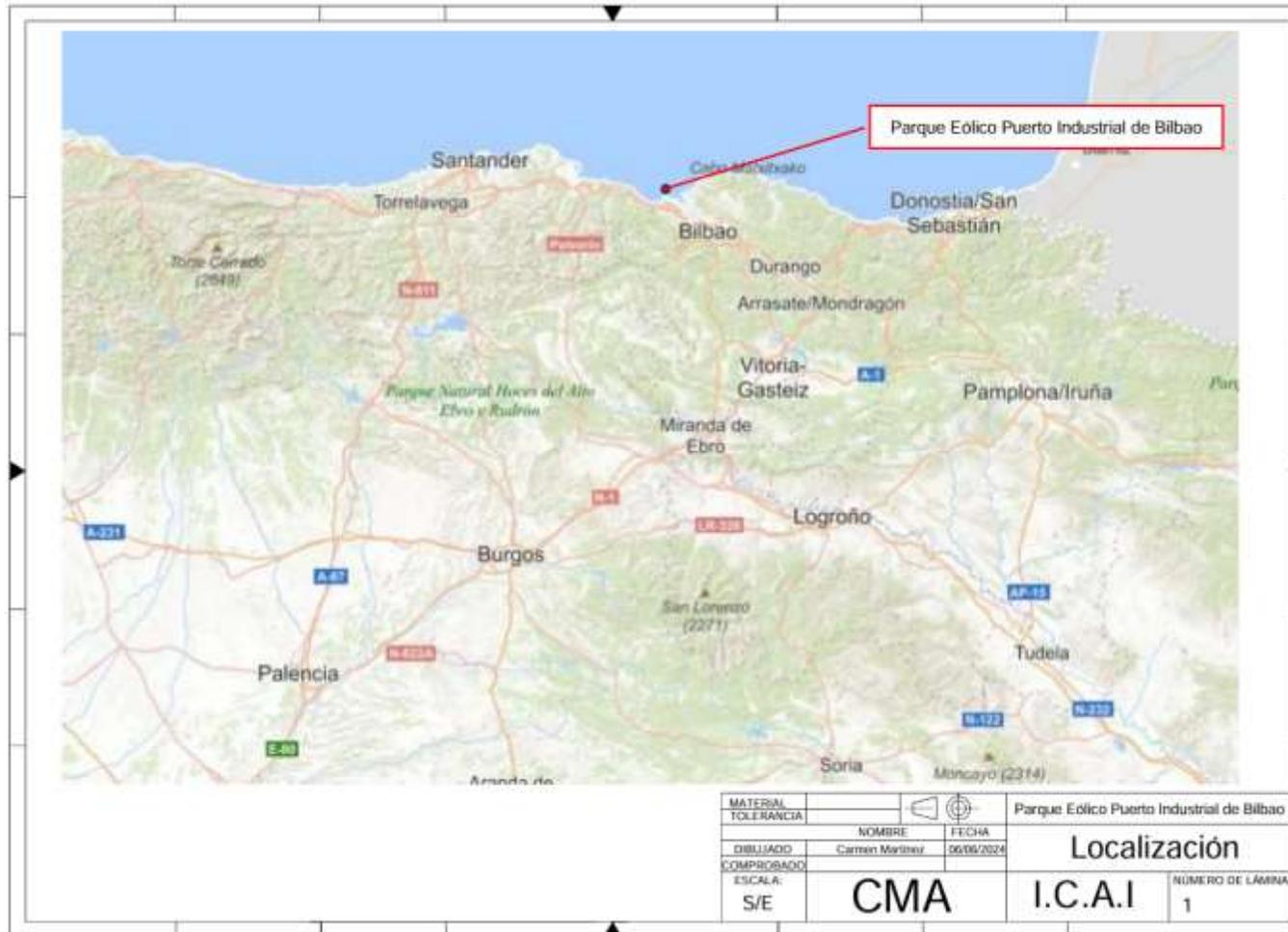
HidroCantábrico Distribución Eléctrica, S.A.U. (2011). *Canalizaciones subterráneas de Baja y Media Tensión*.

- I-DE Iberdrola. (2019). *Cables unipolares con aislamiento seco de etileno propileno de alto módulo y cubierta de poliolefina (HEPRZ1) para redes de AT hasta 30 kV.*
- I-DE Iberdrola. (2019). *ESPECIFICACIONES PARTICULARES PARA INSTALACIONES DE ALTA TENSIÓN (HASTA 30 kV) Y BAJA TENSIÓN .*
- I-DE Iberdrola. (2019). *PROYECTO TIPO DE LINEA SUBTERRÁNEA DE AT HASTA 30 kV.*
- Jie Tian, D. Z. (2017). Optimal Control to Increase Energy Production of Wind Farm Considering Wake Effect and Lifetime Estimation. *applied science* , 18.
- MED WIND ENERGY SL. (Septiembre de 2020). *PLAN DE DESMANTELAMIENTO Y RESTITUCIÓN AMBIENTAL, PARQUE EÓLICO ARRIELLO II.* Obtenido de https://cindi.gva.es/documents/161328209/174076643/7.1.Plan+de+desmantelamiento_PEARrielloII/5cde1380-bbb7-4277-beb6-a88a5ae74894#:~:text=Las%20plataformas%20de%20montaje%20tendr%C3%A1n,recomendaciones%20del%20fabricante%20del%20aerogenerador.
- Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. (Enero de 2024). *Ministerio .* Obtenido de <https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/3-rn2000/mapa-rn2000.pdf>
- Pawel L. Manikowski, D. J. (2021). Multi-Objective Optimisation of the Benchmark Wind Farm. *Marine Science and Engineering*, 24. Obtenido de <file:///C:/Users/carme/Downloads/jmse-09-01376-v3.pdf>
- Robles, S. S. (30 de Febrero de 2013). *Modelos Agregados de Parques Eólicos.* Obtenido de <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/5189/fichero/8.+Cap%C3%ADtulo+3.pdf>

Wind Europe. (2 de Junio de 2024). *Wind Power Numbers Daily*. Obtenido de <https://windeurope.org/about-wind/daily-wind/capacity-factors>

ANEXO I

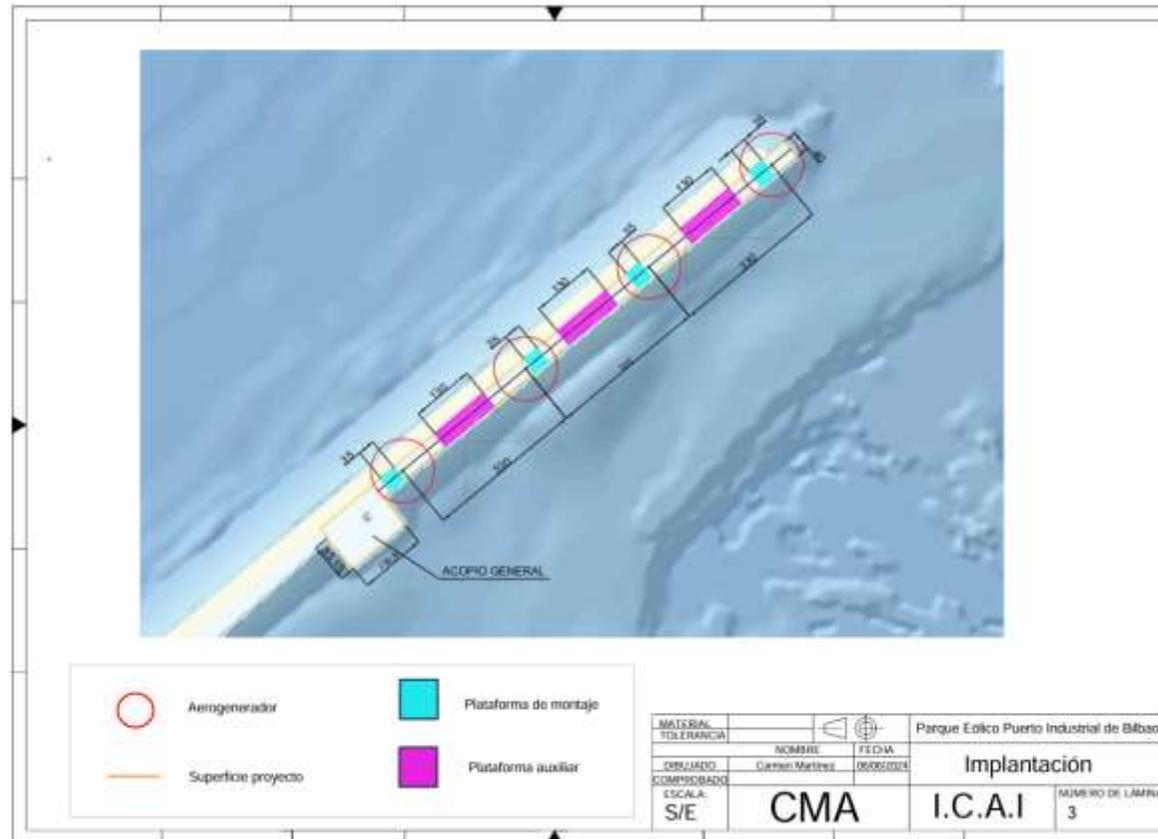
<i>Plano 1.</i>	<i>Localización.....</i>	<i>100</i>
<i>Plano 2.</i>	<i>Mapa topográfico emplazamiento (Geo Euskadi, s.f.).....</i>	<i>101</i>
<i>Plano 3.</i>	<i>Detalle Mapa topográfico emplazamiento (Geo Euskadi, s.f.).....</i>	<i>102</i>
<i>Plano 4.</i>	<i>Esquema unifilar de generación.....</i>	<i>103</i>
<i>Plano 5.</i>	<i>Esquema unifilar centro de seccionamiento.</i>	<i>104</i>
<i>Plano 6.</i>	<i>Secciones tipo: canalización entubada en zanja (I-DE Iberdrola, 2019) y alternativas reposición secciones de firme a determinar en función del tráfico (Ministerio de Obras Públicas, Transporte y Medio Ambiente y Puertos del Estado, 1994).</i>	<i>105</i>



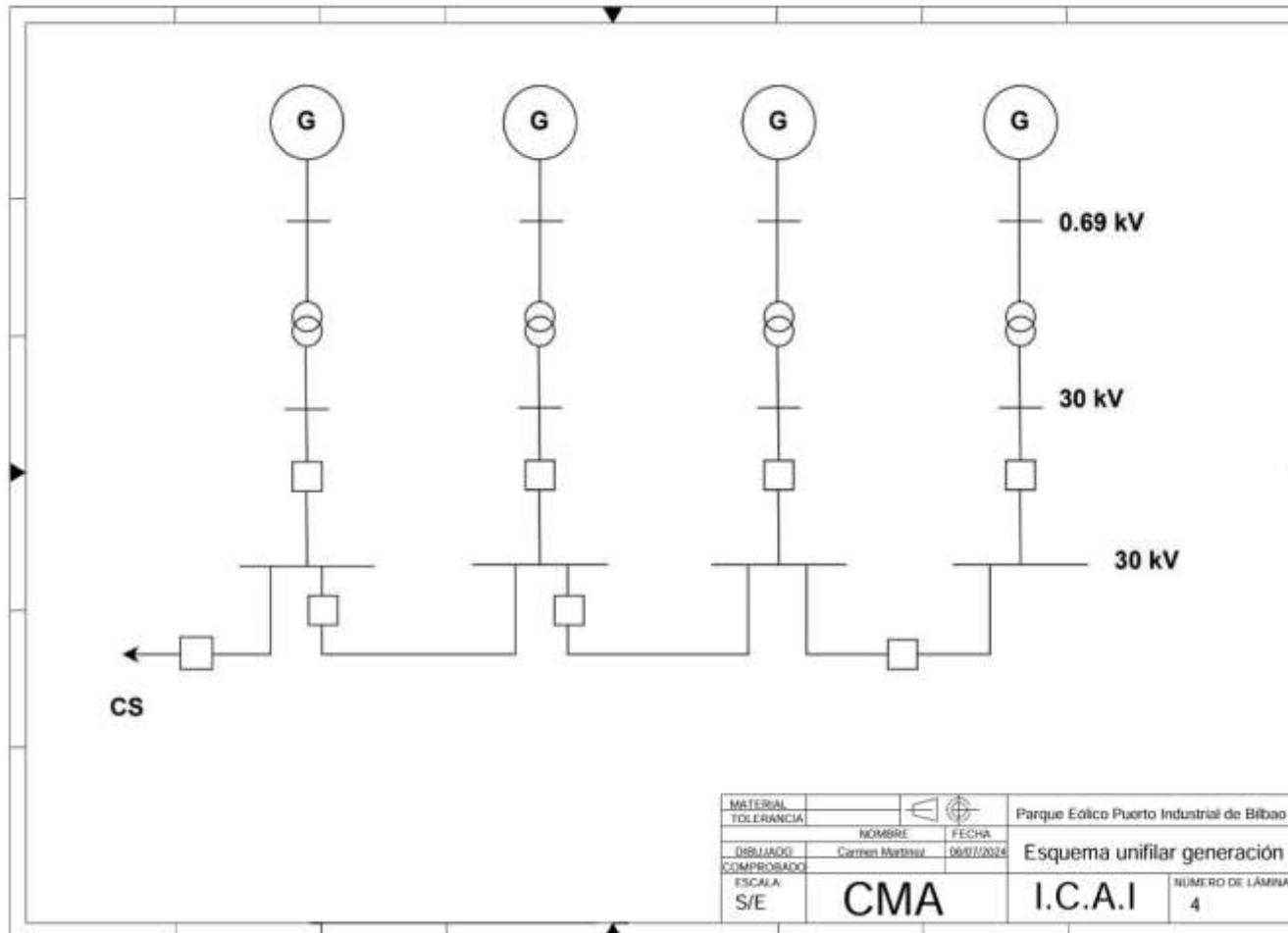
Plano 1. Localización.



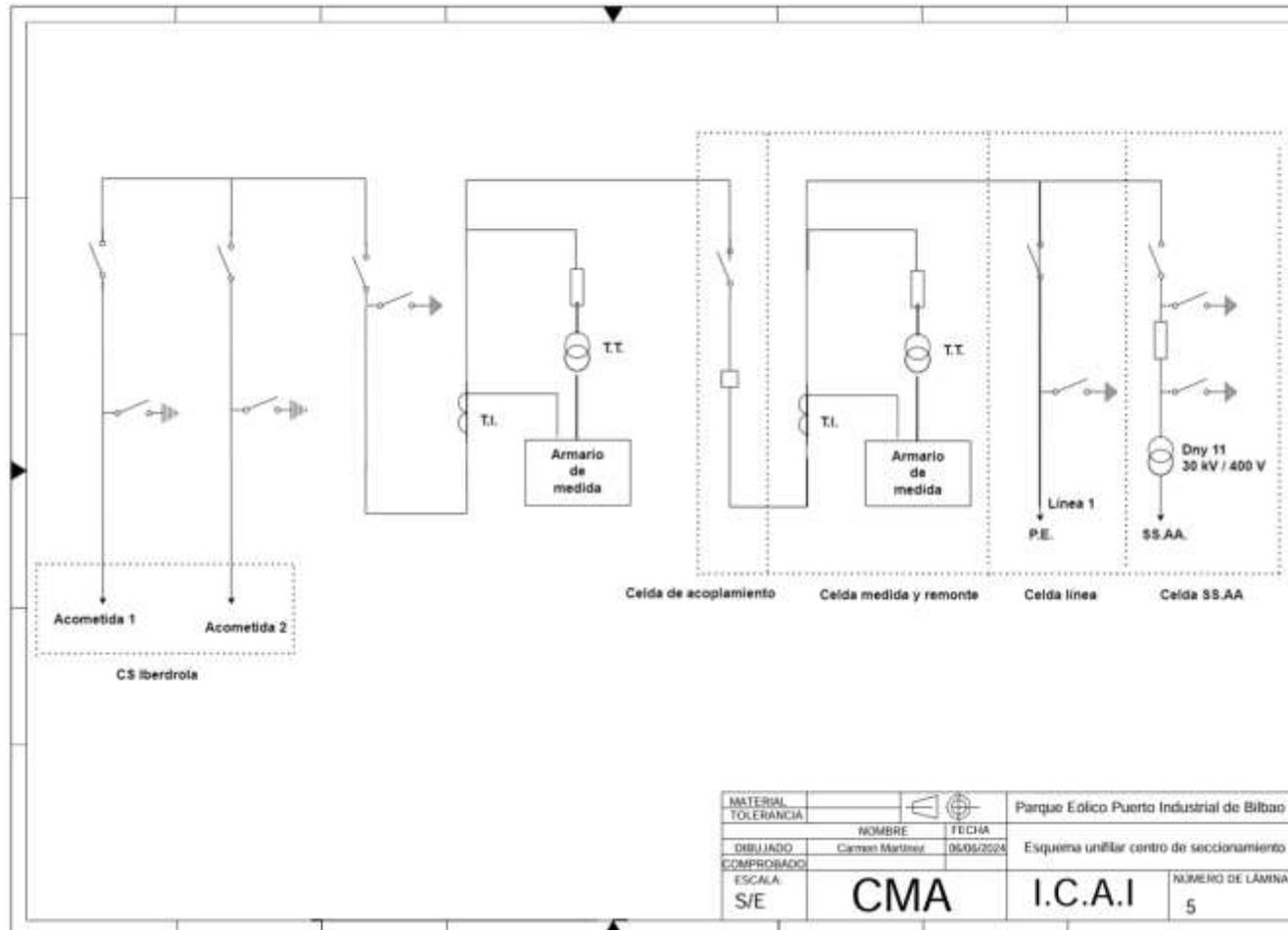
Plano 2. Mapa topográfico emplazamiento (Geo Euskadi, s.f.).



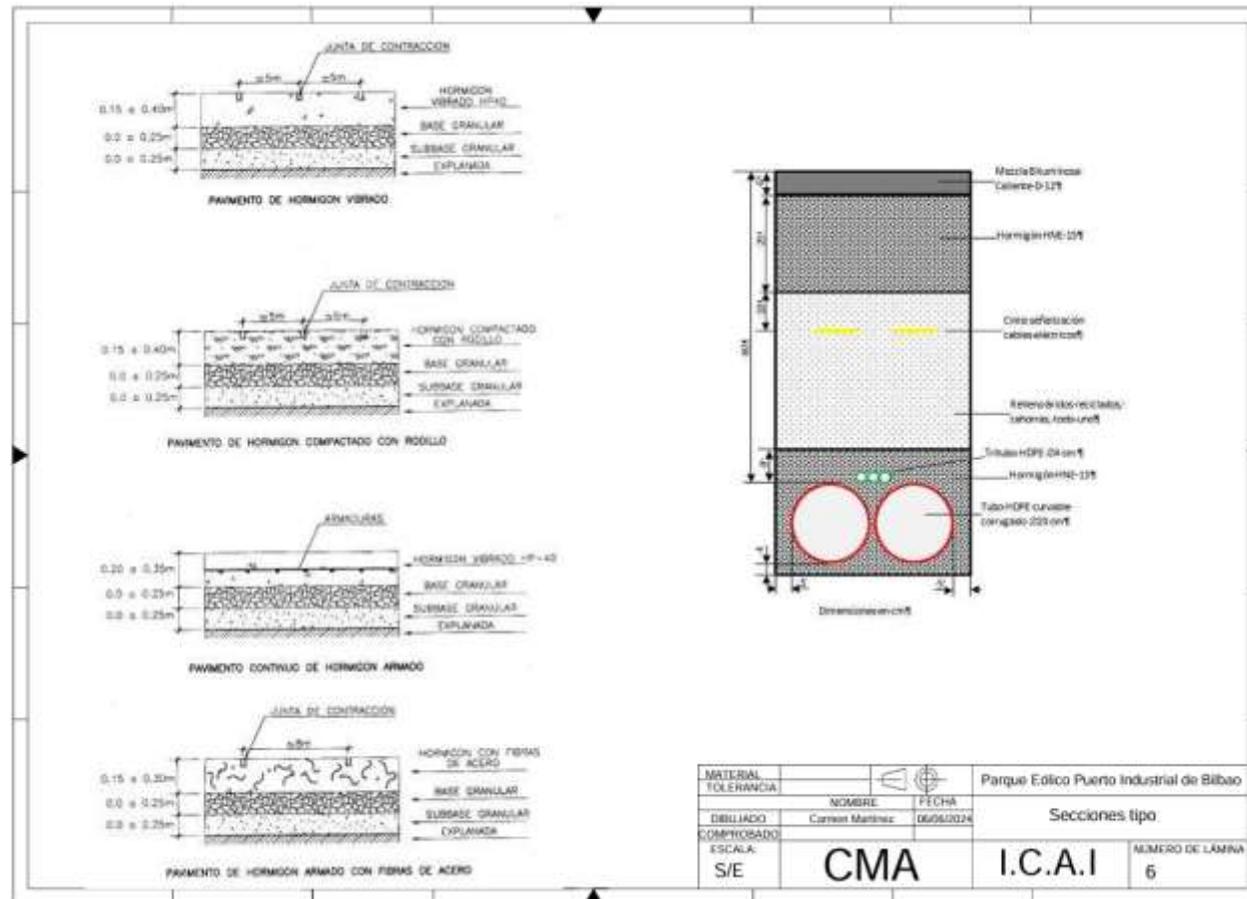
Plano 3. Detalle Mapa topográfico emplazamiento (Geo Euskadi, s.f.).



Plano 4. Esquema unifilar de generación.



Plano 5. Esquema unifilar centro de seccionamiento.



Plano 6. Secciones tipo: canalización entubada en zanja (I-DE Iberdrola, 2019) y alternativas reposición secciones de firme a determinar en función del tráfico (Ministerio de Obras Públicas, Transporte y Medio Ambiente y Puertos del Estado, 1994).

ANEXO II: CÁLCULO DETALLADO DEL ANÁLISIS

ECONÓMICO

HIPÓTESIS

- Periodo de amortización: 20 años
- Inflación:

2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
3,40%	2,30%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%

2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%

- Tasa de descuento: 8,37%
 - o Rentabilidad bono a 10 años: 3,37%
 - o Prima de riesgo: 5%
- Degradación anual de los aerogeneradores: 1%.

MEDICIONES	Ud	Cantidad	Ancho	Largo	Alto	TOTAL
TRABAJOS PREVIOS						
Replanteo general	PA	1				1,00
Estudio geotécnico	PA	1				1,00
OBRA CIVIL						
Demolición pavimento	m ²	1	0,80	1.100,00		880,00
Excavación en zanja terreno compacto	m ³	1	0,80	1.100,00	1,10	968,00
Canalizaciones	m	2		1.100,00		2.200,00
Relleno zanja	m ³	1	0,80	1.100,00	1,10	968,00
Reposición firmes	m ³	1	0,80	1.100,00	0,35	308,00
Cimentación aerogeneradores	Ud	4				4,00
Arquetas de registro 0.40*0.40 m (c/ 50m)	Ud	0,02		1.100,00		22,00
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN						
Celdas MT	Ud	4	3,00			12,00
Transformador elevador	Ud	4				4,00
INFRAESTRUCTURA DE MEDIA TENSIÓN						
Cableado HEPRZ1 18/30 Aluminio 1x50 mm ²	m	1		330,00		330,00

Cableado HEPRZ1 18/30 Aluminio 1x150 mm2	m	1		330,00		330,00
Cableado HEPRZ1 18/30 Aluminio 1x240 mm2	m	1		330,00		330,00
Cableado HEPRZ1 18/30 Aluminio 1x400 mm2	m	1		180,00		180,00
Otros Media Tensión (puesta a tierra)	PA	1				1,00
CENTRO DE SECCIONAMIENTO						
Celdas CS	PA	1				1,00
SCADA	PA	1				1,00
Edificio	m ²	1	3,00		5,00	15,00
INTERCONEXIÓN						
Acuerdos de interconexión	PA	1				1,00
EQUIPOS						
Suministro aerogeneradores	Ud	4				4,00
Transporte	PA	1				1,00
Montaje	PA	1				1,00
Puesta en marcha	PA	1				1,00
Estación meteorológica	Ud	1				1,00

Tabla 25. Partida mediciones.

PRESUPUESTO	Ud	Cantidad	Precio unitario (€/Ud)	IMPORTE (€)	Total subcapítulo (€)
TRABAJOS PREVIOS					13.000
Replanteo general	PA	1,00	5.000,00	5.000	
Estudio geotécnico	PA	1,00	8.000,00	8.000	
OBRA CIVIL					1.284.748
Demolición pavimento	m ²	880,00	7,10	6.248	
Excavación en zanja terreno compacto	m ³	968,00	8,50	8.228	
Canalización tubo corrugado 200mm	m	2.200,00	2,45	5.390	
Relleno zanja	m ³	968,00	43,16	41.779	
Reposición firmes	m ³	308,00	69,44	21.388	
Cimentación aerogeneradores	Ud	4,00	300.000,00	1.200.000	
Arquetas de registro 0.40*0.40 m (c/ 50m)	Ud	22,00	78,00	1.716	
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN					2.020.000
Celdas MT	Ud	12,00	35.000,00	420.000	

Transformador elevador	Ud	4,00	400.000,00	1.600.000	
INFRAESTRUCTURA DE MEDIA TENSIÓN					99.449
Cableado HEPRZ1 18/30 Aluminio 1x50 mm ²	m	330,00	24,39	8.049	
Cableado HEPRZ1 18/30 Aluminio 1x150 mm ²	m	330,00	28,17	9.296	
Cableado HEPRZ1 18/30 Aluminio 1x240 mm ²	m	330,00	30,59	10.095	
Cableado HEPRZ1 18/30 Aluminio 1x400 mm ²	m	180,00	38,94	7.009	
Otros Media Tensión (puesta a tierra)	PA	1,00	65.000	65.000	
CENTRO DE SECCIONAMIENTO					629.000
Celdas CS	PA	1,00	600.000,00	600.000	
SCADA	PA	1,00	20.000,00	20.000	
Edificio	m ²	15,00	600,00	9.000	
INTERCONEXIÓN					30.000
Acuerdos de interconexión	PA	1,00	30.000,00	30.000	
EQUIPOS					15.725.000
Suministro aerogeneradores	Ud	4,00	3,00E+06	12.000.000	

Transporte	PA	1,00	2,10E+06	2.100.000	
Montaje	PA	1,00	1,60E+06	1.600.000	
Puesta en marcha	PA	1,00	20.000,00	20.000	
Estación meteorológica	Ud	1,00	5.000,00	5.000	
SUBTOTAL					19.801.197
Control de Calidad externo (i/ pruebas de recepción)	%	1,00%	19.801.197,10	198.012	
Plan de Gestión Ambiental (Incluido Gestión de Resíduos)	%	1,00%	19.801.197,10	198.012	
Plan de Seguridad e Higiene	%	2,50%	19.801.197,10	495.030	
Presupuesto de Ejecución Material					20.692.251
Gastos generales	%	13,00%	20.692.250,97	2.689.993	
Beneficio Industrial	%	6,00%	20.692.250,97	1.241.535	
TOTAL INVERSIÓN					24.623.779

Tabla 26. Partida inversión del proyecto

Precio (€/MWh)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Mercado diario	73,17	135,5	92,01	74,33	74,34	93,67	90,96	96,87	104,03	90,76	66,12	74,48
Mercado intradiario	-0,08	-0,08	-0,17	-0,27	-0,11	-0,05	-0,07	-0,05	-0,08	-0,12	-0,07	-0,08
Servicios de ajuste del sistema	13,33	8,26	12,38	13,31	11,36	9,11	7,95	7,66	8,38	13,61	14,57	11,03
Restricciones técnicas PDBF	5,72	3,1	5,2	7,75	5,83	3,69	3,34	2,73	2,79	5,11	6,15	4,06
Restricciones técnicas en tiempo real	4,64	3,46	3,65	2,36	2,55	3,36	2,44	2,73	3,4	5,4	5,44	4,48
Banda de regulación secundaria y RAD (3)	3,15	2,24	3,22	3,28	3,16	2,29	2,35	2,19	2,36	3,38	2,18	1,94
Incumplimiento de energía de balance	-0,18	-0,25	-0,17	-0,18	-0,18	-0,31	-0,25	-0,3	-0,21	-0,19	-0,14	-0,18
Coste desvíos	0,55	0,24	0,67	0,58	0,33	0,51	0,44	0,76	0,7	0,47	0,34	0,32
Saldo desvíos	0,02	0,11	0,09	-0,23	-0,04	-0,08	-0,14	-0,19	0	0,11	0,65	0,46
Control del factor de potencia	-0,08	-0,08	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,07	-0,08	-0,07	-0,09	-0,09	-0,09
Saldo PO 14.6	0,04	0,01	0,05	0,06	0,05	-0,02	0,04	0,04	0,05	0,05	0,04	0,04
Servicio RAD	-0,53	-0,57	-0,24	-0,22	-0,25	-0,24	-0,2	-0,22	-0,64	-0,63	0	0
Pagos por capacidad	0,34	0,35	0,24	0,16	0,17	0,19	0,33	0,2	0,18	0,17	0,23	0,29
Mecanismo Ajuste RD-L 10/2022	2,9	-0,71	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Precio final 2023	89,66	143,32	104,46	87,53	85,76	102,92	99,17	104,68	112,51	104,42	80,85	85,72

Tabla 27. Precio medio final de la energía eléctrica desglosado para el año 2023 (Red Eléctrica de España, 2024)

AÑOS	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Inflación	3,20%	3,40%	2,30%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%
Índice actualización	1,0000	1,0320	1,0671	1,0916	1,1178	1,1447	1,1721	1,2003
Eficiencia		100,00%	99,00%	98,00%	97,00%	96,00%	95,00%	94,00%
Producción (MWh/año)		57.735,45	57.158,10	56.014,93	54.334,49	52.161,11	49.553,05	46.579,87
Precio mercado medio diario (€/MWh) con inflación	88,75	91,59	94,70	96,88	99,21	101,59	104,03	106,52
Ingresos (€)		5.287.990	5.413.104	5.426.853	5.390.385	5.298.964	5.154.832	4.961.835

AÑOS	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Inflación	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%
Índice actualización	1,2291	1,2586	1,2888	1,3197	1,3514	1,3838	1,4170
Eficiencia	93,00%	92,00%	91,00%	90,00%	89,00%	88,00%	87,00%
Producción (MWh/año)	43.319,28	39.853,73	36.266,90	32.640,21	29.049,79	25.563,81	22.240,52
Precio mercado medio diario (€/MWh) con inflación	109,08	111,70	114,38	117,12	119,93	122,81	125,76
Ingresos (€)	4.725.255	4.451.568	4.148.149	3.822.934	3.484.069	3.139.564	2.796.975

AÑOS	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Inflación	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%
Índice actualización	1,4510	1,4859	1,5215	1,5580	1,5954	1,6337	1,6729
Eficiencia	86,00%	85,00%	84,00%	83,00%	82,00%	81,00%	80,00%
Producción (MWh/año)	19.126,84	16.257,82	13.656,57	11.334,95	9.294,66	7.528,67	6.022,94
Precio mercado medio diario (€/MWh) con inflación	128,78	131,87	135,03	138,27	141,59	144,99	148,47
Ingresos (€)	2.463.128	2.143.907	1.844.103	1.567.340	1.316.064	1.091.596	894.236

Tabla 28. Ingresos

OPEX-CAPEX:

AÑOS	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Inflación	3,20%	3,40%	2,30%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%
Índice actualización	1,0000	1,0320	1,0671	1,0916	1,1178	1,1447	1,1721	1,2003
<u>GASTOS DE EXPLOTACIÓN</u>	600.000							
Personal y otros gastos de gestión (*)	390.000	402.480	416.164	425.736	435.954	446.417	457.131	468.102
Operación y mantenimiento	210.000	216.720	224.088	229.243	234.744	240.378	246.147	252.055
TOTAL	600.000	619.200	640.253	654.979	670.698	686.795	703.278	720.157
(*) Seguros, Aseosrías, ...								
<u>Amortización activo</u>	20 años							
Instalaciones y obra civil	1.231.189	1.231.189	1.231.189	1.231.189	1.231.189	1.231.189	1.231.189	1.231.189
TOTAL AMORTIZACIÓN	1.231.189							

ANEXO II: CÁLCULO DETALLADO DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

AÑOS	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Inflación	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%
Índice actualización	1,2291	1,2586	1,2888	1,3197	1,3514	1,3838	1,4170	1,4510	1,4859
<u>GASTOS DE EXPLOTACIÓN</u>									
Personal y otros gastos de gestión (*)	479.336	490.840	502.620	514.683	527.036	539.685	552.637	565.900	579.482
Operación y mantenimiento	258.104	264.299	270.642	277.137	283.788	290.599	297.574	304.716	312.029
TOTAL	737.440	755.139	773.262	791.821	810.824	830.284	850.211	870.616	891.511
(*) Seguros, Aseosrías, ...									
<u>Amortización activo</u>									
Instalaciones y obra civil	1.231.189	1.231.189	1.231.189	1.231.189	1.231.189	1.231.189	1.231.189	1.231.189	1.231.189
TOTAL AMORTIZACIÓN	1.231.189								

AÑOS	2040	2041	2042	2043	2044
Inflación	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%
Índice actualización	1,5215	1,5580	1,5954	1,6337	1,6729
<u>GASTOS DE EXPLOTACIÓN</u>					
Personal y otros gastos de gestión (*)	593.390	607.631	622.214	637.147	652.439
Operación y mantenimiento	319.517	327.186	335.038	343.079	351.313
TOTAL	912.907	934.817	957.252	980.226	1.003.752
(*) Seguros, Aseosrías, ...					
<u>Amortización activo</u>					
Instalaciones y obra civil	1.231.189	1.231.189	1.231.189	1.231.189	1.231.189
TOTAL AMORTIZACIÓN	1.231.189	1.231.189	1.231.189	1.231.189	1.231.189

Tabla 29. OPEX-CAPEX

Flujo de caja:

		€ corrientes						
Cuenta de Pérdidas y Ganancias		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	Importe neto de la cifra de Negocios		5.287.990	5.413.104	5.426.853	5.390.385	5.298.964	5.154.832
	Gastos de gestión + O&M		619.200,00	640.252,80	654.978,61	670.698,10	686.794,86	703.277,93
	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		4.668.789,87	4.772.850,91	4.771.874,37	4.719.686,44	4.612.168,76	4.451.553,87
	Gastos financieros							
	Gastos de Amortización		1.231.188,93	1.231.188,93	1.231.188,93	1.231.188,93	1.231.188,93	1.231.188,93
	RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		3.437.600,93	3.541.661,97	3.540.685,44	3.488.497,50	3.380.979,83	3.220.364,94
25%	Impuesto sobre beneficio		859.400,23	885.415,49	885.171,36	872.124,38	845.244,96	805.091,24
	RESULTADO DEL EJERCICIO		2.578.200,70	2.656.246,48	2.655.514,08	2.616.373,13	2.535.734,87	2.415.273,71

	Año 0	FdC 1	FdC 2	FdC 3	FdC 4	FdC 5	FdC 6
Flujos de Caja	-24.623.779	3.809.390	3.887.435	3.886.703	3.847.562	3.766.924	3.646.463
TIR (20 años)	11,10%						
TIR (16 años)	10,64%						
VAN	8,37%	3.527.671 €					

OPEX: Ingresos - gastos corrientes

CAPEX: Inversión de reposición

Cuenta de Pérdidas y Ganancias		2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	Importe neto de la cifra de Negocios	4.961.835	4.725.255	4.451.568	4.148.149	3.822.934	3.484.069	3.139.564
	Gastos de gestión + O&M	720.156,60	737.440,36	755.138,93	773.262,26	791.820,56	810.824,25	830.284,03
	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	4.241.678,30	3.987.814,25	3.696.428,94	3.374.886,74	3.031.113,56	2.673.244,99	2.309.280,44
	Gastos financieros							
	Gastos de Amortización	1.231.188,93	1.231.188,93	1.231.188,93	1.231.188,93	1.231.188,93	1.231.188,93	1.231.188,93
	RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	3.010.489,37	2.756.625,32	2.465.240,00	2.143.697,80	1.799.924,63	1.442.056,05	1.078.091,51
25%	Impuesto sobre beneficio	752.622,34	689.156,33	616.310,00	535.924,45	449.981,16	360.514,01	269.522,88
	RESULTADO DEL EJERCICIO	2.257.867,03	2.067.468,99	1.848.930,00	1.607.773,35	1.349.943,47	1.081.542,04	808.568,63
		FdC 7	FdC 8	FdC 9	FdC 10	FdC 11	FdC 12	FdC 13
	Flujos de Caja	3.489.056	3.298.658	3.080.119	2.838.962	2.581.132	2.312.731	2.039.758
	TIR (20 años)							
	TIR (16 años)							
	VAN							
	OPEX: Ingresos - gastos corrientes							
	CAPEX: Inversión de reposición							

Cuenta de Pérdidas y Ganancias		2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
	Importe neto de la cifra de Negocios	2.796.975	2.463.128	2.143.907	1.844.103	1.567.340	1.316.064	1.091.596
	Gastos de gestión + O&M	850.210,85	870.615,91	891.510,69	912.906,95	934.816,72	957.252,32	980.226,37
	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.946.764,35	1.592.512,33	1.252.396,13	931.195,94	632.523,21	358.811,67	111.369,74
	Gastos financieros							
	Gastos de Amortización	1.231.188,93	1.231.188,93	1.231.188,93	1.231.188,93	1.231.188,93	1.231.188,93	1.231.188,93
	RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	715.575,41	361.323,39	21.207,19	-299.992,99	-598.665,72	-872.377,26	-1.119.819,19
25%	Impuesto sobre beneficio	178.893,85	90.330,85	5.301,80	0,00	0,00	0,00	0,00
	RESULTADO DEL EJERCICIO	536.681,56	270.992,55	15.905,39	-299.992,99	-598.665,72	-872.377,26	-1.119.819,19
		FdC 14	FdC 15	FdC 16	FdC 17	FdC 18	FdC 19	FdC 20
	Flujos de Caja	1.767.870	1.502.181	1.247.094	931.195,94	632.523,21	358.811,67	111.369,74
	TIR (20 años)							
	TIR (16 años)							
	VAN							
	OPEX: Ingresos - gastos corrientes							
	CAPEX: Inversión de reposición							

Tabla 30. Flujo de caja