



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER EVALUACIÓN TÉCNICO/ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO EN LA RIBERA ALTA DE NAVARRA

Autor: Miguel García Erice

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Agosto de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Evaluación técnico/económica de un parque eólica en la Ribera Alta de
Navarra en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en
el
curso académico 2024/2025 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.: Miguel García Erice

Fecha: 26/ 08/ 2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Ignacio Martín
Gutiérrez

2025.08.27 00:51:48
+10'00'



Fdo.: Ignacio Martín Gutiérrez

Fecha: 26/ 08/ 2025



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER EVALUACIÓN TÉCNICO/ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO EN LA RIBERA ALTA DE NAVARRA

Autor: Miguel García Erice

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Agosto de 2025

Agradecimientos

En primer lugar, quiero expresar mi agradecimiento a mi familia por su apoyo incondicional a lo largo de estos años. Gracias por la educación que me habéis dado y por transmitirme valores que han sido muy importantes en mi desarrollo personal y académico. Gracias también por estar a mi lado y sostenerme en los momentos más duros de mi etapa universitaria, animándome a seguir adelante y no dejar la carrera.

De la misma manera quiero dar gracias a mis amigos, que siempre han estado presentes ofreciéndome compañía, diversión y días para el recuerdo. Gracias a vosotros me animé a salir de Pamplona y venir a Madrid para iniciar una nueva etapa de mi vida, decisión con la cual estoy muy satisfecho y de la que no me arrepiento para nada, ya que he crecido mucho como persona.

Quiero hacer mención especial a los seres queridos que ya no están, pero que recordaré siempre. Estoy seguro de que estarían orgullosos de mí en este momento tan importante.

Por último agradecer al Colegio San Cernin de Pamplona lugar donde empecé mis estudios y de donde guardo anécdotas inolvidables, a la Universidad Pública de Navarra por la buena formación recibida y enseñarme a trabajar duro para alcanzar los éxitos y finalmente gracias a la Universidad Pontificia de Comillas por darme la oportunidad de formar parte de esta maravillosa universidad, por la gran formación y por ayudarme a introducirme en el mundo laboral.

EVALUACIÓN TÉCNICO/ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO EN LA RIBERA ALTA DE NAVARRA

Autor: García Erice, Miguel

Director: Martín, Gutiérrez, Ignacio

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Se ha desarrollado un estudio técnico-económico completo para un parque eólico terrestre de 49,5 MW situado en la Ribera Alta de Navarra, compuesto por 15 aerogeneradores. Se ha optimizado la disposición del parque y diseñado su sistema eléctrico de evacuación. Se ha obtenido una producción anual neta de 211 GWh con un VAN de 17,3 M€ y una TIR del 8,87 %.

Palabras clave: Energía eólica, Parque eólico terrestre, Aerogenerador, Curva de potencia, Distribución Weibull, Factor de capacidad, Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR)

1. Introducción

En el contexto actual de transición energética la energía eólica se ha consolidado como una de las tecnologías más maduras, eficientes y competitivas. Su desarrollo contribuye directamente a los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, que busca alcanzar un 81% de generación eléctrica renovable en España para el año 2030. Navarra es una de las comunidades pioneras y con mayor tradición en el desarrollo de parques eólicos y presenta una elevada penetración de energías renovables en su mix eléctrico con un 68%.

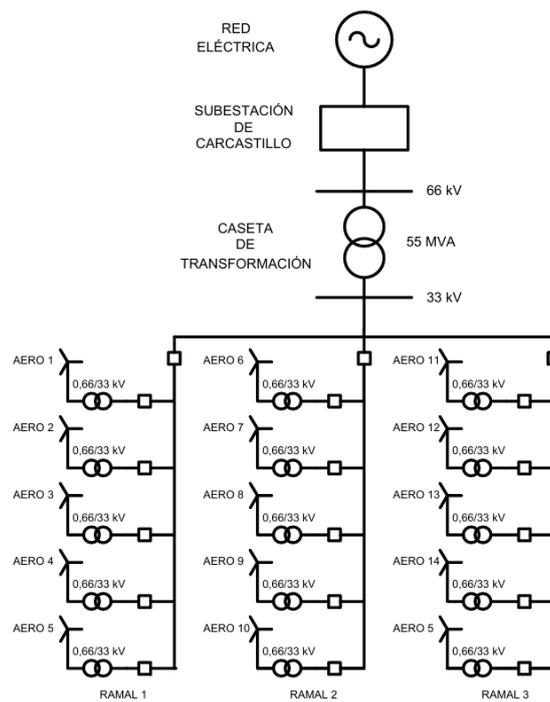
El presente proyecto tiene como objetivo evaluar la viabilidad técnica y económica de un parque eólico terrestre de 49,5 MW situado en la Ribera Alta de Navarra, en el área de Carcastillo. Además de analizar la producción energética y la rentabilidad económica, se pretende valorar los impactos positivos en términos de sostenibilidad y desarrollo socio económico local.

2. Definición del proyecto

El proyecto comienza con la elección del emplazamiento, un aspect clave que condiciona tanto la producción de energía como la viabilidad técnica y económica de la instalación. Tras analizar diferentes alternativas, se selecciona el área situada al sur de Figarol, ya que reúne

condiciones favorables como la buena accesibilidad logística, la cercanía a puntos de conexión de la red eléctrica y limitaciones ambientales reducidas. Esta zona, a pesar de tener vientos moderados de en torno a los 8 m/s tiene vientos constantes y con baja turbulencia, lo que presenta una producción estable a lo largo del tiempo. Estas condiciones se ajustan al aerogenerador Nordex N131/3300, diseñado para emplazamientos de Viento medio y cuya potencia unitaria es de 3,3 MW. En función del área disponible se proyecta una disposición de 15 aerogeneradores distribuidos en 3 filas teniendo en cuenta el efecto estela.

En cuanto a la parte técnica, se diseña la infraestructura eléctrica necesaria para la evacuación de la energía y su inyección a la red. Esta consiste en una red interna de 3 ramales de media tensión (33 kV) que agrupan la producción de cada fila de aerogeneradores, los cuales están conectados a un transformador elevador de 55 MVA, que adapta el nivel de tensión a 66 kV para la distribución en la línea de evacuación. Esta línea tiene una longitud de 7,25 km y conecta con la subestación de Carcastillo, punto de conexión a la red.



Esquema unifilar del parque

De la misma manera se realiza la obra civil necesaria para poner en funcionamiento el parque eólico, construyendo los viales de acceso, las cimentaciones para soportar las cargas a las que está sometido el aerogenerador y las zanjas por las que discurre enterrado el cableado eléctrico. Además, se estudia el impacto Ambiental, evitando las áreas sensibles y tratando de mitigar los efectos sobre el paisaje y la biodiversidad.

3. Resultados y conclusiones

El análisis energético del parque eólico presenta una producción anual neta de 211 GWh, con un factor de capacidad del 48,7%, el cual está por encima de la media en el que se sitúa, la energía eólica terrestre, lo que confirma la adecuada elección del emplazamiento y la eficiencia del diseño.

Desde el punto de vista económico, la inversión inicial para poner en marcha el parque es de 65,39 millones de euros, con unos costes de operación anuales variables debido a la inflación de alrededor de 2,5-3 millones de euros. A raíz de estos valores se obtiene un VAN de 16,3 millones de euros y un TIR del 8,87% que garantizan la viabilidad del proyecto (el VAN es positivo y la TIR es superior a la tasa de descuento del 6%). Los beneficios del parque empiezan a generarse a partir del año 15, momento en el cual los ingresos superan el coste la inversión inicial.

Concepto	Resultado
Potencia del aerogenerador	3,3 MW
Nº de aerogeneradores	15
Potencia del parque eólico	49,5 MW
Energía bruta anual generada	239,94 GWh
Pérdidas totales	12%
Energía neta anual generada	211,15 GWh
Factor de capacidad	48,7 %
Inversión inicial	65,39 M €
VAN	16,3 M €
TIR	8,87%
Periodo de amortización	15 años

Resultados obtenidos

TECHNICAL AND ECONOMIC ASSESMENT OF A WIND FARM IN THE RIBERA ALTA REGION OF NAVARRA

Author: García Erice, Miguel.

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

A comprehensive technical and economic study has been carried out for a 49.5 MW onshore wind farm located in the Ribera Alta región of Navarra, consisting on 15 wind turbines. The wind farm layout has been optimized, and the electrical evacuation system has been designed. The project achieves a net anual energy production of 211 GWh, with a NPV of €17.3 million and a IRR of 8.87%

Keywords: Wind energy, Onshore wind farm, Wind turbine, Power curve, Weibull distribution, Capacity factor, Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR)

1. Introduction

In the current context of energy transition, wind power has become one of the most mature, efficient, and competitive technologies. Its development contributes directly to the objectives of the Integrated National Energy and Climate Plan (PNIEC) 2021–2030, which aims to achieve 81% renewable electricity generation in Spain by 2030. Navarra is one of the pioneering regions with the longest tradition in the development of wind farms and shows a high penetration of renewable energies in its electricity mix, reaching 68%.

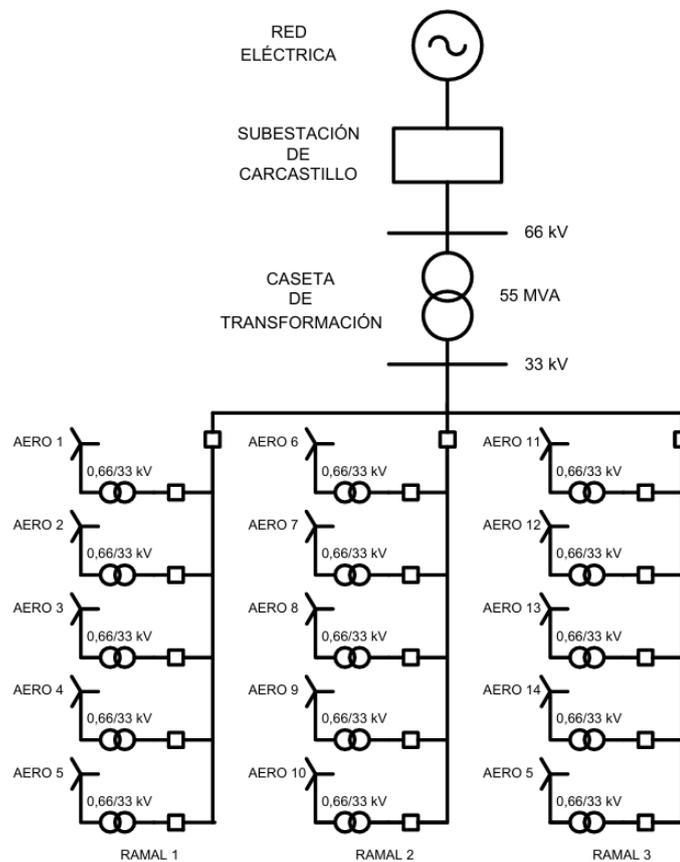
The objective of this project is to assess the technical and economic feasibility of a 49.5 MW onshore wind farm located in the Ribera Alta of Navarra, in the Carcastillo area. In addition to analyzing energy production and economic profitability, the project also aims to evaluate the positive impacts in terms of sustainability and local socioeconomic development.

2. Project definition

The project begins with the selection of the site, a key aspect that conditions both the energy production and the technical and economic feasibility of the installation. After analyzing different alternatives, the area located south of Figarol is selected, as it meets favorable conditions such as good logistical accessibility, proximity to grid connection points, and reduced environmental constraints. Although this area has moderate wind speeds of around 8 m/s, the winds are constant and with low turbulence, which ensures stable production over time. These conditions match the Nordex N131/3300 wind turbine, designed for medium-

wind sites and with a unit power output of 3.3 MW. Based on the available area, a layout of 15 wind turbines distributed in 3 rows is projected, taking into account the wake effect.

Regarding the technical part, the electrical infrastructure necessary for the evacuation of the energy and its injection into the grid is designed. This consists of an internal network of 3 medium-voltage branches (33 kV) that collect the production of each turbine row, which are connected to a step-up transformer of 55 MVA that adapts the voltage level to 66 kV for distribution through the evacuation line. This line has a length of 7.25 km and connects to the Carcastillo substation, the grid connection point.



Single-line diagram of the wind farm

In the same way, the civil works necessary to put the wind farm into operation are carried out, including the construction of access roads, the foundations to withstand the loads to which the wind turbines are subjected, and the trenches through which the electrical cabling is buried. In addition, the environmental impact is assessed, avoiding sensitive areas and seeking to mitigate the effects on the landscape and biodiversity.

3. Results and conclusions

The energy analysis of the wind farm shows a net annual production of 211 GWh, with a capacity factor of 48.7%, which is above the average for onshore wind energy. This confirms both the appropriate choice of the site and the efficiency of the design.

From an economic perspective, the initial investment required to commission the wind farm amounts to €65.39 million, with annual operating costs that vary due to inflation, estimated at around €2.5–3 million. Based on these values, a Net Present Value (NPV) of €16.3 million and an Internal Rate of Return (IRR) of 8.87% are obtained, which ensure the feasibility of the project (since the NPV is positive and the IRR is higher than the discount rate of 6%). Profits begin to be generated from year 15, when revenues exceed the initial investment cost.

Concept	Result
Turbine rated power	3.3 MW
Number of turbines	15
Wind farm capacity	49.5 MW
Gross annual energy generation	239.94 GWh
Total losses	12%
Net annual energy generation	211.15 GWh
Capacity factor	48.7 %
Initial investment	65.39 M €
NPV	16.3 M €
IRR	8.87%
Payback period	15 years

Obtained results

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	5
1.1 Estado del arte	6
1.2 Motivación del proyecto.....	7
1.3 Objetivos	8
1.4 Objetivos de desarrollo sostenible.....	9
1.5 Cronograma.....	10
1.6 Recursos a emplear.....	11
Capítulo 2. Definición del parque.....	13
2.1 Elección del emplazamiento.....	13
2.2 Análisis del recurso eólico	17
2.3 Modelo de aerogenerador.....	19
2.4 Disposición del parque	20
Capítulo 3. Análisis de la ingeniería.....	24
3.1 Infraestructura eléctrica.....	24
3.1.1 Unidad de generación	24
3.1.2 Red interna de MT.....	25
3.1.3 Caseta de transformación	32
3.1.4 Línea de evacuación.....	34
3.1.5 Pérdidas de potencia	37
3.1.6 Conexión a la red.....	38
3.2 Obra civil.....	40
3.2.1 Caminos de acceso	40
3.2.2 Cimentaciones	42
3.2.3 Plataformas de montaje.....	43
3.2.4 Caseta de transformación	44
3.2.5 Zanjas.....	45
Capítulo 4. Evaluación Energética y Económica.....	47
4.1 Impacto medio ambiental	47
4.1.1 Impacto sobre el medio y paisaje	47
4.1.2 Impactos sobre la biodiversidad	48

4.1.3 Impacto hidrológico	48
4.1.4 Impacto acústico.....	49
4.1.5 Impacto social	49
4.2 Evaluación energética	50
4.3 Evaluación económica.....	56
4.3.1 CAPEX.....	56
4.3.2 OPEX.....	62
4.3.3 Venta de la energía.....	63
4.3.4 Valor Actual Neto.....	67
4.3.5 Tasa interna de retorno	68
4.3.6 Periodo de amortización	69
4.4 Conclusión.....	70
Capítulo 5. Bibliografía.....	72
 ANEXOS	
Anexo I: Datasheet del aerogenerador	78
Anexo II: Disposición del parque	79
Anexo III: Esquema unifilar	80
Anexo IV: Datasheet del cable de la red interna MT.....	81
Anexo V: Celdas de MT y AT.....	82
Anexo VI: Datasheet del transformador	83
Anexo VII: Datasheet del cable de evacuación	84
Anexo VIII: Flujos de caja.....	85

Índice de figuras

Figura 1: Generación eléctrica en Navarra (Enercluster) [2]	6
Figura 2: ODS alineados con el proyecto (UN)	9
Figura 3: Cronograma del proyecto.....	11
Figura 4: Emplazamiento del parque eólico (Idena)	16
Figura 5: Detalle del emplazamiento (Idena)	16
Figura 6: Densidad media de potencia a 100 m (GlobalWindAtlas).....	17
Figura 7: Velocidad media del viento a 100 m (GlobalWindAtlas).....	18
Figura 8: Rosa de frecuencias del viento.....	18
Figura 9: Curva de potencia del N131/3300 (WindTurbineModels) [8].....	19
Figura 10: Distancias recomendadas entre aerogeneradores. (WindPowerPlus)[9].....	21
Figura 11: Disposición final del parque eólico (Google Earth).....	23
Figura 12: Cable seleccionado para la red de MT (Prysmian)	26
Figura 13: Cable seleccionado para la línea de evacuación (Torrent Electricals) [15]	34
Figura 14: Infraestructura eléctrica próxima al emplazamiento (Open Infrastructure Map) [18]	39
Figura 15: Viales de acceso del parque eólico (Google Earth)	41
Figura 16: Cimentación circular maciza con jaula de pernos de anclaje (Nxfem) [19]	42
Figura 17: Plataforma de montaje de un aerogenerador (Interempresas) [21]	43
Figura 18: Avutarda común en Navarra (Diario de Navarra).....	48
Figura 19: Distribución de Weibull del emplazamiento.....	52
Figura 20: Porcentajes del CAPEX	61
Figura 21: Precios medios del mercado eléctrico en los próximos años (EIFO)	64
Figura 22: Tasa de captura de la energía eólica en los próximos años (EIFO).....	64

Índice de tablas

Tabla 1: Matriz de valoración de los emplazamientos	15
Tabla 2: Coordenadas de los aerogeneradores	23
Tabla 3: Potencia y corriente de servicio en cada tramo	28
Tabla 4: Factor de corrección para temperatura del terreno diferente a 25° (BOE) [12]	28
Tabla 5: Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad (BOE) [12]	29
Tabla 6: Factor de corrección para resistividad térmica del terreno diferente a 1,5 K·m/W (BOE) [12].....	29
Tabla 7: Factores de corrección para profundidades distintas de 1 m (BOE) [12]	30
Tabla 8: Secciones elegidas para los diferentes tramos.....	31
Tabla 9: Caídas de tensión en cada tramo	32
Tabla 10: Sección elegida para la línea de evacuación	35
Tabla 12: Caída de tensión en la línea de evacuación	36
Tabla 13: Pérdidas de potencia eléctrica totales	38
Tabla 14: Anchos de zanja para cada sección	46
Tabla 15: Parámetros de Weibull A y k según la dirección del viento	51
Tabla 16: Energía bruta generada por un aerogenerador.....	53
Tabla 17: Porcentajes de pérdidas	54
Tabla 18: Energía neta generada en el parque eólico	55
Tabla 19: Costes de inversión asociados a los aerogeneradores	57
Tabla 20: Costes de inversión asociados a la infraestructura eléctrica.....	58
Tabla 21: Costes de inversión asociados a la obra civil	59
Tabla 22: Costes de inversión indirectos	60
Tabla 23: Costes de desmantelamiento	60
Tabla 24: Costes totales de inversión (CAPEX)	61
Tabla 25: Costes anuales operacionales OPEX.....	63
Tabla 26: Ingresos anuales obtenidos.....	66

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En los últimos tiempos, el cambio hacia un modelo energético basado en fuentes renovables con el objetivo de reducir la dependencia de los combustibles fósiles, mitigar los efectos del cambio climático y garantizar un futuro sostenible se ha convertido en una prioridad global. Bajo estas circunstancias, la producción de energía eólica ha ganado un protagonismo significativo, siendo una de las opciones más limpias y eficientes.

La localidad de Carcastillo, situada en la Ribera Alta de Navarra, ofrece condiciones favorables para el aprovechamiento de esta fuente energética, pese a no contar con elevadas altitudes ni vientos intensos como en otras zonas de la Comunidad Foral. Sin embargo, su principal fortaleza radica en la constancia y estabilidad de la dirección del viento, con velocidades medias en torno a los 8 m/s, lo que permite una producción sostenida a lo largo del tiempo.

Además, el avance tecnológico de los aerogeneradores en términos de eficiencia, control y adaptación a entornos de viento moderado ha permitido que emplazamientos como la zona próxima a Carcastillo, anteriormente menos atractivos para el desarrollo de parques eólicos, se conviertan hoy en localizaciones viables tanto técnica como económicamente.

De esta manera, el proyecto se encuentra dentro de los objetivos establecidos por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 aumentando la capacidad instalada de energía eólica y promoviendo la transición energética. Además de la generación de energía limpia, se tiene como meta promover el desarrollo económico y social de la región mediante la generación de empleo y la mejora en las infraestructuras locales.

Para ello, además de realizar un estudio del recurso eólico a raíz del cual se elige la ubicación del parque y el modelo de aerogenerador más adecuado, se debe definir una disposición óptima de las turbinas para maximizar la eficiencia del sistema y asegurar una generación continua y estable. De la misma manera, se debe abordar el diseño del sistema eléctrico de

evacuación, así como los aspectos clave de la obra civil. Finalmente, se incluye un análisis energético y económico con el objetivo de evaluar la viabilidad y rentabilidad del proyecto a largo plazo.

1.1 ESTADO DEL ARTE

La Comunidad Foral de Navarra ha sido pionera en la generación de electricidad a partir de fuentes renovables. En 2024, el 68% de la electricidad producida en la comunidad, provino de éstas, siendo la energía eólica la principal, con más del 50% del total generado y una potencia instalada superior a 1550 MW [1]. Esta situación refleja el alto grado de penetración de las energías limpias en el mix eléctrico navarro.

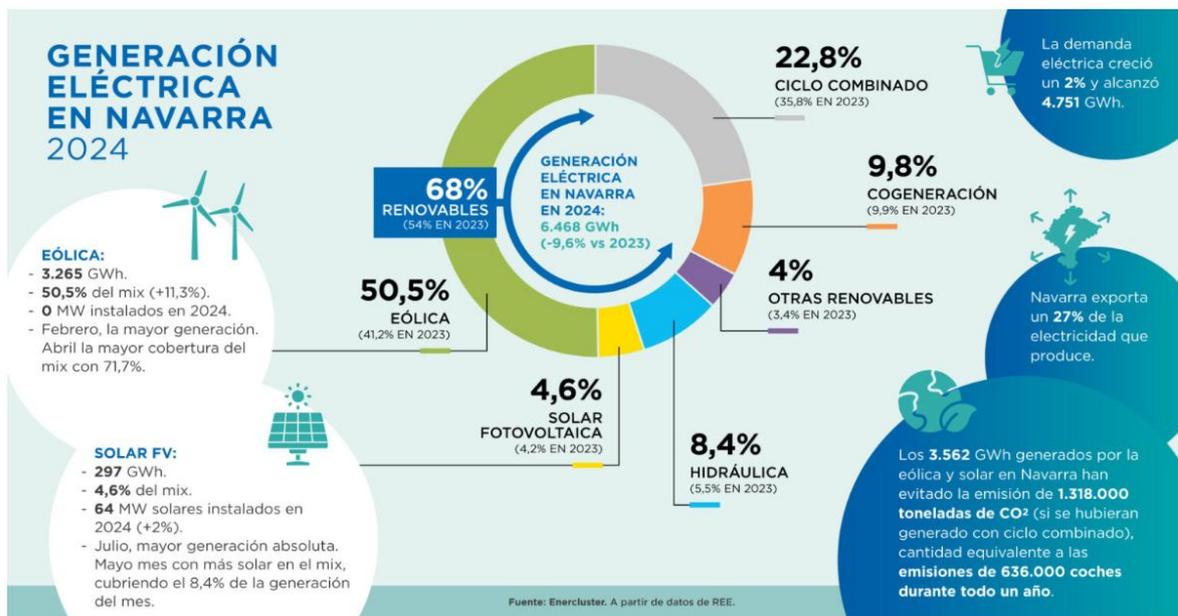


Figura 1: Generación eléctrica en Navarra (Enercluster) [2]

Las soluciones tecnológicas han desempeñado un papel clave en el desarrollo de la energía eólica mejorando la eficiencia, optimizando la integración en la red y reduciendo el impacto medioambiental. El uso de aerogeneradores avanzados con palas de mayor longitud y materiales más ligeros maximiza la captura de energía aún con vientos moderados. De la misma manera los sistemas de control inteligentes permiten ajustar en tiempo real la

orientación de las turbinas adaptándose a las condiciones climáticas. Destacan los proyectos de *repowering* en Navarra, reemplazando aerogeneradores obsoletos por modelos más avanzados incrementando la producción sin modificar la superficie.

En cuanto a los aspectos normativos en Navarra, los parques eólicos se deben someter a la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) para identificar y prevenir los efectos nocivos sobre el medioambiente y la biodiversidad [3]. Destaca la precaución que se debe tener en áreas cercanas a zonas sensibles como la Red Natura 2000. En resumen, se deben realizar estudios detallados sobre el impacto visual, acústico y sobre ecosistemas protegidos.

A pesar de ser una comunidad desarrollada en los proyectos eólicos, existen varios retos a los que enfrentarse como la integración de sistemas de almacenamiento de energía o el diseño de redes eléctricas inteligentes para evitar la intermitencia del recurso y asegurar el suministro eléctrico en contextos de alta penetración renovable.

1.2 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Una vez se ha puesto en contexto la situación actual de la energía eólica en Navarra se procede a justificar los factores claves que han motivado la realización de este proyecto.

Objetivos del PNIEC: La Comunidad Foral de Navarra debe continuar impulsando proyectos que contribuyan al cumplimiento de los objetivos energéticos y climáticos establecidos en el PNIEC realizando una transición energética limpia que concluya con el ambicioso reto de alcanzar la neutralidad climática en el año 2050.

Desarrollo socioeconómico: Además de los beneficios en el ámbito energético y medioambiental, este proyecto representa una oportunidad de desarrollo para una zona rural con baja densidad de población creando empleos locales y generando ingresos provenientes de las compensaciones económicas a propietarios y entidades locales.

Autonomía energética: Con el aumento de la capacidad renovable en Navarra no solo se reduce la dependencia de fuentes de energía no renovables importadas, sino que también se refuerza la estabilidad y seguridad del suministro eléctrico de la región.

1.3 OBJETIVOS

En el desarrollo del presente trabajo de fin de máster se deberá cumplir con una serie de objetivos o hitos con el fin de poder realizar el análisis completo de la viabilidad económica de un parque eólico. Así pues, se presentan los siguientes objetivos:

1. Definición del parque: Involucra la caracterización general del parque, incluyendo el análisis del recurso eólico, la elección del emplazamiento y el modelo de aerogenerador, su disposición y orientación, así como la capacidad total instalada. Supone el punto de partida sobre el que se desarrollan las fases posteriores del proyecto.

2. Análisis de la ingeniería: Incluye el desarrollo del sistema eléctrico de evacuación, abarcando la selección del cableado de media y alta tensión, celdas, transformadores, configuración de la subestación y tipo de interconexión a la red. Se aborda también la obra civil necesaria para la correcta ejecución del proyecto, como los caminos de acceso, cimentaciones y zanjas.

3. Evaluación energética y económica: Contiene el cálculo de la energía bruta generada por el parque, así como todas las pérdidas que permiten estimar la energía neta vertida a la red. Asimismo, se realiza la evaluación económica mediante el cálculo de los costes de inversión CAPEX y de operación OPEX del parque y de los ingresos generados por la venta de la energía para obtener el VAN y la TIR, los cuales permiten sacar conclusiones sobre la viabilidad y rentabilidad del proyecto.

1.4 OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) pretenden abordar retos globales a partir de un enfoque integral promoviendo el bienestar económico, la igualdad social y la sostenibilidad ambiental. De esta manera, el desarrollo de este parque eólico se alinea de forma directa con varios de ellos, especialmente los vinculados a la transición energética, la lucha contra el cambio climático y el desarrollo económico local:



Figura 2: ODS alineados con el proyecto (UN)

- **ODS 7 Energía asequible y no contaminante:** La generación de energía eólica no solo reduce la generación de gases de efecto invernadero, sino que también reduce la dependencia de combustibles fósiles. Además de ello, contribuye a la reducción de costes de la electricidad a largo plazo, mejorando la accesibilidad económica de las regiones locales. En 2023 se evitaron en España 3697,6 M€ de importaciones de combustible fósil en España gracias a la eólica [4].
- **ODS 8 Trabajo decente y crecimiento económico:** Se incrementa el desarrollo económico social de la zona generando empleos directos como de construcción y mantenimiento o indirectos como fabricación de componentes o logística. En 2023, el sector eólico emplea de forma directa a 19421 profesionales y de forma indirecta a 16320 sumando un total de 35471 personas empleadas en España [4]
- **ODS 13 Acción por el clima:** El proyecto se enmarca en los objetivos del PNIEC, cuya meta es de 81% de electricidad producida por renovables [5]. Relacionado con el objetivo anterior, en 2023, gracias a la eólica se evitó la emisión a la atmósfera de 32,8 millones de toneladas de CO₂ [4].

1.5 CRONOGRAMA

En cuanto a la metodología de trabajo, el problema se va a dividir en los objetivos mencionados previamente para que sea abordado de manera más sencilla. Sumado a eso, se añadirán algunas fases que también van a tener relevancia en el progreso del proyecto.

1. **Recolección de información (1 mes):** En esta primera fase, se recopila información relativa a los parques eólicos para entender el contexto y las tecnologías existentes. Además, se revisa la regulación de la zona para elegir la ubicación adecuada que cuente con un recurso eólico con potencial suficiente y estable que haga viable la implantación de un parque eólico.
2. **Definición del parque (1 mes):** Con el emplazamiento ya elegido se analizan las características del terreno y se selecciona el modelo de aerogenerador teniendo en cuenta el tipo de turbina, la potencia y la eficiencia. También se estima la capacidad del parque considerando el número de aerogeneradores y su potencia nominal, así como su disposición y orientación.
3. **Análisis de la ingeniería (2-3 meses):** Es la fase más larga y técnica del proyecto, en la que se diseña en detalle el sistema eléctrico de evacuación incluyendo la selección de cables, transformadores y subestación. Asimismo, se planifica la obra civil para la construcción del parque como accesos, cimentaciones y zanjas.
4. **Evaluación energética y económica (1 mes):** En esta fase se calcula la producción de energía, el precio de venta y los costes de inversión y de operación. Con estos datos se evalúa la rentabilidad del proyecto mediante indicadores como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el tiempo de amortización.
5. **Redacción de la memoria (1 mes):** En esta última fase del proyecto se añaden conclusiones y se incluyen todos los resultados e ideas en la memoria final puliendo los puntos débiles y mejorando la presentación.

emplazamiento, así cómo el nivel de tensión de la red más cercana con el objetivo de analizar la posibilidad de conexión a la red.

Por último, para obtener una mejor visión de la estructura del parque se va a utilizar **AutoCAD**, a partir del cual se van a diseñar tanto el esquema unifilar del sistema eléctrico del parque desde la generación de energía en el aerogenerador hasta la inyección en la red eléctrica. De la misma manera se va a realizar un esquema de los elementos del parque mostrando la distancia entre ellos para facilitar la comprensión del diseño y la disposición general de la instalación

Capítulo 2. DEFINICIÓN DEL PARQUE

La definición general de un parque eólico constituye el punto de partida del proyecto y sienta las bases sobre las que se desarrollan las fases posteriores. En esta primera etapa, y partiendo del análisis del recurso eólico, se elige el emplazamiento adecuado, así como la tecnología de generación con el objetivo de determinar la capacidad del parque, definida a partir del número de aerogeneradores y su configuración.

2.1 ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

La elección del emplazamiento no solo consiste en identificar una zona con buen recurso eólico, si no que requiere un análisis exhaustivo que combine el potencial de generación eléctrica con las posibles limitaciones técnicas, ambientales y económicas del entorno. Es un proceso en el cual se evalúan diferentes alternativas, teniendo en cuenta sus ventajas e inconvenientes, seleccionando aquella que ofrezca el equilibrio más favorable entre todos los requisitos que aseguren la viabilidad del proyecto. Los criterios fundamentales para considerar son los siguientes:

- **Recurso eólico:** Es el factor principal a la hora de elegir la ubicación. Además de que el viento sea suficientemente fuerte, tiene que ser constante y provenir de direcciones lo más estables posible. Es por ello que se analiza la velocidad media anual del viento, su variabilidad y la distribución de direcciones predominantes. Para garantizar la rentabilidad del parque es necesario que la velocidad media supere los 6 m/s a la altura del buje [6], acompañado de un índice bajo de turbulencia.
- **Orografía del terreno:** La topografía y calidad del suelo influyen directamente en la obra civil y en el montaje de los aerogeneradores. Las zonas llanas o con pendientes suaves reducen el coste de construcción y facilitan el mantenimiento. Además, la topografía afecta al comportamiento del viento, pudiendo generar turbulencias que reduzcan la eficiencia.

- **Accesibilidad y logística:** El emplazamiento debe contar con accesos adecuados para el transporte de componentes de gran tamaño, así como la maquinaria necesaria para la construcción. La proximidad a carreteras principales puede reducir los costes y plazos del proyecto.
- **Proximidad a la red eléctrica:** El parque debe ubicarse cerca de infraestructuras eléctricas que sean capaces de absorber la energía generada, evitando la construcción de subestaciones y costosas líneas de evacuación.
- **Restricciones ambientales:** El parque no puede ubicarse en zonas protegidas o de alto valor ecológico, como las incluidas en la red Natura 2000, áreas críticas para la fauna o de alto valor paisajístico [7].

Tras el análisis de estos criterios, se han identificado dos emplazamientos que reúnen las condiciones más favorables para el desarrollo del parque eólico. En la selección se ha tenido en cuenta también la imposibilidad de implantar el proyecto en zonas donde ya se encuentran otros parques en operación para evitar conflictos de ocupación.

Ujué-Murillo el Fruto: Ubicado en el entorno de la Sierra de Ujué, esta zona combina alturas elevadas con laderas abiertas que favorecen la captación de vientos constantes e intensidad notable. A pesar de que la altitud resulte prometedora para la explotación del recurso, también supone un reto adicional para el transporte de componentes y la ejecución de obras. Desde el punto de vista de la proximidad a puntos de conexión de la red, no representa ni una ventaja destacada, ni una limitación significativa. Asimismo, el lugar presenta ciertas limitaciones ambientales, pero existe margen para el desarrollo del proyecto con una adecuada preparación.

Carcastillo: Esta zona situada en la Ribera Alta de Navarra, presenta un terreno predominantemente llano con vientos moderados, pero constantes y con una dirección bien definida. El terreno cuenta con accesos directos mediante carreteras principales y caminos agrícolas, facilitando las labores de transporte e instalación. De la misma manera la proximidad a puntos de conexión eléctrica y las pocas limitaciones ambientales la convierten en una ubicación favorable.

Una vez se han establecido los criterios de elección y se han seleccionado dos emplazamientos favorables se elabora una matriz de valoración que evalúa cada una de las ubicaciones con base en los criterios, a los cuales se les asigna un peso porcentual en función de su relevancia para la viabilidad técnica, económica y ambiental del proyecto. De la misma manera se califica cada emplazamiento en una escala del 1 al 10 para poder obtener una media ponderada que permita seleccionar de forma objetiva una de las dos alternativas.

Criterio	Peso (%)	Ujué	Carcastillo
Recurso eólico	35	10	7
Orografía del terreno	15	6	9
Accesibilidad y logística	20	6	10
Proximidad a la red eléctrica	15	7	8
Restricciones ambientales	15	6	8
Media ponderada	100	7,55	8,20

Tabla 1: Matriz de valoración de los emplazamientos

Tras el análisis comparativo, el emplazamiento seleccionado es **Carcastillo**, el cual, aunque presenta un recurso eólico más moderado, destaca por ofrecer un conjunto de condiciones más equilibradas y favorables para la viabilidad global del proyecto. Su orografía accesible, la facilidad de transporte, la proximidad a infraestructuras eléctricas de evacuación y las limitaciones ambientales reducidas compensan la menor velocidad media del viento.

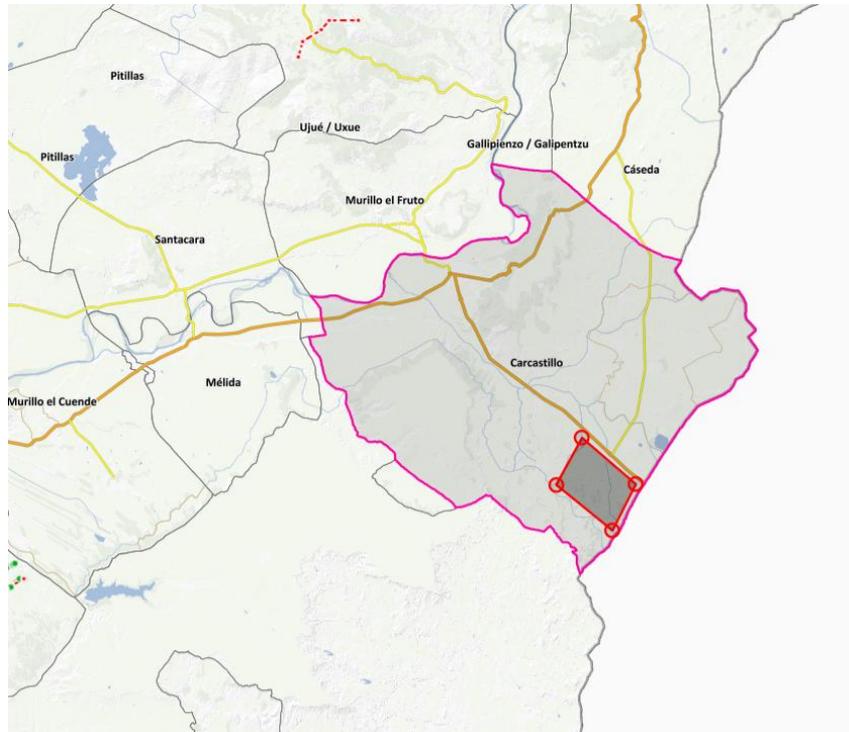


Figura 4: Emplazamiento del parque eólico (Idena)

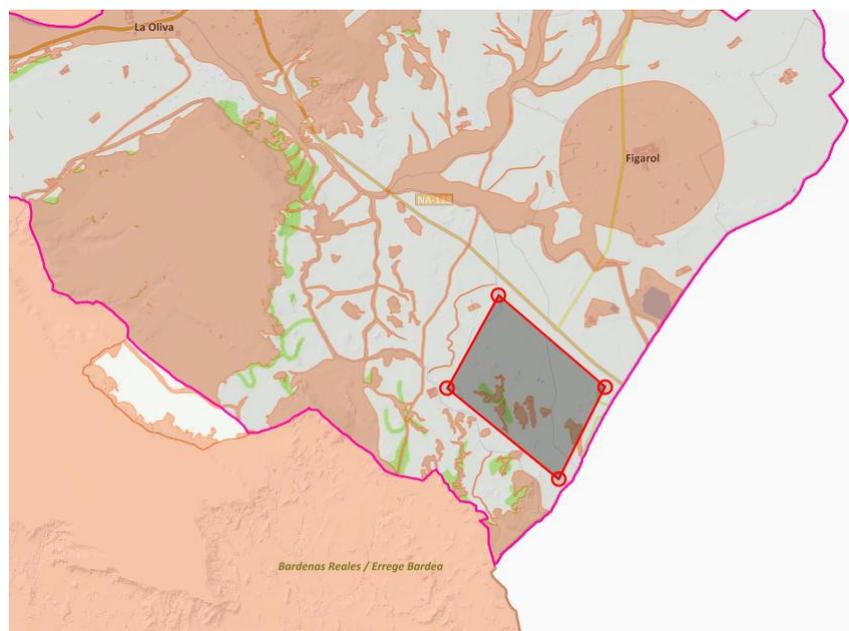


Figura 5: Detalle del emplazamiento (Idena)

2.2 ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO

La ubicación elegida, situada al sur de Figarol entre la carretera NA-128 y el límite norte de las Bardenas Reales se caracteriza por tener vientos moderados, pero estables a lo largo del año. Esta constancia tanto en la intensidad como en la dirección del viento constituye un factor clave para garantizar la producción continua y predecible de energía. El análisis del recurso a 100 m de altura muestra que las zonas más ventosas del área ofrecen una velocidad media y una densidad de potencia suficientes para garantizar un rendimiento competitivo.

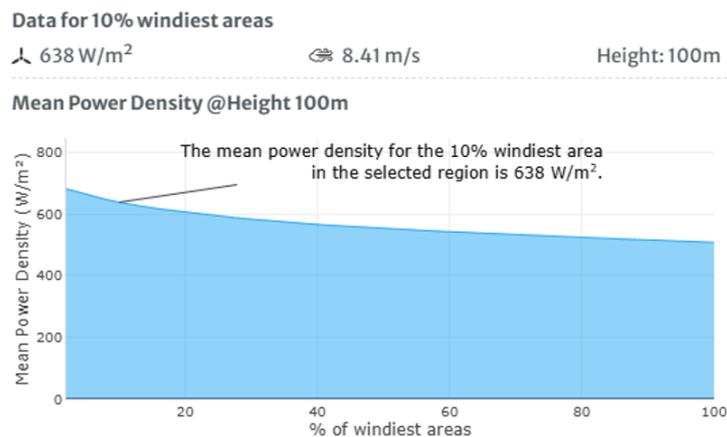


Figura 6: Densidad media de potencia a 100 m (GlobalWindAtlas)

De la misma manera el estudio indica que el viento está bien distribuido en todo el emplazamiento, siendo poco acusada la diferencia de velocidad entre las áreas con mayor potencial y las que menos. Por lo tanto, no se deben concentrar los aerogeneradores en puntos concretos para obtener un buen rendimiento, ya que gran parte de la superficie disponible presenta condiciones adecuadas para la generación, lo cual facilita la planificación y reduce las limitaciones en el diseño de la disposición final.

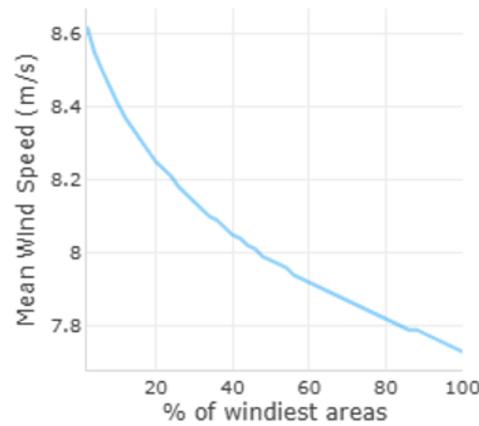


Figura 7: Velocidad media del viento a 100 m (GlobalWindAtlas)

En cuanto a la rosa de los vientos hay una tendencia claramente bidireccional en la que predominan los vientos del noroeste, es decir; el cierzo y vientos del sureste. Sin embargo, las direcciones son prácticamente opuestas, por lo que los aerogeneradores se orientarán en la dirección perpendicular y gracias al sistema de orientación de la góndola se maximizará la captación de energía.

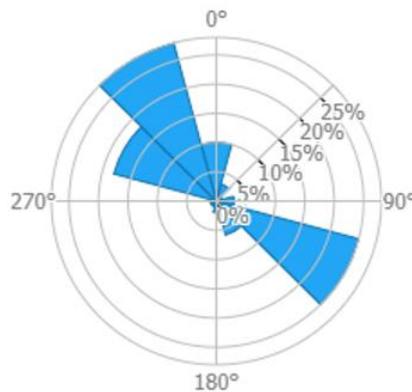


Figura 8: Rosa de frecuencias del viento

En cuanto a la calidad del viento, el relieve relativamente llano implica un bajo índice de turbulencia, lo cual favorece un comportamiento estable y reduce la fatiga de los componentes.

2.3 MODELO DE AEROGENERADOR

Una vez se ha estudiado el recurso eólico en el emplazamiento de Carcastillo, se ha optado por seleccionar el modelo del fabricante **Nordex N131/3300** como la opción más adecuada para maximizar la producción de energía. Este aerogenerador está diseñado para vientos moderados y constantes, coincidiendo con las características de la zona (velocidad media anual en torno a los 8 m/s), lo que garantiza un aprovechamiento eficiente de la energía disponible.

En cuanto al rotor, de 131 metros de diámetro, ofrece una amplia superficie de barrido permitiendo capturar una gran cantidad de energía incluso en condiciones de viento medio. Asimismo, la posibilidad de instalarlo sobre torres de gran altura (altura de buje entre 134 y 164 metros) resulta clave, ya que el perfil vertical del viento permite ganar velocidad con la altura, incrementando así la densidad de potencia y el factor de capacidad.

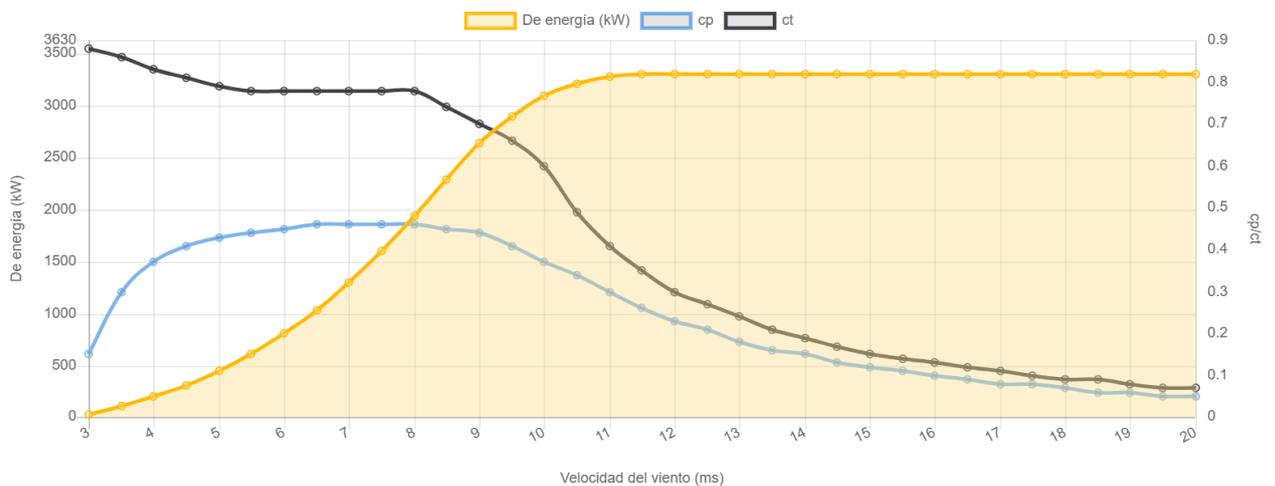


Figura 9: Curva de potencia del N131/3300 (WindTurbineModels) [8]

La curva de potencia del modelo muestra que alcanza su potencia nominal de 3,3 MW con una velocidad del viento de 11 m/s, el cual es un valor coherente si se compara con las condiciones máximas ofrecidas en el emplazamiento, asegurando un funcionamiento eficiente durante gran parte del año. Además, como todos los aerogeneradores modernos

cuenta con un sistema de control de orientación de la góndola, siendo especialmente importante en esta ubicación en la que el viento tiene 2 direcciones predominantes.

Además de todas estas características, el resto se pueden observar en el Anexo I, hay que sumar sus bajas emisiones acústicas en comparación con otros aerogeneradores del mercado, lo que facilita su integración en un entorno agrícola y de baja densidad poblacional.

2.4 DISPOSICIÓN DEL PARQUE

La disposición de los aerogeneradores tanto en posición como en orientación es un factor clave para maximizar la producción energética y reducir las interferencias entre turbinas ya sea por efecto estela (lo más común) o por turbulencias laterales. Así pues, para realizar el diseño se debe conocer la superficie disponible, las limitaciones físicas o normativas y las características del recurso eólico y del modelo empleado.

El emplazamiento seleccionado al sur de Figarol, cuenta con un área que cumple con las limitaciones establecidas por el apartado de Capacidad de Acogida Eólica del Plan Energético Navarro 2030 situado entre la carretera NA-128, la frontera con Aragón y zonas no aptas debidas a limitaciones ambientales como Las Bardenas Reales y los cultivos agrícolas. Todo ello resulta en un área disponible de aproximadamente **2 kilómetros de largo y 1,7 kilómetros de ancho**.

En el área disponible primero de todo hay que tener en cuenta la orientación que van a tener las diferentes filas de aerogeneradores. Como se comentó previamente, gracias a la rosa de frecuencias del viento (Figura 8), se establece que los aerogeneradores estén situados en la perpendicular de las 2 direcciones predominantes del viento, las cuales se dan en los 120° (Sureste) y en los 300° (Noroeste). Por lo tanto, las filas de aerogeneradores estarán en la perpendicular a estas direcciones, es decir; desde los 30° (Noreste) hasta los 210° (Suroeste).

Conocidas la orientación y el área disponible, se realiza la separación entre turbinas, la cual depende del diámetro del rotor (131 m), para evitar interferencias aerodinámicas que reduzcan la eficiencia. El efecto estela es el más limitante y reduce la velocidad del viento

aguas abajo de la turbina, aumentando las turbulencias y por consiguiente aumentando el desgaste de las turbinas que se encuentran detrás. La recomendación indica que debe haber entre 6 y 8 diámetros del rotor de separación.

$$\text{Separación dirección paralela} = (6D, 8D) = (6 \cdot 131, 8 \cdot 131) = (786 \text{ m}, 1048 \text{ m})$$

Una vez se conoce el rango se escoge un valor que se encuentre en torno a la mitad para tener cierto margen respecto a la distancia mínima recomendada. En este caso la separación de turbinas en la dirección paralela del viento es de **950 metros**.

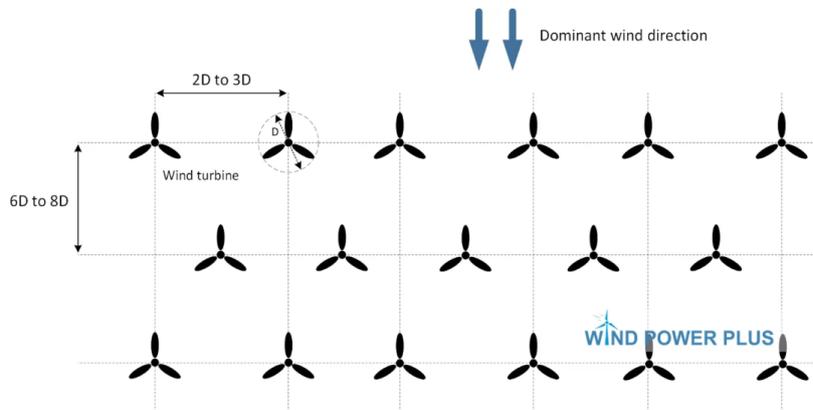


Figura 10: Distancias recomendadas entre aerogeneradores. (WindPowerPlus)[9]

De la misma manera las palas de los aerogeneradores también generan vórtices y turbulencias que se propagan hacia los lados, por ello no solo debe haber una separación entre las filas de aerogeneradores si no también entre los aerogeneradores de una misma fila (en la dirección perpendicular). La recomendación indica que debe haber entre 2 y 3 diámetros del rotor de separación.

$$\text{Separación dirección perpendicular} = (2D, 3D) = (2 \cdot 131, 3 \cdot 131) = (262 \text{ m}, 393 \text{ m})$$

Siguiendo el mismo criterio de antes se escoge un valor medio dentro del rango recomendable que se encuentre más cerca del límite menos restrictivo por priorizar que la eficiencia de generación no se vea afectada. Así pues, la separación entre las turbinas en la dirección perpendicular al viento es de **380 metros**.

Finalmente, conociendo el área disponible para situar los aerogeneradores y sabiendo la distancia que debe haber entre ellos, se calcula el número de aerogeneradores por fila y el número de filas. Se busca maximizar el aprovechamiento de la superficie disponible para distribuir los costes fijos de infraestructuras, obra civil y conexión eléctrica entre un mayor número de megavatios instalados, reduciendo el coste específico por MW y mejorando la rentabilidad global del proyecto.

$$N^{\circ} \text{ de turbinas por fila} = \frac{\text{Longitud del ancho}}{\text{Separación dirección perpendicular}} = \frac{1700 \text{ m}}{380 \text{ m}} = 4,47 \Rightarrow \mathbf{5 \text{ turbinas}}$$

Se redondea hacia arriba, ya que el valor obtenido implica que caben 4 tramos de separación entre turbinas lo que resulta en 5 aerogeneradores por fila. Para el número de filas la idea es la misma, pero teniendo en cuenta la longitud del largo del área y la separación en la dirección paralela del viento.

$$N^{\circ} \text{ de filas} = \frac{\text{Longitud del largo}}{\text{Separación dirección paralela}} = \frac{2000 \text{ m}}{950 \text{ m}} = 2,10 \Rightarrow \mathbf{3 \text{ filas}}$$

En cuanto al número de aerogeneradores totales del parque solo habrá que multiplicar el número de filas por los aerogeneradores que hay en cada fila, resultando finalmente en la capacidad total del parque una vez se haya multiplicado el número de aerogeneradores por los 3,3 MW de potencia unitarios.

$$N^{\circ} \text{ de aerogeneradores} = N^{\circ} \text{ de filas} \cdot N^{\circ} \text{ de turbinas por fila} = 3 \cdot 5 = \mathbf{15 \text{ aerogeneradores}}$$

$$\text{Capacidad del parque} = N^{\circ} \text{ de aerogeneradores} \cdot \text{Potencia unitaria} = 15 \cdot 3,3 = \mathbf{49,5 \text{ MW}}$$

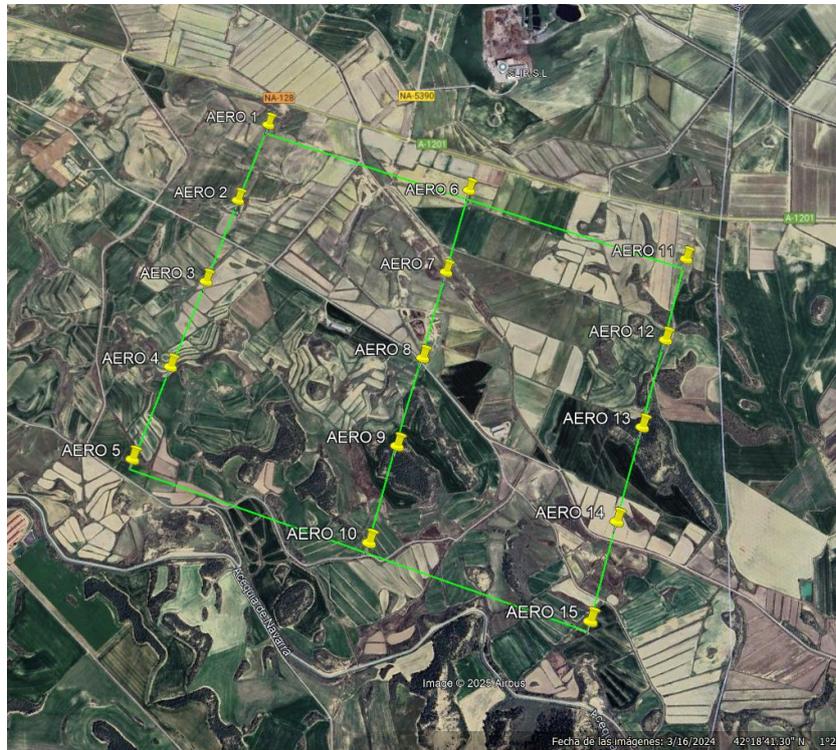


Figura 11: Disposición final del parque eólico (Google Earth)

Fila	Aerogenerador	Latitud	Longitud
1	1	42°19'42.25"N	1°23'31.88"O
	2	42°19'32.71"N	1°23'42.74"O
	3	42°19'23.03"N	1°23'53.60"O
	4	42°19'13.37"N	1°24'4.56"O
	5	42°19'3.80"N	1°24'15.65"O
2	6	42°19'21.05"N	1°23'3.85"O
	7	42°19'11.10"N	1°23'14.57"O
	8	42°19'1.21"N	1°23'25.06"O
	9	42°18'51.66"N	1°23'35.38"O
	10	42°18'42.14"N	1°23'45.91"O
3	11	42°18'59.42"N	1°22'35.04"O
	12	42°18'50.28"N	1°22'46.09"O
	13	42°18'41.12"N	1°22'57.38"O
	14	42°18'32.09"N	1°23'8.41"O
	15	42°18'22.94"N	1°23'19.60"O

Tabla 2: Coordenadas de los aerogeneradores

Capítulo 3. ANÁLISIS DE LA INGENIERÍA

El análisis de la ingeniería abarca el diseño y dimensionamiento de las infraestructuras necesarias para la evacuación de la energía generada desde cada aerogenerador hasta el punto de conexión a la red, así como la obra civil asociada a la construcción de todos los elementos físicos del parque. Las decisiones adoptadas en esta fase no solo condicionan el rendimiento y la eficiencia del sistema, sino que también la durabilidad, seguridad y coste a lo largo de la vida útil. La disposición de los elementos del parque con las longitudes entre los diferentes elementos se muestra en el Anexo II, mientras que el esquema unifilar en el Anexo III.

3.1 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

La infraestructura eléctrica constituye el sistema de transporte y transformación de la energía generada, permitiendo su integración en la red de transporte o distribución de manera segura y eficiente. Este sistema que debe garantizar la evacuación de la potencia nominal del parque en todas las condiciones de operación y con las menores pérdidas posibles estará conformado por diferentes cables, transformadores que modificarán el nivel de tensión y celdas que optimizarán el rendimiento y la fiabilidad.

3.1.1 UNIDAD DE GENERACIÓN

Cada uno de los 15 aerogeneradores del parque transforma la energía cinética del viento en electricidad a través de un conjunto de elementos mecánicos y eléctricos en el interior de la góndola. El rotor, formado por el buje y las tres palas capta la energía del viento y la transmite mediante el eje principal a la multiplicadora (en este caso de tipo planetario), la cual incrementa la velocidad de giro para adaptarla a la requerida por el generador.

En este modelo, el generador eléctrico es de inducción doblemente alimentado (DFIG), diseñado para trabajar con velocidad variable y conectado a través de un convertidor de potencia que adapta la frecuencia y la tensión de salida. La energía generada inicialmente es

corriente alterna trifásica a **660 V** y antes de abandonar la turbina se eleva a **33 KV** (para reducir las pérdidas en la red interna del parque) mediante un transformador interno situado en la base de la torre para facilitar el mantenimiento y reducir cargas en la góndola.

El transformador está protegido por celdas de media tensión que incluyen interruptores, seccionadores y fusibles garantizando el aislamiento y desconexión de la red interna de media tensión del parque en caso de sobre corrientes o cortocircuitos. De la misma manera el aerogenerador cuenta con un sistema de pitch, el cual ajusta el ángulo de las palas para regular la potencia captada y proteger a la turbina en situaciones de viento extremo.

3.1.2 RED INTERNA DE MT

La red interna de media tensión del parque constituye el sistema de interconexión entre los aerogeneradores hasta el nodo de evacuación que supone el punto central de recogida de energía dentro del parque eólico. El diseño no solo implica la selección adecuada del tipo de cable, teniendo en cuenta parámetros clave como el material conductor (cobre o aluminio), el aislamiento y la sección necesaria para soportar la intensidad prevista, sino también la disposición óptima del trazado. Una configuración adecuada permite evacuar la energía de manera eficiente y minimizar las pérdidas por efecto Joule garantizando así un funcionamiento fiable y económicamente competitivo.

3.1.2.1 Disposición de la red de MT

La red interna del parque eólico se ha diseñado en **3 ramales principales** (asociados a las filas mencionadas en la Tabla 2), cada uno compuesto por la conexión a 5 aerogeneradores y, por lo tanto, teniendo que evacuar 16,5 MW. Esta configuración permite agrupar la energía generada y reducir la longitud del cableado respecto a otras disposiciones menos compactas optimizando así los costes de instalación.

Cada ramal conduce la energía generada por los 5 aerogeneradores hasta un nodo de evacuación central situado de forma estratégica para minimizar la distancia del transporte. El cableado se instalará en zanjas subterráneas para reducir el impacto visual y la ocupación

superficial, así como garantizar la seguridad contra impactos, condiciones climatológicas adversas y vandalismo.

3.1.2.2 Elección del conductor

Para la red interna de evacuación a un nivel de tensión de 33 kV se ha seleccionado un cable **Prysmian Copper 19/33 kV – Single Core Heavy Duty Screened Unarmoured** [10] por ser la solución más equilibrada y que mejor se adapta a los criterios técnicos, de seguridad y de viabilidad económica. El “19” hace referencia a la tensión nominal fase-tierra del conductor mientras que el “33” se refiere a la tensión nominal fase-fase entre 2 conductores diferentes que se tendrá en cuenta en el desarrollo del proyecto.

El conductor al ser de cobre ofrece una elevada conductividad eléctrica, reduciendo las pérdidas por efecto Joule y mejorando la eficiencia global de la red de evacuación. El diseño mono conductor permite una instalación trifásica en configuración de triángulo, lo que facilita el tendido y optimiza la disipación térmica en zanja. El aislamiento XLPE de tipo “Heavy Duty”, proporciona tanto robustez mecánica como alta capacidad térmica, aumentando la vida útil del cable incluso en situaciones de sobrecargas puntuales.

La pantalla metálica “Screened”, además de reforzar el cable aportando seguridad mecánica, asegura la compatibilidad electromagnética con otros componentes. Por otro lado, el no tener armadura “Unarmoured”, resulte en un cable más flexible y económico, resultando apropiado para su instalación subterránea directamente enterrada en zanja en una zona rural sin riesgo mecánico elevado. El resto de las características físicas y eléctricas se presentan en la datasheet incluida en el Anexo IV.

Copper 19/33 kV – Single core heavy duty screened unarmoured



Figura 12: Cable seleccionado para la red de MT (Prysmian)

3.1.2.3 Secciones del conductor

En cuanto a la elección de las secciones del conductor en la red interna de 33 KV hay que tener en cuenta que la corriente no es constante a lo largo del ramal, sino que aumenta progresivamente desde el primer aerogenerador hasta el nodo de evacuación a medida que se suman las potencias generadas. Por consiguiente, la sección también aumenta adaptándose a las necesidades de cada tramo, con el objetivo de sobredimensionar innecesariamente en los primeros tramos de menor intensidad y de garantizar la capacidad en los tramos más exigentes.

Este proceso comienza con el cálculo de las corrientes reales de servicio en cada uno de los tramos del ramal, determinadas a partir de la potencia en cada segmento y del factor de potencia ($\cos \varphi$) y la tensión nominal, los cuales serán fijos para toda la red interna de MT. Para el **factor de potencia** se considera un valor de **0,95**, ya que un valor más elevado es complicado de alcanzar debido a los componentes inductivos como aerogeneradores, cables largos o transformadores, mientras que un valor más bajo de en torno 0,90 exige mayor sección y aumenta las pérdidas.

$$I_{real} = \frac{P_{Tramo}}{\sqrt{3} \cdot V_{nominal} \cdot \cos \varphi}$$

Así pues, se definen los tramos en cada uno de los 3 ramales y se realiza el cálculo de la intensidad real de servicio en función del flujo de potencia en cada uno de ellos:

- **Tramo 1:** Aero 5 – Aero 4 | Aero 10 - Aero 9 | Aero 15 – Aero 14
- **Tramo 2:** Aero 4 – Aero 3 | Aero 9 – Aero 8 | Aero 14 – Aero 13
- **Tramo 3:** Aero 3 – Aero 2 | Aero 8 – Aero 7 | Aero 13 – Aero 12
- **Tramo 4:** Aero 2 – Aero 1 | Aero 7 – Aero 6 | Aero 12 – Aero 11
- **Tramo 5:** Aero 1 – Nodo Ev. | Aero 6 – Nodo Ev. | Aero 11 – Nodo Ev.

Tramo	Potencia (MW)	Corriente real (A)
1	3,3	60,77
2	6,6	121,55
3	9,9	182,32
4	13,2	243,09
5	16,5	303,87

Tabla 3: Potencia y corriente de servicio en cada tramo

Antes de poder establecer la sección que va a tener el cable que tenga la capacidad suficiente para soportar la corriente real de servicio, hay que tener en cuenta las condiciones reales de la instalación, ya que los valores proporcionados por el fabricante están referidos a unas condiciones estándar. Factores como la temperatura del terreno, la resistividad del terreno o la profundidad influyen directamente en la corriente máxima admisible del cable, por lo que hay que aplicar los factores de corrección.

Cuanto mayor es la temperatura del suelo que rodea el cable, peor es la evacuación del calor generado por efecto Joule. Esto implica que el cable alcance antes su límite térmico, reduciendo la intensidad máxima que el conductor puede alcanzar sin dañar el aislamiento. Como se desconoce la temperatura del terreno, se puede realizar una aproximación [11], en función de la temperatura ambiente del lugar. Se va a emplear la temperatura máxima alcanzada (40 °), ya que es la más limitante para el cable.

$$T_{\text{terreno}} = 0,0068 * 40 + 0,963 * 40 + 0,6865 = 39,48^{\circ}\text{C} \approx 40^{\circ}\text{C}$$

Teniendo en cuenta que la temperatura de servicio permanente proporcionada por el fabricante es de 90°, se puede determinar el factor de corrección que establece el BOE, el cual es **0,88**.

Temperatura °C Servicio Permanente θ_s	Temperatura del terreno θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67

Tabla 4: Factor de corrección para temperatura del terreno diferente a 25° (BOE) [12]

La resistividad térmica del terreno mide la dificultad que impone el suelo para la conducción del calor a través de él. De esta manera un terreno con alta resistividad (roca granítica o roca caliza) actúa como un aislante térmico, dificultando la disipación de calor a través de él. Por su parte, suelos con baja resistividad (húmedos), favorecen la refrigeración del cable y aumentan la corriente máxima admisible. En este caso, el área cercana a Carcastillo se considera arcilloso muy seco, con una resistividad de **1,2 K·m/W**.

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

Tabla 5: Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad (BOE) [12]

Dado que la tabla proporcionada por el BOE para la resistividad no incluye el característico del emplazamiento se debe interpolar. Sin embargo, el factor de corrección depende también de la sección del conductor la cual se desconoce. Es por ello que se realiza un proceso iterativo hasta obtener la sección que más se ajusta a la corriente máxima que va a circular por los diferentes tramos de la instalación.

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados.	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73	

Tabla 6: Factor de corrección para resistividad térmica del terreno diferente a 1,5 K·m/W (BOE) [12]

La profundidad a la que esté enterrado el cable también afecta a la intensidad máxima admisible del cable, ya que a mayor profundidad la ventilación natural es menor, resultando en una menor capacidad del cable. En este caso se opta por una **profundidad de 0,8 metros** para las zanjas ya que el BOE establece que la profundidad debe ser mayor a 0,6 metros en acera o tierra y superior a 0,8 metros en calzada [13]. Dado que todos los cables de los tramos de los ramales tienen una sección inferior a 185 mm² y que son cables enterrados en zanjas, el factor de corrección es de **1,02**.

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤ 185 mm ²	>185 mm ²	≤ 185 mm ²	>185 mm ²
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Tabla 7: Factores de corrección para profundidades distintas de 1 m (BOE) [12]

Una vez se conocen los factores de corrección para temperatura del terreno, resistividad térmica y profundidad, se multiplican por la corriente nominal de cada uno de los tramos, resultando en la corriente corregida, la cual debe ser superior que la real del parque calculada previamente. Cabe destacar que únicamente la corrección por temperatura resulta limitante en este proyecto, ya que tanto la corrección por resistividad como la corrección por profundidad son más beneficiosas que las condiciones estándar, por lo que, en lugar de reducir la capacidad, la aumentan.

$$I_{\text{corregida}} = I_{\text{nominal}} \cdot F_{\text{corrector temperatura}} \cdot F_{\text{corrector resistividad}} \cdot F_{\text{corrector profundidad}}$$

En la Tabla 8 se proponen las secciones seleccionadas para cada tramo con sus correspondientes intensidades corregidas una vez aplicados los factores de corrección, las cuales se encuentran por encima de la real de cada tramo.

Tramo	Ireal (A)	F temp	F resist	F prof	I corregida (A)	Inominal (A)	Sección (mm ²)
1	60,77	0,88	1,096	1,02	201,67	205	50
2	121,55	0,88	1,096	1,02	201,67	205	50
3	182,32	0,88	1,096	1,02	201,67	205	50
4	243,09	0,88	1,102	1,02	247,29	250	70
5	303,87	0,88	1,108	1,02	333,17	335	120

Tabla 8: Secciones elegidas para los diferentes tramos

3.1.2.4 Caída de tensión

La caída de tensión es un criterio de calidad y de eficiencia que se utiliza para evaluar cuanta energía se disipa en forma de calor (por el efecto Joule) o debida al efecto de los campos magnéticos, provocando que la tensión en el extremo receptor sea inferior a la del extremo emisor. Una caída de tensión no solo implica la pérdida de energía, sino también puede afectar a la estabilidad de la red y al rendimiento de los equipos. Es un fenómeno inevitable que debe mantenerse dentro de un margen, el cual se ha fijado en **2%**, valor suficiente para asegurar que el sistema eléctrico funcione correctamente y garantizar su eficiencia.

Para ello, además de conocer la intensidad que circula por cada tramo, se debe conocer tanto la resistencia como la reactancia del cable, las cuales son generalmente proporcionadas por el fabricante en Ohm/km con el objetivo de multiplicarlas por la longitud de cada uno de los tramos. Ambos valores se reducen al aumentar la sección del cable, ya que aumenta la facilidad de la corriente para circular por él. Como ya se ha comentado la caída de tensión tiene componente activa debido a la resistencia del cable y componente reactiva debido a los campos magnéticos inductivos, es por ello que se deberán multiplicar por el factor de potencia (se va a emplear todo el rato 0,95) y por el seno de φ la resistencia y reactancia respectivamente y sumarlas para obtener la caída de tensión total.

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I_{real} \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) \cdot L$$

Para el valor porcentual solo hay que dividir el valor obtenido en cada tramo, el cual se obtiene en Voltios entre los 33 kV de tensión nominal de la red interna de MT del parque.

En la Tabla 9 se muestran los valores de resistencias y reactancias para cada tramo, así como la caída de tensión en Voltios y de forma porcentual respecto a la tensión nominal. Cabe destacar que el ramal 2 tiene una longitud diferente desde el aerogenerador más cercano al nodo de evacuación ya que está dispuesto de manera centrada (Anexos II y III), por lo que se va a incluir dos veces el tramo 5 especificando si pertenece a los ramales 1 y 3 o al ramal 2.

Tramo	Longitud (km)	Ireal (A)	R (Ohm/km)	X (Ohm/km)	ΔV (V)	ΔV (%)
1	0,380	60,77	0,494	0,162	20,79	0,063
2	0,380	121,55	0,494	0,162	41,59	0,126
3	0,380	182,32	0,494	0,162	62,38	0,189
4	0,380	243,09	0,342	0,150	59,47	0,180
5 (Ramales 1 y 3)	0,990	303,87	0,196	0,137	119,29	0,361
5 (Ramal 2)	0,040	303,87	0,196	0,137	4,82	0,015

Tabla 9: Caídas de tensión en cada tramo

Ninguna de las caídas de tensión en los tramos supera el 2% establecido como límite, por lo que se puede garantizar que el sistema eléctrico interno del parque está operando de manera eficiente y con poca cantidad de pérdidas.

3.1.3 CASETA DE TRANSFORMACIÓN

La instalación de un transformador tiene como objetivo reducir pérdidas eléctricas entre el nodo de evacuación y la subestación de Carcastillo, la cual se encuentra a 7,25km (Anexo II). Además de ello un transporte de la energía a 33 kV necesitaría unas secciones de conductor mayores que fuesen capaces de soportar mayor intensidad, lo que resultaría en un incremento de costes.

En el lado de media tensión, es decir 33kV; la instalación dispone de 5 celdas: 3 de línea (de entrada) una por cada ramal para protegerlos y asilarlos en caso de avería, 1 de medida para monitorizar la producción que sale del parque antes de las pérdidas en la línea de evacuación

(no sustituye a la obligatoria que debe estar en la frontera entre la conexión a la red y la instalación para la facturación de la energía entregada, la cual estará en la subestación de Carcastillo) y 1 celda de línea, en este caso de salida, para proteger la instalación en caso de fallo en el transformador o en el lado de alta tensión. Todas ellas están dimensionadas para una tensión de 36 kV y 1000 A, suficientes para soportar los 912 A procedentes de la suma de las corrientes de cada uno de los 3 ramales (Anexo V) [14].

Para la elección del transformador elevador no solo se debe conocer la relación de transformación deseada, si no también la potencia aparente (S). Esta se calcula conociendo la potencia total generada por el parque, la cual es de 49,5 MW y el factor de potencia de 0,95.

$$S_{Transformador} = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{49,5 \text{ MW}}{0,95} = 52,10 \text{ MVA}$$

Así pues, el modelo elegido ha sido un **DAELIM S-55000-33/66**, el cual cuenta con una potencia nominal de 55 MVA y con una relación de transformación 33/66 kV. Además, dispone de un cambiador de tomas en el lado de alta tensión con un rango de $\pm 2 \times 2,5 \%$, permitiendo ajustar la tensión de evacuación a la red y compensando las variaciones de tensión en los ramales (Anexo VI).

En el lado de alta tensión (66 kV), se instala una celda de salida con una tensión de 72,5 kV y una capacidad de corriente nominal de hasta 1250 A (valor muy superior al necesario, ya que al duplicar el nivel de tensión la corriente se reduce a la mitad). Esta celda protege la línea de evacuación y posibilita realizar maniobras seguras de conexión o mantenimiento sin afectar al resto del parque (Anexo V)

3.1.4 LÍNEA DE EVACUACIÓN

La línea de evacuación constituye el tramo final del sistema eléctrico del parque eólico y conecta el nodo de evacuación, donde confluyen los 3 ramales, con la subestación de Carcastillo, situada a 7,25 km de distancia. Además de aumentar el nivel de tensión para reducir las pérdidas y necesitar una sección de cable inferior, se decide optar por un conductor de aluminio en lugar de cobre. A pesar de tener una conductividad inferior, resulta en unos costes inferiores no solo por el precio del material, sino porque la menor densidad hace que se facilite el tendido en obra.

3.1.4.1 Selección del conductor

En este caso el modelo escogido ha sido el cable **Aluminum Corrugated Sheath 66 KV** de Torrent Electricals, al ser una opción que se adapta bien tanto a los criterios técnicos como económicos. La disposición tipo “Flat” de los 3 mono conductores es una elección idónea para cables directamente enterrados en zanja, ya que aporta una mejor ventilación superficial y facilita la instalación e identificación de las fases.

El modelo cuenta con un aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) que proporciona alta resistencia dieléctrica y térmica. Además de ello la pantalla de aislamiento, la cual también es semiconductor, garantiza un campo eléctrico uniforme y seguro. No hay que confundir esa pantalla con la metálica de aluminio corrugado, la cual es el elemento diferenciador de este modelo que protege al cable frente a la humedad y las cargas mecánicas. Para concluir, la cubierta exterior de polietileno de alta densidad PVC protege al cable frente a la abrasión y retrasa el envejecimiento. Otras características eléctricas y mecánicas de interés se muestran en el Anexo VII.



Figura 13: Cable seleccionado para la línea de evacuación (Torrent Electricals) [15]

3.1.4.2 Sección del conductor

Para la elección de la sección del conductor de la línea de evacuación se sigue el mismo procedimiento que el empleado en los tramos de la red interna MT, con la principal diferencia que en este caso solo se debe obtener una sección, ya que es un tramo único desde la salida de la caseta de transformación hasta la subestación de Carcastillo.

Para ello, primero se debe calcular la intensidad real de servicio que circula por ese tramo a partir del nivel de tensión (66 kV) y el flujo de potencia que circula por él, es decir; la potencia generada en todo el parque eólico (49,5 MW).

$$I_{real} = \frac{P_{Tramo}}{\sqrt{3} \cdot V_{nominal} \cdot \cos \varphi} = \frac{49,5 \text{ MW} \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 66 \text{ kV} \cdot 10^6 \cdot 0,95} = 455,80 \text{ A}$$

También se podría haber hecho el cálculo sumando la corriente que circula por cada uno de los 3 ramales y que entra en la caseta de transformación y dividirla entre 2, ya que esa es la razón por la que se ha aumentado la tensión, reducir la corriente por el cable, la sección y las pérdidas eléctricas.

En cuanto a los factores de corrección, el correspondiente a la temperatura sigue siendo el mismo, porque las condiciones ambientales son las mismas. La resistividad también sigue siendo la misma, sin embargo, su factor depende de la sección, por lo que tiene que ser modificado. Para la profundidad se opta por aumentar la profundidad a la cual se va a enterrar directamente el cable en zanja a **1 metro**, debido a que tanto el nivel de tensión como la corriente se han incrementado. Todos estos valores se obtienen de las Tablas 4, 6 y 7 para aplicarlos a la corriente máxima admisible proporcionada por el fabricante y garantizando que la corregida es superior a la real de la instalación. En la Tabla 9 se propone la sección elegida, así como los factores empleados para el cálculo de la corriente corregida. (NE: Nodo de evacuación, SE: Subestación eléctrica)

Tramo	Ireal (A)	F temp	F resist	F prof	Icorregida (A)	Inominal (A)	Sección (mm ²)
NE-SE	455,80	0,88	1,114	1,00	470,55	480	500

Tabla 10: Sección elegida para la línea de evacuación

3.1.4.3 Caída de tensión

El procedimiento para el cálculo de la caída de tensión en la línea de evacuación es el mismo que el utilizado anteriormente, el criterio del 2% de caída máxima por tramo también se mantiene, sin embargo, ahora el porcentaje se calcula sobre los 66 kV del nuevo nivel de tensión en lugar de sobre los 33 kV de la red de MT del parque, lo que proporciona más margen respecto al límite.

En este caso, el fabricante no proporciona los valores de reactancia y resistencia del cable en función de la sección del cable, por lo que se obtienen de una tabla de valores estándar [16]. Para aplicar la fórmula el factor de potencia es el mismo que todo el proyecto, pero hay que tener en cuenta la corriente que circula por el tramo, así como la distancia.

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot 455,80 \cdot (0,081 \cdot 0,95 + 0,146 \cdot 0,312) \cdot 7,25 = \mathbf{701,16 V}$$

$$\Delta V (\%) = \frac{701,16}{66000} \cdot 100 = \mathbf{1,06 \%}$$

Si se analizan los resultados obtenidos se aprecia que de no haber aumentado el nivel de tensión para transportar la energía de la línea de evacuación se hubiese sobrepasado el límite de caída de tensión establecido, ya que sería del doble de valor. El exceso hubiese supuesto una baja calidad de suministro y baja eficiencia en la transmisión de energía conllevando a pérdidas eléctricas adicionales. Todos estos valores se introducen en la Tabla 11 a modo de resumen para tener una visión más clara de todos los datos que influyen en la caída de tensión en este tramo.

Tramo	Longitud (km)	Ireal (A)	R (Ohm/km)	X (Ohm/km)	ΔV (V)	ΔV (%)
SE-NE	7,25	455,80	0,081	0,146	701,16	1,06

Tabla 12: Caída de tensión en la línea de evacuación

3.1.5 PÉRDIDAS DE POTENCIA

Como en cualquier sistema de transporte o distribución de energía eléctrica una parte de la potencia se disipa en forma de calor debido a la resistencia por efecto Joule. Por lo tanto, las pérdidas de potencia producen una reducción de la energía útil entregada a la red, afectando al rendimiento global del parque eólico.

Como la caída de tensión las pérdidas se calculan para cada tramo del sistema eléctrico, desde la salida de los aerogeneradores hasta la llegada a la subestación de Carcastillo. Sin embargo, se ha reunido toda la información en este apartado con el objetivo de sumar toda la potencia pérdida y obtener el porcentaje respecto a la potencia total generada en el parque, el cual generalmente se encuentra entre el 1,2 y 2,5% [17]. Para realizar el cálculo ya se conoce tanto la corriente que circula por cada tramo, como la resistencia del cable en ese tramo y la longitud, pero no hay que olvidar multiplicar por 3 debido a que es un sistema trifásico por lo que se dispone un conductor por fase.

$$P_{eléctrica\ perdida} = 3 \cdot I_{real}^2 \cdot R \cdot L$$

En cuanto a las pérdidas totales se deben tener en cuenta todos los tramos y sus particularidades, ya que como se ha comentado previamente no son iguales: Las pérdidas de los tramos 1 al 4 se multiplican por 3, ya que estos tramos son idénticos en todos los ramales. El tramo 5 sí que difiere en el ramal central (2), por lo que las pérdidas de este tramo se calculan aparte para este caso específico. Para terminar, se suman las pérdidas asociadas a la línea de evacuación, la cual es un tramo único. (LE: Línea de Evacuación)

$$P_{Totales} = 3 \cdot (P_1 + P_2 + P_3 + P_4) + 2 \cdot P_{5\ Ramal\ 1} + P_{5\ Ramal\ 2} + P_{LE}$$

En la Tabla 13 se disponen todos los valores a partir de los cuales se calculan las pérdidas eléctricas de cada tramo, así como el resultado total, el cual permite evaluar el impacto energético y económico y optimizar el diseño en caso de que sea necesario.

Tramo	Longitud (km)	Ireal (A)	R (Ohm/km)	Pérdidas eléctricas (W)	Pérdidas eléctricas (%)
1	0,380	60,77	0,494	2080	
2	0,380	121,55	0,494	8320	
3	0,380	182,32	0,494	18720	
4	0,380	243,09	0,342	23040	
5 (Ramales 1 y 3)	0,990	303,87	0,196	53751	
5 (Ramal 2)	0,040	303,87	0,196	2172	
LE	7,25	455,80	0,081	366015	
Total				632169	1,28

Tabla 13: Pérdidas de potencia eléctrica totales

El valor obtenido se encuentra dentro de los valores recomendados para este tipo de instalaciones, por lo que se confirma que el diseño de la red interna y de la línea de evacuación es adecuado desde el punto de vista de la eficiencia energética, inyectando a la red la mayor parte de la energía generada.

3.1.6 CONEXIÓN A LA RED

Para el punto de conexión a red primero se tiene en cuenta si sale más rentable construir una subestación de evacuación propia o realizar la construcción de una línea de evacuación hasta el punto de conexión más cercano. Dado que uno de los criterios para la elección del emplazamiento ha sido la proximidad a la infraestructura eléctrica, se establece la subestación transformadora de reparto de Carcastillo como punto de conexión del parque eólico a la red.

Como ya se ha comentado previamente la llegada de la energía a la subestación se produce a través de la línea subterránea desde la caseta de transformación situada a una distancia de 7,25 kilómetros. En el extremo de llegada a la subestación la conexión se produce a través de elementos de protección y maniobra para garantizar la seguridad operativa y cumplir con la normativa vigente. Entre estos elementos se incluyen interruptores de potencia, diferenciales, seccionadores que permiten el aislamiento del parque en caso de avería.



Figura 14: Infraestructura eléctrica próxima al emplazamiento (Open Infrastructure Map) [18]

Además de los elementos de protección y maniobra la subestación cuenta con un transformador de medida con el objetivo de controlar la energía entregada a la red para su facturación. Dado que la red de distribución conectada a la subestación coincide con el nivel de tensión de la línea de evacuación (66 kV), no es necesario realizar un nuevo escalado de tensión, común en estos de casos de inyección de generación renovable.

En caso de que sea necesaria la instalación de una bahía de línea dedicada al parque eólico se instalará como punto de entrada exclusivo con todos los componentes de protección integrados para facilitar la operación y el mantenimiento sin interferir con otras líneas conectadas a la subestación. Esta decisión recae sobre el gestor de red en función de aspectos como la disponibilidad de posiciones libres, las condiciones de acceso y la capacidad de cortocircuito.

3.2 OBRA CIVIL

La obra civil de un parque eólico constituye la infraestructura básica que permite que se asienten los aerogeneradores, así como la infraestructura eléctrica asociada. Este apartado abarca la preparación del terreno creando caminos de acceso tanto para la logística de materiales como para los operarios, la construcción de cimentaciones que garanticen seguridad estructural y la apertura de zanjas por las que discurre el cableado del sistema eléctrico. Su correcta planificación e instalación es fundamental para asegurar la viabilidad de la instalación y la optimización de los costes de operación y mantenimiento.

3.2.1 CAMINOS DE ACCESO

Los caminos de acceso constituyen uno de los elementos más importantes de la obra civil de un parque eólico debido a que permiten el transporte seguro de los componentes de gran tamaño como palas, góndolas, torres y transformadores durante la fase de construcción y proporcionan el acceso regular a las instalaciones para las tareas de operación y mantenimiento a lo largo de los años de vida útil del proyecto.

El camino de acceso al parque comienza en un **desvío** de la carretera **NA-128** justo antes del desvío con la carretera NA-5390 (en dirección Aragón) y a partir de ahí se debe realizar la conexión con todos los aerogeneradores del parque, la cual se realizará de la misma manera que los 3 ramales de la infraestructura eléctrica.

Todos estos viales deberán ser construidos específicamente para el desarrollo del proyecto, sin embargo, se trata de una zona bastante llana sin apenas pendientes pronunciadas, pudiéndose realizar de manera sencilla. Estos caminos deben tener un **ancho de 6 metros** para permitir que vehículos especiales de gran envergadura sean capaces de transportar las palas de más de 60 metros de longitud. De la misma manera, para las curvas se establece un **radio** mínimo de **50 metros** para facilitar los giros de los camiones de transporte sin comprometer la seguridad de los componentes.

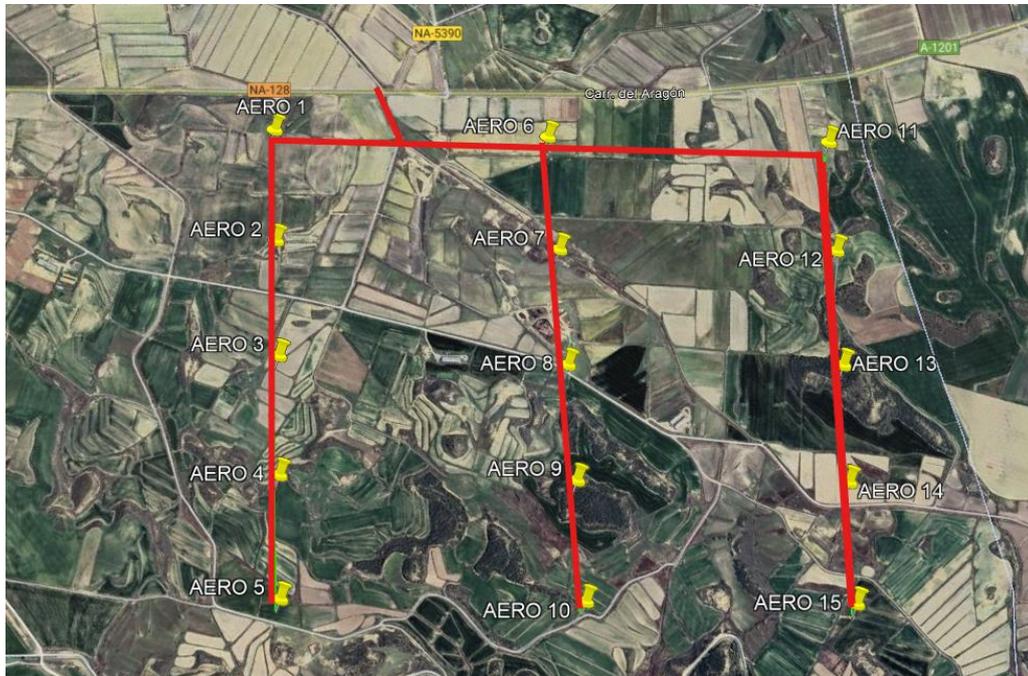


Figura 15: Viales de acceso del parque eólico (Google Earth)

No solo es necesario tener en cuenta las dimensiones de los viales de acceso, si no también la preparación del terreno para soportar el paso de vehículos que transportan componentes de gran peso. Para ello se dispone de una capa base de **zahorra compactada** de **30 cm de espesor** debido a que proporciona una gran capacidad portante y una capa de **grava** por encima para la rodadura del vehículo de **15 cm de espesor** que ofrezca buen agarre y evite la formación de barro en situaciones de lluvia intensa. Esta solución suele ser habitual en parques eólicos ya que evita la necesidad de asfaltar, reduciendo costes y proporcionando un mantenimiento sencillo. Además de ello se instala un **sistema de drenaje**, el cual está constituido por cunetas y pasos de agua, para evitar la acumulación de agua de lluvia que pueda deteriorar el camino o generar erosión en el entorno.

3.2.2 CIMENTACIONES

En el diseño de un parque eólico la cimentación es un componente fundamental, ya que asegura la transmisión de las cargas del aerogenerador hacia el terreno y proporciona la estabilidad necesaria a la torre para soportar las cargas producidas por el viento, el peso propio y las solicitaciones dinámicas de operación. La elección de una cimentación no solo depende de la potencia y tamaño del aerogenerador si no también de las características geotécnicas del emplazamiento, así como los condicionantes económicos y técnicos del proyecto.

En parques eólicos se utilizan diferentes tipos de cimentaciones, siendo las más comunes la cimentación profunda con pilotes para suelos débiles, la cimentación superficial en terrenos con resistencia y rigidez medias y la cimentación superficial anclada en roca cuando existe estrato rocoso competente y poco profundo [19]. En este caso se opta por la cimentación superficial, ya que es la que mejor se adapta a las características del terreno, siendo además la opción más común. Concretamente la opción elegida es una **cimentación circular maciza de hormigón armado con jaula de pernos de anclaje**, la cual se hormigona in situ, para repartir las tensiones de manera radial y simétrica evitando la concentración de esfuerzos en determinadas zonas. En cuanto a los pernos de anclaje tienen la función de unir la torre metálica a la cimentación de hormigón armado, garantizando que las cargas se transmitan correctamente. Para facilitar la evacuación del agua, la superficie de la zapata se diseña con una pequeña inclinación que impide que el agua se acumule.

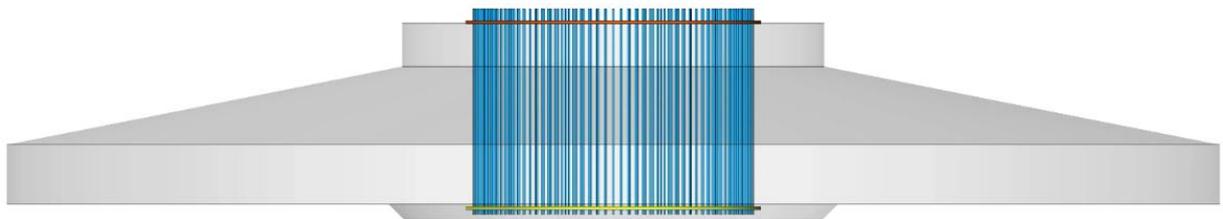


Figura 16: Cimentación circular maciza con jaula de pernos de anclaje (Nxfem) [19]

3.2.3 PLATAFORMAS DE MONTAJE

Además de las infraestructuras necesarias para el transporte de los equipos, durante la instalación de los aerogeneradores es necesario habilitar plataformas auxiliares de obra civil. Estas plataformas de montaje son superficies acondicionadas que permiten la correcta colocación de las grúas principales y auxiliares que van a participar en el izado de los elementos pesados como el buje, la góndola o las palas.

El diseño de estas plataformas debe asegurar tanto la seguridad en las maniobras como la capacidad portante para soportar cualquier tipo de carga. Estas explanadas generalmente con forma rectangular o trapezoidal están conectadas directamente a los viales de acceso al parque y sus dimensiones son variables en función del tamaño del aerogenerador, aunque siempre son **superiores a los 24x16 metros** [20]. Es preciso construir **una de estas junto a cada uno de los 15 aerogeneradores** del parque a la misma cota de acabado de la cimentación.

Estas plataformas son solo temporales, ya que únicamente se usan durante el montaje de los elementos y se pretende reducir al máximo el impacto sobre el entorno. Para ello se diseñan mediante un desbroce de tierra vegetal y una posterior compactación del terreno con rodillos. La tierra desbrozada se almacena en un lugar apropiado para que cuando finalice la obra pueda ser extendida de nuevo para restaurar el terreno a su estado original.



Figura 17: Plataforma de montaje de un aerogenerador (Interempresas) [21]

3.2.4 CASETA DE TRANSFORMACIÓN

La caseta de transformación se ha diseñado para situar todos los equipos eléctricos necesarios en un espacio compacto, seguro y protegido frente a agentes externos. Sus dimensiones vienen principalmente determinadas por el transformador el cual tiene unas medidas de 4,40 m de altura, 3,50 m de ancho y 5,50 m de fondo. Dado que los pasillos de servicio deben tener para operaciones de maniobra e inspección un ancho mínimo de 1 y 0,8 metros respectivamente [22], se ha dimensionado la caseta con 8 metros de largo y 6 metros de ancho resultando en una **superficie útil de 48 m²**. Para la altura se establecen 5 metros con el objetivo de contribuir a una adecuada **ventilación natural** que disipe el calor, la cual cuenta con una rejilla de entra del aire situada en la parte baja de la fachada y una de salida del aire en la parte alta, ya que el aire caliente es más ligero y asciende.

En cuanto a los materiales utilizados para la construcción de la caseta se opta por unos módulos **prefabricados de hormigón armado**, solución habitual en estos casos debido a su gran resistencia mecánica, su comportamiento al fuego y su gran durabilidad frente a condiciones ambientales.

La caseta de transformación se organiza en **3 zonas diferenciadas**, la galería de celdas de media tensión dando entrada a los cables procedentes de los ramales, el transformador elevador de tensión y la celda de alta tensión que da salida a la corriente hacia la línea de evacuación. La galería de celdas de MT se dispone alineada a lo largo de una pared longitudinal con un pasillo principal de 1,2 metros que las separa del transformador situado en la zona central. En el lado opuesto se sitúa la celda de alta tensión también con un pasillo de 1,2 metros entre celda y transformador, la cual conecta con la línea de evacuación que se dirige hacia la subestación de Carcastillo.

3.2.5 ZANJAS

Una zanja es una excavación alargada y relativamente estrecha que forma parte de la infraestructura civil y tienen como finalidad alojar y proteger los cables del sistema eléctrico. Como ya se había comentado previamente para definir los factores de corrección para la corriente en función de la profundidad se han definido 2 tipologías en función del nivel de tensión y las condiciones de la instalación:

- **Red interna (33 kV):** Cable directamente enterrado en zanja a 0,80 m de profundidad.
- **Línea de evacuación (66 kV):** Cable directamente enterrado en zanja a 1 m de profundidad.

En ambos casos la instalación es directa en zanja, es decir; sin tubo para favorecer la disipación térmica y abaratar costes y n configuración “flat”, lo que implica que los 3 cables (correspondiente cada uno a una fase) están alineados en el mismo plano horizontal. Una zanja eléctrica no solo es un hueco en el terreno con cables enterrados, sino que está formada por varias capas constructivas y elementos de protección que incrementan la seguridad y durabilidad de la instalación:

- **Asiento:** En la base se dispone un asiento o cama de arena lavada de 10 cm de espesor para evitar daños mecánicos al cable por contacto con piedras.
- **Recubrimiento de arena:** Se vierte más arena sobre los tubos, en torno a 10-15 cm para la protección mecánica y disipación térmica.
- **Relleno principal:** Suele ser el nivel más grueso (40-50 cm de espesor) y está formado por tierras compactadas, aunque también puede emplearse hormigón en casos de cruces con la calzada.
- **Banda señalizadora:** Se trata de cintas de PP o PVC que se instalan en el relleno principal 25 cm por encima de los tubos de media y alta tensión. Su función es detectar la ubicación de la línea antes de alcanzarla para evitar daños y accidentes.

- **Pavimento:** Se repone el pavimento existente que ha sido cortado y demolido, aunque en este caso no aplica y se sustituye por un relleno con zahorra hasta alcanzar la cota original. Tiene un espesor de unos 10-15 cm.

Una vez se conocen las capas de profundidad de la zanja y su profundidad, se debe calcular el ancho de la zanja, el cual es determinante en el coste económico de la obra civil. Para ello es importante saber que debe haber una holgura entre la pared de la zanja y el cable de 10 cm [24] para proporcionar protección mecánica y disipación térmica al encontrarse rodeado de arena compactada. De la misma manera debe haber una distancia de 25 cm de separación entre los ejes de las diferentes fases también por motivo de la disipación térmica y para la reducción de interferencias electromagnéticas.

Así pues, para calcular el ancho de la zanja “A” hay que sumar 2 veces el valor de la holgura “e”. 2 veces la separación entre ejes “s” y un diámetro del conductor “D”.

$$A = 2 \cdot e + 2 \cdot s + D$$

En la Tabla 14 se proponen los diámetros para cada sección de conductor empleado tanto en la red interna de MT como en la línea de evacuación, así como los anchos de zanja resultantes.

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Ancho de zanja (cm)
50	8	70,8
70	9,45	70,95
120	12,35	71,22
500	25,25	72,53

Tabla 14: Anchos de zanja para cada sección

Capítulo 4. EVALUACIÓN ENERGÉTICA Y ECONÓMICA

En este apartado, además de realizar una evaluación energética y económica en la que se determine la producción eléctrica esperada, los ingresos asociados a su venta y los indicadores de rentabilidad del proyecto, se incluye un análisis del impacto que la instalación genera en su entorno. No solo es importante valorar los aspectos energéticos y económicos del parque sino también las afecciones ambientales derivadas como la alteración del medio y paisaje o la interacción con la fauna y flora entre otras cosas.

4.1 IMPACTO MEDIO AMBIENTAL

El desarrollo de un parque eólico implica tener una interacción directa con el medio natural y social del entorno, por lo que resulta importante analizar los posibles efectos y actuar mediante medidas preventivas y correctoras en caso de que sea necesario. Este impacto debe realizarse en función de las características específicas de la zona, el área próximo a Carcastillo en la Ribera Alta de Navarra, el cual es un entorno agrícola, con baja densidad de población, pero con cierto valor ecológico y paisajístico.

4.1.1 IMPACTO SOBRE EL MEDIO Y PAISAJE

Las obras de construcción como la creación de viales de acceso, cimentaciones, plataformas de montaje y zanjas provocan movimientos de tierra, compactación del suelo y pérdida temporal de la cubierta vegetal. A pesar de que estos efectos son localizados en zonas concretas y pueden ser recuperables con el tiempo, incrementan la vulnerabilidad del terreno contra la erosión especialmente en un entorno semiárido con escasa cobertura vegetal y baja cohesión de los suelos. En cuanto al paisaje, los aerogeneradores con alturas superiores a 100 m, constituyen elementos visibles a gran distancia, lo que implica un cambio de imagen respecto al entorno agrícola tradicional. De la misma manera hay que cuidar la integración visual debido a la cercanía del parque a las Bardenas Reales, espacio de alto valor ecológico y paisajístico.

4.1.2 IMPACTOS SOBRE LA BIODIVERSIDAD

Como es de esperar el riesgo más relevante tiene que ver con la fragmentación de hábitats y posible colisión con las palas de la avifauna. En el entorno de Carcastillo se encuentran especies de gran interés como la avutarda el sisón o la ganga [25], por lo que es necesario un seguimiento ambiental que se anticipe a los posibles impactos en momentos críticos como migraciones o vuelos de cortejo. La solución en estos casos es realizar una parada selectiva de los aerogeneradores implicados. En cuanto a la fauna terrestre se ve más afectada durante la construcción debido al movimiento y ruido de la maquinaria pesada, desplazándoles temporalmente de su hábitat natural.



Figura 18: Avutarda común en Navarra (Diario de Navarra)

4.1.3 IMPACTO HIDROLÓGICO

La alteración del terreno durante la fase de construcción puede tener consecuencias hidrológicas, debido a la modificación de la escorrentía superficial, incrementando el riesgo de encharcamientos o erosión en puntos concretos en casos de lluvias intensas. En el caso del área de Carcastillo, cuyo suelo tiene una permeabilidad moderada y baja pendiente, el impacto es controlable, siempre que se apliquen medidas de drenaje, balsas de decantación para evitar el arrastre de sedimentos y la restitución de la cobertura vegetal tras las obras. Sin embargo, es la única fase en la que puede haber cierto impacto hidrológico, ya que cuando el parque está en funcionamiento no se produce ni un consumo significativo de agua, ni una alteración de acuíferos.

4.1.4 IMPACTO ACÚSTICO

Como ya se ha comentado, durante la fase de construcción la presencia de maquinaria pesada genera niveles sonoros superiores a los habituales en la zona del emplazamiento, ocasionando molestias a la fauna local y en cierta medida a la población. Sin embargo, el área se encuentra alejado de los pueblos cercanos, por lo que el impacto acústico en esta fase es mínimo. En cuanto a la vida útil del parque los aerogeneradores N131/3300, presentan un nivel sonoro máximo de 104 dB en la góndola, lo que se traduce en valores inferiores a los límites normativos establecidos por el BOE (55 dB durante el día y 50 dB durante la noche) [26] en los núcleos poblacionales situados a más de 2 km de distancia del parque eólico. A pesar de ello cierta fauna sensible al ruido que se encuentre en esa área sí que puede verse afectada.

4.1.5 IMPACTO SOCIAL

En el ámbito social el parque eólico presenta tanto oportunidades, las mencionadas en la motivación del proyecto relacionadas con la creación de empleo directo e indirecto suponiendo un estímulo económico para la región, como retos especialmente por la resistencia social debido al impacto visual y cambio en el paisaje. Esta situación puede darse entre las personas con mayor arraigo cultural o con tierras cercanas al emplazamiento destinadas a la agricultura y ganadería. Sin embargo, el alejamiento de más de 2 km de los núcleos urbanos más cercanos y la adecuada gestión de la participación ciudadana (informando de los beneficios locales), minimizan este riesgo y consolidan la aceptación del proyecto.

4.2 *EVALUACIÓN ENERGÉTICA*

El análisis de la producción neta de energía constituye un elemento clave para valorar el rendimiento de un parque eólico, ya que determina la cantidad de electricidad entregada a la red una vez se considera el recurso eólico y los diferentes tipos de pérdidas asociadas a su proceso de conversión. Para su estimación se sigue una metodología estructurada en varios pasos:

- 1) Se realiza un estudio del recurso eólico del emplazamiento a la altura del buje obteniendo la distribución de Weibull.
- 2) Se calcula la producción bruta de la energía a partir de la curva de potencia del aerogenerador.
- 3) Se determina el porcentaje total de pérdidas estimando los diferentes tipos que pueden darse y que afectan a la energía neta final.
- 4) Se aplica el porcentaje de pérdidas a la energía bruta calculada previamente para tener el valor de energía neta inyectada a la red.

En primer lugar, se analiza el recurso eólico de la zona elegida a la altura del buje, de manera que se tenga una representación realista del viento en el plano de barrido del rotor. Esta velocidad del viento debe ajustarse a una distribución de Weibull, la cual es ampliamente utilizada en la energía eólica debido a que determina las diferentes frecuencias de ocurrencia para cada una de las velocidades del emplazamiento.

Esta distribución queda definida por 2 parámetros, el parámetro de escala “A” (a veces lo denominan como “c” en otras referencias bibliográficas), cuyas unidades son los m/s y está relacionado con la velocidad media del viento “v” y el parámetro de forma “k” el cual es adimensional y describe la regularidad del viento [27]. Así pues, la fórmula que describe la distribución de Weibull es:

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

A diferencia de otros datos de interés como la densidad de potencia o la rosa de frecuencias del viento, Global Wind Atlas no proporciona directamente la distribución de Weibull si no que da la posibilidad de descargar una base de datos con los valores A y K en función de cada una de las 12 direcciones (con diferencias de 30° entre cada una).

Sector	Frecuencia (%)	Parámetro Weibull A	Parámetro Weibull K
N (0°)	16,66	10,70	2,262
NNE (30°)	5,56	8,59	1,730
ENE (60°)	1,53	2,53	0,920
E (90°)	2,11	4,17	0,926
ESE (120°)	18,05	11,41	2,461
SSE (150°)	12,33	8,81	1,762
S (180°)	3,49	5,51	1,505
SSO (210°)	1,41	6,23	1,447
OSO (240°)	0,94	4,78	1,135
O (270°)	1,57	4,25	1,068
ONO (300°)	13,17	9,34	2,086
NNO (330°)	23,18	10,48	2,240

Tabla 15: Parámetros de Weibull A y k según la dirección del viento

Además de los parámetros A y K, la Tabla 15, incluye la frecuencia de viento en cada una de las 12 direcciones, siendo más destacadas los 120 y los 330° como ya se había mencionado previamente. Sin embargo, para obtener el valor de cada parámetro que se va a emplear para obtener la distribución de Weibull del proyecto se realiza una media ponderada. De esta manera se realiza una caracterización del recurso lo más realista posible.

$$A_{medio} = \sum_{i=1}^{12} A_i \cdot f_i = 9,58 \text{ m/s}$$

$$K_{medio} = \sum_{i=1}^{12} K_i \cdot f_i = 2,06$$

El valor de k cercano a 2 implica que el viento del emplazamiento tiene una dispersión moderada, siendo relativamente constante, mientras que el valor del parámetro de escala A indica un potencial eólico favorable. De esta manera, se puede obtener de manera gráfica la distribución de Weibull que tendrá en el eje X las diferentes velocidades del viento y en el eje Y la frecuencia a la que ocurre cada una de esas velocidades en el emplazamiento.

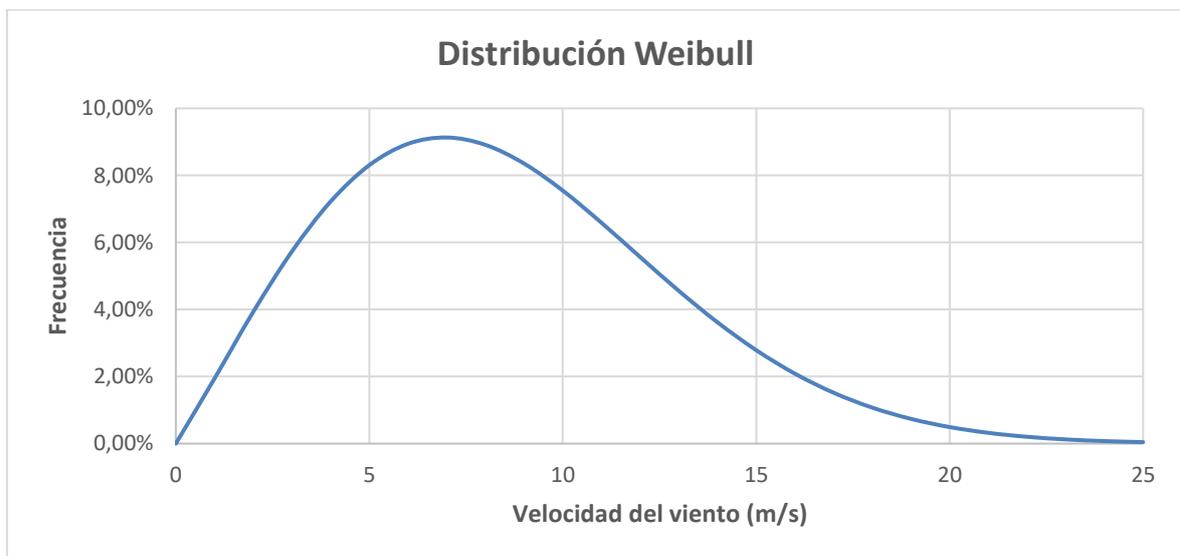


Figura 19: Distribución de Weibull del emplazamiento

La distribución de Weibull refleja unos vientos moderados con mayor frecuencia en el intervalo de 7-8 m/s, coincidiendo con los valores obtenidos previamente en la Figura 7 de velocidades medias del viento en el emplazamiento. Esto implica que, aunque haya ráfagas de viento de mayor potencial, con velocidades del viento incluso superiores a los 15 m/s, ocurren con bastante menor frecuencia. Como era de esperar la curva muestra una dispersión relativamente baja, ya que ninguna velocidad presenta frecuencias superiores al 9,3%, lo que refleja que el viento es más o menos constante y predecible.

Una vez se tiene la distribución de Weibull, se debe obtener la curva de potencia del aerogenerador, la cual ya se había mostrado previamente en la Figura 9. Hay que tener en cuenta que el aerogenerador tiene una velocidad de arranque de 3 m/s, en la que el aerogenerador comienza a producir electricidad, y una velocidad de desconexión de 20 m/s, la cual es la velocidad máxima de viento a la que se puede operar de manera segura antes de

frenar para evitar daños estructurales, por lo que el aerogenerador permanece parado fuera de ese rango no produciendo electricidad, aunque haya viento disponible.

Antes de calcular las pérdidas correspondientes a los diferentes factores, se puede calcular la energía bruta total generada en el parque, pasando la frecuencia a horas anuales (multiplicando por las 8760 horas del año) y multiplicándolas por la potencia asociada a cada velocidad.

$$\text{Energía bruta generada} = \text{Frecuencia} \cdot 8760 \cdot \text{Potencia}$$

Velocidad del viento (m/s)	Frecuencia (%)	Horas anuales (h)	Potencia (kW)	Energía bruta generada (kWh)
0	0	0	0	0
1	1,94	170,07	0	0
2	3,93	344,05	0	0
3	5,73	502,09	33	16.569,06
4	7,22	632,55	197	124.612,08
5	8,31	727,60	447	325.235,83
6	8,94	783,36	804	629.818,80
7	9,13	799,86	1.298	1.038.218,67
8	8,91	780,62	1.936	1.511.271,93
9	8,35	731,80	2.635	1.928.280,06
10	7,55	661,19	3.091	2.043.752,19
11	6,59	577,14	3.281	1.893.604,86
12	5,57	487,53	3.300	1.608.826,67
13	4,56	399,05	3.300	1.316.878,05
14	3,62	316,82	3.300	1.045.498,42
15	2,79	244,15	3.300	805.704,53
16	2,09	182,75	3.300	603.063,61
17	1,52	132,92	3.300	438.624,55
18	1,07	93,98	3.300	310.121,93
19	0,74	64,61	3.300	213.214,93
20	0,49	43,21	3.300	142.580,31
TOTAL				15.995.886,48

Tabla 16: Energía bruta generada por un aerogenerador

Cabe destacar que los valores obtenidos en la Tabla 16 son para un aerogenerador, por lo que para calcular la energía generada de todo el parque eólico habría que multiplicar por los 15 aerogeneradores. De la misma manera, la energía generada es bruta, es decir; no es la energía que se inyectaría a la red, ya que aún no se han tenido en cuenta las pérdidas asociadas al proceso de conversión de energía. Los factores por los que se producen pérdidas son los siguientes [17] [28]:

- **Pérdidas eléctricas (2%):** Estas pérdidas ya han sido calculadas previamente, sin embargo, solo se habían tenido en cuenta las que se dan en los conductores, por lo que si tenemos en cuenta la de los transformadores y las celdas el porcentaje aumenta.
- **Pérdidas por indisponibilidad (3,5%):** Debidas a paradas por revisiones, reparaciones o por mantenimiento de la red.
- **Pérdidas por rendimiento del aerogenerador (0,5%):** Debido a altos vientos que superan la velocidad de desconexión del aerogenerador.
- **Medioambientales (2%):** Las palas se degradan o se contaminan con polvo, hielo o insectos, perdiendo sus propiedades aerodinámicas y reduciendo su rendimiento.
- **Efecto estela (4%):** La velocidad el viento se reduce y las turbulencias aumentan al pasar por las palas de un aerogenerador, reduciendo la calidad del viento para el siguiente.

Factor	Porcentaje de pérdidas (%)
Pérdidas eléctricas	2
Pérdidas por indisponibilidad	3,5
Pérdidas por rendimiento del aerogenerador	0,5
Pérdidas medioambientales	2
Efecto estela	4
Pérdidas totales	12

Tabla 17: Porcentajes de pérdidas

Por lo tanto, el porcentaje de la energía perdida en el proceso de conversión de la energía es del 12%, lo que implica que la energía neta inyectada a la red tendrá un valor inferior al obtenido en la Tabla 16. Así pues, se realiza el cálculo aplicando a la energía bruta la reducción asociada a las pérdidas totales.

$$\text{Energía neta} = \text{Energía bruta} \cdot (1 - \% \text{ Pérdidas})$$

En la Tabla 18 se dispone la energía neta anual generada por un aerogenerador y la total del parque multiplicando el valor obtenido por el número de aerogeneradores.

Nº de aerogeneradores	Energía Bruta (MWh)	Porcentaje de pérdidas (%)	Energía Neta Generada (MWh)
1	15995,88	12	14076,38
15	239938,30	12	211145,70

Tabla 18: Energía neta generada en el parque eólico

El parque eólico genera una **energía neta anual de 211,14 GWh**, que será inyectada a la red eléctrica. Un indicador de la eficiencia del emplazamiento y la calidad del recurso eólico es el factor de capacidad, el cual relaciona la energía neta anual generada con la energía máxima que se podría llegar a producir si los aerogeneradores funcionasen a su potencia nominal todas las horas del año.

$$\text{Factor de capacidad (\%)} = \frac{\text{Energía neta anual generada}}{\text{Potencia nominal} \cdot \text{Horas anuales}} = \frac{211145,70 \text{ MWh}}{49,5 \text{ MW} \cdot 8760 \text{ h}} = \mathbf{48,69\%}$$

Finalmente se obtiene un **factor de capacidad del 48,69%**, el cual está por encima del rango habitual para parques eólicos onshore situado entre el 30-45% [29], lo que implica que la elección del emplazamiento ha sido adecuada y que el rendimiento del parque es muy favorable.

4.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA

La viabilidad de un parque eólico no puede evaluarse únicamente en función de la energía anual neta generada y el factor de capacidad correspondiente, sino que requiere de un análisis económico que determine si el proyecto es rentable a lo largo de su vida útil. Para ello, se consideran los costes de inversión iniciales (CAPEX) como los de operación y mantenimiento (OPEX), así como los ingresos debidos a la venta de energía en el mercado eléctrico. A partir de los flujos de caja a lo largo de la vida útil de la instalación se calculan indicadores económicos de rentabilidad y viabilidad del proyecto.

4.3.1 CAPEX

En primer lugar, el CAPEX incluye todas las inversiones necesarias para la construcción y puesta en marcha del parque. Entre estos costes destacan la adquisición, transporte y montaje de los aerogeneradores, toda la obra civil asociada a la construcción del parque, la infraestructura eléctrica necesaria que conforma el sistema eléctrico de la instalación, los costes de ingeniería, permisos y gestión de proyecto y finalmente se incluye el desmantelamiento, ya que, a pesar de no realizarse al comienzo del proyecto, es un gasto fijo y no uno que deba realizarse anualmente.

En cuanto a los aerogeneradores el mayor coste es evidentemente el asociado al precio unitario del propio aerogenerador, cuyo precio se estima por MW y para el fabricante Nordex es de **900.000 €/MW** [30]. El transporte de los diferentes elementos del aerogenerador hasta el parque eólico también es un proceso laborioso que requiere de camiones especiales, permisos e incluso escolta de vehículos de seguridad por ello se estima un coste **100.000 € por aerogenerador**. El montaje del aerogenerador también es muy delicado requiriendo de grúas de gran tonelaje, en este caso se emplea la grúa LG1750, cuyo alquiler y transporte es muy caro y requieren de personal cualificado, por lo que se estima un precio de **125.000 € por aerogenerador**. A estos costes hay que sumarle los asociados al sistema de adquisición de datos propio de cada aerogenerador que permite detectar fallos, programar mantenimientos y optimizar la operación con un coste de **25.000 € por aerogenerador** y el

centro de control o SCADA donde se supervisa y controla todo el parque eólico, permitiendo operar el parque en remoto con un precio de **35.000 €**.

Concepto	Precio unitario (€/ud)	Cantidad	Precio total (€)
Aerogenerador	900.000	49,5	44.550.000
Transporte	100.000	15	1.500.000
Montaje y grúas	125.000	15	1.875.000
Supervisión	25.000	15	375.000
SCADA	35.000	1	35.000
TOTAL			48.335.000

Tabla 19: Costes de inversión asociados a los aerogeneradores

Para realizar el cálculo del coste total de la infraestructura eléctrica hay que sumar los costes de todos los elementos involucrados en el funcionamiento del sistema eléctrico. En el cableado, hay que tener en cuenta que los tramos tienen diferentes secciones, por lo que cuanto mayor es la sección, mayor es el coste. Así pues, los precios seleccionados para los conductores de cobre con secciones de 50 mm², 70 mm² y 120 mm² son **55, 75 y 110 € por metro** respectivamente [31].

En cuanto al cable de la línea de evacuación, a pesar de tener una sección bastante superior a los tramos de la red interna de MT, no tiene un precio tan elevado al tratarse de aluminio que es en torno a 4 veces más barato que el cobre (fue uno de los motivos de elegir el aluminio como conductor en la línea de evacuación), teniendo un coste de **85 € por metro**. Dado que el precio de los cables viene dado por unidad de longitud, se deben calcular las longitudes de cada uno de los tramos en los que se emplea el conductor y multiplicarlo por 3 al tratarse de un sistema trifásico.

Entre los elementos de la caseta de transformación destaca el precio del transformador, al tratarse de un equipo de alta potencia (55 MVA) con un precio de **850.000 €**. Por su parte las celdas de media tensión tienen un precio inferior (**15.000 € por unidad**) a la celda de alta tensión que conecta el transformador con la línea de evacuación, la cual requiere de un mayor

nivel de aislamiento y equipos de corte más robustos, teniendo un coste de **60.000 € por unidad**.

Concepto	Precio unitario (€/ud)	Cantidad	Precio total (€)
Cable Cu (S=50 mm ²)	55	10260	564.300
Cable Cu (S=70 mm ²)	75	3420	256.500
Cable Cu (S=120 mm ²)	110	6060	666.600
Cable Al (S=500 mm ²)	85	21750	1.848.750
Transformador	850.000	1	850.000
Celdas MT	15.000	5	75.000
Celda AT	60.000	1	60.000
TOTAL			4.321.150

Tabla 20: Costes de inversión asociados a la infraestructura eléctrica

La obra civil también supone un coste de inversión importante a la hora de preparar y poner en marcha un parque eólico. Entre los costes desglosados destacan las cimentaciones de hormigón armado de grandes dimensiones para soportar todas las cargas a las que el aerogenerador está sometido con un precio de **160.000 € por unidad**.

De la misma manera se consideran los costes asociados a la preparación del terreno para el transporte de los diferentes elementos y su correcto montaje estimando un precio de **150 € por metro** para los viales de acceso teniendo en cuenta anchos de 6 m y el correspondiente sistema de drenaje, mientras que para las plataformas de montaje se estima un precio de **30.000 € por unidad**.

Además, se debe realizar la construcción de la caseta de transformación de 48 m², la cual tiene que estar preparada al tratarse de una instalación de alta potencia con materiales que aporten gran resistencia mecánica y ventilación adecuada. Asimismo, se deben cumplir con las normas de protección contra incendios, por lo que se estima un coste de **125.000 €**.

Para las zanjas hay que tener en cuenta que no todas tienen la misma profundidad, ya que las de la red interna del parque están enterradas a 0,8 m mientras que la de la línea de

evacuación a 1m. El precio que proporciona el fabricante es por unidad de volumen (58,16 €/m³) [32], por lo que para pasarlo a metros para multiplicarlo por la longitud de cada tramo hay que conocer la sección transversal. Para simplificar y dado que los anchos de zanjas tienen valores muy similares se emplea el de mayor longitud para todas las profundidades de 0,8m. Esto resulta en unos costes de **33,1 € por metro** para las zanjas enterradas a 0,8m y **42,4 € por metro** para las zanjas enterradas a 1 metro.

Concepto	Precio unitario (€/ud)	Cantidad	Precio total (€)
Cimentaciones	160.000	15	2.400.000
Vial de acceso	150	6250	937.500
Plataformas de montaje	30.000	15	450.000
Caseta del trafo	125.000	1	125.000
Zanja 0,8 m	33,1	6580	217.798
Zanja 1 m	42,4	7250	307400
TOTAL			4.437.698

Tabla 21: Costes de inversión asociados a la obra civil

El proyecto no solo cuenta con la inversión directa de los diferentes elementos del parque, así como su transporte, montaje y puesta en marcha, si no que también deben contemplarse una serie de costes indirectos imprescindibles para su correcta ejecución. La ingeniería y diseño involucra todos los estudios y cálculos que se deben realizar durante todo el proceso de construcción y tienen un coste de en torno a los **2.000.000 €**. De la misma manera debe haber una gestión de proyecto que coordine las actividades a realizar y que supervise todo el desarrollo del proyecto, lo cual tiene un coste de **1.250.000 €**.

Además de ello, hace falta obtener una serie de permisos y licencias que autoricen la realización de las diferentes actividades de puesta en marcha del parque eólico, incluyendo las tasas administrativas con un coste de **1.250.000 €**. Los diferentes seguros de construcción y coberturas frente a daños materiales o accidentes durante la obra tienen un coste estimado de **1.000.000 €**. Para terminar, se debe destinar una cantidad económica para cubrir todo tipo de imprevistos técnicos, variaciones de precio en el mercado o posibles modificaciones con

el fin de garantizar la viabilidad económica del proyecto, por lo que se estima un coste de de **1.500.000 €**.

Concepto	Precio (€)
Ingeniería y diseño	2.000.000
Gestión de proyecto	1.250.000
Permisos y licencias	1.250.000
Seguros	1.000.000
Contingencias	1.500.000
TOTAL	7.000.000

Tabla 22: Costes de inversión indirectos

Al finalizar la vida útil del parque, se deben realizar una serie de actuaciones de desmantelamiento y restauración del terreno para asegurar la zona y minimizar el impacto ambiental. Entre ellas destaca la retirada de aerogeneradores, desmontando los diferentes componentes empleando grúas y su traslado a vertederos autorizados, cuyo precio estimado es de **650.000 €**. Se realiza un corte de las cimentaciones hasta cierta profundidad y se rellena y compacta con un material adecuado, ya que la extracción completa es un muy complejo y caro, al cual se le estima un coste de **400.000 €**. Finalmente se produce una restauración ambiental, acondicionando caminos, rellenando zanjas (el cableado eléctrico se desconecta y se sella) y realizando una revegetación con especies autóctonas con un coste estimado de **250.000 €**.

Concepto	Precio (€)
Retirada de aerogeneradores	650.000
Corte de las cimentaciones	400.000
Restauración ambiental	250.000
TOTAL	1.300.000

Tabla 23: Costes de desmantelamiento

Con el objetivo de disponer de una visión global del proyecto, se elabora una tabla resumen (Tabla 24), en la que se muestran todos los costes de inversión, incluyendo tanto costes directos, como indirectos y los asociados al desmantelamiento. El presupuesto total de inversión asciende a los **65.393.848 millones de euros**.

Concepto	Precio (€)
Aerogeneradores (Transporte, montaje...)	48.335.000
Infraestructura eléctrica	4.321.150
Obra civil	4.437.698
Costes indirectos	7.000.000
Desmantelamiento	1.300.000
TOTAL	65.393.848

Tabla 24: Costes totales de inversión (CAPEX)

Asimismo, se realiza una gráfica de distribución porcentual para analizar el peso relativo de cada categoría dentro del CAPEX y la identificación de los principales focos de gasto entre los que destacan los costes de inversión asociados a los aerogeneradores con un **73,91%**, como era de esperar.

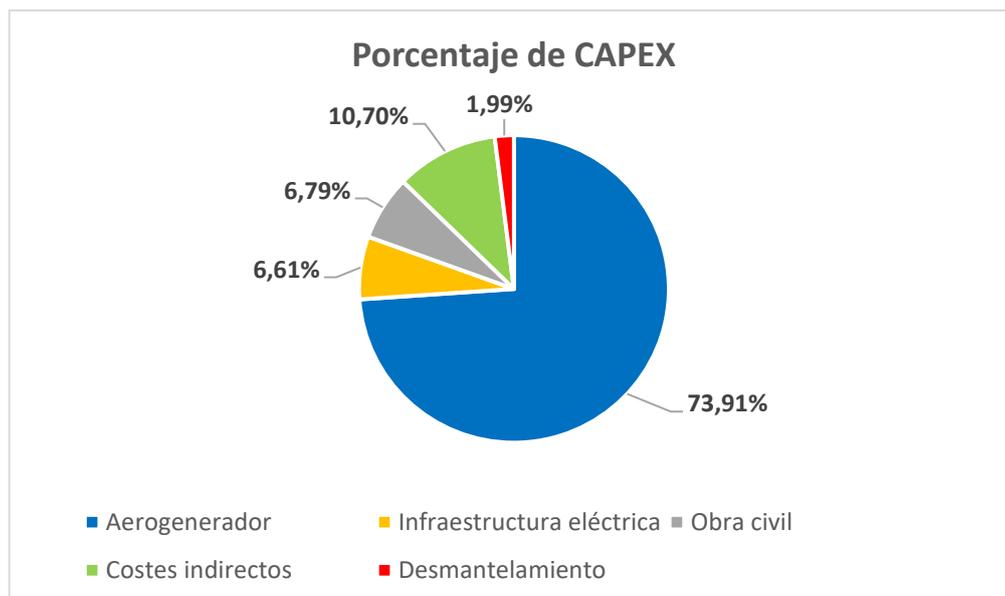


Figura 20: Porcentajes del CAPEX

4.3.2 OPEX

Además de la inversión que debe realizarse al comienzo del proyecto para poner en marcha el parque eólico, durante la fase de explotación se generan una serie de costes de operación y mantenimiento (OPEX) con el objetivo de garantizar, la disponibilidad, seguridad y mantenimiento de la instalación a lo largo de sus **25 años de vida útil** [33].

Entre estas acciones destaca el mantenimiento correctivo y preventivo, la cual incluye inspecciones periódicas de los aerogeneradores, sustitución de componentes críticos y reparaciones necesarias en casos de avería. Se estima un coste de **30.000 € por MW** instalado. Aparte de ello, se estima un coste asociado a la contratación de técnicos residentes en el parque, que se responsabilicen de la supervisión diaria, de en torno **2.500 €/MW**. Además de mantener los aerogeneradores y los componentes del sistema eléctrico del parque, se debe realizar un mantenimiento del centro de control o SCADA, actualizando el sistema de supervisión y las licencias de software con un coste de **1.000 €/MW**.

De la misma manera que se invierte en seguros en la fase de construcción, también se deben cubrir riesgos en la fase de explotación que pueden ser causados por tormentas, incendios o fallos eléctricos, estimándose así un coste de **1.500 €/MW**. También se deben tener en cuenta los impuestos locales y tasas derivadas de la actividad del parque cuyo coste estimado es de **1.500 €/MW**. Para concluir, existen costes asociados a la conexión a la red eléctrica que se traducen en pagos a la empresa distribuidora o transportista de en torno **10.000 €/MW**. Hay que mencionar que todos los costes mencionados son **anuales** y se estima una **tasa de crecimiento anual del 1,5%** debido a la inflación tanto técnica (de precio de materiales) como salarial (las empresas de mantenimiento suelen variar los contratos).

Concepto	Precio unitario (€/ud)	Cantidad	Precio total (€)
Mantenimiento correctivo y predictivo	30.000	49,5	1.485.000
Personal in situ	2.500	49,5	123.750
SCADA	1.000	49,5	49.500
Seguros operativos	1.500	49,5	74.250
Tasas	1.500	49,5	74.250
Conexión a red	10.000	49,5	495000
TOTAL			2.301.750

Tabla 25: Costes anuales operacionales OPEX

4.3.3 VENTA DE LA ENERGÍA

Una vez se conocen todos los costes que va a tener el proyecto tanto de inversión como los operacionales anuales, se deben determinar los ingresos obtenidos por la venta de electricidad generada en el mercado eléctrico. El mercado mayorista español es gestionado por el OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía), en el cual el precio de casación se determina en función de la oferta y la demanda de cada hora.

En este proyecto se considera un escenario de venta directa en el mercado, tomando como referencia el precio histórico de los últimos años y tratando de predecir la tendencia que van a tomar los precios del MWh en los años venideros. Sin embargo, para estimar los ingresos de un parque eólico no basta con conocer el precio medio anual del mercado eléctrico (€/MW), si no que hay que tener en cuenta la **tasa de captura** de la energía eólica.

La tasa de captura de la energía eólica se define como la relación entre el precio medio realmente percibido por la generación eólica y el precio medio del mercado en el mismo periodo. En el caso de la eólica este valor normalmente se sitúa por debajo del 100% debido a que cuando se generan episodios de mucho viento, la generación eólica aumenta de manera significativa, produciéndose un exceso de oferta renovable que desplaza a las tecnologías más caras de la casación, reduciendo el precio marginal de la electricidad (por ello el valor económico que recibe la eólica es inferior al precio medio del mercado). Así pues, para

calcular el precio que realmente se obtiene por la venta de un MWh producido mediante la energía eólica “Precio capturado” se debe multiplicar el precio medio del mercado cada año por la tasa de captura asociada a la eólica. En las Figuras 20 y 21 se muestran tanto el precio medio del mercado eléctrico, así como las tasas de captura estimadas para la energía eólica para los próximos años respectivamente [34].

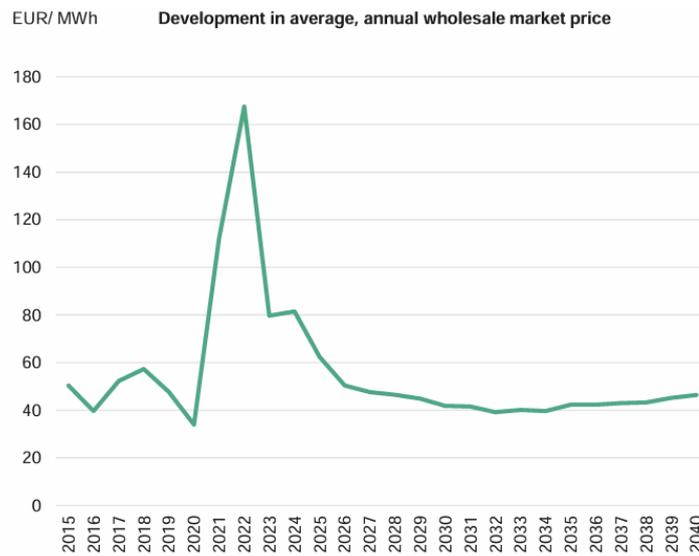


Figura 21: Precios medios del mercado eléctrico en los próximos años (EIFO)

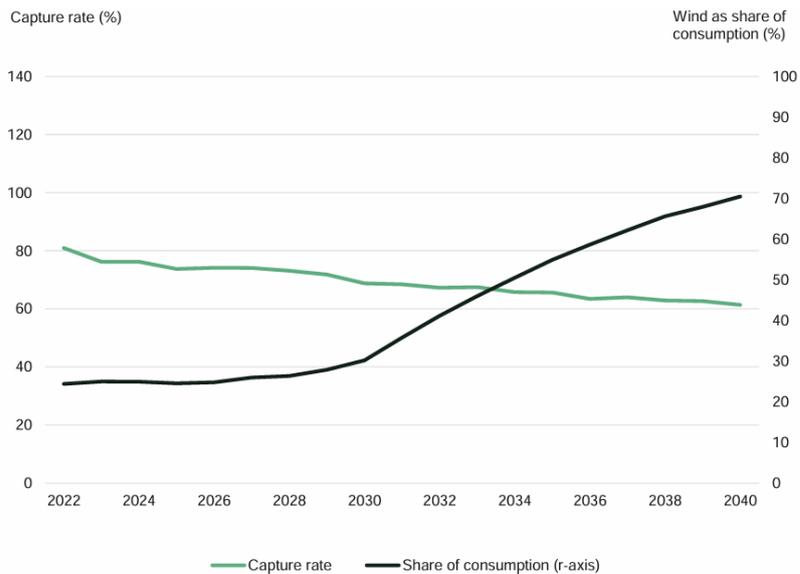


Figura 22: Tasa de captura de la energía eólica en los próximos años (EIFO)

$$\text{Precio capturado} = \text{Precio medio del mercado} \cdot \text{Tasa de captura}$$

Cabe destacar que la vida útil del proyecto es de 25 años (hasta 2049) y la información de los precios proyectados solo incluye los 16 primeros años (hasta 2040), por lo que se va a asumir que los precios se mantienen constantes en esos 9 años debido a la madurez del sistema energético, estableciendo un precio medio del mercado y una tasa de captura acorde con la tendencia de los años anteriores.

Antes de calcular los ingresos anuales obtenidos multiplicando la energía neta anual generada en el parque por el precio capturado de la energía eólica, se deben tener en cuenta los **impuestos** asociados a la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica que actualmente se encuentra en un **7%** [35].

$$\text{Ingresos obtenidos} = \text{Energía neta generada} \cdot \text{Precio capturado} \cdot \text{Impuestos}$$

En la Tabla 26 se muestran los precios medios del mercado eléctrico, así como las tasas de captura y finalmente los ingresos obtenidos anualmente (se asume que la energía neta anual generada es la misma para todos los años de vida útil).

	Año	Energía neta generada (Mwh)	Precio medio del mercado (€/MWh)	Tasa de captura (%)	Impuestos (%)	Ingresos obtenidos (€)
1	2025	211.145,70	55	70	7	10.800.102,6
2	2026	211.145,70	52	69	7	10.211.006,1
3	2027	211.145,70	50	68	7	9.818.275,1
4	2028	211.145,70	48	67	7	9.425.544,1
5	2029	211.145,70	46	66	7	9.032.813,1
6	2030	211.145,70	45	65	7	8.836.447,6
7	2031	211.145,70	44	65	7	8.640.082,1
8	2032	211.145,70	43	64	7	8.443.716,6
9	2033	211.145,70	42	63	7	8.247.351,1
10	2034	211.145,70	42	63	7	8.247.351,1
11	2035	211.145,70	43	62	7	8.443.716,6
12	2036	211.145,70	44	62	7	8.640.082,1
13	2037	211.145,70	45	61	7	8.836.447,6
14	2038	211.145,70	46	61	7	9.032.813,1
15	2039	211.145,70	47	60	7	9.229.178,6
16	2040	211.145,70	47	60	7	9.229.178,6
17	2041	211.145,70	45	60	7	8.836.447,6
18	2042	211.145,70	45	60	7	8.836.447,6
19	2043	211.145,70	45	60	7	8.836.447,6
20	2044	211.145,70	45	60	7	8.836.447,6
21	2045	211.145,70	45	60	7	8.836.447,6
22	2046	211.145,70	45	60	7	8.836.447,6
23	2047	211.145,70	45	60	7	8.836.447,6
24	2048	211.145,70	45	60	7	8.836.447,6
25	2049	211.145,70	45	60	7	8.836.447,6

Tabla 26: Ingresos anuales obtenidos

4.3.4 VALOR ACTUAL NETO

El Valor Actual Neto (VAN) es un indicador económico fundamental para evaluar la rentabilidad de un proyecto de inversión, cuyo resultado permite conocer si el proyecto genera valor y, por consiguiente, si es viable económicamente:

- **VAN > 0:** Los flujos de caja futuros actualizados (al valor actual) superan a la inversión inicial, por lo que el proyecto es viable.
- **VAN < 0:** El proyecto no es rentable y no debe realizarse, ya que no se recupera el capital invertido.

Para calcularlo se deben sumar todos los flujos de caja “FC” esperados a lo largo de los 25 años “n” de vida útil del proyecto (restando el coste de la inversión inicial necesaria para iniciar el proyecto “I₀”), actualizándolos al valor presente mediante una tasa de descuento “r” que refleja el coste de capital y el riesgo asociado a la inversión.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - I_0$$

En cuanto a la **tasa de descuento** se ha elegido un valor del **6%**, que refleja un riesgo bajo asociado al proyecto, debido a que la eólica terrestre y el marco regulatorio en España es relativamente estable. Este valor se encuentra alineado con el coste medio ponderado del capital (WACC) en proyectos de energía eólica onshore en España [36], lo que supone una estimación coherente del riesgo y de las condiciones de financiación.

Una vez realizados los cálculos de los flujos de caja para los 25 años de vida útil del proyecto se obtiene un **VAN del 17.267.592,05 €**, lo que implica que el proyecto es **rentable y viable** económicamente, ya que además de recuperar la inversión inicial genera un valor importante adicional. (Los cálculos de los flujos de caja para cada año se incluyen en el Anexo VIII)

4.3.5 TASA INTERNA DE RETORNO

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es otro indicador económico que se define como la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero y representa el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá la inversión cada año.

- **TIR > Tasa de descuento:** El proyecto es viable, ya que la rentabilidad supera el coste del capital inicial.
- **TIR < Tasa de descuento:** Cuesta más financiar el proyecto que el valor que se obtiene a largo plazo, por lo que el proyecto no es viable.

De esta manera para calcular el TIR se debe emplear la fórmula del valor neto e igualarlo a 0, con el objetivo de despejar la “r” y así poder compararla con la tasa de descuento del proyecto y ver si es viable o no.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - I_0 = 0$$

Al realizar todos los cálculos del VAN y los flujos de caja de cada año (incluidos en el Anexo VIII, se obtiene una **TIR del 8,87%**, un valor superior a la tasa de descuento seleccionada (6%). Este valor refuerza la conclusión realizada a raíz del valor del VAN, ya que el proyecto no solo recupera la inversión inicial si no que genera un margen adicional de rentabilidad, por lo que es viable el desarrollo del proyecto.

4.3.6 PERIODO DE AMORTIZACIÓN

El periodo de amortización o “Payback” es otro indicador que muestra el tiempo necesario para que los flujos de caja generados superen la inversión inicial. Para calcularlo se puede realizar de varias maneras, sin embargo, la más intuitiva es añadir el flujo de caja acumulado al análisis económico para ver en qué año pasa de ser negativo a positivo (se puede apreciar en el Anexo VIII)

Una vez realizada la proyección de ingresos y gastos, se obtiene un **periodo de amortización de 15 años**, lo que significa que a partir de ese momento la inversión inicial queda recuperada y a partir del año 16 los flujos de caja se traducen en beneficios adicionales.

4.4 CONCLUSIÓN

A lo largo de este Trabajo de Fin de Máster, se ha realizado un estudio completo de la viabilidad técnica y económica de un parque eólico de 49,5 MW en la zona de Carcastillo en la Ribera Alta de Navarra. El proyecto se ha construido desde la motivación inicial, relacionada con la necesidad de avanzar hacia un modelo energético más sostenible y alineado con los objetivos del PNIEC, detallando cada una de las fases necesarias para poner en marcha la instalación.

En primer lugar, se confirma que el emplazamiento elegido cuenta con condiciones adecuadas para la implantación del parque eólico gracias a su velocidad media del viento de en torno a 8 m/s y a la estabilidad en su dirección. Estos factores permiten asegurar una producción continua a pesar de no ser el emplazamiento con mayor potencial eólico de Navarra. Con base en este análisis, se selecciona el modelo Nordex N131/3300 adecuado para vientos moderados y se define una disposición final de 15 turbinas distribuidas en 3 filas, optimizando la superficie disponible y reduciendo el efecto estela.

A continuación, se desarrolla el diseño de la infraestructura eléctrica de evacuación y la obra civil asociada a la puesta en marcha. La red interna del parque se dimensiona en 3 ramales de media tensión a 33 kV, que conducen la energía hasta un transformador elevador de 55 MV que se conecta a la subestación de Carcastillo mediante una línea de evacuación de 7,25 km y un nivel de tensión de 66 kV. Este planteamiento asegura un transporte eficiente de la energía con unas pérdidas cercanas al 1,3% en el cableado.

En cuanto a los resultados energéticos y económicos el parque alcanza una producción neta anual en torno a 211 GWh con un factor de capacidad de entorno al 48,7%, el cual se sitúa por encima de la media de la energía eólica onshore lo que implica que el rendimiento es muy favorable y constata la buena elección del emplazamiento. A nivel económico, el VAN obtenido es positivo con un valor de 17,27 millones de euros y una TIR del 8,87% siendo superior a la tasa de descuento del parque lo que implica que el proyecto es viable al generar

beneficios durante gran parte de su vida útil (a partir del año 16, debido a que el periodo de amortización es de 15 años).

Además de ello, el trabajo no solo se centra en la parte técnica y económica, si no que también se tiene en cuenta el impacto ambiental, el cual es reducido al tratarse de una zona con pocas limitaciones. De la misma manera, el proyecto contribuye a otros objetivos como la lucha contra el cambio climático, la reducción de la dependencia energética y el desarrollo económico de la zona mediante la creación de empleo. Todo ello alineándose con varios objetivos de desarrollo sostenible especialmente el ODS 7, el ODS 8 y el ODS 13.

En conclusión, se confirma que la construcción del parque en la Ribera Alta de Navarra es viable técnica y económicamente, además de aportar beneficios ambientales y sociales. En cuanto al futuro sería interesante profundizar en la integración de sistemas de almacenamiento para reducir la sensibilidad a la intermitencia del recurso eólico y en el uso de tecnologías que permitan optimizar la operación y mantenimiento con el objetivo de incrementar la vida útil de la instalación. Estas mejoras podrían contribuir a aumentar la competitividad del parque y a consolidar su papel dentro de la transición energética en España.

Capítulo 5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Red Eléctrica. (2025). Informe del sistema eléctrico español 2024 y Las renovables en el sistema eléctrico español 2024.
https://www.ree.es/sites/default/files/07_SALA_PRENSA/Documentos/2025/NP_Navarra.pdf
- [2] Redaccion. (2025, March 26). Las renovables en Navarra aportaron el 68% de la generación en 2024 - Enercluster. *Enercluster*. <https://www.enercluster.com/las-renovables-en-navarra-aportaron-el-68-de-la-generacion-en-2024/>
- [3] Pérez, F. L. (n.d.). *Jurisprudencia al día. Navarra. Parques eólicos. Impacto ambiental. Autorizaciones* « Actualidad Jurídica Ambiental | AJA. <https://www.actualidadjuridicaambiental.com/jurisprudencia-al-dia-navarra-parques-eolicos-impacto-ambiental-autorizaciones/>
- [4] Deloitte & Asociación Empresarial Eólica. (2023). *ESTUDIO MACROECONÓMICO del Impacto del Sector Eólico en España*. <https://aeeolica.org/wp-content/uploads/2024/12/AF-Macro-2024-WEB-1.pdf>
- [5] *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030)*. (n.d.). Ministerio Para La Transición Ecológica Y El Reto Demográfico. <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>
- [6] *Medición del viento para emplazamiento de parques eólicos*. (n.d.). Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-eolica-terrestre/medicion-viento>

- [7] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020). *ZONIFICACIÓN AMBIENTAL PARA LA IMPLANTACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES: EÓLICA y FOTOVOLTAICA*. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/evaluacion-ambiental/documento1memoria_tcm30-518028.pdf
- [8] Bauer, L. (n.d.). *Nordex N131/3300 Delta - 3,30 MW - Wind turbine*. <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/1284-nordex-n131-3300-delta#datasheet>
- [9] *Windpowerplus.com*. Available at: <https://windpowerplus.com/the-wake-effect-in-wind-energy>
- [10] Prysmian Australia Pty Ltd & Prysmian New Zealand Ltd. (2016). MEDIUM VOLTAGE CABLES. In *MEDIUM VOLTAGE CABLES* [Report; PDF]. <https://australia.prysmian.com/sites/australia.prysmian.com/files/media/documents/copper-1933-kv-single-core-heavy-duty-screened-unarmoured.pdf>
- [11] GOBIERNO DE ESPAÑA, MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO, & Pinazo Ojer, J. M. (2010). Ahorro y Eficiencia Energética en Climatización [Guía técnica]. In *Guía técnica de condiciones climáticas exteriores de proyecto*. IDAE. <https://www.idae.es>
- [12] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2008). Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. In *BOE*. <https://www.boe.es/buscar/pdf/2008/BOE-A-2008-5269-consolidado.pdf>

- [13] *BOE-A-2008-5269 Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.* (n.d.). <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2008-5269>
- [14] (S/f). Siemens.com. Recuperado el 21 de julio de 2025, de <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:12cc786a-6bfc-4901-b1c3-3dab8902bb83/ha35-41-es-screen.pdf>
- [15] (S/f-b). Torrentelectricals.com. Recuperado el 23 de julio de 2025, de <https://torrentelectricals.com/products/catalogue/ehv-catalogue30012025c2c.pdf>
- [16] *XLPE insulated cables.* (n.d.). <https://smc-cables.com/wp-content/uploads/2021/07/XLPE-A.C-Resistance-Reactance-Values-1.pdf>
- [17] Tilca, F., Mathisson Malvasio, J. F., & Placco, C. (2022). *Valores sugeridos de pérdidas e incertidumbres en el cálculo de probabilidades de excedencia de parques eólicos.* http://eprints.natura.unsa.edu.ar/1336/1/Tilca_F_et_al.pdf
- [18] *Open Infrastructure Map.* (n.d.). <https://openinframap.org/#2/26/12>
- [19] *How to design foundations for onshore wind turbines.* (n.d.). NXFEM. <https://www.nxfem.com/en/blog/wind/how-to-design-foundations-for-onshore-wind-turbines>
- [20] (S/f). Editorialelearning.com. Recuperado el 28 de julio de 2025, de https://www.editorialelearning.com/catalogo/media/iverve/uploadpdf/1526389952_UF0218_demo.pdf
- [21] *Grupo Aguado realiza el montaje del nuevo prototipo de turbina eólica con su grúa LR 11000 de Liebherr.* (n.d.). Interempresas.

- <https://www.interempresas.net/Elevacion/Articulos/358543-Grupo-Aguado-realiza-montaje-prototipo-turbina-eolica-grua-LR-11000-Liebherr.html>
- [22] BOE-A-2014-6084 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. (n.d.).
- <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2014-6084>
- [23] Entradas, V. M. (2024, December 23). *DISEÑO DE ZANJAS PARA CANALIZACIONES ELÉCTRICAS ENTERRADAS DE AT. AUTOCONSUMO Y AUTARQUÍA*. <https://autarquiapersonal.com/2024/12/08/disen-de-zanjas-para-canalizaciones-electricas-de-media-tension/>
- [24] (S/f-b). Gva.es. Recuperado el 29 de julio de 2025, de https://cindi.gva.es/auto/energia/InformacionPublica/Alicante/ATALFE_2023_16_03/PROYECTO%20LSMT%20DE%20EVACUACION_v05.pdf
- [25] Bardenas Reales. (2019, December 2). *Fauna - bardenas reales*. <https://bardenasreales.es/fauna/>
- [26] BOE-A-2007-18397 Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas. (n.d.).
- <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-18397>
- [27] Gil-Bardají, M. (2025, May 28). *From Weibull to wind Parameters - VORTEX*. VORTEX. <https://vortexfdc.com/blog/from-weibull-to-wind-parameters/>

- [28] Dpelluz. (2013, June 24). *Pérdidas de energía en un parque eólico*. Efecto Estela. <https://efectoestela.wordpress.com/2013/06/24/perdidas-de-energia-en-un-parque-eolico/>
- [29] Munguía, S. F. (2024, March 11). Windletter #72 - Explorando los números de la energía eólica en Europa. *Windletter*. <https://windletter.substack.com/p/numeros-energia-eolica-europa>
- [30] Redacción. (2025, January 15). *Nordex aumenta un 13% la entrada de pedidos de turbinas eólicas en 2024 con un precio un 7% superior*. El Periódico De La Energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/nordex-aumenta-un-13-la-entrada-de-pedidos-de-turbinas-eolicas-en-2024-con-un-precio-un-7-superior/>
- [31] Cables Online. (2024, November 29). *Cable Media Tensión 1x95 mm² 33 kV Categoría I XLPE - Cables Online*. <https://cablesonline.com.ar/producto/cable-media-tension-1x95-mm2-33-kv-xlpe-cobre-cimet-termolite-norma-iram-2178/>
- [32] *Excavación de zanjas, con medios manuales*. (n.d.). Excavación De Zanjas, Con Medios Manuales. https://carm.generadordeprecios.info/espacios_urbanos/Acondicionamiento_del_terreno/AC_Movimiento_de_tierras_en_obra_/Excavaciones/ACE041_Excavacion_d_e_zanjas_con_medios_ma_0_0_4_0_0_0.html
- [33] Energía, A. (2025, July 22). *Energía eólica*. Adx Energía. <https://www.adxenergia.es/energia-eolica/>
- [34] S&P Global. (2023). Emerging trends in renewable power market earnings: Analysis of capture rates in Western Europe. In *S&P Global* [Report]. <https://www.eifo.dk/media/vozjbeo4/capture-rate-analyse.pdf>

- [35] *Agencia Tributaria: Información - Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica.* (2025, May 5).
<https://sede.agenciatributaria.gob.es/Sede/impuestos-especiales-medioambientales/impuesto-sobre-valor-produccion-energia-electrica.html?faqId=c9606c26518cb810VgnVCM100000dc381e0aRCRD>
- [36] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Sánchez Núñez, P., Salas Prat, J. M., Aguilar Paredes, C., & Bordiu García-Ovies, M. (2024). Determinación de CONE y propuesta de estándar de fiabilidad. In *Comisión Nacional De Los Mercados Y La Competencia*. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5650953.pdf>

ANEXOS

ANEXO I: DATASHEET DEL AEROGENERADOR

Power

Rated power:	3,300.0 kW
Flexible power ratings:	-
Cut-in wind speed:	3.0 m/s
Rated wind speed:	-
Cut-out wind speed:	20.0 m/s

Tower

Hub height:	134/164 m
Type:	hybrid
Shape:	conical
Corrosion protection:	painted
Manufacturer:	-

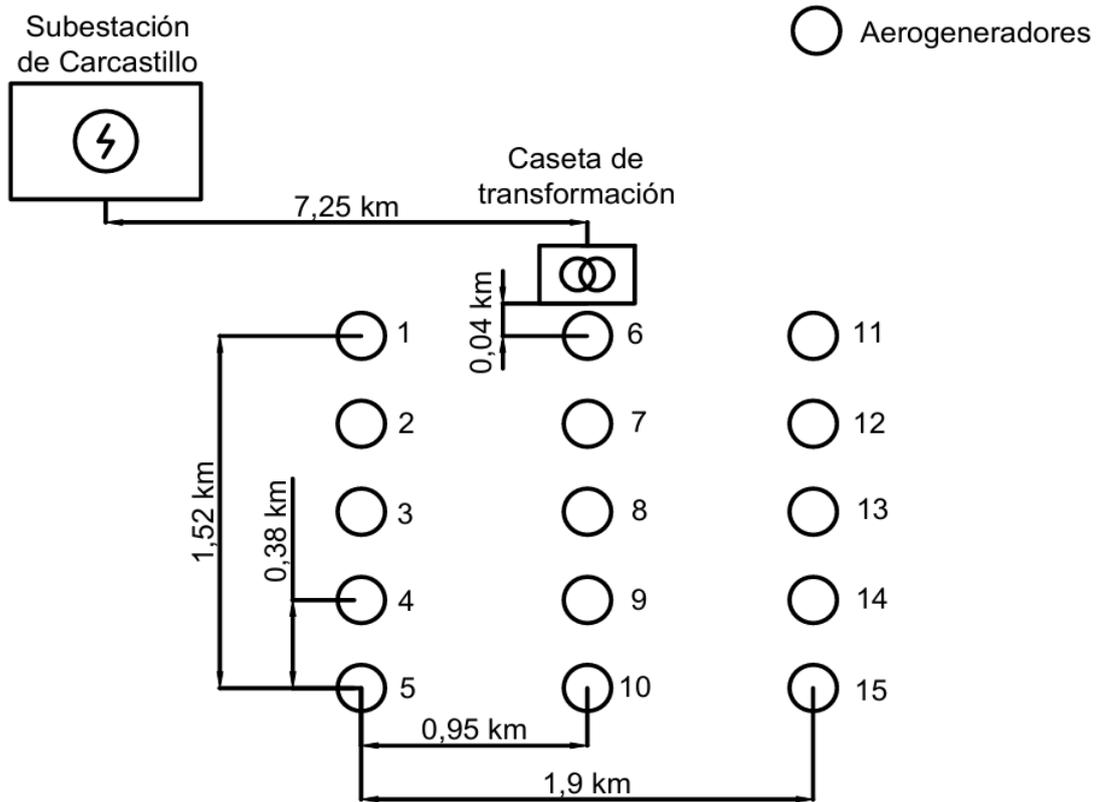
Rotor

Diameter:	131.0 m
Swept area:	13,478.0 m ²
Number of blades:	3
Rotor speed, max:	12.4 U/min
Tipspeed:	85 m/s
Power density 1:	244.8 W/m ²
Power density 2:	4.1 m ² /kW

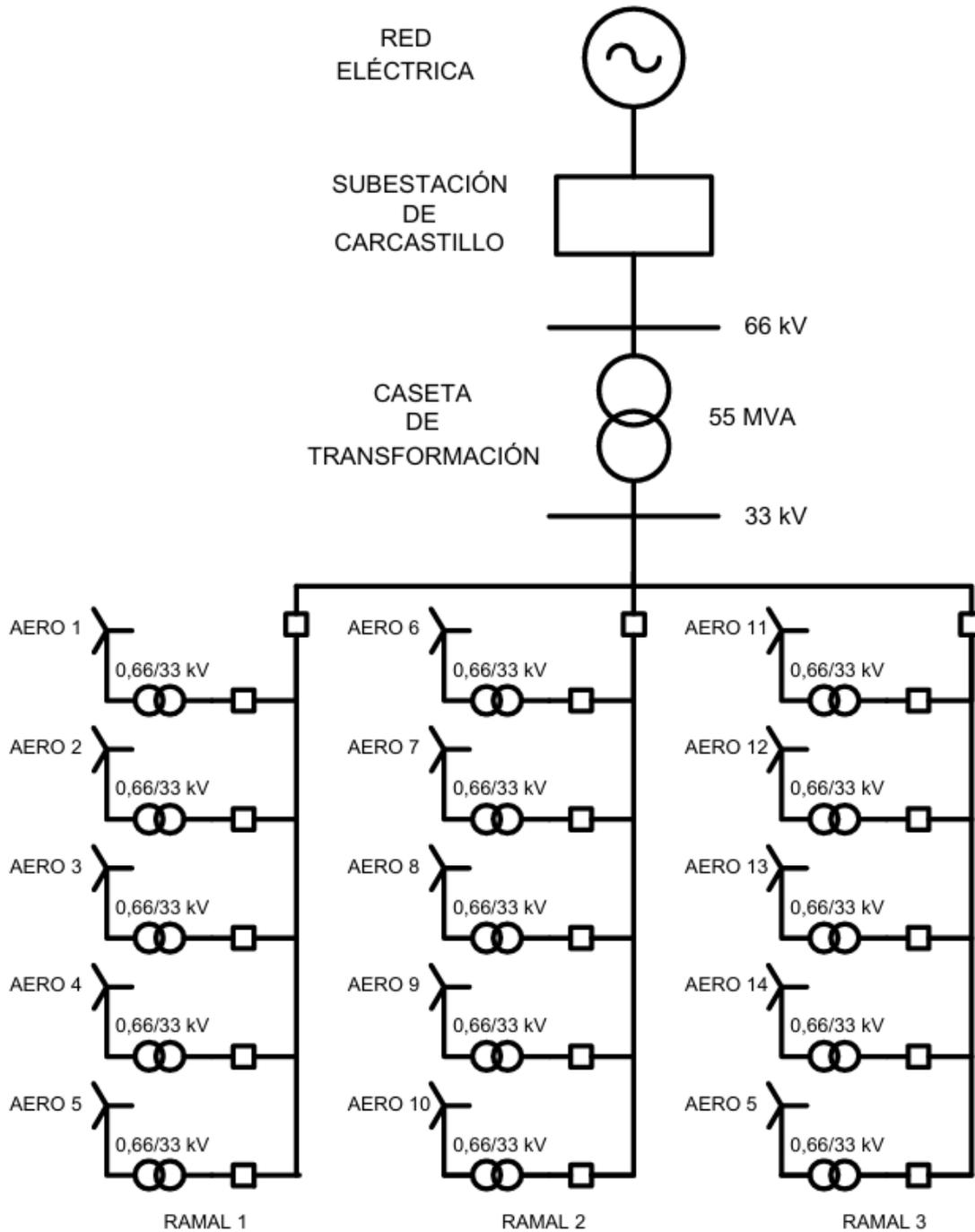
Generator

Type:	Double fed induction
Number:	1
Speed, max:	-
Voltage:	660.0 V
Grid connection:	inverters
Grid frequency:	50 Hz

ANEXO II: DISPOSICIÓN DEL PARQUE



ANEXO III: ESQUEMA UNIFILAR



ANEXO IV: DATASHEET DEL CABLE DE LA RED INTERNA MT

Copper 19/33 kV - Single core heavy duty screened unarmoured												
Product code: 1CCUX33HD												
Nominal conductor area mm ²	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630	
Nominal conductor diameter mm	8.2	9.8	11.5	12.9	14.3	16.1	18.2	20.6	23.5	26.6	30.3	
Nominal insulation thickness mm	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	
Approx cable diameter mm	34.4	36.2	37.9	39.5	40.9	42.9	45.1	47.8	51.5	54.8	58.7	
Approx mass kg/100m	165	210	240	270	300	340	400	465	560	675	815	
Max pulling tension on conductor kN	3.5	4.9	6.7	8.4	11	13	17	21	25	25	25	
Max pulling tension on stocking grip kN	3.5	4.6	5.0	5.5	5.9	6.4	7.1	8.0	9.3	10	12	
Min bending radius* during installation mm	620	650	680	710	740	770	810	860	930	990	1060	
Min bending radius* set in position mm	410	430	460	470	490	510	540	570	620	660	700	
Max conductor resistance, dc @ 20°C Ohm/km	0.387	0.268	0.193	0.153	0.124	0.0991	0.0754	0.0601	0.0470	0.0366	0.0283	
Conductor resistance, ac @ 90°C & 50 Hz Ohm/km	0.494	0.342	0.247	0.196	0.159	0.127	0.0976	0.0785	0.0624	0.0500	0.0404	
Inductance, trefoil touching mH/km	0.515	0.478	0.454	0.436	0.422	0.407	0.391	0.378	0.365	0.352	0.340	
Inductive reactance, trefoil touching @ 50Hz Ohm/km	0.162	0.150	0.143	0.137	0.133	0.128	0.123	0.119	0.115	0.110	0.107	
Zero seq. impedance @ 20°C & 50 Hz Ohm/km	0.783+ j0.0989	0.550+ j0.0881	0.475+ j0.0815	0.435+ j0.0762	0.406+ j0.0723	0.381+ j0.0681	0.358+ j0.0638	0.343+ j0.0601	0.330+ j0.0566	0.320+ j0.0530	0.312+ j0.0499	
Capacitance, phase to earth µF/km	0.139	0.155	0.170	0.183	0.196	0.212	0.231	0.254	0.284	0.312	0.344	
Min insulation resistance @ 20°C MOhm.km	18,000	16,000	15,000	14,000	13,000	12,000	11,000	9,900	8,800	8,000	7,200	
Electric stress at conductor screen kV/mm	4.07	3.85	3.67	3.55	3.46	3.36	3.26	3.16	3.06	2.99	2.93	
Charging current @ rated voltage & 50 Hz A/phase/km	0.831	0.923	1.02	1.09	1.17	1.26	1.38	1.52	1.70	1.86	2.06	
Short circuit rating	Phase conductor kA, 1 sec	7.2	10.0	13.6	17.2	21.5	26.5	34.3	42.9	57.2	71.5	90.1
	Metallic screen kA, 1 sec	7.1	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
Continuous current rating	In ground, direct buried A	205	250	295	335	370	420	480	535	605	675	750
	In ground, in singleway ducts A	200	235	275	310	340	375	425	470	520	575	630
	In free air, unenclosed & spaced from wall A	220	275	335	380	430	490	575	655	750	855	970

ANEXO V: CELDAS DE MT Y AT

CELDA DE MT

Datos de las celdas (Continuación)									
Celda con seccionador 630 A, 800 A, 1000 A, 1250 A, 1600 A, 2000 A, 2500 A									
Tensión asignada U_r	kV	7,2	12	15	17,5	24	36	38	
Corriente permanente asignada ³⁾ I_r	a una temperatura del aire ambiente de 40 °C	A 630	630	630	630	630	630	630	630
		A 800	800	800	800	800	800	800	800
		A 1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
		A 1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250
		A 1600	1600	1600	1600	1600	1600	-	-
		A 2000	2000	2000	2000	2000	2000	-	-
		A 2500	2500	2500	2500	2500	2500	-	-
Corriente admisible asignada de corta duración I_k	para celdas con $t_k = 1$ s	kA 20 25 31,5	20 25 31,5	20 25 31,5	20 25 31,5	20 25	20 25	20 25	20 25
	para celdas con $t_k = 3$ s	kA 20 25 31,5	20 25 31,5	20 25 31,5	20 25 31,5	20 25	20 25	20 25	20 25
Valor de cresta de la corriente admisible asignada I_p	50 Hz	kA 50 63 80	50 63 80	50 63 80	50 63 80	50 63	50 63	50 63	50 63
	60 Hz	kA 52 65 82	52 65 82	52 65 82	52 65 82	52 65	52 65	52 65	52 65
Clases de endurancia según IEC 62271-102	SECCIONAMIENTO	M1	M1	M1	M1	M1	M1	M1	M1
	PUESTA A TIERRA	MO, EO	MO, EO	MO, EO	MO, EO	MO, EO	MO, EO	MO, EO	MO, EO

CELDA DE AT

Switchgear type	8VM1
Rated voltage	up to 72.5 kV
Rated frequency	50/60 Hz
Rated short-duration power-frequency withstand voltage (1 min)	up to 140 kV
Rated lightning impulse withstand voltage (1.2/50 μ s)	up to 325 kV
Rated continuous current	up to 1250 A
Rated short-circuit breaking current	up to 25 kA
Rated peak withstand current	up to 68 kA
Rated short-time withstand current (up to 1 s)	up to 25 kA
Leakage rate per year and gas compartment (type-tested)	< 0.1%
Driving mechanism of circuit-breaker	stored energy-spring
Rated operating sequence	O-0.3 s-CO-3 min-CO
	CO-15 s-CO
Interrupter technology	vacuum
Insulation medium	clean air
Weight of SF ₆ or other fluorinated greenhouse gases	0 kg
GWP Global Warming Potential	0
CO ₂ equivalent	0 kg
Rated filling pressure	0.56 MPa abs
Bay width common pole drive	1050 mm
Bay height, depth (depending on bay arrangement)	2330 mm x 2500 mm
Bay weight (depending on bay arrangement)	1.6 t
Ambient temperature range	-30°C up to +45°C
Installation	indoor
First major inspection	> 25 years
Expected lifetime	> 50 years
Standards	IEC/IEEE

ANEXO VI: DATASHEET DEL TRANSFORMADOR

Power Transformer, Three Phase, 55MVA 33/66KV IEC 60076 Standard & Tier-2 Efficiency				
Project	DESCRIPTION	UNITS	OFFERED	COMMENTS
A GENERAL BACKGROUND				
A.1	Provider	-	DAELIM TRANSFORMER	
A.2	Representative	-	DAELIM TRANSFORMER	
A.3	Brand	-	DAELIM TRANSFORMER	
A.4	Model	-	S-55000-33/66	
A.5	Delivery term		FOB	
A.6	Type	-	Oil Immersed Power Transformer	
A.7	Rules	-	IEC 60076 Standard & Tier-2 Efficiency	
A.8	Amount of equipment to supply		1	
B ENVIRONMENTAL CHARACTERISTICS AND NETWORKS				
CHARACTERISTICS OF THE NETWORKS TO WHICH THE EQUIPMENT WILL BE CONNECTED				
B.1	Voltage	frequency	Hz	50
		Nominal voltage(NSEG 8.E.n.75)	kV	33
		Nominal voltage(NSEG 8.E.n.75)	kV	66
B.2 ENVIRONMENTAL CONDITIONS OF THE INSTALLATION PLACE				
B.2.1	Maximum ambient temperature	°C	40	
B.2.2	Minimum ambient temperature	°C	-35	
B.2.3	Average daily maximum temperature	°C	20	
B.2.4	Maximum height of sea level	meter	1000	
B.2.5	Average annual rainfall	mm	According to project	
B.2.6	Seismic		According to project	
B.2.7	Maximum wind pressure	kg/m2	According to project	
C GENERAL CHARACTERISTICS				
C.1	Standards used in manufacturing:		IEC 60076 Standard & Tier-2 Efficiency	
D SERVICE TECHNICAL CHARACTERISTICS				
D.1	Primary winding tension	kV	33	
D.2	Secondary winding tension	kV	66	
D.3	N° phases		3	
E TECHNICAL CHARACTERISTICS				
E.1	Type of cooling:		ONAN	
E.2	Powers at 65° C according to type of cooling			
E.2.1	*-Power ONAN	MVA	55	
E.3	Impedance at 75° C, Nominal Voltage, @55MVA	%	9.00%	
E.4	Temperature rise coiled to the installation temperature (oil - coiled - hottest point)	K	60-65-78	
E.5 Nominal Voltage (between phases):				
E.5.1	- Primary winding	kV	33	
E.5.2	- Secondary winding	kV	66	
E.6	Winding material		Copper	
E.7	Winding Connection		YNd11	
E.7.1	- Primary winding		YN	
E.7.2	- Secondary winding		d	
E.8	Basic Impulse Level Rolled Up		IEC 60076 Standard	
E.8.1	- Primary winding	kV	170	
E.8.2	- Secondary winding	kV	325	

ANEXO VII: DATASHEET DEL CABLE DE EVACUACIÓN

Nominal C/S Area	Aluminium Corrugated Sheath	Outer sheath	Overall Diameter (Approx.)	Approx. Cable Weight		Capacitance Approx.
	Thickness	Thickness		Aluminium Conductor	Copper Conductor	
Sq.mm	mm	mm	mm	Kgs/m	Kgs/m	Micro F/Km
300	2.1	2.8	68.0	4.0	6.0	0.20
400	2.1	3.0	71.5	4.4	7.0	0.22
500	2.1	3.0	74.5	5.0	8.1	0.25
630	2.1	3.2	78.5	5.6	9.7	0.27
800	2.0	3.4	83.5	6.4	-	0.29
1000	2.0	3.4	87.5	7.3	-	0.32
1200	2.0	3.6	92.5	8.3	-	0.35
1400	2.0	3.6	99.0	8.8	-	0.35
1600	2.0	3.8	102.5	10.0	-	0.39
2000	2.0	4.0	108.5	11.5	-	0.42
2500	2.0	4.0	115.5	13.4	-	0.46

Nominal C/S Area	Trefoil SPB/CB		Flat SPB/CB		Trefoil SPB/CB		Flat SPB/CB	
	Aluminium Ground	Aluminium Air	Aluminium Ground	Aluminium Air	Copper Ground	Copper Air	Copper Ground	Copper Air
Sq.mm	Amp	Amp	Amp	Amp	Amp	Amp	Amp	Amp
300	345	510	365	570	442	667	470	770
400	395	600	420	690	500	760	535	900
500	445	690	480	805	561	870	605	1035
630	506	805	550	935	630	1000	685	1195
800	570	920	615	1080	690	1125	765	1300
1000	630	1030	690	1230	770	1260	845	1500
1200	698	1180	755	1385	841	1455	936	1700
1400	741	1305	812	1545	883	1570	988	1895
1600	784	1390	860	1650	921	1655	1035	2010
2000	8461	535	936	1845	974	1795	1102	2210
2500	9741	749	1129	2131	1196	2207	1404	2549

ANEXO VIII: FLUJOS DE CAJA

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos	0	10.800.103	10.211.006	9.818.275	9.425.544	9.032.813
CAPEX	65.393.848					
OPEX		2.301.750	2.336.276	2.371.320	2.406.890	2.442.994
Flujo de caja	-65.393.848	8.498.353	7.874.730	7.446.955	7.018.654	6.589.820
Flujo de caja acumulado	-65.393.848	-57.376.534	-50.368.053	-44.115.446	-38.556.015	-33.631.718

Año	6	7	8	9	10	11
Ingresos	8.836.448	8.640.082	8.443.717	8.247.351	8.247.351	8.443.717
CAPEX						
OPEX	2.479.638	2.516.833	2.554.586	2.592.904	2.631.798	2.671.275
Flujo de caja	6.356.809	6.123.249	5.889.131	5.654.447	5.615.553	5.772.442
Flujo de caja acumulado	-29.150.418	-25.078.108	-21.383.194	-18.036.336	-14.900.640	-11.859.790

Año	12	13	14	15	16	17
Ingresos	8.640.082	8.836.448	9.032.813	9.229.179	9.229.179	8.836.448
CAPEX						
OPEX	2.711.344	2.752.014	2.793.294	2.835.194	2.877.722	2.920.887
Flujo de caja	5.928.738	6.084.433	6.239.519	6.393.985	6.351.457	5.915.560
Flujo de caja acumulado	-8.913.389	-6.060.769	-3.301.024	-633.037	1.867.190	4.064.019

Año	18	19	20	21	22	23
Ingresos	8.836.448	8.836.448	8.836.448	8.836.448	8.836.448	8.836.448
CAPEX						
OPEX	2.964.701	3.009.171	3.054.309	3.100.124	3.146.625	3.193.825
Flujo de caja	5.871.747	5.827.276	5.782.139	5.736.324	5.689.822	5.642.623
Flujo de caja acumulado	6.121.149	8.047.139	9.850.037	11.537.408	13.116.363	14.593.586

Año	24	25
Ingresos	8.836.448	8.836.448
CAPEX		
OPEX	3.241.732	3.290.358
Flujo de caja	5.594.715	5.546.090
Flujo de caja acumulado	15.975.361	17.267.592