



1

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

PROYECTO FIN DE GRADO

Evaluación técnica y económica de un parque eólico

Autor: Santiago Burgaleta Gutiérrez

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Junio de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

Evaluación técnica y económica de un parque eólico

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2024/25 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.: Santiago Burgaleta Gutiérrez

Fecha: 10 / 07 / 2025



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Ignacio Martín Gutiérrez

Fecha: 11 / 07 / 2025



2025.07.15

22:16:44

+10'00'

Agradecimientos

A mi abuelo, gracias por tu pasión y amor por esta profesión, si no fuese por ti no sería “casi” ingeniero.

EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO

Autor: Burgaleta Gutiérrez, Santiago.

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Entidad Colaboradora: Universidad Pontificia de Comillas – ICAI

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto analiza la viabilidad técnica y económica de un parque eólico terrestre de 11,2 MW, compuesto por dos aerogeneradores Vestas V162, ubicado en el Monte de Villalobón, en la provincia de Palencia. Se abordan el diseño del sistema, la integración a red y la evaluación de impacto ambiental, concluyendo con una estimación de rentabilidad positiva y alineación con los objetivos de sostenibilidad.

1. Introducción

En el contexto actual de transición energética global, las fuentes renovables se consolidan como pilares fundamentales para combatir el cambio climático, reducir la dependencia de combustibles fósiles y garantizar un suministro energético sostenible. Entre ellas, la energía eólica destaca por su madurez tecnológica, su elevada competitividad y su creciente participación en el mix energético español, alcanzando un 23,5% de la generación total en 2023.

Este proyecto estudia la viabilidad de construir un parque eólico terrestre en el municipio de Villalobón, en la provincia de Palencia. El parque estaría compuesto por dos aerogeneradores de 5,6 MW cada uno, conectados a través de una red interna de media tensión a una subestación transformadora diseñada específicamente para este proyecto. Desde allí, la energía se evacuaría al nudo Palencia 220 kV, a través de una línea soterrada de alta tensión.

A lo largo de este trabajo se analiza todo el conjunto de elementos necesarios para hacer realidad el parque, desde la elección del emplazamiento y el diseño técnico de la instalación, hasta las obras civiles requeridas, pasando por el estudio del impacto ambiental y social, y finalizando con un modelo financiero que permite valorar su rentabilidad. El objetivo principal es entender cómo se lleva a cabo un proyecto de este tipo desde cero y qué factores influyen realmente en su viabilidad.

2. Definición del Proyecto

Este trabajo desarrolla el diseño y la evaluación técnica de un parque eólico terrestre con una potencia instalada total de 11,2 MW, formado por dos aerogeneradores Vestas V162 de 5,6 MW cada uno. El emplazamiento elegido, situado en el Monte de Villalobón, ha sido seleccionado por sus condiciones favorables de viento y por su cercanía al nudo de evacuación Palencia 220 kV, lo que facilita su integración en la red de transporte eléctrica.

El proyecto se estructura en torno a tres grandes bloques: la captación del recurso eólico, la transformación de la energía y su evacuación hasta la red. Para ello, se ha realizado una estimación detallada de la producción del parque utilizando bases de datos y herramientas especializadas que han permitido valorar tanto la idoneidad del emplazamiento como las características del entorno. A partir de estos datos, se ha definido la configuración del sistema, teniendo en cuenta aspectos como el diseño del cableado, la topografía del terreno, los accesos y las limitaciones medioambientales del entorno.

En el apartado eléctrico, se propone una red interna de media tensión que conecta ambos aerogeneradores con una subestación elevadora proyectada desde cero. Esta subestación permite elevar la tensión a 220 kV y evacuar la energía mediante una línea soterrada hasta el punto de conexión autorizado. Todo esto requiere un conjunto importante de obras civiles, desde la cimentación de los aerogeneradores hasta la ejecución de zanjas, canalizaciones y caminos de acceso.

Además, se ha desarrollado un modelo económico que evalúa la viabilidad del proyecto a través de indicadores como el VAN y la TIR, considerando costes de inversión, operación y mantenimiento. Este análisis se completa con una revisión del marco normativo aplicable, incluyendo la tramitación ambiental, los requisitos técnicos del operador del sistema y la legislación vigente en materia de energías renovables.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

El desarrollo del proyecto se apoya en una combinación de herramientas especializadas y metodologías reconocidas en el ámbito de la ingeniería eólica, con el objetivo de garantizar un diseño riguroso, una estimación precisa de la producción energética y una evaluación económica sólida para determinar la viabilidad del parque eólico.

La evaluación ambiental se ha completado mediante la revisión y cumplimiento de la legislación nacional e internacional, incluyendo los requisitos asociados a la Declaración de Impacto Ambiental (DIA). Asimismo, se han valorado aspectos sociales, como la aceptación del proyecto por parte de la comunidad local, y se han propuesto posibles medidas compensatorias o correctoras para minimizar cualquier impacto negativo.

Para el análisis del recurso eólico y la selección del emplazamiento, se emplearon tanto la plataforma Global Wind Atlas como Google Earth Pro. Esta última herramienta resultó fundamental para la obtención y análisis de imágenes satelitales de alta resolución, así como para la delimitación precisa del área de estudio y la evaluación de la topografía y accesos al terreno. Gracias a Google Earth Pro, fue posible simular la ubicación de los aerogeneradores y planificar las infraestructuras asociadas, facilitando la integración de los datos geográficos en el diseño técnico y la elaboración de planos. En la siguiente imagen se muestra una vista general del emplazamiento obtenida mediante Google Earth Pro, que ilustra la disposición propuesta de los aerogeneradores y la integración del parque en su entorno.



Ilustración 1: Emplazamiento Vista General [Google Earth Pro]

El modelo de aerogenerador seleccionado, Vestas V162-5.6 MW, destaca por su elevado rendimiento en emplazamientos con vientos medios y su tecnología avanzada. Su rotor de 162 metros de diámetro y la posibilidad de ajustar la altura de buje permiten maximizar la captación del recurso eólico en terrenos amplios. La separación entre turbinas se ha diseñado siguiendo las recomendaciones del fabricante, manteniendo distancias de cinco a siete diámetros en la dirección predominante del viento para minimizar las pérdidas por interferencias aerodinámicas.

A nivel eléctrico, se ha proyectado una subestación elevadora que transforma la tensión de salida de los aerogeneradores (30 kV) hasta 220 kV, lo que facilita la conexión directa a la red de transporte. El diseño contempla la inclusión de sistemas de protección, transformadores, sistemas de control y el trazado de la línea de evacuación hasta el punto de conexión autorizado.

Por último, para el análisis económico, se han utilizado hojas de cálculo en Excel, desarrollando un modelo financiero que permite estimar los principales indicadores de rentabilidad del proyecto, como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Además, se han considerado aspectos como la amortización de los equipos, la fiscalidad aplicable, la financiación externa y las condiciones específicas de los préstamos.

Los resultados y conclusiones del proyecto se desarrollan en detalle en las siguientes secciones, aportando una visión integral de la viabilidad técnica, económica y ambiental del parque eólico propuesto.

4. Resultados

Este proyecto ha evaluado de manera exhaustiva la viabilidad técnica, económica y ambiental de implantar un parque eólico en el Monte de Villalobón (Palencia). El análisis realizado confirma que la zona seleccionada dispone de un recurso eólico suficiente y bien caracterizado, lo que permite una explotación eficiente y sostenible bajo las condiciones actuales del mercado eléctrico.

La producción energética anual estimada a P50 es de 28.519 MWh, lo que refleja un aprovechamiento eficiente del recurso eólico disponible en la zona. Este valor tiene en cuenta tanto la curva de potencia de los aerogeneradores como las pérdidas por estela, disponibilidad y limitaciones técnicas.

Desde el punto de vista económico, el análisis financiero desarrollado para un horizonte temporal de 25 años y considerando un escenario realista de precios y costes arroja los siguientes resultados principales:

Indicador	Valor
<i>TIR del Proyecto (antes de impuestos)</i>	9,553%
<i>TIR del Proyecto (después de impuestos)</i>	8,354%
<i>VAN (6% tasa de descuento)</i>	2.301.767,29 €
<i>VAN (6% tasa de descuento, en COD)</i>	13.724.423,32 €

Ilustración 2. Resultados financieros principales

Estos resultados ponen de manifiesto la solidez económica del proyecto y su capacidad para generar retornos atractivos bajo las condiciones actuales del mercado. Además, la implantación del parque eólico contribuirá de forma significativa a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y al desarrollo sostenible de la región, generando empleo local durante las fases de construcción y operación y mejorando las infraestructuras existentes.

En conclusión, la implementación del parque eólico en Villalobón es tanto técnica como económicamente viable, asegurando un uso eficiente de los recursos eólicos y aportando beneficios relevantes a nivel ambiental, social y económico para la provincia de Palencia.

5. Conclusiones

A lo largo de este proyecto se ha demostrado el objetivo del mismo: la viabilidad técnica, económica y ambiental de un parque eólico de 11,2 MW ubicado en Villalobón, Palencia, compuesto por dos aerogeneradores Vestas V162-5.6 MW. El estudio detallado del emplazamiento y la conexión eléctrica al nudo Palencia 220 kV garantizan una integración eficiente y segura del parque en la red de transporte.

Desde el punto de vista técnico, se ha realizado un diseño completo que incluye todos los sistemas eléctricos necesarios: el esquema unifilar, la red interna de baja tensión, el sistema de control y servicios auxiliares, la red de media tensión soterrada, la subestación transformadora y la línea de evacuación, que cruza una línea de alta tensión superior a 300 kV. Además, se ha planteado un sistema integral de puesta a tierra y una red de comunicaciones por fibra óptica para asegurar el control local y remoto del parque. Todo

ello siguiendo la normativa vigente, lo que garantiza la viabilidad constructiva y operativa del proyecto.

En el ámbito económico, el análisis financiero ha considerado un CAPEX total de aproximadamente 11,3 millones de euros, incluyendo aerogeneradores, infraestructuras eléctricas y obra civil. Bajo un acuerdo PPA de 55 €/MWh, un recurso eólico estimado en 3.030 horas equivalentes anuales (P50) y costes operativos de 11 €/MWh, el proyecto arroja una TIR del 8,35% y un VAN de más de 2,3 millones de euros con una tasa de descuento del 6%. Estos resultados reflejan una rentabilidad sólida y márgenes razonables, incluso considerando el tamaño y la inversión inicial del parque.

Desde una perspectiva social y ambiental, este proyecto contribuye de manera directa a la transición energética y a la descarbonización, reduciendo emisiones de gases de efecto invernadero y mejorando la calidad del aire. Además, genera empleo local durante las fases de construcción y operación, dinamizando la economía rural y fomentando una mayor conciencia ambiental en la comunidad.

En resumen, el proyecto cumple con éxito el objetivo de demostrar la viabilidad integral de un parque eólico de estas características, aportando una solución realista y completa que abarca desde la planificación técnica y eléctrica hasta la rentabilidad financiera y el impacto social y ambiental. A nivel personal, este trabajo ha permitido profundizar en el conocimiento del sector energético y desarrollar competencias técnicas y analíticas que serán valiosas para futuros proyectos en energías renovables.

6. Referencias

- [1] Renovables Verdes. “La gran importancia de la energía eólica”.
<https://www.renovablesverdes.com/la-gran-importancia-de-la-energia-eolica/>
- [2] Eólico Celada Fusión. (s.f.). *Parque Eólico Celada Fusión*.
<https://www.eolicoceladafusion.es/>
- [3] Asociación Empresarial Eólica. (s.f.). *La eólica en España*. <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/>

TECHNICAL AND ECONOMIC EVALUATION OF A WIND FARM

Author: Burgaleta Gutiérrez, Santiago.

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project analyzes the technical and economic feasibility of an 11.2 MW onshore wind farm, consisting of two Vestas V162 wind turbines, located in Monte de Villalobón, in the province of Palencia. The study addresses the system design, grid integration, and environmental impact assessment, concluding with a preliminary estimation of positive profitability and alignment with sustainability goals.

1. Introduction

In the current context of global energy transition, renewable sources are being consolidated as fundamental pillars to combat climate change, reduce dependence on fossil fuels, and ensure a sustainable energy supply. Among them, wind energy stands out for its technological maturity, high competitiveness, and its growing share in the Spanish energy mix, reaching 23.5% of total generation in 2023.

This project examines the feasibility of constructing an onshore wind farm in the municipality of Villalobón, in the province of Palencia. The wind farm would consist of two wind turbines of 5.6 MW each, connected through an internal medium-voltage network to a transformer substation specifically designed for this project. From there, the energy would be evacuated to the Palencia 220 kV node via an underground high-voltage line.

Throughout this work, all the necessary elements to make the wind farm a reality are analyzed, from the selection of the site and the technical design of the installation to the required civil works, including the study of environmental and social impact, and concluding with a financial model that allows for the assessment of its profitability. The main objective is to understand how a project of this type is carried out from scratch and which factors truly influence its viability.

2. Project Definition

This work develops the design and technical evaluation of an onshore wind farm with a total installed capacity of 11.2 MW, consisting of two Vestas V162 wind turbines of 5.6 MW each. The selected site, located at Monte de Villalobón, was chosen for its favorable wind conditions and its proximity to the Palencia 220 kV evacuation node, which facilitates its integration into the electricity transmission grid.

The project is structured around three main areas: wind resource capture, energy transformation, and its evacuation to the grid. To this end, a detailed estimate of the park's production has been carried out using specialized databases and tools, allowing for an assessment of both the suitability of the site and the characteristics of the surrounding environment. Based on this data, the system configuration has been defined, taking into account aspects such as cable design, land topography, access routes, and environmental constraints of the area.

In the electrical section, an internal medium-voltage network is proposed to connect both wind turbines to a newly designed step-up substation. This substation raises the voltage to 220 kV and evacuates the energy via an underground line to the authorized connection point. All of this requires significant civil works, from the foundations of the wind turbines to the construction of trenches, ducts, and access roads.

In addition, an economic model has been developed to assess the project's viability through indicators such as Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR), considering investment, operation, and maintenance costs. This analysis is complemented by a review of the applicable regulatory framework, including environmental permitting, the technical requirements of the system operator, and current legislation on renewable energies.

3. Description of the Model / System / Tools

The development of the project is based on a combination of specialized tools and recognized methodologies in the field of wind engineering, with the aim of ensuring a rigorous design, an accurate estimation of energy production, and a solid economic assessment to determine the feasibility of the wind farm.

The environmental assessment was completed through the review and compliance with national and international legislation, including the requirements associated with the Environmental Impact Statement (EIS). Social aspects were also considered, such as the acceptance of the project by the local community, and possible compensatory or corrective measures were proposed to minimize any negative impact.

For the analysis of the wind resource and the selection of the site, both the Global Wind Atlas platform and Google Earth Pro were used. The latter proved fundamental for obtaining and analyzing high-resolution satellite images, as well as for the precise delimitation of the study area and the assessment of the topography and access to the land. Thanks to Google Earth Pro, it was possible to simulate the location of the wind turbines and plan the associated infrastructures, facilitating the integration of geographic data into the technical design and the preparation of plans. The following image shows a general view of the site obtained with Google Earth Pro, illustrating the proposed layout of the wind turbines and the integration of the wind farm into its surroundings.



Ilustración 1. General View of the Site [Google Earth Pro]

The selected wind turbine model, Vestas V162-5.6 MW, stands out for its high performance in sites with medium wind speeds and its advanced technology. Its 162-meter rotor and the possibility of adjusting the hub height allow for maximum capture of the wind resource in large areas. The spacing between turbines has been designed according to the manufacturer's recommendations, maintaining distances of five to seven rotor diameters in the prevailing wind direction to minimize losses due to aerodynamic interference.

At the electrical level, a step-up substation has been designed to transform the output voltage of the wind turbines (30 kV) up to 220 kV, facilitating direct connection to the transmission grid. The design includes protection systems, transformers, control systems, and the routing of the evacuation line to the authorized connection point.

Finally, for the economic analysis, Excel spreadsheets were used to develop a financial model that allows for the estimation of the main profitability indicators of the project, such as the Net Present Value (NPV) and the Internal Rate of Return (IRR). Aspects such as equipment depreciation, applicable taxation, external financing, and the specific conditions of the loans were also considered.

The results and conclusions of the project are developed in detail in the following sections, providing a comprehensive view of the technical, economic, and environmental feasibility of the proposed wind farm.

4. Results

This project has carefully evaluated the technical, economic, and environmental feasibility of implementing a wind farm at Monte de Villalobón (Palencia). The analysis confirms that the selected area possesses a sufficient and well-characterized wind resource, enabling efficient and sustainable exploitation under current electric market conditions.

The estimated annual energy production at P50 is 28,519 MWh, reflecting efficient utilization of the available wind resource in the area. This figure takes into account both the power curve of the wind turbines and losses due to wake effects, availability, and technical limitations.

From an economic perspective, the financial analysis developed for a 25-year time horizon and considering a realistic scenario of prices and costs yields the following main results:

Indicador	Valor
<i>TIR del Proyecto (antes de impuestos)</i>	9,553%
<i>TIR del Proyecto (después de impuestos)</i>	8,354%
<i>VAN (6% tasa de descuento)</i>	2.301.767,29 €
<i>VAN (6% tasa de descuento, en COD)</i>	13.724.423,32 €

Ilustración 2. Resultados financieros principales

These results highlight the economic robustness of the project and its capacity to generate attractive returns under current market conditions. Furthermore, the implementation of the wind farm will significantly contribute to reducing greenhouse gas emissions and to the sustainable development of the region, creating local employment during the construction and operation phases and improving existing infrastructure.

In conclusion, the implementation of the Villalobón wind farm is both technically and economically viable, ensuring efficient use of wind resources and delivering significant environmental, social, and economic benefits for the province of Palencia.

5. Conclusions

Throughout this project, the technical, economic, and environmental feasibility of an 11.2 MW wind farm located in Villalobón, Palencia, composed of two Vestas V162-5.6 MW wind turbines, has been demonstrated. The detailed study of the site and the electrical connection to the Palencia 220 kV substation ensure efficient and secure integration of the wind farm into the transmission grid.

From a technical perspective, a complete design has been developed, including all necessary electrical systems: the single-line diagram, the internal low-voltage network, the control and auxiliary services system, the underground medium-voltage network, the transformer substation, and the evacuation line crossing a high-voltage line above 300 kV. Additionally, an integral grounding system and a fiber optic communication network have been planned to ensure both local and remote control of the wind farm. All designs comply with current regulations, guaranteeing the project's constructability and operational viability.

On the economic side, the financial analysis considered a total CAPEX of approximately €11.3 million, including wind turbines, electrical infrastructure, and civil works. Under a PPA agreement of €55/MWh, an estimated wind resource of 3,030 equivalent full-load hours

per year (P50), and operational costs of €11/MWh, the project yields an IRR of 8.35% and an NPV exceeding €2.3 million at a 6% discount rate. These results reflect solid profitability and reasonable margins, even considering the size and initial investment of the wind farm.

From a social and environmental standpoint, this project directly contributes to the energy transition and decarbonization by reducing greenhouse gas emissions and improving air quality. Furthermore, it generates local employment during construction and operation phases, stimulates the rural economy, and promotes greater environmental awareness within the community.

In summary, the project successfully meets its objective of demonstrating the comprehensive feasibility of a wind farm of this scale, providing a realistic and complete solution that covers technical and electrical planning, financial profitability, and social and environmental impact. On a personal level, this work has allowed for deepening knowledge of the energy sector and developing technical and analytical skills that will be valuable for future renewable energy projects.

6. References

- [4] Renovables Verdes. “La gran importancia de la energía eólica”.
<https://www.renovablesverdes.com/la-gran-importancia-de-la-energia-eolica/>
- [5] Eólico Celada Fusión. (s.f.). *Parque Eólico Celada Fusión*.
<https://www.eolicoceladafusion.es/>
- [6] Asociación Empresarial Eólica. (s.f.). *La eólica en España*. <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/>

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	7
1.1 Motivación	7
1.2 Objetivos del Proyecto	8
1.3 Contexto Actual y Estado de la Cuestión:	9
1.3.1 Contexto Mundial	9
1.3.2 Contexto Nacional y Regional	11
1.3.3 Otros Proyectos y Estado de la Cuestión	13
1.4 Metodología del Proyecto	15
1.5 Razones que Justifican la Implantación de un Parque Eólico en la Zona	17
Capítulo 2. Impacto Social y Medioambiental	18
2.1 Impacto Social	18
2.2 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)	20
2.3 Impacto Medioambiental	21
Capítulo 3. Normativa	23
3.1 Normativa General	23
3.2 Instalación Eléctrica	24
3.3 Obra Civil	25
3.4 Cuestiones Ambientales	25
Capítulo 4. Descripción de los Sistemas del Parque	26
4.1 Principios de la Energía Eólica	26
4.2 Características Generales del Parque	29
4.3 Aerogeneradores	31
4.3.1 Góndola	33
4.3.2 Torre	36
Capítulo 5. Emplazamiento	38
5.1 Criterios para la Elección del Terreno	38

ÍNDICE DE LA MEMORIA

5.2	Estimación Energética del Recurso Eólico.....	41
5.3	Producción Esperada	44
5.4	Topografía y Orografía.....	47
5.5	Integración con la Red.....	49
5.6	Consideraciones Ambientales	51
Capítulo 6.	<i>Obra Civil</i>.....	53
6.1	Accesos y Viales	53
6.2	Plataforma	55
6.3	Cimentación de los Aerogeneradores.....	57
6.4	Canalizaciones Subterráneas	58
6.5	Adecuación de la línea de evacuación al nudo	60
Capítulo 7.	<i>Obra Eléctrica</i>.....	63
7.1	Infraestructura de Evacuación Interna del Parque Eólico	63
7.1.1	<i>Sistema de baja tensión</i>	65
7.1.2	<i>Sistema de media tensión</i>	69
7.2	Red de comunicaciones	74
7.3	Puesta a Tierra	76
7.4	Subestación Transformadora	78
7.4.1	<i>Transformador de potencia</i>	79
7.4.2	<i>Aparamenta de la subestación</i>	80
Capítulo 8.	<i>Viabilidad Económica</i>	83
8.1	Presupuesto General de la Instalación.....	83
8.2	Modelo Financiero	85
8.2.1	<i>Producción</i>	85
8.2.2	<i>Opex</i>	87
8.2.3	<i>Hipótesis</i>	88
8.2.4	<i>Resultados</i>	89
Capítulo 9.	<i>Conclusiones</i>.....	91
Capítulo 10.	<i>Bibliografía</i>.....	93

<i>ANEXO I: Planos</i>	<i>96</i>
-------------------------------------	------------------

Índice de figuras

Figura 1. Capacidad Instalada y Proyección en Europa [WindEurope]	10
Figura 2. Evolución Anual y Acumulada de la potencia instalada en España [AEE]	12
Figura 3. Potencia Eólica Instalada por Comunidades Autónomas [AEE 2023]	12
Figura 4. Relación C_p para distintos valores de λ y β [ResearchGate]	28
Figura 5. Aerogenerador Vestas V162-5.6MW [Vestas]	31
Figura 6. Componentes de la Góndola	35
Figura 7. Torre aerogenerador [Velatia]	37
Figura 8. Velocidad media del viento para 100 y 150 m respectivamente.....	41
Figura 9. Rosas de viento para 100 y 150 m respectivamente	42
Figura 10. Orografía [Google Earth]	47
Figura 11. Mapa Cartográfico del Emplazamiento [GeaMap]	48
Figura 12. Mapa Viales y Carreteras [Google Earth Pro]	53
Figura 13. Línea de conexión parque - subestación Palencia 220 [Google Earth Pro]	60
Figura 14. Red eléctrica cercana al emplazamiento [Global Wind Atlas]	61
Figura 15. Cable RHZ1-OL 220kV [Dosensecable]	61
Figura 16. Esquema celda (0L+1P) interior del aerogenerador	69
Figura 17. Ejemplo sistema de control SCADA [Adinse]	75
Figura 18. Vista red puesta a tierra pre-cimentación [Maltep]	76
Figura 19. Gráfica variación precio del mercado diario en el último año [OMIE]	85
Figura 20. Modelo Financiero en Excell	90

Índice de tablas

Tabla 1. Cronograma Desarrollo del Trabajo	16
Tabla 2. Especificaciones técnicas aerogenerador	32
Tabla 3. Componentes Góndola	35
Tabla 4. Resumen pérdidas.....	45
Tabla 5. Resumen Producción Esperada	46
Tabla 6. Especificaciones técnicas caminos	54
Tabla 7. Ancho de zanja por número de ternas	58
Tabla 8. Características cable 220kV	62
Tabla 9. Características Generador.....	65
Tabla 10. Características técnicas transformador BT/MT.....	68
Tabla 11. Características del cable RHZ1 18/30 kV	71
Tabla 12. Características eléctricas específicas del cable.....	71
Tabla 13. Intensidades máximas admisibles.....	72
Tabla 14. Circuitos red MT del parque.....	72
Tabla 15. Características transformador de potencia.....	80
Tabla 16. Aparamenta subestación del parque	82
Tabla 17. Presupuesto General	84
Tabla 18. Resumen Producción Esperada	85
Tabla 19. Resultados estudio financiero.....	89

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN

El cambio climático es uno de los mayores desafíos de nuestra época, y las energías renovables desempeñan un papel fundamental en su mitigación. Este proyecto se basa dentro del crecimiento y consolidación de la energía eólica, una de las fuentes renovables más relevantes en la actualidad, tal como se ha descrito en el estado de la cuestión. Países como España, Alemania y Dinamarca demuestran que la energía eólica no solo es una solución viable, sino que también es clave para la descarbonización del sector energético. Contribuir a esta transición a través de un estudio y una evaluación rigurosa que pueda mejorar la implementación de parques eólicos es la principal razón que motiva el desarrollo de este trabajo.

Desde una perspectiva personal, mi experiencia como becario en Elawan Energy ha sido un factor determinante en la concepción de este proyecto. Durante mi estancia, he tenido la oportunidad de involucrarme en proyectos eólicos, explorando sus distintas fases, desde el diseño y planificación hasta la financiación, construcción, operación y mantenimiento. Este aprendizaje no solo me permitió aplicar mis conocimientos de ingeniería en un entorno profesional, sino que también reforzó mi compromiso con el desarrollo sostenible y la importancia de proyectos que impulsen un modelo energético más eficiente y respetuoso con el medio ambiente.

Además, la energía eólica representa una oportunidad única para integrar la innovación tecnológica con la sostenibilidad ambiental, un aspecto que considero esencial en mi formación como ingeniero. Diseñar un parque eólico no solo supone un desafío técnico, sino que también implica contribuir a la reducción de emisiones de CO₂, disminuir la dependencia de combustibles fósiles y generar un impacto positivo en las comunidades locales.

1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El propósito principal de este trabajo es evaluar la viabilidad técnica y económica de un parque eólico terrestre en España, concretamente en el Monte de Villalobón en Palencia, analizando todos los factores involucrados en su desarrollo. Estos factores se recogen en los siguientes objetivos:

Evaluación del recurso eólico: se analizarán los datos meteorológicos y se realizarán simulaciones mediante herramientas especializadas como Goblal Wind Atlas y Google Earth Pro para determinar el potencial energético de la ubicación a seleccionar y donde se desarrollará el proyecto.

Diseño óptimo del parque eólico: se seleccionará la disposición más eficiente de los aerogeneradores, considerando restricciones ambientales, geográficas y técnicas para maximizar la producción de energía.

Análisis financiero y de rentabilidad: se analizará la inversión inicial y los costes operativos (Capex y Opex) y estimar los ingresos basados en la producción para posteriormente evaluar la rentabilidad con TIR y VAN, contemplando todas las variables, desde posibles préstamos del banco, impuestos y resto de cláusulas o restricciones posibles del modelo.

Estudio de impacto ambiental y regulaciones: se analizarán los posibles efectos del parque en su entorno y se propondrá medidas para minimizar impactos negativos, cumpliendo con normativas nacionales e internacionales.

Estrategias de integración en la red eléctrica y aceptación social: se evaluarán los desafíos en la conexión del parque a la red eléctrica y analizará la percepción social del proyecto, planteando soluciones para su mejor integración en la comunidad.

1.3 CONTEXTO ACTUAL Y ESTADO DE LA CUESTIÓN:

1.3.1 CONTEXTO MUNDIAL

El sistema energético global se encuentra en un momento clave de transformación, impulsado por la necesidad urgente de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, frenar el calentamiento global y garantizar el acceso universal a una energía asequible, segura y sostenible. En este contexto, la energía eólica se ha posicionado como una de las tecnologías más maduras y competitivas del panorama renovable, siendo capaz de proporcionar grandes volúmenes de electricidad libre de carbono a precios cada vez más bajos.

En 2023, la capacidad eólica mundial superó los 1.000 GW, con una fuerte presencia tanto de instalaciones terrestres (onshore) como marinas (offshore). Este crecimiento ha sido liderado por países como China, que representa más del 50% de las nuevas instalaciones anuales, Estados Unidos, con una sólida red de parques distribuidos por todo su territorio.

A nivel europeo, la energía eólica terrestre se ha consolidado como una de las principales fuentes de generación renovable. En 2024, Europa alcanzó una capacidad instalada onshore de 248 GW, lo que representa aproximadamente el 87 % de toda la potencia eólica del continente. Este desarrollo ha sido impulsado por la madurez tecnológica del sector, con aerogeneradores que actualmente superan los 5 MW de potencia unitaria y presentan un rendimiento significativamente superior al de generaciones anteriores. La reducción del coste nivelado de energía (LCOE), junto con mejoras en digitalización, control y mantenimiento predictivo, han hecho que la eólica terrestre sea cada vez más competitiva. Países como Alemania, España y Suecia han sido clave en este crecimiento, liderando tanto en nueva capacidad instalada como en procesos de repotenciación de parques antiguos. Estos avances posicionan a Europa como referente global en la implementación eficiente y sostenible de energía eólica onshore y con una proyección de esta muy positiva y referente.

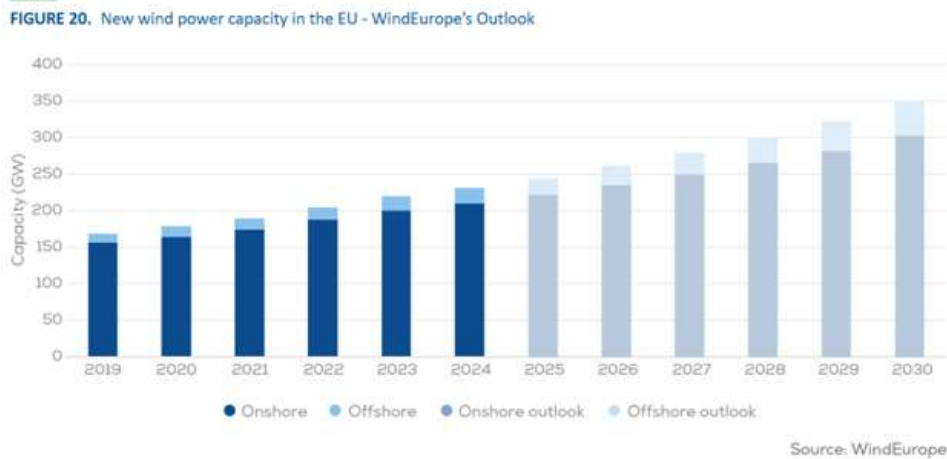


Figura 1. Capacidad Instalada y Proyección en Europa [WindEurope]

La consolidación de esta fuente de energía ha sido posible gracias a la innovación tecnológica desarrollada por empresas como Vestas o Siemens Gamesa, que han apostado por aerogeneradores de mayor potencia y eficiencia, capaces de generar más energía con menores costes de operación y mantenimiento. Un ejemplo paradigmático es el parque eólico marino Horns Rev, en Dinamarca, uno de los primeros proyectos offshore a gran escala, que demostró la viabilidad técnica y económica de instalar turbinas en el mar, abriendo la puerta al despliegue masivo de esta tecnología.

No obstante, la expansión global de la energía eólica también enfrenta retos significativos. Uno de los principales es la intermitencia del recurso, lo que exige soluciones complementarias como sistemas de almacenamiento energético (por ejemplo, baterías BESS) y tecnologías de gestión inteligente de la demanda. Además, la necesidad de contar con redes eléctricas más flexibles y preparadas para gestionar flujos variables de energía ha puesto de relieve la importancia de modernizar las infraestructuras eléctricas existentes.

Por último, la aceptación social y la planificación territorial también son aspectos clave. En algunas regiones del mundo, la expansión de parques eólicos ha generado oposición debido al impacto visual o acústico, especialmente en zonas naturales o con alta densidad de población. Esto ha reforzado la importancia de integrar criterios ambientales y sociales desde las primeras fases de planificación.

INTRODUCCIÓN

En resumen, el contexto mundial evidencia que la energía eólica es un pilar esencial en la transición energética, y su papel será cada vez más relevante en la medida que se refuercen los mecanismos de integración, almacenamiento y participación ciudadana.

1.3.2 CONTEXTO NACIONAL Y REGIONAL

Como se ha mencionado antes, España se encuentra entre los países líderes en Europa en generación de energía eólica, tanto por su capacidad instalada como por su contribución al mix energético. En 2023, la energía eólica representó aproximadamente el 23,5% de la generación eléctrica total, convirtiéndose en la principal fuente de generación del país. Este avance ha sido posible gracias a un marco regulatorio favorable, a la mejora progresiva de la tecnología de los aerogeneradores y a una planificación territorial que ha permitido aprovechar los recursos eólicos más relevantes del territorio nacional.

La distribución geográfica de los parques eólicos se ha concentrado especialmente en comunidades como Castilla y León, Aragón, Galicia y Andalucía, que ofrecen condiciones topográficas y meteorológicas favorables. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) establece objetivos ambiciosos de descarbonización, que incluyen alcanzar 62 GW de potencia eólica instalada para 2030, lo cual implica un crecimiento significativo respecto a los niveles actuales y refuerza la importancia de este tipo de proyectos para cumplir los compromisos climáticos.

INTRODUCCIÓN



Figura 2. Evolución Anual y Acumulada de la potencia instalada en España [AEE]

En este marco nacional, la región de Castilla y León destaca como la comunidad autónoma con mayor potencia eólica instalada, con más de 6.500 MW. Su perfil geográfico con altitudes elevadas, grandes extensiones rurales y velocidades de viento constantes favorecen la implantación de nuevos parques, al mismo tiempo que se cuenta con una red eléctrica robusta y experimentada, ideal para la tramitación de proyectos renovables.

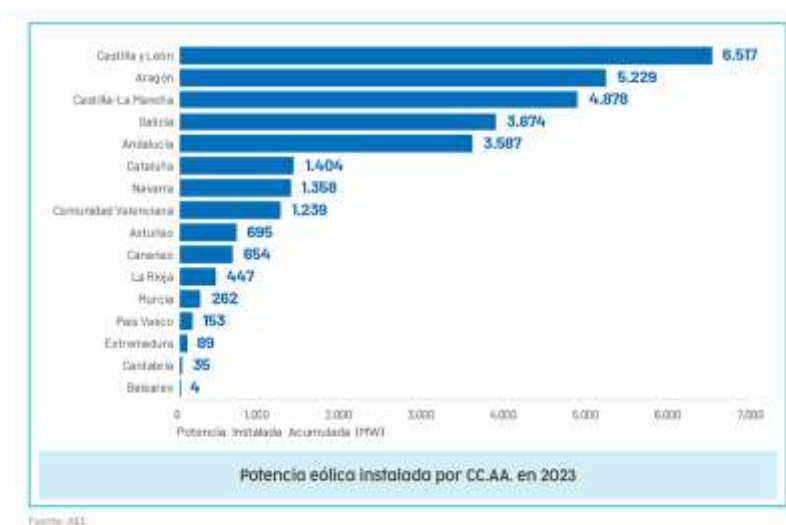


Figura 3. Potencia Eólica Instalada por Comunidades Autónomas [AEE 2023]

INTRODUCCIÓN

Dentro de esta región, la provincia de Palencia presenta un contexto particularmente favorable. Su baja densidad de población, la disponibilidad de terrenos rústicos con acceso logístico, y su cercanía a infraestructuras eléctricas clave como el nudo Palencia 220, permiten una integración técnica eficiente de proyectos eólicos. Además, su historial previo con energías renovables y su alineamiento con los planes de desarrollo rural refuerzan su atractivo para nuevas instalaciones.

Desde una perspectiva medioambiental, muchas zonas de Palencia cuentan con baja sensibilidad ecológica relativa, lo que simplifica la evaluación de impacto ambiental. No obstante, cualquier proyecto debe someterse a la correspondiente DIA, garantizando así el respeto a los ecosistemas locales, las aves y el paisaje. En conjunto, tanto el contexto nacional como el regional posicionan a Palencia como una ubicación estratégica para el desarrollo de parques eólicos.

1.3.3 OTROS PROYECTOS Y ESTADO DE LA CUESTIÓN

El desarrollo de la energía eólica en España responde no solo a los compromisos internacionales en materia de sostenibilidad, sino también a la trayectoria consolidada de numerosos proyectos recientes que evidencian su madurez tecnológica y viabilidad económica. A lo largo del país, nuevas instalaciones eólicas han demostrado que es posible combinar un aprovechamiento eficiente del recurso, una integración adecuada en la red eléctrica y un impacto ambiental asumible.

Un ejemplo destacado es el parque eólico Celada Fusión, ubicado en la provincia de Palencia y promovido por Acciona. Con una capacidad de 48 MW y una inversión superior a los 40 millones de euros, se estima que este parque producirá más de 130 GWh anuales, evitando la emisión de alrededor de 100 000 toneladas de CO₂. Su implantación en una zona rural ha puesto de manifiesto cómo este tipo de infraestructuras pueden coexistir con actividades tradicionales como la agricultura o la ganadería, generando a su vez empleo y promoviendo la económica local.

INTRODUCCIÓN

Otros proyectos de mayor envergadura como El Andévalo, desarrollado por Iberdrola en Huelva con una potencia instalada de 292 MW, refuerzan la importancia de seleccionar emplazamientos estratégicos con acceso a la red, buen recurso eólico y bajo nivel de conflictividad social o medioambiental. Estos casos evidencian que una planificación rigurosa puede traducirse en instalaciones altamente eficientes y bien aceptadas por su entorno.

El avance de herramientas de simulación, el conocimiento técnico mejorado y la disponibilidad de aerogeneradores de última generación han permitido perfeccionar el diseño de los parques eólicos, desde la configuración y distribución del parque hasta la conexión a subestaciones de alta tensión. Todo ello se ve reflejado en el enfoque de este proyecto, que recoge las mejores prácticas del sector para su aplicación en el contexto concreto del Monte de Villalobón.

En este sentido, el trabajo presentado se alinea con una tendencia consolidada en el sector energético español, demostrando que incluso desarrollos de menor escala pueden tener un impacto significativo si se abordan con criterio técnico, sensibilidad medioambiental y una visión de largo plazo.

1.4 METODOLOGÍA DEL PROYECTO

El presente proyecto se ha desarrollado siguiendo una metodología estructurada en fases, con el objetivo de abordar de forma rigurosa y eficiente la evaluación técnica y económica de un parque eólico de nueva creación. A lo largo de cada etapa, se ha tratado de asegurar la coherencia entre las decisiones técnicas, los requisitos normativos y los criterios económicos de rentabilidad.

En primer lugar, se llevó a cabo un análisis comparativo de distintas ubicaciones dentro del territorio español, priorizando aquellas que presentaban un recurso eólico favorable, buena accesibilidad y proximidad a nudos de red disponibles. La zona del Monte de Villalobón en Palencia fue seleccionada como emplazamiento definitivo, tras comprobar su viabilidad técnica y su potencial para albergar una instalación de generación renovable. Para ello, se consultaron bases de datos meteorológicas especializadas y se evaluaron factores como la velocidad media del viento, la dirección predominante, la estacionalidad y las posibles afecciones medioambientales.

Una vez establecida la localización, se procedió al diseño técnico del parque. Se optó por la instalación de dos aerogeneradores Vestas V162 de 5,6 MW, seleccionados por su elevada eficiencia en entornos de viento medio y su fiabilidad operativa. La disposición de las turbinas en el terreno se realizó respetando las distancias recomendadas por el fabricante, con el objetivo de minimizar los efectos de estela y maximizar la producción energética. Además, se definieron las necesidades de obra civil (caminos de acceso, plataformas y cimentaciones) y obra eléctrica (canalizaciones, conductores y protecciones).

En paralelo, se diseñó la infraestructura eléctrica de evacuación. Se planteó una subestación transformadora que permite elevar la tensión de salida de los aerogeneradores, de 30 kV a 220 kV, facilitando así la conexión directa al nudo eléctrico de Palencia 220. Esta etapa incluyó el dimensionamiento de transformadores, protecciones, sistemas de control y trazado de la línea de evacuación, de acuerdo con las normativas vigentes.

INTRODUCCIÓN

Para evaluar la viabilidad económica del proyecto, se elaboró un modelo financiero detallado que contempló tanto los costes de inversión como los costes operativos y de mantenimiento. A partir de los flujos de caja esperados, se calcularon indicadores clave como el VAN y la TIR, simulando diferentes escenarios de financiación, incluyendo aportaciones propias, préstamos bancarios y posibles subvenciones asociadas a energías renovables. También se incorporaron las implicaciones fiscales, así como los costes regulados y los incentivos disponibles en el contexto nacional.

Simultáneamente, se realizó un estudio del impacto ambiental de la instalación, con especial atención a la flora, fauna y paisaje del entorno. Se analizaron los requisitos normativos asociados a la DIA, proponiendo medidas preventivas y correctoras para minimizar las posibles afecciones sobre el medio. Asimismo, se valoró la integración del parque en la red eléctrica, evaluando la estabilidad del sistema ante la nueva aportación de energía, y se analizó la aceptación social del proyecto mediante la consideración de sus efectos sobre la comunidad local.

Por último, se redactó la memoria final del proyecto, incorporando todos los resultados técnicos, económicos y medioambientales obtenidos. Se estructuró el documento conforme a la normativa académica, y se preparó la correspondiente defensa oral, que presenta de manera sintética y clara los aspectos más relevantes del trabajo realizado.

Actividad	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio
Recopilación de datos, selección del terreno	■					
Evaluación del recurso, diseño del parque		■	■			
Análisis Financiero		■	■	■		
Impacto ambiental y regulaciones conexión				■	■	
Desarrollo de la memoria, revisiones finales			■	■	■	■
Preparación y defensa del proyecto						■

Tabla 1. Cronograma Desarrollo del Trabajo

1.5 RAZONES QUE JUSTIFICAN LA IMPLANTACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO EN LA ZONA

La implantación de un parque eólico en el Monte de Villalobón, en la provincia de Palencia, no solo responde a la necesidad de avanzar en la transición energética, sino que también se alinea con una serie de beneficios concretos para el entorno local, tanto a nivel ambiental como económico y social.

En primer lugar, el uso de energía eólica permite aprovechar un recurso natural e inagotable como es el viento, contribuyendo así a la diversificación del mix energético y a la reducción de la dependencia de fuentes convencionales, como el gas natural o el carbón. Este tipo de generación no emite gases de efecto invernadero durante su operación, lo que ayuda a cumplir con los compromisos climáticos internacionales que se abordarán más tarde.

Por otra parte, el parque generará impactos positivos en la red eléctrica, al reforzar la infraestructura de transporte en la zona y mejorar la calidad del suministro en Castilla y León. Las obras de conexión y accesos también implican la mejora de caminos rurales, que podrán ser utilizados por las comunidades locales una vez finalizadas las obras.

Desde el punto de vista económico, el proyecto supondrá una inyección directa de inversión en el entorno rural, generando actividad económica durante todas sus fases. Durante la construcción se movilizarán empleos directos e indirectos, especialmente en sectores como obra civil, logística, maquinaria y servicios auxiliares. Posteriormente, se requerirá personal cualificado para tareas de operación y mantenimiento, generando puestos de trabajo estables y especializados. En esta línea y con el objetivo de impulsar el desarrollo económico local, en caso de que saliera adelante el proyecto, se fomentaría la contratación de empresas de la zona para la ejecución del proyecto.

Desde el punto de vista de la compatibilidad del terreno, la energía eólica destaca por su mínima ocupación del suelo. Las áreas no afectadas por las infraestructuras del parque eólico podrán seguir destinándose a actividades agrícolas o ganaderas, lo que permite una integración sana y compatible con los usos tradicionales del terreno.

Capítulo 2. IMPACTO SOCIAL Y MEDIOAMBIENTAL

2.1 *IMPACTO SOCIAL*

La implantación del parque eólico en el Monte de Villalobón conlleva una serie de efectos sociales que han sido valorados con el objetivo de generar beneficios reales para la población local y evitar posibles impactos negativos.

Uno de los principales efectos positivos es el impulso económico que supone para la zona, tanto por la inversión inicial como por la actividad generada durante la construcción y operación del parque. Se prevé la creación de empleo directo e indirecto, especialmente en sectores como obra civil, transporte, montaje eléctrico, servicios auxiliares y mantenimiento. Aunque una parte de estos empleos será temporal, su efecto es relevante para el entorno rural, ya que puede contribuir a fijar población y fomentar el desarrollo de capacidades técnicas en el territorio.

El proyecto también implicará la mejora de infraestructuras locales, como caminos y accesos, que podrán ser utilizados por los vecinos y las explotaciones agrícolas una vez finalizadas las obras. Además, se priorizará la contratación de empresas locales, lo que permitirá que una parte importante de la inversión revierta directamente en la economía del municipio y su entorno.

Desde el punto de vista de la aceptación social, el proyecto puede generar ciertas preocupaciones, sobre todo en lo relativo al impacto visual, sonoro o paisajístico. Para ello, el diseño del parque ha tenido en cuenta criterios de integración ambiental, manteniendo distancias adecuadas a zonas habitadas y minimizando interferencias mediante el uso de turbinas silenciosas y de alto rendimiento. También se contempla la posibilidad de establecer medidas compensatorias o convenios de colaboración con los municipios afectados.

IMPACTO SOCIAL Y MEDIOAMBIENTAL

Por otro lado, la presencia del parque en la zona puede tener un valor educativo, al servir como ejemplo visible del avance hacia un modelo energético sostenible. Su existencia puede utilizarse con fines pedagógicos o divulgativos, tanto en centros educativos como en campañas de sensibilización ambiental.

En resumen, el impacto social del proyecto es positivo en su mayoría, siempre que se gestionen con responsabilidad los aspectos sensibles y se garantice una relación transparente y constructiva con la comunidad local en la que se realiza el proyecto.

2.2 OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Este proyecto está alineado con varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos por la ONU, contribuyendo activamente a la transición hacia un modelo energético más sostenible y eficiente:

ODS 7: Energía asequible y no contaminante: en primer lugar, se alinea con este objetivo, al fomentar el desarrollo de un parque eólico capaz de generar energía limpia y renovable. Esta infraestructura permitirá reducir significativamente la dependencia de fuentes de energía contaminantes como el carbón y el gas natural, promoviendo un suministro energético más accesible y competitivo. Además, el análisis del coste nivelado de energía (LCOE) permitirá demostrar la viabilidad económica de esta tecnología y su capacidad para ofrecer electricidad a precios asequibles.

ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico: desde la perspectiva del desarrollo económico y social, el proyecto se alinea con este objetivo, dado que su implementación generará empleo tanto en la fase de construcción como en la de operación y mantenimiento. Se emplean más de 200 puestos de trabajo directos durante las primeras etapas del proyecto y aproximadamente 30 empleos permanentes en la gestión y mantenimiento del parque. Por último, impulsará el crecimiento de la industria local vinculada a la energía renovable, fortaleciendo la cadena de suministro y fomentando nuevas oportunidades de negocio en el sector.

ODS 9: Industria, innovación e infraestructura: en relación con la infraestructura y la innovación, el proyecto también responde con este objetivo, al promover el desarrollo de infraestructuras energéticas sostenibles. Se utilizarán tecnologías avanzadas, como aerogeneradores de última generación con sistemas de control digital y remoto, garantizando una mayor eficiencia operativa y optimización de los recursos. Por último, el proyecto contribuirá al fortalecimiento de la industria local de energía renovable, potenciando la cadena de producción y distribución.

ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles: el impacto ambiental positivo de esta iniciativa lo alinea perfectamente con este objetivo. La generación de energía renovable a nivel local favorecerá el acceso a electricidad en comunidades rurales, facilitando su desarrollo económico y sostenible, reduciendo la pobreza energética.

ODS 13: Acción por el clima: por último, el proyecto participa de manera activa y relevante en la acción por el clima, contribuyendo directamente en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Se estima que un parque eólico de 50 MW podría evitar la emisión de aproximadamente 120.000 toneladas de CO₂ al año en comparación con una planta de generación basada en combustibles fósiles.

En conjunto, este proyecto no solo busca impulsar la transición energética hacia fuentes renovables, sino que también se alinea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, promoviendo un desarrollo económico y social más sostenible, generando empleo, mejorando infraestructuras, facilitando el acceso a energía limpia y contribuyendo a la lucha contra el cambio climático.

2.3 IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

La energía eólica, reconocida como una de las fuentes de generación eléctrica más limpias y sostenibles, presenta una serie de impactos ambientales que deben ser cuidadosamente evaluados durante la planificación, diseño y ejecución de los parques eólicos. Este análisis es fundamental para asegurar que estos proyectos sean compatibles con la conservación del medio natural y la biodiversidad.

Desde el punto de vista positivo, los parques eólicos destacan por no generar emisiones de gases de efecto invernadero durante su funcionamiento ni depender de combustibles fósiles, lo que los convierte en una solución efectiva frente al cambio climático. Además, su huella hídrica es mínima, y la ocupación del terreno permite, en muchos casos, mantener actividades como la agricultura o la ganadería en las áreas circundantes.

IMPACTO SOCIAL Y MEDIOAMBIENTAL

No obstante, los parques eólicos pueden generar impactos negativos si no se gestionan adecuadamente. Entre los principales se encuentran el impacto visual, causado por el tamaño de los aerogeneradores, que puede alterar el paisaje, el impacto acústico, originado por el ruido de las turbinas y, especialmente, el impacto sobre la fauna, con riesgos de colisiones para aves y murciélagos o alteraciones en sus hábitats y rutas migratorias. Durante la etapa de construcción, pueden generarse impactos temporales en el suelo debido a movimientos de tierra, creación de caminos o cimentaciones, los cuales son generalmente reversibles mediante la aplicación de medidas apropiadas.

Para abordar estos efectos, la normativa ambiental exige la realización de estudios de impacto ambiental (EIA) específicos para cada proyecto. Estos estudios identifican los posibles daños al terreno y proponen medidas para evitarlos, reducirlos o compensarlos, involucrando a organismos públicos, a expertos y a la comunidad en ocasiones.

La adopción de buenas prácticas, como la selección de emplazamientos con bajo impacto medioambiental, una disposición optimizada de los aerogeneradores o el uso de tecnologías que minimicen riesgos para la fauna resulta clave para mitigar los impactos. Además, el monitoreo ambiental tras la construcción permite verificar la efectividad de las medidas implementadas y garantizar la compatibilidad del parque con su entorno.

En conclusión, aunque los parques eólicos generan ciertos impactos ambientales, estos son manejables y notablemente inferiores a los de las fuentes de energía convencionales. Un diseño responsable, que integre criterios ambientales en todas las fases del proyecto, asegura que la transición hacia una energía renovable sea compatible con la preservación del medio natural, contribuyendo al desarrollo sostenible.

Capítulo 3. NORMATIVA

3.1 NORMATIVA GENERAL

El desarrollo de un parque eólico en España debe regirse por una extensa base normativa que abarca desde regulaciones generales de ámbito nacional hasta disposiciones específicas de carácter autonómico y municipal. A continuación, se presenta una recopilación de la normativa más relevante, agrupada según su ámbito de aplicación y temática.

Normativa estatal general

- Real Decreto 1955/2000, del 1 de diciembre, regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 23/2020, del 23 de junio, establece medidas urgentes para reactivar la economía, entre ellas, el impulso a las energías renovables.
- Real Decreto 1183/2020, del 29 de diciembre, regula el acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto 413/2014, del 6 de junio, establece el marco regulador para la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.
- Ley 24/2013, del 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, regula el funcionamiento general del sistema eléctrico español.
- Real Decreto 2019/1997, del 26 de diciembre, regula el mercado de producción de energía eléctrica, junto con sus órdenes de desarrollo (29/12/1997, 17/12/1998, y posteriores modificaciones).
- Real Decreto-ley 9/2013, del 12 de julio, establece medidas para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Normativa autonómica y municipal (Castilla y León)

- Decreto 127/2003, modificado por el Decreto 13/2013, regula el procedimiento de autorizaciones administrativas de instalaciones eléctricas en Castilla y León.
- Decreto 189/1997, regula el procedimiento de autorización para instalaciones de energía eólica.
- Ley 5/1999, de Urbanismo de Castilla y León.
- Decreto 22/2004, por el que se aprueba el Reglamento de Urbanismo de Castilla y León.
- Normas Urbanísticas Municipales
- Decreto 45/2011, de Carreteras y Caminos de Castilla y León.

3.2 *INSTALACIÓN ELÉCTRICA*

Normativa sobre instalaciones eléctricas

- Real Decreto 337/2014, que aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión.
- Real Decreto 223/2008, referente a líneas eléctricas de alta tensión.
- Real Decreto 842/2002, que aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- Real Decreto 1110/2007, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida.
- Real Decreto 560/2010 y su corrección de errores, que adaptan la normativa técnica a la Ley de acceso a las actividades de servicios.
- Normas UNE y CEI aplicables, recomendaciones de UNESA y especificaciones particulares de las empresas distribuidoras eléctricas.

3.3 OBRA CIVIL

Normativa sobre obra civil

- Real Decreto 314/2006, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (CTE).
- Real Decreto 1247/2008, por el que se aprueba la Instrucción de Hormigón Estructural (EHE-08).
- Norma de Construcción Sismorresistente NCSR-02 (RD 997/2002).
- Real Decreto 256/2016, sobre recepción de cementos (RC-16).
- Ley 37/2015, de Carreteras, y su Reglamento General (RD 1812/1994).
- Decreto 3565/1972, Normas Tecnológicas de la Edificación (NTE).

3.4 CUESTIONES AMBIENTALES

Normativa sectorial de aguas

- Texto Refundido de la Ley de Aguas, aprobado por RD Legislativo 1/2001.
- Real Decreto 849/1986, Reglamento del Dominio Público Hidráulico.
- Modificaciones posteriores mediante RD 638/2016, RD 817/2015 y RD 670/2013, que introducen criterios para vertidos, reservas hidráulicas y seguimiento de calidad de aguas.

Normativa contra incendios

- Orden FYM/510/2013, que regula el uso del fuego y medidas preventivas contra incendios en Castilla y León.
- Real Decreto 2267/2004, por el que se aprueba el Reglamento de Seguridad contra Incendios en Establecimientos Industriales.
- Real Decreto 560/2010, ya mencionado, también contempla aspectos de seguridad industrial relacionados.

Capítulo 4. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DEL PARQUE

4.1 PRINCIPIOS DE LA ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica consiste en el aprovechamiento de la energía cinética del viento para generar electricidad. Este proceso se realiza mediante aerogeneradores, dispositivos diseñados para transformar el movimiento del aire en energía mecánica y, posteriormente, en energía eléctrica.

El viento, al incidir sobre las palas del rotor, transmite parte de su energía cinética provocando su rotación. Las palas están diseñadas siguiendo principios aerodinámicos similares a los de las alas de un avión, generando una fuerza de sustentación que impulsa su giro. Esta fuerza es proporcional a la velocidad del viento y al perfil aerodinámico de la pala.

La energía captada por el aerogenerador depende principalmente de cuatro parámetros:

Densidad del aire (ρ): depende de la altitud, la temperatura y la presión atmosférica. A mayor densidad, mayor masa de aire disponible por unidad de volumen y, por tanto, mayor potencial de generación. En condiciones estándar, se asume una densidad de aproximadamente $1,225 \text{ kg/m}^3$ al nivel del mar.

Área barrida por el rotor (A): es el área circular descrita por las palas al girar, calculada como $A = \pi R^2$, donde R es el radio del rotor. Este parámetro es determinante, ya que define la cantidad de viento que interactúa con el sistema. Al ser proporcional al cuadrado del radio, un pequeño aumento en el tamaño del rotor supone un incremento significativo del área y, por tanto, de la energía disponible.

Velocidad del viento (v): es el parámetro más influyente, ya que la potencia del viento crece con el cubo de la velocidad. Duplicar la velocidad del viento supone multiplicar por ocho la potencia disponible. Debido a este parámetro, la elección del emplazamiento es crítica.

Potencia del viento (P): se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

Sin embargo, no toda esta energía puede ser capturada por un aerogenerador. La fracción efectiva que puede convertirse en energía mecánica útil se expresa mediante el coeficiente de potencia C_p , que representa la eficiencia aerodinámica del rotor. La potencia útil extraída se calcula entonces como:

$$P_{\text{útil}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p(\beta, \lambda)$$

Coeficiente de Potencia (C_p): El valor máximo teórico de C_p está limitado por el límite de Betz, cuyo valor es aproximadamente 0,593, que define que ningún aerogenerador puede extraer más del 59,3 % de la energía cinética del viento. En la práctica, los valores reales de C_p suelen estar en el rango 0,35–0,45, dependiendo de las características de diseño y control del aerogenerador.

Este parámetro a su vez depende del coeficiente de velocidad específica de giro (λ y del ángulo de paso de la misma (β):

Velocidad específica de giro (λ): este parámetro indica la relación entre la velocidad de rotación de las palas y la velocidad del viento. Cada aerogenerador tiene un valor óptimo de λ , en el que se maximiza la eficiencia aerodinámica y, por tanto, el C_p .

$$\lambda = \frac{v_{\text{punta pala}}}{v} = \frac{\omega \cdot R}{v}$$

Ángulo de paso de las palas (β): es el ángulo que forman respecto al plano de rotación. Este ángulo puede ser fijo o variable. En los aerogeneradores modernos, como el Vestas V162-5.6 MW seleccionado, se utiliza control de pitch (control de paso variable) para ajustar dinámicamente β en función de las condiciones del viento.

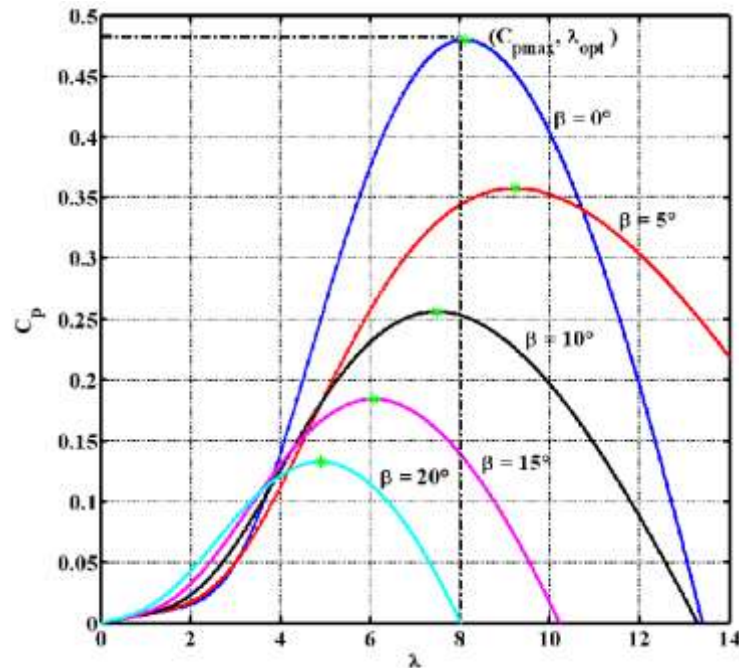


Figura 4. Relación C_p para distintos valores de λ y β [ResearchGate]

Ambos parámetros se combinan para definir la superficie de operación aerodinámica del rotor. Las curvas características de un aerogenerador representan gráficamente C_p frente a λ para distintos valores de β . En estas curvas:

- Para un valor óptimo de λ (normalmente entre 6 y 9), existe un valor máximo de C_p .
- A medida que λ se aleja de ese valor (por rotación lenta o excesiva), el C_p cae drásticamente.
- El ángulo β permite desplazar estas curvas hacia valores más bajos de C_p , controlando la potencia generada cuando hay exceso de viento (limitación de potencia).

En régimen nominal, los sistemas de control del aerogenerador buscan mantener λ y β en valores que aseguren un C_p próximo al máximo para optimizar la producción. A velocidades altas de viento, β se incrementa (feathering) para reducir el esfuerzo mecánico y limitar la potencia.

4.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PARQUE

El parque eólico diseñado en este proyecto contará con una potencia instalada total de 11,2 MW, distribuida en dos aerogeneradores Vestas V162 de 5,6 MW cada uno. Aunque este es su valor nominal, la potencia efectiva a evacuar estará limitada por la capacidad de acceso concedida, un aspecto que se gestiona automáticamente desde la subestación del parque mediante un sistema de control. Dicho sistema ajusta la producción para no superar en ningún momento el límite técnico autorizado en el punto de conexión.

La instalación se ubicará en el Monte de Villalobón, un entorno rural situado en la provincia de Palencia. La elección del emplazamiento responde tanto a la calidad del recurso eólico como a la proximidad con el nudo eléctrico Palencia 220, lo que permite reducir el trazado de evacuación y optimizar los costes de conexión.

El parque estará formado por los siguientes elementos principales:

- Dos aerogeneradores Vestas V162-5.6MW.
- Transformadores elevadores en torre: de 720 V a 30 kV.
- Red subterránea de media tensión (30 kV) que conecta las turbinas con la subestación.
- Subestación transformadora 30/220 kV, responsable de elevar la tensión para la conexión con la red de transporte.
- Sistema de control y supervisión remota.
- Red de caminos de acceso y mantenimiento.
- Plataformas de montaje y cimentaciones.
- Canalizaciones eléctricas subterráneas y tendidos de fibra óptica.

La subestación transformadora constituye una infraestructura crítica dentro del parque, ya que permite adaptar el nivel de tensión para la evacuación, garantizar la seguridad del sistema y aplicar restricciones en tiempo real según las condiciones de operación. Desde esta subestación se realiza la conexión directa con la red de transporte operada por REE. Las

DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DEL PARQUE

características y descripción de la subestación se abordarán más adelante como parte de la obra eléctrica.

La obra civil del proyecto contempla todos los elementos necesarios para la correcta implantación del parque: desde las cimentaciones de los aerogeneradores y las plataformas de montaje, hasta la adecuación de caminos existentes, la ejecución de nuevas zanjas técnicas y la construcción de la subestación transformadora, cuyo edificio y elementos estructurales también forman parte del diseño civil. Todas estas actuaciones se han proyectado conforme a la normativa vigente y adaptándose a la orografía de la zona para minimizar el impacto ambiental.

4.3 AEROGENERADORES

En el parque eólico estudiado se van a instalar dos aerogeneradores modelo V162-5.6MW de la marca Vestas, una de las más consolidadas del sector. Cada uno tiene una potencia nominal de 5.600 kW, aunque la evacuación estará limitada por las condiciones del punto de conexión, en este caso el nudo de Palencia 220, por lo que no se superará la capacidad máxima permitida. Este control se hace de forma automática mediante el sistema de regulación de potencia del propio parque.



Figura 5. Aerogenerador Vestas V162-5.6MW [Vestas]

Estos aerogeneradores tienen una estructura bastante típica pero muy optimizada. Están formados por la turbina, el multiplicador, el generador y el convertidor, todo ello montado dentro de la góndola que se sitúa en lo alto de una torre de acero de 125 metros de altura de buje. La torre va cimentada sobre una zapata de hormigón armado diseñada específicamente para este modelo. Además, dentro de la torre se encuentra el centro de transformación, que se encarga de elevar la tensión desde 720 V hasta 30 kV, que es la que se utiliza en la red de media tensión del parque.

DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DEL PARQUE

Una de las cosas interesantes de este modelo es que puede trabajar en un rango bastante amplio de velocidades de giro, lo que permite adaptar la producción en función del viento disponible. Gracias al sistema de control inteligente, se consigue mantener una potencia de salida estable, incluso cuando el viento es variable, sacándole así el máximo rendimiento al recurso eólico.

Las especificaciones técnicas del aerogenerador son las siguientes:

<i>Rotor</i>
Diámetro del rotor: 162 m
Área de barrida: 20.611 m ²
Velocidad de rotación operativa: 4,3 – 12,1 rpm
Nº de palas: 3
<i>Generador</i>
Tipo: Síncrono de Imanes Permanentes PMSG
Potencia: 5.600 kW
Frecuencia: 50 Hz
Tensión nominal: 800 V
<i>Convertidor</i>
Tipo: Full-scale
Tensión nominal (conexión a transformador): 720 V
Tensión nominal (conexión a generador): 800 V

Tabla 2. Especificaciones técnicas aerogenerador

Este modelo se ha elegido no solo por su potencia y fiabilidad, sino también porque está optimizado para zonas de viento medio como el Monte de Villalobón, y tiene un excelente rendimiento energético en estas condiciones.

4.3.1 GÓNDOLA

Todos los componentes eléctricos y mecánicos del aerogenerador están colocados dentro de la góndola, que es esa estructura en la parte superior de la torre. Todo va montado sobre un bastidor, que a su vez está dividido en dos partes. Por un lado, la parte delantera, con dos piezas atornilladas donde se colocan los soportes del eje principal y, por el otro, el bastidor trasero, hecho con dos vigas que se unen por delante y por detrás. Encima de estas vigas van el generador, el cuadro de control y el transformador.

Este bastidor se fabrica con piezas atornilladas de acero y se apoya sobre una corona de orientación. Además, se desliza sobre unas zapatas de nylon que ayudan a repartir bien los esfuerzos del rotor y evitan tensiones raras en el sistema de orientación.

Dentro de la góndola se encuentran los siguientes equipos:

Turbina: el rotor está situado a barlovento, con un diámetro de 162 metros. Lleva tres palas aerodinámicas controladas por microprocesador, con regulación electrónica de la potencia de salida y un sistema de orientación. A través de una multiplicadora se conecta con un generador síncrono de imanes permanentes de 5.600 kW. Todo este sistema va colocado dentro de la góndola, que se monta sobre la torre.

Rotor: formado por tres palas hechas de resina de poliéster reforzada con fibra de vidrio, atornilladas a un buje central de fundición que está protegido por una carcasa de fibra. La regulación del paso de las palas y la velocidad variable del generador permiten una mayor eficiencia tanto en velocidades altas como bajas de viento. También reduce los esfuerzos sobre toda la estructura y permite que el arranque se haga sin necesidad de motor.

Sistema de transmisión y generador: el eje principal recoge el giro de las palas, y está apoyado sobre dos rodamientos que absorben los esfuerzos axiales y radiales. A través de una multiplicadora de dos etapas planetarias, la energía de rotación se transmite al generador, que es síncrono de imanes permanentes, con 5.600 kW de potencia y 720 V de tensión.

DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DEL PARQUE

Convertidor: entre el generador y el transformador se encuentra el convertidor full-scale. Tiene cuatro unidades de control por lado (generador y red), trabajando en paralelo y controladas por un sistema común. Este convertidor se encarga de regular la energía que se entrega a la red, tanto en potencia activa como reactiva. Está también dentro de la góndola y tiene una potencia aparente de 6.200 kVA, con tensiones de 800 V y 720 V en cada lado.

Sistema de frenado: tiene dos sistemas independientes: uno aerodinámico, que actúa variando el ángulo de las palas para detener el rotor, y otro mecánico, que es un freno de disco hidráulico en el eje de alta velocidad, usado como freno de emergencia. Este sistema permite parar la turbina en cualquier momento y condición de operación.

Sistema de orientación (Yaw): para orientar la góndola hacia el viento se usan motorreductores que giran sobre la corona de orientación. La veleta, ubicada en la parte superior, detecta la dirección del viento y manda señales al controlador, que acciona los motores para girar a una velocidad de unos 0,4° por segundo. Si la góndola da demasiadas vueltas y el cableado interno se torsiona, el sistema lo detecta y gira en sentido contrario para corregirlo.

Unidad de control y potencia: todo el aerogenerador se gestiona desde un sistema de control formado por dos unidades con microprocesadores. Una va en la góndola y la otra en la base de la torre, junto a la celda de media tensión. Este sistema recibe señales de sensores repartidos por todo el aerogenerador y ajusta el funcionamiento en tiempo real.

Elementos eléctricos auxiliares: también se encuentran dentro de la góndola elementos como el alumbrado interior, sistemas de calefacción, motores para el giro de la góndola, el generador en sí, bombas hidráulicas, cableado auxiliar, entre otros.

DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DEL PARQUE

En la siguiente imagen se puede observar el detalle de la góndola del aerogenerador:

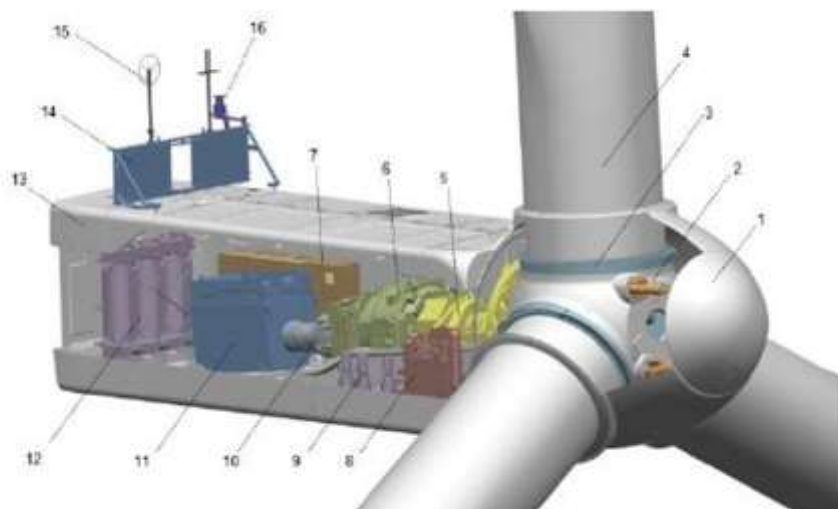


Figura 6. Componentes de la Góndola

<i>Posición</i>	<i>Componente</i>
1	Carcasa del rotor
2	Sistema de variación de pala
3	Engranajes de las palas
4	Palas
5	Eje de baja velocidad
6	Multiplicadora
7	Armarios eléctricos
8	Grupo hidráulico
9	Sistema de orientación yaw
10	Eje de alta velocidad
11	Generador
12	Transformador
13	Carcasa de la góndola
14	Sistema de refrigeración
15	Sensores de viento (Veleta + Anemómetro)
16	Sistema de balizamiento

Tabla 3. Componentes Góndola

4.3.2 TORRE

La torre que sostiene el aerogenerador está formada por varios tramos cilíndricos de acero, que se ensamblan entre sí mediante bridas atornilladas. Este sistema facilita su transporte hasta el emplazamiento y el posterior montaje con grúa. En la base, se une a la cimentación a través de otra brida, asegurando una buena transmisión de cargas al terreno. Su diseño permite soportar tanto el peso de la góndola y el rotor como las fuerzas del viento y las vibraciones que se generan durante el funcionamiento.

La superficie de la torre se encuentra metalizada y pintada, lo que proporciona una protección duradera frente a la corrosión y a los agentes ambientales. Su altura total es de 125 metros, lo que permite un mejor aprovechamiento del recurso eólico a mayor altitud.

En el interior de la torre se encuentra una escalera vertical equipada con sistemas de seguridad, como dispositivos anticaídas y plataformas de descanso, que permiten el acceso seguro a la góndola para labores de mantenimiento. Además, se dispone de un cuadro de control táctil desde el cual se pueden consultar parámetros operativos y realizar ciertas operaciones manuales en el sistema.

Uno de los elementos clave alojados en el interior de la torre es el cableado de media tensión que desciende desde el transformador ubicado en la góndola, el cual eleva la tensión desde 720 V hasta 30 kV. Este cable conecta con la celda de media tensión situada en la base de la torre, desde donde se canaliza la energía hacia la red del parque.

DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DEL PARQUE

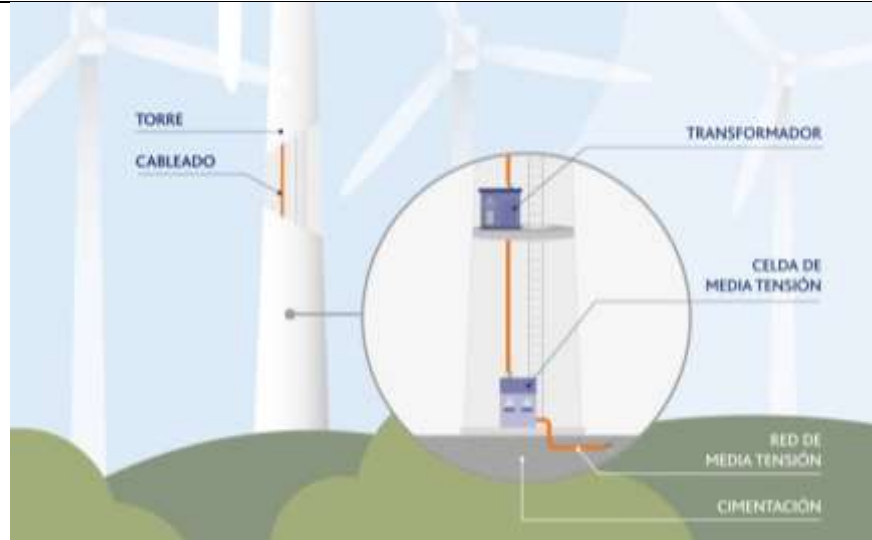


Figura 7. Torre aerogenerador [Velatia]

También se disponen otros elementos eléctricos esenciales, como:

- Cables de alimentación para los motores de orientación y la unidad hidráulica.
- Instalaciones de alumbrado interior de la torre.
- Sistemas de comunicación y señalización.
- Equipamiento auxiliar de seguridad y supervisión.

Capítulo 5. EMPLAZAMIENTO

5.1 CRITERIOS PARA LA ELECCIÓN DEL TERRENO

La selección del emplazamiento es uno de los aspectos más determinantes en el diseño y viabilidad de un parque eólico. Un terreno mal elegido puede comprometer seriamente tanto la eficiencia técnica del sistema como su aceptación social o integración ambiental y, por tanto, a su viabilidad económica. En este proyecto se ha seleccionado el Monte de Villalobón, en las cercanías de la capital palentina, como ubicación óptima, tras considerar una serie de criterios clave que se desarrollan a continuación:

Proximidad a infraestructuras eléctricas de evacuación

Uno de los principales objetivos técnicos para un parque eólico es la posibilidad de evacuar la energía generada de manera eficiente. En este sentido, el Monte de Villalobón ofrece una ventaja significativa al encontrarse próximo al nudo eléctrico de Palencia 220, perteneciente a la red de transporte de REE. Esta cercanía permite minimizar la longitud de la línea de evacuación, lo que reduce las pérdidas eléctricas, acorta los plazos de obra y rebaja los costes de infraestructura. Además, mejora la estabilidad de la conexión, favoreciendo una integración más robusta del parque en el sistema eléctrico nacional.

A esta ventaja geográfica se suma un aspecto clave, la existencia de capacidad disponible en el nudo de conexión. Según el informe actualizado de REE (Capacidad de acceso a la Red de Transporte - 2 de junio de 2025), el nudo Palencia 220 dispone de 825 MW de capacidad total máxima gestionable (MGES). Este dato garantiza que el parque proyectado, con una potencia instalada de 11,2 MW, se encuentra muy por debajo del límite de saturación del nudo, lo que facilita la obtención del acceso y conexión y reduce la probabilidad de rechazo por congestión de red.

Accesibilidad y logística de obra

El acceso al emplazamiento es otro factor crucial, tanto durante la fase de construcción como en las tareas de mantenimiento posteriores. El monte cuenta con vías de comunicación ya realizadas, incluyendo caminos rurales practicables, lo que facilita el tránsito de maquinaria pesada. Además, el proyecto está cerca de la autovía A-67, que conecta la costa cantábrica con la meseta, y de la carretera P-410, lo que facilita el transporte de aerogeneradores, transformadores y otros equipos. Esta buena conexión ayuda a acortar los tiempos de construcción, reducir el coste de obra civil y el impacto en el entorno.

Topografía favorable

La topografía del Monte de Villalobón, la cual se abordará con mayor detalle posteriormente, se caracteriza por presentar una pendiente suave y regular, con elevaciones modestas que favorecen la instalación de turbinas sin requerir grandes movimientos de tierra. Esta topografía permite optimizar la distribución de los aerogeneradores, minimizando el efecto de estelas y maximizando la captación energética. Además, reduce los costes y complejidades asociados a la cimentación, mejora el drenaje natural del terreno y facilita la posterior operación del parque.

Baja densidad de población

Otro de los desafíos habituales en la instalación de parques eólicos es la proximidad a zonas residenciales, que puede generar conflictos por ruido, impacto visual u otras afecciones. En este caso, el entorno seleccionado presenta una densidad de población muy baja, con usos mayoritariamente rurales, lo que permite cumplir holgadamente las distancias mínimas establecidas por la normativa respecto a viviendas o núcleos habitados. Esta circunstancia no solo facilita la tramitación administrativa, sino que también mejora la aceptación social del proyecto y minimiza la posibilidad de litigios o alegaciones vecinales.

Compatibilidad con el entorno

El uso actual del terreno es mayoritariamente agrícola y ganadero extensivo, actividades totalmente compatibles con la implantación de aerogeneradores. A diferencia de otras infraestructuras, los parques eólicos permiten mantener el aprovechamiento productivo del suelo entre torres, lo que favorece una ocupación racional del territorio y minimiza la afección sobre la economía local. Esta compatibilidad contribuye también a reducir el rechazo social y facilita acuerdos con propietarios y comunidades de agricultores.

Entorno administrativo y marco regulatorio favorable

Castilla y León ha demostrado en los últimos años una política energética favorable al desarrollo renovable, con una regulación autonómica clara y estable. La provincia de Palencia, en particular, cuenta con varios parques eólicos en operación, lo que evidencia la experiencia previa de las administraciones locales en este tipo de proyectos. Además, la ubicación no se encuentra dentro de espacios naturales protegidos, ni en zonas de especial protección para aves (ZEPA), lo que simplifica los procedimientos ambientales y reduce los riesgos de rechazo durante la evaluación de impacto ambiental.

EMPLAZAMIENTO

A modo de referencia, y como se describió anteriormente, Castilla y León lidera el ranking nacional en potencia eólica instalada, con más de 6.500 MW operativos, representando cerca del 23 % de la capacidad instalada total en España (REE, 2023). Este dato refleja no solo la abundancia de recurso, sino también la existencia de una red eléctrica adecuada, una buena tramitación administrativa y una aceptación social generalizada de este tipo de instalaciones.

Aunque uno de los factores más decisivos para seleccionar el emplazamiento ha sido la calidad del recurso eólico en la zona, se ha optado por abordar este aspecto con mayor profundidad en el siguiente apartado. En él se analizarán de forma específica la velocidad media anual del viento, su distribución direccional, y otros parámetros clave que influyen directamente en la producción energética estimada del parque.

5.2 ESTIMACIÓN ENERGÉTICA DEL RECURSO EÓLICO

Antes de analizar los datos concretos del emplazamiento, conviene señalar que para que un proyecto eólico sea viable técnicamente y rentable económicamente, es necesario que el emplazamiento ofrezca velocidades de viento medias anuales comprendidas, idealmente, entre 6,5 m/s y 9 m/s a la altura de buje. Por debajo de este umbral, la energía generada disminuye drásticamente, lo que comprometería la rentabilidad del proyecto. Por encima de ciertos valores extremos, además de los mayores esfuerzos estructurales, existe riesgo de que se alcancen las velocidades de corte que obligan a detener las turbinas por seguridad (generalmente >25 m/s).

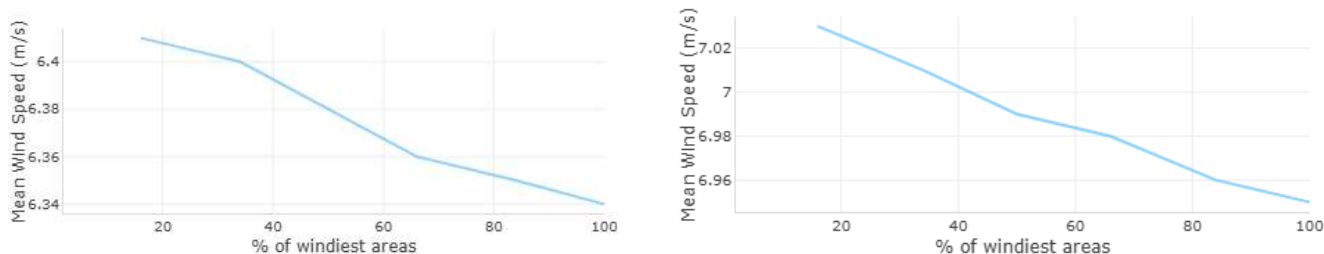


Figura 8. Velocidad media del viento para 100 y 150 m respectivamente

EMPLAZAMIENTO

En el caso del Monte de Villalobón, se ha realizado un análisis detallado del comportamiento eólico a partir de datos obtenidos a 100 m y 150 m de altura. A 100 m, la velocidad media del viento se sitúa en torno a 6,34 m/s, mientras que a 150 m se eleva hasta aproximadamente 7,02 m/s. Considerando que los aerogeneradores seleccionados presentan una altura de buje de 125 m, se ha interpolado una velocidad media de 6,68 m/s a esa altura. Este valor sitúa el emplazamiento dentro del rango técnicamente aceptable para el desarrollo del proyecto.

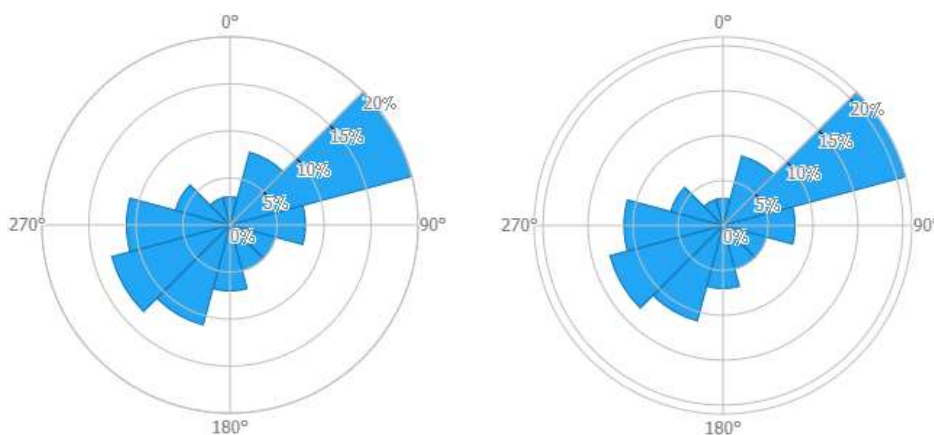


Figura 9. Rosas de viento para 100 y 150 m respectivamente

Las rosas de viento muestran una clara predominancia de las direcciones Este-Noreste y Oeste-Suroeste. Esta dualidad en el flujo permite diseñar una configuración eficiente del parque, alineando las turbinas en función de los ejes dominantes de viento y reduciendo interferencias.

Efecto Estela: Uno de los factores clave a tener en cuenta en el diseño de un parque eólico es el llamado efecto estela (wake effect). Este fenómeno ocurre cuando una turbina reduce la velocidad del viento a su paso, generando una zona de turbulencias y menor energía disponible aguas abajo. Esta estela afecta negativamente a cualquier aerogenerador que se encuentre directamente detrás, reduciendo su rendimiento e incrementando el desgaste de sus componentes por la variabilidad del flujo.

EMPLAZAMIENTO

Para mitigar este efecto, se recomienda disponer los aerogeneradores dejando una separación de al menos 5 veces el diámetro del rotor (5D) en la dirección del viento y entre 3 y 4D en sentido transversal. En el caso del modelo Vestas V162, con un rotor de 162 m de diámetro, esto se traduce en 810 m en línea de viento y entre 486 y 648 m en sentido perpendicular. Esta distancia asegura que el viento se recupere parcialmente antes de llegar al siguiente aerogenerador, maximizando la producción energética y la vida útil del sistema.

La disposición espacial del parque se ha definido teniendo en cuenta tanto la dirección del viento como las recomendaciones del fabricante. Así, los aerogeneradores se han alineado para que su eje principal sea perpendicular al flujo predominante. Además, los sistemas de guiado de las góndolas permiten que cada turbina ajuste su orientación dinámicamente, enfrentando el rotor al viento en todo momento y optimizando la conversión energética.

En conjunto, la combinación de una velocidad media de 6,68 m/s, una dirección de viento bien definida y un diseño cuidadoso respecto al efecto estela y la orientación de las turbinas, confirma la idoneidad del emplazamiento seleccionado para un aprovechamiento eficiente del recurso eólico.

5.3 PRODUCCIÓN ESPERADA

Para estimar la producción energética del parque eólico se han tenido en cuenta las características técnicas de los aerogeneradores seleccionados, las condiciones del recurso eólico en el emplazamiento y los principales factores de pérdida asociados a la operación del sistema.

El parque estará conformado por dos aerogeneradores Vestas V162 con una potencia unitaria de 5,6 MW, lo que representa una potencia total instalada de 11,2 MW. A partir de los datos de velocidad del viento recogidos a 125 metros de altura, punto medio entre las mediciones disponibles a 100 m y 150 m, y se ha establecido un P50 de 3.030 horas equivalentes anuales, así como un P90 de 2.485 horas equivalentes.

La estimación de la producción energética se basa en el número de horas equivalentes anuales, que representan el tiempo que el parque debería operar a plena carga para generar la misma energía total prevista con un recurso eólico variable. Estos valores se obtienen a partir de la velocidad media anual del viento en el emplazamiento (6,68 m/s a 125 m), combinada con la curva de potencia del modelo Vestas V162 y utilizando software especializado. Como resultado, se han considerado dos escenarios: un P50 de 3.030 horas equivalentes anuales, que refleja la producción media esperada con un 50 % de probabilidad de ser superada, y un P90 de 2.485 horas equivalentes, asociado a un escenario más conservador con un 90 % de probabilidad de superación.

Producción Bruta

La energía bruta generada puede obtenerse multiplicando la potencia total instalada por las horas equivalentes:

- Para el P50:

$$E_{bruta\ P50} = 11,2\ MW \cdot 3.030\ h = 33.936\ MWh/año$$

- Para el P90:

$$E_{bruta\ P90} = 11,2\ MW \cdot 2.485\ h = 27.832\ MWh/año$$

A estas producciones brutas se les aplica un coeficiente de pérdidas del 15,9 %, que se definirán a continuación:

Desglose de pérdidas consideradas

Para el cálculo de la producción neta se ha considerado un total de pérdidas del 15,9 %. Este valor agregado se obtiene a partir de la suma de distintos factores que afectan a la producción energética de forma directa o indirecta, desglosados en la siguiente tabla:

<i>Concepto</i>	<i>Valor (%)</i>
Disponibilidad técnica del aerogenerador	3,0 %
Pérdidas eléctricas internas	3,0 %
Ajuste de curva de potencia genérica	1,0 %
Ajuste de curva de potencia específica	1,0 %
Underperformance (bajo rendimiento puntual)	1,0 %
Curtailment por limitación de potencia en el punto de acceso	3,3 %
Estelas externas (interferencias de viento de otros parques)	4,8 %
Total acumulado	15,9 %

Tabla 4. Resumen pérdidas

EMPLAZAMIENTO

Cada uno de estos valores responde a hipótesis conservadoras y está alineado con proyectos similares desarrollados en la región. Las pérdidas por disponibilidad se refieren a las paradas programadas o imprevistas del sistema, mientras que las pérdidas eléctricas incluyen la caída de tensión y las pérdidas resistivas a lo largo de las líneas internas. Los ajustes de curva de potencia reflejan desviaciones respecto al rendimiento teórico del aerogenerador, tanto por modelo genérico como por características específicas del emplazamiento.

El curtailment se refiere a la energía que no puede inyectarse a la red debido a restricciones del sistema. Por último, se han tenido en cuenta las estelas externas, que son turbulencias generadas por otros parques eólicos cercanos, reduciendo la eficiencia del viento incidente sobre los aerogeneradores.

Producción Neta

Aplicando este factor de pérdidas estimado, se obtiene la producción neta anual estimada:

- Para el P50:

$$E_{neta\ P50} = 33.936\ MWh \cdot (1 - 0,159) = 28.519\ MWh/año$$

- Para el P90:

$$E_{neta\ P90} = 27.832\ MWh \cdot (1 - 0,159) = 23.387\ MWh/año$$

<i>Escenario</i>	<i>Horas equivalentes [h]</i>	<i>Producción bruta [MWh]</i>	<i>Pérdidas (15,9%) [MWh]</i>	<i>Producción neta [MWh]</i>
P50	3.030	33.936	5.417	28.519
P90	2.485	27.832	4.445	23.387

Tabla 5. Resumen Producción Esperada

5.4 TOPOGRAFÍA Y OROGRAFÍA

El emplazamiento seleccionado para el parque eólico se sitúa en el Monte de Villalobón, al este del núcleo urbano de Palencia, en una zona de relieve predominantemente llano con suaves ondulaciones que oscilan entre los 874 y los 877 metros sobre el nivel del mar. La topografía es ideal para la implantación de infraestructuras eólicas, ya que permite una fácil accesibilidad para la obra civil y un diseño optimizado de las cimentaciones sin necesidad de movimientos de tierra excesivos.



Figura 10. Orografía [Google Earth]

Como muestra el perfil longitudinal analizado, correspondiente a la línea naranja que conecta las bases de los aerogeneradores, el terreno presenta pendientes suaves, con una inclinación media inferior al 1,4 %, y una elevación que se mantiene prácticamente constante a lo largo del eje principal donde se prevé instalar los aerogeneradores. Esta estabilidad topográfica favorece tanto la eficiencia en la captación del recurso eólico como la uniformidad en la distribución de las turbinas, minimizando turbulencias asociadas a cambios abruptos de cota.

EMPLAZAMIENTO

Desde el punto de vista geográfico, el terreno se ubica en una extensa llanura cerealista, típicamente ocupada por cultivos agrícolas de secano, lo que garantiza la compatibilidad del parque eólico con los usos existentes. Además, la presencia de caminos rurales y la cercanía a la carretera nacional P-410 y al nudo eléctrico de Palencia 220 facilitan notablemente la logística de construcción, el acceso al emplazamiento y la conexión a la red eléctrica.

Las formaciones del entorno, como la Cuesta del Rojo al oeste, el Camino Viejo al norte o el Pico del Gallo al sur, no suponen un obstáculo significativo para el aprovechamiento eólico, pero sí contribuyen a canalizar el flujo del viento en dirección dominante, generando condiciones favorables para el rendimiento energético del parque. Esta geografía ligeramente encajonada entre suaves cerros ofrece estabilidad en la dirección del viento, reforzando la idoneidad del lugar.



Figura 11. Mapa Cartográfico del Emplazamiento [GeaMap]

El mapa topográfico revela que la zona de implantación del parque se encuentra en un espacio elevado y despejado, sin elementos que puedan generar barreras relevantes al flujo de viento como masas arbóreas densas, accidentes geográficos bruscos o edificaciones próximas. Las curvas de nivel muestran una pendiente ligera y homogénea, ideal para maximizar la eficiencia del parque sin incurrir en sobrecostos de adaptación del terreno.

5.5 INTEGRACIÓN CON LA RED

Una parte fundamental del diseño de un parque eólico es la correcta integración de su infraestructura eléctrica con la red de transporte existente, garantizando tanto la evacuación eficiente de la energía generada como el cumplimiento normativo. En el caso del parque eólico proyectado en Villalobón, compuesto por dos aerogeneradores Vestas V162 de 5,6 MW (11,2 MW en total), la energía será evacuada mediante una red interna de media tensión subterránea a 30 kV que conectará con una subestación transformadora ubicada en el propio emplazamiento.

Esta subestación tiene como función elevar la tensión a 220 kV, permitiendo así la conexión directa con el nudo eléctrico de Palencia 220, gestionado por Red Eléctrica. Este nudo constituye uno de los puntos estratégicos de la red de alta tensión en Castilla y León, facilitando la integración de la energía generada en el sistema eléctrico nacional y su distribución hacia las principales zonas de consumo.

La subestación transformadora se ha diseñado atendiendo a los criterios técnicos exigidos por REE, incluyendo requisitos de calidad de energía, estabilidad de frecuencia y capacidad de respuesta frente a eventos eléctricos. Estará equipada con transformadores de alta eficiencia, sistemas de refrigeración forzada y regulación en carga, así como con los dispositivos de protección necesarios: interruptores automáticos, relés, seccionadores y sistemas de medida. Además, contará con un centro de seccionamiento, protección y medida donde se instalarán las celdas de media tensión, protecciones diferenciales y bobinas de tensión e intensidad.

Desde la subestación, la energía se transportará hasta el punto de conexión mediante una línea subterránea de alta tensión (LSAT 220 kV) ejecutada con conductores de aluminio-acero de elevada capacidad térmica. El trazado de la línea se ha optimizado para minimizar el impacto ambiental, evitar zonas de alto valor ecológico y adaptarse a la topografía del terreno, manteniendo un equilibrio entre la eficiencia del tendido y la viabilidad constructiva. La instalación de las zanjas eléctricas se realizará con sistemas de disipación térmica

EMPLAZAMIENTO

adecuados y protección mecánica de los cables, garantizando su durabilidad y seguridad operativa.

A nivel de monitorización, el parque contará con un sistema que permitirá supervisar en tiempo real todos los parámetros eléctricos relevantes de la planta, incluyendo tensión, frecuencia, potencia activa/reactiva y estado de las protecciones. Este sistema se integrará en la red de comunicaciones internas mediante fibra óptica, instalada en canalizaciones compartidas con las líneas de media tensión, y permitirá la operación remota y el mantenimiento predictivo de la instalación.

Asimismo, se implementará un sistema de puesta a tierra robusto y distribuido, formado por conductores de cobre y picas de tierra interconectadas en todos los aerogeneradores, en las líneas eléctricas y en la subestación. Este sistema garantiza la seguridad de personas y equipos frente a sobretensiones, tanto de origen atmosférico como por fallos de aislamiento.

Como parte del proceso de autorización y conexión, se ha previsto la elaboración de los estudios técnicos requeridos: capacidad de evacuación, análisis de cortocircuito, régimen de fallos, respuesta dinámica ante huecos de tensión y control de potencia reactiva. Estos documentos serán remitidos a REE para su validación, asegurando que el parque cumple con todos los requisitos técnicos de integración y estabilidad del sistema eléctrico.

En definitiva, esta estrategia de conexión permite que la energía generada por el parque eólico de Villalobón se vierta a la red de forma segura, eficiente y conforme a la normativa vigente, garantizando su aportación al mix energético renovable español.

5.6 CONSIDERACIONES AMBIENTALES

La implantación de un parque eólico conlleva una serie de implicaciones medioambientales que deben ser evaluadas con rigor, tanto en fase de diseño como durante su construcción y operación. En el caso del parque proyectado en el monte de Villalobón, se han tenido en cuenta las características del entorno natural y humano con el objetivo de minimizar el impacto sobre el medio ambiente y favorecer la integración con el paisaje y la aceptación social del proyecto.

El emplazamiento seleccionado se encuentra en una zona predominantemente agrícola y de baja densidad poblacional, lo que reduce significativamente la presencia de hábitats sensibles, áreas protegidas o núcleos urbanos cercanos. Esta característica geográfica resulta favorable desde el punto de vista ambiental, al minimizar los potenciales efectos sobre la biodiversidad local y la contaminación acústica o visual. No obstante, se ha evaluado la posible afección a especies de avifauna, especialmente aquellas migratorias o catalogadas, así como el impacto acumulado con otros parques eólicos existentes en la región.

Durante el diseño del proyecto se ha priorizado la ocupación mínima del terreno y la compatibilidad del uso del suelo con las actividades agrícolas y ganaderas existentes. Las cimentaciones de los aerogeneradores, las plataformas de montaje y los viales de acceso han sido planificados para reducir el movimiento de tierras y evitar zonas con mayor sensibilidad ambiental. Asimismo, el trazado de las canalizaciones subterráneas se ha adaptado a la topografía para evitar taludes y cursos de agua, favoreciendo la conservación del entorno.

La integración paisajística ha sido otro de los aspectos valorados, especialmente en lo referente a la visibilidad de los aerogeneradores desde puntos de interés natural o cultural. El parque ha sido dimensionado de forma proporcionada y con un número reducido de turbinas, lo que contribuye a disminuir su huella visual en el territorio.

En cuanto a las emisiones y residuos, la instalación no genera emisiones de gases de efecto invernadero durante su funcionamiento, contribuyendo activamente a la descarbonización del sistema energético. La única afección directa se limita al periodo de obras, donde se

EMPLAZAMIENTO

prevé un plan de gestión de residuos y buenas prácticas ambientales que incluirá medidas de control del polvo, gestión de aceites y combustibles, y restauración de las áreas alteradas.

Además, se ha considerado la necesidad de tramitar la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), conforme a la legislación nacional y autonómica, lo cual permitirá identificar, prevenir y corregir los efectos negativos del proyecto. Este documento será elaborado por una entidad independiente y contendrá un análisis detallado de todos los vectores ambientales implicados, así como las medidas correctoras y de seguimiento necesarias.

Capítulo 6. OBRA CIVIL

6.1 ACCESOS Y VIALES

Para la construcción y posterior operación del parque eólico, es fundamental garantizar una red de caminos internos adecuada, así como un acceso eficaz desde la red viaria existente. El emplazamiento seleccionado, situado en el Monte de Villalobón, goza de una ventaja clave en este sentido: su proximidad a la carretera provincial P-410, que conecta directamente con la autovía A-67 y permite un acceso fluido desde Villalobón.



Figura 12. Mapa Viales y Carreteras [Google Earth Pro]

Desde la P-410 se accede a un camino rural existente que lleva hasta el emplazamiento definitivo del parque, como se aprecia en las imágenes de satélite. Este camino recorre zonas agrícolas sin obstáculos relevantes y presenta una orografía favorable, con pendientes suaves y sin curvas pronunciadas, lo que facilita el tránsito de vehículos pesados durante la fase de construcción y transporte de componentes, especialmente los aerogeneradores y tramos de torre.

OBRA CIVIL

No obstante, para cumplir con los estándares técnicos exigidos en este tipo de infraestructuras, será necesario adecuar y acondicionar los caminos existentes, así como construir nuevos viales internos que conecten los aerogeneradores con la subestación del parque. Estas actuaciones deben contemplar las especificaciones técnicas recomendadas por organismos como el IDAE, que se recogen en la siguiente tabla:

<i>Parámetro</i>	<i>Valor Recomendado</i>	<i>Normativa / Fuente</i>
1. Anchura Mínima	≥ 5 m	IDAE / UNE 123001
2. Pendiente Longitudinal Máxima	≤ 12 %	IDAE / UNE 123001
3. Radio Mínimo de Curvatura	≥ 25 m	IDAE / UNE 123001
4. Resistencia al Paso	≥ 12 toneladas por eje	IDAE / UNE 123001
5. Capa de Rodadura Recomendada	Zahorra artificial compacta (20-30 cm)	Guía técnica de construcción vial

Tabla 6. Especificaciones técnicas caminos

El pavimento previsto para los caminos será de zahorra artificial estabilizada, una mezcla de áridos compactados que ofrece una solución resistente y económica frente al tránsito intensivo durante la construcción. Aunque la zahorra no es equivalente al asfalto en términos de durabilidad o confort de rodadura, resulta idónea para caminos rurales y puede repararse fácilmente.

Durante la fase de obra, se establecerán medidas de control del polvo, drenaje y señalización, así como pasos temporales si fueran necesarios para maquinaria pesada. También se estudiará la necesidad de pequeñas obras de fábrica (como cunetas, badenes o drenajes transversales) para garantizar la durabilidad de los viales ante episodios de lluvia intensa.

El diseño definitivo de caminos será compatible con las servidumbres agrícolas y respetará las propiedades colindantes, garantizando que el impacto sobre el entorno sea mínimo y reversible. Finalizadas las obras, los caminos podrán mantenerse como infraestructuras de uso agrícola, lo que añade valor al entorno más allá de la vida útil del parque.

6.2 PLATAFORMA

Para el montaje de cada aerogenerador del parque eólico proyectado se requiere la preparación de una plataforma de trabajo adyacente a la cimentación, cuya función principal es permitir la operación segura y eficiente de las grúas encargadas de elevar y ensamblar los distintos componentes del aerogenerador: torre, góndola, buje y palas.

Estas plataformas se diseñan de forma individual para cada turbina y son un elemento temporal durante la fase de construcción, aunque deben cumplir unos requisitos técnicos exigentes debido a las dimensiones y peso de la maquinaria movilizada. Su ejecución implica una intervención directa sobre el terreno, ajustando el diseño a las condiciones específicas de orografía, accesibilidad y espacio disponible.

Las actuaciones necesarias para la preparación de cada plataforma incluyen:

1. Desbroce de vegetación superficial, eliminando matorrales y hierbas para asegurar una superficie de trabajo limpia y estable.
2. Excavación del terreno hasta alcanzar una superficie nivelada, con pendientes mínimas que no comprometan la estabilidad de los equipos.
3. Relleno y regularización del terreno utilizando material procedente de las propias excavaciones del parque, promoviendo así una gestión eficiente de recursos y reduciendo la necesidad de aporte externo de áridos.
4. Compactación mecánica del terreno para alcanzar la resistencia adecuada frente a las cargas dinámicas y estáticas de la grúa principal y vehículos auxiliares.

La geometría de la plataforma sigue una configuración estándar, con un área rectangular de dimensiones aproximadas de 40 x 30 metros, pudiendo adaptarse ligeramente en función del modelo de grúa, el tipo de aerogenerador y las características topográficas de cada ubicación concreta.

En el caso particular del parque, las plataformas se ubicarán teniendo en cuenta la orientación dominante del viento, los accesos desde los caminos internos del parque, y la necesidad de espacio libre para el izado de las palas. El diseño definitivo contemplará también aspectos

relacionados con el drenaje y la estabilidad a largo plazo de la plataforma, de modo que no se generen afecciones al terreno circundante ni a la futura cimentación del aerogenerador.

Tras la fase de montaje, las plataformas podrán ser parcialmente restauradas o mantenidas como superficie útil para maniobras de mantenimiento o evacuación de elementos en caso de fallo de estos.

6.3 CIMENTACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

La cimentación es un componente clave en cualquier parque eólico, ya que asegura la estabilidad y seguridad de los aerogeneradores frente a las fuerzas que actúan sobre ellos, como su propio peso, las vibraciones del rotor o las cargas provocadas por el viento.

Para este proyecto, se ha trabajado con un plano estructural ya definido y adaptado al aerogenerador Vestas V162 de 5,6 MW, cuyas especificaciones permiten calcular con precisión las necesidades de la cimentación. Este plano, incluido como anexo en este proyecto, propone una solución estándar y probada basada en una zapata circular de hormigón armado, ampliamente utilizada para este tipo de equipos.

La cimentación consiste en una zapata circular de 27 m de diámetro, con una forma troncocónica que optimiza la distribución de las cargas y tensiones del aerogenerador. Sobre esta base se construye un pedestal cilíndrico central de 6,5 m de diámetro, que incorpora un carrete metálico de anclaje donde se fija la torre mediante una brida interior. Este sistema garantiza una transferencia eficiente de las fuerzas desde la estructura hasta el terreno.

Antes de verter el hormigón, se coloca una capa de limpieza de 10 cm de espesor con hormigón en masa (H-20) para nivelar la superficie y mejorar el contacto con el suelo. La excavación necesaria para cada cimentación se estima en 2.287,2 m³, mientras que el volumen de hormigón requerido es de 795,1 m³ (H-35) para la zapata y 14,3 m³ (H-50) para el pedestal, además de 57,6 m³ de hormigón de limpieza.

Para el refuerzo estructural, se emplearán unos 106.200 kg de acero de alta resistencia (Grado 50), cumpliendo con los estándares de seguridad establecidos por la normativa. Una vez construida la cimentación, el área excavada se rellenará con 1.485,5 m³ de material seleccionado y compactado, con una densidad superior a 1,8 t / m³, asegurando la estabilidad de la zapata y una correcta distribución de esfuerzos.

Este diseño proporciona una cimentación sólida, adaptable y eficiente, adecuada tanto para las características del terreno como para las especificaciones del aerogenerador, siendo una solución común en parques eólicos similares.

6.4 CANALIZACIONES SUBTERRÁNEAS

La evacuación de la energía generada por los aerogeneradores del parque eólico se realizará mediante una red de canalizaciones subterráneas de media tensión (30 kV), que conectará cada aerogenerador con la subestación transformadora del parque. Estas canalizaciones también incluirán las líneas de comunicación y los sistemas de toma de tierra.

La anchura de las zanjas destinadas a alojar los conductores eléctricos de media tensión es un parámetro crítico que se determina en función del número de ternas a instalar. Cada terna está compuesta por tres conductores (una por fase) y, en algunos casos, un cable de tierra o neutro. Cuando el parque eólico requiere evacuar mayores potencias o se desea incrementar la capacidad de la línea, se disponen dos o incluso tres ternas en paralelo dentro de la misma zanja. Esta configuración exige un mayor espacio para garantizar la correcta disipación térmica, evitar interferencias electromagnéticas y permitir una instalación segura y accesible. En consecuencia, el ancho de la zanja se incrementa proporcionalmente con el número de ternas a tender, tal como se detalla en la siguiente tabla:

<i>Nº de Ternas</i>	<i>Ancho de Zanja (m)</i>
1-2	0,6
3	1,0

Tabla 7. Ancho de zanja por número de ternas

El fondo de la zanja será liso y estará libre de elementos que puedan dañar el cableado, como piedras o aristas. Sobre este fondo se extenderá una capa de 10 cm de arena lavada (de mina o de río), sobre la que se procederá a instalar los cables de media tensión. Posteriormente, se colocará una segunda capa de arena de idénticas características para envolver y proteger los conductores, seguida del cableado de fibra óptica, que se instalará en su correspondiente tubo.

OBRA CIVIL

A una profundidad de 70 cm se colocará la placa de protección mecánica, y a 40 cm desde la superficie se instalará una cinta de señalización con la leyenda “Peligro cables eléctricos”, visible desde el terreno excavado en caso de futuras actuaciones.

Para completar el sellado, se rellenará la zanja con el propio material de la excavación, adecuadamente compactado por medios mecánicos. Además, se instalarán arquetas de control de 0,5 m × 0,5 m aproximadamente cada 150 m, y se dispondrán hitos de señalización vertical cada 50 m, visibles al menos 30 cm sobre la superficie, en los que se advertirá de la presencia de canalizaciones eléctricas.

Este sistema de canalización garantiza la protección mecánica y térmica de los cables, minimizando el riesgo de averías, pérdidas energéticas y facilitando tanto la seguridad como el mantenimiento de la instalación.

6.5 ADECUACIÓN DE LA LÍNEA DE EVACUACIÓN AL NUDO

Con el objetivo de conectar el parque eólico al punto de entrega asignado por el operador del sistema, será necesario proyectar una línea subterránea de alta tensión en 220 kV entre la subestación transformadora ubicada en el recinto del parque y la subestación existente de Palencia 220 kV. La longitud estimada del trazado es de 3.130 metros, cruzando por terrenos rurales de uso agrícola, salvo en el tramo final, donde se aproxima a la zona industrial de la ciudad.



Figura 13. Línea de conexión parque - subestación Palencia 220 [Google Earth Pro]

Este trazado ha sido diseñado teniendo en cuenta dos condicionantes principales: por un lado, la existencia de una línea aérea de transporte de más de 300 kV que interfiere directamente con el recorrido más eficiente, y por otro lado, la necesidad de minimizar el impacto ambiental y visual de la infraestructura. Por ello, se ha optado por una solución subterránea completa que permita garantizar la seguridad eléctrica, la compatibilidad electromagnética y la integración con el paisaje.



Figura 14. Red eléctrica cercana al emplazamiento [Global Wind Atlas]

La línea se ejecutará mediante canalización soterrada con zanja convencional, a una profundidad aproximada de 1,2 m desde la cota de terreno natural. El fondo de la zanja se rellenará con una cama de arena seleccionada que proteja térmicamente el cableado y evite daños mecánicos. Sobre la cama se instalará un sistema de señalización con cinta de advertencia, baldosa de protección prefabricada (tipo hormigón polimérico) y, finalmente, relleno de tierras seleccionadas.



Figura 15. Cable RHZ1-OL 220kV [Dosensecable]

Se empleará el cable ilustración, de alta tensión tipo RHZ1-OL 220 kV, unipolar, con conductor de aluminio de gran sección (mínimo 800 mm²), y las características descritas a continuación.

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>
<i>Tipo de cable</i>	RHZ1-OL 220 kV, unipolar, aislamiento XLPE
<i>Conductor</i>	Aluminio compacto (Clase 2)
<i>Aislamiento</i>	Polietileno reticulado (XLPE)
<i>Pantalla metálica</i>	Hilos + cinta de cobre, 16 mm ²
<i>Cubierta exterior</i>	Poliolefina termoplástica libre de halógenos
<i>Temperatura de servicio</i>	-25 °C a 90 °C (250 °C en cortocircuito)
<i>Normativa</i>	IEC 60502-2, CPR: Fca

Tabla 8. Características cable 220kV

Este tipo de cable está específicamente diseñado para instalaciones subterráneas de transmisión de energía en alta tensión, presentando excelentes características térmicas, mecánicas y de resistencia al envejecimiento. En paralelo al cable de potencia se dispondrán tubos para la red de comunicaciones y fibra óptica, necesarios para el control remoto y supervisión del sistema.

Desde el punto de vista civil, será necesario ejecutar cruces especiales en los puntos donde la línea atraviesa caminos rurales, adaptando la profundidad de zanja o recurriendo a métodos de perforación más precisos en caso de ser necesario.

Capítulo 7. OBRA ELÉCTRICA

7.1 INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN INTERNA DEL PARQUE EÓLICO

El sistema eléctrico del parque eólico tiene como objetivo fundamental permitir la evacuación segura y eficiente de la energía eléctrica generada por los aerogeneradores hacia la red de transporte. El diseño y el trazado de esta infraestructura eléctrica están determinados principalmente por la potencia total del parque, el número y ubicación de los aerogeneradores, y las condiciones técnicas del punto de conexión con la red eléctrica.

En este caso, el parque eólico contará con una potencia total instalada de 11,2 MW, repartida en dos aerogeneradores de 5,6 MW de potencia nominal cada uno. Para su integración en el sistema eléctrico nacional, se requerirán dos niveles de transformación. El primero se produce dentro de cada aerogenerador, donde la tensión generada de 720 V se eleva a 30 kV mediante un transformador situado en la base de la torre. Esta tensión de media tensión se utiliza para el transporte interno de energía dentro del parque. La segunda transformación se lleva a cabo en la subestación transformadora del parque, donde la tensión de 30 kV se eleva hasta 220 kV para permitir la evacuación hacia el nudo de conexión Palencia 220, perteneciente a la red de transporte de Red Eléctrica de España (REE).

Cada aerogenerador cuenta con su propio centro de transformación, integrado en la torre, donde se realiza la conversión de baja a media tensión. Desde allí, la energía se canaliza a través de una red subterránea de media tensión (30 kV) compuesta por ternas de cables unipolares tipo RHZ1, que conectan los aerogeneradores con la subestación elevadora. El trazado de estas líneas ha sido diseñado para minimizar pérdidas eléctricas, adaptándose a la orografía del terreno y reduciendo al mínimo el impacto ambiental.

El sistema eléctrico interno del parque eólico estará compuesto por los siguientes elementos:

- Instalación eléctrica de baja tensión (720 V)
- Centros de transformación en cada aerogenerador (0,720/30 kV)
- Red subterránea de media tensión (30 kV)
- Instalaciones eléctricas de enlace con la subestación Palencia 220 (220 kV)

Esquema Unifilar

Adjunto a este documento se incluye el “Esquema unifilar de media tensión” correspondiente a la instalación del parque eólico, en el que se representan los niveles de tensión 0,72 kV y 30 kV, así como los principales elementos que componen la infraestructura de evacuación eléctrica.

En dicho diagrama puede observarse cómo la energía generada en baja tensión (0,72 kV) por cada uno de los aerogeneradores se eleva mediante un transformador individual hasta el nivel de media tensión (30 kV), conectándose posteriormente a la red subterránea interna del parque. Esta red, común para ambos aerogeneradores, conduce la energía hasta la subestación transformadora del parque, donde se realizará la segunda transformación a alta tensión (45 kV) para su posterior inyección en el nudo de Palencia 220 kV.

El esquema refleja de manera clara la estructura jerárquica de la instalación, incluyendo el generador, el transformador elevador, las celdas de media tensión y la conexión final a la subestación. Esta representación permite entender la distribución de los flujos eléctricos desde el punto de generación hasta el punto de evacuación a la red.

7.1.1 SISTEMA DE BAJA TENSIÓN

La red de baja tensión del parque eólico está ubicada íntegramente en el interior de los aerogeneradores. Dentro de esta red se distinguen dos sistemas principales según la función que desempeñan:

- Sistema de generación
- Sistema de control y servicios auxiliares

Sistema de Generación 720V

En el interior de la góndola de cada aerogenerador se encuentra un generador eléctrico síncrono de imanes permanentes, conectado a un convertidor full-scale. Este sistema se encarga de transformar la energía mecánica captada por el rotor en energía eléctrica, con una potencia nominal de 5.600 kW, limitada a 5.000 kW conforme a la capacidad de acceso otorgada en el punto de conexión.

La energía generada lo hace a una tensión de 720 V y una frecuencia de 50 Hz. Este valor de tensión se eleva posteriormente a 30 kV mediante el centro de transformación ubicado en la propia torre del aerogenerador.

A continuación, se resumen las principales características técnicas del generador:

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>
Potencia nominal (kW)	5.600
Limitación de potencia (kW)	5.000
Tensión en el estátor (Vac)	800
Tensión en el rotor (Vac)	720
Frecuencia (Hz)	50
Aislamiento (estátor-rotor)	F/H-F/H

Tabla 9. Características Generador

Sistema de control y servicios auxiliares

Este sistema incluye todos los elementos que permiten el funcionamiento interno del aerogenerador más allá de la generación de energía. En concreto, agrupa tanto los circuitos de regulación y control como los equipos que proporcionan servicios auxiliares necesarios para que todo funcione correctamente.

Entre los componentes que forman parte de este sistema están:

- Los circuitos de alimentación de los equipos de regulación y control.
- La alimentación eléctrica de los motores auxiliares y de la unidad hidráulica.
- Las líneas de alumbrado y tomas de corriente para herramientas, tanto en la góndola como en el interior de la torre.
- Los dispositivos de maniobra y protección asociados a estos circuitos.

El cuadro principal se encuentra en la góndola del aerogenerador y está dividido en varios compartimentos según su función:

Compartimento de barras:

- Juego de barras de alimentación.
- Autoválvulas para proteger contra sobretensiones en el rotor.
- Tres transformadores de intensidad.
- Protecciones magnetotérmicas para estator, rotor y servicios auxiliares.
- Relé de defecto a tierra.
- Contactores que permiten hacer by-pass después del arranque.

Compartimento del procesador:

- Transformador trifásico con relación 0,720 / 0,220 kV para alimentar los servicios auxiliares.
- Fuentes de alimentación para sistemas de control y protección.
- Procesador principal del sistema de control.
- Contactos para actuar sobre bobinas de contactores.
- Resistencia de calentamiento.
- Protecciones específicas para los circuitos de control y auxiliares.
- Tarjeta controladora del aerogenerador.
- Tarjeta de conexión a la red de fibra óptica del parque.

Compartimento del convertidor:

- Convertidores electrónicos (full-scale).
- Condensadores para el circuito de continua.
- Bobinas de filtrado para la alimentación del rotor.

Centro de Transformación

Cada aerogenerador del parque cuenta con su propio centro de transformación, encargado de adaptar el nivel de tensión de la energía generada 720 V a la salida del generador, hasta los 30 kV necesarios para su integración en la red de distribución interna del parque. Este centro se encuentra dividido entre la góndola, donde se ubica el transformador, y la base de la torre, que alberga las celdas de media tensión y los equipos de protección.

El transformador trifásico instalado presenta una potencia activa nominal de 7.000 kVA y una relación de transformación de 0,720/30 kV. Su conexión es triángulo-estrella (Dyn11) y dispone de refrigeración por agua, lo que asegura una operación continua y eficiente incluso bajo condiciones de alta carga.

La tabla siguiente resume las principales características técnicas del transformador:

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>
Tipo de servicio	Continuo
Tipo de transformador	Trifásico
Potencia activa nominal (kVA)	7.000
Tensión nominal primario (kV)	0,720
Tensión nominal secundario (kV)	$30 \pm 2,5 \% \pm 5 \%$ (4 escalones)
Frecuencia (Hz)	50
Conexión	Triángulo/estrella
Grupo de conexión	Dyn11
Refrigeración	Refrigerado por agua

Tabla 10. Características técnicas transformador BT/MT

Además del transformador, el centro de transformación incluye el cableado de conexión tanto de baja como de media tensión, necesario para vincular el generador con la red eléctrica del parque. La configuración contempla dos niveles funcionales: en la parte alta (góndola), se sitúa el transformador; en la base, se disponen las celdas de protección del transformador, los armarios de baja tensión para la protección del generador y las entradas/salidas de línea.

Para garantizar la seguridad en las operaciones, se instalan varios elementos de protección personal y señalización, como guantes aislantes de 30 kV, extintores de clase 89B, pértiga de salvamento, banqueta aislante de 36 kV, señalización de riesgo eléctrico y señalización de primeros auxilios. Todo ello responde a la normativa vigente en materia de seguridad en instalaciones eléctricas de media tensión.

7.1.2 SISTEMA DE MEDIA TENSIÓN

Celda del Aerogenerador

El sistema de media tensión del parque comienza en el interior de cada aerogenerador, donde se instala un conjunto de celdas de 30 kV que permiten la conexión segura entre el transformador del aerogenerador y la red subterránea de media tensión del parque. Estas celdas se disponen en configuración simple barra, tipo interior y con aislamiento en gas SF₆, agrupadas en un único módulo compacto.

Al tratarse de un parque con solo dos aerogeneradores, no se requiere una celda de llegada de línea adicional. En su lugar, cada aerogenerador cuenta únicamente con:

- Una celda de protección de transformador (1P)
- Una celda de salida de línea (0L)

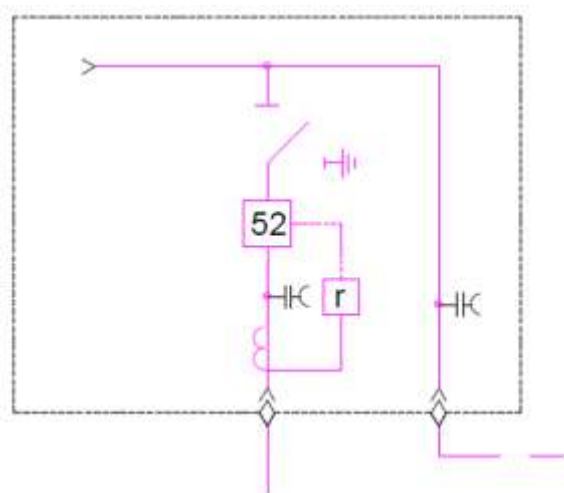


Figura 16. Esquema celda (0L+1P) interior del aerogenerador

La celda de protección (1P) incluye un interruptor automático, un seccionador de barras de tres posiciones con puesta a tierra, tres transformadores de intensidad de fase y tres terminales unipolares para la llegada de cables desde el transformador de generación.

OBRA ELÉCTRICA

Por su parte, la celda de salida de línea (OL) incorpora detectores capacitivos de presencia de tensión y los terminales para la salida de cables, ya sea hacia el siguiente aerogenerador o directamente a la subestación transformadora del propio parque eólico.

El uso de este tipo de celdas compactas y modulares permite una instalación sencilla y segura dentro del espacio reducido disponible en la base de la torre del aerogenerador, al tiempo que garantiza la protección frente a sobretensiones y cortocircuitos en la red.

Red de Media Tensión

La evacuación de la energía generada por los dos aerogeneradores se realiza a través de una red de media tensión soterrada, operando a 30 kV, que conecta cada centro de transformación individual con la subestación del parque. Esta red está diseñada para asegurar el transporte eficiente de la energía eléctrica desde los aerogeneradores hasta el punto de conexión con la red de alta tensión.

Cada aerogenerador dispone de su propio tramo de conexión a la red de media tensión. El primero de ellos presenta una longitud aproximada de 574 metros, mientras que el segundo se conecta mediante un tramo de 367 metros. Ambos convergen en un tramo común de 135 metros, que culmina en la llegada a la subestación transformadora del parque, donde se eleva el nivel de tensión para su evacuación a la red eléctrica.

Los conductores utilizados son ternas de cables unipolares con aislamiento seco tipo RHZ1 según norma UNE, fabricados en aluminio con una sección de 150 mm². Están diseñados para soportar una tensión nominal de 18/30 kV, y cuentan con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), pantalla de cobre y cubierta VEMEX. Este tipo de cable ofrece una alta fiabilidad operativa, soportando hasta 90 °C en servicio continuo y 250 °C en régimen de cortocircuito.

OBRA ELÉCTRICA

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>
<i>Tensión específica (U_o / U)</i>	18/30 kV
<i>Normas de construcción y ensayo</i>	UNE HD 620-10E
<i>Designación UNE</i>	AL RHZ1
<i>Conductor</i>	Cuerda redonda compacta de hilos de aluminio
<i>Sección del conductor</i>	150 mm ²
<i>Aislamiento</i>	XLPE
<i>Procedimiento de fabricación</i>	Triple extrusión
<i>Cubierta</i>	VEMEX
<i>Pantalla</i>	Corona de cable de cobre
<i>Temp. máxima admisible en servicio permanente (°C)</i>	90
<i>Temp. máxima admisible en régimen de cortocircuito (°C)</i>	250

Tabla 11. Características del cable RHZ1 18/30 kV

A continuación, se recogen las principales características eléctricas de estos conductores, fundamentales para evaluar el comportamiento de la red en términos de pérdidas, caída de tensión y capacidad de transporte de corriente.

<i>Sección</i> <i>[mm²]</i>	<i>Tensión nominal</i> <i>[kV]</i>	<i>Resistencia a 90 °C</i> <i>[Ω/km]</i>	<i>Reactancia inductiva</i> <i>[Ω/km]</i>
150	18/30	0,262	0,121

Tabla 12. Características eléctricas específicas del cable

OBRA ELÉCTRICA

Estas propiedades eléctricas permiten una conducción adecuada de la energía generada, manteniendo niveles de eficiencia óptimos y reduciendo al mínimo las pérdidas por efecto Joule a lo largo del trazado de media tensión.

<i>Configuración</i>	<i>Valor</i>
1x sección conductor (Al) / pantalla (Cu)	1x150/25 mm ²
Intensidad máxima enterrado (A)	260
Corriente de cortocircuito (1 s) conductor (A)	13.816
Corriente de cortocircuito (1 s) pantalla (A)	4.605

Tabla 13. Intensidades máximas admisibles

Las condiciones de cálculo de la capacidad de corriente consideran una terna de cables enterrada a 1 metro de profundidad, con temperatura del terreno de 25 °C y resistividad térmica de 1,5 K·m/W.

En cuanto a empalmes y terminales, se seleccionarán en función de la composición y sección de los cables, sin aumentar su resistencia eléctrica y cumpliendo con las características ambientales del emplazamiento.

El trazado de la red de MT del parque eólico se interconectará con la subestación transformadora mediante el circuito descrito a continuación:

<i>Tramo</i>	<i>Longitud (m)</i>	<i>I (A)</i>	<i>Sección del conductor</i>	<i>Pérdidas (kW)</i>	<i>Pérdidas (%)</i>	<i>Caída de tensión (V)</i>	<i>Caída de tensión (%)</i>
Aerogen 1	574	106,9	150 mm ²	5,17	0,103 %	30,74	0,102 %
Aerogen 2	367	106,9	150 mm ²	3,30	0,066 %	19,66	0,065 %
Tramo común	135	213,8	150 mm ²	5,77	0,058 %	17,58	0,058 %

Tabla 14. Circuitos red MT del parque

Los cálculos anteriores se han realizado a partir de las siguientes fórmulas:

Cálculo de la caída de tensión (ΔU):

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot l \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)$$

Porcentaje de caída de tensión:

$$\Delta U(\%) = (\Delta U/U) \cdot 100$$

Cálculo de las pérdidas de potencia (ΔP):

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot l \cdot I^2$$

Porcentaje de pérdidas de potencia:

$$\Delta P(\%) = (\Delta P/P) \cdot 100$$

Donde:

P: Potencia activa (en kW)

U: Tensión compuesta (en kV)

I: Intensidad de corriente (en A)

l: Longitud de la línea (en km)

R: Resistencia del conductor (Ω/km a 90 °C)

X: Reactancia inductiva (Ω/km)

$\cos \varphi$: Factor de potencia

ΔU : Caída de tensión (en V)

ΔP : Pérdidas de potencia (en W)

Para estos cálculos se ha considerado un factor de potencia de 0,90, valor habitual en instalaciones de generación conectadas a red, ya que permite una operación eficiente reduciendo pérdidas reactivas sin comprometer la capacidad de evacuación activa.

7.2 RED DE COMUNICACIONES

El sistema de control del parque eólico se basa en una aplicación informática instalada en un ordenador principal con sistema operativo Windows. Este equipo centraliza la supervisión y gestión de todos los elementos clave de la instalación, tanto a nivel local como remoto.

La subestación del parque, los dos aerogeneradores Vestas V162 y, en su caso, la estación meteorológica, están conectados al sistema de control mediante una red de fibra óptica. Esta red permite integrar la información procedente de los diferentes equipos en un único entorno de control centralizado.

El núcleo del sistema está compuesto por un ordenador denominado Host Computer (HC), equipado con una interfaz gráfica intuitiva desde la cual se pueden visualizar y gestionar los parámetros eléctricos y mecánicos del parque. Además, existe la posibilidad de instalar Remote Clients (RC) o terminales de acceso remoto que se conectan al HC mediante líneas de fibra óptica.

La conexión con otros centros de supervisión externos puede realizarse tanto por fibra óptica como por enlaces de radio, dependiendo de la infraestructura disponible. Toda la información captada por los sistemas de medida es procesada y enviada al HC para su tratamiento, visualización y registro.

Los cables de fibra óptica utilizados son del tipo multimodo 62,5/125 μm , de naturaleza dieléctrica para garantizar su durabilidad en condiciones exteriores. En caso de que las distancias entre dispositivos impliquen una atenuación excesiva de la señal, se utiliza cable de tipo monomodo 9/125 μm .

Cada aerogenerador del parque está conectado directamente al HC mediante tubos que contienen el cableado de fibra óptica, garantizando así la protección y el buen funcionamiento de las comunicaciones en todo momento

A través de esta red se podrán monitorizar múltiples variables en tiempo real, como:

- Estado general del aerogenerador y de sus componentes eléctricos
- Giro de la góndola
- Presencia de fallos o alarmas
- Frecuencia de red y factor de potencia
- Potencia activa y reactiva generada
- Velocidad del generador y del rotor
- Velocidad del viento
- Ángulo de paso de palas
- Temperaturas internas
- Horas de funcionamiento acumuladas
- Producción de energía



Figura 17. Ejemplo sistema de control SCADA [Adinse]

7.3 PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra del parque eólico se ha planteado como una red única que da servicio a toda la instalación. Su función principal es evitar que las partes metálicas de los equipos puedan alcanzar tensiones peligrosas cuando hay fallos de aislamiento o descargas eléctricas, ya sea por maniobras o por tormentas. Así se consigue reducir el riesgo tanto para las personas como para los equipos.

Cada aerogenerador contará con su propio sistema de puesta a tierra. Se colocará justo cuando se haga la cimentación. Este sistema estará formado por un anillo de cobre que rodea la base del aerogenerador, enterrado a lo largo del perímetro de la zapata. Este anillo irá conectado directamente a la estructura de la torre en al menos dos puntos. Aparte, se instalarán dos picas de cobre, una a cada lado del aerogenerador, que ayudarán a mejorar la dispersión de corriente hacia el terreno. En conjunto, este sistema debe conseguir una resistencia de puesta a tierra inferior a 10 ohmios, tal como pide la normativa. Si no se alcanza ese valor, se podrían poner más picas o alargar el propio anillo.



Figura 18. Vista red puesta a tierra pre-cimentación [Maltep]

Los elementos metálicos del aerogenerador que normalmente no llevan tensión, como por ejemplo el mallazo de la cimentación, las plataformas o los armarios eléctricos, también se conectarán a este sistema de puesta a tierra. Esto se hace para asegurarse de que si por algún motivo uno de estos componentes entra en contacto con electricidad, la corriente se derive al suelo y no represente peligro.

Por otro lado, los neutros tanto del transformador (0,72/30 kV) como del generador se unirán a tierra a través de una línea de servicio independiente, que también estará hecha con cobre y con su correspondiente punto de comprobación de resistencia. Esto permite verificar que la conexión a tierra está funcionando correctamente durante la operación del parque.

En lo que respecta a la red de media tensión, se pondrán a tierra las pantallas metálicas de los cables de las tres fases. Para ello, en la base de la zanja donde van estos cables, se instalará un conductor de cobre de protección, que irá siguiendo todo el recorrido hasta llegar a la subestación del parque. Este conductor quedará a unos 5 centímetros de los cables eléctricos principales.

Todo el sistema de puesta a tierra del parque estará pensado para actuar como una única red, interconectando todos los puntos necesarios. Así se garantiza que las tensiones de contacto y de paso que puedan surgir se mantengan dentro de los límites seguros establecidos en la Instrucción Técnica ITC-RAT 13.

7.4 SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA

Para evacuar la energía generada por los dos aerogeneradores del parque eólico, será necesario construir una subestación transformadora propia dentro del emplazamiento. Esta subestación tendrá como función principal elevar la tensión desde los 30 kV de la red interna del parque hasta los 220 kV del punto de conexión con la red de transporte, que corresponde a la subestación Palencia 220 kV. Se trata, por tanto, de una instalación de tipo elevadora 30/220 kV.

Dado el número limitado de aerogeneradores y la potencia total instalada (11,2 MW), se ha optado por un diseño compacto que permita reducir costes tanto en equipamiento como en obra civil. Con este objetivo, se plantea una aparamenta de media tensión de tipo intemperie, tecnología AIS (Air Insulated Switchgear). Esta solución, si bien ocupa más espacio que la GIS, evita la construcción de edificios cerrados para albergar el sistema, disminuyendo los requerimientos constructivos y facilitando el acceso para tareas de mantenimiento.

La subestación se organizará en dos niveles de tensión:

Media tensión (30 kV): Aquí llegarán los cables subterráneos desde cada aerogenerador. La aparamenta en este nivel incluirá celdas de línea, celdas de protección de transformador y, en su caso, celda de medida. Esta aparamenta se instalará al aire libre, sobre cimentación de hormigón, y estará protegida contra el contacto directo y las condiciones climáticas.

Alta tensión (220 kV): Se instalará un transformador de potencia de relación 30/220 kV, cuya elección dependerá del diseño final de la red y de los requisitos de Red Eléctrica de España (REE). El transformador se colocará sobre una losa de hormigón armado y estará dotado de sistema de protección contra incendios, cubeta de recogida de aceite y conexión a la red de tierras del parque.

Además del transformador y la aparamenta, la subestación contará con los elementos siguientes:

- Sistema de puesta a tierra común al del parque.
- Sistema de comunicaciones y control, conectado mediante fibra óptica al SCADA del parque.
- Cuadro de servicios auxiliares para alimentación de los sistemas de iluminación, control y climatización.
- Vallado perimetral con acceso restringido y señalización reglamentaria.

Este diseño está planteado de forma que permita la conexión al nudo Palencia 220 kV, conforme a los criterios de REE, y se desarrollará cumpliendo la normativa vigente del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión (RAT) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITCs). En los próximos apartados se detallarán los equipos principales, así como las protecciones, sistemas de control, comunicaciones y servicios auxiliares que se instalarán en ella.

7.4.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El transformador es la pieza clave que permite conectar la red interna del parque eólico con el sistema de transporte a alta tensión. En este caso, se ha optado por un transformador de 30/220 kV con una potencia de 30 MVA. Este valor está por encima de los 11,2 MW instalados en el parque, lo que garantiza margen suficiente para responder a picos de carga, futuras ampliaciones o condiciones de operación más exigentes sin comprometer la fiabilidad del sistema.

Será un equipo trifásico, con refrigeración por aceite mediante circulación natural (ONAN) y ventilación forzada (ONAF) cuando sea necesario. Irá instalado al aire libre sobre una losa de hormigón, con cubeto de recogida de aceite y sistema de drenaje para prevenir posibles vertidos. El transformador estará equipado con un conmutador de tomas en vacío (OCT) en el lado de alta tensión para ajustar pequeñas variaciones de tensión.

Las características principales del equipo se resumen en la siguiente tabla:

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>
<i>Potencia nominal</i>	30 MVA
<i>Tensión primaria (alta tensión)</i>	220 kV
<i>Tensión secundaria (media tensión)</i>	30 kV
<i>Grupo de conexión</i>	Dyn11
<i>Frecuencia nominal</i>	50 Hz
<i>Tipo de refrigeración</i>	ONAN / ONAF
<i>Conmutador de tomas</i>	En vacío (OCT)
<i>Nivel de aislamiento AT/MT/BT</i>	1050/170/28 kV
<i>Impedancia típica</i>	10 %
<i>Tipo de instalación</i>	Exterior (intemperie)
<i>Sistema de contención de aceite</i>	Cubeto con drenaje

Tabla 15. Características transformador de potencia

7.4.2 APARAMENTA DE LA SUBESTACIÓN

La subestación transformadora del parque eólico está equipada con aparamenta de media y alta tensión que garantiza la protección, maniobra y medida del sistema eléctrico en los diferentes niveles de tensión. Dada la configuración del parque, que incluye dos aerogeneradores con salida a 30 kV y evacuación a 220 kV, se ha optado por una solución que combina equipos AIS (Air Insulated Switchgear) en ambos niveles, buscando un equilibrio entre fiabilidad operativa y coste constructivo.

Aparamenta de Media Tensión (30 kV):

La celda de media tensión se ubica en el lado secundario del transformador de potencia (salida del parque) y recibe la energía procedente de los aerogeneradores. Este módulo dispone de:

- Interruptor automático SF₆ para protección y maniobra.
- Seccionadores de línea y tierra, que permiten el aislamiento físico de los circuitos.
- Transformadores de intensidad (TI) y tensión (TV), utilizados para protección y medida.
- Pararrayos de media tensión, instalados en cabecera de línea para evitar daños por sobretensiones.
- Relés digitales, alojados en los armarios de control, que actúan ante cualquier fallo eléctrico.

Aparamenta de Alta Tensión (220 kV):

La celda de 220 kV conecta la subestación con el nudo de red de Palencia 220, punto de evacuación autorizado por Red Eléctrica de España. Esta celda se instalará al aire libre, bajo configuración AIS, e incluye:

- Interruptor de potencia en SF₆ con capacidad para cortar corriente bajo cualquier circunstancia.
- Seccionadores con enclavamiento, tanto de línea como de puesta a tierra.
- Transformadores de medida (TI y TV) para protección diferencial y control de tensiones.
- Pararrayos de 220 kV, con capacidad de descarga elevada frente a impulsos atmosféricos.
- Sistema de supervisión remota, conectado a la red de comunicaciones del parque.

<i>Nivel de Tensión</i>	<i>Elemento</i>	<i>Modelo / Fabricante</i>	<i>Características principales</i>
30 kV	Interruptor automático	Siemens SION 3AE5	SF ₆ , 1250 A, 25 kA
30 kV	Seccionador	Ormazabal DIS 36	3 posiciones, aislamiento en aire
30 kV	TI / TV	Arteche / Ormazabal	Encapsulados en resina
30 kV	Pararrayos	ABB POLIM-C	Tipo polimérico, tensión de servicio 36 kV
220 kV	Interruptor de potencia	ABB LTB145D1/B	SF ₆ , 2000 A, 31,5 kA
220 kV	Seccionadores	Ormazabal DIS-220	Aislamiento en aire, enclavamiento mecánico
220 kV	TI / TV	Arteche TTI220 / TTV220	Encapsulado en aceite, clase 220 kV
220 kV	Pararrayos	ABB POLIM-H	220 kV, 10 kA, protección contra sobretensiones

Tabla 16. Aparamenta subestación del parque

Capítulo 8. VIABILIDAD ECONÓMICA

8.1 PRESUPUESTO GENERAL DE LA INSTALACIÓN

Para la estimación económica del parque eólico se ha realizado un presupuesto detallado que contempla todos los elementos necesarios para la construcción, conexión y puesta en marcha del proyecto. Este presupuesto se ha dividido en cinco grandes bloques: aerogeneradores, obra civil, obra eléctrica interna, subestación transformadora y otros costes generales asociados.

El coste principal corresponde al suministro e instalación de los dos aerogeneradores Vestas V162, con una potencia unitaria de 5,6 MW. El presupuesto asignado a esta partida asciende a 7.900.000 euros, incluyendo transporte, montaje y pruebas funcionales.

La obra civil, con un presupuesto total de 1.197.630 euros, incluye las siguientes partidas:

- Cimentaciones de los aerogeneradores (2 x 270.000 €): 540.000 €
- Accesos, viales y plataformas de montaje: 237.500 €
- Zanja y canalizaciones para cableado de MT y fibra óptica: 192.100 €
- Línea de evacuación subterránea (3.130 m hasta el nudo Palencia 220): 228.030 €

La obra eléctrica interna del parque asciende a 684.370 euros, e incluye:

- Suministro e instalación de cables de MT tipo RHZ1: 151.400 €
- Celdas de media tensión tipo AIS para cada aerogenerador: 123.600 €
- Red de fibra óptica de comunicaciones interna: 67.800 €
- Sistema de puesta a tierra y protecciones: 59.670 €
- Centro de transformación integrado en torre (BT/MT 0,72/30 kV): 124.900 €
- Otros equipos y conexionado eléctrico: 157.000 €

VIABILIDAD ECONÓMICA

La subestación transformadora, con entrada a 30 kV y salida a 220 kV, construida íntegramente con tecnología AIS, representa una de las infraestructuras clave del parque. El coste total se estima en 1.283.610 euros, incluyendo:

- Transformador 30/220 kV de 12,5 MVA, ONAN/ONAF: 452.000 €
- Aparamenta de media tensión (celdas, protecciones, seccionadores): 147.500 €
- Aparamenta de alta tensión (interruptores, seccionadores, pararrayos): 265.300 €
- Sistemas de protección, control, SCADA y comunicaciones: 118.200 €
- Cuadro de servicios auxiliares, convertidores y baterías: 96.610 €
- Canalizaciones y obra eléctrica asociada: 204.000 €

Por último, se han considerado otros gastos generales, que incluyen redacción del proyecto, dirección de obra, coordinación de seguridad y salud, licencias, tasas y legalizaciones. Esta partida asciende a 218.940 euros. Queda todo recogido en la siguiente tabla:

Concepto	Importe (€)
<i>Aerogeneradores</i>	7.900.000
<i>Obra civil</i>	1.197.630
<i>Obra eléctrica interna</i>	684.370
<i>Subestación transformadora</i>	1.283.610
<i>Otros costes generales</i>	218.940
Total sin IVA	11.284.550
IVA (21 %)	2.369.755,50
Total con IVA	13.654.305,50

Tabla 17. Presupuesto General

El coste de ejecución material estimado para el Parque Eólico del Monte Villalobón (11.2MW) es de TRECE MILLONES SEISCIENTOS CINCUENTA Y CUATRO MIL TRESCIENTOS CINCO EUROS CON CINCUENTA CÉNTIMOS

8.2 MODELO FINANCIERO

8.2.1 PRODUCCIÓN

Tal y como se explicó en el apartado correspondiente, se ha estimado una producción neta anual para el parque eólico de 28.519 MWh en escenario P50 y de 23.387 MWh en escenario P90, aplicando un 15,9 % de pérdidas al recurso bruto calculado.

<i>Escenario</i>	<i>Horas equivalentes [h]</i>	<i>Producción bruta [MWh]</i>	<i>Pérdidas (15,9%) [MWh]</i>	<i>Producción neta [MWh]</i>
P50	3.030	33.936	5.417	28.519
P90	2.485	27.832	4.445	23.387

Tabla 18. Resumen Producción Esperada

Una instalación de generación eléctrica como un parque eólico puede comercializar su energía a través de distintas modalidades, entre las que destacan:

- Venta directa al mercado (pool): la energía se vende al precio horario que marca el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE), encargado de casar oferta y demanda en el mercado diario español. Este precio es muy volátil, como se aprecia en la gráfica de evolución anual de precios entre julio de 2024 y julio de 2025, con valores que han oscilado entre 0 y más de 150 €/MWh.

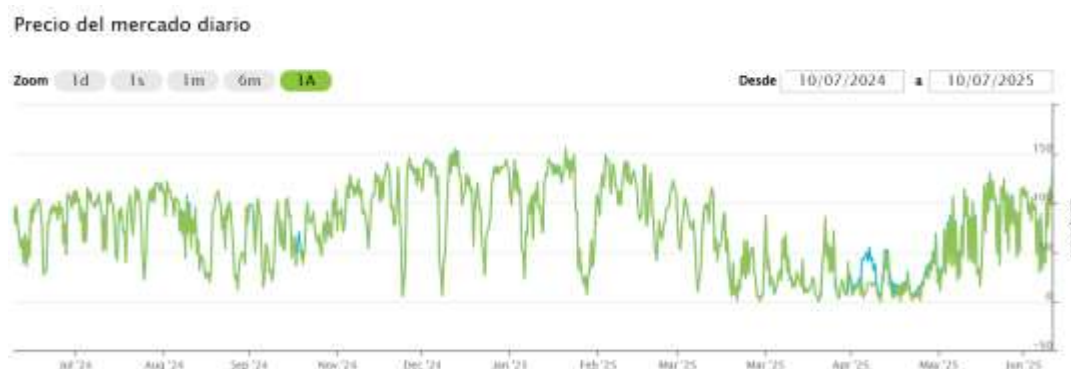


Figura 19. Gráfica variación precio del mercado diario en el último año [OMIE]

- Contratos bilaterales (PPA): acuerdos privados entre el productor y un consumidor o trader, que fijan un precio estable durante varios años. Son cada vez más frecuentes en proyectos renovables, ya que aportan certidumbre tanto para promotores como para financiadores.
- Subastas públicas: convocadas por el Estado, donde los adjudicatarios venden energía a un precio prefijado durante un periodo determinado. Aunque garantizan ingresos, su acceso es limitado y depende del marco regulatorio.

Debido a la volatilidad del mercado spot gestionado por OMIE y al contexto actual de búsqueda de estabilidad financiera, se ha optado por simular el proyecto bajo un Power Purchase Agreement (PPA) a precio fijo. Gracias a este contrato, el proyecto puede garantizar ingresos estables y previsibles, lo que resulta clave para facilitar su financiación.

En este caso, el precio acordado del PPA se ha fijado en 55 €/MWh, lo que representa una estimación razonable teniendo en cuenta los niveles de precios actuales del mercado, la madurez tecnológica de la eólica terrestre y la necesidad de asegurar un retorno aceptable con un riesgo limitado. Este PPA se asume con precio fijo durante toda la vida útil del proyecto.

Por tanto, la totalidad de los ingresos del proyecto en este modelo financiero proceden exclusivamente del PPA, sin considerar otros posibles ingresos como los provenientes del mercado spot, servicios de ajuste, o participación en mecanismos de capacidad.

8.2.2 OPEX

El coste operativo (Opex) anual del parque eólico ha sido estimado en base a una combinación de costes fijos y variables que se presentan de forma recurrente durante la vida útil del activo. Se ha optado por expresar el OPEX total en euros por €/MWh, ya que esta unidad facilita su integración directa en el modelo económico y permite analizar la rentabilidad del proyecto en función de la producción real.

Se han considerado los siguientes conceptos:

- Operación y Mantenimiento (O&M): se han estimado 4,50 €/MWh en base a referencias de contratos actuales para turbinas del mismo modelo. Incluye trabajos preventivos, correctivos y disponibilidad remota.
- Seguro de explotación: se estima un coste anual equivalente a 0,80 €/MWh, cubriendo riesgos técnicos, meteorológicos y de responsabilidad civil.
- Gestión técnica y administrativa: 0,70 €/MWh para servicios de monitorización, reporting y coordinación con el operador del sistema.
- Alquiler de terreno y servidumbres: se ha considerado un coste equivalente a 0,40 €/MWh, resultante de acuerdos firmados con propietarios locales.
- Costes regulatorios y de red: incluye tasas, canon de acceso y pagos al operador del sistema, con un valor aproximado de 0,60 €/MWh.
- SCADA y telecomunicaciones: mantenimiento y actualizaciones: 0,30 €/MWh.
- Costes energéticos auxiliares: consumo de electricidad del parque, calefactores, y otros equipos eléctricos internos: 0,30 €/MWh.
- Otros costes indirectos: auditorías, asesorías legales, formación, desplazamientos y demás se han valorado en 0,40 €/MWh.

El total del OPEX anual asciende así a 11,00 €/MWh, valor que se considera conservador y coherente con instalaciones de similares características, y que se mantendrá actualizado con un supuesto de inflación (IPC) del 2 % anual a lo largo del periodo de operación.

8.2.3 HIPÓTESIS

Para elaborar el modelo financiero del parque eólico se han considerado una serie de hipótesis técnicas, económicas y fiscales que permiten proyectar los flujos de caja a lo largo de la vida útil del proyecto. Las principales son las siguientes:

- Configuración del parque: Se instalarán dos aerogeneradores Vestas V162 de 5,6 MW cada uno, alcanzando una potencia total instalada de 11,2 MW.
- Costes de inversión (Capex): 11.284.550 €.
- Calendario: Se asume un desembolso completo el 1 de enero de 2025, y que la planta entra en operación el 1 de enero de 2026.
- Producción esperada: Según recurso P50, se estiman 28.519 MWh/año, resultado de 3.030 horas netas de funcionamiento anuales.
- Ingresos: proceden exclusivamente de un PPA a 55 €/MWh
- Costes operativos (Opex): 11 €/MWh
- Financiación:
 - Deuda bancaria del 70%, con un préstamo a 15 años, cuotas constantes, interés fijo del 5% y un upfront fee del 2%.
 - La financiación se desembolsa pari passu con el equity y los intereses se pagan incluso durante el periodo de construcción.
- Amortización fiscal del activo: lineal a 20 años.
- Inflación: Se ha considerado un IPC constante del 2% anual para la actualización de costes.
- Impuesto de Sociedades: Se aplica un 25% sobre el beneficio neto.

Estas hipótesis permiten modelizar con cierto realismo el comportamiento económico del proyecto, incorporando tanto aspectos técnicos como financieros. En el siguiente apartado se presentan los resultados obtenidos en términos de rentabilidad.

8.2.4 RESULTADOS

Con las hipótesis técnicas y financieras consideradas, el modelo arroja unos resultados positivos en términos de rentabilidad, que reflejan una buena viabilidad económica del parque eólico.

Indicador	Valor
<i>TIR del Proyecto (antes de impuestos)</i>	9,553%
<i>TIR del Proyecto (después de impuestos)</i>	8,354%
<i>VAN (6% tasa de descuento)</i>	2.301.767,29 €
<i>VAN (6% tasa de descuento, en COD)</i>	13.724.423,32 €

Tabla 19. Resultados estudio financiero

La TIR del proyecto antes de impuestos alcanza un 9,553%, mientras que la TIR después de impuestos se sitúa en 8,354%. Este valor se considera razonablemente atractivo para una inversión en renovables en el contexto actual, especialmente teniendo en cuenta que el proyecto incluye la construcción completa de una subestación transformadora de 30/220 kV, lo cual eleva significativamente el Capex.

En cuanto al Valor Actual Neto (VAN), se han calculado dos referencias distintas con una tasa de descuento del 6%:

- VAN desde el momento de la inversión (2025): 2.301.767,29 €
- VAN en el momento del inicio de operación (COD, 2026): 13.724.423,32 €

Esta diferencia se explica por el desplazamiento temporal de los flujos de caja y refleja el valor acumulado que se espera generar a lo largo de los 20 años de vida útil del proyecto.

En conjunto, los resultados económicos validan la rentabilidad del parque siempre que se asegure un contrato de compraventa de energía (PPA) en condiciones similares a las simuladas.

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

VIABILIDAD ECONÓMICA

P&L	TOTAL	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	
Ingresos	39.213.625,0		1.568.545,0	1.568.545,0	1.568.545,0	1.568.545,0	1.568.545,0	1.568.545,0	1.568.545,0	1.568.545,0	1.568.545,0	1.568.545,0	1.568.545,0	1.568.545,0	1.568.545,0	1.568.545,0	1.568.545,0	1.568.545,0	1.568.545,0	1.568.545,0	1.568.545,0	1.568.545,0	1.568.545,0	1.568.545,0	1.568.545,0	1.568.545,0		
Gastos O&M	- 10.048.193,3	-	313.709,0	319.983,2	326.382,8	332.910,5	339.568,7	346.360,1	353.287,3	360.353,0	367.560,1	374.911,3	382.409,5	390.057,7	397.858,9	405.816,0	413.932,4	422.211,0	430.655,2	439.268,3	448.053,7	457.014,8	466.155,1	475.478,2	484.987,7	494.687,5	504.581,2	
EBITDA	29.165.431,7		1.254.836,00	1.248.561,82	1.242.162,16	1.235.634,50	1.228.976,29	1.222.184,92	1.215.257,71	1.208.191,97	1.200.984,91	1.193.633,71	1.186.135,48	1.178.487,29	1.170.686,13	1.162.728,96	1.154.612,64	1.146.333,99	1.137.889,77	1.129.276,66	1.120.491,30	1.111.530,22	1.102.389,93	1.093.066,83	1.083.557,26	1.073.857,51	1.063.963,76	
Depreciación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Amortización	- 11.284.550,0	-	564.227,50	564.227,50	564.227,50	564.227,50	564.227,50	564.227,50	564.227,50	564.227,50	564.227,50	564.227,50	564.227,50	564.227,50	564.227,50	564.227,50	564.227,50	564.227,50	564.227,50	564.227,50	564.227,50	564.227,50	564.227,50	564.227,50	564.227,50	564.227,50		
EBIT	17.880.881,7	-	690.608,50	684.334,32	677.934,66	671.407,00	664.748,79	657.957,42	651.030,21	643.964,47	636.757,41	629.406,21	621.907,98	614.259,79	606.458,63	598.501,46	590.385,14	582.106,49	573.662,27	565.049,16	556.263,80	547.302,72	1.102.389,93	1.093.066,83	1.083.557,26	1.073.857,51	1.063.963,76	
Interes deuda	- 2.962.194,4	-	381.793,94	355.463,33	329.132,71	302.802,09	276.471,48	250.140,86	223.810,24	197.479,63	171.149,01	144.818,39	118.487,78	92.157,16	65.826,54	39.495,93	13.165,31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Fees de deuda	-	-	157.983,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Interes SHL	- 806.922,2	-	-	145.328,35	134.812,02	122.925,56	109.613,08	94.816,28	78.474,36	60.523,89	40.898,74	10.529,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
EBT	14.111.765,2	-	157.983,70	308.814,56	183.542,65	213.989,93	245.679,35	278.664,24	313.000,28	348.745,62	385.960,95	424.709,66	465.057,92	503.420,20	522.102,63	540.632,09	559.005,53	577.219,83	582.106,49	573.662,27	565.049,16	556.263,80	547.302,72	1.102.389,93	1.093.066,83	1.083.557,26	1.073.857,51	1.063.963,76
Impuestos	- 3.527.941,3	-	77.203,64	45.885,66	53.497,48	61.419,84	69.666,06	78.250,07	87.186,40	96.490,24	106.177,41	116.264,48	125.855,05	130.525,66	135.158,02	139.751,38	144.304,96	145.526,62	143.415,57	141.262,29	139.065,95	136.825,68	275.597,48	273.266,71	270.889,32	268.464,38	265.990,94	
Net Income	10.583.823,9	-	157.983,70	231.610,92	137.656,99	160.492,45	184.259,51	208.998,18	234.750,21	261.559,21	289.470,71	318.532,24	348.793,44	377.565,15	391.576,97	405.474,07	419.254,15	432.914,82	436.579,87	430.246,70	423.786,87	417.197,85	410.477,04	826.792,45	819.800,12	812.667,95	805.393,13	797.972,82
CASHFLOW	TOTAL	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	
EBITDA	29.165.431,7		1.254.836,00	1.248.561,82	1.242.162,16	1.235.634,50	1.228.976,29	1.222.184,92	1.215.257,71	1.208.191,97	1.200.984,91	1.193.633,71	1.186.135,48	1.178.487,29	1.170.686,13	1.162.728,96	1.154.612,64	1.146.333,99	1.137.889,77	1.129.276,66	1.120.491,30	1.111.530,22	1.102.389,93	1.093.066,83	1.083.557,26	1.073.857,51	1.063.963,76	
ΔWorking Capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Taxes	- 3.527.941,3	-	77.203,64	45.885,66	53.497,48	61.419,84	69.666,06	78.250,07	87.186,40	96.490,24	106.177,41	116.264,48	125.855,05	130.525,66	135.158,02	139.751,38	144.304,96	145.526,62	143.415,57	141.262,29	139.065,95	136.825,68	275.597,48	273.266,71	270.889,32	268.464,38	265.990,94	
Cashflow Oper.	25.637.490,4	-	1.177.632,36	1.202.676,16	1.188.664,67	1.174.214,66	1.159.310,23	1.143.934,85	1.128.071,31	1.111.701,73	1.094.807,49	1.077.369,23	1.060.280,43	1.047.961,63	1.035.528,11	1.022.977,57	1.010.307,68	1.000.807,37	994.474,20	988.014,37	981.425,35	974.704,54	826.792,45	819.800,12	812.667,95	805.393,13	797.972,82	
Capex	-	-	11.284.550,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Desemb. Senior Debt	-	-	7.899.185,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Desemb. Equity	-	-	846.341,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Desembolso SHL	-	-	2.539.023,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Cashflow para financ. (CFADS)	25.637.490,4	-	1.177.632,36	1.202.676,16	1.188.664,67	1.174.214,66	1.159.310,23	1.143.934,85	1.128.071,31	1.111.701,73	1.094.807,49	1.077.369,23	1.060.280,43	1.047.961,63	1.035.528,11	1.022.977,57	1.010.307,68	1.000.807,37	994.474,20	988.014,37	981.425,35	974.704,54	826.792,45	819.800,12	812.667,95	805.393,13	797.972,82	
Amortización deuda	- 7.899.185,0	-	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Interes deuda	- 2.962.194,4	-	381.793,94	355.463,33	329.132,71	302.802,09	276.471,48	250.140,86	223.810,24	197.479,63	171.149,01	144.818,39	118.487,78	92.157,16	65.826,54	39.495,93	13.165,31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Fees deuda	-	-	157.983,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Cash after debt service	14.776.111,0	-	157984	269.226,09	320.600,50	332.919,63	344.800,24	356.226,42	367.181,65	377.648,73	387.609,77	397.046,15	405.938,50	415.180,32	429.192,14	443.089,24	456.869,32	470.530,04	1.000.807,37	994.474,20	988.014,37	981.425,35	974.704,54	826.792,45	819.800,12	812.667,95	805.393,13	797.972,82
Repago SHL	- 2.691.365,2	-	269.226,09	175.272,15	198.107,62	221.874,68	246.613,34	272.365,38	299.174,38	327.085,88	356.147,41	325.498,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Intereses SHL	- 806.922,2	-	-	145.328,35	134.812,02	122.925,56	109.613,08	94.816,28	78.474,36	60.523,89	40.898,74	19.529,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Cashflow para dividendos	11.277.823,7	-	157984	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Dividendos	- 11.277.823,7	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Cashflow final	-	-	157984	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CÁLCULOS	TOTAL	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	
Deuda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BoP	-	-	0	7.899.185,00	7.372.572,67	6.845.960,33	6.319.348,00	5.792.735,67	5.266.123,33	4.739.511,00	4.212.898,67	3.686.286,33	3.159.674,00	2.633.061,67	2.106.449,33	1.579.837,00	1.053.224,67	526.612,33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Drawdowns	-	-	7.899.185,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Repago	- 7.899.185,0	-	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	526.612,33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EqP	-	-	7.899.185,00	7.372.572,67	6.845.960,33	6.319.348,00	5.792.735,67	5.266.123,33	4.739.511,00	4.212.898,67	3.686.286,33	3.159.674,00	2.633.061,67	2.106.449,33	1.579.837,00	1.053.224,67	526.612,33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Interes deuda	- 2.962.194,4	-	381.793,94	355.463,33	329.132,71	302.802,09	276.471,48	250.140,86	223.810,24	197.479,63	171.149,01	144.818,39	118.487,78	92.157,16	65.826,54	39.495,93	13.165,31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
SHL	-	-	0	2.539.023,75	2.422.139,09	2.246.866,94	2.048.759,32	1.826.884,64	1.580.271,30	1.307.905,92	1.008.731,54	681.645,66	325.498,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BoP	-	-	2.539.023,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Drawdowns	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Repago SHL	- 2.691.365,2	-	269.226,09	175.272,15	198.107,62	221.874,68	246.613,34	272.365,38	299.174,38	327.085,88	356.147,41	325.498,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EqP	-	-	2.539.023,75	2.422																								

Capítulo 9. CONCLUSIONES

A lo largo de este proyecto se ha desarrollado el diseño completo de un parque eólico de 11,2 MW de potencia instalada, compuesto por dos aerogeneradores de 5,6 MW cada uno. La instalación se emplaza en el término municipal de Villalobón (Palencia), donde se ha estudiado con detalle tanto la idoneidad del terreno como la conexión eléctrica al nudo Palencia 220 kV, que permite su integración a la red de transporte.

Desde el punto de vista técnico, se han diseñado todos los sistemas que componen el parque: el esquema unifilar, la red de baja tensión interna en cada aerogenerador, el sistema de control y servicios auxiliares, la red de media tensión soterrada, la subestación transformadora, y una línea de evacuación, necesaria al cruzar con una línea de alta tensión superior a 300 kV. También se ha planteado un sistema de puesta a tierra integral y se ha definido una red de comunicaciones mediante fibra óptica para garantizar el control tanto local como remoto del parque. Todo el diseño se ha llevado a cabo conforme a la normativa técnica vigente, asegurando la viabilidad en la construcción y operación del proyecto.

En lo económico, se ha realizado un análisis financiero detallado, partiendo de un CAPEX total estimado de 11.284.550 €, que incluye tanto los aerogeneradores como todas las infraestructuras eléctricas y de obra civil necesarias. La venta de energía se ha considerado bajo un acuerdo PPA 55 €/MWh, con un recurso previsto de 3.030 horas equivalentes anuales (P50) y unos costes operativos totales de 11 €/MWh. Con estas hipótesis, el modelo arroja una TIR del 8,35% después de impuestos y un VAN de más de 2,3 millones de euros con una tasa de descuento del 6%, reflejando que el proyecto se sostiene con márgenes razonables pese a su tamaño y desembolso inicial.

A nivel social y medioambiental, proyectos como este representan una contribución directa a la transición energética y la descarbonización de la economía. La generación renovable permite reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, mejorar la calidad del aire y disminuir la dependencia de combustibles fósiles. En zonas rurales como Villalobón,

CONCLUSIONES

iniciativas de este tipo también generan empleo local durante la fase de construcción y mantenimiento, dinamizan la economía de la zona y fomentan una mayor conciencia ambiental entre la población.

El objetivo principal ha sido estudiar y demostrar la viabilidad técnica y económica de un parque eólico de estas características. Esta meta se ha cumplido con éxito, desarrollando una solución realista y sólida en todos sus componentes. La aportación de este trabajo reside en haber recogido de manera integral los distintos aspectos implicados en una instalación eólica, desde la planificación eléctrica y civil hasta la rentabilidad financiera.

A nivel personal, este proyecto ha sido una oportunidad para profundizar en el conocimiento del sector energético, desarrollar una visión estructurada de los proyectos de generación renovable y consolidar habilidades tanto técnicas como analíticas. El resultado final representa un diseño funcional y una base de trabajo útil para futuros proyectos.

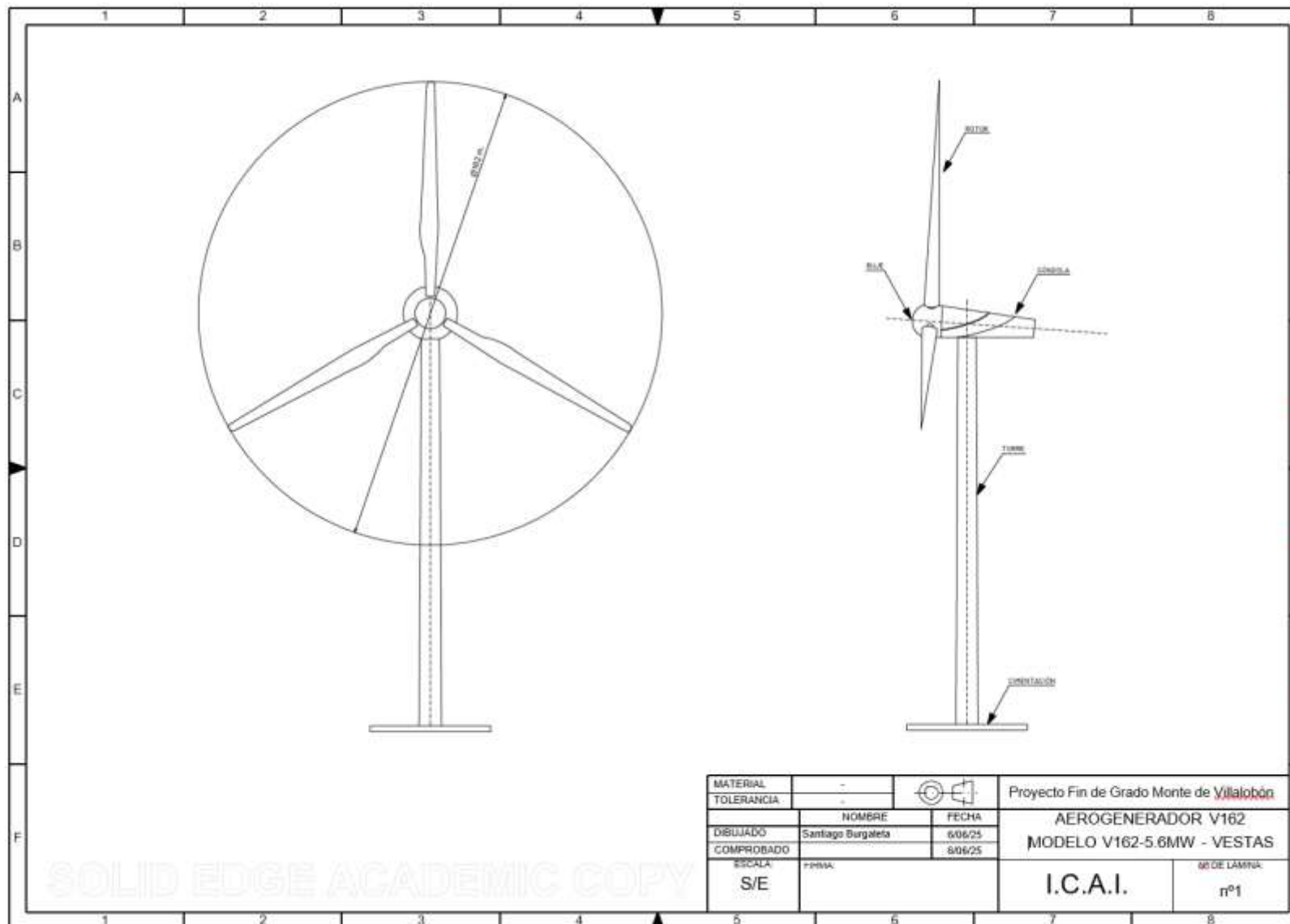
Capítulo 10. BIBLIOGRAFÍA

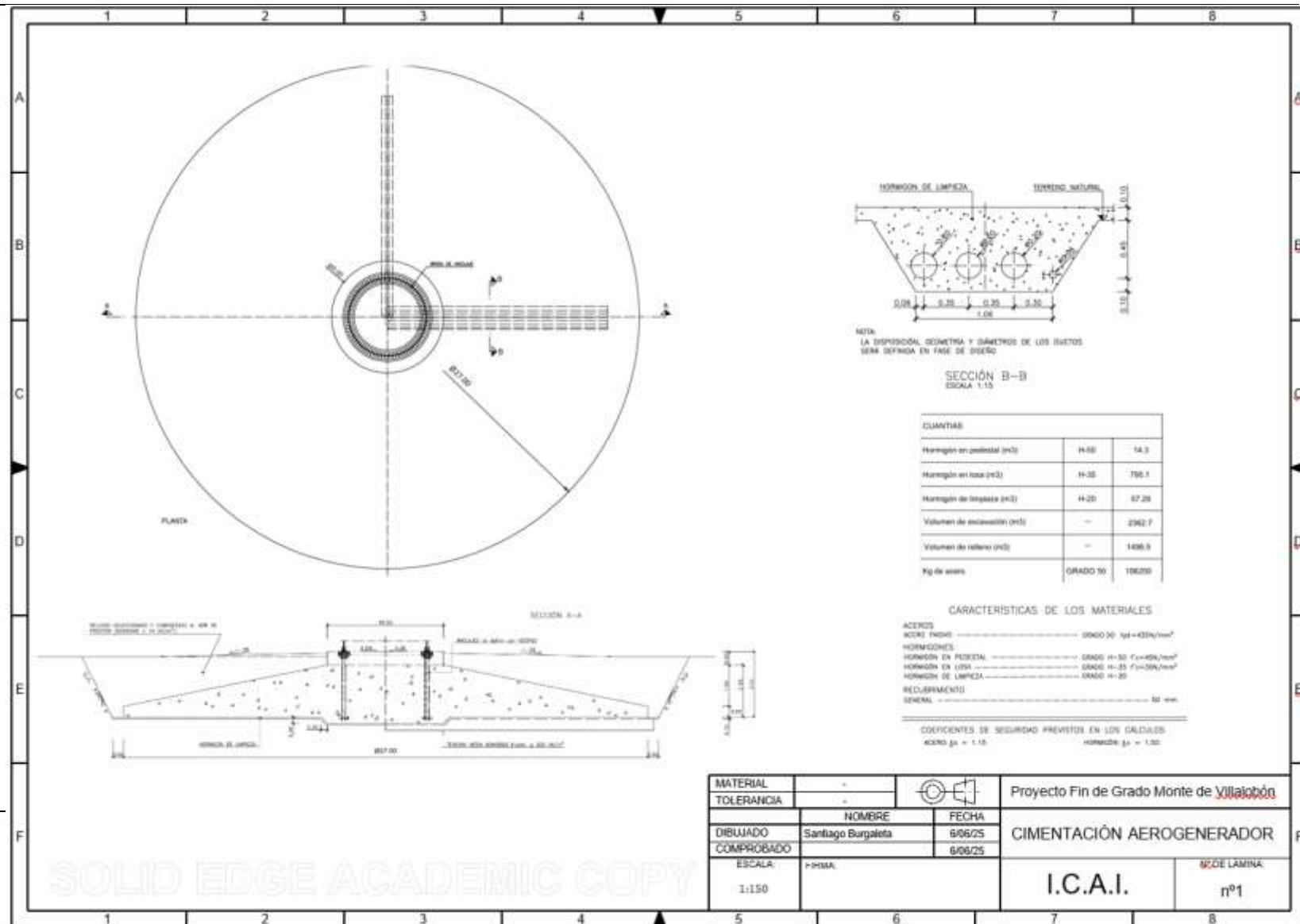
- [7] Asociación Empresarial Eólica (AEE). “Potencia instalada y generación”. AEE.
<https://aeolica.org/sobre-la-eolica/potencia-instalada-y-generacion/>
- [8] Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE). OMIE, julio 2025.
https://www.omie.es/sites/default/files/2025-03/omie_informe_precios_2024_es.pdf.
- [9] Wind-Turbine-Models.com. “Vestas V162-5.6 EnVentus”. Wind Turbine Models.
<https://es.wind-turbine-models.com/turbines/1971-vestas-v162-5.6-enventus>
- [10] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030”. MITECO, 2024. [Plan Nacional Integrado de Energía y Clima \(PNIEC 2023-2030\)](#)
- [11] Asociación Española de Normalización (UNE). “UNE 211620:2020 - Cables eléctricos de distribución con aislamiento extruido, de tensión asignada desde 3,6/6 (7,2) kV hasta 20,8/36 (42) kV inclusive”. UNE, 2020. <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0064696&>
- [12] Elawan Energy. “Proyectos eólicos en España”. Elawan Energy, 2023.
<https://www.elawan.com/en/projects>.
- [13] EurObserv’ER. “Wind energy barometer 2023”. EurObserv’ER, 2023.
<https://www.eurobserv-er.org/wind-energy-barometer-2023/>.
- [14] Red Eléctrica de España. (2025, 2 de junio). *Capacidad de acceso a la Red de Transporte*
https://www.ree.es/sites/default/files/12_CLIENTES/Documentos/Capacidad_de_acceso_a_RdT_ED_02jun25.pdf
- [15] Renovables Verdes. “La gran importancia de la energía eólica”. Renovables Verdes.
<https://www.renovablesverdes.com/la-gran-importancia-de-la-energia-eolica/>
- [16] Asociación Empresarial de Medio Ambiente (AEMA). “Aerogeneradores y medio ambiente”. AEMA. <https://aema.info/aerogeneradores-y-medio-ambiente/>

BIBLIOGRAFÍA

-
- [17] Energías Renovables. “Esta es la radiografía eólica de la Asociación Empresarial Eólica”. Energías Renovables, 1 de marzo de 2025. <https://www.energias-renovables.com/eolica/esta-es-la-radiografia-eolica-de-la-20250301>
- [18] DTU Wind and Energy Systems. “Global Wind Atlas”. Global Wind Atlas. <https://globalwindatlas.info/en/>
- [19] Vestas. “EnVentus™ platform – modular design for customised wind solutions”. Vestas. <https://www.vestas.com/en/energy-solutions/onshore-wind-turbines/enventus-platform#:~:text=Introducing%20EnVentus%E2%84%A2%2C%20the%20height,needs%20without%20compromising%20on%20performance.>
- [20] The Wind Power. “Vestas V162-5.6MW”. The Wind Power. https://www.thewindpower.net/turbine_es_1664_vestas_v162-5.6mw.php
- [21] Red Eléctrica de España (REE). “Resultados de búsqueda: Palencia 220 kV”. REE. https://www.ree.es/es/search?search_api_fulltext=Palencia+220kv
- [22] Pitma Generación. “Energía eólica”. Pitma Generación. <https://pitmageneracion.com/energia-renovable/eolica/>
- [23] Iberdrola. “Qué es la energía eólica y cómo funciona”. Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/energia-eolica>
- [24] Pronutec (Grupo Gorlan). “¿Qué es y cómo funciona un centro de transformación?”. Pronutec. <https://pronutec.gorlan.com/que-es-y-como-funciona-un-centro-de-transformacion/>
- [25] GEAMAP. “GEA - Mapa de recursos energéticos y ambientales de España”. GEAMAP. <https://www.geamap.com/es/espana#zoom=5&lat=37.3&lon=-4.9&layer=6&overlays=FFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFF>
- [26] Top Cable. “RHZ1 - Cables de media tensión”. Top Cable. <https://www.topcable.com/es/cables-de-media-tension/rhz1/>

ANEXO I: PLANOS





ANEXO I: PLANOS

