



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO PROYECTO DE EJECUCIÓN DEL PARQUE EÓLICO “HONTANAS I”

Autor: Roberto Fernández Ortí
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

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

Proyecto de ejecución del parque eólico “Hontanas I”

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.: Roberto Fernández Ortí

Fecha: ...07.../ ...07.../ ...2025...

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha: ...07.../ ...07.../ ...2025...



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO PROYECTO DE EJECUCIÓN DEL PARQUE EÓLICO “HONTANAS I”

Autor: Roberto Fernández Ortí
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agradecimientos

A mi familia, a mi novia y a mis amigos, por su apoyo, confianza y ayuda durante la carrera.

A mi directora Consuelo, por su dedicación y enseñanzas.

A la empresa Vortex, por facilitar los datos de viento de forma totalmente desinteresada.

PROYECTO DE EJECUCIÓN DEL PARQUE EÓLICO “HONTANAS I”

Autor: Fernández Ortí, Roberto.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El proyecto consiste en el desarrollo integral y análisis de viabilidad técnico-económica de un parque eólico en Burgos. Su ejecución ha implicado un estudio de alternativas para la selección del emplazamiento, el análisis del recurso eólico del mismo, el estudio de la producción energética del parque mediante simulaciones y un estudio comparativo para la elección del aerogenerador idóneo. Una vez completados, se ha procedido al cálculo, diseño y especificación técnica de las instalaciones eléctricas y civiles a acometer para su construcción y puesta en marcha. Por último, se ha analizado su impacto socioeconómico y su viabilidad económica, logrando garantías de rentabilidad para la inversión.

Palabras clave: energía renovable, parque eólico, transición energética, aerogenerador

1. Introducción

En el contexto climático global de hoy en día, el desarrollo de instalaciones de generación de energía a partir de fuentes renovables es una de las principales estrategias para alcanzar los objetivos de descarbonización del sector de la energía. En este trabajo se desarrolla el proyecto de ejecución de un parque eólico, que se alinea con este impulso por la transición energética, permitiendo producir energía limpia a partir del viento.

En la memoria del proyecto, se describen en primer lugar las principales características del parque eólico. Se especifican las condiciones técnicas de las instalaciones que lo conforman, y se recogen los resultados obtenidos de los análisis de vientos, energéticos y económicos. A continuación, se incluyen, por un lado, los planos de las diferentes instalaciones, y por otro lado, las mediciones de las distintas partidas junto con los presupuestos de ejecución.

En los anexos al proyecto se incluyen los aspectos técnicos relativos al estudio de alternativas para la selección del emplazamiento, la evaluación del recurso eólico y las simulaciones energéticas, la memoria de cálculos eléctricos justificativos, el análisis económico- financiero de viabilidad y por último, se indica la normativa de referencia que debe seguir cada instalación o procedimiento.

2. Definición del proyecto

El proyecto tiene por objetivo el desarrollo integral y análisis de viabilidad técnico-económica de un parque eólico, incluyendo la selección de su emplazamiento en España.

La selección del emplazamiento se realiza mediante un estudio de alternativas. Deberá ubicarse en un terreno de orografía llana, sin obstáculos ni vegetación abundante, cerca de una subestación eléctrica para su conexión con la red, y ha de cumplir con la normativa medioambiental española.

Se debe analizar el recurso eólico del emplazamiento seleccionado, debiendo alcanzar una velocidad de viento mínima de 7 m/s a altura de buje. Además, ha de tener una baja variabilidad temporal y una dirección predominante estable para minimizar pérdidas.

Para la selección del modelo de aerogenerador y la optimización de su distribución en el emplazamiento, se debe realizar un estudio de la producción de energía del parque, mediante simulaciones con programas especializados de modelado de parques eólicos. Como resultado de estas simulaciones se estima la producción de energía vertida a la red anualmente del parque y su rendimiento en el aprovechamiento del viento.

El proyecto debe incluir el diseño de las instalaciones eléctricas y civiles del parque eólico de acuerdo con la normativa española e internacional de referencia, que incluye el dimensionamiento del cableado de la red de media tensión, de la red de tierras y de comunicaciones y de la aparamenta de la subestación, así como de la línea de evacuación aérea. Se incluirán los cálculos justificativos y planos correspondientes.

Por último, será esencial un estudio de viabilidad económica que presente la inversión total a acometer, su financiación, la estimación de gastos e ingresos a largo plazo, y un estudio de rentabilidad según los principales índices (VAN, TIR y Payback).

3. Descripción de las herramientas utilizadas

La evaluación del potencial eólico del lugar se ha completado a través de un análisis estadístico descriptivo de los datos de viento del emplazamiento (velocidad, dirección, presión atmosférica y temperatura) ofrecidos por la empresa Vortex. Para ello, se ha utilizado la herramienta Windographer, especializada en proporcionar distintas gráficas y datos para el análisis de vientos.

El modelado del parque se ha llevado a cabo gracias al software WASP. Para que pueda completar las simulaciones energéticas, se le han introducido una serie de datos de partida (coordenadas de aerogeneradores, datos de viento, mapas de la topografía y de la rugosidad del emplazamiento y sus alrededores, densidad del aire...). Se ha optimizado el diseño preliminar del parque de acuerdo a sus resultados. Un ejemplo del modelado del emplazamiento es el de la figura siguiente:

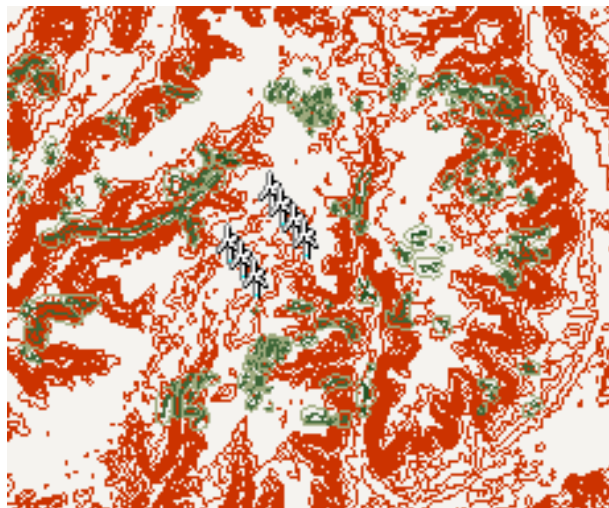


Figura 1: Modelado del mapa del emplazamiento

Las memorias de cálculo para el dimensionamiento del cableado y las especificaciones técnicas del aparellaje eléctrico y de las obras civiles se han llevado a cabo siguiendo las normativas españolas e internacionales de referencia. Se han querido ajustar a los equipos y procedimientos habituales para las infraestructuras de parques eólicos.

4. Resultados

El parque eólico diseñado, que ha sido denominado “Hontanas I”, se ha ubicado en el término municipal de Hontanas, al Oeste provincia de Burgos, Castilla y León. Tiene una superficie aproximada de 320 Ha, un terreno mayormente llano y libre de vegetación, y facilidad de acceso desde la carretera BU-P-4041.

Su potencia instalada es de 50,4 MW, y consta de siete aerogeneradores VESTAS V72 de 150 metros de altura de buje, cuya energía se transporta a través de una red de media tensión (30 kV) canalizada en zanja, formada por tres líneas de generación independientes. Estas se conducen hasta una subestación eléctrica elevadora ubicada en el interior del emplazamiento, donde un transformador de potencia de 63 MVA eleva la tensión a 220 kV. De la subestación parte una línea aérea de evacuación hasta el punto de interconexión del parque eólico, la subestación propiedad de Red Eléctrica “Vallejera 220 kV”.

A continuación, se detallan los resultados de los distintos análisis técnicos completados:

- El emplazamiento goza de un buen potencial eólico, con una velocidad media de 7,78 m/s a altura de buje (150 metros), y sobre todo de una muy buena constancia en la dirección predominante en la que sopla el viento (51,35°C al Noreste).
- El modelo de aerogenerador que mejor se adapta a los requerimientos del parque es el VESTAS V172, de potencia nominal 7,2 MW y 172 metros de diámetro de rotor.
- Las simulaciones energéticas han llegado a los resultados a continuación:

Energía bruta (GWh/año)	187,81
Pérdidas por estela (%)	4,43
Energía neta (MWh/año) (GWh/año)	179,49
Resto del escenario de pérdidas (%)	3
Energía vertida a red (GWh/año)	162,16
Horas equivalentes (h)	3218
Factor de carga (%)	36,73

Tabla 1: Resultados generales del estudio energético

- El conductor para el cableado de potencia de media tensión será el RHZ1-OL(S) Al 18/30 kV XLPE, de sección 3x185 mm² para las líneas 1 y 2 y de 3x400 mm². El conductor de la línea de evacuación será el LA-280 HAWK.

- Los presupuestos finales de ejecución ascienden a las siguientes cantidades

Presupuesto de ejecución material (PEM)	40.534.920,07 €
Presupuesto de ejecución por contrata (PEC)	48.236.554,88 €
Gastos de desarrollo y gestión (DEVEX)	1.375.000,00 €
Inversión total a acometer (CAPEX)	49.611.554,88 €

Tabla 2: Resumen de los presupuestos

- Los índices de rentabilidad resultado del análisis de viabilidad económico son:

	Proyecto	Accionistas
VAN	13,13M €	2,07M €
TIR	8,21%	10,39%
PAYBACK	9,65 años	5,38 años

Tabla 3: Resumen de los resultados del análisis económico

- La contaminación evitada se estima en 162.164 toneladas de CO₂ anuales y el parque podrá abastecer a cerca de 32.000 personas.

5. Conclusiones

El proyecto de desarrollo del parque eólico “Hontanas I” ha logrado cumplir con los Requerimientos establecidos en la definición del proyecto, junto con los criterios de diseño y especificaciones técnicas propias de un parque eólico. Se ha conseguido seleccionar un emplazamiento adecuado y se han diseñado unas infraestructuras eléctricas y civiles que garantizan un funcionamiento seguro y eficiente.

En términos energéticos, las simulaciones arrojan una producción anual de 162,16 GWh, con un rendimiento del 86,3% y un factor de carga del 36,7%, valores que destacan positivamente frente a la media del sector eólico.

A nivel económico, el coste total de la inversión es de 49,61 millones de euros, amortizados en 9,6 años con un retorno del 8,21%. Todos los indicadores financieros sugieren la inversión en el proyecto sin asumir riesgos.

Los resultados de los diversos estudios permiten concluir que el proyecto es viable tanto desde un punto de vista técnico, como del económico y del medioambiental.

EXECUTION PROJECT OF THE “HONTANAS I” WIND FARM

Author: Fernández Ortí, Roberto.

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The Project involves the comprehensive development and technical economic feasibility analysis of a wind farm located in Burgos. Its execution has included a study of alternatives for site selection, an assessment of the wind resource at the chosen location, an energy production analysis through simulations, and a comparative study to determine the most suitable wind turbine. Once these stages were completed, the design, calculations, and technical specifications of the electrical and civil infrastructure required for construction and commissioning were carried out. Finally, the project's socioeconomic impact and economic viability were analysed, demonstrating profitability guarantees for the investment.

Keywords: renewable energy, wind farm, energy transition, wind turbine

1. Introduction

In today's global climate context, the development of energy generation facilities based on renewable sources is one of the main strategies for achieving the decarbonization targets of the energy sector. This project presents the execution plan for a wind farm, aligning with the momentum of the energy transition by enabling the production of clean energy from wind.

The project report first describes the main characteristics of the wind farm. It specifies the technical conditions of the facilities that comprise it and includes the results of the wind, energy, and economic analysis. The report also includes, on one hand, the technical drawings of the various facilities, and on the other hand, the quantity take-offs for each component along with their construction cost estimates.

The project annexes include the technical aspects related to the site selection alternatives study, the wind resource assessment and energy simulations, the electrical design and justification calculations, the economic and financial feasibility analysis and finally, it details the applicable regulations that must be followed for each installation or procedure.

2. Project definition

The aim of this project is the comprehensive development and technical economic feasibility analysis of a wind farm, including the selection of its site within Spain.

The site selection is carried out through a study of alternatives. The wind farm must be located on flat terrains, free from obstacles and dense vegetation, near an electrical substation to allow grid connection, and must comply with the Spanish environmental regulations.

The wind resource at the selected site must be analysed, requiring a minimum average wind speed of 7 m/s at hub height. Additionally, it should exhibit low temporal variability and a stable predominant wind direction to minimise energy losses.

To select the wind turbine model and optimise its layout within the site, an energy production study must be conducted using a specialised wind farm modelling software. This simulation will estimate the annual energy injected into the grid and evaluate the farm's performance in harnessing the wind resource.

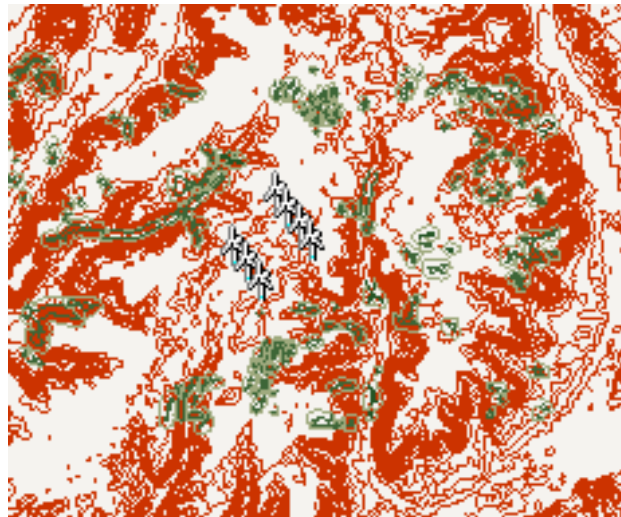
The project must include the design of the wind farm's electrical and civil infrastructure in accordance with relevant Spanish and international regulations. This includes the sizing of the medium voltage network cabling, the grounding and communication systems, the substation switchgear, and the overhead transmission line. All necessary design calculations on technical drawings will be included.

Finally, an economic feasibility study is essential, which presents the total investment required, its financing structure, long term estimates of expenses and revenues, and a profitability analysis using key financial indicators (NPV, IRR and Payback Period).

3. Description of the tools used

The wind potential of the site has been assessed through a descriptive statistical analysis of wind data (speed, direction, atmospheric pressure and temperature) provided by the company Vortex. For this purpose, the software Windographer was used, a specialised tool that offers various graphs and data for wind analysis.

The wind farm layout was modelled using the WAsP software. In order to run the energy simulations, a set of input data was provided, including the wind turbine coordinates, the wind data, topographic and roughness maps of the site and its surroundings, air density, among others. The preliminary layout of the wind farm was optimised based on the simulation results. An example of the map that models the site is the following.



Picture 2: Site map modeling

The calculation reports for cable sizing and the technical specifications of the electrical equipment and civil works have been carried out in accordance with the relevant Spanish and international standards. The design has been aligned with commonly used equipment and procedures for wind farm infrastructure.

4. Results

The designed wind farm, named “Hontanas I”, is east located within the municipality of Hontanas, in the western part of the province of Burgos, Castilla y León. It covers an approximate area of 320 Ha, has a flat orography, is free of vegetation and offers easy access from the road BU-P-4041.

Its installed capacity is 50.4 MW, consisting of seven VESTAS V172 wind turbines with a hub height of 150 meters, whose energy is transmitted through a 30 kV medium voltage underground network, made up of three independent generation lines. These lines connect to a on-site step-up substation where a 63 MVA power transformer increases the voltage to 220 kV. From the substation, an overhead transmission line evacuates the energy to the wind farm’s grid connection point, Red Electrica’s “Vallejera 220 kV” substation.

The following summarises the main results of the different technical analysis carried out:

- The site has a good wind potential, with an average wind speed of 7.78 m/s at hub height (150 metres), and most notably, a very consistent wind directionality with a predominant direction of 51.35° from the northeast.
- The wind turbine model that best suits the site’s characteristics is the Vestas V172, with a rated power of 7.2 MW and a rotor diameter of 172 metres.
- The energy simulations have yielded the following results:

Gross energy production (GWh/year)	187,81
Wake losses (%)	4,43
Net energy production (GWh/year)	179,49
Remaining losses (%)	3
Grid-injected energy (GWh/year)	162,16
Equivalent full-load hours (h)	3218
Capacity factor (%)	36,73

Table 4: Overall results of the energy study

- The conductor for the medium voltage power cabling will be RHZ1-OL(S) Al 18/30 kV XLPE, with a cross section of 3x185 mm² for 2 of the lines, and 3x400 mm² for the other one. The conductor for the evacuation line will be LA-280 HAWK.
- The final construction budgets amounts are shown in the following figures:

Direct construction cost	40.534.920,07 €
Contractor budget	48.236.554,88 €
Development and management costs (DEVEX)	1.375.000,00 €
Total investment required (CAPEX)	49.611.554,88 €

Table 5: Budget Summary

Table 02:

- The profitability indicators resulting from the economic feasibility analysis were as follows:

	Project	Shareholders
NPV	13,13M €	2,07M €
IRR	8,21%	10,39%
PAYBACK	9,65 years	5,38 years

Table 6: Summary of the economic analysis results

- The avoided emissions are estimated at 162.164 tons of CO₂ annually, and the wind farm will be able to supply electricity to approximately 32.000 people.

5. Conclusions

The execution project of the “Hontanas I” wind farm has successfully met the requirements established in the project definition, together with the design criteria and technical specifications typical of a wind farm. A suitable site was selected, and the electrical and civil infrastructures were designed to ensure safe and efficient operation.

From an energy perspective, the simulations predict an annual production of 162,16 GWh, with an efficiency of 86,3% and a capacity factor of 36,7%, figures that compare favourably against the wind sector average.

Economically, the total investment cost amounts to 49,61M Euros, amortised over 9,6 years with a return rate of 8,21%. All financial indicators suggest that their project investment is sound and involves minimal risk.

The results of the various studies allow us to conclude that the project is viable from technical, economic and environmental points of view.

ÍNDICE GENERAL DEL PROYECTO

- **DOCUMENTOS:**

- Documento N°1: Memoria descriptiva
- Documento N°2: Planos
- Documento N°3: Mediciones y Presupuestos

- **ANEXOS:**

- Anexo I: Selección del emplazamiento
- Anexo II: Estudio del recurso eólico y producción energética
- Anexo III: Memoria de cálculos
- Anexo IV: Estudio de viabilidad económica - financiera
- Anexo V: Normativa de referencia



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO PROYECTO DE EJECUCIÓN DEL PARQUE EÓLICO “HONTANAS I”

DOCUMENTO 1: MEMORIA DESCRIPTIVA

Autor: Roberto Fernández Ortí

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	8
1.1 Estado de la cuestión	8
1.2 Motivación	12
1.3 Objetivos del proyecto.....	13
1.4 Metodología de Trabajo.	15
1.5 Recursos a emplear.....	16
Capítulo 2. Emplazamiento	17
2.1 Ubicación	17
2.2 Características principales	18
Capítulo 3. Caracterización del recurso eólico.....	21
3.1 Datos de viento	21
3.2 Resultados del estudio	22
3.2.1 Velocidad del viento	22
3.2.2 Dirección del viento	24
3.2.3 Rafagosidad.....	25
Capítulo 4. Estudios energéticos.....	27
4.1 Modelado del parque eólico	27
4.2 Producción de energía	29
Capítulo 5. Configuración e infraestructura.....	32
5.1 Obra civil.....	32
5.1.1 Procedimiento de diseño	32
5.1.2 Cimentación de los aerogeneradores	34
5.1.3 Plataformas de montaje.....	35
5.1.4 Viales o caminos.....	36
5.1.5 Zanjas	39
5.1.6 Edificio de control.....	40
5.1.7 Subestación de intemperie.....	41

5.1.8 Secuencia de los trabajos	42
5.2 Aerogenerador Vestas V172	43
5.2.1 Características principales	43
5.2.2 Curva de potencia.....	44
5.3 Sistemas Eléctricos.....	45
5.3.1 Red de Baja Tensión.....	45
5.3.2 RED DE MEDIA TENSIÓN	47
5.3.3 Subestación elevadora MT/AT	53
5.3.4 Línea Aérea AT.....	64
5.3.5 Red de tierras	65
Capítulo 6. Presupuesto de ejecución	68
Capítulo 7. Planificación del proyecto.....	69
Capítulo 8. Evaluación económica	71
8.1 Ingresos del proyecto.....	71
8.2 Costes del proyecto	72
8.3 Financiación del proyecto	73
8.4 Rentabilidad de la inversión	73
Capítulo 9. Impactos.....	74
9.1 Impacto medioambiental	74
9.1.1 Impacto sobre el ecosistema local.....	74
9.1.2 Contaminación evitada.....	75
9.2 Impacto social.....	75
Capítulo 10. Alineación con los ODS	77
Capítulo 11. Conclusiones.....	79
Capítulo 12. Bibliografía.....	81

Índice de figuras

Figura 1: Modelado del mapa del emplazamiento	9
Picture 2: Site map modeling	13
Figura 3: Potencia instalada de energía eólica mundial [1]	9
Figura 4: Ritmo de instalación de energía eólica a nivel mundial [1]	9
Figura 5: Mix energético español en 2024 [3]	10
Figura 6: Potencia eólica marina instalada en el mundo / en 2024 [1]	11
Figura 7: Vista general en planta del emplazamiento. Google Earth.	17
Figura 8: Vista del contexto geográfico del emplazamiento	19
Figura 9: Orografía del emplazamiento. Google Earth.	20
Figura 10: Variabilidad mensual y anual de la velocidad de viento	22
Figura 11: Distribución de Weibull. Windographer.	23
Figura 12: Rosas de frecuencias y velocidades de viento	24
Figura 13: Rosa de energías	25
Figura 14: Mapa de la topografía y la rugosidad del emplazamiento	28
Figura 15: Cimentación del aerogenerador tipo pernos de anclaje	35
Figura 16: Plataforma de montaje de aerogeneradores [6]	36
Figura 17: Estado del vial de acceso Norte	38
Figura 18: Estado del vial de acceso Este	38
Figura 19: Vista del aerogenerador Vestas V172-7.2MW [8]	43
Figura 20: Curvas de potencia y de coeficientes de empuje	44
Figura 21: Capas del conductor de potencia de MT [11]	50
Figura 22: Estructura del cable de fibra óptica multimodo [12]	52
Figura 23: Propiedades cable de fibra óptica monomodo [13]	52
Figura 24: Distancia a núcleos de población cercanos. Google Earth	76
Figura 25: Objetivos de desarrollo sostenible [19]	77

Índice de tablas

Tabla 1: Resultados generales del estudio energético	10
Tabla 2: Resumen de los presupuestos	11
Tabla 3: Resumen de los resultados del análisis económico	11
Table 4: Overall results of the energy study	14
Table 5: Budget Summary	14
Table 6: Summary of the economic analysis results	15
Tabla 7: Coordenadas UTM de las instalaciones del parque eólico	18
Tabla 8: Resultados de velocidad de viento	22
Tabla 9: Escenario de pérdidas de energía	29
Tabla 10: Resultados de la producción de energía, por aerogenerador. WAsP.	30
Tabla 11: Resultados globales de la producción de energía	30
Tabla 12: Características aerogenerador Vestas V172 [9]	44
Tabla 13: Tipos de cabinas de MT por aerogenerador	48
Tabla 14: Secciones del conductor por línea de generación	49
Tabla 15: Propiedades del conductor	50
Tabla 16: Tipo de cable de fibra óptica, por línea	52
Tabla 17: Propiedades cable de fibra óptica multimodo [12]	52
Tabla 18: Especificaciones del embarrado de MT	54
Tabla 19: Especificaciones de los interruptores automáticos de línea de MT	54
Tabla 20: Especificaciones de los interruptores automáticos de transformador de MT	55
Tabla 21: Especificaciones de los seccionadores de línea de MT	55
: Tabla 22: Especificaciones de los seccionadores aguas arriba de las barras MT	56
Tabla 23: Especificaciones del TI de línea de MT	56
Tabla 24: Especificaciones del TI aguas arriba de las barras MT	56
Tabla 25: Especificaciones de los TT de MT	57
Tabla 26: Especificaciones de los pararrayos de MT	57
Tabla 27: Especificaciones del transformador de SSAA	58
Tabla 28: Especificaciones del embarrado de AT	60

Tabla 29: Especificaciones técnicas del transformador de potencia	60
Tabla 30: Especificaciones del interruptor automático AT	61
Tabla 31: Especificaciones de los seccionadores de AT	62
Tabla 32: Especificaciones de los TIs de AT	62
Tabla 33: Tabla 34: Especificaciones de los TTs de AT	63
Tabla 35: Especificaciones de los pararrayos de AT	63
Tabla 36: Propiedades conductor LA-280 HAWK [14]	64
Tabla 37: Tensiones de paso y contacto máximas admisibles	67
Tabla 38: Resumen del presupuesto de ejecución	68
Tabla 39: Resumen de la estimación de ingresos	71
Tabla 40: Resumen de la inversión total	72
Tabla 41: Resumen de los costes de O&M	72
Tabla 42: Resumen de la financiación del proyecto	73
Tabla 43: Resumen de los índices de rentabilidad	73

Lista de acrónimos

AT – Alta tensión

MT – Media tensión

BT – Baja tensión

O&M – Operación y mantenimiento

SE / SET – Subestación eléctrica de tensión

AG – Aerogenerador

SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition

SF6 – Hexafluoruro de azufre

XLPE – Polietileno reticulado

EPR – Etileno-Propileno

CO₂ – Dióxido de carbono

kV – Kilovoltio

MW – Megavatio

MWh – Megavatio-hora

GW – Gigavatio

GWh – Gigavatio- hora

VA – Voltio-Amperio

A – Amperios

SN – Potencia aparente nominal

UTM – Universal Transversal Mercator

REE – Red Eléctrica de España

OMIE – Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español

VAN – Valor actual neto

TIR – Tasa interna de retorno

WACC – Weighted Average Cost of Capital (Coste medio ponderado del capital)

Ke – Coste del equity (coste del capital propio)

CAPEX – Capital Expenditures (Gastos de inversión)

OPEX – Operational Expenditures (Gastos de operación)

PEM- Presupuesto de ejecución material

PEC – Presupuesto de ejecución por contrata

WASP – Wind Atlas Analysis and Application Program

IEC – International Electrotechnical Commission

RD – Real Decreto Ley

ITC – Instrucción técnica complementaria

BOE – Boletín Oficial del Estado

ODS – Objetivos de Desarrollo Sostenible

UE – Unión Europea

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

Este Trabajo de Fin de Grado consiste en el desarrollo de un parque eólico terrestre en España. Contempla cada una de las fases de este tipo de proyectos, desde el estudio de alternativas para la elección del emplazamiento, como el análisis del recurso eólico de la zona y de la producción de energía del parque, hasta el diseño de su infraestructura y el estudio de su viabilidad técnico-económica.

1.1 ESTADO DE LA CUESTIÓN

Como definición, un parque eólico terrestre es un conjunto de varios molinos de viento que aprovechan las corrientes de aire presentes en el viento para mover el rotor de un generador y producir energía eléctrica de forma 100 % limpia. Por tanto, el proyecto se alinea con el contexto de descarbonización que desde hace unos años está revolucionando el sector energético español, europeo y mundial. Los decretos españoles y las directivas europeas son cada vez más insistentes en acelerar este proceso de descarbonización en lucha frente al cambio climático. Este sector, al ser históricamente una de las mayores fuentes de emisiones de gases contaminantes, está forzado a completar una transición energética desde las plantas de generación de energía a partir de combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas...) hacia una generación renovable, que actualmente se está llevando a cabo principalmente a través de huertos solares o parques eólicos, como en este caso.

Según el último informe anual para 2025 del GWEC (Global Wind Energy Council) [1], China es el líder indiscutible en instalación de energía eólica, contando con más del 50% de la potencia instalada mundial, con cerca de 500 GW. España ocupa el sexto lugar, recientemente adelantado por Brasil lugar, con algo más de 30 GW. En cuanto al resto de países líderes, el esquema de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra el porcentaje de potencia instalada de energía eólica por país a fecha de finales de 2024.

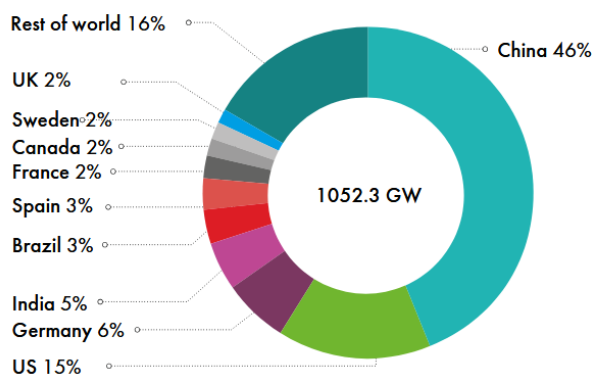


Figura 3: Potencia instalada de energía eólica mundial [1]

China y muchos países de la Unión Europea están acelerando su instalación cada año, aunque a un ritmo insuficiente. Las políticas establecidas por la UE para cumplir con los objetivos de 2030 establecieron un ritmo de instalación de 30 GW anuales, muy lejos de los 17 GW instalados en Europa en 2024. En España, para cumplir con los objetivos del PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima), para 2030 se deben instalar 4 GW anuales, muy lejos también de la realidad [2]. El gráfico de la Figura 4 muestra el ritmo de instalación a nivel mundial, y aunque parezcan datos esperanzadores al tener una tendencia creciente, lo cierto es que de los 117 GW instalados el último año, el 69% corresponden a China (el 70% de la eólica terrestre y el 50% de la marina), y a la UE tan solo en torno a 10 GW (8%).

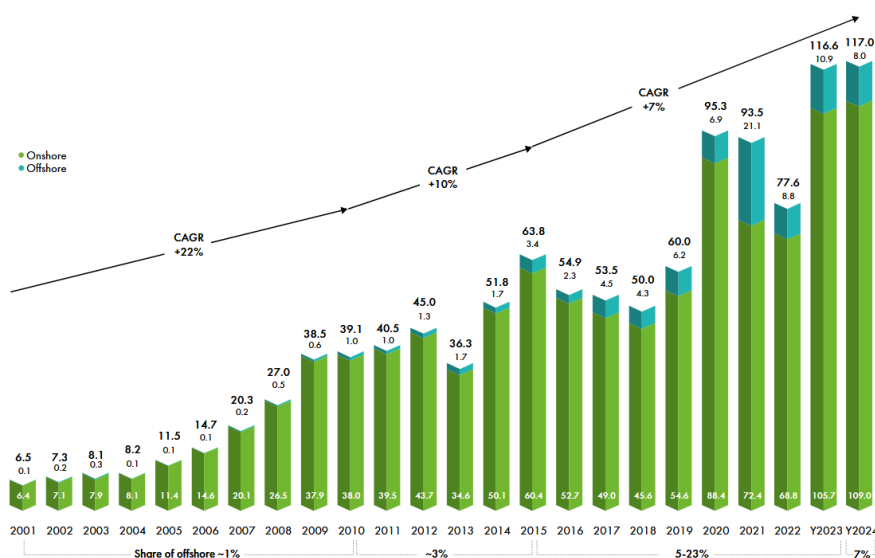


Figura 4: Ritmo de instalación de energía eólica a nivel mundial [1]

España se lleva tan solo el 1% de la potencia instalada mundial en 2024 (1,1 GW). Según datos de Red Eléctrica, un 56% de la energía producida en España en 2024 ha sido a partir de fuentes renovables. En particular, la solución renovable que más energía genera en España es la eólica terrestre, que ha liderado el mix energético del 2024 con un 23% del total, como se muestra en la Figura 5:

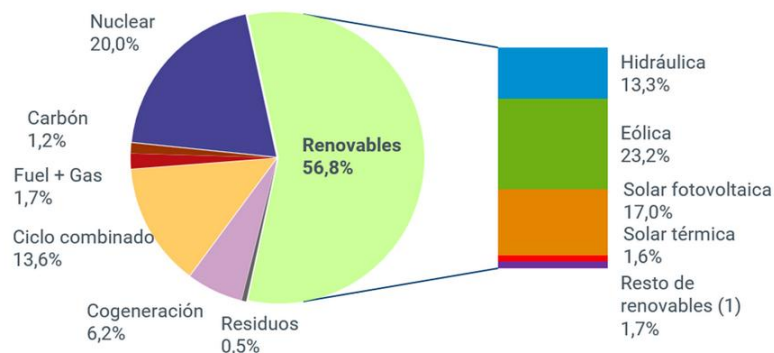


Figura 5: Mix energético español en 2024 [3]

La tecnología más extendida en España es la terrestre, mayoritariamente con parques de entorno a los 20 – 50 MW, más concretamente hasta 49,9 MW debido a facilidades administrativas. La generación de energía se basa en una agrupación de aerogeneradores que son capaces de transformar parte de la energía cinética del viento en energía eólica. La potencia del viento hace girar el rotor del aerogenerador, convirtiendo la energía cinética en energía mecánica de rotación en un eje a baja velocidad. A través de su acoplamiento con una multiplicadora, esta velocidad se aumenta en el eje de alta velocidad, que a su vez se acopla a un generador conectado a la red para producir energía eléctrica.

Actualmente, la tecnología del rotor, compuesto por las palas y el buje que las une, emplea en más del 90% de los casos rotores de eje horizontal tripala y bujes rígidos. Cada modelo de aerogenerador queda definido por su curva de potencia, que relaciona la velocidad del viento con la potencia que es capaz de generar. Típicamente tienen una capacidad de 2 - 6 MW, y los modelos más comunes son los fabricados por compañías chinas (Goldwind, Envision...) o las europeas Siemens Gamesa, General Electric Nordex o Vestas [4].

Una de las tecnologías desarrolladas más recientemente es la energía eólica marina. Los aerogeneradores pueden anclarse al fondo marino o levitar sobre plataformas flotantes. Su gran ventaja es su capacidad de incorporar turbinas de mucha más capacidad que las terrestres, pudiendo incluso doblarla (los últimos modelos alcanzan hasta los 17 MW). El viento en el mar suele presentar condiciones más favorables, con corrientes mucho más fuertes y constantes. Sin embargo, no se ha desarrollado hasta ahora con fuerza en España debido a las características de la plataforma continental de las costas españolas y a su impacto social y ambiental. Entró desde 2018 con gran fuerza en China y en el entorno de los mares Báltico y del Norte, aunque el ritmo de instalación es bajo (8 GW en 2024):

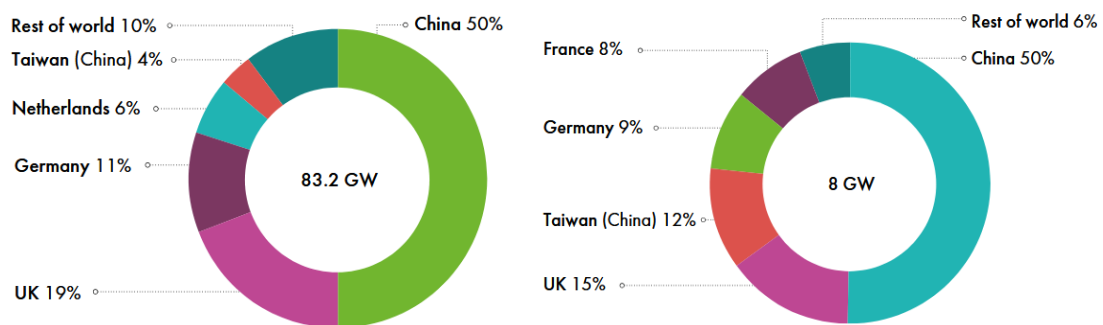


Figura 6: Potencia eólica marina instalada en el mundo / en 2024 [1]

1.2 MOTIVACIÓN

En primer lugar, como se ha mencionado en los apartados anteriores, el proyecto responde a la necesidad urgente de descarbonizar el sector energético, especialmente responsable de las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera a través de sus centrales de generación de energía a partir de la quema combustibles fósiles. Es uno de los mayores emisores de CO₂ equivalente de la Unión Europea, representando casi el 30% del total de las emisiones [5].

En 2019, la Unión Europea, a través del Pacto Verde Europeo, estableció unos objetivos climáticos son mucho más demandantes como meta el denominado “Objetivo 55”, reducir las emisiones contaminantes un 55% para 2030, y conseguir la neutralidad carbónica para 2050 [2]. A finales de 2015, 196 países firmaron el Acuerdo de París, que sentó las bases de la acción urgente por el clima y la unión de las naciones ante un objetivo común (y recientemente fallido): evitar el calentamiento de la Tierra hasta un umbral de 1,5 °C por encima de los niveles de temperatura preindustriales [3]. Por si fuera poco, los últimos 10 años han sido los años más calientes jamás registrados.

Dados todos estos datos desesperanzadores, todo tipo de proyectos que estén encaminados a la reducción de emisiones son tan necesarios como urgentes. El sector de la energía, aunque está realizando grandes esfuerzos por realizar una transición energética, necesita comprometerse con todos sus medios por la causa climática a través de este tipo de proyectos de energía renovable, además de que en consecuencia de las políticas europeas y mundiales está forzado a ello.

También lo está desde la perspectiva española, con la aprobación del PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) por el Ministerio de Transición Ecológica y el Reto Demográfico en concordancia con las políticas europeas. Entre ellos, se incluye que la energía renovable suponga un 81% de la generación eléctrica para 2030 [4]. Para ello, se estima la instalación de unos 62 GW nuevos de eólica, es decir, cientos o incluso miles de parques eólicos, lo que conlleva gran inversión y empleo.

Estas cifras reflejan el presente y futuro de la energía eólica y de las renovables en su conjunto en España y Europa. Los negativos datos climáticos y la pasividad de las naciones en las últimas décadas han desembocado en unas políticas restrictivas, demasiado ambiciosas e insostenibles al ritmo actual. Sin embargo, el sector renovable es imprescindible y se puede beneficiar en términos de inversión, empleo y prosperidad para continuar innovando.

Por tanto, se puede concluir que este tipo de proyectos de generación de energía renovable están más a la orden del día que nunca. Son esenciales a corto y largo plazo para alcanzar las metas regulatorias y climáticas.

1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El objetivo principal del trabajo es aplicar la metodología básica actual que se utiliza en España para la creación, desde cero, de un parque eólico terrestre en España:

- Uno de los objetivos será el de definir un emplazamiento ideal para la instalación del parque. Para ello, se realizará un estudio de alternativas a través de una metodología específica que sigue los criterios habituales que se utilizan en la industria. Se identificarán varias potenciales ubicaciones y un sistema de puntos basado en estos criterios dictará cuál es el emplazamiento óptimo de forma cuantitativa.
- Por otro lado, se busca realizar un estudio que analice la viabilidad técnica del parque. Para ello, primeramente, se debe caracterizar detalladamente el recurso eólico de la zona seleccionada. Una vez obtenidos los datos de viento, se podrá realizar un análisis estadístico y una visualización gráfica de los mismos, y de este modo poder estimar la orientación ideal de los aerogeneradores en el emplazamiento para extraer la máxima energía posible del viento.
- Para completar el análisis de la viabilidad técnica, se realizarán simulaciones energéticas con programas reconocidos en el sector, que modelan los flujos de viento según la orografía y la rugosidad de la zona. Estas simulaciones permitirán optimizar el diseño del parque,

maximizando la generación de energía y minimizando las pérdidas por estela, además de comparar el comportamiento de varios modelos de aerogeneradores para la elección del óptimo. Pero, sobre todo, el software proporcionará los datos de rendimiento y de producción de energía neta, que es el dato más valioso en un proyecto renovable para poder completar un análisis de viabilidad económica y financiera.

- El proyecto pretende presentar el diseño del parque eólico completo. Se completarán planos y esquemas que muestren la distribución de los aerogeneradores, el esquema unifilar de la red eléctrica y otras posibles obras civiles necesarias (zanjas, viales de acceso...) en la zona. Se especificarán técnicamente de igual manera los equipos eléctricos a comprar y los trabajos civiles a completar. Se completarán memorias de cálculos eléctricos para dimensionar técnicamente la aparamenta del parque.
- Se persigue también estudiar la viabilidad económica del proyecto, una parte crucial de los proyectos de plantas de energías renovables. A partir de una serie de hipótesis económicas y financieras, se calcularán los presupuestos de ejecución y los ingresos y costes de explotación estimados, y de esta manera se desarrollará la cuenta de pérdidas y ganancias junto con los flujos de caja del proyecto y de los accionistas. De este modo, será posible calcular los índices habituales de rentabilidad de inversiones, como el TIR (Tasa interna de retorno), Payback (Plazo de recuperación de la inversión) o VAN (Valor actual neto) para comprobar cuantitativamente si el proyecto es rentable a largo plazo o en cambio se debe desestimar.

1.4 METODOLOGÍA DE TRABAJO.

Se van a desarrollar los procedimientos habituales en la industria renovable española para la ejecución de un parque eólico terrestre.

1. Estudio personal de documentación sobre la energía eólica. Concibe desde el estado de la energía eólica y su importancia para el sector energético, las variables de caracterización del viento, la tecnología de aerogeneradores, y las instalaciones civiles y eléctricas necesarias de los parques.
2. Estudio de alternativas para la selección del emplazamiento idóneo.
3. Caracterización del recurso eólico de la zona seleccionada. Análisis estadístico de datos de viento.
4. Estimación de la producción de energía del parque a través de simulaciones energéticas. Selección del modelo de aerogenerador.
5. Diseño y distribución del parque y sus instalaciones (especificaciones técnicas de equipos, dimensionamiento y planos de los sistemas eléctricos necesarios, accesos, obras civiles...).
6. Planificación del proyecto.
7. Estudio de la viabilidad económica del proyecto.
8. Análisis del impacto del parque eólico en los ámbitos medioambiental y social. Alineación del proyecto con los objetivos de desarrollo sostenible.
9. Redacción de la memoria descriptiva del proyecto final

1.5 RECURSOS A EMPLEAR

En primer lugar, para realizar el estudio de alternativas del emplazamiento eólico, se utilizarán mapas eólicos mundiales y/o ibéricos para la identificación preliminar de posibles zonas con buen recurso eólico. Se usarán herramientas de código abierto como Global Wind Atlas, Mapa Eólico Ibérico o similares. Para ayudar al análisis de otras características más concretas del emplazamiento (terreno, orografía, líneas o subestaciones eléctricas cercanas...) y completar un análisis espacial se hará uso de herramientas como Google Maps, Google Earth o en el caso de que sea conveniente, softwares GIS.

Para conocer en profundidad del recurso eólico de la zona seleccionada, se hará uso del software Windographer, a través del cual se podrá realizar un análisis estadístico y una representación visual de los datos de viento del lugar. Estos datos serán reales o generados virtualmente y proporcionados por la empresa Vortex.

Con el fin de completar la estimación del potencial eólico, y así definir la viabilidad técnica del proyecto, se realizarán simulaciones energéticas del parque gracias al software WASP, con el que también se podrá optimizar su diseño. En cuanto a la selección del aerogenerador, se compararán los modelos de los que se disponga su curva de potencia, y se elegirá el idóneo según los requerimientos y necesidades específicas del parque tras las simulaciones energéticas.

Para completar algún tipo de plano complejo del parque o sus instalaciones eléctricas, se harán uso de herramientas del estilo de AutoCAD y/o Canva.

Para completar cualquier tipo de tabla, esquema, gráfico o demás elementos visuales se emplearán herramientas como Microsoft Excel o Microsoft Power BI (Business Intelligence).

Capítulo 2. EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento seleccionado para el desarrollo del parque eólico es el resultado de un estudio de alternativas completado en el Anexo I. En este, se han comparado varias ubicaciones posibles de acuerdo con determinados criterios de selección, a los que se ha otorgado una puntuación para justificar cuantitativamente la elección.

2.1 UBICACIÓN

El resultado del estudio fue un emplazamiento ubicado en las proximidades de la comarca de Hontanas, en la provincia de Burgos. Este presenta condiciones técnicas y ambientales favorables para el desarrollo del parque eólico. La localización del parque en el mapa español se puede observar en el plano N°1 del documento Planos. Una visión en planta representativa del emplazamiento se muestra en la siguiente imagen:



Figura 7: Vista general en planta del emplazamiento. Google Earth.

Como se aprecia en la figura, el parque eólico está formado por 7 aerogeneradores, dispuestos en dos alineaciones paralelas distanciadas más de 1,7 km. Como se detallará más adelante, el modelo de estos es el Vestas V172, a altura de buje de 150 metros sobre el suelo y 172 metros de diámetro de rotor. Su potencia nominal es de 7,2 MW, por lo que el parque eólico contará con una potencia instalada de 50,4 MW.

Las coordenadas UTM de las instalaciones clave se recogen en la tabla adjunta.

AEROGENERADOR	COORDENADA UTM [m]
AG1	(416072, 4685481)
AG2	(416398, 4685065)
AG3	(416730, 4684641)
AG4	(417050, 4684232)
AG5	(414967, 4684069)
AG6	(415314, 4683626)
AG7	(415672, 4683169)
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	(416148, 4684891)
TORRE DE MEDICIÓN	(416237, 4684316)

Tabla 7: Coordenadas UTM de las instalaciones del parque eólico

2.2 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

La ubicación del emplazamiento es idónea de acuerdo con una serie de características.

El parque se encuentra relativamente cercano a una subestación eléctrica de alta tensión perteneciente al operador del sistema Red Eléctrica, “Vallejera 220kV”. Esta se halla aproximadamente 20,4 km al Suroeste, cercana a la autovía E-80 que une Burgos con Palencia. La energía generada por el generador eólico se elevará hasta este nivel de tensión y será transportada hasta el punto de interconexión a través de una línea aérea.

El emplazamiento se encuentra ubicado cercano al núcleo de la ciudad de Burgos. Además, se rodea de carreteras que conectan grandes ciudades de Castilla y León, como son la Carretera de Castilla A-62 y la perteneciente a la ruta europea E-80 al Sur, que conectan Valladolid y Palencia con Burgos. Al Norte, se encuentra con la A-231 que une Burgos y

León. Por cualquiera de estas carreteras se pueden coger desviaciones hacia la autovía BU-P-4041, que es la que pasa a tan solo 300 metros del emplazamiento, y de la que parten como desviación los viales de acceso al emplazamiento. Las desviaciones se pueden apreciar en el documento, N°2 Planos (plano 2). Además, estos se encuentran en buen estado, mostrado en el Anexo I, por lo que su adecuación sería sencilla.

Una visión general del contexto comentado se observa en la siguiente figura, donde se aprecian las carreteras principales mencionadas, y más ligeramente la BU-P-4041 que las une y cuyo recorrido pasa junto al emplazamiento, por el Este. Se puede observar además la ubicación del punto de entronque al Sureste, como “Red Eléctrica Vallejera”.

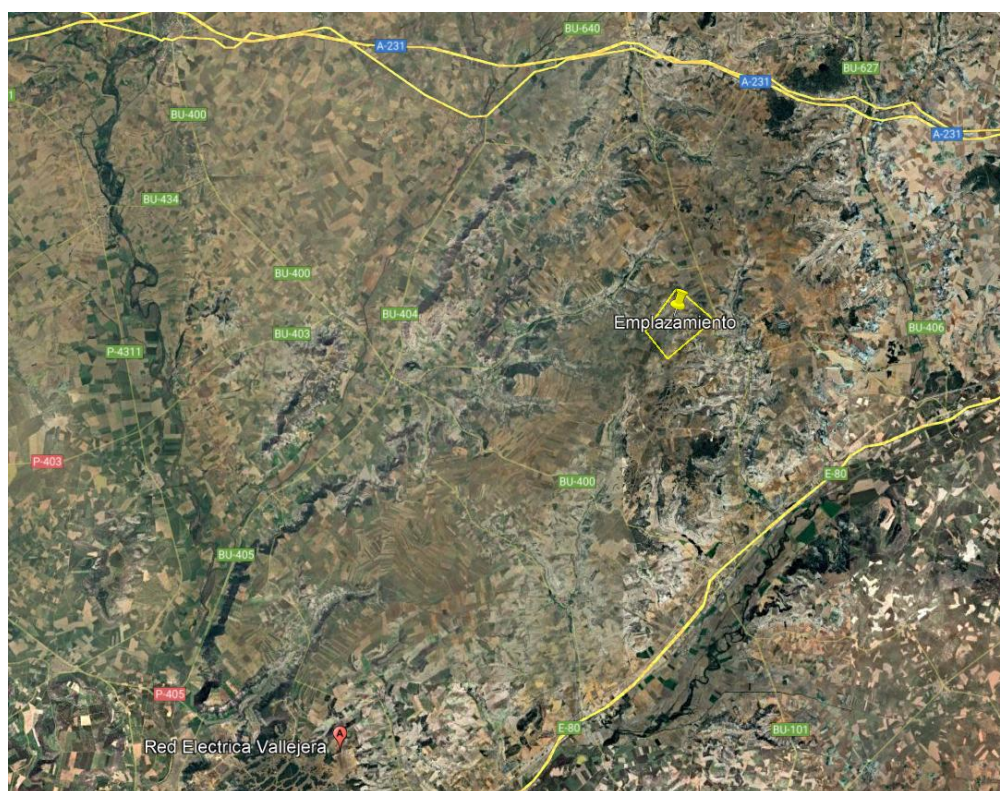


Figura 8: Vista del contexto geográfico del emplazamiento

Por otro lado, es importante analizar las propiedades del terreno. Este se puede apreciar con claridad en la siguiente Figura 9.



Figura 9: Orografía del emplazamiento. Google Earth.

Presenta una orografía llana, pues sus pendientes no superan el 3% y no hay presencia de vegetación u otros obstáculos reseñables. El tipo de terreno es arena arcillosa, típicamente agrícola, lo que no supondría ningún problema en cuanto a dureza para los trabajos de las cimentaciones o excavaciones.

Además, en el Anexo I se ha comprobado de igual modo su viabilidad medioambiental, pues está excluido y distanciado de zonas de espacios protegidos, como reservas, parques naturales, o espacios pertenecientes a la Red Natura 2000 (ZEPA y LIC) para la protección del mundo animal.

En cuanto a su integración social, se ha verificado también que cumple con las distancias mínimas recomendadas para disminuir el impacto visual y acústico que podría tener en los núcleos de población cercanos, como son Hontanas e Iglesias. Se ha profundizado en este tema en el apartado Impacto social, además de no interferir con las redes de telecomunicaciones.

Capítulo 3. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO

EÓLICO

En este apartado se describirán las principales propiedades que caracterizan el recurso eólico del emplazamiento, resultado del análisis estadístico descriptivo de sus variables principales (velocidad, constancia, dirección, rafagosidad...) completado en el Anexo II.

Uno de los objetivos primordiales del mismo es obtener la dirección predominante de la energía cinética contenida en el viento, para disponer las alineaciones de aerogeneradores perpendicularmente a esta, y maximizar de este modo la producción de energía.

3.1 DATOS DE VIENTO

Se han obtenido una serie de datos de viento virtuales del emplazamiento, que simulan una torre de medición meteorológica en un punto representativo del interior del emplazamiento. Sus coordenadas UTM se mostraron en la Tabla 7.

Los datos de viento han sido proporcionados por la empresa Vortex, y corresponden a la serie ERA5 de reanálisis atmosférico del clima de 5ª generación [5], que usa modelos físicos y matemáticos complejos para su generación de datos meteorológicos de alta calidad. Los datos de interés disponibles serían los recogidos por un anemómetro (velocidad del viento), una veleta (dirección por la que sopla el viento), un barómetro (presión atmosférica) y un termómetro (temperatura). Se han generado dos series de datos, a 120 metros y a 150 metros de altura (altura de buje) durante un periodo de 10 años (2015-2025), cada 60 minutos sin interrupción ninguna (en total, 91176 registros).

Las series de datos se han analizado mediante el programa Windographer, un software especializado en el tratado y visualización de datos de viento muy reconocido en el sector.

3.2 RESULTADOS DEL ESTUDIO

A continuación, se resumen las principales variables que definen el recurso eólico en el emplazamiento, utilizando la torre de medición a 150 metros, la de mayor interés pues coincide con la altura de buje de los aerogeneradores.

3.2.1 VELOCIDAD DEL VIENTO

El primer criterio de caracterización del viento es su velocidad media. Esta debe ser mayor a en torno 7 m/s a altura de buje para poder ser considerada con buen potencial eólico. Además, debe estudiarse su variabilidad temporal para asegurar una estabilidad en la producción y una reducción de la incertidumbre, clave también para la viabilidad económica.

Los resultados clave recogidos por el anemómetro se recogen en la Tabla 8:

Anemómetro	Vel. Media [m/s]	Vel. Max [m/s]	Vel. Min [m/s]	Desviación Estándar [m/s]
150m	7.78 m/s	25.10 m/s	0.00 m	3.82

Tabla 8: Resultados de velocidad de viento

En cuanto a su constancia temporal, dos de los gráficos que más la ilustran son la variabilidad mensual e interanual, mostrados en la Figura 10.

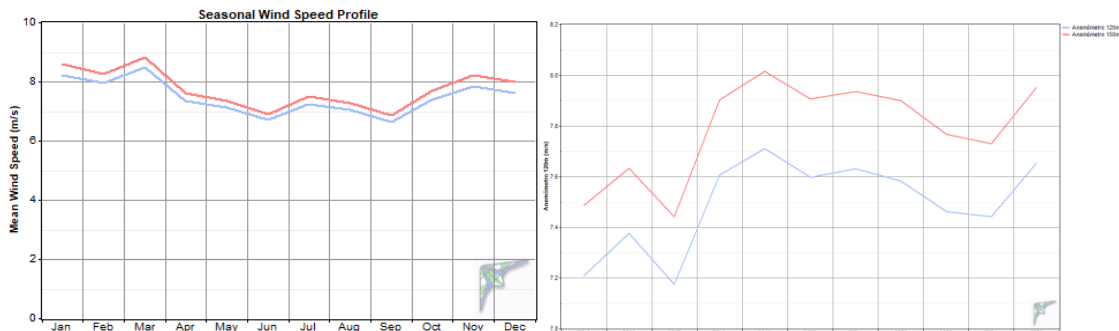


Figura 10: Variabilidad mensual y anual de la velocidad de viento

Se aprecia como la velocidad media se alcanza en los meses de invierno, destacando por encima del resto el mes de marzo. Todos los meses mantienen una velocidad media estable,

con picos mínimos de prácticamente 7 m/s en los meses de verano, un valor considerablemente alto. En cuanto a la variación interanual, cada año se mantiene dentro del rango de los 7 m/s a los 8 m/s, y tiene una tendencia ascendente en los últimos años, lo que también es sin duda positivo para el futuro.

En cuanto a la frecuencia de velocidades, estas se suelen modelar en energía eólica a través de la función de distribución de Weibull, que define la posibilidad de que el viento sople a una determinada velocidad.

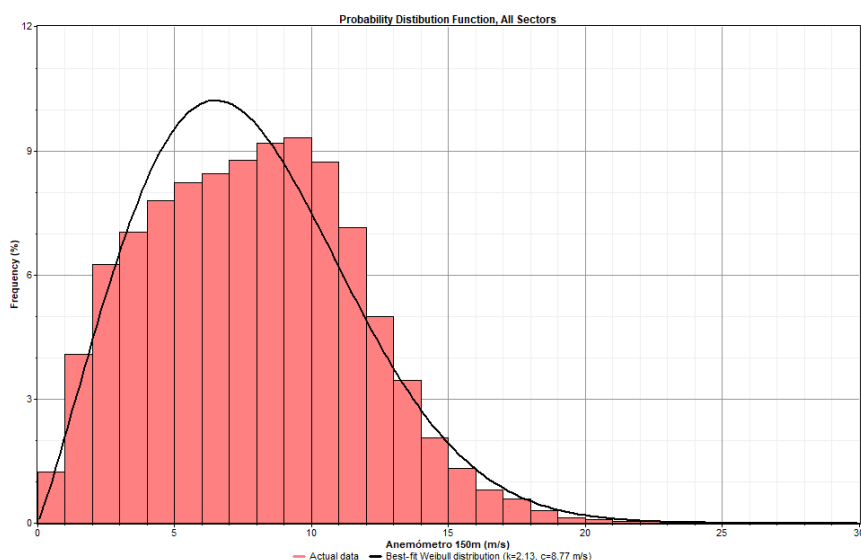


Figura 11: Distribución de Weibull. Windographer.

Como se puede apreciar en la Figura 11, el modelo de Weibull subestima la velocidad más probable en el emplazamiento, que ronda los 8 m/s. Los parámetros de la función de Weibull obtenidos han sido $c=8.77$ m/s, un valor alto relacionado con la velocidad media, y $k=2.13$ (adimensional), que indica la simetría de la función, y que se encuentra en un rango algo bajo, pero habitual.

El primer análisis de velocidad proporciona resultados muy positivos en términos de velocidad media y constancia, pero es necesario también estudiar la constancia direccional del viento para poder afirmar que la zona goza de un buen potencial eólico.

3.2.2 DIRECCIÓN DEL VIENTO

La dirección por la que sopla el viento es una de las variables esenciales a la hora de diseñar un parque eólico, pues define la distribución óptima de los aerogeneradores para extraer la mayor energía posible de la energía del viento.

La dirección suele representarse mediante rosas de viento, que muestran visualmente las direcciones predominantes de la variable a estudiar. Existen tres tipos: de frecuencias, de velocidades (medias), y de energías.

Las rosas de frecuencias (izquierda) y de velocidades (derecha) del viento del emplazamiento son las siguientes:

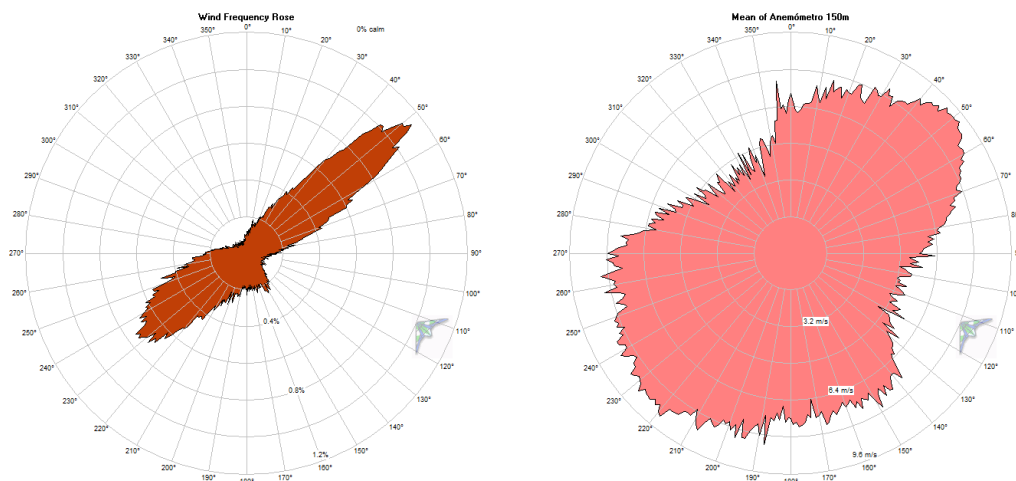


Figura 12: Rosas de frecuencias y velocidades de viento

La rosa de frecuencias indica el porcentaje de tiempo en las que el viento viene de cada dirección espacial. Como se percibe en la Figura 12, se trata de una dirección muy constante, lo que es sin duda muy positivo para la minimización de pérdidas. Sin embargo, es necesario fijarse también en la rosa de velocidades, que ofrece las velocidades medias en todos los ángulos del espacio, pues una dirección puede tener altas frecuencias, pero a la vez bajas velocidades. Se constata como se sigue con la tendencia Noreste de la de frecuencias, alcanzando su máxima velocidad hacia los mismos 51°.

A pesar de la importancia de las anteriores, la rosa que verdaderamente proporciona información valiosa es la de energías, pues es la combinación de ambas. En esta se representa la energía (kWh/m^2) presente el viento en cada dirección espacial.

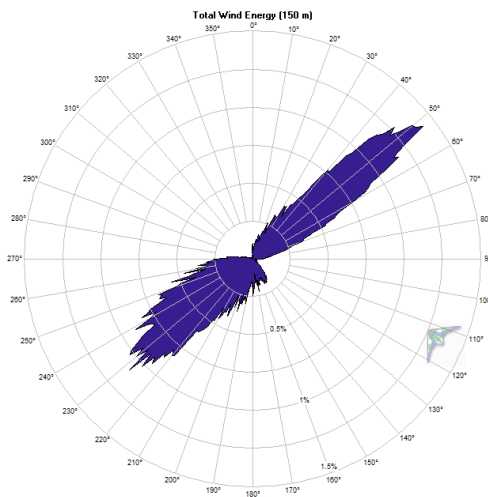


Figura 13: Rosa de energías

La dirección predominante de esta rosa es la que va a definir la orientación a la que se deben disponer las alineaciones de aerogeneradores en el emplazamiento. Como se evidencia en la Figura 13, la energía tiende de manera constante hacia los 51.35° , por lo que ambas filas de aerogeneradores se han dispuesto perpendicularmente hacia esa dirección (141.35°).

3.2.3 RAFAGOSIDAD

En el análisis de datos de viento también se han considerado las posibles ráfagas de viento que puedan sucederse. Estas, además de impedir la producción de energía al forzar a la máquina a la parada como medio de protección, suponen una carga de fatiga para los materiales del aerogenerador, lo que podría conllevar gastos de mantenimiento adicionales o la reducción de su vida útil. Por tanto, son vitales para el dimensionamiento de algunos componentes específicos del aerogenerador, que deben soportarlas con unos márgenes de seguridad holgados.

Del estudio de rachas de viento se pueden obtener las siguientes conclusiones:

Si se toma la vida útil del emplazamiento (de unos 20 a 25 años) como periodo de retorno, la velocidad extrema que se alcanza está en el rango de 28 m/s a 28,5 m/s, por lo que son valores que es probable alcanzar por lo menos una vez durante su vida útil.

Se puede afirmar que hay existe un 90% de probabilidad de que anualmente las ráfagas de viento no alcanzan velocidades superiores a 25 m/s, pero hay cerca de un 75% de probabilidad de que superen los a 21 m/s, valores a tener en cuenta en el dimensionamiento.

Capítulo 4. ESTUDIOS ENERGÉTICOS

En este capítulo se describe la metodología y los resultados de las simulaciones energéticas completadas del parque eólico. Es el estudio definitivo sobre su viabilidad técnica, pues es el que proporciona los datos sobre la eficiencia del parque y su producción de energía neta anual, que son proporcionales al buen o mal diseño del parque y a los ingresos futuros.

Además, ha servido para optimizar su diseño y completar un estudio comparativo entre los diferentes modelos de aerogeneradores presentes en el mercado, para la elección del idóneo.

El análisis energético y el estudio comparativo se han completado con gran detalle en el Anexo II.

4.1 MODELADO DEL PARQUE EÓLICO

El estudio se ha llevado a cabo a través al software WAsP, es el programa líder de la industria eólica al permitir el modelado preciso de parques eólicos y de las proximidades de su emplazamiento.

El modelo del parque eólico se ha completado teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- La altura de buje de los aerogeneradores se ha establecido en un estándar de 150 metros.
- Para la simulación de los aerogeneradores, se han introducido sus coordenadas UTM, y las curvas de nivel y de coeficientes de empuje para cada modelo, además de los diámetros de rotor.
- La serie de datos de viento introducidos (velocidad y dirección) ha sido la proporcionada por la empresa Vortex en un punto representativo del emplazamiento a altura de buje, comentada en el apartado 3.1.
- La densidad del aire se ha obtenido a través de los datos de presión atmosférica y temperatura recogidos por la estación meteorológica.

- El mapa de la rugosidad del terreno del emplazamiento y sus alrededores ha sido digitalizado.
- Se ha incorporado un mapa topográfico real muy detallado (curvas de nivel).

Un extracto del conjunto de mapas es el de la figura. En rojo, el mapa topográfico, y en verde, la rugosidad digitalizada.

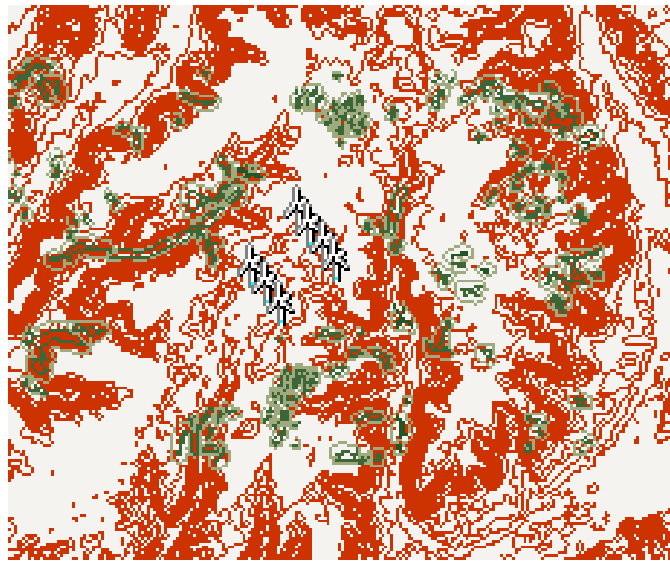


Figura 14: Mapa de la topografía y la rugosidad del emplazamiento

4.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

El aerogenerador seleccionado, resultado del estudio comparativo de producción de energía detallado en el Anexo II, ha sido el modelo Vestas V172, de 7.2 MW de potencia nominal, que formaría un parque de 50.4 MW.

El modelo, al no contar con los datos de las redes eléctricas que componen el parque, no puede facilitar un dato de energía vertida a red, sino que proporciona el dato de energía neta generada al pie de la torre, antes de llegar a la red de media tensión del parque eólico, por lo que solo incluye las pérdidas por efecto estela (interferencia en los flujos de viento entre los aerogeneradores).

Por tanto, hay que plantear como hipótesis un escenario de pérdidas. Estas son mayoritariamente eléctricas, pero también se deben considerar de otros tipos, como la indisponibilidad por mantenimiento, el incumplimiento fiel a la curva de potencia suministrada por el fabricante y demás (condiciones meteorológicas, procesos de arranque y parada, etc.). El conjunto de pérdidas se muestra en la Tabla 9.

ESCENARIO DE PÉRDIDAS	PÉRDIDAS	RENDIMIENTO
ELÉCTRICAS	3%	0,97
O&M	2%	0,98
INCUMPLIMIENTO CURVA DE POTENCIA	4%	0,95
OTROS	1%	0,99
FACTOR DE PÉRDIDAS		0,90307

Tabla 9: Escenario de pérdidas de energía

Tras la aplicación del factor de pérdidas global a la energía neta, se puede obtener la energía vertida a red.

Los resultados de la simulación energética definitiva del parque se recogen en la Tabla 10:

AEROGENERADOR	VELOCIDAD MEDIA [m/s]	ENERGÍA BRUTA [GWh]	ENERGÍA NETA [MWh]	ENERGÍA VERTIDA [MWh]	PR [%]
AG1	7,69	26,88	25,95	23,45	87,21
AG2	7,8	27,53	26,33	23,79	86,37
AG3	7,73	27,07	25,88	23,38	86,32
AG4	7,68	26,80	26,10	23,57	87,96
AG5	7,58	26,19	24,59	22,20	84,77
AG6	7,61	26,37	24,65	22,27	84,40
AG7	7,71	26,97	25,99	23,48	87,03
GLOBAL	7,68	187,81	179,49	162,16	86,307

Tabla 10: Resultados de la producción de energía, por aerogenerador. WAsP.

La información más valiosa del estudio es el resultado de generación de 162,16 GWh anuales, que será uno de los datos de partida principales para la estimación de los ingresos a largo plazo y el análisis de la rentabilidad económica del proyecto.

Las pérdidas por estela globales han sido del 4,43%, un valor positivo considerando bajos a los inferiores al 5%, lo que es un buen indicativo de un diseño óptimo de la distribución del parque.

Estas se han conseguido reducir de valores superiores tras varias iteraciones modificando la distancia de separación entre aerogeneradores. Están provocadas mayoritariamente por la distancia entre aerogeneradores de una misma alineación, pero no se ha podido incrementar más de actual debido a limitaciones en el espacio del emplazamiento. Como se aprecia, los aerogeneradores de posiciones intermedias son los que sufren más pérdidas (AG2, AG3, AG6), exceptuando el AG5, que se ve demasiado afectado por la perturbación de los flujos de viento que le producen AG1, AG2 y AG5 por algún motivo a estudiar con CFD.

La conclusión del estudio de producción de energía se resume con los datos de la Tabla 11:

ENERGÍA VERTIDA A RED (MWh/año)	162164,3
HORAS EQUIVALENTES (h)	3218
FACTOR DE CARGA (%)	36,73
PR (%)	86,34

Tabla 11: Resultados globales de la producción de energía

Las horas equivalentes representan el tiempo que el parque necesitaría operar a potencia nominal para generar la misma energía que en las condiciones reales de operación. Se encuentra dentro de los valores habituales y es reflejo de una generación anual estable y consistente. Por su parte, el factor de carga estimado del 36,73%, que se considera elevado en relación con los valores habituales de un emplazamiento eólico terrestre (30%), lo que pone de manifiesto la calidad del recurso eólico del emplazamiento y del diseño del parque.

Capítulo 5. CONFIGURACIÓN E INFRAESTRUCTURA

En este capítulo se realizará una descripción detallada de los sistemas que componen el parque eólico, haciendo énfasis en los que hacen posible la evacuación de energía, tales como la obra civil y las instalaciones eléctricas. Asimismo, se completarán las principales especificaciones técnicas de los equipos y trabajos asociados.

5.1 OBRA CIVIL

En este apartado se van a describir las características principales de la obra civil que hay que cometer en el terreno del emplazamiento para poder alojar toda la infraestructura que conforma el parque eólico.

La obra tiene el objetivo de minimizar los daños o afecciones que se puedan producir en el terreno o en el medioambiente. Se respetará en todo momento la normativa vigente y se tratará de reducir el impacto medioambiental, en la fauna y flora, visual y acústico, tanto en la fase de obra como en la fase de explotación. Se tratará de mantener un equilibrio entre desbroce y relleno de tierras, para reducir los movimientos de tierra innecesarios y minimizar su impacto en el terreno natural, además de reducir costes optimizando recursos.

Cuando se proceda al desmantelamiento del parque una vez finalizada su vida útil, se realizarán los movimientos de tierra necesarios para tratar de devolver al paisaje su aspecto y propiedades anteriores a la construcción.

5.1.1 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO

Antes de realizar el diseño preliminar de la obra civil, es necesario recopilar y analizar una serie de propiedades del terreno a tratar, que van a influir en la estructura de las cimentaciones, accesos, zanjas y demás movimientos de tierra, y por tanto en su viabilidad técnica.

En primer lugar, se debe realizar un levantamiento topográfico del terreno del emplazamiento y de sus alrededores, con el fin de generar un plano topográfico a medida con el detalle de la orografía, que incluya las curvas de nivel, las pendientes medias y máximas, y otros accidentes geográficos. En especial, se debe centrar en la ubicación de los aerogeneradores, de la subestación y del edificio de control, que es donde van a ir ubicadas las cimentaciones.

Además, es necesario llevar a cabo un estudio geotécnico o geofísico que mediante una serie de ensayos o pruebas realizadas al terreno (calicatas, ensayo de penetración dinámica, sondeos, ensayos de resistividad eléctrica y térmica, Vane test, pruebas de compactación, análisis químicos...) puedan determinar las propiedades necesarias para los cálculos del diseño preciso de la obra civil. Es un estudio largo y tedioso, que suele durar varios meses debido a la cantidad de ensayos in situ y en laboratorio.

Los datos más importantes que caracterizan el terreno son su composición (arcilloso, arenoso, de roca granítica o caliza...), el espesor de la capa vegetal que hay que eliminar, las capas del terreno, la profundidad del nivel freático para los fosos de las cimentaciones, la existencia de sulfatos u otros agentes corrosivos contra el hormigón de las cimentaciones, su compacidad, la resistencia cortante, el comportamiento frente a altas cargas, etc.

El informe derivado de estos proporcionará una serie de recomendaciones e indicaciones para un diseño al detalle de la obra civil, que garantice la estabilidad y seguridad de la obra.

Por otro lado, es igualmente necesario un estudio hidrológico de la zona, con el fin de evitar posibles afecciones a las instalaciones eléctricas o la erosión del terreno. Este proporcionaría conclusiones para el diseño del sistema de drenaje de aguas superficiales derivado de las lluvias. Entre las actuaciones imprescindibles, destacan la construcción de cunetas y zanjas filtrantes para evitar su acumulación, o la modificación de las pendientes del terreno o la creación de bajantes en los viales o plataformas para diluir la escorrentía hacia puntos de evacuación seguros.

5.1.2 CIMENTACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

Las cimentaciones que alojan a las torres de los aerogeneradores son uno de los elementos estructurales más críticos del parque eólico. Estas son las estructuras que deben soportar tanto las cargas producidas por el peso de la torre y la máquina, como las cargas dinámicas y vibraciones generadas por las rachas de viento que hacen girar las palas. Además, en el caso de este proyecto las cargas son de especial magnitud al tratarse de uno de los aerogeneradores con mayor potencia que existe en el mercado, y que tiene un diámetro de palas de 172 metros y una altura de buje de 150 metros, que son valores bastante superiores a la media.

El cálculo al detalle de la estructura de la cimentación se realiza con el uso de softwares especializados de diseño de elementos finitos, que ofrecen como resultado las principales unidades constructivas, que a su vez es necesario optimizar para ahorrar costes.

Para el proyecto se ha optado por una cimentación de sección circular de hormigón armado, de 20 metros de diámetro y de 2 metros de profundidad. Este tipo de zapatas circulares se prefieren frente a las de sección cuadrada en aerogeneradores tan potentes como el elegido. Esta se coloca sobre una capa de terreno a la que se le ha completado una serie de movimientos de tierras para desbrozarlo, compactarlo y nivelarlo.

Para el armado de la cimentación, se utiliza acero B500S junto con hormigón estructural HA-30 para dotar de mayor resistencia y compactación a la cimentación. En el fondo de la cimentación se fija una jaula de armado de acero B500S en la que se integra una plantilla de pernos de anclaje verticales (de unos 2 metros de altura) y dispuestos en círculo. Estos se encuentran embebidos en un cilindro de hormigón aproximadamente 1 metro de altura, quedando su parte superior liberada al aire para realizar la unión atornillada entre la cimentación y la torre del aerogenerador.

Un ejemplo de este tipo de cimentación del aerogenerador es el de la Figura 15:



Figura 15: Cimentación del aerogenerador tipo pernos de anclaje

La estructura metálica de la jaula se debe unir a la red de tierras a través de conductores de cobre de 35 mm² para proteger la instalación frente a faltas a tierra. El detalle de la puesta a tierra del aerogenerador se encuentra en el apartado Red de tierras.

Los planos de planta y alzado de la cimentación se encuentran en los plano 2 y 5 del documento N° 2, Planos.

5.1.3 PLATAFORMAS DE MONTAJE

A los pies de cada posición de aerogenerador, se debe construir una plataforma de montaje, cuyo objetivo primordial es el de facilitar el acceso y las maniobras de las grúas de montaje y de cualquier otra maquinaria auxiliar necesaria para la descarga e instalación de los componentes del aerogenerador (torre, góndola, buje, palas...).

Se trata de una explanada rectangular sobre el terreno previamente nivelado y compactado, de dimensiones proporcionadas por el fabricante (un valor razonable para este caso puede ser 50x40 m²) a la que se le cubre con una capa de zahorra artificial de unos 30 cm de espesor.

Como sistema de drenaje, es imprescindible tener en cuenta que se deben diseñar con ligeras pendientes (de alrededor de un 2%) para facilitar la escorrentía de las aguas de lluvia, e

incluir cunetas en los laterales para que no se acumulen, según los resultados del estudio hidrológico.

Las plataformas están en todo momento conectadas a los viales internos del emplazamiento que recorren los aerogeneradores. Las curvas para el acceso desde estos a las plataformas deben respetar el radio máximo de curvatura establecido para los viales. Un ejemplo en el que se visualiza la plataforma de montaje es el siguiente:



Figura 16: Plataforma de montaje de aerogeneradores [6]

5.1.4 VIALES O CAMINOS

Los viales son los caminos que recorren interna y externamente el emplazamiento de la subestación. Se distinguen dos tipos, los viales de acceso y los viales interiores. Los viales de acceso al emplazamiento tienen la misión de comunicarlo con las carreteras cercanas, para facilitar el paso de la maquinaria y vehículos de obra. Por su parte, los interiores se unen a los de acceso para recorrer las posiciones de aerogeneradores y comunicarlos entre sí hasta su plataforma de montaje, al igual que con la subestación y su edificio de control.

Estos caminos pueden ser ya existentes, que se reforman y acondicionan para permitir el tránsito de maquinaria de obra pesada, o en cambio pueden ser de obra nueva, contruidos desde cero (excavando, colocando las capas correspondientes y retocando el acabado). Son

de gran importancia durante la fase de construcción, y deben estar bien dimensionados para cumplir con los exigentes requerimientos del transporte pesado, de grandes dimensiones y peligroso que conllevan los aerogeneradores y sus grúas de montaje. El plano en planta del emplazamiento que muestra estos caminos se encuentra en el documento nº 2: Planos.

5.1.4.1 Composición del vial

La mayoría de las condiciones limitantes del trazado y sus dimensiones las proporciona el fabricante de aerogenerador y el proveedor de la maquinaria. Entre las características generales, el trazado debe ser diseñado con un mínimo de 6 metros de anchura en los caminos de acceso a los aerogeneradores, y de 4 metros para el resto. La pendiente máxima del terreno será del 11% y su radio máximo de curvatura de 45 metros, evitando en la medida de lo posible las curvas cerradas. El balance desmonte – terraplén que modifique la pendiente del terreno debe estar equilibrado (equilibrio excavación – relleno de tierras).

En cuanto a sus características constructivas estándar, está compuesto de una subbase granular de 30 cm de terreno natural compactado, sobre la que se dispone una capa de zahorra artificial también compactada y de espesor 25 cm. Se colocará de igual manera una gravilla fina que mejore la rodadura para el tránsito de vehículo. Como sistema de drenaje, en las zonas susceptibles se incluyen ligeras pendientes laterales de no más del 2% y taludes laterales con cunetas para la recogida y evacuación de aguas pluviales. El plano perfil del vial se puede apreciar en la sección Planos.

5.1.4.2 Viales de acceso

El emplazamiento se ha diseñado para que se pueda acceder desde dos puntos distintos, ambos cercanos a la carretera principal BU-P-4041 que lo rodea de norte a este. Se han establecido dos viales de acceso que llegan hasta estos puntos de entrada, y que constituyen caminos de tierra ya existentes como desviaciones desde la BU-P-4041. Desde estos caminos existentes que habrá que acondicionar, salen pequeños tramos que llegan hasta las entradas al perímetro del emplazamiento. Se pueden observar mejor en el documento Planos. Este método de doble acceso permite descongestionar los viales internos y facilitar la llegada hacia determinados aerogeneradores. El acceso del norte está pensado para acceder al

edificio de control y a los aerogeneradores AG1 y AG2. El estado actual de este camino visto desde la carretera BU-P-4041 se muestra en la Figura 17.



Figura 17: Estado del vial de acceso Norte

Se aprecia en buen estado, ya que la orografía es plana, no tiene pendientes considerables (2,8%) y tampoco obstáculos visibles, por lo que se espera una fácil reparación.

El acceso este, por su parte, está más destinado a las posiciones AG3 y AG4, y a la estación anemométrica. En cualquier caso, se podría llegar hasta cualquier posición desde todas las vías de entrada. Su estado desde la desviación de la carretera mencionada es el siguiente:



Figura 18: Estado del vial de acceso Este

Este camino necesitará de una mayor adecuación del terreno, ya que las pendientes son algo superiores en determinados tramos cortos (4,1%) y está más descuidado.

5.1.4.3 Viales internos

Como viales internos, se ha recorrido los aerogeneradores siguiendo la senda de las zanjas hasta llegar al edificio de control. Se ha creado también un vial específico de conexión de la estación anemométrica con este. Además, se ha incluido un vial interno adicional al que se accede desde el acceso Este y que llega directamente a la alineación Sur, compuesta por AG5, AG6 y AG7. Este tiene el objetivo de facilitar el acceso a estos aerogeneradores, pues si no lo hubiera, la maquinaria pesada tendría que recorrer kilómetros innecesarios, pasando por varios aerogeneradores y el edificio de control, y luego volver a hacerlo para salir.

El plano en planta que ilustra estos viales se aprecia en el documento N°2, Planos.

Con este diseño se agilizaría el transporte de maquinaria en la fase de construcción, lo que puede ser positivo para el ajuste a la planificación.

5.1.5 ZANJAS

Se canalizarán en zanja tres tipos de cableado: las líneas de generación trifásicas con sus conductores de potencia de media tensión, el conductor de cobre desnudo de baja tensión de la red de tierras, y el cable de fibra óptica que transmite las señales de la red de comunicaciones.

Se excavará una red de zanjas que recorra los aerogeneradores y que los conecte con el edificio de control, donde se sitúan las celdas de la parte de media de tensión de la subestación, la central de comunicaciones y la malla de puesta a tierra.

Se ha diseñado un tipo de zanja único para todos sus tramos, ya que ninguno de ellos recoge más de una línea de generación y no ha sido necesario utilizar más de un conductor por fase, por lo que siempre va a albergar una sola de una terna de cables de potencia. Las dimensiones de estos junto con su memoria de cálculo se han desarrollado en el Anexo III.

La misma zanja aloja los tres tipos de cables mencionados, a diferentes alturas. Su profundidad es de 1,2 metros y su anchura de 0,50 metros, suficiente al no albergar cables

en paralelo. La disposición del cableado sigue la estructura habitual, que se explica a continuación:

En el fondo de la zanja se deposita el conductor de cobre desnudo (50 mm^2), que se rellena a su alrededor con una capa de unos 10 centímetros de arena fina de río. Sobre esta se tienden los conductores de potencia de media tensión (en este caso de 185 mm^2 para las líneas 1 y 2, y de 400 mm^2 para la línea 3), por lo que van directamente enterrados (en el caso de que crucen un vial u otro tipo instalación que soporte cargas, se instalarán bajo tubos y se reforzarán con hormigón). Sobre estos, se deposita una capa de arena arcillosa de 35 cm de espesor. En ese punto, se tiende el cableado de fibra óptica. Se vuelve a rellenar unos 20 cm de arena, y sobre su superficie se coloca una plancha de PVC que funciona como señalización o alerta de la presencia de cableado eléctrico en tensión. A partir de ahí, se rellena con tierra de excavación compactada unos 20 cm más hasta depositar una banda de señalización que cumple la misma función que la de PVC. Se sigue rellenando con tierra los 35 cm restantes hasta alcanzar el nivel de la superficie del terreno.

La distancia total de excavación será de 5153,8 m. El plano en planta de la red de zanjas y el plano perfil de su relleno de las zanjas se puede apreciar en el documento N°2 (plano 3).

5.1.6 EDIFICIO DE CONTROL

Al igual que todas las infraestructuras comentadas, el terreno bajo el edificio de control de la subestación habrá sido previamente trabajado, con un desbroce, compactado y nivelación.

Se tratará de un edificio prefabricado, lo que reduce su coste y facilita su montaje y obra civil, ya que, al no estar sometido a grandes cargas, no será necesaria una cimentación tradicional. En su lugar, se dispone sobre la superficie una capa de zahorra artificial compactada de 15 cm de espesor, y sobre ella, una solera de hormigón armado de 20 cm, que sirve como base de apoyo y que incorpora los anclajes para acoplarse al edificio.

El edificio prefabricado estará formado por cerramientos en hormigón armado, de dimensiones $18 \times 12 \times 3 \text{ m}^3$, y tendrá una cubierta plana de tejas (aunque con una ligera pendiente del 2% para el drenaje) recubierta de láminas de PVC para garantizar la

impermeabilización, y de poliestireno o poliuretano para el aislamiento térmico. Poseerá de un forjado de hormigón superior e inferior. Tendrá un revestimiento interior y exterior de cal y cemento para mejorar la adherencia y humedad una posterior pintura marrón clara. El proveedor puede ser el fabricante especializado en prefabricados de hormigón “Gilva S.A.”, que tiene experiencia en este tipo de instalaciones para el sector eléctrico [7].

Este estará dividido en varias salas según su función: almacén de repuestos de operación y mantenimiento, aseos y vestíbulo para los trabajadores en fase de construcción, sala de contadores para la medida de la generación, sala de control y oficinas (con escritorio, ordenador, etc.), sala de protecciones, y por último la sala de cabinas de MT, que albergan los equipos de la parte de MT de la subestación, a la que llegan las líneas de generación. Deberá realizarse su correspondiente puesta a tierra, descrita en la sección Red de tierras.

El edificio debe diseñar de modo que se minimice su impacto en el paisaje, mimetizándolo con pinturas o acabados según la arquitectura de la zona. Para ello, se puede recubrir sus muros y su cubierta con un acabado que simule un edificio de piedra de color marrón claro, típico de la arquitectura histórica de Castilla y León.

5.1.7 SUBESTACIÓN DE INTEMPERIE

La subestación elevadora sitúa los equipos de la parte de alta tensión (220 kV) a intemperie, lo que conlleva a realizar subestaciones individuales para cada uno de ellos.

El primer paso será compactar y nivelar toda la superficie de la subestación, para luego colocar sobre ella una capa de zahorra de 20 cm, como viene siendo habitual, lo que será positivo para el drenaje, la resistencia del terreno y su resistividad eléctrica.

Las cimentaciones individuales seguirán las instrucciones que indiquen sus fabricantes. En general, la del transformador de potencia será la más crítica, y consistirá en una zapata de hormigón armado cuadrada de gran tamaño junto una canaletas o foso para evitar posibles derrames de aceite. Por su parte, para los equipos menos pesados como los interruptores de potencia o los seccionadores podrán servir zapatas de menor tamaño, según las especificaciones del fabricante, ancladas mediante pernos embebidos en hormigón.

Del mismo modo, será necesario la construcción de pequeñas canalizaciones para albergar ciertos cables de protecciones o comunicaciones entre los equipos, que se completarán mediante canaletas de hormigón con tapa registrable.

Además, toda la superficie de la subestación de intemperie se cubrirá con una capa de grava, que tiene diversas ventajas: es aislante, aumenta la resistividad eléctrica, previene incendios, inundaciones, y protege frente el crecimiento de fauna y flora.

5.1.8 SECUENCIA DE LOS TRABAJOS

En primer lugar, el encargado topógrafo señalará los lugares en los que se ubica cada instalación en los que hay que llevar a cabo un trabajo civil, como los viales o zanjas. Seguidamente, se comienza con el movimiento de tierras, que engloba el desbroce, compactación y nivelación del terreno de las cimentaciones y caminos, procesos en los que se elimina la capa de cubierta vegetal, y se debe de equilibrar el desbroce – relleno.

El siguiente paso será la construcción de los viales de acceso e internos hacia los aerogeneradores, que sufren procesos de excavación, deposición de la base y acabados. Una vez completados, podrá acceder la maquinaria necesaria para ejecutar sus cimentaciones, que suelen ir a un ritmo habitual de 2 cimentaciones por semana. Al mismo tiempo, se puede ir construyendo las plataformas de montaje. Comenzará después la excavación de las zanjas de la red de MT y el tendido de cables, que se puede dificultar más o menos según la dureza del terreno. Por último, una vez puesto a punto los viales, plataformas de montaje y cimentaciones, se procede al montaje de los aerogeneradores con ayuda de grúas de montaje especializadas, que suponen los trabajos más peligrosos para los operarios.

La obra civil del edificio de control y de la subestación puede comenzar en cualquier momento, paralelamente al resto, ya que se considera un proyecto de obra civil distinto, a menudo desarrollado por diferentes empresas. Los tiempos de construcción del edificio de control se han conseguido reducir notablemente debido al uso popular de edificios prefabricados de hormigón, como es el caso.

5.2 AEROGENERADOR VESTAS V172

El modelo de aerogenerador que se instalará, resultado del estudio comparativo según su producción energética completada en el Anexo II, será el del fabricante danés Vestas V172 7,2 MW, a una altura de buje de 150 metros. Es el aerogenerador de mayor potencia en el mercado, a fecha de junio de 2025. Su aspecto es el siguiente:



Figura 19: Vista del aerogenerador Vestas V172-7.2MW [8]

5.2.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Las propiedades principales del aerogenerador se exponen en la tabla adjunta.

Potencia nominal	7,2 MW
Diámetro de rotor	172 m
Área barrida por las palas	23.235 m ²
Altura de buje	150 m
Torre	Híbrida (hormigón + acero)
Clase IEC	S
Tipo de convertidor	Full converter
Tecnología del generador	7,6 MVA - MSIP
Tensión nominal red BT	720 V
Tensión de generación	800 V
Potencia transformador 0,72/30 kV	8,4 MVA
Velocidad de arranque	3 m/s
Velocidad de corte	25 m/s

Velocidad extrema máxima	39,5 m/s
Multiplicadora	2 etapas planetarias
Cableado MT	EPR, 3X70 mm ²

Tabla 12: Características aerogenerador Vestas V172 [9]

La tecnología del generador full converter permite un mayor control, dado que toda la energía pasa por el convertidor, donde se adapta a las características de la red (frecuencia y voltaje) deseadas mediante electrónica de potencia.

5.2.2 CURVA DE POTENCIA

La curva de potencia y de coeficientes de empuje es lo que realmente caracteriza comercialmente a un aerogenerador. La curva de potencia describe la potencia a la que es capaz de operar la máquina en función de la velocidad incidente del viento. El coeficiente de empuje es un valor adimensional, que se relaciona con la capacidad del aerogenerador en convertir la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación de su rotor. Para el modelo seleccionado, se han usado las curvas a una densidad del aire de 1,100 kg/m³, calculada en el Anexo II. Las curvas se muestran en la figura (en azul, la curva de potencia).

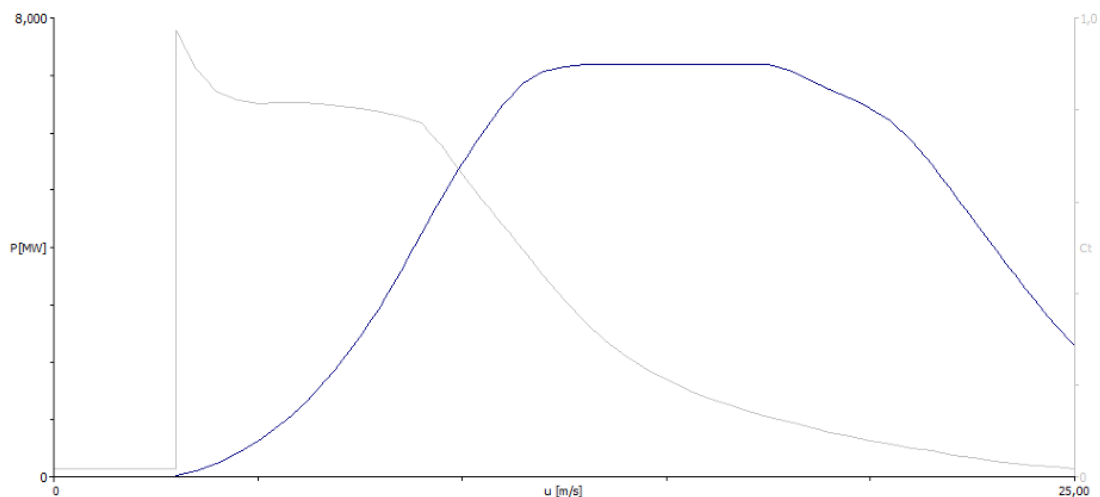


Figura 20: Curvas de potencia y de coeficientes de empuje

El aerogenerador alcanza su potencia nominal (7.2 MW) a los 14 m/s, y empieza a reducirse a partir de los 17 m/s. Destaca también que el rango de velocidades a potencia máxima es bastante estrecho (3 m/s).

5.3 SISTEMAS ELÉCTRICOS

Los sistemas eléctricos de un parque eólico se componen de las redes de distribución que conducen la energía generada en el generador eólico hasta el punto de interconexión del parque, la SET Vallejera 220 kV. Las distintas redes que la componen trabajan a distinto nivel de tensión.

En primer lugar, la fuerza del viento hace girar sobre su eje al rotor del aerogenerador, cuyo movimiento se transmite al generador eólico, que produce su energía en la alto de la torre, en baja tensión. El propio aerogenerador posee de un transformador elevador BT/MT en su góndola, y la energía pasa a ser conducida en MT por medio de zanjias hasta la subestación elevadora MT/AT del parque. A partir de ahí, es evacuada mediante una línea aérea en alta tensión hasta el punto de entronque.

Por otro lado, además de las redes de potencia, también se incluyen en este apartado los sistemas auxiliares que alimentan a los sistemas de protección y control, la red de tierras de la instalación y el sistema de comunicaciones por fibra óptica.

El funcionamiento de estas redes y sus componentes se describen con más detalle en los siguientes apartados.

5.3.1 RED DE BAJA TENSIÓN

La red de baja tensión del parque eólico se encuentra exclusivamente en el interior del aerogenerador. Por lo tanto, realmente es el propio fabricante el que configura su diseño. Como el margen de maniobra del proyectista en esta parte de la instalación es corto, se procede a describir las características principales de los elementos de la red.

Como se ha comentado, la energía se produce en el generador, ubicado en la góndola, en la alto de la torre (a altura de buje, 150 metros). El transformador que eleva esta energía a la media tensión puede estar situado en la misma góndola, o a los pies de la torre, en su interior o en el exterior junto a ella. Con la tecnología actual, es preferible alojarlos en la góndola, como es el caso, junto al generador, para minimizar la distancia a recorrer por la energía en

baja tensión (desde la góndola hasta el nivel de suelo, unos 150 m), que supondría mayores pérdidas de potencia y problemas con la caída de tensión, que se acentúa a estos niveles de tensión.

En este caso, el modelo de turbina seleccionado ha sido el Vestas V172, cuyo generador es del tipo MSIP (máquina síncrona de imanes permanentes), y genera una intensidad de corriente alterna (AC) trifásica. A partir de ahí, nace el cableado de baja tensión, de cobre y de sección considerable, además de contar con muy buenas propiedades, capaces de soportar altas vibraciones, temperaturas, movimiento y demás condiciones exigentes. Este es el encargado de dirigir la intensidad hacia el convertidor, que rectifica esta corriente AC en corriente continua (DC) para luego volverla a convertir en AC por medio de un inversor, para que esta nueva señal tenga las características en frecuencia (50 Hz) y tensión que se deseen, a una tensión nominal de 720V.

A la salida del convertidor, el cableado de potencia recorre parte de la góndola sobre bandejas hasta el transformador 0,72/30 kV del fabricante, que tiene una potencia nominal de 8,4 MVA y eleva la tensión a un nivel de MT. Esta tensión es la que va a definir los componentes y cableado de la red de MT de la instalación. El propio fabricante ofrece la posibilidad de elegir este nivel de tensión, que se ha justificado en el Anexo III.

Se puede comprobar que el dimensionamiento del transformador es correcto, de la forma que cumple que la potencia nominal del aerogenerador (7,2 MW) entre el factor de potencia (tomando $\text{fp}=0,9$ para tener un margen conservador) debe ser menor que la potencia nominal elegida del transformador ($8 \text{ MVA} < 8,4 \text{ MVA}$). Tras pasar por el transformador, la energía se conduce mediante cableado de MT hasta las cabinas de MT en el pie de la torre, donde se unirán a las zanjías que llegan hasta el edificio de control de la subestación. El cableado de MT del interior de los aerogeneradores es de aluminio, con aislamiento HEPR y de sección $3 \times 70 \text{ mm}^2$.

Cada aerogenerador contará con su puesta a tierra a través de un anillo que rodea a su torre, como se detalla en el apartado Red de tierras.

5.3.1.1 Sistemas auxiliares del aerogenerador

Los sistemas auxiliares que incorpora el aerogenerador se alimentan a través de la energía que él mismo genera, a través de un transformador auxiliar a 720/400V situado en la góndola. Estos incluyen los sistemas de control, UPS, ventilación, refrigeración, todo tipo de motores, bombas, iluminación interior o señalización exterior.

Cuando el aerogenerador está parado, sin generar esta energía, debido a mantenimiento o las condiciones climáticas, estos sistemas auxiliares del aerogenerador se alimentan a través de la red de media tensión canalizada en zanja, que llega hasta el transformador 0,72/30 kV de la góndola. La energía procedería de los sistemas de alimentación auxiliares presentes en una de las celdas de MT del edificio de control de la subestación, que cuentan con baterías de alimentación cargadas DC para estos supuestos.

5.3.2 RED DE MEDIA TENSIÓN

El sistema eléctrico de media tensión comienza tras elevar la energía a media tensión a la salida del transformador BT/MT. A partir de ese punto, la energía es transportada a lo largo de la torre del aerogenerador mediante cableado de potencia para dirigirse a las celdas de interconexión, ubicadas en la entrada de la torre, a nivel de suelo.

5.3.2.1 Cabinas de Media Tensión de los aerogeneradores

Se trata de uno de los componentes del aerogenerador, alojadas en forma de armarios a los pies de la torre.

- Estas cabinas realizan una doble función. Por un lado, albergan las protecciones y elementos de maniobra que aíslan el lado de MT del aerogenerador y de la línea que sale del aerogenerador, en caso de cortocircuito u otro tipo de falla, o de mantenimiento. Por otro lado, permiten la conexión con los circuitos procedentes de otros aerogeneradores. Para ello, pueden incluir celdas de protección, celdas de entrada de línea, y celdas de salida. El nivel de tensión de sus equipos es 30 (36 kV de aislamiento) y su tecnología es GIS para interiores.

La celda de protección (1V) está presente en todos los aerogeneradores. Su aparellaje está asilado en SF6 e incluye un conjunto interruptor automático – seccionador para proteger y asilar el transformador, junto con un seccionador de p.a.t. Además, incluyen transformadores de tensión (25 VA, 30 kV/ $\sqrt{3}$ /110/ $\sqrt{3}$) e intensidad (20 VA, 400/5 A) para la medición de las señales, acompañados de relés de detección, y fusibles para proteger el generador. Los interruptores automáticos deben ser trifásicos, SF6, de poder de corte 20 kA, y de intensidad nominal 400A al igual que los seccionadores. Los interruptores deben incluir relés de protección diferencial (87) y de sobreintensidad de fase instantánea (50).

Al igual que la de la protección, la celda del tipo 0L está presente en todas las máquinas, pues es la nomenclatura utilizada para las celdas de remonte (salida de línea). Deben incluir un interruptor – seccionador tripolar para el aislamiento del aerogenerador para el aislamiento y protección frente a la línea. Deben ser de 400A para todos los aerogeneradores, excepto el AG5, de 630 A al acumular la intensidad de los otros dos de su línea además de la suya. Se dispondrá también de un seccionador de puesta a tierra con enclavamiento.

El tipo de celdas restante es el de entrada de línea (1L), por lo que solo la van a incluir los aerogeneradores que sean nexos de otros (que no se encuentren en los extremos de la alineación). Incluye un seccionador de línea de 400A uno de puesta a tierra.

Teniendo en cuenta las conexiones entre los aerogeneradores y con la subestación, mostrada en el esquema unifilar del documento N°2: Planos, en la que divide la red en 3 líneas de generación, celdas MT de los tipos recogidos en la siguiente Tabla 13:

AEROGENERADOR	TIPO DE CABINA DE MT
AG1	0L+1V
AG2	0L+1L+1V
AG3	0L+1L+1V
AG4	0L+1V
AG5	0L+1L+1V
AG6	0L+1L+1V
AG7	0L+1V

Tabla 13: Tipos de cabinas de MT por aerogenerador

5.3.2.2 Cableado de potencia de Media Tensión

El cableado de MT es el responsable de hacer llegar la energía desde el transformador BT/MT del aerogenerador hasta la subestación MT/AT.

El dimensionamiento del cableado de cada línea de generación ha sido completado en el Anexo III, y su recorrido comprende la red subterránea de MT (30kV) canalizada en zanja de 1,2 metros de profundidad desde la salida de cada aerogenerador, hasta las celdas de 30 kV ubicadas en el edificio de control de la subestación elevadora. El esquema de esta red de distribución en zanja se puede ver en el documento Planos. Como se ve, dos de las líneas de generación transportan la energía de 2 aerogeneradores cada una, ambos procedentes de la alineación situada más al norte. La tercera línea lo hace para la alineación formada por 3 aerogeneradores, por lo que necesitará conductores de mayor sección.

Este dimensionamiento responde a la normativa aprobada el 15 de febrero en el Real Decreto 223/2008, que establece el “Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09”, especialmente en la “Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06”, que define las especificaciones para las “Líneas subterráneas con cables asilados” [10].

Las secciones de este para cada línea, según el procedimiento de dimensionamiento comentado, han resultado las de la tabla:

LÍNEA	SECCIÓN
AG1-AG2	3x185 mm ²
AG4-AG3	3x185 mm ²
AG7-AG6-AG5	3x400 mm ²

Tabla 14: Secciones del conductor por línea de generación

Finalmente, el conductor seleccionado tiene las siguientes propiedades principales:

DENOMINACIÓN	RHZI - OL(S)
POLOS	1
CONDUCTOR	Aluminio clase 2
TENSIÓN ASIGNADA	18/30 kV (36 kV)
MATERIAL AISLANTE	XLPE (polietileno reticulado)
PANTALLA	Hilos y cinta de cobre
REACCIÓN AL FUEGO	Clase Eca
CUBIERTA EXTERIOR	Compuesto de poliolefina
TEMPERATURA MÁXIMA	90°C / 270°C
NORMATIVA	UNE HD 620 10E-1, IEC:60502-2

Tabla 15: Propiedades del conductor

El fabricante seleccionado para proveer cableado de potencia ha sido el español SELT. En la Figura 21 se observan sus capas principales:



Figura 21: Capas del conductor de potencia de MT [11]

La ficha técnica completa del conductor se encuentra en [11].

El fabricante debe suministrar al proyectista los correspondientes certificados:

- Certificado de conformidad (CE)
- Certificado de calidad ISO 9001
- Certificado medioambiental ISO 14001
- Certificado de tipo UNE HD 620 10-E (según FT)

- Certificado de tipo IEC:60502-2 (según FT)

Además, debe completar una serie de ensayos de rutina (en cada cable):

- Ensayo de continuidad del conductor
- Ensayo de asilamiento
- Ensayo de descarga parcial,
- Inspección visual y dimensional

En cuanto a los ensayos tipo (en fábrica), realizados a un determinado lote, debe incluir:

- medida de la resistencia del conductor,
- Medida de la resistencia de aislamiento
- Ensayo de tracción y alargamiento
- Ensayo de presión a altas temperaturas.

5.3.2.3 Cableado de comunicaciones

El cableado de comunicaciones es el encargado de transmitir las señales de información, tanto de los aerogeneradores entre sí y de la estación anemométrica como con la subestación, y esta a su vez con el edificio de control, donde se encuentra el ordenador central que es capaz de comunicarse con el centro de control externo de forma remota.

Como se ha comentado en el apartado de Obra Civil, este va canalizado en las mismas zanjas (pero a menor profundidad) que el cableado de potencia.

El material transmisor del cable es la fibra óptica. Se ha establecido del tipo monomodo en las líneas de generación de distancia mayor de 2 km, ya que es el más habitual y tiene mayor alcance minimizando pérdidas. En cambio, en las líneas más cortas se ha optado por el tipo multimodo, debido a su menor precio y a que las pérdidas serían mínimas en tramos cortos.

El cable de fibra óptica compatible lo especifica el fabricante del aerogenerador, pero en la siguiente imagen se muestran sus características más importantes:

LÍNEA	TIPO F.O.
1	Multimodo
2	Multimodo
3	Monomodo
4 (Estación anemométrica)	Multimodo

Tabla 16: Tipo de cable de fibra óptica, por línea

En cuanto al multimodo, tiene la estructura de la imagen y ofrece las siguientes especificaciones:

TIPO DE FIBRA ÓPTICA	Multimodo OM3 300 ITU-T G.651.1
Nº FIBRAS	8
DÍAMETRO DE CAMPOS DE MODO/REVESTIMIENTO	50/125 μm
CUBIERTA	0.8 mm, LSZH-FR-UV
ELEMENTO DE TRACCIÓN	Cables de Aramida
REACCIÓN AL FUEGO	Clase Eca

Tabla 17: Propiedades cable de fibra óptica multimodo [12]

La ficha técnica completa, del proveedor Gescable se observa en [12].



Figura 22: Estructura del cable de fibra óptica multimodo [12]

Por su parte, el cable monomodo cubre las siguientes especificaciones:

TIPO DE FIBRA ÓPTICA	SM Monomodo G652D
Nº FIBRAS	8
DÍAMETRO DE FIBRA	250 μm
CONSTRUCCIÓN	Holgada monotubo
CUBIERTA	Doble cubierta de polietileno (PE)
ELEMENTO DE TRACCIÓN	Fibras de vidrio
REACCIÓN AL FUEGO	Clase Fca

Figura 23: Propiedades cable de fibra óptica monomodo [13]

5.3.3 SUBESTACIÓN ELEVADORA MT/AT

Le red de distribución de MT en zanja tiene su fin en el embarrado de 30 kV de la subestación elevadora. Una vez allí, un transformador de potencia 63 MVA elevará la tensión hasta los 220 kV, para que a su salida pueda ser transportada hasta el punto de entronque reduciendo las pérdidas.

El sistema de equipos que hacen esto posible conforman la subestación. A su vez, estos se pueden dividir en dos categorías según su nivel de tensión: la aparamenta que conforma sistema de media tensión (30 kV), ubicada en el edificio de control de la subestación, y el sistema de alta tensión (220 kV), situado en el exterior, a intemperie, con el transformador y su aparallaje. El esquema unifilar en el que se visualiza se encuentra en el documento N°2: Planos (plano 8).

5.3.3.1 Sistema de MT de la subestación

En el camino hacia la subestación, las líneas de generación a MT subterráneas se conectan a las celdas de línea en el edificio de control de la subestación, y cada una se encuentra con un conjunto interruptor automático + seccionador para proteger el embarrado de la subestación en caso de falla en los circuitos del parque, además de transformadores de medida de intensidad y tensión. Internamente, al estar integradas en un conjunto de celdas modulares, se conectan al embarrado de la subestación (30 kV). Asimismo, al otro lado del embarrado, se halla una celda que incorpora otro de estos conjuntos interruptor – seccionador para proteger el lado de MT del transformador de potencia. Por tanto, este sistema incluye estos circuitos de generación y sus protecciones, el embarrado al que se unen y la protección del lado de MT del transformador.

Como resumen, llegarán tres líneas de generación al edificio de control por medio de celdas de entrada de línea, y saldrá una línea de acometida al transformador a través de otra celda de salida. Habrá que añadir una última celda de alimentación a los sistemas auxiliares. El esquema unifilar para apreciarlo mejor está en el documento N°2: Planos.

5.3.3.1.1 Embarrado MT

El embarrado es el encargado de recopilar la energía procedente de estas tres líneas de generación del parque, pero también alberga más posiciones, como pueden ser los servicios auxiliares (SSAA) y una última celda de acometida hacia el transformador de potencia.

Este contará con las siguientes especificaciones:

Un	30 kV (36 kV)
In	400A
Icc admisible	25 kA (1s)
Material	Aluminio
Tipo de aislamiento	SF6

Tabla 18: Especificaciones del embarrado de MT

5.3.3.1.2 Interruptores automáticos MT

El interruptor automático es uno de los elementos clave para la protección de los aerogeneradores, pues es el único elemento capaz de interrumpir la corriente en carga. Cada línea de generación incluye uno, cuyo poder de corte se ha dimensionado en el apartado Cortocircuito del Anexo III.

Los interruptores de línea (L1/L2/L3) presentes en las celdas de MT serán tripolares, y tendrán las siguientes propiedades:

Un	30 kV (36 kV)
In (L1,L2,L3)	400A, 400A, 630A
Poder de corte	20 kA (1s)
Tipo de accionamiento	Muelles motorizados 24 Vdc
Tipo de aislamiento	SF6

Tabla 19: Especificaciones de los interruptores automáticos de línea de MT

Por su parte, la celda de MT del transformador contará con un interruptor general de MT para la protección de su devanado, ubicado aguas arriba del embarrado, con las características de la Tabla 20:

Un	30 kV (36 kV)
In	1250A
Poder de corte	25 kA (1s)
Tipo de accionamiento	Muelles motorizados 24 Vdc
Tipo de aislamiento	Vacío

Tabla 20: Especificaciones de los interruptores automáticos de transformador de MT

Ambos tipos de interruptor llevarán asociadas una serie de relés de protección para proteger a las líneas de generación y al transformador. Se alimentan a través de transformadores de medida, y se enumeran a continuación:

- Relé de sobrecorriente instantánea (50)
- Relé de sobrecorriente temporizada (51)
- Relé de protección diferencial (87)

5.3.3.1.3 Seccionadores MT

Cada línea de generación contará con su seccionador de línea, además de la línea de salida hacia el transformador. El embarrado de 30 kV contará a su vez con un seccionador de barra.

Los seccionadores tienen la función de ofrecer un aislamiento físico y visible, para tareas de mantenimiento u otras maniobras de desconexión de líneas en vacío (sin carga), pues no están diseñados para interrumpir la corriente. Se conectan entre fase y tierra.

Cada seccionador trifásico irá acompañado de un seccionador de puesta a tierra y mecanismos de enclavamiento, que asegure el potencial cero para estas tareas de mantenimiento. Las características principales de los incluidos en las líneas de generación se recogen en la Tabla 21:

Un	30 kV (36 kV)
In (L1,L2,L3)	400A, 400A, 630A
Tipo de operación	Motorizado 24 Vdc
Tipo de aislamiento	SF6

Tabla 21: Especificaciones de los seccionadores de línea de MT

El seccionador de línea aguas arriba del embarrado y el seccionador de barras proyectado, cuentan con las propiedades de la tabla. Los seccionadores llevarán incorporados sistemas de interbloqueo mecánicos para impedir la operación en carga, y un seccionador de p.a.t.

Un	30 kV (36 kV)
In	1250A
Tipo de operación	Motorizado 24 Vdc
Tipo de aislamiento	SF6

: Tabla 22: Especificaciones de los seccionadores aguas arriba de las barras MT

5.3.3.1.4 Transformadores de intensidad MT

Los transformadores de intensidad (TIs) de las celdas de MT se encargan de reducir el módulo de la intensidad de las líneas de generación para facilitar su medida y permitir la comunicación con los sistemas de control y monitorización, y los relés de protección. Cada celda de MT albergará tres de ellos (uno por fase). Sus funciones pueden ser la medida o la protección, para lo que tendrán triple secundario (1 de medida y 2 de protección). Sus especificaciones se recogen en la Tabla 23:

Un	30 kV (36 kV)
Relación de transformación (L1,L2,L3)	400/5-5-5 A (L1,L2) 600/5-5-5 (L3)
Clase de precisión (medida)	15 VA, clase 0.5
Clase de precisión (protección)	15 VA, 5P20
Tipo de aislamiento	Epoxi

Tabla 23: Especificaciones del TI de línea de MT

Además, se ubicará otro TI en la celda de acometida del transformador. Se incluirá un relé de sobrecarga y se pondrán a tierra como medidas de protección del transformador.

Un	30 kV (36 kV)
Relación de transformación	1200/5-5-5 A
Clase de precisión (medida)	30 VA, clase 0.5
Clase de precisión (protección)	30 VA, 5P20
Tipo de aislamiento	Epoxi

Tabla 24: Especificaciones del TI aguas arriba de las barras MT

5.3.3.1.5 Transformadores de tensión MT

Los transformadores de tensión (TTs) son los homólogos a los anteriores para la tensión, pues reducen la tensión nominal de operación a valores más bajos y seguros para la medida y la actuación de protecciones. Se ubica uno en cada fase de las líneas de generación, y son de tipo inductivo, encapsulados en resina epoxi.

Sus propiedades fundamentales se aprecian en la Tabla 25.

Un	30 kV (36 kV)
Relación de transformación	$30 \text{ kV}/\sqrt{3} / 110/\sqrt{3}$
Clase de precisión (medida)	50 VA, clase 0.5
Clase de precisión (protección)	50 VA, 3P
Tipo de aislamiento	Epoxi

Tabla 25: Especificaciones de los TT de MT

Los TTs incluirán relés de sobretensión (59) y fusibles en el secundario para proteger frente a sobretensiones y cortocircuitos.

5.3.3.1.6 Pararrayos MT

Los pararrayos (o descargadores de sobretensión) atraerán y desviarán a tierra las sobretensiones instantáneas peligrosas para los equipos y los seres humanos provocadas por impulsos atmosféricos de radiofrecuencia, a través de un circuito de baja impedancia. Se ubicarán en cada cabina de entrada y salida de línea. Los presentes en las cabinas de media tensión cumplirán con lo establecido en la Tabla 26.

Un	30 kV (36 kV)
Tensión máxima de impulso	125 kV
Corriente de descarga nominal	10 kA
Corriente máxima de descarga	30 kA
Tecnología	Tipo varistor (óxido de Zinc, ZnO)

Tabla 26: Especificaciones de los pararrayos de MT

5.3.3.1.7 Sistemas Auxiliares (SSAA) MT

Los sistemas auxiliares de la subestación son fundamentales para el funcionamiento de la subestación como garantía para los equipos en caso de falta de alimentación en la red principal del parque, garantizando el servicio ante fallos puntuales.

Sus funciones principales son las siguientes:

- Alimentación a los sistemas de protección y control (relés, RTU, SCADA)
- Alimentación a los sistemas de iluminación, ventilación, climatización... de la subestación y el edificio de control
- Carga de baterías DC para la alimentación del parque en caso de falta de generación externa

Estos sistemas están integrados en una celda de media tensión, a la que se conecta un transformador de distribución de SSAA que reduce la tensión al nivel de operación de estos sistemas. Este cumple con las siguientes especificaciones:

Relación de transformación	30kV /400V
SN	125 kVA
Tipo	En aceite mineral
Grupo de conexión	Dyn11
Aislamiento	Aceite
Enfriamiento	ONAN

Tabla 27: Especificaciones del transformador de SSAA

El denominado cuadro de servicios auxiliares es el armario en el que se alojan los equipos que distribuyen la energía hacia los sistemas auxiliares y los protegen. Este estará compuesto por un embarrado de distribución interna a 400 V, fusibles y protecciones magnetotérmica y diferencial.

Los sistemas auxiliares alimentados a través del cuadro incluyen las tomas de corriente de los sistemas de iluminación, ventilación, climatización y comunicación. Además, alimentarán la carga de un banco de baterías de plomo-ácido en DC de 24V con autonomía mínima de 8 horas, con su respectivo cargador rectificador.

5.3.3.1.8 Sistemas de protección y control (P&C)

Los sistemas de control y protección (P&C) se basan en una arquitectura SCADA y son los encargados de la supervisión de la operación, la comunicación y la seguridad de los elementos que conforman la subestación, tanto en MT como en AT.

El sistema integra todo el conjunto de relés digitales que se han ido mencionando a lo largo de los equipos que conforman la subestación, capaces de la detección de faltas o fallos, y de la ejecución de las desconexiones correspondientes. Se conectan a través de la red de comunicaciones por fibra óptica comunican con el sistema SCADA, que a través de su interfaz HMI se encarga de la coordinación de las protecciones, el control y maniobra de los equipos, la gestión del sistema UPS (de alimentación ininterrumpida) el registro de eventos y la comunicación para el monitoreo remoto con el centro de control externo (RTU). Gracias a este sistema SCADA es posible automatizar maniobras, detectar y corregir fallos, analizarlos después y comunicarse interna y externamente.

5.3.3.2 Sistema de AT de la subestación

El sistema de 220 kV está formado por el aparellaje común de una subestación de intemperie (AIS) convencional con configuración de simple barra, normalizado en este tipo de subestaciones elevadoras y de costes reducidos. A ella le llegan los cables de MT, que se conectan al transformador elevador, y este a su vez con la línea aérea de evacuación tras superar una serie de equipos de corte, medida y protección.

5.3.3.2.1 Embarrado de AT

Es el elemento físico en tensión a través del cual se distribuye la energía, encargado de conectar el transformador, los equipos de medida y maniobra y la línea de evacuación.

Será trifásico y se ajustará al de una subestación AIS con configuración de barra simple. Recorre todo el largo de la subestación, por lo que se estima de una longitud de 30 metros. Se elige como material conductor el aluminio frente al cobre por ahorro de costes. Los conductores de aluminio ACSR serán soportados por aisladores cerámicos. La Tabla 28

recoge las principales características. Como elemento de protección, incluirá un relé de protección de barra (87B) y un detector del nivel de aislamiento.

Un	220 kV (245 kV)
In	630A
Configuración	Simple barra
Material	Aluminio
Tipo de aislamiento	SF6

Tabla 28: Especificaciones del embarrado de AT

5.3.3.2.2 Transformador de potencia MT/AT

El equipo principal de la SE es el transformador de potencia nominal 63 MVA, 30kV/220 kV. Su dimensionamiento se ha llevado a cabo en el apartado del Anexo III. Sus características principales son las siguientes:

Relación de transformación	30/220 kV
SN	63 MVA
Impedancia de cortocircuito	10%
Grupo de conexión	Dyn11
Aislamiento	Aire
Enfriamiento	ONAN/ONAF
Selector de tomas	OLTC±10% (Regulación en carga)

Tabla 29: Especificaciones técnicas del transformador de potencia

Los transformadores de potencia de este calibre suelen estar hechos a medida, por lo que se recurrirá a empresas de garantía como ABB o Hitachi para su fabricación y suministro.

Este será provisto de las siguientes protecciones:

- Protección diferencial de transformador (87T)
- Relé Buchholz (sensor de alta acumulación de gas o aceite)
- Relés de sobreintensidad (50/51)
- Relé de sobretensión (sensores en los devandaos o en el aceite)
- Relé de sobretensión / subtensión (59/27)
- Protección de neutro (64G)

5.3.3.2.3 Interruptor automático AT

El poder de corte del interruptor automático de AT para el corte en carga se ha dimensionado en el Anexo III, en el apartado “Cortocircuito en AT”.

Será un interruptor tripolar de tanque vivo, cuyo método de extinción de arco será el gas SF₆. Estará aislado en aire, al igual que los demás elementos de la subestación de intemperie.

Aunque la intensidad máxima en servicio permanente en el lado de AT es muy baja (menor de 200A), a este nivel de tensión es complicado encontrar interruptores de intensidad nominal menor a 630A, por lo que se ha sobredimensionado de esta manera.

Sus características son las de la Tabla 30:

Tipo	Tripolar de tanque vivo
Un	220 kV (245 kV)
In	630A
Poder de corte	25 kA (1s)
Tipo de accionamiento	Muelles motorizados
Tipo de aislamiento	Aire
Medio de extinción del arco	SF ₆

Tabla 30: Especificaciones del interruptor automático AT

Además, incluirá las siguientes protecciones:

- Relé de fallo de interruptor (50BF)
- Relé de bloqueo por mínima tensión (27)
- Relés de sobreintensidad (50/51)
- Relé de distancia (21), con ajuste de alcance al 80-120% de la línea de evacuación

5.3.3.2.4 Seccionadores AT

Para efectuar las maniobras sin carga en la subestación de intemperie, de la misma manera se dispone de 3 seccionadores de línea. Los dos primeros se ubican a la entrada y a la salida del transformador elevador, antes del interruptor de AT, y el siguiente en la salida hacia la línea de evacuación.

Se ha optado por seccionadores giratorios de cuchillas, de orientación horizontal y apertura visible. Se dispone además de seccionadores de puesta a tierra para dotar de más seguridad a los trabajos de mantenimiento o maniobras manuales.

Tipo	De cuchillas horizontal
Un	220 kV (245 kV)
In	630A
Tipo de operación	Motorizado
Tipo de aislamiento	Aire

Tabla 31: Especificaciones de los seccionadores de AT

Incluirán además sistemas de interbloqueo para evitar la actuación en carga.

5.3.3.2.5 Transformadores de intensidad AT

Se ubicará un transformador de intensidad por fase, de triple secundario (2 para protección y uno para medida) que reducirá la intensidad a valores para los que se puede comunicar con el sistema de control y protección en caso de necesitar la actuación de protecciones, además de para el conteo de energía para su facturación. Debido a ello, se situará en la salida hacia la línea de evacuación.

Las características de los TI se especifican en la tabla:

Un	220 kV (245 kV)
Relación de transformación	200/5-5-5 A
Clase de precisión (medida)	20 VA, clase 0.5
Clase de precisión (protección)	30 VA, 5P20
Tipo de aislamiento interno	SF6

Tabla 32: Especificaciones de los TIs de AT

Se conectarán a tierra e incluirán un relé de protección contra sobrecarga y de monitoreo del aislamiento, para proteger frente a fallos y asegurar señales precisas para el sistema SCADA.

5.3.3.2.6 Transformadores de tensión AT

Los transformadores de medida de tensión se colocarán en cada una de las tres fases junto a la salida hacia la línea de evacuación de alta tensión (LSAT) para realizar tareas de medida y protección, reduciendo el valor de la tensión a niveles compatibles con los elementos de sincronización y protección, enviando señales al sistema SCADA.

Será de triple secundario, con 2 devanados dedicados a la protección y uno a la medida. Sus características se aprecian a continuación:

Un	220 kV (245 kV))
Relación de transformación	$220 \text{ kV}/\sqrt{3} / 110/\sqrt{3}$
Clase de precisión (medida)	50 VA, clase 0.5
Clase de precisión (protección)	100 VA, 3P
Tipo de aislamiento interno	SF6

Tabla 33: Tabla 34: Especificaciones de los TTs de AT

Incluirán fusibles en sus secundarios y un relé de sobretensión (59) como elementos de protección contra faltas o sobretensiones.

5.3.3.2.7 Pararrayos AT

Será el elemento encargado de proteger el transformador, el embarrado y la línea frente a sobretensiones instantáneas, desviando picos de corriente hacia tierra.

Se ha decidido colocar un total de tres autoválvulas, centradas en torno al transformador, las celdas de MT, y los alrededores de la línea de evacuación. Contarán con un sistema de contador de descargas para su futuro cambio o mantenimiento.

Un	220 kV (245 kV)
Tensión máxima de impulso	190 kV
Corriente de descarga nominal	20 kA
Corriente máxima de descarga	40 kA
Tecnología	Tipo varistor (óxido de Zinc, ZnO)

Tabla 35: Especificaciones de los pararrayos de AT

5.3.4 LÍNEA AÉREA AT

Una línea aérea a tensión nominal 220 kV (245 kV de nivel de aislamiento) será la encargada de transportar la energía desde una posición de salida de la parte de AT de la subestación hasta el punto de interconexión, situado en la SET Vallejera de 220 kV.

La normativa a seguir para la definición de la línea se recoge en la "Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 07", "Líneas aéreas con conductores desnudos" del mencionado "Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09" [10].

El dimensionamiento de su sección y se ha completado según su potencia máxima admisible se ha completado en el Anexo III. La intensidad máxima admisible que circula por la misma es de tan solo 147 A, debido al elevado nivel de tensión, lo que será positivo para tener unas pérdidas de potencia mínimas. Por tanto, será una línea de transporte trifásica de simple circuito (simplex), cuyo aislamiento es el aire. La longitud estimada de la línea de evacuación es de 20,372 km.

El cableado de AT estará formado por conductores desnudos de Aluminio ACSR con alma de acero galvanizado, considerado mejor opción que el cobre por su menor precio. Se ha seleccionado el conductor ACSR HAWK (LA-280), cuya capacidad de potencia y corriente es suficiente, y cuenta con las propiedades de la tabla:

Sección	281,1 mm ²
Resistencia en AC 90°C	0,1131 Ω/km
Carga de rotura	8760 daN
Corriente admisible	581 A
Masa por unidad de longitud	929 kg/km

Tabla 36: Propiedades conductor LA-280 HAWK [14]

El nivel de aislamiento de este es 245 kV. Las distancias mínimas de aislamiento eléctrico en el aire recomendadas ante una descarga disruptiva para el nivel de aislamiento de 245kV son Del=1,70 m (descarga entre las partes en tensión y objetos a potencial de tierra en

condiciones de servicio continuo) y $D_{pp}=2m$ (descarga entre fases al producirse sobretensiones o maniobras) [10].

Los conductores descansarán tensados sobre apoyos metálicos metros de celosía galvanizada y de unos 30 metros de altura situados cada 350 metros, cuyas características habrá que dimensionar en la fase de ingeniería de detalle para responder a todas las solicitaciones a las que pueda estar sometido (peso de los conductores, fuerza del viento, temperaturas, hielo, etc.). Para la conexión de las líneas con las torres, se interpondrán tres aisladores de vidrio por torre. Se incluirán líneas de fuga de 16mm/kV al considerarse la zona como nivel de contaminación I (ligero) [10]. Como elementos de protección, se incluirán además pararrayos en terminales, cables de cobre de puesta a tierra y otras estructuras clave, además de protecciones de sobreintensidad de fase (50), de distancia (21), de sobretensión (59) y diferencial de línea (87L).

5.3.5 RED DE TIERRAS

Se trata de una de las instalaciones fundamentales y obligatorias que conforman cualquier instalación eléctrica. Su objetivo primordial es garantizar la seguridad de las personas y de los componentes de la instalación.

El reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT) [15], en su sección ITC-BT-18, junto con el R.D. 337/2014 en el apartado ITC-RAT-13 establecen las indicaciones para el diseño de la red de tierras [10].

5.3.5.1 Descripción del sistema de puesta a tierra

El funcionamiento de la puesta a tierra se basa en forzar la desviación hacia tierra de todas las intensidades que pueden resultar peligrosas para el ser humano o para las infraestructuras eléctricas. Estas pueden deberse a faltas a tierra o a causas especiales con sobretensiones por impulsos tipo rayo o de otros tipos. Con este sistema, se debe conseguir limitar las tensiones de todos los elementos a niveles por debajo de los de las tensiones máximas admisibles de paso (U_c) y contacto (U_p), que son niveles seguros ante posibles contactos indirectos.

Por tanto, todo equipo metálico debe estar puesto a tierra, debido a su carácter conductor de la electricidad. Esto es debido a que, si se produce una falta a tierra, es posible que se ponga en tensión cualquier elemento metálico que no debiera estarlo.

El parque eólico dispone de una única red de tierras para toda la instalación eléctrica. La puesta a tierra de los equipos se realiza por medio de una serie de picas metálicas o electrodos enterrados, conectados con el equipo en cuestión a través de un circuito de baja impedancia (líneas de tierra), por el que circularían las altas corrientes. Los aerogeneradores disponen de este sistema, y se conectan a picas dispuestas en forma de anillo alrededor de su cimentación, conectadas mediante conductores de cobre. Estos anillos se conectan entre sí en el interior de la zanja, típicamente con el uso de estos conductores de cobre desnudo, y se unen junto con el conductor de la estación meteorológica en la denominada “malla de puesta a tierra” en el edificio de control. El esquema de la red se puede observar en el documento Planos, que muestra los anillos que rodean a las cimentaciones de aerogeneradores y las conexiones de los conductores de tierra con la subestación.

5.3.5.2 Tensiones de paso y contacto

En una instalación de puesta a tierra es necesario saber las tensiones máximas admisibles que pueden llegar a tener los elementos que la conforman para que sean seguros para el ser humano. Estas tensiones umbrales de la instalación consideran todos los elementos resistivos, y se deben diseñar a partir de las tensiones de paso y contacto aplicadas (U_{ca} y U_{pa} , respectivamente). La tensión de contacto aplicada se puede entender como la diferencia de potencial producido entre una persona que toca con la mano un elemento metálico puesto a tierra a una distancia horizontal de 1 metro. Por su parte, la tensión de paso aplicada es la diferencia de potencial generado entre los pies de una persona en contacto con la tierra y separados una distancia de 1 metro. A diferencia de las anteriores, las tensiones aplicadas tienen en cuenta las resistencias que participan en el recorrido de la corriente a través del cuerpo humano.

En el apartado “Red de Tierras” del Anexo III se han dimensionado las tensiones de paso y contacto máximas de la instalación a partir de los valores de tensiones de paso y contacto

máximas admisibles, según la normativa de referencia [18]. Se han calculado para tres tiempos representativos de la curva duración de cortocircuito – tensión de contacto admisible. Los resultados obtenidos han sido los siguientes:

Duración falta	Uca (V)	Upa (V)	Uc (V)	Up (V)
t=0.5s	204	2040	484,5	13260
t = 1s	107	1070	254,1	6955
t > 5s	81	810	192,4	5265

Tabla 37: Tensiones de paso y contacto máximas admisibles

5.3.5.3 Elementos de la red de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra estará formado entonces por los siguientes elementos:

- Electrodoes verticales de puesta a tierra. Son picas metálicas enterradas en la tierra alrededor de los aerogeneradores que constituyen los puntos de conexión de las infraestructuras metálicas con tierra.
- Electrodoes horizontales de puesta a tierra. Son varillas metálicas enterradas (conductores de cobre desnudo) de $1 \times 50 \text{ mm}^2$ de sección. Conectan las picas que rodean a los aerogeneradores formando los anillos y su vez los conectan con el conductor canalizado en zanja procedente de los aerogeneradores y que llega hasta la subestación.
- Líneas de tierra. Conectan los equipos que se quieren poner a tierra con los electrodoes de puesta a tierra (picas). Serán de cobre y de 35 mm^2 de espesor recomendado, aunque la sección mínima en cualquier caso es de 25 mm^2 . Los aerogeneradores conectarán a tierra mediante estos conductores todas sus masas metálicas, incluyendo su transformador BT/MT, la góndola, la torre y el pararrayos. El dimensionamiento del espesor se ha completado en el Anexo III.

El dimensionamiento más específico de la red de tierras corresponde a un trabajo de ingeniería de detalle mediante softwares específicos, como ETAP o CYMGRD. En estos se pueden realizar simulaciones de la red con distintos escenarios (faltas a tierra en distintos puntos y duraciones, descargas atmosféricas, etc.) para perfeccionar el sistema.

Capítulo 6. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN

A continuación, se presenta un resumen por secciones del presupuesto correspondiente a las instalaciones y trabajos que se han ido considerando a lo largo del presente documento. Las partidas específicas se pueden ver de forma detallada en el documento N°3, Presupuestos.

PARTIDA	IMPORTE PARTIDA	TOTAL SECCIÓN
1. AEROGENERADORES		35.350.000,00 €
2. OBRA CIVIL GENERAL		1.635.381,49 €
Movimiento de tierras - limpieza y desbroce	72.165,41 €	
Movimiento de tierras - excavaciones	271.236,11 €	
Rellenos y materiales (tierras, hormigones, aceros...)	1.291.979,97 €	
3. CABLEADO y CABINAS MT		296.270,98 €
Cableado de potencia de media tensión	106.846,70 €	
Cableado de la red de puesta a tierra	62.743,30 €	
Cableado de comunicaciones	22.680,98 €	
Cabinas de MT en los aerogeneradores	104.000,00 €	
4. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA		1.416.700,00 €
Aparamenta 30 kV	170.700,00 €	
Aparamenta 220 kV	1.086.000,00 €	
Montaje y puesta en marcha	160.000,00 €	
5. EDIFICIO DE CONTROL		125.000,00 €
Edificio prefabricado, equipamiento y sistemas	80.000,00 €	
Montaje y puesta en marcha	45.000,00 €	
6. ESTACIÓN METEOROLÓGICA		110.000,00 €
7. LÍNEA AÉREA DE AT		1.601.567,60 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL (PEM)		40.534.920,07 €
GASTOS GENERALES (GG)	16%	6.485.587,21 €
BENEFICIO INDUSTRIAL (BI)	3%	1.216.047,60 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA (PEC)		48.236.554,88 €

Tabla 38: Resumen del presupuesto de ejecución

La cuantía final del presupuesto de ejecución por contrata se cifra en: CUARENTA Y OCHO MILLONES DOSCIENTOS TREINTA Y SEIS MIL QUINIENTOS CINCUENTA Y CUATRO EUROS Y OCHENTA Y OCHO CÉNTIMOS (48.236.554,88 €).

Capítulo 7. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

Se han establecido unos tiempos estimados de las fases de diseño de ingeniería, compras, construcción y puesta en marcha del parque eólico, con un horizonte temporal de un año.

Estos se representan en la tabla de la siguiente página, de forma similar a un Diagrama de Gantt, en la que se aprecia como el fin de un proceso limita el comienzo de otros.

MES	1				2				3				4				5				6				7				8				9				10				11				12			
SEMANA	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4				
INGENIERÍA BÁSICA																																																
Proyecto básico																																																
Trámites administrativos																																																
INGENIERÍA DE DETALLE																																																
Obra civil																																																
Instalaciones eléctricas																																																
PROCESO DE COMPRAS																																																
CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE																																																
OBRA CIVIL																																																
Viales y plataformas																																																
Zanjas																																																
Cimentaciones																																																
Edificio de control																																																
INSTALACIONES ELÉCTRICAS																																																
Tendido de cables																																																
Celdas de MT																																																
Aparallaje subestación AT																																																
Línea de evacuación AT																																																
AEROGENERADORES																																																
P.E.M																																																
Ensayos y pruebas																																																

Capítulo 8. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Este capítulo pretende ser una síntesis del análisis de viabilidad económica y financiera del proyecto, completado con detalle en el Anexo IV: “Viabilidad Económica”.

Para llevarlo a cabo, se han planteado una serie de hipótesis económicas y financieras para calcular los flujos de caja libres del proyecto y de los accionistas durante los 20 años estimados de vida útil del parque eólico, y en consecuencia obtener los principales indicadores de rentabilidad de inversiones: VAN, TIR y Payback.

A continuación, se muestran las diferentes variables y sus valores estimados que han sido necesarios para calcular los flujos de caja:

8.1 INGRESOS DEL PROYECTO

El dato del precio de venta de la energía y su incremento anual han sido debidamente justificados en el apartado “Estimación de ingresos” del Anexo IV.

Generación de energía anual	162164,32 MWh
Precio de venta de la energía	50,13 €/MWh
Incremento anual en el precio	1%

Tabla 39: Resumen de la estimación de ingresos

8.2 COSTES DEL PROYECTO

En cuanto a los costes del proyecto, algunos datos de interés y conclusiones extraídas del análisis de la inversión total a acometer se recogen en la tabla.

Las partidas específicas de los gastos de desarrollo del proyecto se encuentran también en el Anexo IV.

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL (PEM)	40.534.920,07 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA (PEC)	48.236.554,88 €
COSTES DE DESARROLLO Y GESTIÓN (DEVEX)	1.375.000,00 €
TOTAL INVERSIÓN INICIAL A ACOMETER (CAPEX)	49.611.554,88 €
C/AEROGENERADOR	7.087.364,98 €
C/MW	984.356,25

Tabla 40: Resumen de la inversión total

En cuanto a los gastos de explotación, se concluye lo siguiente:

COSTES ANUALES O&M (OPEX)	935.000,00 € (año 1)
COSTE MEDIO ANUAL O&M	1,49M €
COSTE TOTAL O&M DURANTE VIDA ÚTIL	29,89M €
C/U AEROGENERADOR DURANTE VIDA ÚTIL	4,27M €

Tabla 41: Resumen de los costes de O&M

Los costes por año corresponden a la estimación según las distintas partidas el año 1. A partir del año 2, sufrirán distintas subidas de acuerdo al IPC (2%) o el porcentaje impuesto por los proveedores.

8.3 FINANCIACIÓN DEL PROYECTO

En términos de obtención del capital y la deuda asociada, se ha establecido lo siguiente (justificado en el apartado “Fuentes de financiación” del Anexo IV):

Financiación por EQUITY (fondos propios)	25% (12,40M €)
Financiación por PRESTAMISTAS (entidades financieras)	75% (37,21M €)
Tipo de interés del préstamo	5,50%
Periodo de amortización de la deuda	Lineal a 15 años
Coste del capital propio (rentabilidad esperada, K_e)	8%
Tasa de descuento (WACC)	5,09%

Tabla 42: Resumen de la financiación del proyecto

8.4 RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN

Para completar el análisis de rentabilidad, se han calculado la cuenta de pérdidas y ganancias y sus flujos de caja asociados (FCF). Por otro lado, han obtenido los flujos de la deuda (FCD), y finalmente con ambos el Cash Flow del accionista (FCFE).

La tasa de descuento aplicada para el proyecto es el WACC (Coste medio ponderado del capital) y para los accionistas el K_e (Coste de capital propio o rentabilidad esperada), ya que se consideran las aproximaciones más precisas en este tipo de proyectos de inversión.

Los valores finales de los índices de rentabilidad han resultado los siguientes:

	PROYECTO	ACCIONISTAS
VAN	13,13M €	2,07M €
TIR	8,21%	10,39%
PAYBACK	9,65 años	5,38 años

Tabla 43: Resumen de los índices de rentabilidad

De acuerdo a estos, la decisión final de la inversión es clara: el proyecto generaría grandes beneficios, asumiendo poco riesgo ($VAN > 0$, $TIR >$ tasa de descuento, Payback < 10 años).

Capítulo 9. IMPACTOS

9.1 *IMPACTO MEDIOAMBIENTAL*

9.1.1 IMPACTO SOBRE EL ECOSISTEMA LOCAL

El desarrollo del parque eólico conllevará inevitablemente un impacto medioambiental en el emplazamiento y de sus alrededores que es conveniente minimizar.

Por un lado, la obra civil efectuada (cimentaciones, zanjas, viales, etc.) supondrán una alteración del terreno natural, para lo que se diseñará un plan de reestructuración del terreno y de revegetación para que se efectúe inmediatamente después del desmantelamiento del parque.

Esta obra civil, junto con la implementación de las demás infraestructuras (aerogeneradores, equipos de la subestación de intemperie, edificio de control, torre de medición) pueden afectar además de la flora, a la fauna de la zona. En concreto, se deberá poner especial atención en la fauna aviar, que suelen resultar problemáticas con las palas de los aerogeneradores. Para intentar evitar choques, las palas y la torre se señalizarán con elementos luminosos para que puedan ser identificadas por las aves durante la noche. Además, se completarán estudios relativos a las rutas migratorias que puedan pasar por el emplazamiento y a los nidos de especies de alrededor, para realizar un seguimiento e implementar alguna medida en consecuencia.

Asimismo, durante la fase de construcción es de igual manera inevitable generar ciertos humos o emisiones de polvo que pueden afectar a la fauna o flora de los alrededores. Este aspecto deberá ser controlado mediante un plan de control ambiental para evitar su propagación.

Se propondrá también un plan de reciclaje de las palas de los aerogeneradores y demás materiales tras el desmantelamiento para el impulso del reciclaje y de la economía circular.

9.1.2 CONTAMINACIÓN EVITADA

El impacto del parque en la contaminación se puede cuantificar calculando la contaminación evitada. Según datos de la Junta de Castilla y León, la energía eólica evita la emisión a la atmósfera de 1 kg de CO₂ por cada kWh generado [16].

Exportando este dato al parque eólico, que genera 162,164 GWh anuales, la contaminación evitada anual es de 162.164 toneladas de CO₂.

Teniendo en cuenta que el consumo de energía per cápita en España es de 5.069,7 kWh anuales [17], el parque podría abastecer de energía por sí mismo a 31.986 personas.

9.2 IMPACTO SOCIAL

Además del impacto medioambiental, también es positivo analizar la repercusión del parque eólico desde un punto de vista social.

Uno de los aspectos más perceptibles para la población es el impacto visual, pues los aerogeneradores son muy característicos y debido a sus dimensiones son fácilmente vistos desde largas distancias. Se considera que rompen con la estética de la zona, especialmente en zonas rurales o paisajísticas. Para minimizarse, se pintarán de color blanco neutro y se tratará de integrar al resto de instalaciones con el entorno, según la arquitectura de la zona (tonos de piedra claros).

Por otro lado, para evitar problemas de contaminación acústica provocada por la maquinaria en fase de obra o por los aerogeneradores en servicio continuo, se ha tenido en cuenta distanciar el emplazamiento más de 1km de distancia a los núcleos urbanos cercanos (los términos municipales de Hontanas, Castellanos de Castro e Iglesias), donde el sonido es prácticamente imperceptible. Esto se puede verificar en la siguiente imagen, donde los radios de 1km de distancia desde los puntos más cercanos de las comarcas no interfieren con el emplazamiento.

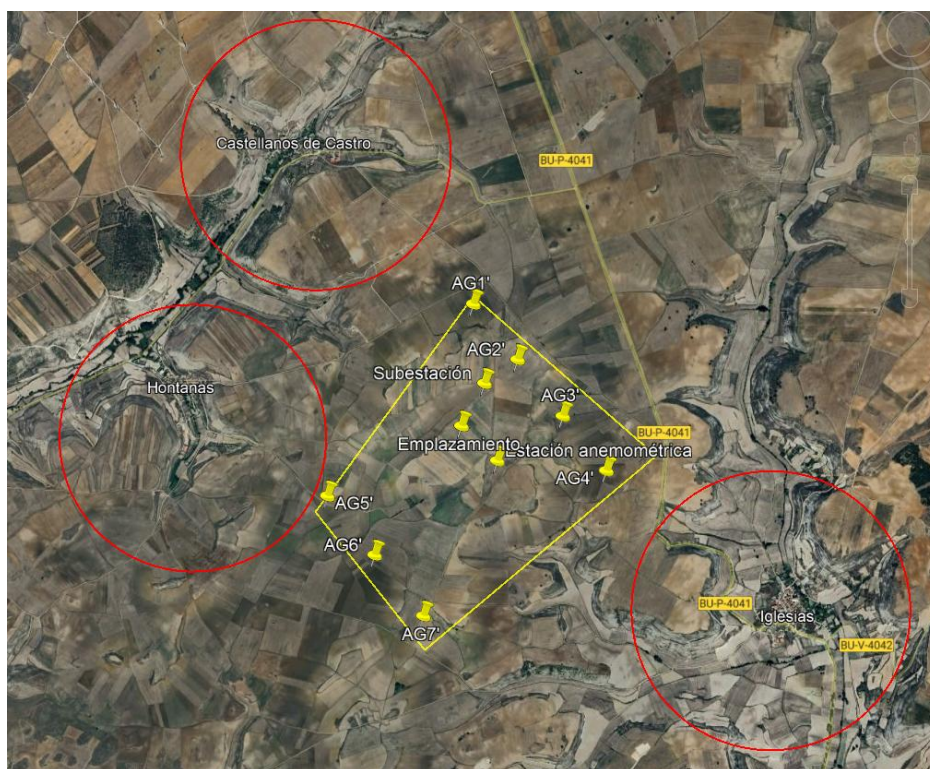


Figura 24: Distancia a núcleos de población cercanos. Google Earth.

Desde un punto de vista económico, el desarrollo del parque eólico en este entorno puede servir como medio de impulso de la economía de las poblaciones rurales circundantes. Durante la fase de construcción, se verán beneficiadas de la afluencia de trabajadores que consumirán sus servicios, además de generar muchos empleos directos e indirectos. Durante la fase de explotación, se seguirán necesitando, pero menos y más especializados.

Además de a la economía local, el parque contribuirá a la economía nacional, a través de la generación de empleo y el crecimiento de las empresas. Se fomentaría el sector de las energías renovables, ayudando a construir un modelo más sostenible y limpio e impulsando a España a cumplir con los objetivos climáticos del PNIEC y los ODS. Además, estas energías contribuyen también a bajar los precios de la energía, especialmente en horas de alta generación eólica, lo que beneficiaría a los consumidores finales.

Capítulo 10. ALINEACIÓN CON LOS ODS

El proyecto se alinea de forma directa con los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Se trata de 17 objetivos globales a alcanzar en 2030, aprobados por la asamblea general de la ONU en 2015, y que pretenden establecer los pasos a seguir de las naciones en los próximos años para lograr un mundo más igualitario, a través de la que se conoce como “Agenda 2030” [18].



Figura 25: Objetivos de desarrollo sostenible [19]

El proyecto guarda especial relación con los siguientes ODS:

ODS 7 – “Energía asequible y no contaminante”: el proyecto en sí se basa en crear una planta de generación de energía 100% limpia, y cuyo combustible está presente en el aire, que es una fuente renovable e inagotable, por lo que contribuye a un acceso a una energía verde, accesible y sostenible.

ODS 8 – “Trabajo decente y crecimiento económico”: las largas fases de diseño y construcción del parque eólico generan empleo directo e indirecto, así como la fase de explotación, debido a las tareas de mantenimiento y seguimiento. Además, de este nuevo empleo se ven beneficiadas las localidades cercanas, impulsando el consumo y el desarrollo económico de poblaciones rurales.

ODS 9 – “Industria, innovación e infraestructura”: en el proyecto se hacen uso de herramientas y metodologías asentadas en la industria energética, se busca cómo optimizarlas en este caso particular, y uno de sus objetivos es diseñar una infraestructura nueva que aporte al desarrollo de la industria.

ODS 13 – “Acción por el clima”: el proyecto, al contribuir al desarrollo de plantas de generación de energía a partir de fuentes renovables, busca reducir las emisiones de CO₂ y demás gases contaminantes, que se deben en una gran parte a la actividad de la industria energética. Por tanto, actúa directamente en la mitigación del cambio climático.

Capítulo 11. CONCLUSIONES

El parque eólico “Hontanas I”, se ha ubicado en el término municipal de Hontanas, al Oeste provincia de Burgos, Castilla y León. El emplazamiento tiene una superficie aproximada de 320 Ha, y se caracteriza por su orografía llana y terreno arenoso, libre de obstáculos y vegetación, y su facilidad de acceso mediante la carretera BU-P-4041.

La potencia instalada del parque es de 50,4 MW, y consta de siete aerogeneradores VESTAS V72 de 7,2 MW de potencia nominal, 150 metros de altura de buje y 172 metros de diámetro de rotor. La energía que generan se transporta a través de una red de media tensión (30 kV) canalizada en zanja de 1,2x0,5 m, formada por tres líneas de generación independientes con conductores unipolares RHZ-OL(S) Al 18/30kV. Estas se conducen hasta una subestación eléctrica elevadora ubicada en el interior del emplazamiento, donde un transformador de potencia de 63 MVA eleva la tensión a 220 kV. De la subestación parte una línea aérea de evacuación aérea de longitud aproximada 20,3 km con el conductor de aluminio LA-280 HAWK hasta el punto de interconexión del parque eólico, la subestación propiedad de Red Eléctrica “Vallejera 220 kV”.

El estudio del recurso eólico ha concluido que la zona goza de un buen potencial eólico, con una velocidad media de 7,78 m/s a altura de buje (150 metros), y sobre todo de una muy buena constancia en la dirección predominante en la que sopla el viento (51,35°C al Noreste). La producción energética obtenida través del modelado y la simulación del parque arroja una producción anual de 162,16 GWh, con un rendimiento del 86,3% y un factor de carga del 36,7%, valores que destacan positivamente frente a la media del sector eólico.

A nivel económico, el coste total de la inversión es de 49,61 millones de euros, amortizados en 9,6 años con un retorno del 8,21%. Todos los indicadores financieros sugieren la inversión en el proyecto sin asumir riesgos.

Como conclusión, se puede afirmar que el proyecto de ejecución del parque eólico “Hontanas I” ha logrado cumplir con los requerimientos establecidos en la definición del proyecto, junto con los criterios de diseño y especificaciones técnicas propias de un parque eólico. Se ha conseguido seleccionar un emplazamiento adecuado y se han diseñado unas infraestructuras eléctricas y civiles que garantizan un funcionamiento seguro y eficiente.

Los resultados de los diversos estudios permiten concluir que el proyecto es viable tanto desde un punto de vista técnico, como del económico y del medioambiental.

Capítulo 12. BIBLIOGRAFÍA

- [1] GWEC (Global Wind Energy Council), «GLOBAL WIND REPORT 2025,» 2025. [En línea]. Available: <file:///C:/Users/Roberto/Downloads/GWEC%20Global%20Wind%20Report%202025-1.pdf>.
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima,» Septiembre de 2024. [En línea]. Available: https://www.miteco.gob.es/content/dam/mites/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf.
- [3] Red Eléctrica Española (REE), «Informes del sistema eléctrico español 2024: La producción renovable crece en España un 10,3% en 2024 y alcanza sus mayores registros,» 2025. [En línea]. Available: file:///C:/Users/Roberto/Downloads/1803_ISE_Nacional_1.pdf.
- [4] Industryinsights.eu, «Lista de los 10 mayores fabricantes de aerogeneradores,» 9 Mayo 2023. [En línea]. Available: <https://www.industryinsights.eu/es/2023/05/09/lista-de-los-10-mayores-fabricantes-de-aerogeneradores/>.
- [5] Parlamento Europeo, «Emisiones de gases de efecto invernadero por país y sector (infografía),» 2022. [En línea]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/topics/es/article/20180301STO98928/emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-por-pais-y-sector-infografia>.
- [6] Consejo de la Unión Europea, «Objetivo 55,» [En línea]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/fit-for-55/>.
- [7] United Nations - Climate Change, «El Acuerdo de París,» [En línea]. Available: <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris>.

- [8] Google Earth Engine Data Catalog, «ERA5 Daily Aggregates - Latest Climate Reanalysis Produced by ECMWF / Copernicus Climate Change Service,» [En línea]. Available: https://developers.google.com/earth-engine/datasets/catalog/ECMWF_ERA5_DAILY?hl=es-419.
- [9] G. Pérez, «RíoValle construye el primer parque eólico de España con maquinaria inteligente,» Navarra Capital, 2018. , [En línea]. Available: <https://navarracapital.es/riovalle-construye-el-primer-parque-eolico-de-espana-con-maquinaria-inteligente/>
- [10] Gilva, «Edificio de control,» Gilva, [En línea]. Available: <https://gilva.com/edificio-control/>.
- [11] R. Roca, «Vestas lanza la mayor turbina de eólica terrestre del mundo con 7,2 MW de potencia unitaria,» El periódico de la Energía, 2022. [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/vestas-lanza-la-mayor-turbina-de-eolica-terrestre-del-mundo-con-72-mw-de-potencia-unitaria/>.
- [12] Vestas, «V172-7.2 MW™,» Vestas, [En línea]. Available: <https://www.vestas.com/en/energy-solutions/onshore-wind-turbines/enventus-platform/V172-7-2-MW>.
- [13] Ministerio de Industria Turismo y Comercio, «Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.,» «BOE» núm. 68, de 19 de marzo de 2008, páginas 16436 a 16554 (119 págs.), [En línea]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2008/02/15/223>.
- [14] SELT, «FICHA TÉCNICA RHZ1-OL(S) 18/30 kV,» [En línea]. Available: https://www.selt.es/wp-content/uploads/2024/06/FT-MT-AI-002E_Ed01-0_SELT_RHZ1_OLS_18_30_H25_Jun2024.pdf.

- [15] Gescable, «Fibra Óptica 8 hilos Multimodo ajustada OM3-300 Kevlar Int/Ext CPR-Eca LSZH UV negra,» Gescable, [En línea]. Available: <https://www.gescable.es/fibra-optica/541-fibra-optica-8-hilos-multimodo-ajustada-om3-300-kevlar-intext-cpr-eca-lszh-uv-negra.html>.
- [16] Keynet Systems, «Cable 8 fibras SM Monomodo G652D 250μ holgada doble cubierta,» Keynet Systems, [En línea]. Available: <https://keynet-systems.com/tienda/es/-f21-cable-sm-holgada-monotubo-doble-cubierta-fibras-vidrio-pe-exterior-/741-cable-8fo-holgada-g652d.html>.
- [17] Endesa Distribución (e-distribución), «GUÍA DE INTERPRETACIÓN ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARTICULARES DE LÍNEAS AÉREAS DE ALTA TENSIÓN >36 kV,» e-distribución, 2024. [En línea]. Available: <https://www.edistribucion.com/content/dam/edistribucion/general/descargables/materiales/GdI-LRZ001-EP-Lineas-aereas-AT-v2.pdf>.
- [18] Dir. General de Estrategia - Boletín Oficial del Estado (BOE), «Real Decreto 842/2002 por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas,» BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO, [En línea]. Available: file:///C:/Users/Roberto/Downloads/BOE326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC-4.pdf.
- [19] Junta de Castilla y León, «Energía Eólica. Consideraciones ambientales,» Junta de Castilla y León, [En línea]. Available: <https://energia.jcyl.es/web/es/biblioteca/eolica-consideraciones-ambientales.html>.
- [20] Expansión, «España - Consumo de electricidad,» Expansión. Datosmacro.com, [En línea]. Available: <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/electricidad-consumo/espana>.
- [21] Wikipedia, «Objetivos de Desarrollo Sostenible,» Wikipedia, [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Objetivos_de Desarrallo Sostenible.

- [22] Mensajeros de la Paz, «ODS: Objetivos cumplidos,» Mensajeros de la Paz, 2021. [En línea]. Available: <https://mensajerosdelapaz.com/ods-objetivos-cumplidos/>.
- [23] G. W. Atlas, «Global Wind Atlas,» Energydata.info, [En línea]. Available: <https://globalwindatlas.info/en/>.
- [24] Red Eléctrica de España, «Mapa del sistema eléctrico ibérico,» 2005. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/maptra2005.pdf>.
- [25] Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, «Espacios naturales protegidos,» diciembre 2023. [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/content/dam/mitesco/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/enp/enp-mapa.pdf>.
- [26] Red de Espacios Naturales de Castilla y León, «Red Natura 2000 (ZEPA Y LIC) de la provincia de Burgos,» Junta de Castilla y León, [En línea]. Available: <https://rednatura.jcyl.es/natura2000/Mapas%20generales/MAPAburgos2.pdf>.
- [27] Fibra Óptica Reintel, «Mapa de la red de fibra oscura,» Enero 2022. [En línea]. Available: https://www.reintel.es/sites/webreintel/files/REINTEL_Iberico_WEB.pdf.
- [28] Universidad del País Vasco (UPV/EHU), «Función de Distribución de Weibull,» Universidad del País Vasco (UPV/EHU), [En línea]. Available: <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica3/datos/viento/estadistica.html>.
- [29] Ingrid Torres-Ramos y Bruno Roldán Rodríguez, «Distribución de Gumbel: Antecedentes y Aplicación,» 2019. [En línea]. Available: https://miscelaneamatematica.org/download/tbl_articulos.pdf2.8f3b5fceb28337a2.363930372e706466.pdf.
- [30] Wikipedia, «WAsP,» Wikipedia, 2023. [En línea]. Available: <https://en.wikipedia.org/wiki/WAsP>.

- [31] Instituto de Investigación Geológico y Energético, «Metodología de “Análisis de Densidad del aire” y “Análisis horario”,» [En línea]. Available: https://www.geoenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/05/documento_densidad_del_aire.pdf.
- [32] Instituto para la diversificación y ahorro de energía, «Guía técnica de condiciones climáticas exteriores de proyecto,» Ministerio de Industria, Turismo y Comercio,, [En línea]. Available: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_12_Guia_tecnica_condiciones_climaticas_exteriores_de_proyecto_e4e5b769.pdf.
- [33] E. Tiempo, «Gradiente de temperatura,» [En línea]. Available: <https://www.eltiempo.es/noticias/meteopedia/gradiente-de-temperatura>.
- [34] Miguélez Cables, «Caída de tensión,» [En línea]. Available: <https://www.miguellez.com/descargas/categoria14/caida-de-tension-es.pdf>.
- [35] Internation Electrotechnical Commission (IEC), «International Standart IEC 60076-1,» [En línea]. Available: https://upload.digoodcms.com/120/editor_1514879731_IEC60076-1.pdf.
- [36] Red Eléctrica (Redeia), «Informe anual de la corriente de cortocircuito en la red de transporte de Sistema Eléctrico Peninsular,» 2024. [En línea]. Available: https://www.ree.es/sites/default/files/12_CLIENTES/Documentos/AccesoRed/DDS.DFSE.24_2537_InformePcc_PENINSULA_2023_v1.pdf.
- [37] ABB, «Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 2, Subestaciones transformadoras MT/BT: teoría y ejemplos del cálculo de cortocircuitos,» [En línea]. Available: https://library.e.abb.com/public/f009ada997530ceac125791a0038a26e/1TXA007101G070_1_CT2.pdf.
- [38] Boletín Oficial del Estado (BOE), «Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en

instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.,» Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2014. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2014-6084>.

[39] OMIE, «Sobre nosotros,» OMIE, [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es/sobre-nosotros>.

[40] OMIE, «Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario,» omiedata, [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual>.

[41] OMIE, «Informe anual 2024,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.omie.es/sites/default/files/2025-02/informe-anual-es.pdf>.

[42] Banco Central Europeo, «Plítica monetaria,» BCE, [En línea]. Available: <https://www.ecb.europa.eu/ecb/orga/tasks/monpol/html/index.es.html>.

[43] P. Fernández, «IESE: WACC: DEFINICION, INTERPRETACIONES EQUIVOCADAS Y ERRORES,» 2011. [En línea]. Available: <https://www.iese.edu/media/research/pdfs/DI-0914.pdf>.

[44] Asociación empresarial eólica (AEE), «Nuevas normas IEC sobre desmantelamiento de parques eólicos y hardware-in-the-loop,» AEE, [En línea]. Available: <https://aeolica.org/nuevas-normas-iec-sobre-desmantelamiento-de-parques-eolicos-y-hardware-in-the-loop/>.

[45] Agencia estatal de seguridad aérea (AESA), «GUÍA DE SEÑALAMIENTO E ILUMINACIÓN DE TURBINAS Y PARQUES EÓLICOS,» 2017. [En línea]. Available: <https://www.seguridadaerea.gob.es/sites/default/files/ssaa-17-gui-126-a01.pdf>.

[46] Hydget Power, «¿Cuáles son las normas IEC para transformadores?,» hydgetpower.com, 2024. [En línea]. Available: - <https://es.hydgetpower.com/info/what-are-the-iec-standards-for-transformers-94545612.html>.

- [47] CIRCE, «Norma IEC 61850,» Centro de investigación de recursos y consumos energéticos (CIRCE), Centro de investigación de recursos y consumos energéticos. [En línea]. Available: https://coitaoc.org/wp-content/uploads/2016/03/CIRCE_Curso-IEC-61850.pdf.
- [48] Asociación Española de Normalización, «UNE-EN IEC 62271-202:2023,» UNE, [En línea]. Available: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0071991>.
- [49] Ministerio de Economía, «Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.,» BOE núm 310, de 27/12/2000. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2000-24019>
- [50] Jefatura de Estado, «Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado (BOE), 2013. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>.
- [51] Jefatura del Estado, «Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-12913>.
- [52] Asociación Empresarial Eólica (AEE), «Criterios para la clasificación de los trabajos de mantenimiento en parques eólicos como obras de construcción,» AEE, [En línea]. Available: <https://aeeolica.org/criterios-para-la-clasificacion-de-los-trabajos-de-mantenimiento-en-parques-eolicos-como-obras-de-construccion/>.
- [53] C. Alonso Alonso, «Documentación, recursos y vídeos de energía eólica» 2023



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO PROYECTO DE EJECUCIÓN DEL PARQUE EÓLICO “HONTANAS I”

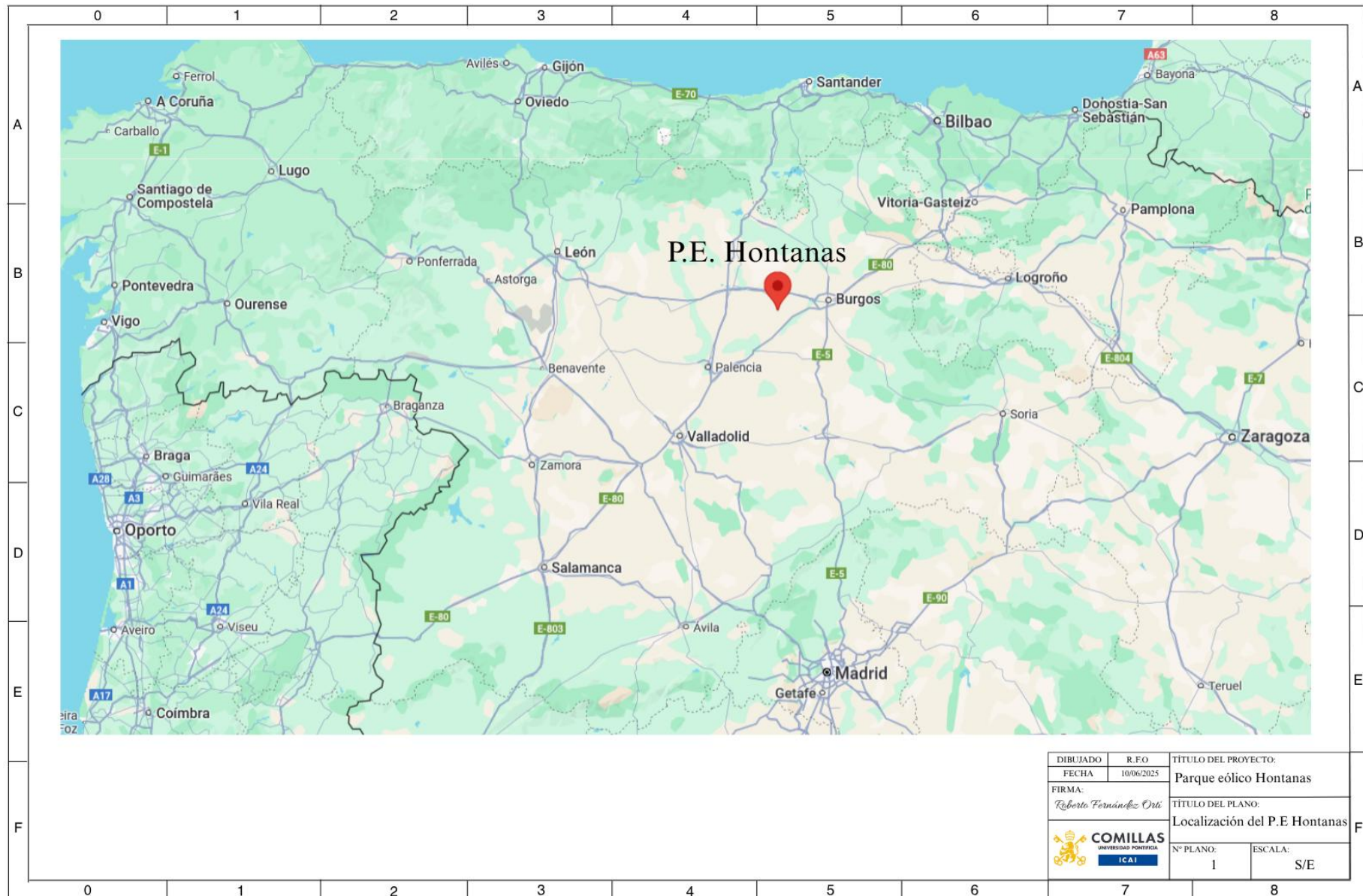
DOCUMENTO 2: PLANOS

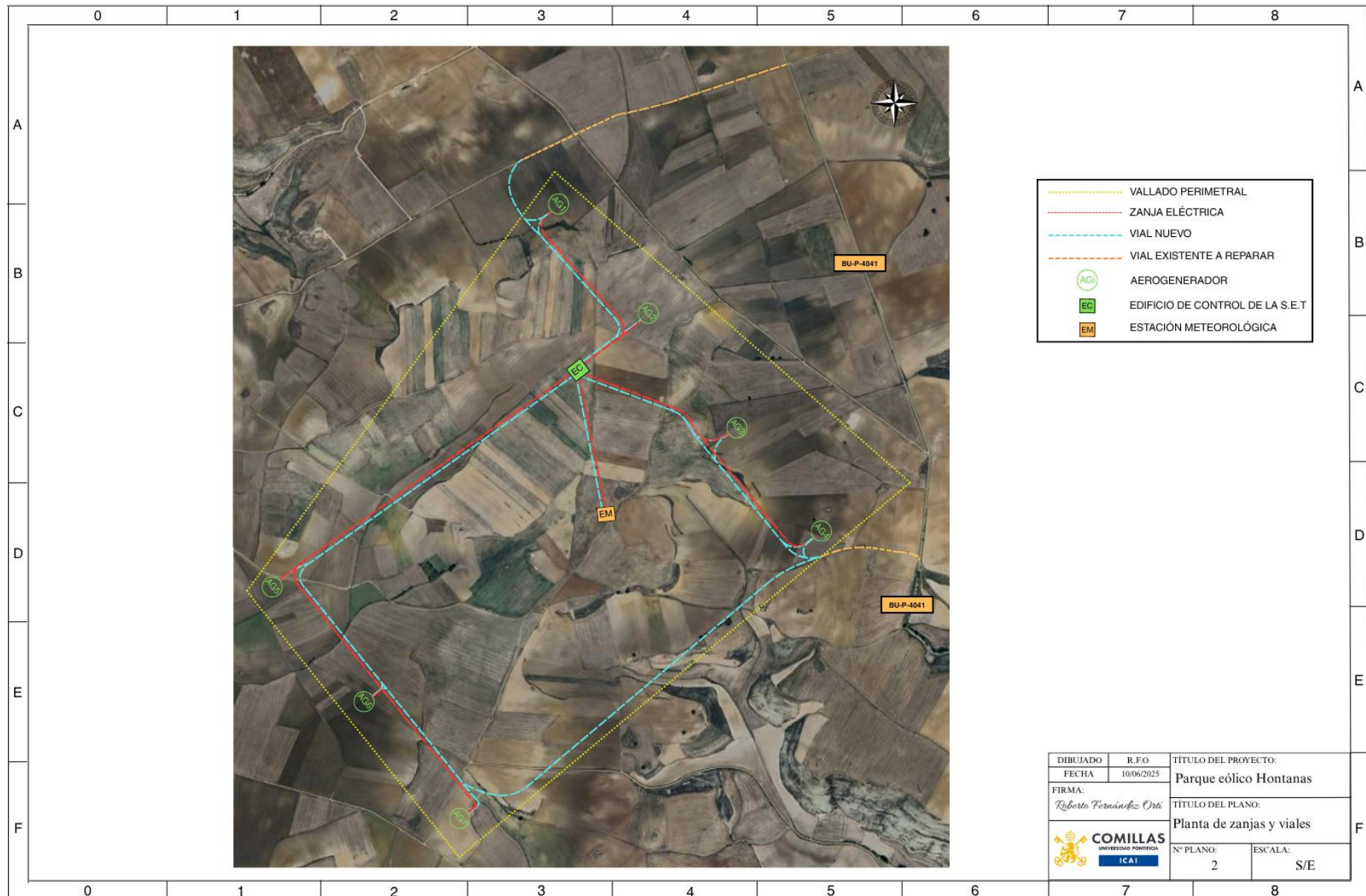
Autor: Roberto Fernández Ortí
Director: Consolación Alonso Alonso

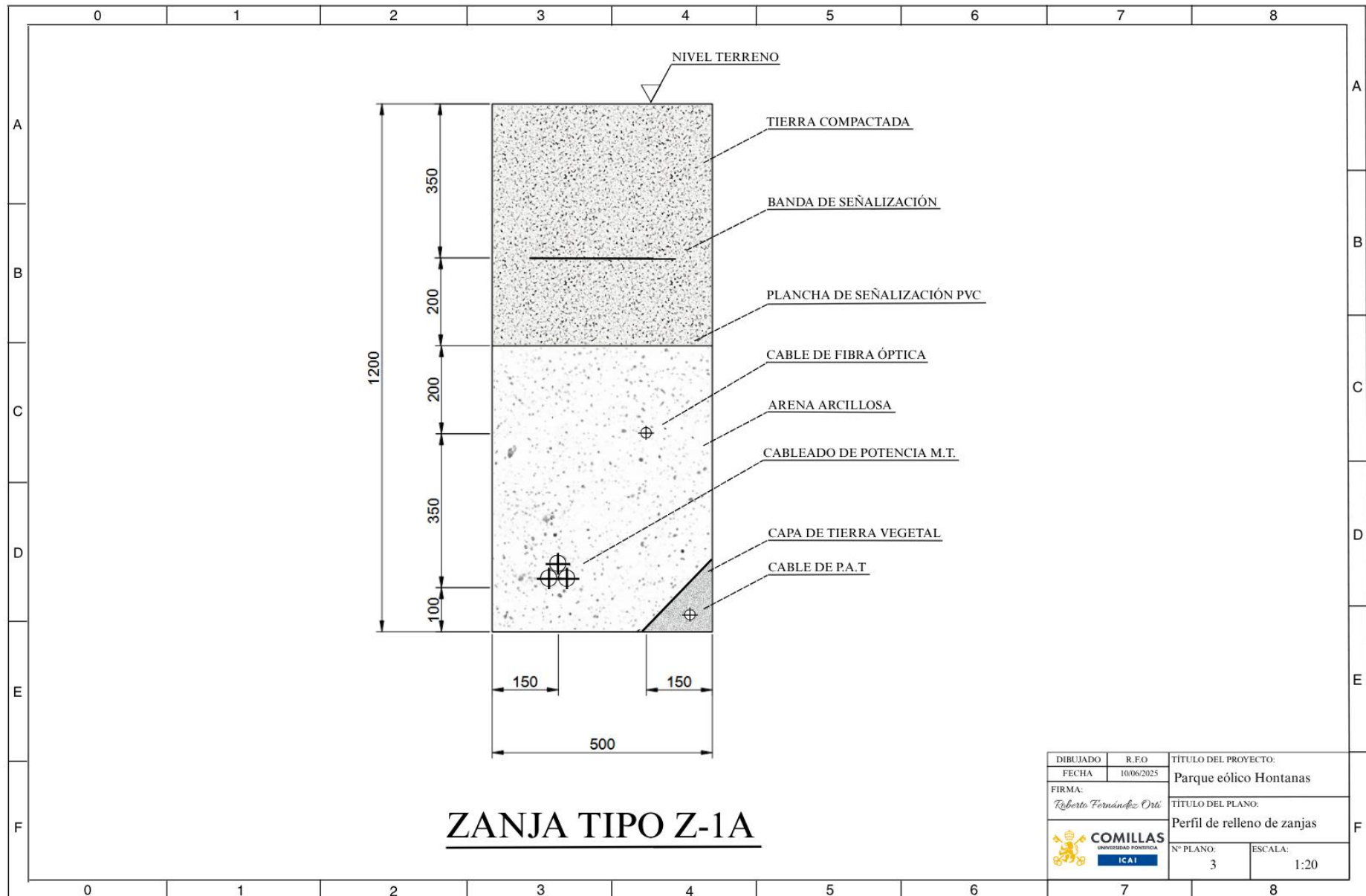
Madrid

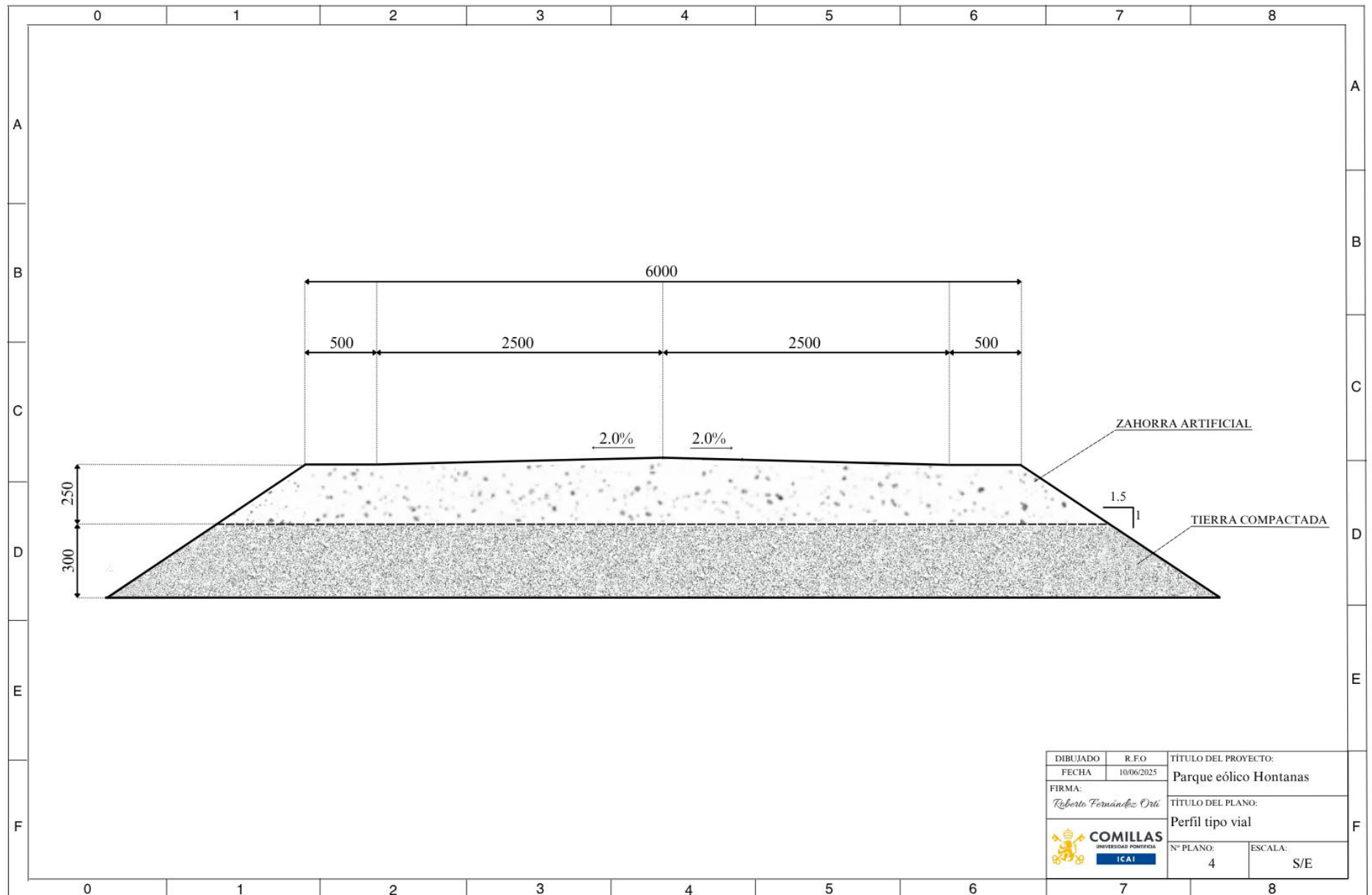
Índice de planos

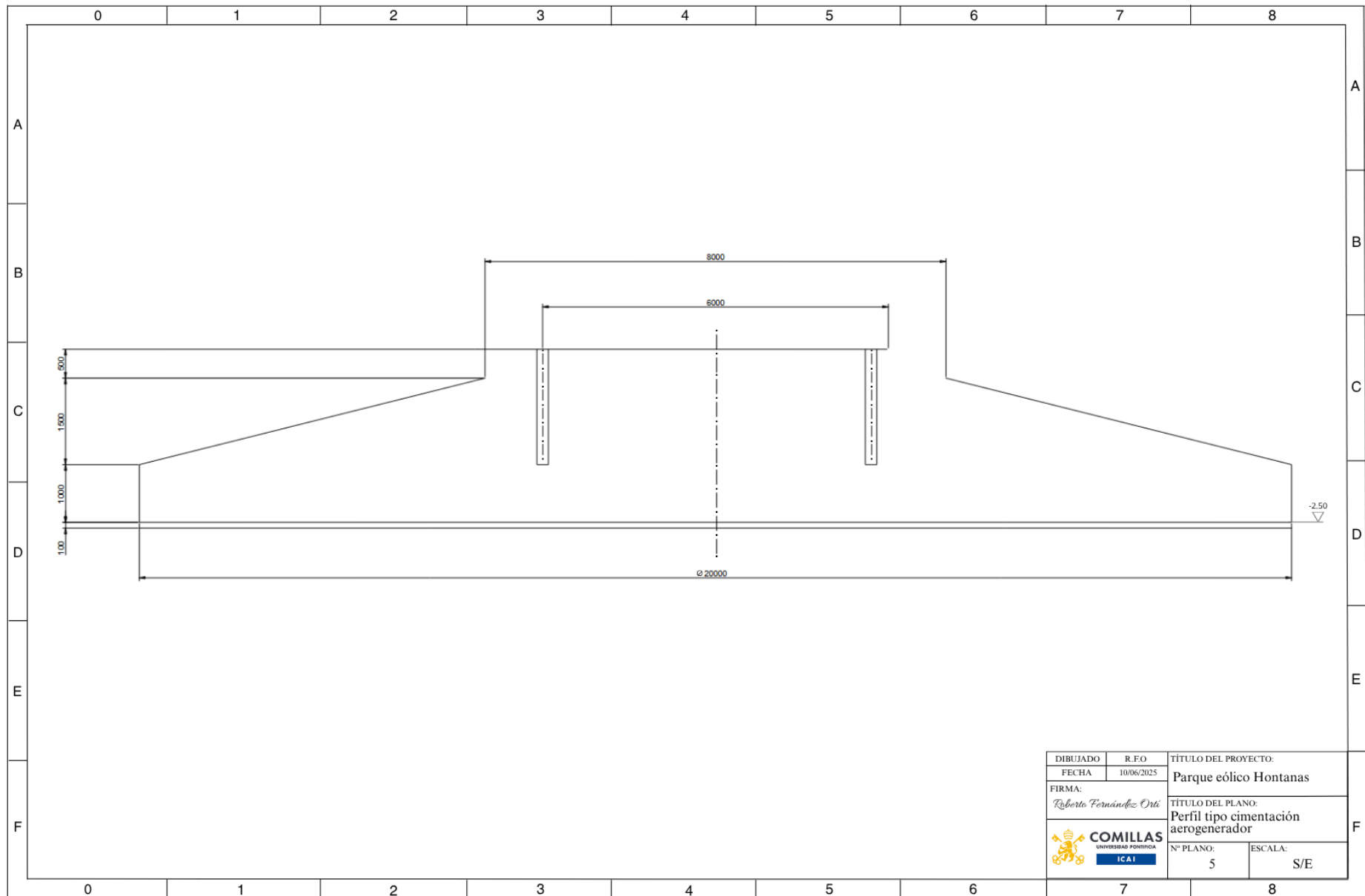
Plano 1: Localización del P.E "Hontanas I".....	2
Plano 2: Planta de zanjas y viales.....	3
Plano 3: Perfil de relleno de zanjas.....	4
Plano 4: Perfil tipo de viales.....	5
Plano 5: Perfil tipo de cimentación de aerogenerador.....	6
Plano 6: Esquema de la red de comunicaciones.....	7
Plano 7: Esquema de la red de tierras.....	8
Plano 8: Esquema unifilar general.....	9

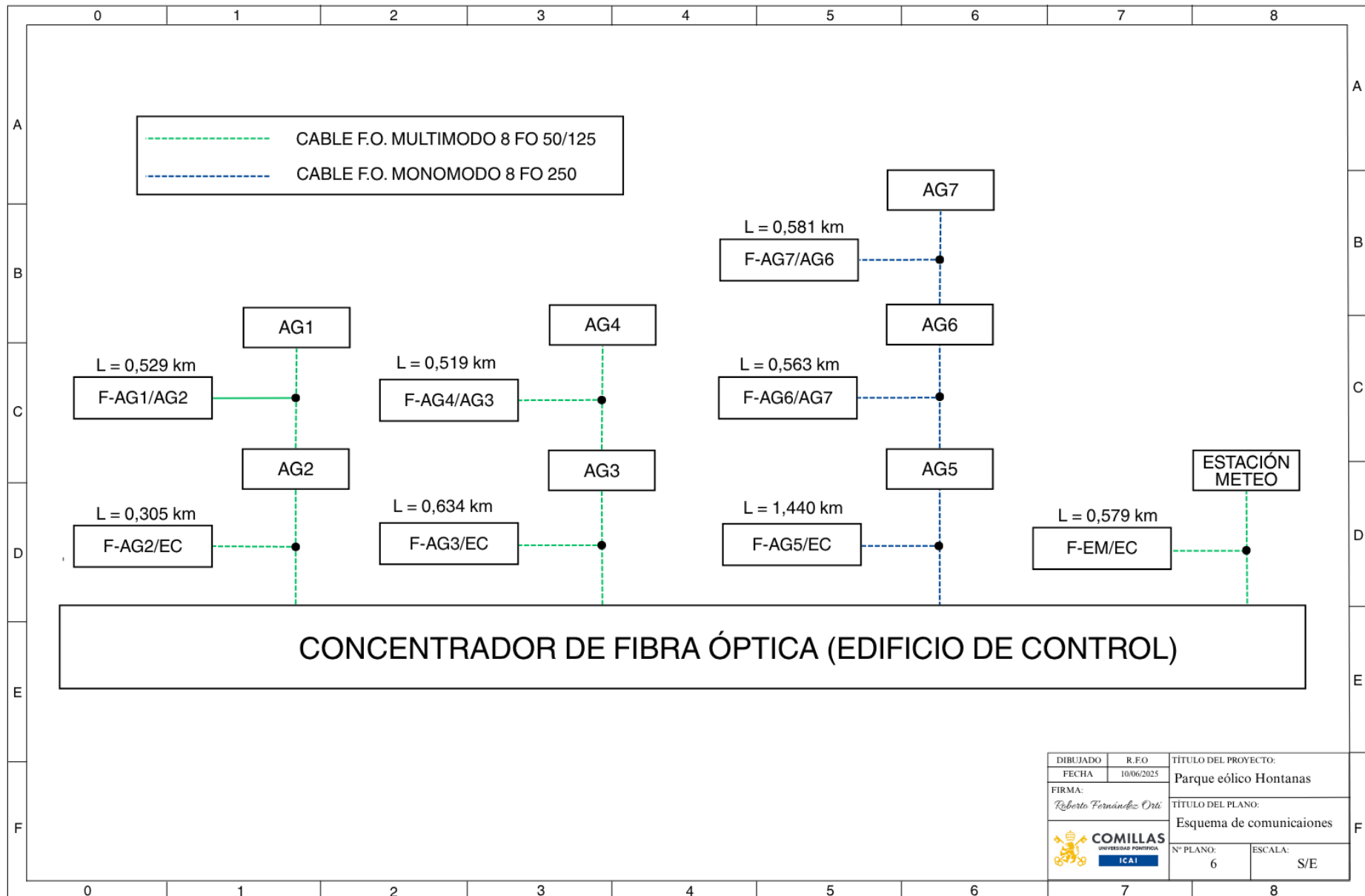


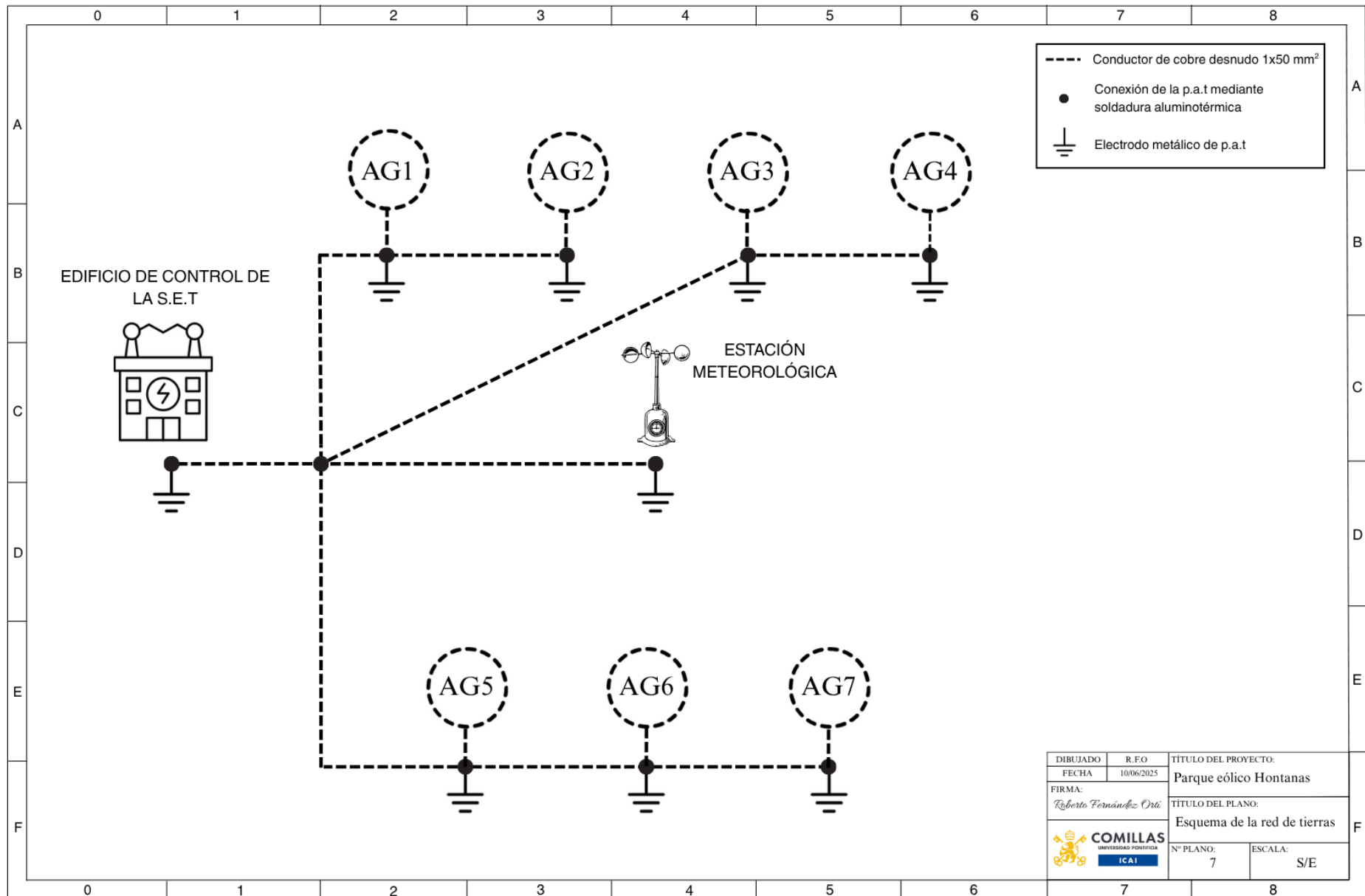


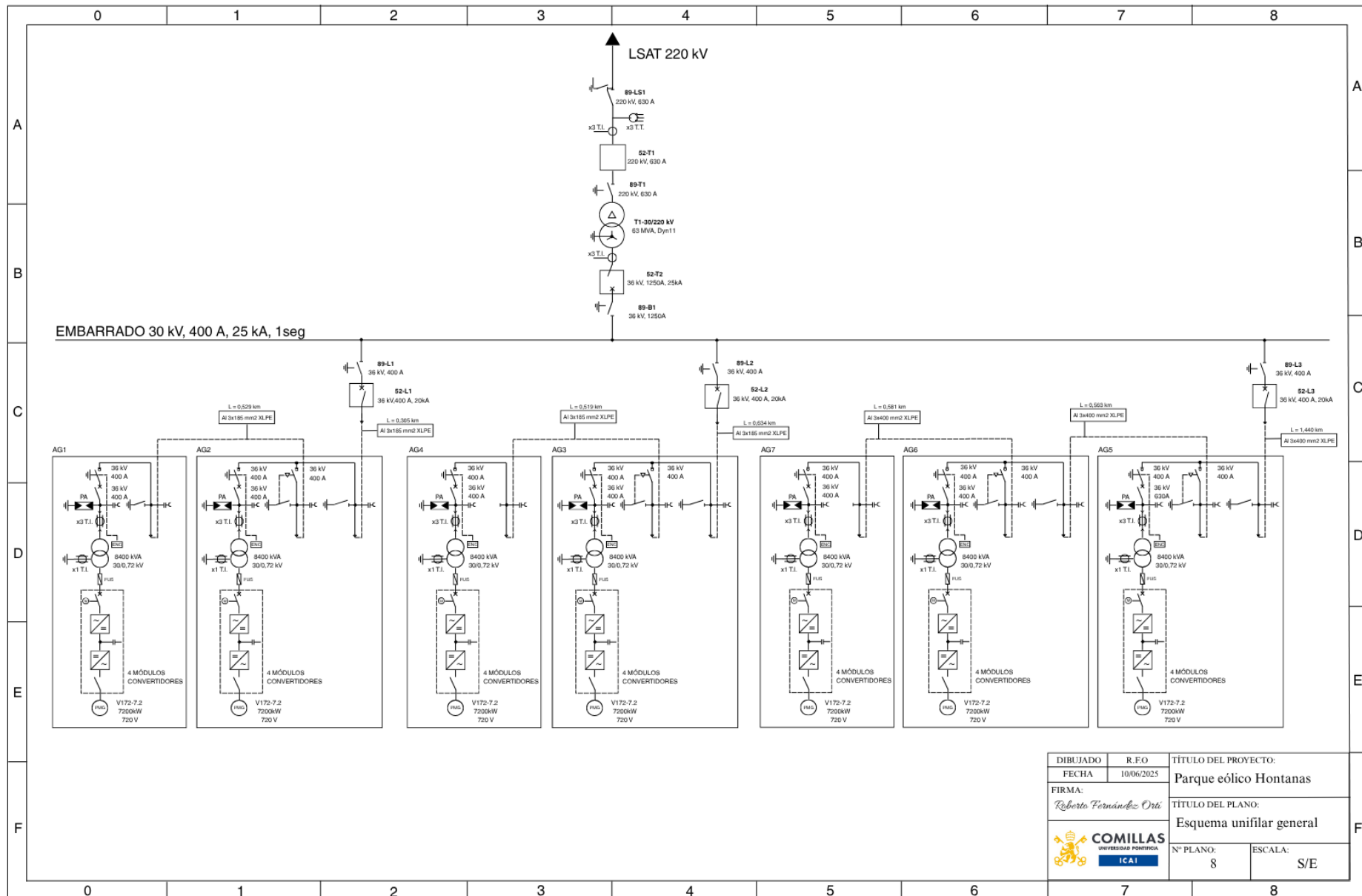














GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO PROYECTO DE EJECUCIÓN DEL PARQUE EÓLICO “HONTANAS I”

ANEXO IV: MEDICIONES Y PRESUPUESTOS

Autor: Roberto Fernández Ortí
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Índice del documento

Capítulo 1. Mediciones3

Capítulo 2. Presupuestos de ejecución.....15

Índice de tablas

Tabla 1: Mediciones y costes.....	4
Tabla 2: Presupuestos de ejecución	15

Capítulo 1. MEDICIONES

En este apartado se presentan las mediciones detalladas y los costes unitarios de las distintas partidas necesarias para la ejecución del parque eólico, incluyendo la mano de obra, los trabajos y materiales para la obra civil, y el cableado y la aparamenta de las instalaciones eléctricas. Los presupuestos mostrados servirán como dato partida para el estudio de viabilidad económica del parque. Los precios unitarios de cada partida se han estimado según las valoraciones actuales del mercado (a junio de 2025).

El cuadro detallado de las mediciones y sus presupuestos parciales se adjunta en la Tabla 1 de la página siguiente:

Tabla 1: Mediciones y costes

SECCIÓN 1: AEROGENERADORES								
CÓDIGO	PARTIDA	UD.	LONGITUD (m)	ANCHURA (m)	PROFUNDIDAD (m)	CANTIDAD	PRECIO/ud [€]	SUBTOTAL [€]
100	Suministro aerogenerador Enventus VESTAS V172, altura de buje 150m. Full supply - incluye torre, palas, góndola, generador, convertidor, cableado, centro de transformación,	ud				7	3.650.000,00 €	25.550.000,00 €
101	Logística, transporte y montaje del aerogenerador Enventus V172	ud				7	1.400.000,00 €	9.800.000,00 €
TOTAL SECCIÓN 1: AEROGENERADORES								35.350.000,00 €
SECCIÓN 2: OBRA CIVIL								
CÓDIGO	PARTIDA	UD.	LONGITUD (m)	ANCHURA (m)	PROFUNDIDAD (m)	CANTIDAD	PRECIO/ud [€]	SUBTOTAL [€]
2.0	MOVIMIENTO DE TIERRAS - LIMPIEZA Y DESBROCE							
2.0	Limpieza y desbroce del terreno, retirada de vegetación superficial y restos orgánicos, con medios mecánicos y cagra manual para transporte a vertedero.							
200	Viales exteriores de acceso	m2	1736,6	6		1	1,10 €	11.461,56 €
201	Viales internos	m2	6496,2	6		1	1,10 €	42.874,92 €

202	Plataformas de montaje aerogenerador 50x40m2	m2	50	40		7	1,10 €	15.400,00 €
203	Cimentación aerogeneradores 20m2	m2		20		7	1,10 €	2.419,03 €
204	Cimentación estación meteorológica	m2	3	3		1	1,10 €	9,90 €
SUBTOTAL 2.0								72.165,41 €
2.1	MOVIMIENTO DE TIERRAS -EXCAVACIÓN							
2.1	Excavación en terreno natural con medios mecánicos, sin presencia de roca, incluyendo carga y transporte del material sobrante a vertedero autorizado.							
210	Viales exteriores de acceso	m3	1736,6	6	0,55	1	3,75 €	21.490,43 €
211	Viales internos	m3	6496,2	6	0,55	1	3,75 €	80.390,48 €
212	Zanjas	m3	5153,8	0,5	1,2	1	7,50 €	23.192,10 €
213	Plataformas de montaje aerogeneradores	m3	50	40	2	7	3,25 €	91.000,00 €
214	Cimentación aerogeneradores	m3		20	3	7	8,35 €	55.087,96 €
215	Cimentación estación meteorológica	m3	3	3	1	1	8,35 €	75,15 €
SUBTOTAL 2.1								271.236,11 €
2.2	RELLENOS							
220	Relleno de viales exteriores de acceso con zahorra artificial 0,25m y tierra compactada 0,35 m al 95%	m3	1736,6	6	0,55	1	10,40 €	59.600,11 €

221	Relleno de viales interno con zahorra artificial 0,25m y tierra compactada 0,35 m al 95%	m3	6496,2	6	0,55	1	10,40 €	222.949,58 €
222	Relleno de zanjas con tierra compactada, arena arcillosa, arena fina de río	m3	5153,8	0,5	1,2	1	41,15 €	127.247,32 €
223	Elementos auxiliares de señalización de zanjas (bandas de señalización, planchas PVC 0,5m)	m	5153,8				2,15 €	11.080,67 €
224	Relleno de plataformas de montaje aerogeneradores, de material granular y 30 cm de zahorra artificial al 95%	m3	50	40	2	7	3,45 €	96.600,00 €
225	Suministro y relleno de hormigón de limpieza HA-10 para la cimentación de aerogeneradores	m3		20	0,1	7	80,40 €	17.680,92 €
226	Suministro y relleno de hormigón armado HA-30 y aceros B500S para la cimentación de aerogeneradores	m3		20	2,5	7	130,00 €	714.714,00 €
227	Sistema de pernos de anclaje de la cimentación de aerogeneradores	ud				7	5.500,00 €	38.500,00 €
228	Suministro y relleno de hormigón de limpieza HA-10 para la cimentación de la estación meteorológica	m3	3	3	0,1	1	80,40 €	72,36 €
229	Hormigón armado para la cimentación de la estación meteorológica	m3	3	3	1	1	115,00 €	1.035,00 €

230	Sistema de anclaje de la cimentación de la estación meteorológica	ud				1	2.500,00 €	2.500,00 €
SUBTOTAL 2.2								1.291.979,97 €
TOTAL SECCIÓN 2: OBRA CIVIL								1.635.381,49 €
SECCIÓN 3: CABLEADO y CABINAS MT								
CÓDIGO	PARTIDA	UD.	LONGITUD (m)	ANCHURA (m)	PROFUNDIDAD (m)	CANTIDAD	PRECIO/ud [€]	SUBTOTAL [€]
3.0	CABLEADO MEDIA TENSIÓN							
300	Suministro conductor RHZ1-OL(S) 18/30 kV Al 1x400 mm2 XLPE	m	1587				22,15 €	35.152,05 €
301	Suministro conductor RHZ1-OL(S) 18/30 kV Al 1x185 mm2 XLPE	m	2584				16,85 €	43.540,40 €
302	Transporte, tendido y conexionado (en zanja, con empalmes, terminales, señalización) del cableado de potencia de MT	m	4171				6,75 €	28.154,25 €
SUBTOTAL 3.0								106.846,70 €
3.1	CABLEADO RED DE P.A.T							
310	Suministro cable de cobre desnudo 50mm2 para la conexión del edificio de control con la estación y aerogeneradores, incluido sus anillos	m	5593,7				5,55 €	31.045,04 €
311	Suministro cable de cobre desnudo 35 mm2 para la línea de conexión de los equipos a la red de tierras	m	100			10	3,40 €	3.400,00 €

312	Suministro de picas de tierra, bornes, crucetas, conectores y pequeño material eléctrico	ud				10	900,00 €	9.000,00 €
313	Transporte, tendido y conexionado (en zanja, con empalmes, terminales, señalización) del cableado de la red de tierras	m	5593,7				3,45 €	19.298,27 €
SUBTOTAL 3.1								63.302,67 €
3.2	CABLEADO COMUNICACIONES							
320	Suministro cable de fibra óptica 8 hilos multimodo 50/125 µm	m	2569,8				1,35 €	3.469,23 €
321	Suministro cable de fibra óptica 8 hilos monomodo 250 µm	m	2584				1,95 €	5.038,80 €
322	Transporte, tendido y conexionado (en zanja, con empalmes, conectores, señalización) del cableado de fibra óptica	m	5153,8				2,75 €	14.172,95 €
SUBTOTAL 3.2								22.680,98 €
3.3	CABINAS MT AEROGENERADORES							
330	Suministro cabina modular compacta 30kV (0L+1V) para prtoección y salida de línea, incluyendo equipos de medida, corte y protección	m				3	12.000,00 €	36.000,00 €
331	Suministro cabina modular compacta 30kV (0L+1L+1V) para prtoección,	m				4	17.000,00 €	68.000,00 €

	entrada y salida de línea, incluyendo equipos de medida, corte y protección							
SUBTOTAL 3.3								104.000,00 €
TOTAL SECCIÓN 3: CABLEADO y CABINAS MT								296.830,35 €
SECCIÓN 4: SUBESTACIÓN ELEVADORA								
CÓDIGO	PARTIDA	UD.	LONGITUD (m)	ANCHURA (m)	PROFUNDIDAD (m)	CANTIDAD	PRECIO/ud [€]	SUBTOTAL [€]
4.0	S.E.T LADO 30 kV							
400	Celda modular de entrada de línea, 30kV, incluye embarrado, interruptor automático 400A (20kA), seccionador, transformador de medida de intensidad 400/5-5-5 , transformador de medida de tensión 30 kV/ $\sqrt{3}$ / 110/ $\sqrt{3}$, relés de protección, descargador de sobretensiones	ud				2	20.000,00 €	40.000,00 €
401	Celda modular de entrada de línea SF6, 30kV, incluye embarrado, interruptor automático 630A (20kA), seccionador con puesta a tierra 630 A, transformador de medida de intensidad 600/5-5-5 , transformador de medida de tensión 30 kV/ $\sqrt{3}$ /	ud				1	30.000,00 €	30.000,00 €

	110/√3, relés de protección, descargador de sobretensiones							
402	Celda modular de acometida a transformador, SF6, 30kV, incluye embarrado, interruptor automático 1250A (20kA), seccionador con puesta a tierra 1250 A, transformador de medida de intensidad 1200/5-5-5, transformador de medida de tensión 30 kV/√3 / 110/√3 , relés de protección, descargador de sobretensiones	ud				1	42.000,00 €	42.000,00 €
403	Transformador de distribución para SS.AA. 500kVA, 30kV/400V , ONAN	ud				1	15.000,00 €	15.000,00 €
404	Armario del cuadro de distribución de BT, 400V, incluye embarrado de distribución interna, interruptor general, protecciones magnetotérmica y diferencial	ud				1	8.500,00 €	8.500,00 €

405	Sistemas auxiliares (banco de baterías 24V DC, sistemas de ventilación, iluminación, climatización, protección contra incendios)	ud				1	12.000,00 €	12.000,00 €
406	Sistema de control y protección (cuadro de control, interfaz HMI, sistema UPS 24V/ 230 VAC, comunicación con el sistema SCADA)	ud				1	10.000,00 €	10.000,00 €
407	Autoválvula 30 kV (36 kV) Clase 4 (20kA)	ud				6	2.200,00 €	13.200,00 €
SUBTOTAL 4.0								170.700,00 €
4.1	S.E.T LADO 220 kV							
410	Embarrado colector 220 kV de cable de aluminio para simple barra (barras, soportes, aisladores)	ud				1	38.500,00 €	38.500,00 €
411	Transformador de potencia elevador 30/220 kV, 63 MVA, 10%, YNd11, ONAN/ONAF, regulación de tomas en carga y relés de protección	ud				1	850.000,00 €	850.000,00 €
412	Interruptor automático de tanque vivo, SF6, tripolar, 220 kV, 630A, poder de corte 25kA, motorizado, accionamiento con muelle y relés de protección	ud				1	72.500,00 €	72.500,00 €

413	Seccionador de línea trifásico de cuchillas horizontal giratorio, 220 kV, 630 A, con puesta a tierra	ud				2	25.000,00 €	50.000,00 €
414	Transformador de medida de intensidad 200/5-5-5 A, secundarios de medida 30 VA, clase 0.5 y secundarios de protección 30 VA, 5P20	ud				3	9.500,00 €	28.500,00 €
415	Transformador de medida de tensión 220 kV/ $\sqrt{3}$ / 110/ $\sqrt{3}$, secundarios de medida 50 VA, clase 0.5 y secundarios de protección 100 VA, 3P	ud				3	10.500,00 €	31.500,00 €
416	Autoválvula 220 kV (252 kV) Clase 4 (20kA)	ud				3	5.000,00 €	15.000,00 €
SUBTOTAL 4.1								1.086.000,00 €
4.2	CONSTRUCCIÓN, MONTAJE y P.E.M S.E.T							
420	Obra civil de la subestación intemperie y su aparamenta (movimientos de tierra, cimentaciones según fabricante, estrucltras metálicas, pórticos, tierras, hormigones...)	ud				1	120.000,00 €	120.000,00 €
421	Montaje electromecánico de la subestación y equipos AT y MT, conexionado, pruebas y p.e.m	ud				1	40.000,00 €	40.000,00 €
SUBTOTAL 4.2								160.000,00 €

TOTAL SECCIÓN 4: SUBESTACIÓN ELEVADORA								1.416.700,00 €
SECCIÓN 5: EDIFICIO DE CONTROL								
5.0	EDIFICIO y SISTEMAS							
500	Suministro de edificio prefabricado de hormigón, 18x12x13 m3, cerramientos con aislamiento térmico y cubierta impermeable, incluye mobiliario básico (armario RACK, mesa operativa, monitor...)	ud				1	60.000,00 €	60.000,00 €
501	Sistemas auxiliares de iluminación, climatización, seguridad y alimentación	ud				1	20.000,00 €	20.000,00 €
SUBTOTAL 5.0								80.000,00 €
5.1	MONTAJE y P.E.M EDIFICIO							
510	Montaje edificio de control prefabricado, equipamiento e instalaciones eléctricas	ud				1	45.000,00 €	45.000,00 €
SUBTOTAL 5.1								45.000,00 €
TOTAL SECCIÓN 5: EDIFICIO DE CONTROL								125.000,00 €
SECCIÓN 6: ESTACIÓN METEOROLÓGICA								
CÓDIGO	PARTIDA	UD.	LONGITUD (m)	ANCHURA (m)	PROFUNDIDAD (m)	CANTIDAD	PRECIO/ud [€]	SUBTOTAL [€]

600	Suministro y montaje de torre de medición, incluye la estructura metálica (100m), anemómetro, góndola, sensores (temperatura, humedad, presión) y sistemas auxiliares de alimentación y protección	ud				1	95.000,00 €	95.000,00 €
601	Sistemas de monitoreo y comunicación con SCADA	ud				1	15.000,00 €	15.000,00 €
TOTAL SECCIÓN 6: ESTACIÓN METEOROLÓGICA								110.000,00 €
SECCIÓN 7: LÍNEA AÉREA DE AT								
CÓDIGO	PARTIDA	UD.	LONGITUD (m)	ANCHURA (m)	PROFUNDIDAD (m)	CANTIDAD	PRECIO/ud [€]	SUBTOTAL [€]
600	Suministro de apoyos metálicos tipo celosía galvanizada y herrajes	ud				59	9.100,00 €	536.900,00 €
603	Cimentación de los apoyos (excavación, encepado, anclajes)	ud				59	10.000,00 €	590.000,00 €
601	Suministro conductor de aluminio LA-280 HAWK	m	20372			1	3,30 €	67.227,60 €
602	Eléctricación, montaje y puesta en servicio	m	20372			1	20,00 €	407.440,00 €
TOTAL SECCIÓN 7: LÍNEA AÉREA DE AT								1.601.567,60 €
TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL								40.534.920,07 €

Capítulo 2. PRESUPUESTOS DE EJECUCIÓN

A continuación, se presentan los presupuestos desglosados por categorías, incluyendo tanto los costes de las compras de los equipos principales detalladas en las mediciones anteriores, que conciben el Presupuesto de Ejecución Material (PEM), como también las tarifas a aplicar en España para obtener el Presupuesto de Ejecución de obra por Contrata (PEC).

Tabla 2: Presupuestos de ejecución

PARTIDA	IMPORTE PARTIDA	TOTAL SECCIÓN
1. AEROGENERADORES		35.350.000,00 €
2. OBRA CIVIL GENERAL		1.635.381,49 €
Movimiento de tierras - limpieza y desbroce	72.165,41 €	
Movimiento de tierras - excavaciones	271.236,11 €	
Rellenos y materiales (tierras, hormigones,aceros,...)	1.291.979,97 €	
3. CABLEADO y CABINAS MT		296.270,98 €
Cableado de potencia de media tensión	106.846,70 €	
Cableado de la red de puesta a tierra	62.743,30 €	
Cableado de comunicaciones	22.680,98 €	
Cabinas de MT en los aerogeneradores	104.000,00 €	
4. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA		1.416.700,00 €
Aparamenta 30 kV	170.700,00 €	
Aparamenta 220 kV	1.086.000,00 €	
Montaje y puesta en marcha	160.000,00 €	
5. EDIFICIO DE CONTROL		125.000,00 €
Edificio prefabricado, equipamiento y sistemas	80.000,00 €	
Montaje y puesta en marcha	45.000,00 €	
6. ESTACIÓN METEOROLÓGICA		110.000,00 €
7. LÍNEA AÉREA DE AT		1.601.567,60 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL (PEM) - CAPEX		40.534.920,07 €
GASTOS GENERALES (GG)	16%	6.485.587,21 €
BENEFICIO INDUSTRIAL (BI)	3%	1.216.047,60 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA (PEC)		48.236.554,88 €

El Presupuesto de Ejecución Material del proyecto “Parque Eólico Hontanas I” se cifra en: CUARENTA Y OCHO MILLONES DOSCIENTOS TREINTA Y SEIS MIL QUINIENTOS CINCUENTA Y CUATRO EUROS Y OCHENTA Y OCHO CÉNTIMOS (48.236.554,88 €).



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO PROYECTO DE EJECUCIÓN DEL PARQUE EÓLICO “HONTANAS I”

ANEXO I: SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Autor: Roberto Fernández Ortí
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Índice del anexo

Capítulo 1. Objeto	5
Capítulo 2. Criterios de selección.....	6
Capítulo 3. Ubicación de los emplazamientos	7
Capítulo 4. Alternativa I.....	8
4.1 Ubicación	8
4.2 Recurso eólico	9
4.3 Interconexión eléctrica	11
4.4 Características del terreno	13
4.5 Viabilidad medioambiental	14
4.6 Accesibilidad.....	15
4.7 Otras consideraciones.....	18
4.8 Potencia estimada	20
Capítulo 5. Alternativa II	22
5.1 Ubicación	22
5.2 Recurso eólico	23
5.3 Interconexión eléctrica	25
5.4 Características del terreno	26
5.5 Viabilidad medioambiental	27
5.6 Accesibilidad.....	29
5.7 Otras consideraciones.....	32
5.8 Potencia estimada	33
Capítulo 6. Puntuación y conclusiones	35

Índice de figuras

<i>Figura 1: Ubicación de los emplazamientos en el mapa peninsular español. Google Earth.</i>	7
<i>Figura 2: Ubicación del emplazamiento I en Castilla y León. Google Earth.</i>	8
<i>Figura 3: Vista aérea del emplazamiento I. Google Earth.</i>	9
<i>Figura 4: Velocidad del viento del emplazamiento I. Global Wind Atlas[23] /IDEA</i>	10
<i>Figura 5: Rosa de los vientos del emplazamiento I. Global Wind Atlas / IDEA</i>	10
<i>Figura 6: Variabilidad temporal del emplazamiento I. Global Wind Atlas.</i>	11
<i>Figura 7: Esquema de la Red de Transporte relativo al emplazamiento I [24].</i>	12
<i>Figura 8: Distancia del emplazamiento I a la SET Vallejera. Google Earth.</i>	12
<i>Figura 9: Vista general del terreno del emplazamiento I. Google Earth.</i>	13
<i>Figura 10: Vista del emplazamiento I desde carretera cercana. Google Earth.</i>	13
<i>Figura 11: Mapa español de espacios protegidos respecto del emplazamiento I. [25]</i>	14
<i>Figura 12: Red Natura 2000 de la provincia de Burgos respecto al emplazamiento I [26]</i>	15
<i>Figura 13: Vista general del acceso principal al emplazamiento I. Google Earth.</i>	16
<i>Figura 14: Estado de las vías de acceso al emplazamiento I. Google Earth.</i>	16
<i>Figura 15: Planta de las posibles vías de acceso al emplazamiento I. Google Earth.</i>	17
<i>Figura 16: Estado de la vía de acceso desde Hontanas al emplazamiento I. Google Earth.</i>	17
<i>Figura 17: Distancia del emplazamiento I a poblaciones cercanas. Google Earth.</i>	19
<i>Figura 18: Ubicación del emplazamiento I respecto a la red de telecomunicaciones [27]</i>	19
<i>Figura 19: Ubicación prevista de los aerogeneradores del emplazamiento I.</i>	20
<i>Figura 20: Localización del emplazamiento II en Castilla y León. Google Earth.</i>	22
<i>Figura 21: Vista aérea del emplazamiento II. Google Earth.</i>	23
<i>Figura 22: Velocidad del viento del emplazamiento II. Mapa Eólico Ibérico IDAE.</i>	23
<i>Figura 23: Rosa de vientos del emplazamiento II. IDAE / Global Wind Atlas</i>	24
<i>Figura 24: Variabilidad temporal del emplazamiento II. Global Wind Atlas</i>	24
<i>Figura 25: Mapa de la Red de Transporte referido al emplazamiento II. REE.</i>	25
<i>Figura 26: Ubicación de la interconexión del emplazamiento II. Google Earth.</i>	26

<i>Figura 27: Vista general del terreno del emplazamiento II. Google Earth.</i>	26
<i>Figura 28: Vista de la zona frondosa del emplazamiento II. Google Earth</i>	27
<i>Figura 29: Mapa español de espacios protegidos respecto del emplazamiento II [25]</i>	27
<i>Figura 30: Red Natura 2000 de la provincia de Burgos respecto al emplazamiento II [26]</i>	28
<i>Figura 31: Distancia del emplazamiento II a la Red Natura 2000 más cercana. Google Earth</i>	28
<i>Figura 32: Carreteras circundantes al emplazamiento II. Google Earth.</i>	29
<i>Figura 33: Estado de las carreteras BU-V-8002 (izquierda) y BU-V-8004 (derecha). Google Earth.</i>	29
<i>Figura 34: Barrera de vegetación que rodea al emplazamiento II. Google Earth.</i>	30
<i>Figura 35: Vista en planta de los accesos posibles del emplazamiento II. Google Earth. .</i>	30
<i>Figura 36: Caminos de tierra de acceso al emplazamiento II desde la BU-V-8002. Google Earth.</i>	31
<i>Figura 37: Caminos de acceso al emplazamiento II desde la BU-V-8004. Google Earth. .</i>	31
<i>Figura 38: Terreno del posible acceso al emplazamiento II. Google Earth.</i>	32
<i>Figura 39: Carreteras circundantes al emplazamiento II. Google Earth.</i>	32
<i>Figura 40: Ubicación del emplazamiento II respecto a la red de telecomunicaciones[27]</i>	33
<i>Figura 41: Ubicación prevista de los aerogeneradores del emplazamiento II.</i>	34

Índice de tablas

<i>Tabla 1: Coordenadas UTM previstas de los aerogeneradores del emplazamiento I.....</i>	<i>21</i>
<i>Tabla 2: Coordenadas UTM previstas de los aerogeneradores del emplazamiento II.....</i>	<i>34</i>
<i>Tabla 3: Metodología de puntuación</i>	<i>35</i>
<i>Tabla 4: Puntuación de los emplazamientos</i>	<i>36</i>

Capítulo 1. OBJETO

Este estudio pretende seleccionar la ubicación idónea del parque eólico, aplicando una metodología general basada en una serie de criterios técnicos, económicos y regulatorios.

Se van a analizar las características concretas de 2 emplazamientos distintos, a los que se les asignará una puntuación según cómo se amolden a cada uno de ellos. Finalmente, el emplazamiento ganador será el elegido para el desarrollo del proyecto.

De esta manera, la localización del emplazamiento del parque queda justificada objetivamente.

Capítulo 2. CRITERIOS DE SELECCIÓN

Los criterios que se han seguido para la búsqueda preliminar de los emplazamientos que se muestran son los mismos que van a determinar cuál es el idóneo. Se ha comprobado previamente que todos ellos son emplazamientos que a priori los cumplen.

Estos criterios son los siguientes:

1. Recurso eólico: análisis de los datos de viento disponibles suponiendo 100m de altura de buje (velocidad mayor de 6,5 ms/, constancia temporal, dirección).
2. Interconexión eléctrica: distancia a una línea o subestación eléctrica, alrededor de 20 km, idealmente.
3. Características del terreno: poco nivel de pendiente, composición normal, consistencia, tipo de vegetación, rugosidad, obstáculos.
4. Viabilidad medioambiental: exclusión y lejanía de espacios naturales protegidos u otras zonas restringidas.
5. Accesibilidad: existencia y calidad de las vías de acceso al parque para el transporte de maquinaria pesada.
6. Otras consideraciones: impacto visual o acústico, propiedades privadas cercanas, interferencia con redes de telecomunicaciones.

Capítulo 3. UBICACIÓN DE LOS EMPLAZAMIENTOS

Ambos emplazamientos se hallan en la provincia de Burgos, destacada dentro de la industria de energía eólica española debido a su buen recurso eólico y a las facilidades de terreno que dispone, con presencia de grandes llanuras. Se ha querido centralizar el estudio de alternativas en ubicaciones relativamente cercanas entre sí (en este caso a 40 km) con el objetivo de realizar una comparación más equitativa en el sentido de la aplicación de los criterios de selección, además de ser más realista para este tipo de proyectos en la industria, por norma general.



Figura 1: Ubicación de los emplazamientos en el mapa peninsular español. Google Earth.

Como se aprecia, ambos son cercanos al sur de la ciudad de Burgos, lo que podría suponer una ventaja logística en la fase de obra. En concreto, el emplazamiento I se distancia algo menos de 30 km, y emplazamiento II unos de 10 km.

Capítulo 4. ALTERNATIVA I

4.1 UBICACIÓN

El primer posible emplazamiento se encuentra en el municipio de Hontanas, en la provincia de Burgos, Castilla y León:

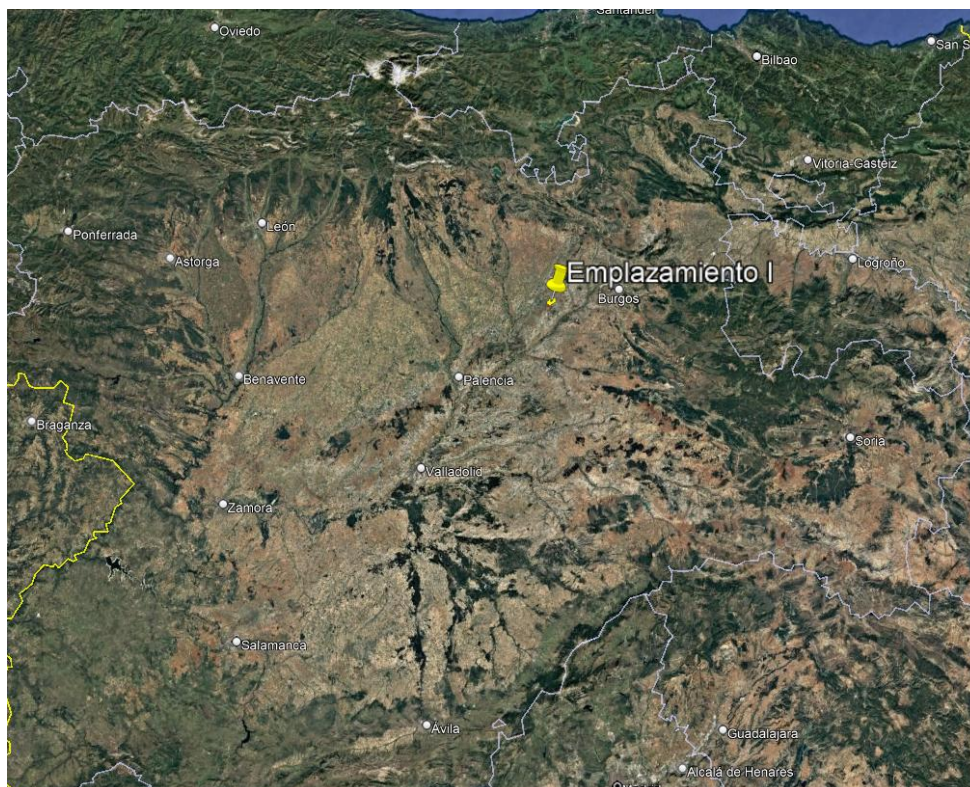


Figura 2: Ubicación del emplazamiento I en Castilla y León. Google Earth.

Este se encuentra a unos 940 metros de altura sobre el nivel del mar, y tiene una longitud de unos 2,7 km, en la dirección predominante del viento (Noreste) y de 1,2 km a 1,7 km en la dirección perpendicular. Por lo tanto, la idea es disponer de varias filas de aerogeneradores paralelas (dos o más) en esta dirección.



Figura 3: Vista aérea del emplazamiento I. Google Earth.

4.2 RECURSO EÓLICO

Para analizar de forma preliminar el recurso eólico de la zona, se han utilizado los datos de viento de dos fuentes distintas.

Según el Mapa Eólico Ibérico ofrecido por la web del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), la velocidad del viento a 100 metros de altura es bastante constante en el emplazamiento, variando desde 7.4 m/s a 7.6 m/s, en función de la coordenada en la que nos encontremos de la región marcada en la Figura 3.

La segunda fuente de datos utilizada ha sido Global Wind Atlas, herramienta desarrollada por la Technical University of Denmark (DTU) y que establece en este caso una velocidad de en torno a 7.7m/s a 100 metros de altura en todo el emplazamiento. Ambas muestras de velocidades, junto con la rosa de los vientos en un punto característico, se muestran en las siguientes imágenes:

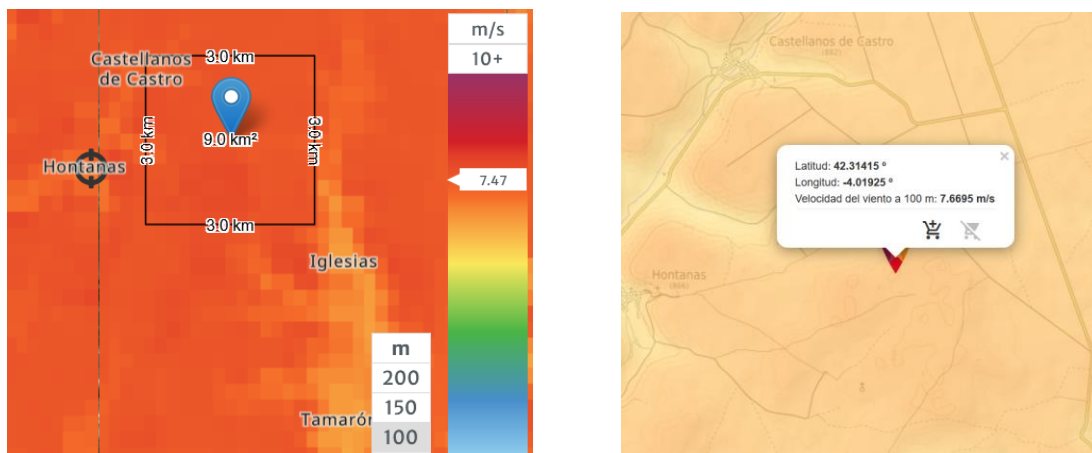


Figura 4: Velocidad del viento del emplazamiento I. Global Wind Atlas[23] /IDEA

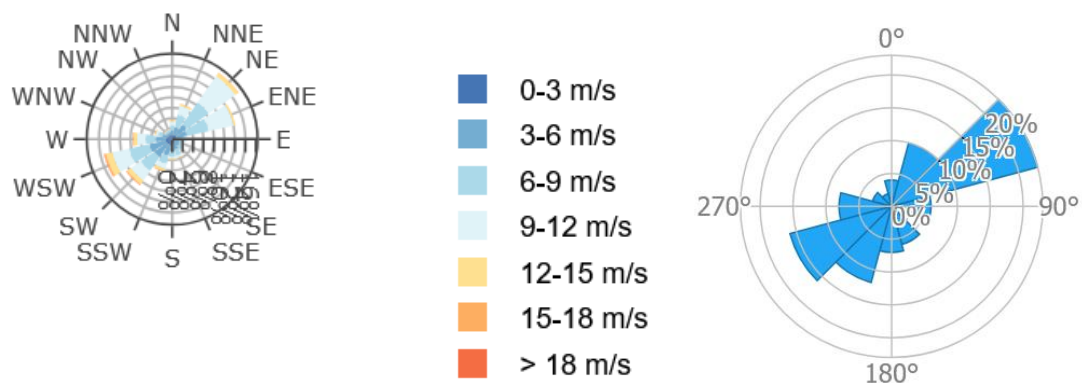


Figura 5: Rosa de los vientos del emplazamiento I. Global Wind Atlas / IDEA

Estos datos preliminares muestran un recurso de viento excelente para la ubicación del parque eólico, en especial su rosa de vientos. Se observa con claridad como el viento se alinea en una sola dirección, la Noreste, lo que es ideal para ubicar los aerogeneradores en filas perpendiculares a esta dirección, maximizando la potencia extraíble del viento, y evitando el efecto estela. Además, una velocidad de 7.6 m/s está bastante por encima del umbral objetivo de 6,5 m/s.

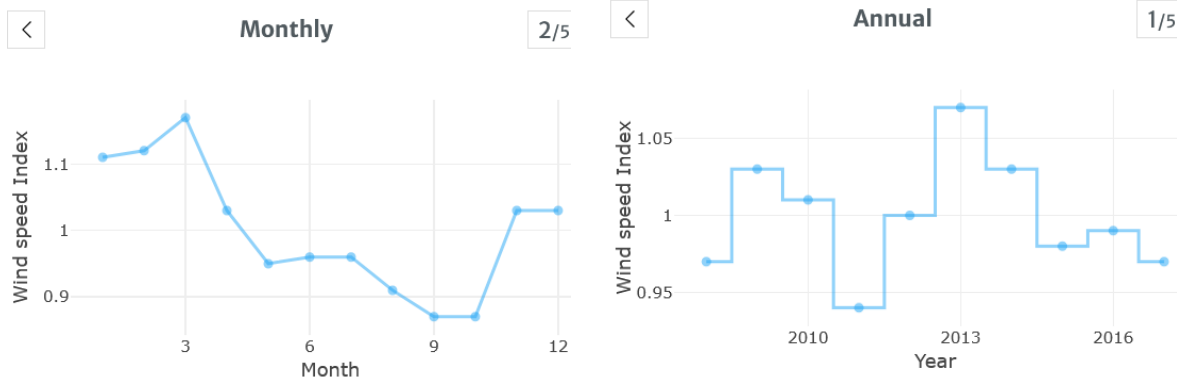


Figura 6: Variabilidad temporal del emplazamiento I. Global Wind Atlas.

*No hay datos para la variabilidad interanual de la velocidad en el emplazamiento, por lo que se ha tomado como referencia los datos de un punto a 2 km de distancia con unas características de velocidad similares.

La velocidad del viento varía temporalmente según las gráficas expuestas. La velocidad no cae por debajo del 90% en el 91,6% del tiempo de un año, e interanualmente se mantiene en rangos cortos de $\pm 5\%$, por lo que se consideran datos también bastante constantes.

4.3 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

Gracias al mapa de la Red de Transporte Nacional ofrecido por su propietario, Red Eléctrica (REE), se hallan dos subestaciones próximas al emplazamiento I: Vallejera y Villalbilla, ambas a su vez propiedad de Red Eléctrica. Se marca con una cruz en rojo la posición relativa del emplazamiento I en la siguiente Figura 7:



Figura 7: Esquema de la Red de Transporte relativo al emplazamiento I [24].

Ambas tienen una distancia muy parecida (19 km) al emplazamiento, además de trabajar al mismo nivel de tensión (220kV), por lo que el criterio de conexión ha sido simplemente que la subestación de Villalvilla, al estar situada a tan solo 4 km de la ciudad de Burgos, en condiciones normales va a necesitar más capacidad disponible para atender a ese alto consumo. Por tanto, se ha preferido la interconexión con la SET Vallejera 220 kV.

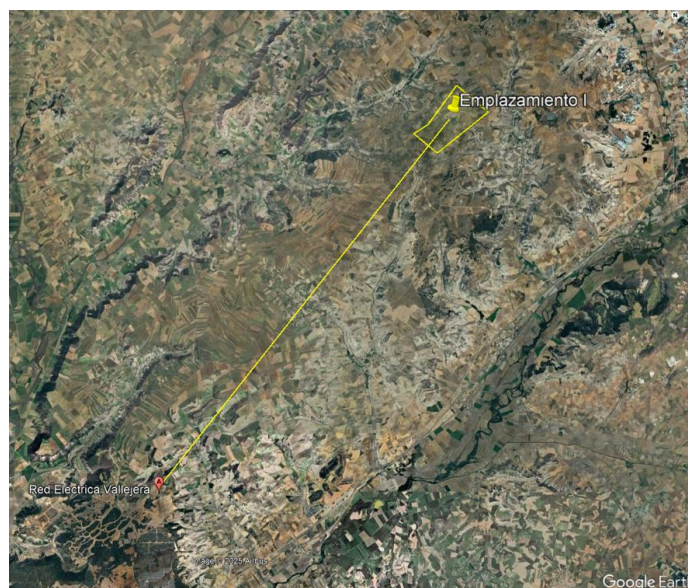


Figura 8: Distancia del emplazamiento I a la SET Vallejera. Google Earth.

4.4 CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO

La orografía es sumamente llana, con una pendiente media que no supera el 3%, por lo que presenta muy leves crestas. Este es un aspecto muy positivo que facilitaría las obras de cimentación de los aerogeneradores. Además, las parcelas que lo conforman, en su mayoría homogéneas, son de uso típico agrícola, convenientes debido a su bajo nivel de dureza.



Figura 9: Vista general del terreno del emplazamiento I. Google Earth.

En la Figura 10 se muestra el emplazamiento I a unos 250 metros de distancia, confirmandose que en la parte visible no existen obstáculos reseñables. La vegetación no es abundante más allá de algún matorral bajo. El suelo está recubierto de hierba baja, percibiéndose en la Figura 9 más arenoso y seco, posiblemente debido a la diferencia temporal en la toma de las imágenes. En ambos su superficie parece bastante homogénea.



Figura 10: Vista del emplazamiento I desde carretera cercana. Google Earth.

4.5 VIABILIDAD MEDIOAMBIENTAL

La viabilidad medioambiental es un aspecto fundamental para el desarrollo de un proyecto de una planta de generación de energía renovable, y con más motivo en el caso de los parques eólicos. Debido a sus características, al conseguir alturas tan grandes y ocupar kilómetros de terreno, estos pueden afectar negativamente a gran cantidad de especies animales y al paisaje nacional.

En este apartado se verificará que el parque está excluido de las zonas restringidas por temas medioambientales, ya sea Parques Nacionales, Reservas Naturales, Paisajes o Espacios Naturales Protegidos, e incluso de la Red Natura 2000 (ZEPA, LIC), muy importante ya que se centra en la protección de aves y de otro tipo de biodiversidad.

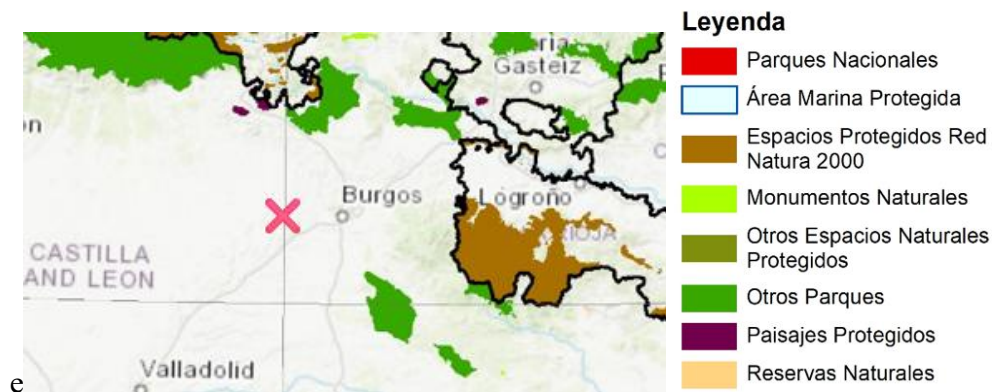


Figura 11: Mapa español de espacios protegidos respecto del emplazamiento I. [25]

A continuación, se muestra al detalle como el emplazamiento I no entra en conflicto con ninguna región de la Red Natura 2000. Los más cercanos serían las riberas de los ríos Pisuerga Y Arlanzón, a unos 10 km y el LIC (Lugar de Importancia Comunitaria) de “Montes Torozos y Páramos de Torquemada”, 34 km al sudoeste.



Figura 12: Red Natura 2000 de la provincia de Burgos respecto al emplazamiento I [26]

En la Figura 12 se aprecia que no hay ninguna zona de la Red Natura 200 en los alrededores del emplazamiento, más allá de las riberas de los ríos Pisuerga y Arlanzón, a unos 10 km.

4.6 ACCESIBILIDAD

El emplazamiento I está bien conectado con las localidades colindantes.

La carretera principal a sus alrededores es la BU-P-4041, de doble sentido y de 7,1 metros de ancho, que conecta los términos municipales de Iglesias y Villandiego, puede servir como puerto de llegada. Existe un camino de tierra accesible desde la misma que la conecta con la localidad de Castellanos de Castro, y que es paralelo al emplazamiento, por lo que es factible como vía de acceso. Desde este, sale otro camino de tierra que entra directamente hacia el emplazamiento. Estas entradas se marcan en rojo en la Figura 13 a continuación:

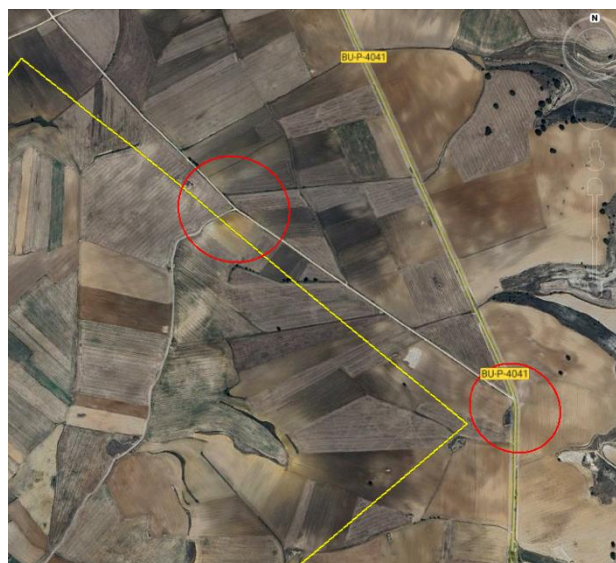


Figura 13: Vista general del acceso principal al emplazamiento I. Google Earth.

El estado de ambas vías se considera correcto. El ancho del camino de tierra es de poco más de 4 metros, pero tiene la ventaja de no tener vegetación u obstáculos que lo limite a sus lados, por lo que preliminarmente puede servir como entrada principal.

Se estudiará de todos modos la viabilidad de usarlo como vía de acceso al emplazamiento. En caso contrario, se crearán nuevos caminos a su alrededor, pues hay bastante espacio para ello junto a la carretera BU-P-4041. Se adjuntan imágenes del estado de la carretera BU-P-4041 y del camino de tierra de su izquierda.



Figura 14: Estado de las vías de acceso al emplazamiento I. Google Earth.

En la siguiente imagen se observa una tercera posible entrada al emplazamiento, esta vez desde la población de Hontanas. Se trata de un camino de tierra de en torno a 1 km que conecta dentro del propio emplazamiento con el otro camino de entrada visto anteriormente. La vista de planta con los accesos comentados se muestra a continuación.



Figura 15: Planta de las posibles vías de acceso al emplazamiento I. Google Earth.

El inconveniente de esta tercera vía de acceso es su ancho, que no llega a los 4 metros, con la limitación que supone la vegetación a los lados del camino en el caso de paso de maquinaria pesada.



Figura 16: Estado de la vía de acceso desde Hontanas al emplazamiento I. Google Earth.

En conclusión, hay bastantes variantes de entrada al emplazamiento y están en buen estado, por lo que no se espera un gran gasto en estos términos, más allá de la mejora o creación de algún camino de tierra alternativo no demasiado largo.

4.7 OTRAS CONSIDERACIONES

A la hora de ubicar el parque, se ha tenido en cuenta conservar una distancia suficiente para no afectar acústica o visualmente a localidades cercanas. Generalmente, se considera que a unos 500 metros el nivel de decibelios provocados es mínimo (35-45 dB según el fabricante Ørsted), y algunas comunidades autónomas como Galicia o Castilla la Mancha lo han establecido como límite reglamentario. Según recomendaciones de la OMS, el nivel permitido de ruido diurno debería rondar los 45-55 dB y el nocturno los 35-45 dB.

Para asegurar cumplir este bajo nivel de ruido, se han representado una serie de diámetros desde los puntos más cercanos al emplazamiento de los centros urbanos de las poblaciones que lo rodean. Estas áreas tienen un radio de 1 km, y se ha diseñado el perímetro del parque específicamente para no entrar en conflicto con ellas. La distancia de 1 km se ha considerado suficiente tras revisar los estudios recientes de nivel de ruido comentados anteriormente. Además, los aerogeneradores no se situarán en el extremo del recinto representado, por lo que la distancia a considerar a la población más cercana aumentará unos cientos de metros. No hay presencia de otras propiedades privadas cercanas.

Se ha querido tener en cuenta también una línea de alta tensión cercana a las inmediaciones del emplazamiento, representada como una línea recta en rojo en la siguiente imagen. La distancia a la esquina del recinto dibujado es de 530 metros, suficiente para evitar problemas por caída del aerogenerador o la torre (más de 2 veces la altura de buje). De igual manera hay una distancia hasta la carretera BU-P-4041 de 267 metros, que aumentará en cualquier caso con la ubicación de los aerogeneradores.

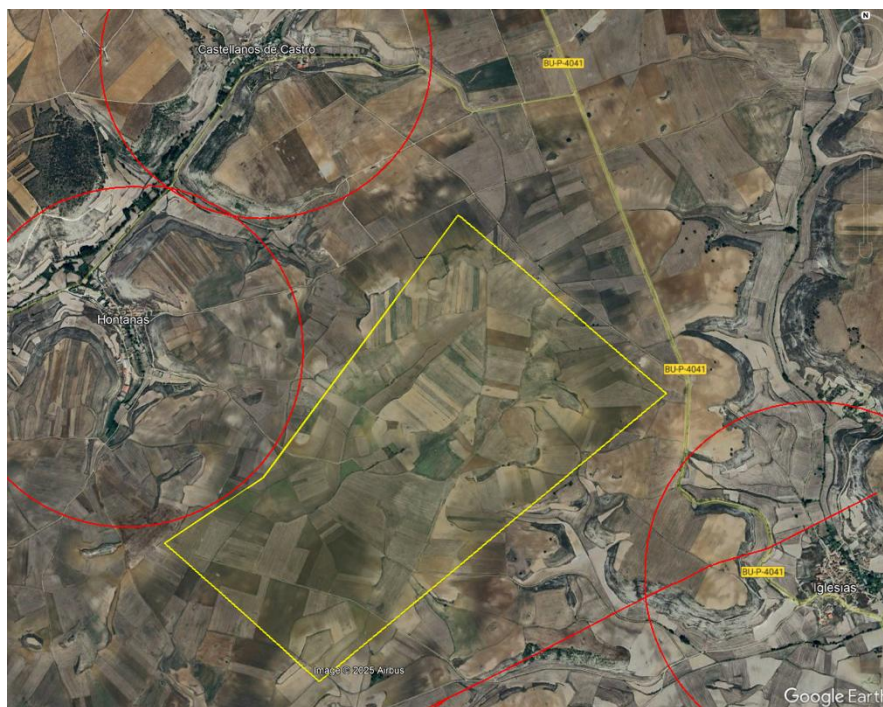


Figura 17: Distancia del emplazamiento I a poblaciones cercanas. Google Earth.

Gracias al mapa de red de fibra óptica oscura, ofrecido por la compañía Reintel, el mayor operador de red de fibra óptica oscura de España y miembro del grupo Redeia, se ofrece un mapa de esta red de telecomunicaciones que sirve para verificar que el emplazamiento no interfiere electromagnéticamente con las mismas. Su ubicación está a más de 11 km de la más cercana, lo que se considera suficiente.

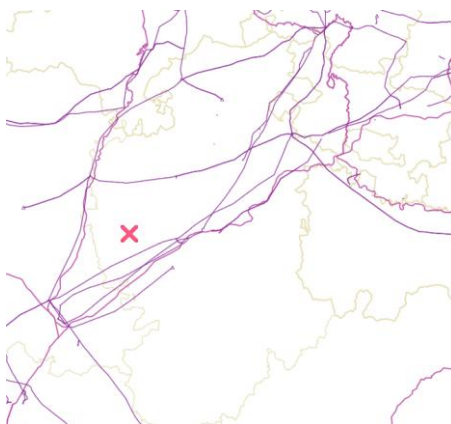


Figura 18: Ubicación del emplazamiento I respecto a la red de telecomunicaciones [27]

4.8 POTENCIA ESTIMADA

Una consideración importante a la hora de estudiar la viabilidad preliminar del parque eólico será la de cuanta potencia podrá ser instalada. Para ello, se ha de situar los aerogeneradores en el recinto, perpendicularmente a la dirección predominante del viento. Para evitar el efecto estela, que haría que los aerogeneradores se afectaran negativamente entre ellos debido a la perturbación de los flujos de viento tras atravesar las palas de sus rotores, se ha establecido unas distancias mínimas de seguridad entre turbinas. Entre aerogeneradores dispuestos horizontalmente en una misma fila en dirección perpendicular al viento se ha establecido al menos 500 metros (unas 3 veces el diámetro de rotor), y como distancia vertical entre filas, 1350 metros (unas 9 veces).

La distribución de los aerogeneradores en el emplazamiento I es la siguiente, donde la rosa de vientos indicaba como dirección predominante unos 45° respecto al Norte, por lo que las filas son perpendiculares a esa dirección, y se alejan más de 1500 metros. Al tener 7 aerogeneradores de unos 6-7 MW, se estima una potencia instalada de 45,5 MW.



Figura 19: Ubicación prevista de los aerogeneradores del emplazamiento I.

Las coordenadas UTM de los mismos se recogen en la tabla a continuación.

EMPLAZAMIENTO I							
UTM (m)	AG1	AG2	AG3	AG4	AG5	AG6	AG7
X	416061.19	416434.28	416810.48	417164.03	415139.12	415495.14	415849.65
Y	4685475.56	4685088.00	4684697.05	4684329.91	4684149.25	4683779.55	4683411.30

Tabla 1: Coordenadas UTM previstas de los aerogeneradores del emplazamiento I.

Capítulo 5. ALTERNATIVA II

5.1 UBICACIÓN

El segundo emplazamiento posible se encuentra próximo a la localidad de Cuevas de Juarros, perteneciente al municipio de Ibeas de Juarros, en la provincia de Burgos, Castilla y León.

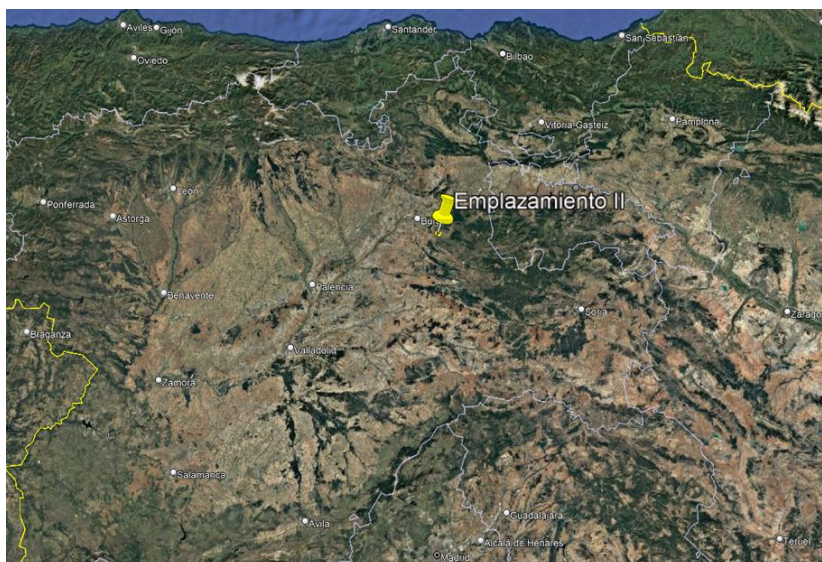


Figura 20: Localización del emplazamiento II en Castilla y León. Google Earth.

Su longitud es de aproximadamente 3,06 km en la dirección Noroeste y su altura de unos 940 metros de altura sobre el nivel del mar.

Su vista aérea se muestra en la *Figura 21*.



Figura 21: Vista aérea del emplazamiento II. Google Earth

5.2 RECURSO EÓLICO

Según el atlas eólico de la web del IDAE, el emplazamiento se encuentra a una velocidad de entre 7,4 m/s y 7,9 m/s, siendo Global Wind Atlas algo más optimista pero muy parecido, con puntos entre 7,7 m/s y 7,9 m/s. Son datos muy por encima del mínimo establecido de 6,5 m/s.

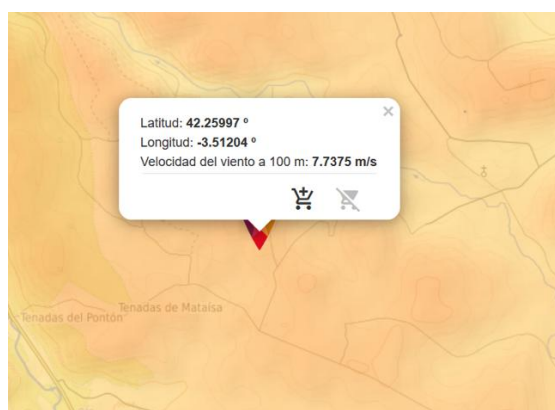


Figura 22: Velocidad del viento del emplazamiento II. Mapa Eólico Ibérico IDAE.

La rosa de los vientos proporcionada por ambas fuentes es la siguiente:

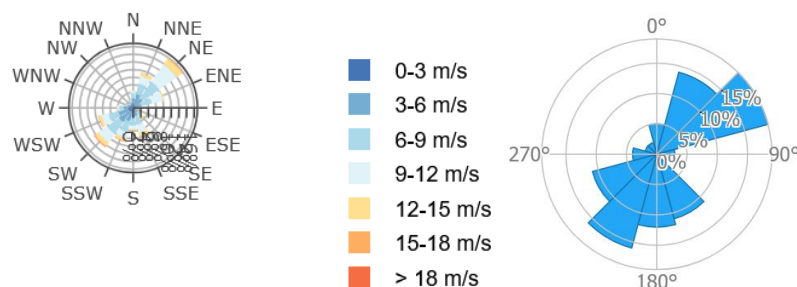


Figura 23: Rosa de vientos del emplazamiento II. IDAE / Global Wind Atlas

Se aprecia que la dirección del viento es mayoritariamente la Noroeste, perpendicular a la longitud mayoritaria del emplazamiento, aunque presenta algo de dispersión a su alrededor que podría reducir el rendimiento.

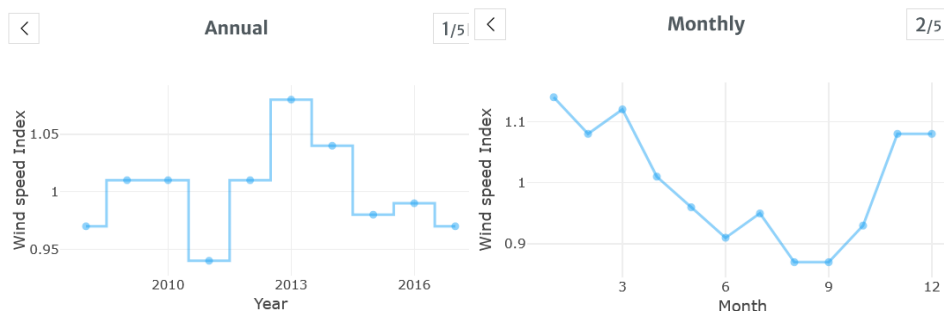


Figura 24: Variabilidad temporal del emplazamiento II. Global Wind Atlas

Tanto la variabilidad interanual como la mensual de la velocidad en la zona es bastante buena, lo que aporta estabilidad y seguridad en la producción de energía a largo plazo.

5.3 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

Observando el mapa de la red nacional Red Eléctrica, existe una subestación eléctrica de nivel de tensión 220 kV/ 45 kV, “Villimar”, perteneciente a la compañía distribuidora de energía i-De (Iberdrola) cercano al emplazamiento, a la que se podría conectar el parque. Su ubicación se muestra en las siguientes imágenes:



Figura 25: Mapa de la Red de Transporte referido al emplazamiento II. REE.

El emplazamiento II se encuentra concretamente a unos 17,5 km de la S.A.T Villimar, por lo que su interconexión sería viable económicamente. Hay líneas de transporte más cercanas, pero se prefiere la conexión con la subestación por facilidades técnicas. El recorrido hasta ella se observa en la *Figura 26* a continuación.

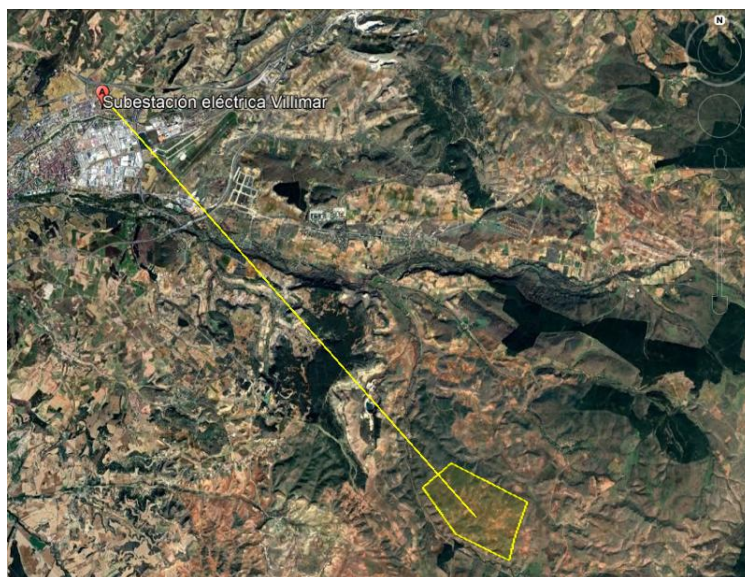


Figura 26: Ubicación de la interconexión del emplazamiento II. Google Earth.

5.4 CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO

La orografía no es muy abrupta, aunque presenta suaves ondulaciones, la pendiente media es del 6%. No hay presencia de desniveles o cortantes bruscos. Gran parte del emplazamiento presenta tierras de consistencia normal, típicamente para cultivo, no demasiado rocoso. En esas zonas, la vegetación es escasa y de matorral bajo, sin obstáculos notables.

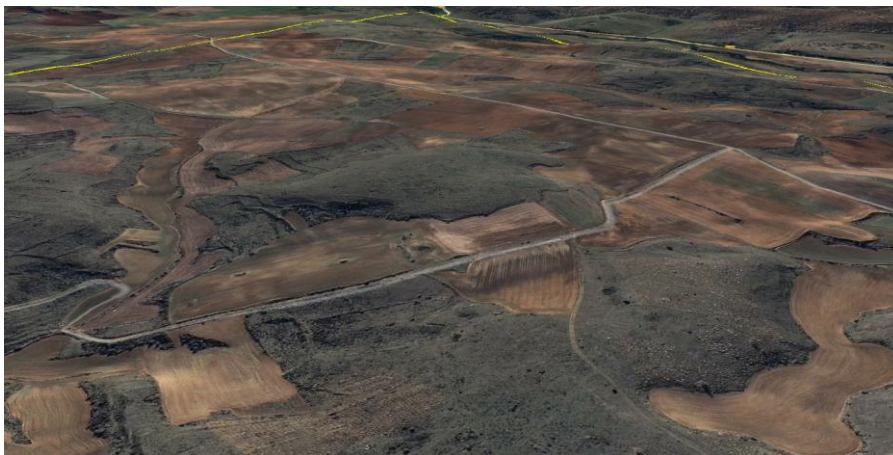


Figura 27: Vista general del terreno del emplazamiento II. Google Earth.

Sin embargo, existen zonas con arbórea puntual y otras más frondosas que podrían implicar una tala si fuera necesario. Además, en zonas de acceso al recinto junto a la carretera que lo rodea BU-V-8002, hay presencia de bosque alto, lo que podría complicar el acceso o implicaría la búsqueda de caminos alternativos.



Figura 28: Vista de la zona frondosa del emplazamiento II. Google Earth

5.5 VIABILIDAD MEDIOAMBIENTAL

Como se aprecia en las siguientes figuras, la ubicación del parque no entra en conflicto con ningún tipo espacio o paisaje protegido, reserva natural, parque nacional u otros espacios pertenecientes a la Red Natura 2000 (ZEPA, LIC).

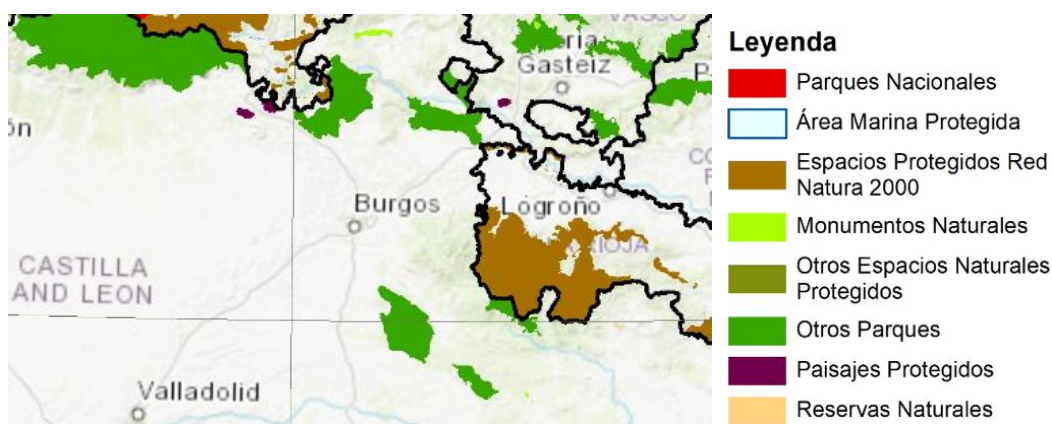


Figura 29: Mapa español de espacios protegidos respecto del emplazamiento II [25]

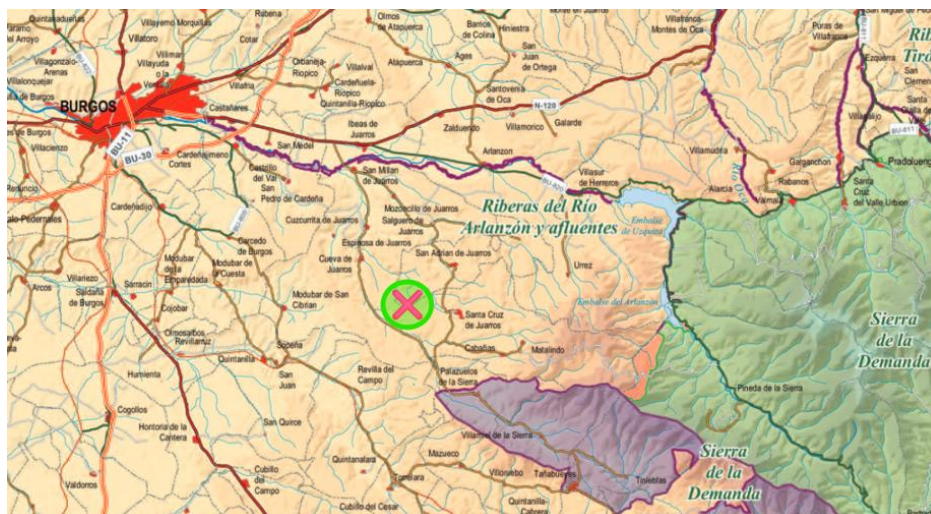


Figura 30: Red Natura 2000 de la provincia de Burgos respecto al emplazamiento II [26]

En la siguiente imagen se muestra que el punto más cercano del emplazamiento II se distancia 5 km de la zona sensible más cercana (LIC, de color morado en la Figura XX).



Figura 31: Distancia del emplazamiento II a la Red Natura 2000 más cercana. Google Earth

5.6 ACCESIBILIDAD

Existen dos carreteras principales de doble sentido que rodean al emplazamiento y que recorren las poblaciones de su alrededor, uniéndose en el sur. A su izquierda la BU-V-8002, de casi 8 metros de ancho, y a su derecha la BU-V-8004, que sobrepasa los 5 metros.

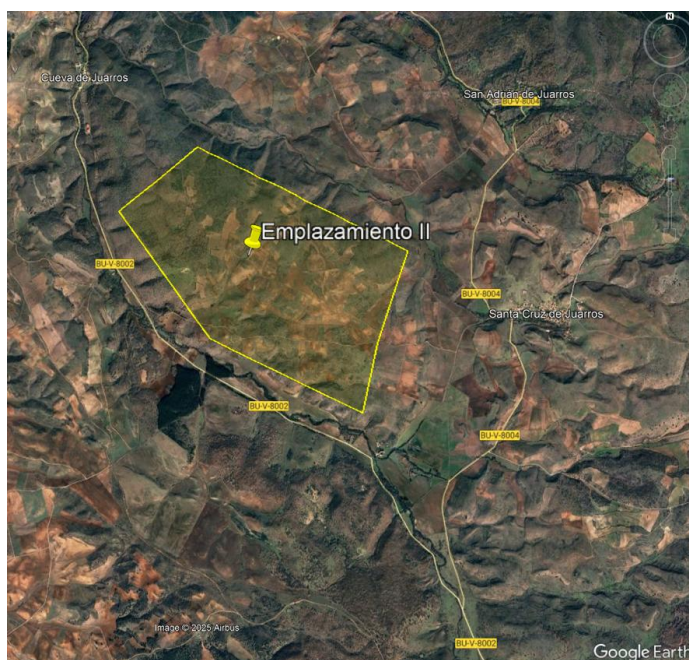


Figura 32: Carreteras circundantes al emplazamiento II. Google Earth.

Ambas se encuentran en buen estado, especialmente la carretera más cercana al emplazamiento, BU-V-8002, como se aprecia en la *Figura 33*.



Figura 33: Estado de las carreteras BU-V-8002 (izquierda) y BU-V-8004 (derecha). Google Earth.

Uno de los problemas más reseñables es la presencia de una barrera de alta vegetación en el tramo de la BU-V-8002 que dificulta la formación de accesos al emplazamiento y que se muestra en las siguientes figuras. Por tanto, desde este lado se intentaría aprovechar los existentes.



Figura 34: Barrera de vegetación que rodea al emplazamiento II. Google Earth.

Los accesos posibles existentes se rodean en rojo en la siguiente planta:



Figura 35: Vista en planta de los accesos posibles del emplazamiento II. Google Earth.

Los accesos de tierra del Oeste son los que atraviesan la arboleda comentada y el situado más al norte no está demasiado bien conservado.



Figura 36: Caminos de tierra de acceso al emplazamiento II desde la BU-V-8002. Google Earth.

Junto a Santa Cruz de Juarros, hay una desviación desde la BU-V-8004 para acceder a los siguientes dos accesos de entrada directa al emplazamiento, pero la realidad es que es algo estrecho (unos 5 metros) y tiene bastante vegetación a sus alrededores. Lo mismo ocurre con el acceso del Norte, proveniente de San Adrián de Juarros (imagen derecha).



Figura 37: Caminos de acceso al emplazamiento II desde la BU-V-8004. Google Earth.

Como alternativa, se podrían formar otros accesos, que son los que se rodean en verde en la Figura 33, aunque incrementaría el coste del proyecto ya que superarían los 3 km de trazado. El estado potencial del suelo para ello es correcto, exceptuando algún pequeño tramo de mayor vegetación.



Figura 38: Terreno del posible acceso al emplazamiento II. Google Earth.

5.7 OTRAS CONSIDERACIONES

En la siguiente imagen se ilustra como el recinto del parque no entra en conflicto con las poblaciones de alrededor, representadas por varios radios de 1,2 km, distancia que es más que suficiente para evitar la contaminación acústica como se ha justificado previamente.

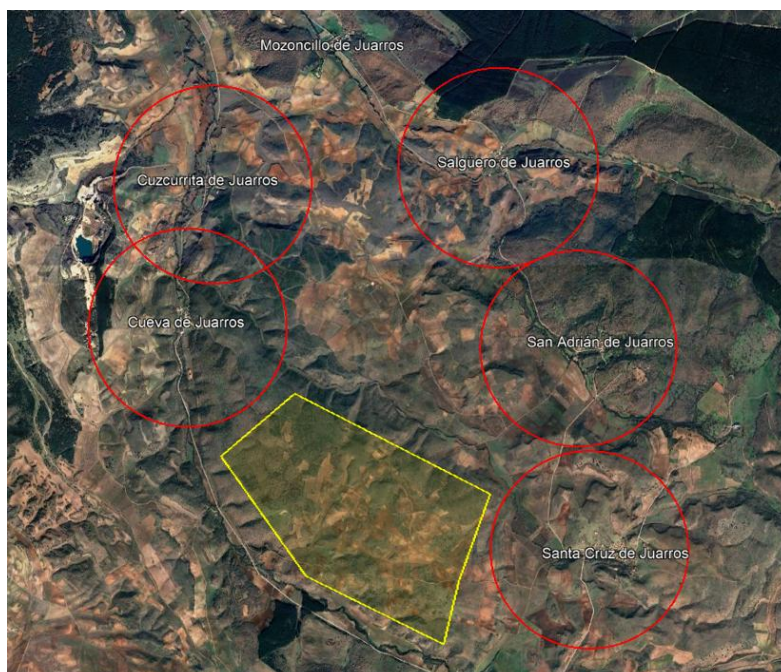


Figura 39: Carreteras circundantes al emplazamiento II. Google Earth.

Por otro lado, se quiere comprobar que el parque no interfiera directamente con el sistema de comunicaciones de fibra oscura. Este se encuentra a más de 1 km (en este caso cercano a 6 km) de las líneas de telecomunicaciones que atraviesan la ciudad de Burgos, como muestra la *Figura 40*.

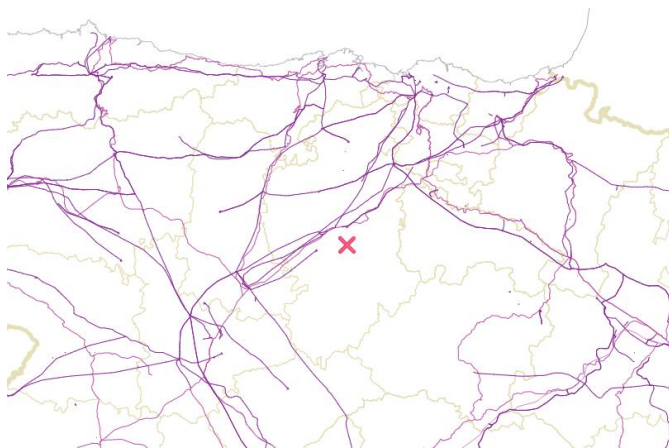


Figura 40: Ubicación del emplazamiento II respecto a la red de telecomunicaciones[27]

5.8 POTENCIA ESTIMADA

En el emplazamiento II, los aerogeneradores se han distribuido en dos filas perpendiculares a 50 grados respecto al Norte, que es la dirección predominante del viento. Al igual que en el emplazamiento I, se han separado más de 500 metros entre unos y otros y más de 1350 entre las dos filas para evitar perturbaciones.

En este caso, se han dispuesto 8 aerogeneradores, y tomando 6,5 MW como dato de referencia de potencia individual por aerogenerador, resulta una potencia instalada total de 52 MW. La distribución de estos en el emplazamiento es la siguiente:

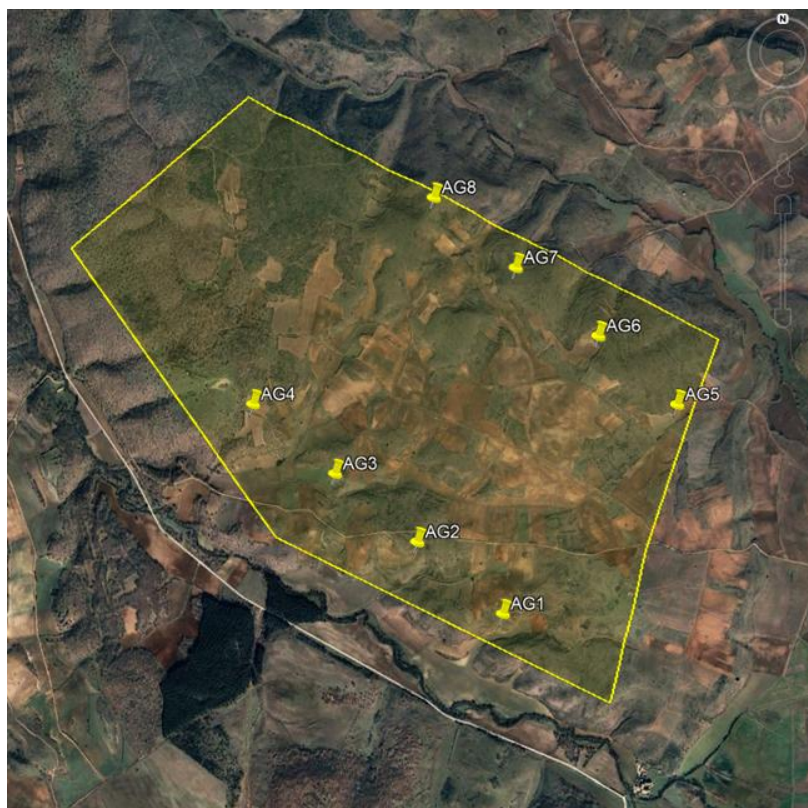


Figura 41: Ubicación prevista de los aerogeneradores del emplazamiento II.

Las coordenadas UTM de los mismos se recogen en la siguiente tabla.

EMPLAZAMIENTO II								
UTM (m)	AG1	AG2	AG3	AG4	AG5	AG6	AG7	AG8
X	458312.46	457881.58	457471.50	457056.19	459200.56	458793.60	458382.39	457969.57
Y	4677077.53	44677441.69	4677787.22	4678139.30	4678123.91	4678468.54	4678813.99	4679165.73

Tabla 2: Coordenadas UTM previstas de los aerogeneradores del emplazamiento II

Capítulo 6. PUNTUACIÓN Y CONCLUSIONES

Teniendo en cuenta las características de los emplazamientos, se ha establecido una puntuación a cada uno de ellos (de 1 a 3 puntos) cuya suma definirá el emplazamiento en el que se va a desarrollar el proyecto eólico.

Estos criterios de puntuación se basan en los expuestos y explicados más detalladamente en el apartado 2 de este anexo, “Criterios de selección”. La metodología de puntuación resultante de los mismos se resume en el siguiente esquema:

CRITERIO	PUNTUACIÓN		
	1	2	3
RECURSO EÓLICO (vel. viento)	< 7 m/s	7-7.5 m/s	> 7.5 m/s
INT. ELÉCTRICA	>30 km	20-30 km	<20 km
TERRENO	Bosque o monte bajo con obstáculos	Monte bajo en general, con vegetación u obstáculos puntuales	Monte bajo, sin obstáculos notables
OROGRAFÍA (nivel de pendiente)	> 10%	5-10%	< 5%
ACCESO	Accesos inexistentes o en muy mal estado, dificultad para crear accesos	Accesos en peor estado, necesidad de crear caminos de distancia considerable	Accesos existentes en buen estado y ampliaciones sencillas
MEDIOAMBIENTE (espacios protegidos)	< 5 km	5-15 km	> 15 km
OTROS	Afecta directamente a núcleos urbanos o a la red de telecomunicaciones	Hay alguna propiedad privada o antena cercana	No afecta núcleos urbanos ni a la red de telecomunicaciones
POTENCIA ESTIMADA	<40 MW	40-50 MW	>50 MW

Tabla 3: Metodología de puntuación

La puntuación, justificada a lo largo del anexo, se muestra en la siguiente tabla:

CRTERIO	EMPLAZAMIENTO	
	I	II
RECURSO EÓLICO	3	2
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA	3	3
TERRENO	3	2
OROGRAFÍA	3	2
ACCESO	2	1
MEDIOAMBIENTE	3	3
OTROS	3	3
POTENCIA ESTIMADA	2	2
TOTAL	22	18

Tabla 4: Puntuación de los emplazamientos

Finalmente, el emplazamiento seleccionado es por tanto el emplazamiento I, en Hontanas.

Entre las características diferenciales, destaca el recurso eólico. Aunque la velocidad del viento es similar en ambas ubicaciones, al igual que su constancia temporal, es cierto que la rosa de vientos del emplazamiento II no es del todo constante en una sola dirección, pues presenta cierta turbulencia alrededor de la dirección predominante. En cambio, la rosa de vientos del emplazamiento I es excelente, firmemente constante en una dirección, y se ha conseguido dimensionar el recinto del emplazamiento para que la disposición de los aerogeneradores la aprovechen al máximo.

Por otro lado, el segundo emplazamiento presenta una zona de arboleda que podría dificultar la obra, además de tener una zona de bosque paralela al emplazamiento que impide acceder desde la carretera principal. Sus caminos de entrada existentes también están en peor estado que los del emplazamiento I, que presenta mayores facilidades. En general, habría que realizar mayores trabajos sobre el terreno que sin duda incrementarían el coste del proyecto.

En cuanto a la potencia estimada, aunque la del emplazamiento II es algo mayor, las dimensiones del emplazamiento ofrecen más facilidades para la disposición de los aerogeneradores en distintas formas, y es por tanto también más susceptible a ampliaciones, por lo que no resulta una diferencia significativa.

El resto de los criterios cuentan con características correctas y bastante similares por lo que no han sido consideradas como toma de decisión.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO PROYECTO DE EJECUCIÓN DEL PARQUE EÓLICO “HONTANAS I”

ANEXO II: ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO Y PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

Autor: Roberto Fernández Ortí
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Índice del anexo

Capítulo 1. Objeto.....	4
Capítulo 2. Alcance.....	5
Capítulo 3. Caracterización del viento.....	6
Capítulo 4. Análisis de datos de viento	7
4.1 Datos de entrada	7
4.2 Análisis de velocidad.....	10
4.3 Análisis de dirección	12
4.3.1 Rosa de frecuencia	12
4.3.2 Rosa de velocidad.....	13
4.3.3 Rosa de energía.....	14
4.4 Distribución de Weibull	15
4.5 Variación vertical del viento (cizallamiento)	18
4.6 Vientos extremos (rafagosidad).....	21
Capítulo 5. Estudio energético del parque.....	24
5.1 Datos de entrada	25
5.2 Selección del modelo de aerogenerador.....	25
5.2.1 Hipótesis contempladas.....	26
5.2.2 General Electric GE164.....	28
5.2.3 Nordex / Acciona N163	30
5.2.4 Vestas V172	32
5.3 Comparativa	33
Capítulo 6. Conclusiones del estudio.....	34

Índice de figuras

Figura 1: Localización de la estación anemométrica.....	7
Figura 2: Resumen de los datos de entrada a Windographer	8
Figura 3: Extracto de la serie temporal de viento	9
Figura 4: Recta de regresión de los anemómetros a diferentes alturas.....	9
Figura 5: Perfil horario de la velocidad del viento	10
Figura 6: Perfil horario de la velocidad del viento, por mes	11
Figura 7: Variabilidad mensual y anual de la velocidad de viento.....	11
Figura 8: Diagrama de cajas mensual de la velocidad de viento.....	12
Figura 9: Rosa de los vientos de frecuencias.....	13
Figura 10: Rosa de los vientos de velocidades	13
Figura 11: Rosa de los vientos de energías	14
Figura 12: Formulación de la función de densidad de Weibull [28]	15
Figura 13: Distribución de Weibull de la velocidad del viento.....	15
Figura 14: Distribución de Weibull con distintos ajustes estadísticos	16
Figura 15: Formulación de la función de distribución acumulada de Weibull [28].....	17
Figura 16: Función de probabilidad acumulada de velocidad de viento	17
Figura 17: Variación del viento con la altura (cizalladura).....	19
Figura 18: Variación horaria del coeficiente de Hellman (α), por mes	20
Figura 19: Formulación de la función de densidad de Gumbel [29]	21
Figura 20: Formulación del periodo de retorno [29]	21
Figura 21: Periodo de retorno de velocidades extremas.....	22
Figura 22: Formulación de la función de distribución acumulada de Gumbel [29].....	22
Figura 23: Función de probabilidad acumulada de la velocidad del viento extremo	22
Figura 24: Probabilidad de excedencia de vientos extremos.....	23
Figura 25: Fórmula de la densidad del aire [31].....	26
Figura 26: Curva de potencia del aerogenerador GE164	28
Figura 27: Curva de potencia del aerogenerador N163	30
Figura 28: Curva de potencia del aerogenerador V172	32

Figura 29: Localización de los aerogeneradores	34
--	----

Índice de tablas

Tabla 1: Resultados generales de la velocidad de viento (m/s).....	10
Tabla 2: Características principales de los modelos de aerogeneradores	25
Tabla 3: Escenario de pérdidas	28
Tabla 4: Resultados de la simulación energética del aerogenerador GE164.....	29
Tabla 5: Balance energético del parque con el aerogenerador GE164.....	29
Tabla 6: Resultados de la simulación energética del aerogenerador N163	30
Tabla 7: Balance energético del parque con el aerogenerador N163	31
Tabla 8: Resultados de la simulación energética del aerogenerador V172	32
Tabla 9: Balance energético del parque con el aerogenerador V172	33
Tabla 10: Comparativa de resultados del estudio energético de los modelos de aerogenerador	33

Capítulo 1. OBJETO

El presente anexo pretende realizar un análisis completo del recurso eólico del emplazamiento elegido para desarrollar el parque, que constituye una fase esencial para el estudio de la viabilidad técnica de un proyecto eólico.

En primer lugar, se definirán las variables más significativas que caracterizan el viento, para su posterior análisis en profundidad, a través del estudio de tanto los registros de viento en sí como de simulaciones energéticas.

Capítulo 2. ALCANCE

En la actualidad, cualquier proyecto eólico necesita de una campaña de medición de datos de viento. Esta se basa en la instalación de una estación anemométrica que registre a distintas alturas los datos de viento del emplazamiento estudiado durante al menos un año, aunque idealmente durante varios años para conocer la variación interanual (aunque existen extrapolaciones de los datos a largo plazo mediante modelos estadísticos).

Este estudio va a hacer uso de los datos de viento generados virtualmente a partir de datos de viento conocidos cercanos al emplazamiento y calculados mediante modelos físicos complejos, y que han sido proporcionados por la empresa Vortex. Estos simulan esta estación anemométrica situada en un punto representativo dentro del emplazamiento.

La primera fase del estudio se centrará en un análisis de los datos de viento del emplazamiento, mediante el software Windographer. Seguidamente, se realizará un estudio energético del parque eólico, gracias al programa WASP.

Capítulo 3. CARACTERIZACIÓN DEL VIENTO

Existen una serie de variables que sirven para definir las principales propiedades a tener en cuenta para analizar el recurso eólico. Destacan las siguientes:

- Velocidad: define valores medios, máximos, mínimos y su variabilidad temporal
- Dirección: describe la frecuencia de cada ángulo por el que sopla el viento
- Cizallamiento: variación de la velocidad del viento en función de la altura
- Densidad del aire: es la masa de aire por unidad de volumen. Afecta directamente sobre la potencia aprovechable del viento
- Rugosidad: define la fricción ejercida por la orografía sobre el viento
- Turbulencia: analiza las variaciones y perturbaciones rápidas en el viento
- Rafagosidad: estudia los valores extremos de velocidad que puede llegar a alcanzar el viento en régimen dinámico

Capítulo 4. ANÁLISIS DE DATOS DE VIENTO

En este primer apartado del estudio se realizará un análisis de los datos de viento usando conceptos generales de estadística descriptiva, mediante del emplazamiento usando la herramienta Windographer. Este software, propiedad de la empresa de consultoría centrada en la certificación y servicios de productos de ingeniería estadounidense UL Solutions, es capaz de generar múltiples gráficas, tablas o informes estadísticos de gran interés para el análisis y visualización de las propiedades del viento.

Uno de los objetivos primordiales que se pretende obtener del análisis es conocer la dirección ideal a la que se deben orientar las alineaciones de aerogeneradores para maximizar la producción de energía en el emplazamiento, según la rosa de energías.

4.1 DATOS DE ENTRADA

La serie de datos de viento a procesar por Windographer representa una estación anemométrica situada dentro del emplazamiento(Figura 1) en un punto intermedio entre las filas de aerogeneradores, de coordenadas UTM: x: 416237.00 m, y: 4684316.00 m.



Figura 1: Localización de la estación anemométrica

Esta está compuesta por los valores de velocidad de viento recogidos por dos anemómetros dispuestos perpendicularmente a la dirección de viento predominante y a alturas distintas, junto con las direcciones de dos veletas (que son independientes de la altura) colocadas respecto al norte magnético. Estos han sido registrados durante un total de 10 años y medio cada 60 minutos (en total, 91176 registros) a las alturas de 120m y 150m sobre el suelo. Además, también han recogido datos de temperatura, densidad del aire, presión, humedad relativa (HR%), el número de Richardson y el valor Rmol (ambos tratan de cuantificar la estabilidad atmosférica).

La Figura 2 muestra un resumen general de los datos introducidos, generado por el propio programa.

Variable	Values
Latitude	N 42° 18' 23.670"
Longitude	W 4° 0' 58.690"
Elevation	951 m
Start date	01/01/2015 02:00
End date	27/05/2025 02:00
Duration	10 years
Length of time step	60 minutes
Calm threshold	0 m/s
Mean temperature	10.4 °C
Mean pressure	895.7 kPa
Mean air density	11.013 kg/m³
Power density at 50m	2.303 W/m²
Wind power class	8 (Superb)
Power law exponent	0.172
Surface roughness	0.396 m
Roughness class	3.14
Roughness description	Forest

Figura 2: Resumen de los datos de entrada a Windographer

Tras una revisión, se comprueba que la calidad de la serie de datos suministrados es buena, pues las variables no presentan saltos de tiempo sin registros (es una serie completa), son no constantes y no presentan incidencias resaltables. Además, ambos anemómetros siguen la misma tendencia temporal, como demuestra la siguiente Figura 3.

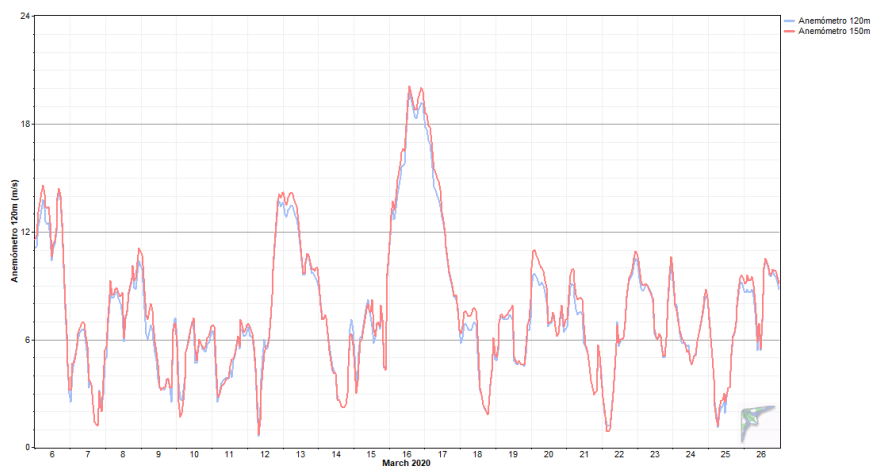


Figura 3: Extracto de la serie temporal de viento

Se necesita el registro de al menos dos alturas de viento, como es el caso, para poder extrapolarnos y predecir otros datos. Como se ve en la siguiente recta de regresión de la Figura 4, en la que se enfrentan las velocidades de ambas alturas, estas están altamente correladas, resultando en un coeficiente de Pearson de $r = 0.996$, que cuantifica la dependencia lineal entre ambas variables (0-1).

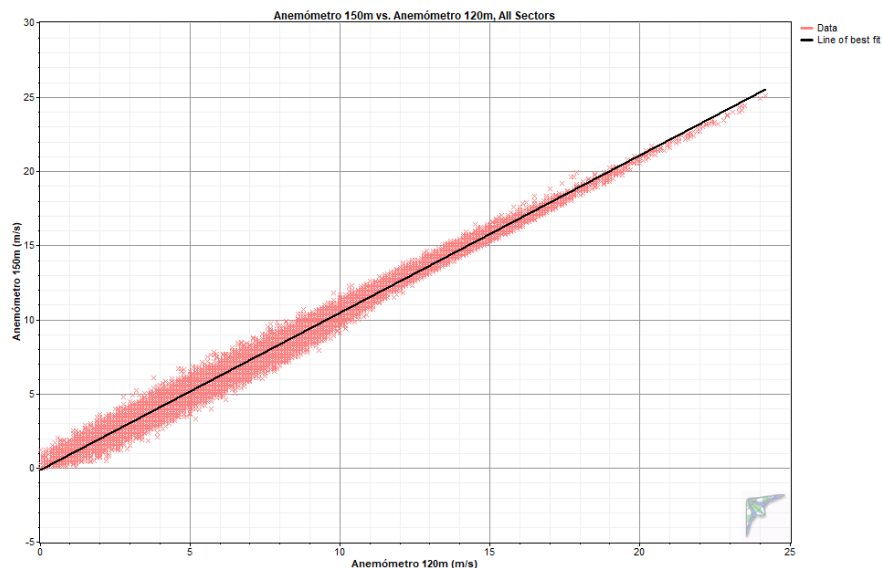


Figura 4: Recta de regresión de los anemómetros a diferentes alturas.

4.2 ANÁLISIS DE VELOCIDAD

Para un generador eólico, es tan importante analizar los parámetros de la velocidad de viento como su constancia. Además, se necesitan conocer los valores extremos, en especial los valores máximos, ya que estas altas velocidades representan cargas que fatigarán los equipos del generador y que habrá que tener en cuenta para dimensionar.

Los resultados generales de la velocidad se recogen en la Tabla 1. Se aprecia que la velocidad media es algo menor que la esperada según la vista en los atlas eólicos, que afirmaban una velocidad media de en torno a 7.6 m/s, por lo que a estas alturas debería haberse incrementado algo más.

Anemómetro	Vel. Media	Vel. Max	Vel. Min	Desviación Estándar
150m	7.78	25.10	0.00	3.82
120m	7.49	24.20	0.00	3.58

Tabla 1: Resultados generales de la velocidad de viento (m/s)

En cuanto a la variabilidad temporal, con Windographer es posible observarla al detalle. La siguiente Figura 5 describe el perfil horario medio de la velocidad media de viento. Se observa que varía de entre 6 y 9 m/s la mayor parte del día, experimentando un mínimo en torno a las 13:00h y sus máximos valores durante la noche.

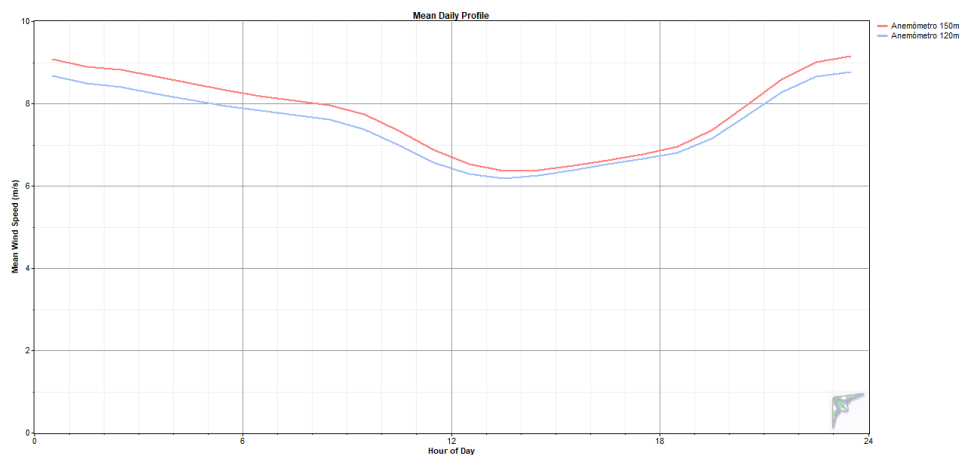


Figura 5: Perfil horario de la velocidad del viento

Este perfil horario se puede representar también cada mes, en la Figura 6, de la que se extrae que en los meses invernales la velocidad se mantiene más constante, mientras que en los de verano la forma cambia, experimentando valores pico (tanto máximos como mínimos) más acentuados. Un mes representativo del global puede ser el de abril.

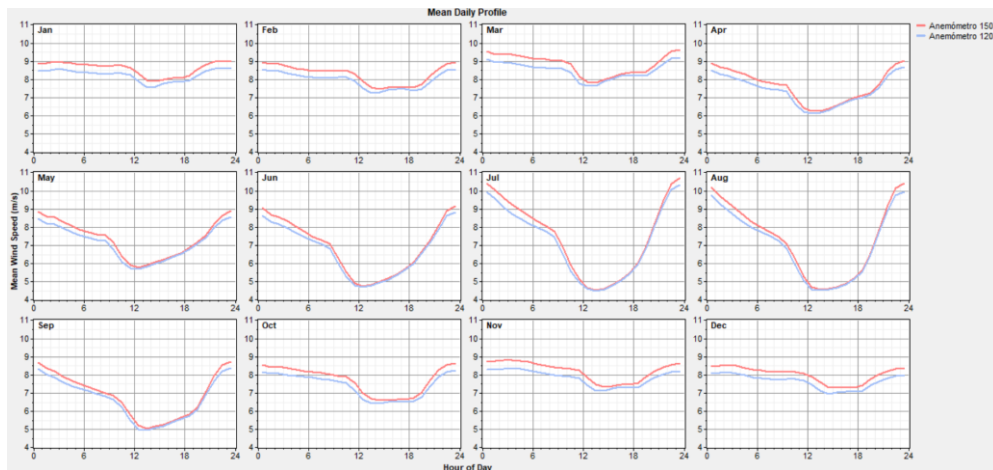


Figura 6: Perfil horario de la velocidad del viento, por mes

Resulta interesante también estudiar la variabilidad mensual e interanual de la velocidad. En la figura se refleja como la velocidad media es algo superior durante los meses de invierno, aunque destaca el pico máximo de mes de marzo con casi 9 m/s. Interanualmente, se puede identificar que el rango de velocidad se mantiene entre los 7.5 m/s y los 8 m/s, aunque es positivo que la tendencia haya ido en aumento desde 2018.

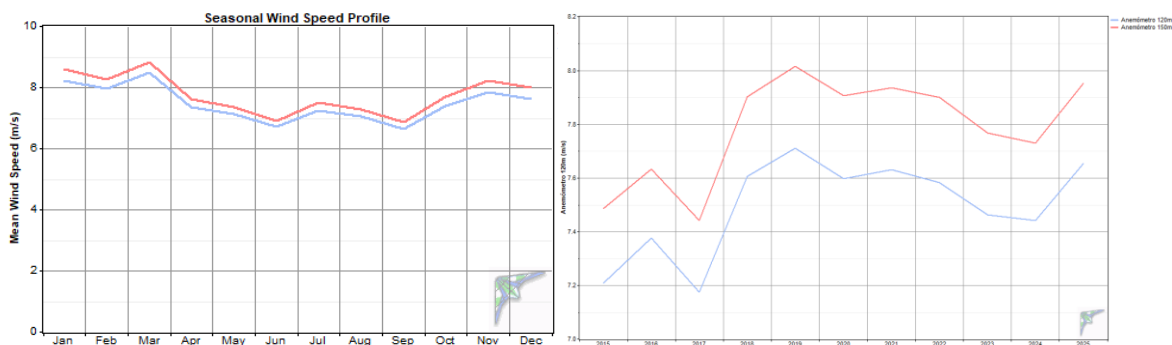


Figura 7: Variabilidad mensual y anual de la velocidad de viento

Este último diagrama de cajas de la Figura 8 ayuda a representar de una forma muy visual la diferencia entre valores medios, máximos y mínimos horarios y los valores extremos, para cada mes. Confirma que en invierno se alcanzan velocidades más extremas, pero la tendencia es más estable (las cajas son más pequeñas que en verano).

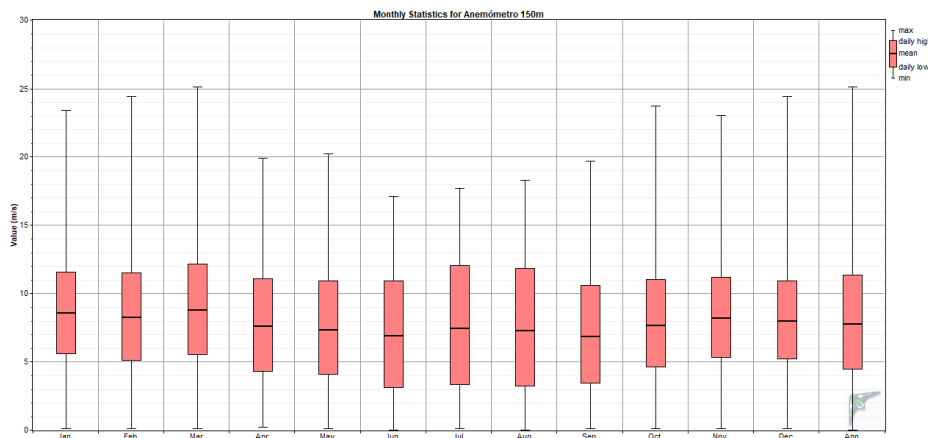


Figura 8: Diagrama de cajas mensual de la velocidad de viento

4.3 ANÁLISIS DE DIRECCIÓN

Para estudiar la dirección del viento en un punto, se utiliza la rosa de los vientos, que describe la distribución espacial por la que proviene el viento en un punto. La hay de tres formas, de frecuencia, de velocidad y de energía. Se van a tener cuenta las del anemómetro mayor (150m), ya que es la altura de buje de los aerogeneradores.

4.3.1 ROSA DE FRECUENCIA

Esta rosa muestra el porcentaje del tiempo que el viento viene de cada sector espacial. Se aprecia en la Figura 9 a continuación. Lo ideal es que mantenga una dirección de fija, para maximizar la energía extraíble del viento.

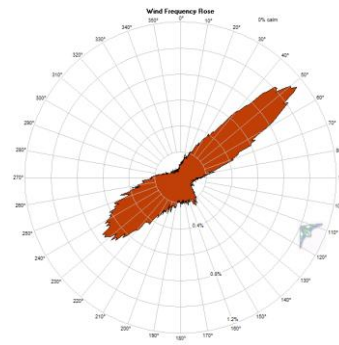


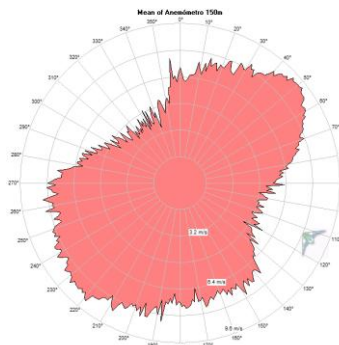
Figura 9: Rosa de los vientos de frecuencias

Como era de esperar, la dirección por la que más sopla el viento apunta hacia unos 52° respecto al Norte, pues así se aproximaba en las fases preliminares según los atlas eólicos. El porcentaje se queda cerca del 20% del tiempo, lo que es un dato considerablemente alto. Vemos también como la frecuencia de la dirección complementaria a la misma (232°) es lógicamente también bastante grande, sobrepasando un 14%.

El viento se concentra notablemente en una sola dirección, algo muy positivo para aprovechar el potencial eólico al máximo. Aunque esta rosa proporciona información valiosa, no es suficiente, pues puede que para una determinada dirección haya alta frecuencias, pero a la vez bajas velocidades.

4.3.2 ROSA DE VELOCIDAD

La rosa de velocidades ilustra la velocidad media por la que circula el viento en cada dirección espacial.



Se aprecia que la tendencia es similar a la de la rosa de frecuencias, aunque está bastante más repartida en el espacio. Al igual que la anterior, la mayor velocidad media ocurre a los 52° (unos 9 m/s), siguiéndole de cerca su complementario. Se trata de una muy buena velocidad media para el generador eólico.

4.3.3 ROSA DE ENERGÍA

Es el compendio de las anteriores, ya que combina el efecto de ambas. Muestra la energía (kWh/m²) para cada dirección del viento. Es por tanto de vital importancia, pues es la que define la dirección a la que se deben colocar las alineaciones de aerogeneradores para maximizar la producción de energía extraíble del viento.

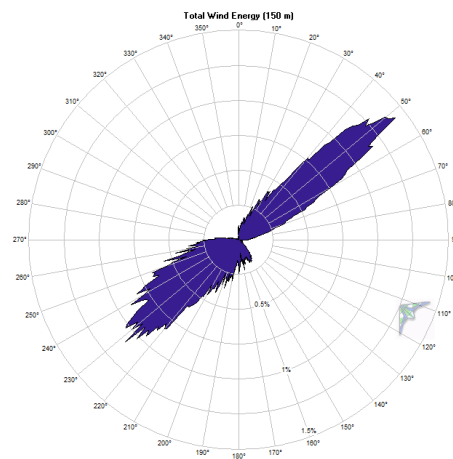


Figura 11: Rosa de los vientos de energías

Como se aprecia, la dirección de mayor captación de energía sigue siendo hacia el Nordeste (52°), llegando a casi un 24% de captación de energía que recibe del viento, por lo que los aerogeneradores se dispondrán en alineaciones que apunten hacia 142°.

4.4 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

La caracterización del recurso eólico es compleja, ya que este varía de forma aleatoria, así que la industria necesita formas de modelarlo estadísticamente. El modelo más utilizado para ello es su aproximación a una función de densidad continua, llamada distribución de Weibull. Su formulación se describe en la siguiente.

$$f(x) = \frac{k}{c} \left(\frac{x}{c}\right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{x}{c}\right)^k \right] \quad (k > 0, x > 0, c > 1)$$

Figura 12: Formulación de la función de densidad de Weibull [28]

Como se observa, esta depende de dos parámetros, c y k . El parámetro k es adimensional e indica la concentración del viento alrededor de la velocidad media (estabilidad, simetría de la función). Por su parte, el parámetro c (m/s) es el denominado factor de escala y se relaciona con la velocidad media.

La gráfica calculada por Windographer es la de la Figura 13. La función de distribución (curva) permite calcular la probabilidad de que el viento sople a una velocidad determinada, y se muestra junto con la representación gráfica de la distribución de rangos de velocidades en el tiempo, es decir, su frecuencia o número de horas (el histograma).

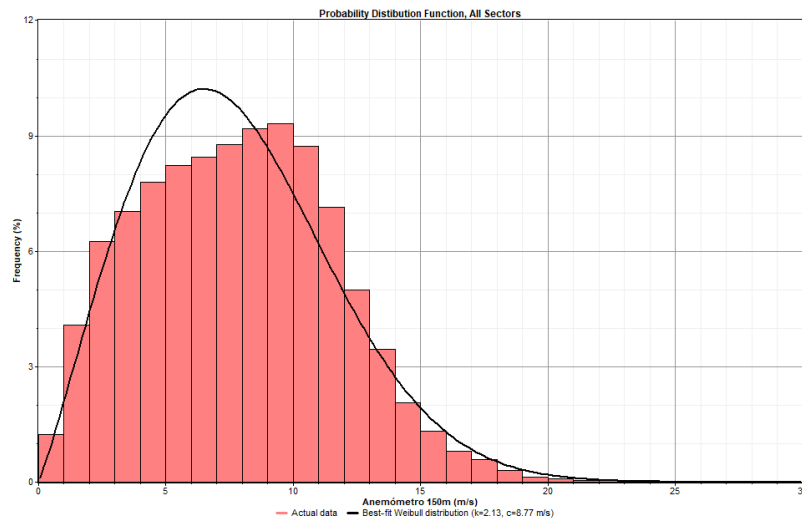


Figura 13: Distribución de Weibull de la velocidad del viento

Los parámetros de Weibull obtenidos han sido $k=2.13$ y $c=8.77$, que se valoran positivamente, ya que el factor de forma se encuentra en un rango común en los emplazamientos eólicos (2-3), y aunque podría ser mucho más bajo no está muy alejado de la simetría (2.8) y el de forma es bastante alto (>8 m/s).

Sin embargo, en este caso el modelo está subestimando la velocidad más común. Si se usa un método distinto de ajuste estadístico de datos, cuya comparación se expone en la Figura 14, el de máxima verosimilitud se aproxima mucho más a los datos reales, así como el de mínimos cuadrados.

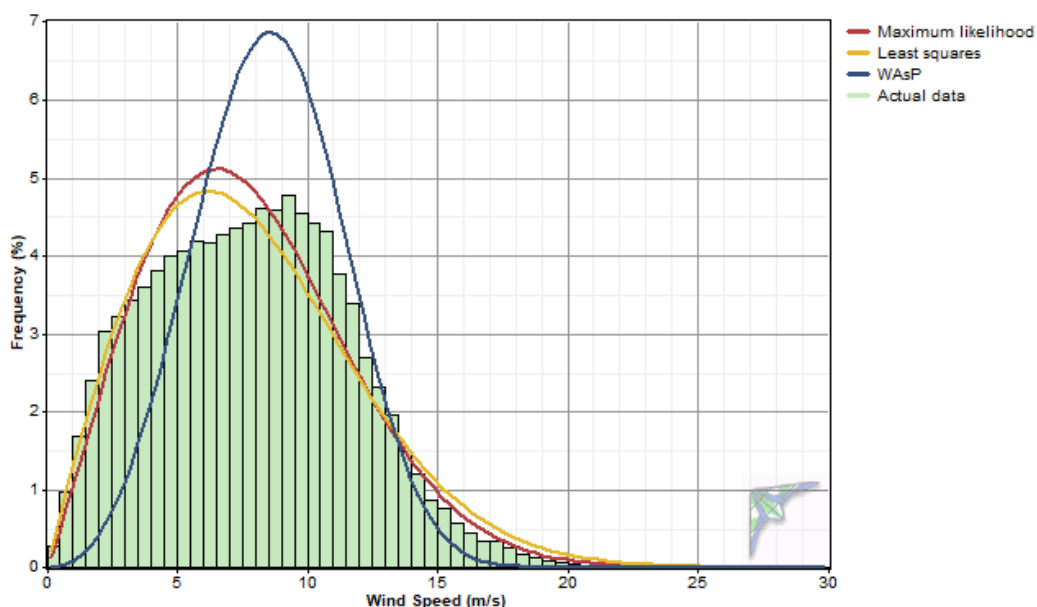


Figura 14: Distribución de Weibull con distintos ajustes estadísticos

Asimismo, cabe reseñar que esta distribución ejemplifica el comportamiento del viento en el sentido de que es mucho más probable tener velocidades de viento bajas, que altas (la curva está desplazada hacia la izquierda). En este caso concreto, es positivo que no haya cambios tan bruscos en la velocidad, al tener varios rangos de velocidad buena frecuencia, y siendo grandes velocidades las más frecuentes (8.5 m/s – 10 m/s).

Por otro lado, al modelar una función de densidad, es posible calcular su integral y así su función de distribución de probabilidad acumulada, que se expresa en la Figura 15.

$$F(x) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{x}{c} \right)^k \right]$$

Figura 15: Formulación de la función de distribución acumulada de Weibull [28]

Gracias a ella, se puede expresar la probabilidad de que el viento sople a una velocidad media menor o igual que una velocidad determinada. La resultante es la de la Figura 16, de la que se pueda extraer que las velocidades superan a la media (7.78 m/s) en aproximadamente el 40% del tiempo, un dato favorable para la producción de energía.

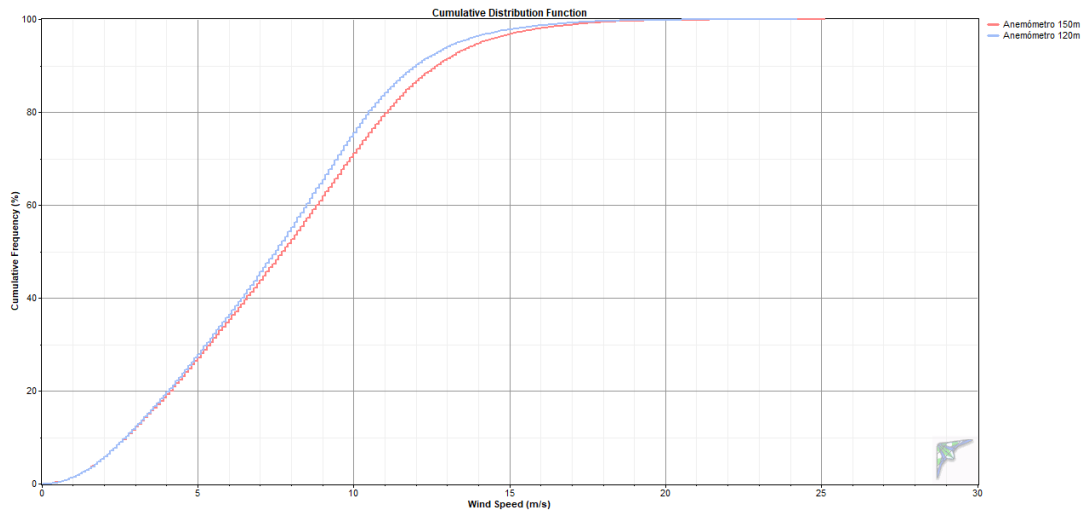


Figura 16: Función de probabilidad acumulada de velocidad de viento

4.5 VARIACIÓN VERTICAL DEL VIENTO (CIZALLAMIENTO)

La velocidad del viento se reduce cuanto más cerca de la superficie nos encontremos, debido al efecto de la rugosidad del terreno, que lo frena debido a la fuerza de rozamiento. Esta variabilidad vertical se modela mediante la ley de Hellmann, conocida como ley potencial de la variación del viento con la altura.

$$\frac{v_1}{v_{ref}} = \left(\frac{h_1}{h_{ref}}\right)^\alpha$$

Se define como coeficiente de rugosidad (α) al parámetro que sirve para extrapolar la velocidad de viento a cualquier altura (1), si se conoce la altura y velocidad a una altura de referencia (ref). Este exponente no es constante en el tiempo, sino que depende de factores como la rugosidad del terreno, la estabilidad atmosférica u otros obstáculos. Se puede obtener también conocida la longitud de rugosidad (z_0), que se define teóricamente como la altura a la que la velocidad del viento se hace nula.

Ese nuevo coeficiente también es común que sirva para modelar la cizalladura de forma logarítmica:

$$\frac{v_1}{v_{ref}} = \ln\left(\frac{h_1/z_0}{h_{ref}/z_0}\right)^\alpha$$

En la Figura 17 se representa la cizalladura según ambas leyes, en las que se percibe como al superar aproximadamente los 80 metros tiende a la linealidad, y el efecto de la altura va decreciendo. No hay demasiada diferencia en estos términos como para discernir entre aerogeneradores por su mayor o menor altura de buje.

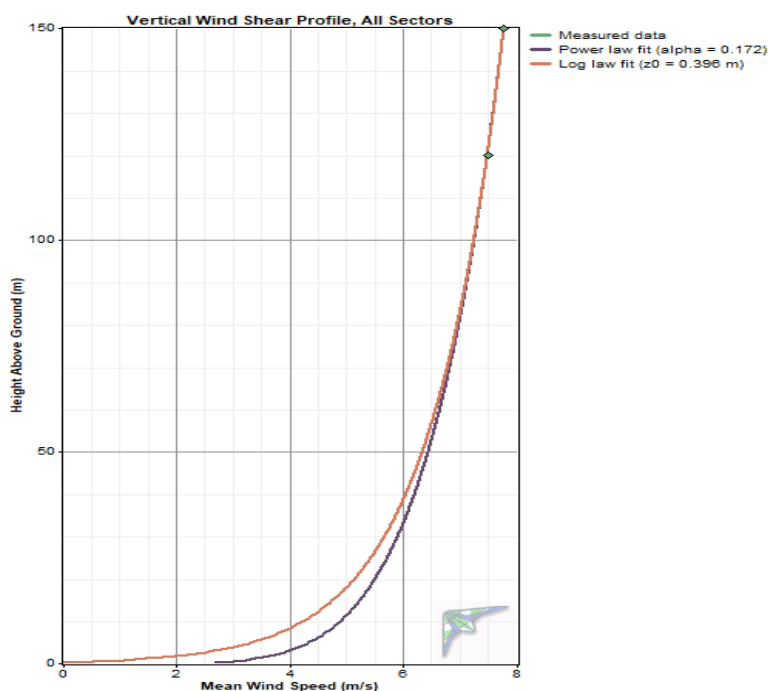


Figura 17: Variación del viento con la altura (cizalladura)

En cuanto a los parámetros obtenidos, el valor del relativo a la ley potencial es $\alpha=0.172$, que está de acuerdo con lo esperado, ya que es relativamente bajo (suele variar entre 0.00 y 0.40). Sin embargo, la ley logarítmica proporciona un valor $z_0=0.396$ m, que resulta demasiado elevado para el tipo de emplazamiento elegido, que suele clasificarse como áreas con presencia de arboledas, y no es el caso. Podemos intuir que el software no está interpretando bien este dato de rugosidad. Es por esto mismo la diferencia que se observa entre ambos modelos de en la Figura 17, donde la ley logarítmica establece menores velocidades a bajas alturas debido a la sobreestimación de rugosidad (aunque en ningún caso iban a ser coincidentes).

Por otro lado, se muestra en la siguiente Figura 18 la variación horaria temporal para cada mes del parámetro de Hellman α , que como se ha comentado no es constante ya que depende de múltiples factores ambientales o estacionales.

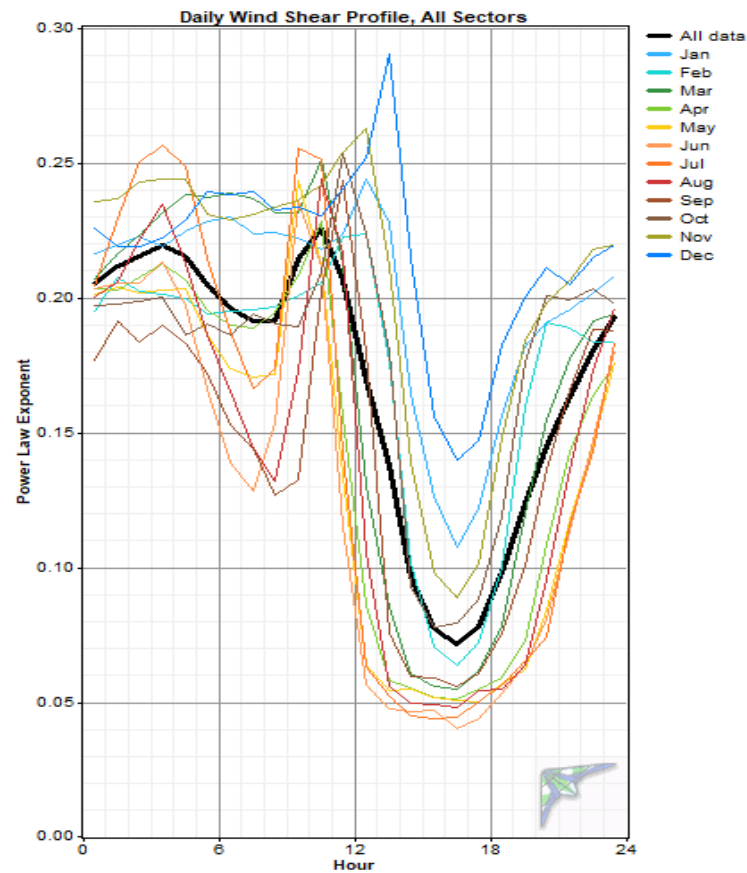


Figura 18: Variación horaria del coeficiente de Hellman (α), por mes

Se aprecia como este se incrementa en los meses invernales, y en las horas en las que más sopla el viento, por lo que en estas circunstancias el efecto de la altura es mayor. Existe una gran diferencia entre los valores máximos y mínimos horarios, en torno a 0.12. Destaca también el sustancialmente grande y rápido decremento (llegando incluso menos de 0.05 en algunos meses) que sufre en las horas de menor intensidad.

4.6 VIENTOS EXTREMOS (RAFAGOSIDAD)

Para la elección de una turbina eólica, es indispensable conocer los valores de velocidad extremos a alcanzar durante la vida útil del proyecto. Las fuertes rachas de viento que se dan muy rápidamente (en régimen dinámico) actúan como una carga de fatiga a los componentes del aerogenerador, deteriorando sus materiales, y en consecuencia afectando a su rendimiento y a su vida útil.

Para la modelización de estos valores extremos, la distribución estadística más utilizada en ingeniería, y especialmente en meteorología, es la distribución de Gumbel, que es capaz de predecir el valor extremo de una muestra de variables aleatorias, como los registros de velocidad de viento. Lo hace calculando la probabilidad de que ocurra un determinado viento extremo. La formulación de su función de densidad se muestra en la Figura 19.

$$g_1(x) = \frac{1}{\beta} \exp \left[-\frac{x - \mu}{\beta} - e^{-\frac{x - \mu}{\beta}} \right]$$

Figura 19: Formulación de la función de densidad de Gumbel [29]

El modelo se utiliza principalmente para predecir los conocidos periodos de retorno, que se definen como el tiempo esperado en el que una determinada velocidad de viento extrema vuelve a soplar. En la Figura 20 se representa su formulación, que consiste en la inversa de la probabilidad de que ocurra una velocidad de viento mayor que una determinada.

$$T(x) = \frac{1}{P(X > x)}$$

Figura 20: Formulación del periodo de retorno [29]

La Figura 21 muestra la función de este periodo de retorno para el emplazamiento. Teniendo en cuenta que la vida útil de los aerogeneradores modernos suele rondar los 20-25 años, se puede tomar como valor de referencia máximo para su dimensionamiento unos 28.5 m/s o incluso 29 m/s si se deja un margen de seguridad holgado.

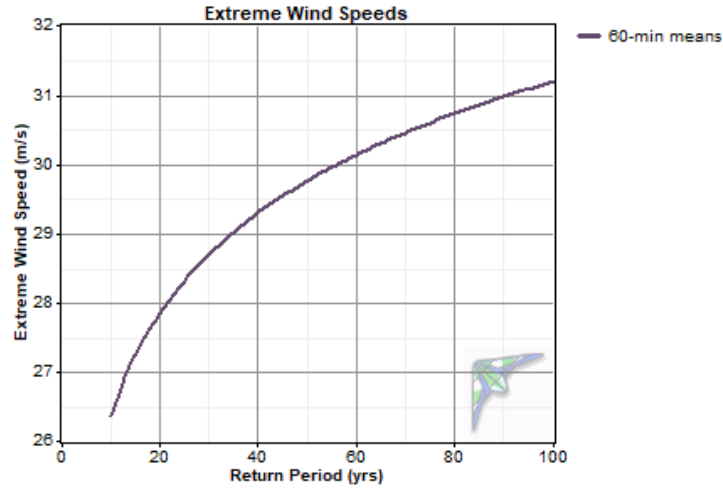


Figura 21: Periodo de retorno de velocidades extremas

Asimismo, se debe tener en cuenta la información que proporciona la propia función de distribución de probabilidad acumulada, formulada en la Figura 22, que se obtiene al integrar la de densidad.

$$G_1(x) = \exp \left[e^{-\frac{x-\mu}{\beta}} \right]$$

Figura 22: Formulación de la función de distribución acumulada de Gumbel [29]

Esta función calcula la probabilidad de que la velocidad no supere un determinado valor de viento extremo anualmente. La calculada por el software es la de la siguiente figura.

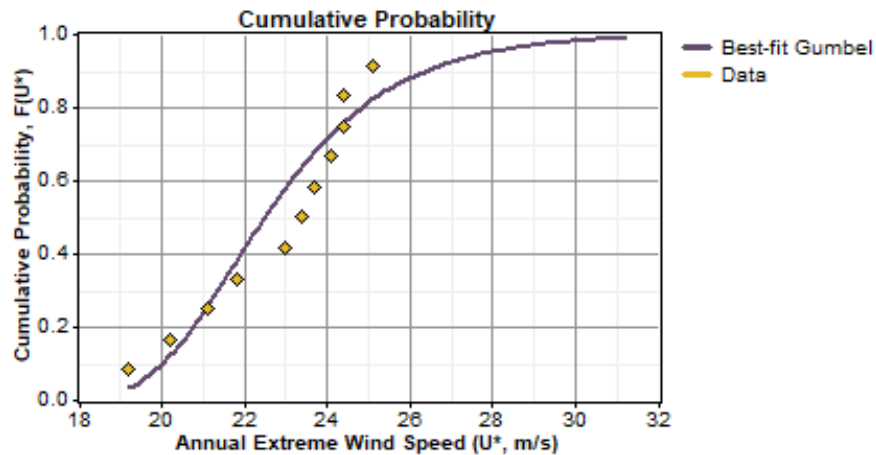


Figura 23: Función de probabilidad acumulada de la velocidad del viento extremo

Se observa que el modelo de Gumbel no se ajusta exactamente a la forma de los datos, especialmente en los valores de probabilidad intermedios.

Por otro lado, es importante también el análisis propuesto por la probabilidad de excedencia, que se entiende como la probabilidad de que anualmente se exceda un determinado valor extremo de velocidad.

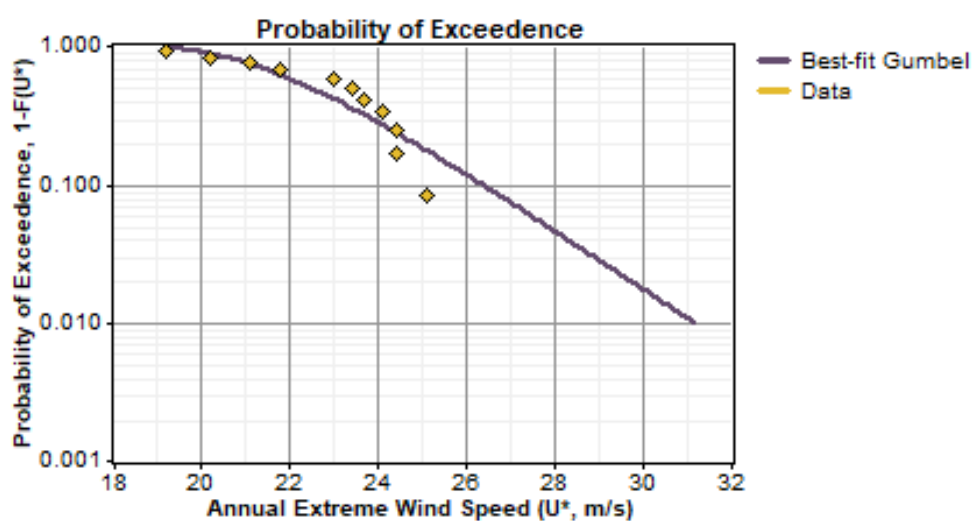


Figura 24: Probabilidad de excedencia de vientos extremos

De esta Figura 24 se puede extraer que valores superiores a alrededor de 25 m/s tienen una probabilidad de ocurrencia baja, menor del 10%. El ajuste es muy bueno para las ráfagas más frecuentes, por debajo de 22 m/s, pero en las probabilidades intermedias y de muy alta velocidad es cuando existe más error, al igual que ocurría con la función de distribución acumulada de la Figura 23.

Capítulo 5. ESTUDIO ENERGÉTICO DEL PARQUE

Esta segunda fase del estudio utilizará el programa WAsP, con el que se modelará el parque eólico del emplazamiento y se podrán realizar simulaciones energéticas del mismo, que proporcionarán información clave para la evaluación de la viabilidad técnico - económica del parque. Este programa fue creado por la DTU Wind and Energy Systems de la Technical University of Denmark y lleva liderando su papel en la industria eólica desde hace más de 20 años [30].

Entre la información más importante obtenida con WAsP, resalta el valor anual de la energía total neta vertida a la red, pues es el dato necesario en un proyecto de generación de energía para poder estimar los ingresos del parque a largo plazo, según el precio de venta de esta energía.

Este valor final es el resultante de un estudio comparativo de alternativas entre tres modelos de aerogeneradores presentes en el mercado, para los que se conoce su curva de potencia y de coeficientes de empuje.

Además, se ha buscado minimizar las pérdidas por estela, completando varias iteraciones modificando la posición de los aerogeneradores en el emplazamiento, y maximizando del mismo modo la energía vertible a la red.

5.1 DATOS DE ENTRADA

Para poder realizar estimaciones de energía, el software necesita procesar los siguientes datos:

- Mapa de la topografía (curvas de nivel) y de la rugosidad y obstáculos del emplazamiento y sus alrededores (modelo digitalizado)
- Datos de viento de la estación anemométrica del emplazamiento (los proporcionados por Vortex a altura de buje)
- Coordenadas de los aerogeneradores y de la estación anemométrica
- Densidad del aire del emplazamiento (obtenida a partir los datos de presión y temperatura recogidos por la estación anemométrica)
- Curva de potencia y de coeficientes de empuje del modelo de aerogenerador
- Diámetro de rotor de los aerogeneradores
- Altura de buje de los aerogeneradores

5.2 SELECCIÓN DEL MODELO DE AEROGENERADOR

Para el estudio de alternativas, se dispone de los datos de las curvas de potencia y coeficientes de empuje de tres modelos de aerogenerador, cuyas características principales son las de la Tabla 2.

MODELO	FABRICANTE	DIÁMETRO DE ROTOR (m)	POTENCIA NOMINAL (MW)
GE164	GENERAL ELECTRIC	164	6
N163	NORDEX / ACCIONA	163	7
V172	VESTAS	172	7,2

Tabla 2: Características principales de los modelos de aerogeneradores

5.2.1 HIPÓTESIS CONTEMPLADAS

5.2.1.1 Criterio de selección

El criterio de selección es encontrar el modelo de máquina que más energía produzca en el emplazamiento, comparando los resultados de sus simulaciones en WAsP.

En la industria, realmente se decide según el coste de la energía (kWh) generado a menor coste, pero como no se dispone de ofertas reales de fabricantes, se decidirá según su capacidad de producción. Además, hoy en día los fabricantes de aerogeneradores son muy competitivos entre sí, y reducen a mínimos las diferencias en este precio de kWh, por lo que es cada vez más común decantarse por otras variables.

Para poder realizar las comparaciones con las mismas condiciones, se establece una altura de buje de 150 metros, una altura cada vez más común para turbinas en los últimos años.

5.2.1.2 Densidad del aire

La curva de potencia de un aerogenerador se puede definir como la función que relaciona la potencia que es capaz de generar la máquina según la velocidad del viento incidente. Se trata de una información muy valiosa, y es proporcionada por el fabricante. Estos proporcionan los datos en forma de tabla para distintos valores de densidad del aire.

En este caso, se ha obtenido un valor de densidad del aire de 1,100 kg/m³, según la siguiente Figura 25: Fórmula de la densidad del aire, en la que se han usado como valores de referencia la temperatura media del emplazamiento recogida por la estación anemométrica a altura de buje (10,35°), y la presión (89,57 kPa). m_{aire} es la masa molar del aire seco ($m_{\text{aire}}=0,02896$) y R es la constante universal de los gases ($R=8,3144$) [31].

$$\text{Densidad}_{\text{aire}} = \frac{m_{\text{aire}} P_{\text{atm}}}{R T} \quad \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]$$

Figura 25: Fórmula de la densidad del aire [31]

5.2.1.3 Escenario de pérdidas

Para cada modelo de aerogenerador, WAsP va a proporcionar la cantidad de energía producida por cada aerogenerador y por el parque completo, incluido sus pérdidas por estela. Tras varias iteraciones, se ha tratado de optimizar su posición dentro del emplazamiento para reducir estas pérdidas por interferencias.

Sin embargo, el programa estima la energía generada al pie de la torre por cada aerogenerador, que no es la que se entrega a la red, pues hay que tener en cuenta más pérdidas además de las de estela. Fundamentalmente, se trata de pérdidas eléctricas, en el camino recorrido desde el pie de la máquina hasta la salida a la línea aérea de AT, en el que se recorre varios km a MT, y se tiene que pasar por varios elementos que consumen potencia como el transformador de potencia MT/AT. Un valor razonable de estas pérdidas es un 3%.

Además, hay que considerar el tiempo de disponibilidad real del parque eólico anual, pues existe una serie de procedimientos de operación y mantenimiento (O&M) incluidos en su manual que hay que realizar anualmente, e incluir una estimación de tiempo en el que algún aerogenerador o el parque completo pueda estar parado por averías. Esta indisponibilidad se suele estimar en un 2%.

Por último, se debe tener en cuenta que las curvas de potencia de la máquina las garantiza el fabricante con un 0%-5% de error. En el momento de la operación, existen estas pequeñas discrepancias entre la curva teórica y la producción real. Se tomará un valor conservador de un 4%.

Existen otro tipo de pérdidas, relacionadas con las condiciones ambientales, o con los procesos de arranque y parada. Se establecerán del 1%.

Por tanto, para todos los casos simulados, se va a considerar el siguiente escenario de pérdidas de la Tabla 3.

ESCENARIO DE PÉRDIDAS	PÉRDIDAS	RENDIMIENTO
ELÉCTRICAS	3%	0,97
O&M	2%	0,98
INCUMPLIMIENTO CURVA DE POTENCIA	4%	0,95
OTROS	1%	0,99
FACTOR DE PÉRDIDAS		0,90307

Tabla 3: Escenario de pérdidas

El factor de pérdidas total desde el pie de la máquina hasta el vertido a red se calcula multiplicando los rendimientos individuales.

5.2.2 GENERAL ELECTRIC GE164

Si se observan los datos de la Tabla 2, este modelo es el de menor potencia nominal (6 MW), por lo que se espera a priori que sea el que menor energía produzca. La potencia instalada del parque sería por tanto de 42 MW.

La curva de potencia y de coeficientes de empuje obtenidas es la de la siguiente Figura 26.

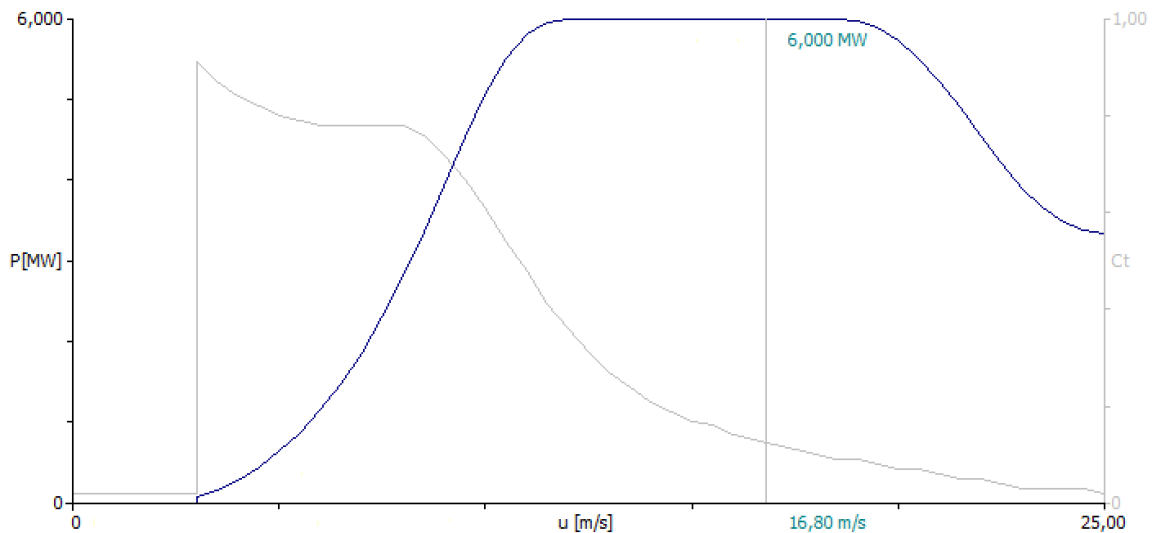


Figura 26: Curva de potencia del aerogenerador GE164

Se observa como en torno a los 12 m/s ya está generando a máxima potencia.

Los resultados de la simulación se recogen en la Tabla 4.

GENERAL ELECTRIC GE164				
AEROGENERADOR	COORDENADA UTM [m]	ENERGÍA BRUTA [MWh]	ENERGÍA NETA [MWh]	RENDIMIENTO [%]
AG1	(416072, 4685481)	24289,667	23572,173	97,05
AG2	(416398, 4685065)	24839,117	23919,272	96,3
AG3	(416730, 4684641)	24454,812	23542,774	96,27
AG4	(417050, 4684232)	24219,871	23691,581	97,82
AG5	(414967, 4684069)	23723,229	22506,344	94,87
AG6	(415314, 4683626)	23871,992	22571,26	94,55
AG7	(415672, 4683169)	24377,977	23645,934	97
TOTAL		169776,66	163449,32	96,27

Tabla 4: Resultados de la simulación energética del aerogenerador GE164

El dato de energía bruta es el que se obtiene al pie del aerogenerador, sin pérdidas externas de ningún tipo, si los aerogeneradores estuvieran suficientemente distanciados para no verse afectados por el efecto estela. La energía neta de 163450 MWh se obtiene tras eliminar las pérdidas por estela, que en este caso son del 3,73%. Se trata de un dato muy positivo, tomando como referencia un 5%, por el cual valores menores al mismo son bajos, y superiores (hasta un 10%) son elevados pero aceptables.

El balance energético final, tras considerar el factor de pérdidas (tabla) se muestra en la siguiente tabla.

ENERGÍA VERTIDA A RED (MWh/año)	147668,33
HORAS EQUIVALENTES (h)	3516
FACTOR DE CARGA (%)	40,14
PR (%)	86,98

Tabla 5: Balance energético del parque con el aerogenerador GE164

Destaca un gran factor de capacidad para el parque, que aprovecha muy bien su recurso eólico. En cuanto al índice de rendimiento (PR), también es adecuado, pues en las instalaciones eólicas suele rondar entre el 85% y el 90%.

5.2.3 NORDEX / ACCIONA N163

La turbina del fabricante alemán Nordex alcanza los 7MW de potencia nominal, que harían que la potencia nominal del parque fuera de 49 MW. La siguiente Figura 27 muestra su curva de potencia.

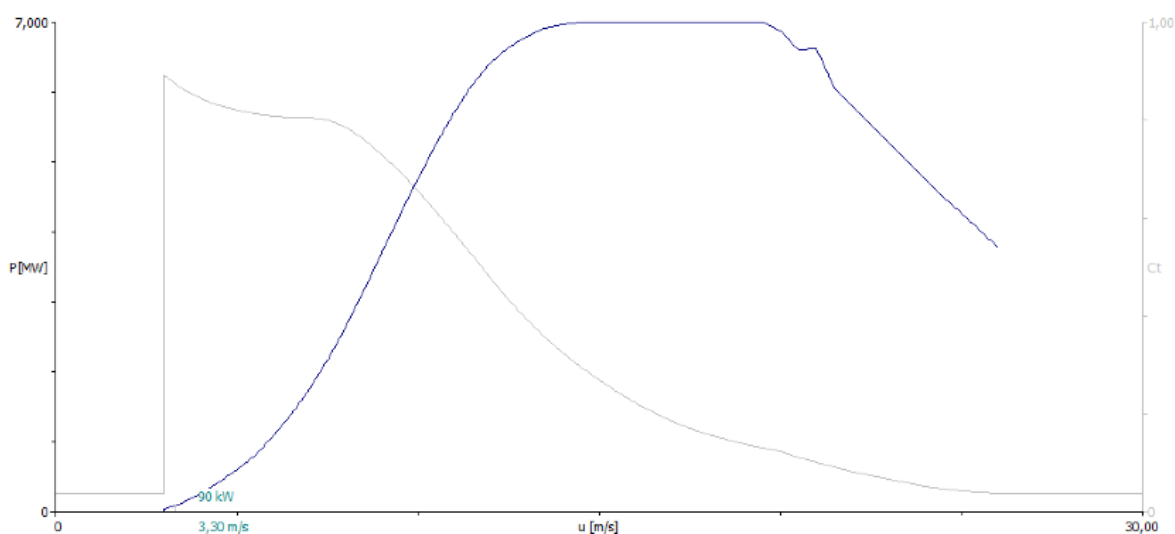


Figura 27: Curva de potencia del aerogenerador N163

En este caso, se alcanza la potencia nominal a los 14,50 m/s, superando al GE164, y empieza a perder potencia a partir de los 19,60 m/s. En la simulación se obtienen los siguientes resultados:

NORDEX / ACCIONA N163, 7 MW				
AEROGENERADOR	COORDENADA UTM [m]	ENERGÍA BRUTA [MWh]	ENERGÍA NETA [MWh]	RENDIMIENTO [%]
AG1	(416072, 4685481)	24306,647	23537,861	96,84
AG2	(416398, 4685065)	24924,301	23924,838	95,99
AG3	(416730, 4684641)	24496,583	23503,075	95,94
AG4	(417050, 4684232)	24239,866	23659,954	97,61
AG5	(414967, 4684069)	23663,127	22343,666	94,42
AG6	(415314, 4683626)	23835,247	22413,629	94,04
AG7	(415672, 4683169)	24395,87	23590,033	96,7
TOTAL		169861,644	162973,04	95,94

Tabla 6: Resultados de la simulación energética del aerogenerador N163

La energía neta de 163 MWh es prácticamente la misma que con GE164, aunque en este caso las pérdidas por estela son algo mayores, alcanzando el 4,06%. Puede influir el hecho de la curva de coeficientes de empuje, pues para este modelo N163 los coeficientes son algo mayores, produciendo mayor turbulencia en el viento.

A pesar de ser 1 MW de potencia nominal mayor que el anterior, la energía no aumenta considerablemente. Esto es debido a que en las condiciones de operación dadas el recurso eólico no puede expresarse mucho más.

La Tabla 7 recoge los resultados finales de vertido a red:

ENERGÍA VERTIDA A RED (MWh/año)	147176,06
HORAS EQUIVALENTES (h)	3004
FACTOR DE CARGA (%)	34,287593
PR (%)	86,64

Tabla 7: Balance energético del parque con el aerogenerador N163

Aunque son ligeramente menores, la energía a red y el índice de rendimiento son muy similares al GE164. Sin embargo, sí es reseñable la reducción de 500h en las horas de operación equivalentes y por tanto de un 5,84% en el factor de carga.

5.2.4 VESTAS V172

El aerogenerador del fabricante danés es el de mayor diámetro de rotor y potencia nominal estudiado (7,2 MW). Crearía un parque de 50,4 MW de potencia instalada.

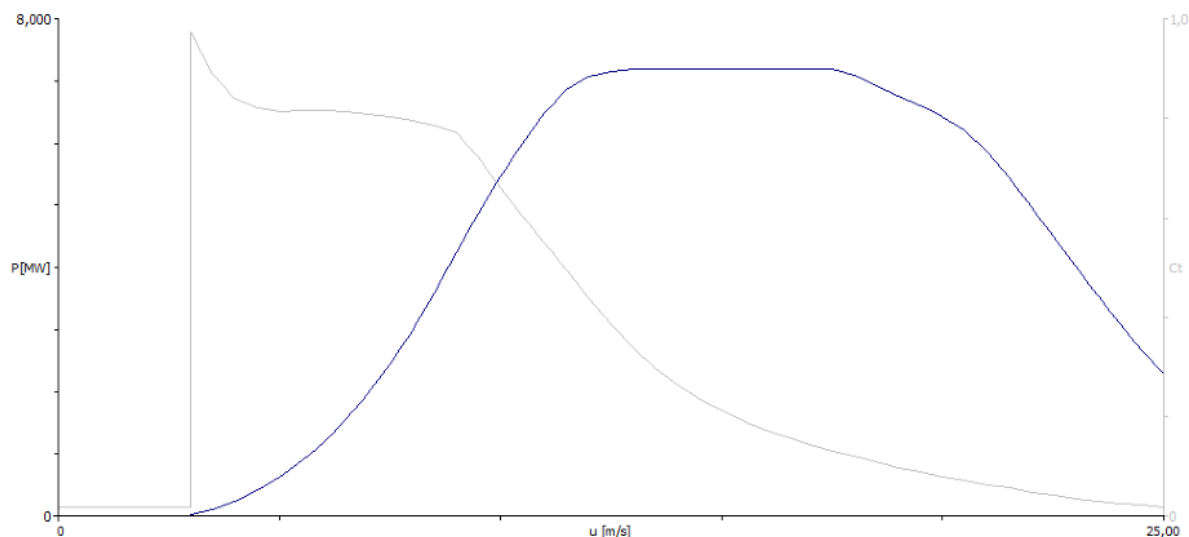


Figura 28: Curva de potencia del aerogenerador V172

La máquina alcanza su potencia nominal a los 14 m/s, y empieza a reducirse a partir de los 17 m/s de velocidad de viento. A pesar de su mayor potencia, son valores algo menores que los de N163, y el rango de velocidades a potencia máxima es bastante más estrecho (3 m/s frente a 5 m/s). La simulación energética que ofrece WAsP se muestra en la Tabla 8.

VESTAS V172				
AEROGENERADOR	COORDENADA UTM [m]	ENERGÍA BRUTA [MWh]	ENERGÍA NETA [MWh]	RENDIMIENTO [%]
AG1	(416072, 4685481)	26875,494	25954,664	96,57
AG2	(416398, 4685065)	27528,567	26329,158	95,64
AG3	(416730, 4684641)	27072,037	25877,287	95,59
AG4	(417050, 4684232)	26796,372	26100,695	97,4
AG5	(414967, 4684069)	26193,396	24587,624	93,87
AG6	(415314, 4683626)	26374,719	24650,625	93,46
AG7	(415672, 4683169)	26973,71	25994,416	96,37
TOTAL		187814,298	179494,47	95,57

Tabla 8: Resultados de la simulación energética del aerogenerador V172

Este modelo supera con creces la energía neta anual generada con los otros modelos, en más de 15 GWh. Es un resultado esperable, ya que el diámetro de las palas lo supera en 9 metros. Las pérdidas por estela son del 4,43%, por lo que sigue siendo un valor conforme al umbral del 5%.

ENERGÍA VERTIDA A RED (MWh/año)	162164,32
HORAS EQUIVALENTES (h)	3218
FACTOR DE CARGA (%)	36,73
PR (%)	86,34

Tabla 9: Balance energético del parque con el aerogenerador V172

Por lo recién comentado, la energía a red también es bastante mayor a la de los modelos anteriores. El resto de los índices son adecuados, muy comunes para parques eólicos, y se encuentran entre medias de las otras alternativas.

5.3 COMPARATIVA

La siguiente Tabla 10 recoge en forma de comparativa los principales índices de los balances energéticos previamente comentados.

	MODELO		
	GE164	N163	V172
ENERGÍA VERTIDA A RED (GWh/año)	147,67	147,18	162,16
FACTOR DE CARGA (%)	40,14	34,29	36,73
PR (%)	86,978	86,645	86,343

Tabla 10: Comparativa de resultados del estudio energético de los modelos de aerogenerador

De acuerdo con el Criterio de selección, el aerogenerador seleccionado es el VESTAS V172, dada su gran diferencia en generación de energía respecto al resto, a pesar de tener un rendimiento ligeramente más bajo que sus competidores, aunque muy parecido, y un factor de capacidad peor que el GE164. Sin embargo, este factor de capacidad sigue estando en un rango adecuado, y la pérdida no es tan considerable como los ingresos extras que suponen 15 GWh anuales.

Capítulo 6. CONCLUSIONES DEL ESTUDIO

Para concluir, la campaña de medición de viento ha resultado en una velocidad de viento media de 7.78 m/s a altura de buje, con una velocidad máxima de 25 m/s, y que anualmente suele alcanzar los 20 m/s. La gran constancia en la dirección del viento predominante que proporciona la rosa de frecuencias es un factor muy positivo del parque.

Gracias a la rosa de energías se ha modificado la posición de los aerogeneradores respecto del layout preliminar que se realizó en el Anexo I, para formar alineaciones paralelas a exactamente $141,35^\circ$. Sus localizaciones resultantes son las de la siguiente Figura 29: Localización de los aerogeneradores.



Figura 29: Localización de los aerogeneradores

En cuanto al estudio energético, como cabía esperar, hay mayores pérdidas por estela en los aerogeneradores que ocupan una posición central en las alineaciones (AG2, AG3, AG6), ya que se ven afectados por dos máquinas, y en cambio los de los extremos solo por una. Sin embargo, el aerogenerador AG5 presenta unas pérdidas bastante elevadas, a pesar de estar en un extremo y no ser el menos distanciado con otra posición. La causa puede ser que esté viéndose afectado por algún obstáculo en la rugosidad del terreno que por algún motivo perturbe los flujos de viento que llegan a su posición. Para saberlo con certeza, habría que realizar estudios de flujos de viento al detalle con CFD.

Se ha comprobado que las alineaciones de aerogeneradores están suficientemente separadas entre sí como para afectarse levemente con el efecto estela. El mayor causante de estas pérdidas por tanto es la distancia entre aerogeneradores de una misma alineación, que, aunque superan el umbral de distancia mínima recomendada (3 alturas de buje), si se completan simulaciones en las que se separan más, las pérdidas de estela se reducen notablemente. Por tanto, además de colocarlos perpendicularmente a la nueva dirección predominante del viento según la rosa de energías, se han separado lo máximo posible dentro del recinto perimetral.

Finalmente, el parque eólico será de 50,4 MW de potencia instalada, y estará formado por 7 turbinas V172 del fabricante Vestas de 7,2 MW y a 150 metros de altura de buje.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO PROYECTO DE EJECUCIÓN DEL PARQUE EÓLICO “HONTANAS I”

ANEXO III: MEMORIA DE CÁLCULOS

Autor: Roberto Fernández Ortí

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Índice del anexo

Capítulo 1. Redes de potencia	4
1.1 Red de Media Tensión.....	4
1.1.1 Nivel de tensión de la red	4
1.1.2 Tensión nominal del conductor y nivel de aislamiento	6
1.1.3 Temperatura máxima del conductor.....	7
1.1.4 Dimensionamiento de la sección del cableado de potencia	8
1.1.5 Intensidad de cortocircuito máxima admisible	15
1.1.6 Caída de tensión.....	17
1.1.7 Pérdidas de potencia	19
1.1.8 Dimensionamiento del transformador de potencia	20
Capítulo 2. Corrientes de Cortocircuito.....	22
2.1 Impedancias.....	22
2.1.1 Impedancia de la red de alta tensión.....	22
2.1.2 Impedancia del transformador MT/AT.....	24
2.1.3 Impedancia del cableado de MT	24
2.1.4 Impedancia de los transformadores BT/MT.....	24
2.1.5 Impedancia del generador.....	25
2.2 Cortocircuito en alta tensión.....	25
2.2.1 Dimensionamiento del interruptor de AT.....	26
2.3 Cortocircuito en media tensión.....	27
2.3.1 Dimensionamiento de interruptores de MT.....	28
Capítulo 3. Red de tierras.....	30
3.1 Resistividad del terreno	30
3.2 Tensión de contacto.....	31
3.3 Tensión de paso	33

Índice de figuras

Figura 1: Mapa de la intensidad de cortocircuito de la red de 220 kV [36]	23
Figura 2: Valores de la resistividad del terreno	30
Figura 3: Tensión admisible de contacto aplicada según la duración de la falta [38]	32

Índice de ecuaciones

Ecuación 1: Ley de Ohm	5
Ecuación 2: Intensidad máxima en servicio permanente.....	9
Ecuación 3: Temperatura del terreno según la temperatura ambiente [32]	11
Ecuación 4: Intensidad de cortocircuito admisible [13]	15
Ecuación 5: Caída de tensión (V) [34]	17
Ecuación 6: Caída de tensión (%)	17
Ecuación 7: Pérdidas de potencia	19
Ecuación 8: Potencia nominal aparente de un transformador	21
Ecuación 9: Intensidad de cortocircuito en AT	26
Ecuación 10: Intensidad de cortocircuito en MT.....	28
Ecuación 11: Intensidad máxima en servicio continuo en barras MT.....	29
Ecuación 12: Tensión de contacto máxima de una instalación [38].....	31
Ecuación 13: Tensión de paso máxima de una instalación [38].....	33

Índice de tablas

Tabla 1: Intensidad máxima admisible por alineación	5
Tabla 2: Nivel de aislamiento del cableado de potencia [13].....	6
Tabla 3: Temperatura máxima de servicio permanente del conductor de MT [13]	7
Tabla 4: Carga máxima en servicio permanente por tramos de la red de MT.....	9
Tabla 5: Factores de corrección de la temperatura del terreno [13]	11
Tabla 6: Resistividad térmica del terreno según su naturaleza y humedad [13]	12
Tabla 7: Factores de corrección de la resistividad térmica del terreno [13].....	12
Tabla 8: Factores de corrección de la profundidad de la zanja de cables [13]	13
Tabla 9: Intensidad máxima admisible por línea de generación	14
Tabla 10: Sección del conductor de MT en función de la intensidad máxima de servicio permanente [13].....	14
Tabla 11: Sección e intensidad máxima admisible.....	15
Tabla 12: Densidad de corriente máxima admisible de cortocircuito [13].....	16
Tabla 13: Intensidad de cortocircuito máximas admisibles, por línea de generación	16
Tabla 14: Parámetros de los conductores de la red MT	17
Tabla 15: Caída de tensión de la red de MT por tramo	18
Tabla 16: Caída de tensión de la red de MT por línea de generación	18
Tabla 17: Pérdidas de la red de MT, por tramos	19
Tabla 18: Pérdidas de la red de MT, por línea de generación	20
Tabla 19: Impedancias de las líneas de MT	24
Tabla 20: Intensidad nominal de los interruptores de línea de MT	29
Tabla 21: Tensiones de contacto máximas	32
Tabla 22: Tensiones de paso máximas	33

Capítulo 1. REDES DE POTENCIA

1.1 RED DE MEDIA TENSIÓN

Se definen 3 líneas de generación de media tensión, canalizados en zanja, que llegan hasta la subestación MT/AT. Se denomina circuito 1 al formado por las posiciones AG1 y AG2. Circuito 2 es el formado por AG3 y AG4, y circuito 3 por AG5, AG6 y AG7.

1.1.1 NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED

El fabricante del aerogenerador ofrece la opción de elegir el nivel de tensión de la red de media tensión, en el rango de 20 – 36 kV. Los valores normalizados para este tipo de instalaciones suelen ser 20 kV y 30 kV, y por consiguiente son los que ofrecerán más facilidades a la hora de elegir el cableado y la aparamenta necesaria. Por tanto, se va a decidir entre ambos niveles según su intensidad máxima en servicio permanente.

La potencia máxima que circula por el cableado de MT para cada línea de generación es la suma de la que genera cada aerogenerador a potencia nominal:

- Circuitos 1 y 2

$$P1_{max} = P2_{max} = Pnom * 2 = 7,2 * 2 = 14,4 \text{ MW}$$

- Circuito 3

$$P3_{max} = Pnom * 3 = 7,2 * 3 = 21,6 \text{ MW}$$

La intensidad máxima en servicio permanente ayudará a definir tanto el nivel de tensión nominal de la red como la sección del cableado. Se considera como factor de potencia el valor $\cos\varphi=0,9$, ligeramente inductivo, ya que la normativa legal exige que las instalaciones de generación de energía sean capaces de regular su factor de potencia para

los casos en los que tengan que contribuir al control de tensión de la red aportando potencia reactiva.

La intensidad que circula por un circuito de corriente alterna trifásica, particularizada para el caso de la intensidad máxima en servicio permanente (operando a potencia máxima), es la siguiente:

$$I_{max} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi}$$

Ecuación 1: Ley de Ohm

Por tanto, para el tramo más cargado de cada circuito y nivel de tensión considerado,

TENSIÓN (kV)	INTENSIDAD (A)		
	Circuito 1	Circuito 2	Circuito 3
20	461,9	461,9	692,8
30	307,9	307,9	461,9

Tabla 1: Intensidad máxima admisible por alineación

Como era de esperar, la intensidad se reduce un 33% al operar a 30 kV respecto a si se hiciera a 20 kV. Esto ahorraría un 55% pérdidas de potencia por efecto Joule en el recorrido de varios kilómetros de la red de MT hasta la subestación. Además, puede que abarate los precios de compra de componentes eléctricos, como los interruptores, cuyas dimensiones y precio se ve muy relacionado con su poder de corte. También permitirá optar por cables de secciones más razonables al circular valores de intensidad en rangos más adecuados.

Por tanto, el voltaje del sistema eléctrico de media tensión del parque será 30 kV, y su intensidad de carga máxima en servicio continuo 461,9 A.

Sin embargo, la sección del conductor va a dimensionarse independientemente para cada línea de generación, para no sobredimensionar circuitos mucho menos cargados e incurrir en costes extra innecesarios. Aunque se podría optimizar haciendo lo mismo para cada tramo de circuito, no es lo habitual. Esto se debe a facilidades en las fases de diseño, compras e

instalación. Por ejemplo, reduce el riesgo de errores en obra, evita la compra de elementos eléctricos auxiliares que permitan el cambio de sección, simplifica la logística, o facilita la coordinación de las protecciones. Además, proporciona mayor flexibilidad ante posibles ampliaciones, e incluso reduce pérdidas de potencia en los primeros tramos menos cargados.

1.1.2 Tensión nominal del conductor y nivel de aislamiento

El sistema de MT será de tensión nominal 30 kV, y según la Tabla 2 a continuación especificada en la normativa de referencia [13], la tensión más elevada de la red será 36 kV, que se corresponderá con la tensión de aislamiento de los componentes que la conformen.

Se busca que la red acabe con las faltas a tierra en un tiempo de despeje razonable, por lo que la categoría de la red debe ser A/B (menos de 1 hora).

Tensión nominal de la red U_n kV	Tensión más elevada de la red U_s kV	Características de la red	Características mínimas del cable y accesorios	
			U_0/U , ó U_0 kV	U_p Kv
3	3,6	A-B	1,8/3	45
		C	3,6/6	60
6	7,2	A-B		
		C	6/10	75
10	12	A-B		
		C	8,7/15	95
15	17,5	A-B		
		C	12/20	125
20	24	A-B		
		C	15/25	145
25	30	A-B		
		C	18/30	170
30	36	A-B		
		C	26/45	250
45	52	A-B		
66	72,5	A-B	36	(1)
110	123	A-B	64	(1)
132	145	A-B	76	(1)
150	170	A-B	87	(1)
220	245	A-B	127	(1)
400	420	A-B	220	(1)

Tabla 2: Nivel de aislamiento del cableado de potencia [13]

Por tanto, se deduce que la tensión asignada del conductor y demás componentes auxiliares será 18/30 kV, un valor muy frecuente para instalaciones eólicas. El voltaje soportado ante impulsos tipo rayo será entonces de 170 kV.

1.1.3 TEMPERATURA MÁXIMA DEL CONDUCTOR

La temperatura máxima de funcionamiento del conductor es una variable a tener en cuenta para su dimensionamiento. A mayor temperatura admisible, mayor será la intensidad que pueda soportar el conductor al poder evacuar más calor. La intensidad máxima admisible se calcula teniendo en cuenta que no se supera este valor de temperatura. Cuando se supera, aumenta la degradación del aislamiento, lo que se traduce en una reducción de su vida útil.

Para conocerla, la propia normativa la determina según su material de la capa aislante, como se presenta en la tabla:

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente θ_s	Cortocircuito θ_{cc} ($t \leq 5$ s)
Policloruro de vinilo (PVC)*		
$S \leq 300 \text{ mm}^2$	70	160
$S > 300 \text{ mm}^2$	70	140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno - Propileno (EPR)	90	250
Etileno - Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para $U_o/U < 18/30 \text{ kV}$ 90 para $U_o/U > 18/30 \text{ kV}$	250

Tabla 3: Temperatura máxima de servicio permanente del conductor de MT [13]

Como el material aislante del conductor seleccionado es XLPE, se deduce que la temperatura máxima de servicio continuo es de 90°C.

Además, la temperatura instantánea máxima (< 5s) que puede soportar ante un cortocircuito es de 250°C. Esta se concibe como el límite que puede llegar a alcanzar el conductor sin que sufra daños que lo incapaciten de forma permanente.

1.1.4 DIMENSIONAMIENTO DE LA SECCIÓN DEL CABLEADO DE POTENCIA

1.1.4.1 Metodología

Como se ha comentado previamente, la intensidad máxima en servicio permanente se usará como criterio para definir la sección del conductor aislado a utilizar. En media tensión, la caída de tensión a través de los conductores es muy pequeña, por lo que domina el criterio de la intensidad máxima admisible (a diferencia de lo que ocurre en baja tensión).

El apartado 6.1.2.1 de la normativa de referencia especifica la sección a utilizar en función de la intensidad máxima admisible y del tipo de material aislante, en forma de tabla. Sin embargo, la tabla muestra la intensidad máxima para unas determinadas condiciones ambientales y de operación.

Como estas no se corresponden con las condiciones del emplazamiento, se deberán aplicar una serie de factores de corrección para cada una de ellas, con el fin de obtener un factor de corrección total a aplicar a la intensidad a carga máxima por línea, y de este modo obtener la intensidad máxima admisible y su sección correspondiente con ayuda de la tabla mencionada. Además, se deberá verificar que dicha sección cumple con los requisitos mínimos de intensidad de cortocircuito, caída de tensión y pérdidas de potencia. En caso contrario, se deberá seleccionar otra sección de conductor que sí los asegure.

1.1.4.2 Intensidad máxima en servicio permanente

Se procede a calcular la intensidad máxima en servicio permanente para cada línea de generación de la red de MT.

Como se ha introducido en el apartado Nivel de tensión de la red, la intensidad máxima en servicio permanente se obtendrá con los aerogeneradores operando a su potencia nominal, a través de la ley de Ohm.

$$I_{max} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi}$$

Ecuación 2: Intensidad máxima en servicio permanente

Siguiendo unifilar de la red de MT del documento Planos, la potencia de cada tramo de las líneas de generación, la intensidad que circula en las condiciones previamente comentadas se condensa en la Tabla 4:

SERVICIO PERMANENTE			
LÍNEA	TRAMO	POTENCIA MÁXIMA (MW)	INTENSIDAD MÁXIMA (A)
1	AG1-AG2	7,2	154,0
1	AG2-SE	14,4	307,9
2	AG3-SE	14,4	307,9
2	AG4-AG3	7,2	154,0
3	AG5-SE	21,6	461,9
3	AG6-AG5	14,4	307,9
3	AG7-AG6	7,2	154,0

Tabla 4: Carga máxima en servicio permanente por tramos de la red de MT

Claramente, los tramos de red que evacúan la energía procedente de cada línea de generación hasta la subestación están más cargados, por lo que son los que dimensionarán el conductor de su línea (caso más desfavorable).

1.1.4.3 Factores de corrección

Una vez calculada la carga máxima, se le debe aplicar los factores de corrección correspondientes según las condiciones del emplazamiento, como se ha introducido anteriormente. Las condiciones para las que la norma [13] ofrece la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible del mismo se exponen a continuación:

- Temperatura ambiente de 40°C
- Temperatura del terreno de 25°C
- Resistividad térmica del terreno de 1.5 Km/W
- Zanjas con cables enterrados a 1 metro de profundidad

Los factores de corrección individuales se multiplicarán para calcular el factor de corrección global a aplicar. Como hipótesis inicial serán de un solo conductor por fase.

En todo momento se tendrá en cuenta que se trata de cables unipolares, aislados con XLPE y enterrados directamente en la zanja (sin entubar). Las tablas adjuntas de la normativa de referencia muestran datos en base a estas características de la instalación.

1.1.4.3.1 Temperatura ambiente

Al tratarse de una instalación en la que los conductores se entierran, el aire del ambiente no está en contacto con el conductor y por tanto la norma no lo considera una condición que afecte directamente a su funcionamiento. Por tanto, no se aplica factor de corrección (=1).

1.1.4.3.2 Temperatura del terreno

Para obtener el factor de corrección por temperatura del terreno (que se nombrará como K_{tt}), se requiere conocer tanto la temperatura del terreno en el que se cava la zanja como la temperatura de servicio continuo del conductor.

La temperatura del terreno se suele medir en ensayos en campo mediante su perforación con sensores térmicos. Como es inviable para el proyecto, se han seguido las indicaciones de la

guía climática elaborada por el IDEA [32], en la que se aproxima según la temperatura ambiente media, de la forma:

$$T_{\text{terreno}} = 0,0068 T_{\text{amb}} + 0,963 T_{\text{amb}} + 0,6865$$

Ecuación 3: Temperatura del terreno según la temperatura ambiente [32]

La temperatura ambiente suele medirse a 2 metros de altura, por lo que si se extrapola la temperatura registrada por el anemómetro a 150 metros de altura sobre el suelo (10,35°C), teniendo en cuenta que el gradiente medio del aire se considera 6,5°C/1000 [33], la temperatura media del ambiente resulta 11,31°C.

Sustituyendo en la Ecuación 3, resulta una temperatura de terreno de 12,45°C.

Por su parte, la temperatura máxima de servicio continuo del conductor aislado es de 90°C, como se obtuvo en el apartado Temperatura máxima del conductor.

Con esta información se puede deducir Ktt a partir de la Tabla 5 con una interpolación lineal.

Temperatura °C Servicio Permanente θ_s	Temperatura del terreno θ_t en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

Tabla 5: Factores de corrección de la temperatura del terreno [13]

Finalmente, se obtiene un valor de Ktt= 1,0904.

1.1.4.3.3 Resistividad térmica

El factor de corrección por resistividad térmica del terreno (Kr) requiere conocer un valor de la misma, según las propiedades del terreno en el que esté enterrado el conductor.

Como se puede observar en el plano de zanjas del documento N°2: Planos, la zanja se ha rellenado con un lecho de arena de río en el tramo alrededor de este (procedimiento habitual en este tipo de instalaciones eléctricas), por lo que se considera su resistividad térmica, que es de 1,5 K·m/W, lo que se corresponde con la Tabla 6 adjunta.

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

Tabla 6: Resistividad térmica del terreno según su naturaleza y humedad [13]

Con este valor, se puede consultar la Tabla 7 para hallar el factor de corrección.

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados.	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Tabla 7: Factores de corrección de la resistividad térmica del terreno [13]

El valor del factor resulta $K_{tr}=1$, y es además independiente de la sección, lo que es un caso único para cualquier valor de resistividad diferente al que posee la arena de río.

1.1.4.3.4 Profundidad de zanja

Para determinar el factor de corrección (K_z) se debe tener en cuenta que se trata de cables enterrados (sin estar bajo tubo) en zanjas de 1,2 metros de profundidad.

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

Tabla 8: Factores de corrección de la profundidad de la zanja de cable s[13]

Lo obtenemos entrado en la Tabla 8. Si se realiza la interpolación lineal correspondiente, se obtiene $K_z=0,984$, que es independiente de la sección escogida.

1.1.4.3.5 Agrupamiento de ternas de cables (distancia de separación)

No ha sido necesario que algún tramo de la red de MT comparta zanja con otro, como se ve el plano en planta de zanjas del documento Planos, y como según la hipótesis inicial hay un único conductor por fase, no habrá factor por agrupamiento de ternas ($=1$).

1.1.4.3.6 Factor de corrección global

El factor de corrección global se determina factorizando los factores individuales obtenidos:

$$K = K_{tt} \cdot K_r \cdot K_z = 1,0904 \cdot 1 \cdot 0,984 = 1,073$$

1.1.4.4 Intensidad máxima admisible

Aplicando el factor de corrección al tramo más desfavorable de cada línea de generación, resultan las intensidades máximas admisibles mínimas que debe soportar cada conductor, y se muestran en la Tabla 9.

CIRCUITO	INTENSIDAD (A)
1	286,96
2	286,96
3	430,49

Tabla 9: Intensidad máxima admisible por línea de generación

1.1.4.5 Sección de conductores

Con la información de las intensidades calculadas, es posible seleccionar la sección del conductor de cada línea usando la Tabla 10 procedente de la normativa [13]. Se ha justificado anteriormente la preferencia por el polietileno reticulado (XLPE) como material aislante debido a sus propiedades y recurrencia, y el aluminio como conductor por su precio respecto al cobre.

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

Tabla 10: Sección del conductor de MT en función de la intensidad máxima de servicio permanente [13]

Se deduce por tanto la sección e intensidad máxima admisible de los conductores y se visualizan en la siguiente tabla.

CIRCUITO	SECCIÓN (mm ²)	INTENSIDAD (A)
1	185	295
2	185	295
3	400	445

Tabla 11: Sección e intensidad máxima admisible

1.1.5 INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO MÁXIMA ADMISIBLE

El apartado 6.2 de la norma ITC-LAT 06 describe el proceso de cálculo de la intensidad de cortocircuito máxima admisible para conductores subterráneos aislados a este nivel de tensión [13].

Esta lo hace con la hipótesis de estar operando a la temperatura máxima en servicio continuo del conductor en el momento previo al cortocircuito, y llegando a su temperatura máxima de cortocircuito al final de este. Ambas temperaturas se han calculado anteriormente, en el apartado Temperatura máxima del conductor, resultando 90°C y 250°C respectivamente.

La formulación correspondiente se muestra en la Ecuación 4:

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}$$

Ecuación 4: Intensidad de cortocircuito admisible [13]

Donde S es la sección del conductor (mm²), tcc es el tiempo de duración del cortocircuito (s) y K es un “coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de las temperaturas al inicio y final del cortocircuito”. Este coeficiente en realidad es equivalente a la densidad

de corriente en un cortocircuito de un segundo de duración (según el material conductor y el aislante). Para hallarlo, se recurre a la Tabla 12, que corresponde a conductores de aluminio.

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, t_{cc} , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección $\leq 300 \text{ mm}^2$	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección $> 300 \text{ mm}^2$	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR $U_0/U < 18/30 \text{ kV}$	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

Tabla 12: Densidad de corriente máxima admisible de cortocircuito [13]

Se deduce el valor $K=94$ para el aislante XLPE. Vemos como $\Delta\theta$ coincide con la hipótesis comentada, pues es la diferencia entre la temperatura final e inicial del cortocircuito: $\Delta\theta = 250^\circ\text{C} - 90^\circ\text{C} = 160^\circ\text{C}$.

Se plantea 1 segundo como tiempo estándar en el que los cables deben soportar la corriente de cortocircuito.

Por tanto, sustituyendo en la Ecuación 4, se obtienen las siguientes corrientes de cortocircuito máximas admisibles para cada conductor. Se muestran en la Tabla 13 adjunta.

CIRCUITO	SECCIÓN (mm^2)	ICC ADMISIBLE (kA)
1	185	17,39
2	185	17,39
3	400	37,60

Tabla 13: Intensidad de cortocircuito máximas admisibles, por línea de generación

Se comprueba por ende que soportan la corriente de cortocircuito (calculada en el embarrado de MT, por lo que se supone con un margen de seguridad amplio) que ha sido de 16,51 Ka, valor inferior a la máxima admisible del cableado, por lo que el dimensionamiento es correcto.

1.1.6 CAÍDA DE TENSIÓN

Aunque el dimensionamiento de los conductores de las redes de MT se completa a través de su intensidad máxima admisible, se requiere el cálculo de la caída de tensión a través de los mismos para comprobar que se mantiene dentro de límites razonables. Su cálculo (ΔU) se realiza mediante la siguiente Ecuación 5:

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

Ecuación 5: Caída de tensión (V) [34]

Siendo I la corriente que circula por el conductor (A), L su longitud (km), $\cos\varphi$ el factor de potencia ($\text{fp}=0,9$), y finalmente R su resistencia en AC a 90°C y X su reactancia por kilómetro (Ω/km).

La caída de tensión se suele expresar como porcentaje sobre la tensión nominal de la red de MT (30 kV):

$$\Delta U (\%) = \frac{\Delta U (V)}{U_n}$$

Ecuación 6: Caída de tensión (%)

Consultando la ficha técnica de los conductores RHZ1-OL(S) 18/30 kV [14], se halla los valores de sus parámetros, que se muestran en la Tabla 14:

LÍNEA	CONDUCTOR	R (Ω/km)	X (Ω/km)
1	185 mm ²	0,21	0,20
2	185 mm ²	0,21	0,20
3	400 mm ²	0,102	0,18

Tabla 14: Parámetros de los conductores de la red MT

Aplicando estas expresiones para cada tramo de la red, para el caso más desfavorable (Intensidad máxima en servicio permanente), se obtienen los resultados representados en la Tabla 15.

LÍNEA	TRAMO	IMAX (A)	LONGITUD (km)	U (V)	U (%)
1	1	143,5	0,529	36,28	0,12
1	2	287,0	0,305	41,84	0,14
2	3	287,0	0,634	87,06	0,29
2	4	143,5	0,519	35,65	0,12
3	5	430,5	1,440	182,77	0,61
3	6	287,0	0,563	47,62	0,16
3	7	143,5	0,581	24,57	0,08

Tabla 15: Caída de tensión de la red de MT por tramo

Se aprecia como los tramos que conectan con la subestación (2,3 y 5) son los que sufren mayores caídas, debido a que son los más cargados, aunque ninguna es significativa. Destaca también el efecto del conductor usado, pues si se comparan los tramos 1 y 7, de igual intensidad, el tramo 1 se ve más perjudicado a pesar de más corto, al ser de menor sección y por tanto de mayor resistencia por kilómetro. Los tramos entre las posiciones de aerogeneradores sufren caídas muy pequeñas, lo que es un efecto positivo derivado de la sobredimensión de los mismos, al ser dimensionados según la intensidad máxima de la línea de generación al que pertenecen.

LÍNEA	CONDUCTOR	LONGITUD (km)	U (V)	U (%)
1	185 mm ²	0,83	78,12	0,26
2	185 mm ²	1,15	122,71	0,41
3	400 mm ²	2,58	254,96	0,85
TOTAL		4,57	455,79	1,52

Tabla 16: Caída de tensión de la red de MT por línea de generación

Como era de esperar, en la tabla se observa como la línea de generación 3 alberga más de la mitad de la caída de tensión de la red, debido a su mayor carga y extensión, ya que se posicionó la subestación cercana a las líneas 1 y 2 para reducir pérdidas.

Un valor de caída de tensión total del 1,52% se considera muy bueno, pues el rango de valores positivos suele rondar del 1% - 3% para las redes de MT.

1.1.7 PÉRDIDAS DE POTENCIA

En el recorrido de la intensidad por la red de MT, la resistencia de los conductores provoca una serie de pérdidas de potencia activa que reducen el rendimiento de la instalación. Estas pérdidas se deben al efecto Joule, y son proporcionales al cuadrado de la intensidad:

$$P_{\text{pérdidas}} = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot L$$

Ecuación 7: Pérdidas de potencia

Siendo I la corriente que circula por el conductor (A), L su longitud (km), y R su resistencia en AC a 90°C (Ω/km). Como valor de corriente, se evaluará según la intensidad máxima en servicio permanente, obtenidos en el apartado 1.1.4.2. Los valores de resistencia se muestran en la Tabla 14, son comunes a cada línea y se han hallado en el catálogo del conductor [14].

Estas pérdidas producidas por el cableado no son las únicas que afectan a la instalación eléctrica, si no que habría que sumarlas a las que se producen en otros elementos de la red, como los devanados de los transformadores (BT/MT y MT/AT), en celdas, embarrados o interruptores, o en la alimentación de equipos auxiliares. Aunque son más restrictivas en baja tensión, donde la intensidad es mayor, es útil para llevar a cabo una optimización de la generación en la medida de lo posible.

LÍNEA	TRAMO	P _{MAX} (MW)	I _{MAX} (A)	LONGITUD (km)	PÉRDIDAS (W)	PÉRDIDAS (%)
1	1	7,2	143,5	0,529	6855,8	0,0952
1	2	14,4	287,0	0,305	15813,5	0,1098
2	3	14,4	287,0	0,634	32905,4	0,2285
2	4	7,2	143,5	0,519	6736,3	0,0936
3	5	21,6	430,5	1,440	81641,6	0,3780
3	6	14,4	287,0	0,563	14181,7	0,0985
3	7	7,2	143,5	0,581	3657,6	0,0508

Tabla 17: Pérdidas de la red de MT, por tramos

En la Tabla 17 se aprecia como las pérdidas son casi insignificantes en la mayoría de los tramos, sin sobrepasar el 0,1% (el tanto por ciento está referido sobre la potencia máxima de

cada tramo). A pesar del valor elevado del tramo que conecta la línea 3 con la subestación en comparación con los demás, se ha diseñado a propósito para que así sea. El motivo es que se ha calculado que las pérdidas de potencia por km de este tramo (5) son menores que las de la suma de los tramos que conectan las otras dos líneas (1 y 2) con la subestación (tramos 2 y 3). Por tanto, se ha optimizado la distribución del parque acercando la subestación a la alineación de la que parten los tramos 2 y 3 para reducir pérdidas, además de caídas de tensión. Se ha tenido en cuenta no adentrarse en el área de influencia de los aerogeneradores, alejando la subestación 300 metros (2 alturas de buje) paralelamente a la alineación.

En la Tabla 18 se recogen las pérdidas de cada línea de generación:

LÍNEA	CONDUCTOR	LONGITUD (km)	PÉRDIDAS (W)	PÉRDIDAS (%)
1	185 mm ²	0,83	22669,24	0,1574
2	185 mm ²	1,15	39641,72	0,2753
3	400 mm ²	2,58	99480,91	0,4606
TOTAL		4,57	161791,86	0,3210

Tabla 18: Pérdidas de la red de MT, por línea de generación

El porcentaje de pérdidas del cableado totales es un 0,32%, un valor muy bajo, señal de un buen diseño del parque.

1.1.8 DIMENSIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

En esta memoria de cálculo se van a especificar las propiedades técnicas esenciales de los principales equipos que conforman la red para que cumplan con los requisitos para el correcto funcionamiento de la red. En este apartado se dimensiona el transformador elevador MT/AT, y en el apartado tal se dimensionan los interruptores de corte en carga (MT y AT), ya que se necesitan los datos de la corriente de cortocircuito.

El transformador elevador debe cumplir la relación de transformación 30/220 kV y ser capaz de soportar la potencia nominal del parque eólico (50,4 MW). Para ello, y siguiendo el criterio del factor de potencia $\cos\varphi=0,9$, la potencia aparente nominal del transformador se estima de la siguiente manera:

$$S_{Nt} \text{ (MVA)} = \frac{P_{nom}}{\cos\varphi}$$

Ecuación 8: Potencia nominal aparente de un transformador

De la ecuación se obtiene una potencia nominal mínima de 56 MVA. Se suele aplicar un margen de un 110% para dimensionar este elemento tan importante de la instalación. Por tanto, la nueva potencia resultaría de 61,6 MVA [35].

Finalmente, se elegirá la potencia 63 MVA al estar normalizada, según las preferencias expuestas en la normativa de referencia para transformadores de potencia IEC 60076-1 [35].

Capítulo 2. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

La intensidad de cortocircuito es la intensidad máxima que pueden producirse en un circuito eléctrico ante una falta. El cálculo de las intensidades de cortocircuito de un parque eólico es por tanto esencial para el dimensionamiento de los equipos y protecciones de la instalación. Los componentes deben diseñarse para poder soportarlas durante un corto periodo de tiempo con seguridad.

En concreto, se deberá comprobar que los conductores seleccionados la soportan y para dimensionar el poder de corte de los interruptores de MT y AT. Para ello se va a calcular las corrientes de cortocircuito trifásico en ambos niveles de tensión.

2.1 IMPEDANCIAS

En el conjunto de los sistemas de media tensión y de alta tensión del parque eólico, se pueden distinguir multitud de impedancias, que influyen las intensidades de cortocircuito producidas. A continuación, se procederá al cálculo de cada una de ellas:

2.1.1 IMPEDANCIA DE LA RED DE ALTA TENSIÓN

Constituye la impedancia de la red eléctrica de 220kV a la que se conecta el parque eólico. Para conocerla, se necesita el dato de la potencia de cortocircuito trifásica (S_{cc}) de la red de 220 kV a la que se conecta el parque. En su informe anual de la potencia de cortocircuito [36], REE ofrece un mapa con las curvas de nivel de la intensidad de cortocircuito trifásica (I_{cc}) a 220 kV, que sirve para hallar la S_{cc} . Este se muestra en la Figura 1.

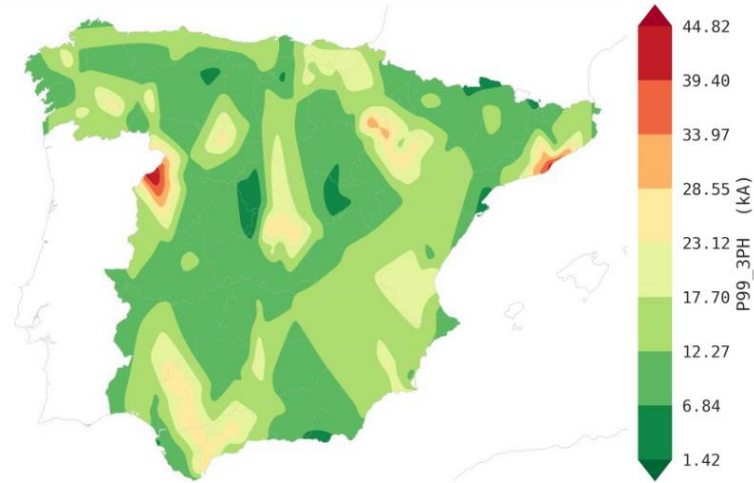


Figura 1: Mapa de la intensidad de cortocircuito de la red de 220 kV [36]

De este se deduce que el emplazamiento está coloreado a color verde claro, por lo que se escoge una intensidad intermedia en ese rango, de unos 15 kA. Se puede obtener por tanto la impedancia de la red:

$$Z_{e,at} = j \frac{U_n^2}{S_{cc3}} = j \frac{U_n^2}{\sqrt{3} \cdot I_{cc3} \cdot U_n} = j \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 15} = j8,47 \, \Omega$$

Si se pasa al lado de media tensión a través de la relación de transformación del transformador:

$$Z_{e,mt} = Z_{e,at} \cdot \left(\frac{30}{220}\right)^2 = j0,1575 \, \Omega$$

2.1.2 IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR MT/AT

Se va a calcular la impedancia del transformador de potencia 30/220 Kv, 63 MVA en ambos bornes. La impedancia de cortocircuito del se asume del 10%.

Lado de alta tensión:

$$Z_{t1,at} = Z_{cc1} \cdot \frac{U_{n,at}^2}{S_{Nt}} = j0,1 \cdot \frac{220^2}{63} = j76,82 \Omega$$

Lado de media tensión:

$$Z_{t1,mt} = Z_{cc1} \cdot \frac{U_{n,mt}^2}{S_{Nt}} = j0,1 \cdot \frac{30^2}{63} = j1,43 \Omega$$

2.1.3 IMPEDANCIA DEL CABLEADO DE MT

La impedancia de cada línea de generación se puede consultar en la ficha técnica del conductor. **REF** Estas se reogen en forma de tabla también en la Tabla 14.

LÍNEA	CONDUCTOR	ZI (Ω/km)	LONGITUD (km)	ZI (Ω)
1	185 mm ²	0,21 + j0,2	0,83	0,175 + j0,167
2	185 mm ²	0,21 + j0,2	1,15	0,242 + j0,231
3	400 mm ²	0,102 + j0,18	2,58	0,263 + j0,465

Tabla 19: Impedancias de las líneas de MT

2.1.4 IMPEDANCIA DE LOS TRANSFORMADORES BT/MT

Se procede de igual manera que para el transformador de potencia MT/AT para pasar la impedancia de cortocircuito a magnitudes reales. Se asume un 6% para este tipo de transformadores de media tensión 720 V/ 30 kV, 8,4 MVA.

$$Z_{t2,mt} = Z_{cc2} \cdot \frac{U_{n,mt}^2}{S_{Nt}} = j0,06 \cdot \frac{30^2}{8,4} = j6,43 \Omega$$

2.1.5 IMPEDANCIA DEL GENERADOR

No hay datos concretos disponibles para obtenerla, pero se asume que es despreciable frente a las que se enfrenta en serie. Esto es debido a que al encontrarse en BT (720 V) y ser de gran potencia nominal (7,2 MW), la impedancia de estos generadores quedará por debajo de $0,01\Omega$ para valores típicos de impedancia de cortocircuito (en torno al 10%).

2.2 CORTOCIRCUITO EN ALTA TENSIÓN

Para calcular la intensidad de cortocircuito en las barras de AT de la subestación, no solo hay que tener en cuenta la intensidad de la red, si no también en la intensidad que aportan los aerogeneradores a través del circuito de media tensión del parque eólico, aunque es pequeña comparada con la de la red.

En las barras de alta tensión, la impedancia de la red y la impedancia del parque están en paralelo. A su vez, la impedancia equivalente del lado de MT del parque está compuesta por la impedancia del transformador de la subestación, en serie con la impedancia equivalente de las líneas de generación, que es el paralelo de las impedancias de los conductores de generación en serie con la impedancia de los transformadores de los aerogeneradores de los que proceden.

La impedancia equivalente entonces de las líneas de generación y los aerogeneradores (teniendo en cuenta que las líneas 1 y 2 recorren 2 aerogeneradores y la línea 3, 3 de ellos), es:

$$Z_{eq,l} = (2 \cdot Z_{t2,mt} + Z_{l1}) // (2 \cdot Z_{t2,mt} + Z_{l2}) // (3 \cdot Z_{t2,mt} + Z_{l3}) = 4,91489,12^\circ$$

Como se ha explicado, la impedancia resultante del parque en MT es la siguiente:

$$Z_{eq,parque,MT} = Z_{t1,mt} + Z_{eq,l} = 6,345 \Omega \angle 89,12^\circ$$

Esta impedancia equivalente del parque, pasada al lado de AT:

$$Z_{eq, parque, AT} = Z_{eq, parque, MT} \cdot \left(\frac{220}{30}\right)^2 = 264,354 \Omega \angle 89,12^\circ$$

Por tanto, la impedancia que ve el cortocircuito en AT es:

$$Z_{eq, cc, AT} = Z_{e, at} // Z_{eq, parque, AT} = 8,207 \Omega \angle 89,12^\circ$$

La intensidad de cortocircuito en el embarrado de AT resulta:

$$I_{cc, AT} = k_c \cdot \frac{U_{n, at} / \sqrt{3}}{Z_{eq, cc, AT}} = 1,1 \cdot \frac{220 / \sqrt{3}}{8,207 \angle 89,12^\circ} = 17,024 \text{ kA}$$

Ecuación 9: Intensidad de cortocircuito en AT

Donde U_n es la tensión nominal de línea en el punto de cálculo (kV), y Z_{eq} la impedancia equivalente del sistema en el punto de cortocircuito (Ω). El parámetro c es el denominado factor de tensión, comúnmente de valor $k_c=1,1$. Este representa posibles fluctuaciones en la tensión que se deben tener en cuenta para dimensionar pues podrían aumentar la corriente en caso de falta [37].

2.2.1 DIMENSIONAMIENTO DEL INTERRUPTOR DE AT

El poder de corte del interruptor aguas arriba del transformador de la subestación debe poder soportar esta intensidad de cortocircuito. Se trata de una propiedad crucial que debe tener para proteger toda la instalación eólica.

Por tanto, el interruptor general de AT tendría un poder de corte de 25 kA, que es el valor estandarizado superior a los 16,51 kA para los interruptores de AT.

2.3 CORTOCIRCUITO EN MEDIA TENSIÓN

El peor caso para un cortocircuito en la red de MT del parque es en el embarrado de la subestación. Para calcular la intensidad de cortocircuito en ese punto, no solo hay que tener en cuenta la intensidad de la red, sino también en la intensidad que aportan los aerogeneradores a través del circuito de media tensión del parque eólico, aunque es pequeña comparada con la de la red.

En ese punto, la impedancia equivalente estaría formada por el paralelo de la de la parte de AT con la de la parte de MT. La parte de AT constituiría la impedancia de la red (reducida al lado de MT) junto con la impedancia de cortocircuito del transformador de potencia en el lado de MT. Por su parte, la parte de MT sería la impedancia equivalente de los conductores de las líneas y los transformadores de los aerogeneradores (ya calculada).

Por tanto,

$$Z_{eq, cc, MT} = (Z_{e, mt} + Z_{t1, mt}) // Z_{eq, l} = 1,198 \Omega \angle 89,785^\circ$$

A esa intensidad le sumáramos la contribución de los aerogeneradores. Los convertidores electrónicos de los aerogeneradores tipo 4 full- converter son capaces de limitar la corriente de cortocircuito en 1,5 veces su corriente nominal.

$$I_{N, aero, MT} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_{n, mt}} = \frac{7,2 \text{ MW}}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3} = 138,56 \text{ A}$$

Por tanto, si se suma su contribución en cada línea:

$$I_{cc, aero, MT} = 3 \cdot I_{N, aero, MT} \cdot 1,5 = 3 \cdot 138,56 \cdot 1,5 = 623,54 \text{ A} = 0,62 \text{ kA}$$

La corriente de cortocircuito en el embarrado de MT resultaría:

$$I_{cc,MT,red} = k_c \cdot \frac{U_{n,mt}/\sqrt{3}}{Z_{eq,cc,MT}} + I_{cc,aero,MT}$$

Ecuación 10: Intensidad de cortocircuito en MT

$$I_{cc,MT,red} = 1,1 \cdot \frac{30/\sqrt{3}}{1,198 \angle 89,785^\circ} + 0,62 = 15,89 + 0,62 = 16,51 \text{ kA}$$

2.3.1 DIMENSIONAMIENTO DE INTERRUPTORES DE MT

El dimensionamiento de los interruptores automáticos de cada línea va a realizarse en base a la intensidad calculada, pues sabemos que la intensidad que circularía ante un cortocircuito en cualquiera de las tres líneas va a ser más baja que la calculada en el cortocircuito en barras de MT, ya que la calculada es la máxima corriente posible que puede circular en el sistema.

Ante una falta en una de las líneas, la intensidad se reduciría debido a varios motivos. Por un lado, los aerogeneradores de la línea afectada no contribuirían a la falta con su intensidad, y por otro lado, la impedancia de las otras líneas en paralelo aumentaría al no incluir la de la línea en falta, lo que limitaría la corriente de cortocircuito.

Por tanto, el dato de la falta en barras sirve para dimensionar el interruptor automático de cada línea de generación de manera conservadora, dejando un margen de seguridad recomendado. Además, serviría para estandarizar equipos y simplificar cálculos de ingeniería de detalle, lo que siempre es positivo.

Con esta información, el poder de corte de los interruptores de MT sería de 20 kA, el valor estandarizado superior a los 16,51 kA.

Sus intensidades nominales serían superiores a las máximas de cada línea en servicio continuo. Estas se recogen en la Tabla 20, junto con el valor estandarizado de intensidad nominal de interruptor automático inmediatamente más alto.

El interruptor de MT aguas arriba del embarrado, en la celda de acometida del transformador tendrá que soportar toda la potencia del paquete, que resulta :

$$I_{max, MT} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_{n, mt}} = \frac{50,4 \text{ MW}}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,9} = 1077,72 \text{ A}$$

Ecuación 11: Intensidad máxima en servicio continuo en barras MT

Por tanto, el dimensionamiento de los interruptores se resume a continuación:

LÍNEA	IMAX (A)	IN. INTERRUPTOR (A)	PODER DE CORTE INTERRUPTOR (kA)
L1	308	400	20
L2	308	400	20
L3	462	630	20
Barras	1077	1250	20

Tabla 20: Intensidad nominal de los interruptores de línea de MT

Capítulo 3. RED DE TIERRAS

En este apartado se van a calcular las tensiones máximas admisibles de paso y contacto que puede haber en los equipos de la subestación del parque eólico, y que servirá como criterio de diseño limitante de la red de tierras.

3.1 RESISTIVIDAD DEL TERRENO

La resistividad del terreno es un parámetro clave para el dimensionamiento de la red de tierras. Se suele obtener mediante el ensayo de Wenner o el estudio geotécnico del suelo, pero esta vez se deducirá de forma aproximada según su naturaleza, con la ayuda de la siguiente imagen, ofrecida por la ITC-RAT-13 del R.D. 337/2014.[ref](#)

Naturaleza del terreno	Resistividad en ohmios.m.
Terrenos pantanosos.	de algunas unidades a 30
Limo.	20 a 100
Humus.	10 a 150
Turba húmeda.	5 a 100
Arcilla plástica.	50
Margas y arcillas compactas.	100 a 200
Margas del jurásico.	30 a 40
Arena arcillosa.	50 a 500
Arena silíceas.	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped.	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo.	1500 a 3000
Calizas blandas.	100 a 300
Calizas compactas.	1000 a 5000
Calizas agrietadas.	500 a 1000
Pizarras.	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo.	800
Granitos y gres procedentes de alteración.	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados.	100 a 600
Hormigón.	2000 a 3000
Basalto o grava.	3000 a 5000

Figura 2: Valores de la resistividad del terreno

El suelo se acerca al tipo de arena arcillosa, algo seco, por lo que se establece $\rho_s=250 \Omega \cdot m$.

3.2 Tensión de Contacto

Según el ITC-RAT-13, “Instalaciones de puesta a tierra” del R.D. 337/2014 [38], la tensión de contacto máxima admisible de una instalación se puede formular de la siguiente manera:

$$U_c = U_{ca} \left[1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 Z_B} \right] = U_{ca} \left[1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1,5\rho_s}{1000} \right] \quad (1)$$

Ecuación 12: Tensión de contacto máxima de una instalación [38]

Las variables que intervienen son las siguientes [38]:

- U_{ca} : Tensión de contacto aplicada máxima admisible (entre mano y pies)
- Z_B : Impedancia del cuerpo humano, se aproxima a
- R_{a1} : Resistencia del calzado con suela aislante, se aproxima 2000Ω
- R_{a2} : Resistencia del terreno de contacto con el pie, se aproxima a $3 \cdot \rho_s$
- ρ_s : resistividad del terreno

Por tanto, se van a calcular las tensiones de contacto según las tensiones aplicadas admisibles para distintos tiempos de duración de la falta a tierra representativos.

En la Figura 3 que se muestra a continuación se aprecia como a partir de los 5 segundos de duración, el valor de la tensión aplicada se estabiliza. Por tanto, se calcularán para el tiempo estándar de 1 segundo, mayor que 5 segundos y 0,5 segundos.

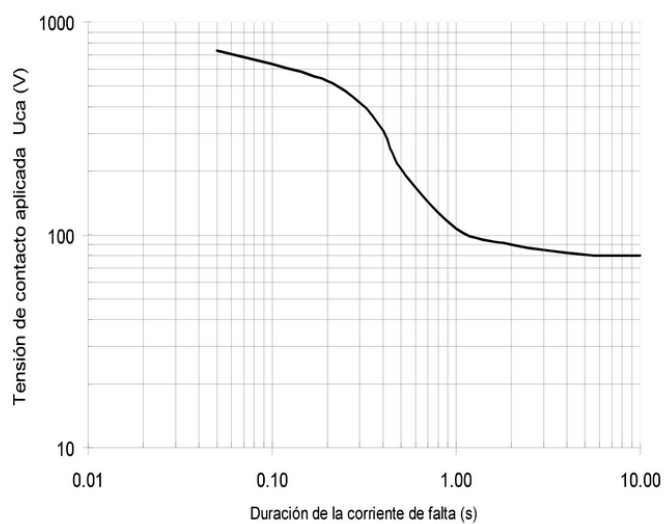


Figura 3: Tensión admisible de contacto aplicada según la duración de la falta [38]

Los resultados obtenidos han sido los siguientes:

Duración falta	U_{ca} (V)	U_c (V)
$t=0.5s$	204	484,5
$t = 1s$	107	254,1
$t > 5s$	81	192,4

Tabla 21: Tensiones de contacto máximas

3.3 TENSION DE PASO

Para el cálculo de las tensiones de paso intervienen las mismas variables, y su formulación es la siguiente:

$$U_p = U_{pa} \left[1 + \frac{2R_{a1} + 2R_{a2}}{Z_B} \right] = 10 U_{ca} \left[1 + \frac{2R_{a1} + 6\rho_s}{1000} \right] \quad (2)$$

Ecuación 13: Tensión de paso máxima de una instalación [38]

Se asume que las tensiones de contacto aplicadas derivadas de la gráfica anterior aproximan a sus homólogas de contacto de la forma $U_{pa}=10 \cdot U_{ca}$.

Los resultados se recogen en la tabla:

Duración falta	U_{pa} (V)	U_p (V)
$t=0.5s$	2040	13260
$t = 1s$	1070	6955
$t > 5s$	810	5265

Tabla 22: Tensiones de paso máximas



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

PROYECTO DE EJECUCIÓN

DEL PARQUE EÓLICO “HONTANAS I”

ANEXO IV: ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA – FINANCIERA

Autor: Roberto Fernández Ortí

Director: Consolación Alonso

Madrid

Índice de la memoria

Capítulo 1. Objeto.....	4
Capítulo 2. Estimación de ingresos.....	5
2.1 Producción de energía estimada	5
2.2 Precio de venta de la energía	5
2.3 Cálculo de ingresos anuales	7
Capítulo 3. Estimación de gastos	9
3.1 Inversión inicial.....	9
3.2 Estimación de gastos O&M (OPEX).....	11
3.3 Cálculo de gastos de O&M anuales.....	12
Capítulo 4. Financiación.....	14
4.1 Modelo de financiación	14
4.2 Cálculo del WACC.....	15
4.3 Hipótesis económicas y financieras.....	16
Capítulo 5. Análisis de rentabilidad.....	17
5.1 Cuenta de resultados (PyG) y Flujos de Caja	17
5.2 Flujos de caja de la deuda y del accionista.....	19
5.3 Índices de rentabilidad del proyecto.....	21
5.3.1 VAN	21
5.3.2 TIR.....	22
5.3.3 Payback	23
5.4 Decisión de inversión	23
5.5 Análisis de sensibilidad	24

Índice de figuras

Figura 1: Evolución de precios de la electricidad anuales en España [40].....	6
---	---

Índice de tablas

Tabla 1: Indicadores de la producción de energía	5
Tabla 2: Estimación de ingresos anuales	8
Tabla 3: Inversión inicial	10
Tabla 4: Desglose de costes O&M anuales	11
Tabla 5: Estimación de ingresos de explotación anuales	13
Tabla 6: Modelo de financiación	15
Tabla 7: Datos económicos y financieros de interés	16
Tabla 8: Cuenta de pérdidas y ganancias y flujos de caja libre	18
Tabla 9: Flujo de caja de la deuda	20
Tabla 10: Cash Flow del accionista	20
Tabla 11: Indicadores financieros	23
Tabla 12: Resultados análisis de sensibilidad	24

Índice de ecuaciones

Ecuación 1: Cálculo de los ingresos de energía	7
Ecuación 2: Formulación del WACC [43]	15
Ecuación 3: Formulación del VAN	21
Ecuación 4: Formulación del TIR	22

Capítulo 1. OBJETO

El presente documento pretende realizar un estudio técnico económico de viabilidad que estime la rentabilidad del proyecto a largo plazo. Se trata de uno de los análisis más importantes de un proyecto de ingeniería, pues es el que determina si realmente el proyecto que se ha planteado va a poder llevarse a cabo. En especial, los proyectos de energía eólica requieren de grandes esfuerzos de inversión debido a la gran cantidad y complejidad de los medios materiales movilizadas.

Para llevar a cabo el estudio, se va a partir de los datos de energía obtenidos en el estudio energético del parque (Anexo II), junto con la estimación de la inversión inicial del documento N°3: Presupuestos y Mediciones. Además, será necesario contemplar una serie de hipótesis (en términos de costes, financiación, ingresos, tasas financieras, etc.) que se van a presentar en los próximos capítulos, y que buscan acercarse lo máximo posible a la realidad.

Una vez recopilados todos los datos necesarios, se calcularán los flujos de caja del proyecto a lo largo de los 25 años de vida útil que se espera de la instalación, y en consecuencia se podrán calcular los principales indicadores financieros de rentabilidad, como son el VAN, el TIR y el payback.

Capítulo 2. ESTIMACIÓN DE INGRESOS

2.1 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ESTIMADA

En el Anexo II de este proyecto se ha completado el estudio energético correspondiente del parque eólico, utilizando el software de modelado de parques y emplazamientos eólicos WAsP. Una vez eliminadas las pérdidas correspondientes, el análisis dio como resultados los siguientes indicadores:

ENERGÍA VERTIDA A RED (MWh/año)	162164,32
HORAS EQUIVALENTES (h)	3218
FACTOR DE CARGA (%)	36,73
PR (%)	86,34

Tabla 1: Indicadores de la producción de energía

2.2 PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA

El operador del mercado eléctrico español (y portugués) es el OMIE, el organismo encargado de la gestión del mercado mayorista diario e intradiario de la electricidad y por tanto de la casación de los precios de oferta y demanda [39].

Como hipótesis, se ha decidido tomar como referencia el valor del precio de casación de la electricidad medio de los últimos 15 años (2010-2024), excluyendo los de 2021 y 2022. El motivo es que se considera la forma más representativa de simular la situación del mercado a medio y largo plazo, pues los precios registrados en los años excluidos experimentaron una subida extraordinaria debido a circunstancias excepcionales como la crisis del COVID, la crisis energética derivada de la guerra entre Rusia y Ucrania y los consecuentes encarecimientos del gas natural debido a la dependencia energética de países en conflictos. Se muestra en la Figura 1 la evolución de precios de casación desde el año 2007 ofrecida por el OMIE, y como desde 2023 tiende a estabilizarse.

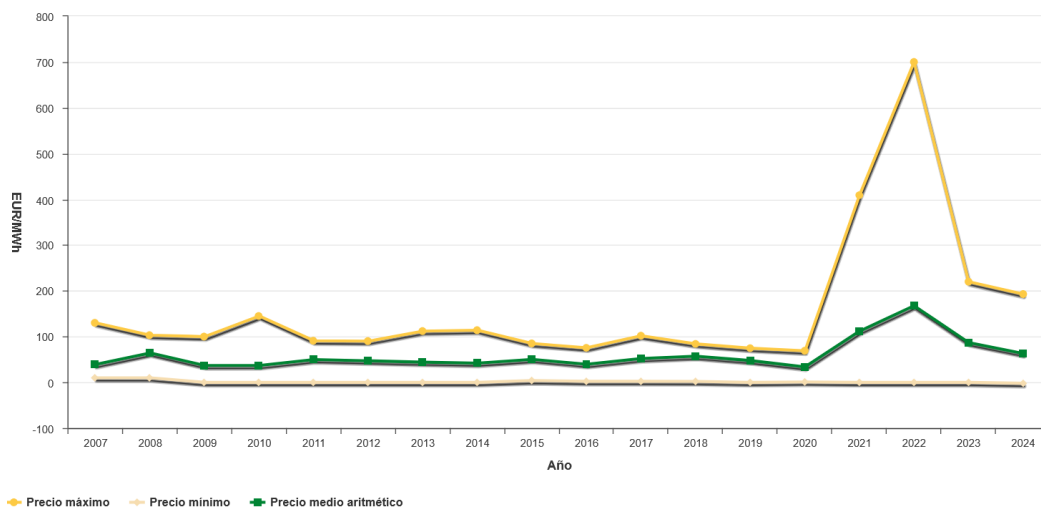


Figura 1: Evolución de precios de la electricidad anuales en España [40]

Los precios anteriores al 2020 se van a tener en cuenta, debido que se considera el rango de precios estables de la energía, pues los años de conflictos (2021 y 2022) inflaron el precio y en 2023 empezaron a estabilizarse, aunque siguen sintiendo sus efectos: se experimentó una bajada del 23,7% en el precio de 2024 respecto al del 2023, lo que sigue siendo superior a lo normal [41].

Este precio de casación primero es únicamente el resultado del cruce de las curvas de los precios de oferta (ofrecidos por los generadores) y de demanda (ofrecidos por las comercializadoras y otros consumidores). El precio final medio de la energía, en cambio, es realmente el precio liquidado al que cobran las empresas generadoras que participan en servicios de ajuste. Estos pueden ser las restricciones técnicas establecidas por el operador del sistema (REE), el mercado intradiario, reservas o demás servicios de ajuste. Sin embargo, estos mercados complementarios dependen de la participación específica del agente, y los parques eólicos no suelen efectuar estos servicios de ajuste, por lo que no se va a considerar esta remuneración extra, para realizar una estimación conservadora y sin margen de error.

Por tanto, realizando la media de precios explicada, el precio de venta final de la energía considerado el primer año del parque eólico es 50,136 €/MWh.

2.3 CÁLCULO DE INGRESOS ANUALES

Para el cálculo de los ingresos, se deben contemplar tanto los obtenidos por la explotación del parque eólico como los ingresos financieros.

Los ingresos de explotación anuales del parque eólico se calculan a través de la siguiente ecuación:

$$\text{Ingresos [€]} = \text{Energía Generada [MWh]} \cdot \text{Precio de venta [€/MWh]}$$

Ecuación 1: Cálculo de los ingresos de energía

Al precio de venta calculado en el apartado anterior se le va a aplicar una estimación porcentual anual de los precios de venta de la energía. Este valor es resultado de la consideración de varios factores. Por un lado, se espera aún una mayor estabilización de los precios cuando se supere del todo la crisis energética, y si se observa la tendencia del mercado antes de ella, no no era claramente ascendente. Por otro lado, es necesario tener en cuenta la tasa de inflación anual actual de España (en torno al 2%), que coincide con el objetivo del BCE (Banco Central Europeo) a medio plazo [42].

Además, se ha considerado la creciente penetración de renovables en el mix (un 56% en 2024), debido al aumento de potencia instalada que están experimentando cada año, y se espera que su contribución se multiplique debido al plan de cierre de las centrales nucleares. Esto debería abaratar costes, debido a que las renovables producen muchas horas a coste muy bajo o incluso a coste cero, pero es cierto que aumentaría el peso del ciclo combinado en el mix, que conlleva mayor gasto en gas natural, además de que se deberían cubrir los costes de la electrificación de la red con baterías y otros componentes de electrónica de potencia que pudieran permitir la alta penetración de solar y eólica. Tras considerar todas estas variables, finalmente se ha considerado un valor conservador de la inflación de los precios de la energía, del 1% anual. Los ingresos anuales estimados entonces a lo largo de la vida útil considerada se muestran en la

Tabla 2 adjunta:

Tabla 2: Estimación de ingresos anuales

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
ENERGÍA GENERADA [GWh]	162,16	162,16	162,16	162,16	162,16	162,16	162,16	162,16	162,16	162,16	162,16	162,16	162,16	162,16	162,16	162,16	162,16	162,16	162,16	162,16
PRECIO DE VENTA [€/MWh]	50,14	50,64	51,14	51,66	52,17	52,69	53,22	53,75	54,29	54,83	55,38	55,94	56,49	57,06	57,63	58,21	58,79	59,38	59,97	60,57
INGRESOS EXPLOT. [M€]	8,13	8,21	8,29	8,38	8,46	8,55	8,63	8,72	8,80	8,89	8,98	9,07	9,16	9,25	9,35	9,44	9,53	9,63	9,73	9,82

Capítulo 3. ESTIMACIÓN DE GASTOS

3.1 INVERSIÓN INICIAL

Se entiende por el indicador CAPEX (Capital Expenditure) al volumen total de la inversión de capital inicial a desembolsar para poner en marcha el proyecto. Estos costes representan los ya calculados en el documento “Presupuestos y Mediciones”, conocidos como “Presupuesto de ejecución material (PEM)”, que incluyen los costes de los aerogeneradores (Balance of Plant, BOP) y de las instalaciones necesarias para su funcionamiento (Balance of System, BOS), junto con la suma de otros gastos indispensables en proyectos de generación de energía renovable, y que no constituyen la compra de estos bienes materiales o la contratación de trabajos en campo. Estos costes adicionales de desarrollo son a lo que se denomina DEVEX (Developer Experience) y están relacionados con la compra de la capacidad del punto de conexión a red en la que la subestación evacúa su energía, los trabajos previos de ingeniería de detalle, tramitaciones, permisos y licencias requeridas por la administración del país o la comunidad autónoma (permisos ambientales, seguros, etc...).

En la siguiente tabla se presentan estos costes. Por un lado, el PEM (Presupuesto de Ejecución Material) seccionado en sus distintas partidas, y las tarifas impositivas a aplicarle para obtener el PEC (Presupuesto de Ejecución por Contrata). Seguidamente se muestran los importes de cada uno de los nuevos costes de desarrollo detallados (DEVEX), nombrados como “Costes de desarrollo y gestión”. Las mediciones de estas partidas que constituyen el presupuesto de ejecución se muestran más detalladamente en el documento Presupuestos.

La Tabla 3 mencionada se muestra en la página a continuación. De esta se deduce que la inversión inicial incluyendo los costes de desarrollo aumentaría hasta los 49,61M €. El coste unitario por aerogenerador ascendería a 7.087.364,98 €, y por MW a 984.356,25€.

PARTIDA	IMPORTE PARTIDA	TOTAL SECCIÓN
1. AEROGENERADORES		35.350.000,00 €
2. OBRA CIVIL GENERAL		1.635.381,49 €
Movimiento de tierras - limpieza y desbroce	72.165,41 €	
Movimiento de tierras - excavaciones	271.236,11 €	
Rellenos y materiales (tierras, hormigones, aceros...)	1.291.979,97 €	
3. CABLEADO y CABINAS MT		296.270,98 €
Cableado de potencia de media tensión	106.846,70 €	
Cableado de la red de puesta a tierra	62.743,30 €	
Cableado de comunicaciones	22.680,98 €	
Cabinas de MT en los aerogeneradores	104.000,00 €	
4. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA		1.416.700,00 €
Aparamenta 30 kV	170.700,00 €	
Aparamenta 220 kV	1.086.000,00 €	
Montaje y puesta en marcha	160.000,00 €	
5. EDIFICIO DE CONTROL		125.000,00 €
Edificio prefabricado, equipamiento y sistemas	80.000,00 €	
Montaje y puesta en marcha	45.000,00 €	
6. ESTACIÓN METEOROLÓGICA		110.000,00 €
7. LÍNEA AÉREA DE AT		1.601.567,60 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL (PEM)		40.534.920,07 €
GASTOS GENERALES (GG)	16%	6.485.587,21 €
BENEFICIO INDUSTRIAL (BI)	3%	1.216.047,60 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA (PEC)		48.236.554,88 €
COSTES DE DESARROLLO Y GESTIÓN (DEVEX)		1.375.000,00 €
Tramitación administrativa, licencias y permisos (Evaluación de impacto ambiental, Informe de compatibilidad medioambiental, Licencia de obra, Autorización administrativa...)	200.000,00 €	
Capacidad de conexión a red (líneas y subestación)	820.000,00 €	
Diseño, ingeniería básica e ingeniería de detalle del proyecto (planos, diagramas unifilares, especificaciones técnicas de equipos, memorias de cálculo, procedimientos, manuales O&M, estudios geotécnicos, hidrológicos, eléctricos, energéticos, etc.)	120.000,00 €	
Planificación, gestión y dirección de obra	65.000,00 €	
Controles de calidad y ensayos en campo (pruebas FAT, POEs, PPIs)	40.000,00 €	
Estudio de seguridad y salud	15.000,00 €	
Seguro de construcción	115.000,00 €	
TOTAL INVERSIÓN INICIAL A ACOMETER (CAPEX)		49.611.554,88 €

Tabla 3: Inversión inicial

3.2 ESTIMACIÓN DE GASTOS O&M (OPEX)

Se presentan a continuación la estimación de los costes de explotación del primer año tras la puesta en marcha del parque eólico. Estos son de diversa índole, y se puede observar cómo se estima que el importe del gasto va a sufrir una evolución durante la vida útil, de acuerdo con el IPC (índice de precios del consumidor), o con lo impuesto por el fabricante. Los representa la Tabla 4:

PARTIDA	UD.	COSTE /UD.	COSTE ANUAL	OBSERVACIONES
O&M aerogenerador (supervisión periódica del fabricante, control remoto, repuestos, aceites...)	7	100.000,00 €	700.000,00 €	Se incrementa un 5% anual (según fabricante)
Alquiler de los terrenos	1	45.000,00 €	45.000,00 €	Ajustado a la inflación (2%)
O&M instalaciones eléctricas (mantenimiento preventivo, control remoto, supervisión técnica, repuestos, gases, aceites)	1	35.000,00 €	35.000,00 €	Ajustado a la inflación (2%)
Mantenimiento obra civil	1	25.000,00 €	25.000,00 €	Ajustado a la inflación (2%)
Licencias administrativas de explotación y seguros (aerogenerador, infraestructuras eléctricas críticas)	1	40.000,00 €	40.000,00 €	Ajustado a la inflación (2%)
Impuestos y tasas locales (IBI, IAE, tasas autonómicas, canon eólico...)	1	40.000,00 €	40.000,00 €	Ajustado a la inflación (2%)
Gestión de residuos y equipos retirados	1	7.500,00 €	7.500,00 €	Ajustado a la inflación (2%)
Coste de desmantelamiento del parque (retirada de equipos, obra civil con recomposición del terreno, vegetación...)	1	850.000,00 €	42.500,00 €	Repartido según la vida útil
TOTAL COSTES ANUALES O&M			935.000,00 €	

Tabla 4: Desglose de costes O&M anuales

Se observa como los gastos operativos son debidos en su mayoría a los impuestos por el fabricante del aerogenerador para su revisión y mantenimiento.

En total, resultarían en 133.571,43 € por aerogenerador, el primer año de servicio.

3.3 CÁLCULO DE GASTOS DE O&M ANUALES

De acuerdo con los gastos operativos presentados en el apartado anterior, se muestra en la siguiente tabla el resultado de estos gastos a lo largo de la vida del proyecto, comenzando desde el primer año que se pone en servicio (año 1, 2027).

La

Tabla 5 comienza en la página a continuación.

De media, se tendría que invertir una suma de 1,49M € cada año para mantener el parque, y en sus 20 años de vida un total de 29,89M €, que equivalen a 4,27M € por máquina.

Tabla 5: Estimación de ingresos de explotación anuales

COSTE [M€]	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
O&M AEROGENERADORES	0,70	0,77	0,81	0,85	0,89	0,94	0,98	1,03	1,09	1,14	1,20	1,26	1,32	1,39	1,46	1,53	1,60	1,68	1,77	1,86
ALQUILER TERRENOS	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07
O&M ELÉCTRICOS	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
MANTENIMIENTO CIVIL	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04
GASTOS ADMIN. y SEGUROS	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06
IMPUESTOS Y TASAS	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06
GESTIÓN RESIDUOS	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
DESMANTELAMIENTO	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
TOTAL O&M [M€]	0,94	1,01	1,06	1,10	1,15	1,20	1,25	1,30	1,36	1,42	1,48	1,54	1,61	1,68	1,76	1,83	1,92	2,00	2,09	2,19

Capítulo 4. FINANCIACIÓN

Todo proyecto de ingeniería necesita establecer un modelo de financiación que asegure los recursos financieros para llevar a cabo el desarrollo del proyecto. Este capítulo definirá sus características principales.

4.1 *MODELO DE FINANCIACIÓN*

El modelo de financiación seleccionado se basa en una estructura mixta, compuesta tanto por fondos propios (equity) como por financiación ajena, y por tanto endeudamiento. Esta es la práctica habitual en proyectos de energía renovable.

La garantía principal de los prestamistas es en efecto el tipo de estudios de viabilidad técnico – económica que se ha ido desarrollando a lo largo de este proyecto. Se espera que los resultados y las conclusiones extraídas de ambos estudios se consideran suficientemente positivas como para que uno o varios inversores (normalmente, bancos de inversión) se sientan atraídos por el proyecto sin asumir riesgos a largo plazo. Este modelo tiene la ventaja de que evita un sobreesfuerzo por parte del promotor de recurrir a gran parte de su patrimonio general para desarrollar el proyecto.

No se ha considerado ningún tipo de subvención por parte del Gobierno de España o de la Unión Europea, aunque cada vez son más habituales en su ímpetu por el impulso de los proyectos renovables, como se ha visto recientemente con los fondos europeos *Next Generation*.

Se ha asumido un tipo de interés fijo del 5,5% anual sobre la deuda como valor conservador, aunque actualmente se podría considerar un interés variable debido al bajo valor de los tipos de interés (EURIBOR del 2,1%+ margen diferencial del 1,5%), considerando las condiciones del mercado financiero actual para este tipo de proyectos de generación de

energía. En cuanto al periodo de devolución de esta, se establece un valor estándar de 15 años.

Por tanto, se ha decidido que el reparto de fondos de capital sea el de la Tabla 6:

FUENTE DE FINANCIACIÓN	CONTRIBUCIÓN	INVERSIÓN
EQUITY (fondos propios)	25%	12.402.888,72 €
PRESTAMISTAS (entidades financieras)	75%	37.208.666,16 €
SUBVENCIONES (Estado/UE)	0%	0,00 €
TOTAL		49.611.554,88 €

Tabla 6: Modelo de financiación

4.2 CÁLCULO DEL WACC

El índice WACC (Weighted average Cost of Capital) representa el coste medio ponderado del capital, teniendo en cuenta tanto la financiación mediante deuda como el capital propio. En el proyecto, tiene la función de actuar como tasa de descuento, es decir, el índice que va a marcar el límite de rentabilidad frente al TIR y que actualizará los flujos de caja del proyecto. Por tanto, se puede definir como el coste de oportunidad de la inversión por parte de los accionistas.

Este se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$WACC_t = \frac{E_{t-1}K_e + D_{t-1}K_d(1 - T_t)}{E_{t-1} + D_{t-1}}$$

Ecuación 2: Formulación del WACC [43]

Donde,

E es la fracción de la inversión cometida por el capital propio [25%], D la fracción de la inversión cometida por fondos ajenos (deuda) [75%], K_d es el interés de la deuda [5,5%], K_e es la rentabilidad esperada [8%], y T es el tipo impositivo sobre beneficios [25%] [43].

*El valor de la rentabilidad que se espera que ofrezca el proyecto se ha supuesto según el valor intermedio del rango típico para este tipo de proyectos de energía renovable (6%-10%).

El cálculo resulta finalmente un $WACC = 5,094\%$, un valor moderado, pero habitual. Como se ha comentado, es el valor que actuará como tasa de descuento del proyecto por ser su aproximación más aceptada en este tipo de instalaciones renovables.

4.3 HIPÓTESIS ECONÓMICAS Y FINANCIERAS

Para completar la cuenta de resultados y su posterior análisis de rentabilidad, se requiere conocer de antemano una serie de tasas o datos de interés que intervienen en el cálculo, y que por tanto influirán en el beneficio final y en la decisión de inversión. Son datos que se han justificado a lo largo del documento o concretos para el Estado español. Estos se resumen en la Tabla 7 adjunta:

TIPO	VALOR
Periodo de amortización contable	Lineal a 20 años
Tipo impositivo sobre beneficios (impuesto de sociedades)	25%
Impuesto sobre el valor añadido (IVA)	21%
Tasa de inflación general (IPC)	2%
Porcentajes de financiación	75% propio / 25% ajeno
Tipo de interés del préstamo	5,5%
Periodo de amortización de la deuda	Lineal a 15 años
Coste del capital propio (rentabilidad esperada, K_e)	8%
Tasa de descuento (WACC)	5,094%
Inversión anual en fondo de maniobra	7% sobre ingresos
Impuesto sobre generación IVPEE	7% sobre ingresos

Tabla 7: Datos económicos y financieros de interés

Capítulo 5. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

En este apartado se calcularán los principales índices financieros para la evaluación cuantitativa de la rentabilidad desde el punto de vista del proyecto y de los accionistas. A partir de su cálculo (VAN, TIR, Payback), se extraerán las conclusiones pertinentes que definan su viabilidad y en consecuencia la toma de la decisión de inversión.

5.1 CUENTA DE RESULTADOS (PYG) Y FLUJOS DE CAJA

En este capítulo se mostrará la cuenta de resultados del proyecto, también llamada cuenta de pérdidas y ganancias, en la que se incluyen todos los ingresos y gastos netos relativos al desarrollo del proyecto a lo largo de su vida útil, con el objetivo de conocer los flujos de caja reales de cada ejercicio y de esta manera la estimación del beneficio de la empresa promotora.

Se trata de un informe esencial para el posterior análisis de rentabilidad del proyecto, para poder calcular los índices de rentabilidad que evaluarán cuantitativamente su viabilidad económica.

Tras ella se obtiene el Flujo de caja operativo (FCF) anual, que se puede entender como el dinero neto que genera el proyecto tras sufragar todos los costes operativos e impositivos, además de las inversiones necesarias para la explotación del parque cada año.

Esta se muestra de forma detallada en la Tabla 8 de la próxima página:

Tabla 8: Cuenta de pérdidas y ganancias y flujos de caja libre

CUENTA PYG [M€]	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
+Ingresos de explotación	0	8,13	8,21	8,29	8,38	8,46	8,55	8,63	8,72	8,80	8,89	8,98	9,07	9,16	9,25	9,35	9,44	9,53	9,63	9,73	9,82
-Costes de explotación	0,00	-0,94	-1,01	-1,06	-1,10	-1,15	-1,20	-1,25	-1,30	-1,36	-1,42	-1,48	-1,54	-1,61	-1,68	-1,76	-1,83	-1,92	-2,00	-2,09	-2,19
EBITDA	0,00	7,20	7,20	7,24	7,27	7,31	7,35	7,38	7,41	7,45	7,47	7,50	7,53	7,55	7,57	7,59	7,60	7,62	7,63	7,63	7,64
-Impuesto IVPEE (7% ingresos)	0,00	-0,57	-0,57	-0,58	-0,59	-0,59	-0,60	-0,60	-0,61	-0,62	-0,62	-0,63	-0,63	-0,64	-0,65	-0,65	-0,66	-0,67	-0,67	-0,68	-0,69
-Amortización	0,00	-2,76	-2,76	-2,76	-2,76	-2,76	-2,76	-2,76	-2,76	-2,76	-2,76	-2,76	-2,76	-2,76	-2,76	-2,76	-2,76	-2,76	-2,76	0,00	0,00
BAI (Beneficio antes de impuestos)	0,00	3,87	3,87	3,90	3,93	3,96	3,99	4,02	4,05	4,07	4,10	4,12	4,14	4,15	4,17	4,18	4,19	4,19	4,20	6,95	6,95
FREE CASH FLOW	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
BAI	0,00	3,87	3,87	3,90	3,93	3,96	3,99	4,02	4,05	4,07	4,10	4,12	4,14	4,15	4,17	4,18	4,19	4,19	4,20	6,95	6,95
-Impuesto de sociedades (25% BAI)	0,00	-0,97	-0,97	-0,97	-0,98	-0,99	-1,00	-1,01	-1,01	-1,02	-1,02	-1,03	-1,03	-1,04	-1,04	-1,04	-1,05	-1,05	-1,05	-1,74	-1,74
RESULTADO DEL EJERCICIO	0,00	2,90	2,90	2,92	2,95	2,97	2,99	3,02	3,04	3,05	3,07	3,09	3,10	3,11	3,13	3,13	3,14	3,15	3,15	5,21	5,21
+Amortización	0,00	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	0,00	0,00
-Inversión inicial en inmovilizado material	-49,6																				
-Inversión en fondo de maniobra (7% ingresos)	0,00	-0,57	-0,57	-0,58	-0,59	-0,59	-0,60	-0,60	-0,61	-0,62	-0,62	-0,63	-0,63	-0,64	-0,65	-0,65	-0,66	-0,67	-0,67	-0,68	-0,69
Free Cash Flow (FCF)	-49,61	5,09	5,08	5,10	5,12	5,14	5,15	5,17	5,18	5,19	5,21	5,22	5,22	5,23	5,23	5,24	5,24	5,23	5,23	4,53	4,52

5.2 FLUJOS DE CAJA DE LA DEUDA Y DEL ACCIONISTA

Se presentan a continuación, en la Tabla 9, los flujos de caja de la deuda (FCF) a lo largo de su periodo de amortización (15 años), incluyendo sus intereses, y seguidamente los flujos que va obteniendo el accionista (FCFE), en la Tabla 10, de acuerdo con los flujos de caja netos del proyecto presentados en el apartado anterior y este flujo de deuda.

Las tablas comienzan en la página siguiente.

Tabla 9: Flujo de caja de la deuda

FLUJO DE CAJA DE LA DEUDA [M€]	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Préstamo total	37,21															
Intereses anuales (4,5%)		-2,05	-1,91	-1,77	-1,64	-1,5	-1,36	-1,23	-1,09	-0,96	-0,82	-0,68	-0,55	-0,41	-0,27	-0,14
Amortización lineal del principal (15 años)		-2,48	-2,48	-2,48	-2,48	-2,48	-2,48	-2,48	-2,48	-2,48	-2,48	-2,48	-2,48	-2,48	-2,48	-2,48
Pago cuota anual (principal + intereses)	0	-4,53	-4,39	-4,25	-4,12	-3,98	-3,84	-3,71	-3,57	-3,44	-3,3	-3,16	-3,03	-2,89	-2,75	-2,62
+Ahorro fiscal 25% (tasa impositiva sobre intereses)	0	0,512	0,478	0,443	0,409	0,375	0,341	0,307	0,273	0,239	0,205	0,171	0,136	0,102	0,068	0,034
Flujo de caja de la deuda (FCD)	37,21	-4,02	-3,91	-3,81	-3,71	-3,61	-3,5	-3,4	-3,3	-3,2	-3,09	-2,99	-2,89	-2,79	-2,69	-2,58

Tabla 10: Cash Flow del accionista

CASH FLOW DEL ACCIONISTA [M€]	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
+Free Cash Flow (FCF)	-49,6	5,09	5,081	5,101	5,119	5,137	5,153	5,168	5,182	5,195	5,206	5,215	5,223	5,229	5,233	5,236
+Flujo de caja de la deuda (FCD)	37,21	-4,02	-3,91	-3,81	-3,71	-3,61	-3,5	-3,4	-3,3	-3,2	-3,09	-2,99	-2,89	-2,79	-2,69	-2,58
Flujo de caja del accionista (FCFE)	-12,4	1,074	1,168	1,29	1,411	1,53	1,649	1,767	1,883	1,998	2,111	2,223	2,333	2,442	2,548	2,653

5.3 ÍNDICES DE RENTABILIDAD DEL PROYECTO

En este apartado se presentarán los indicadores financieros obtenidos a partir de los flujos de caja libre (FCF) del proyecto y del accionista (FCFE).

5.3.1 VAN

El índice VAN (valor actual neto) pretende calcular el valor presente de los flujos de caja libres generados durante la vida útil. A estos se les aplica una tasa de descuento, que como se ha comentado anteriormente, su mejor aproximación es el valor del WACC (Coste medio ponderado del capital), que se calculó en el apartado 4.2, obteniendo un WACC=5,043%. En el caso de los flujos de caja del accionista, se aplica el coste del capital propio o rentabilidad esperada ($K_e=8\%$).

Su formulación es la siguiente:

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

Ecuación 3: Formulación del VAN

Donde,

- I_0 : inversión inicial del proyecto
- n : años de vida útil
- F_t : flujo de caja libre de cada año
- t : tiempo como año presente
- k : tasa de descuento

El VAN sugiere que si es positivo, el proyecto reporta beneficios, por lo que es viable. Un VAN=0 indicaría que no se gana ni se pierde dinero, por lo que a priori no se aceptaría, a menos que los objetivos fueran sin ánimo de lucro. Un VAN negativo por tanto indicaría pérdidas.

El resultado obtenido del proyecto ha sido de un VAN=13,131M €, y el de los accionistas de VAN=2,076 M €, por lo que según el criterio del VAN el proyecto sería viable, reportando grandes beneficios.

5.3.2 TIR

El segundo indicador financiero de estudio es el TIR (Tasa interna de retorno), que se entiende como la tasa de descuento a aplicar a los flujos de caja del proyecto que harían un VAN=0, es decir, que el proyecto no reporte ni pérdidas ni beneficios netos. Sería por tanto la rentabilidad real que se espera de él.

Se calcula de la siguiente manera, donde se ha igualado el VAN a 0 en la Ecuación 3.

$$I_0 = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t}$$

Ecuación 4: Formulación del TIR

Para su interpretación, se debe comparar con la tasa de descuento aplicada al proyecto, que ha sido el valor del WACC. Si el TIR es mayor, el proyecto es rentable, y lo es más cuanto mayor sea su valor.

El proyecto ha presentado un TIR=8,21%, superior a la tasa de descuento WACC=5,094%, y también lo ha hecho en el caso del accionista, con un TIR=10,39%, muy superior a la tasa de descuento utilizada $K_e=8\%$, por lo que el proyecto sigue siendo bastante rentable y atractivo de acuerdo con este indicador.

5.3.3 PAYBACK

El Payback se define como el periodo (en años) de tiempo que se tarda en recuperar la inversión inicial, es decir, el punto en el que deja de costear la inversión y se empieza a obtener beneficios reales. Está relacionado con el riesgo para los inversores, pues si la inversión se recupera en poco tiempo se invierte con mayor seguridad.

Este se calcula también a partir de los flujos de caja libres, que se van acumulando y se observa el momento en el que igualan a la inversión inicial acometida.

El Payback del proyecto ha resultado de 9,65 años, ligeramente elevado para proyectos de energía renovable, en los que se suele rondar en algo más de 8 años, pero debajo del umbral de los 10 años, que sería la mitad de la vida útil estimada del parque. Desde el punto de vista de los accionistas, recuperarían la inversión en 8,31 años, lo que es un dato bastante mejor.

5.4 DECISIÓN DE INVERSIÓN

De acuerdo con los resultados del análisis de rentabilidad, recogidos en la Tabla 11, tanto el criterio del VAN como del TIR sugieren la inversión sin duda, y sin asumir grandes riesgos, pues el VAN es muy positivo y el TIR dobla a las tasas de descuento, por lo que hay un gran margen de seguridad.

En cuanto al Payback del proyecto, es cierto que no es el mejor dato, pero es completamente asumible teniendo en cuenta los otros dos indicadores. Además, la vida útil considerada es de 20 años, por lo que se recuperaría la inversión antes de la mitad de la vida estimada. Con la tecnología actual, podría considerarse aumentarla hasta los 25 años, por lo que el Payback resultante sería muy positivo, durando solo una tercera parte de la vida útil.

	PROYECTO	ACCIONISTAS
VAN	13,13M €	2,07M €
TIR	8,21%	10,39%
PAYBACK	9,65 años	5,38 años

Tabla 11: Indicadores financieros

5.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Se procede a completar un análisis de sensibilidad, en el caso de que los precios de la energía, la variable más volátil del estudio económico – financiero sorprenda con sus precios debido a situaciones extraordinarias.

Se contemplan distintos escenarios:

- (1)- Si el precio de venta medio fuera 45 €/MWh
- (2) Si en vez de incrementar, decrementara un 1% anual
- (3) Si el precio de venta medio fuera 55 €/MWh

Escenario	VAN	TIR	PAYBACK
1	6,47M €	6,68%	10,79 años
2	3,66M €	6,08%	10,61 años
3	19,44M €	9,58%	8,78 años

Tabla 12: Resultados análisis de sensibilidad

En todos los casos, la rentabilidad se vería afectada, pero se seguiría optando por la inversión.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO PROYECTO DE EJECUCIÓN DEL PARQUE EÓLICO “HONTANAS I”

ANEXO V: NORMATIVA DE REFERENCIA

Autor: Roberto Fernández Ortí
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Índice del anexo

Capítulo 1. Normativa	2
1.1 Aerogeneradores.....	2
1.2 Redes eléctricas de potencia.....	2
1.3 Transformador de potencia.....	3
1.4 Subestación eléctrica	3
1.5 Línea de evacuación aérea.....	3
1.6 Ambientales.....	4
1.7 Construcción y mantenimiento	4
Capítulo 2. Conclusión.....	5

Capítulo 1. NORMATIVA

Este documento pretende indicar las normativas españolas e internacionales de referencia aplicables al diseño, construcción y operación y mantenimiento de los componentes que componen el parque eólico, tanto los trabajos civiles como los equipos eléctricos.

1.1 AEROGENERADORES

- UNE-EN IEC 61400-1.
Especifica los requisitos de diseño de aerogeneradores para garantizar su seguridad, tanto mecánicos y estructurales como los sistemas eléctricos, así como las condiciones de los emplazamientos [44].
- Normativa de seguridad aérea: Los aerogeneradores deben incluir sistemas de balizamiento luminoso para seguridad aérea, según requisitos de la Agencia Estatal de Seguridad Aérea (AESA) [45].

1.2 REDES ELÉCTRICAS DE POTENCIA

- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. Aplicable a la red de de MT en zanja.[13]
- Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC de Baja Tensión (REBT): Aplicable a circuitos de BT internos de los aerogeneradores hasta el transformador BT/MT [18].
- IEC 60502-2
Aborda la normativa del cableado de potencia (diseño, ensayos,etc)

1.3 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

- IEC 60076 o UNE-EN 60076 [46]
Establece los criterios de diseño, eficiencia, ensayos y pruebas o instalación.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23. En su Instrucción Técnica Complementaria ITC-RAT 07: Transformadores y autotransformadores de potencia [13].

1.4 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23. Incluye las especificaciones y requisitos de seguridad para subestaciones de intemperie [13].
- IEC 61850
Estandarización de las comunicaciones para los sistemas de control y protección de las subestaciones [47].
- UNE-EN 62271
Define las normas para el aparellaje de subestaciones de alta tensión (>1kV) [48].

1.5 LÍNEA DE EVACUACIÓN AÉREA

- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09 [13].
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica [49].

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Para las condiciones del suministro y los requisitos de conexión a red [50].

1.6 AMBIENTALES

- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental [51].
Establece los procedimientos de evaluación de impacto ambiental para proyectos eólicos (aerogeneradores, subestaciones, líneas...)

1.7 CONSTRUCCIÓN Y MANTENIMIENTO

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
Aborda las operaciones de mantenimiento de los parques [52].
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre [52].
Aborda los procedimientos y normas sobre seguridad y salud.
- CTE (Código técnico de edificación)
Normativa para los trabajos civiles (cimentaciones, viales, excavaciones, etc.)

Capítulo 2. CONCLUSIÓN

Este documento condensa la normativa de referencia clave para el diseño, construcción operación y mantenimiento de un parque eólico, desde los aspectos técnicos hasta los de seguridad o medioambientales.

Su aplicación es indispensable para el correcto desarrollo del proyecto, para garantizar la seguridad, eficiencia y sostenibilidad del proyecto.