



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER
PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE
EÓLICO TERRESTRE EN HORNILLOS DEL
CAMINO, BURGOS.

Autor: Francisco Javier Montero de la Plaza

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título Proyecto de ejecución de un parque eólico terrestre en Hornillos del Camino Burgos en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2024/2025 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

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

Fdo.: Francisco Javier Montero de la Plaza

Fecha: ...28.../ ...08.../ ...2025...

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha://



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE

Autor: Francisco Javier Montero de la Plaza

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Agradecimientos

En primer lugar, agradecer a mi familia, amigos y compañeros del máster por todo el apoyo que me han dado durante este periodo.

A mi tutora Consuelo por haberme ayudado en la elaboración de este proyecto y el interés puesto en que aprendamos más sobre la energía eólica.

Por último, a la empresa Vortex por haberme facilitado datos de gran valor que han facilitado la realización de este proyecto.

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE

Autor: Montero de la Plaza, Francisco Javier.

Director: Alonso Alonso, Consuelo.

Entidad Colaboradora: Universidad Pontificia de Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

1. Introducción

El calentamiento global y el aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero representan uno de los mayores desafíos para la humanidad en el siglo XXI. Las actividades humanas, especialmente en el sector energético, han contribuido significativamente al incremento de la concentración de CO₂ en la atmósfera, provocando cambios en el clima que afectan tanto a la sociedad como a los ecosistemas. Este contexto ha impulsado la adopción de políticas globales orientadas hacia la transición energética, con el objetivo de reducir la dependencia de los combustibles fósiles y fomentar el uso de fuentes renovables.

España, gracias a su privilegiada posición geográfica, cuenta con un elevado potencial para la generación de energía eólica, siendo uno de los líderes europeos en la integración de esta tecnología. El “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030” establece ambiciosos objetivos para incrementar la capacidad instalada de energía renovable en el país, destacando el papel clave de la energía eólica en la descarbonización del sistema eléctrico.

En este proyecto se abordará el diseño y desarrollo de un parque eólico en la loma de Hornillos del Camino cerca de Burgos, que contribuirá a la generación de energía limpia y sostenible en España. A lo largo del estudio, se analizarán aspectos técnicos, económicos y medioambientales que permitirán evaluar la viabilidad del proyecto, definiendo las características clave para su implementación.

2. Descripción de la metodología y estructura

Este proyecto se organiza en varios capítulos. Comienza con un estudio del estado del arte, donde se analizan las distintas tecnologías disponibles. A partir de este análisis, se determina que, para las dimensiones y la potencia deseada, puede haber varios modelos de aerogeneradores aptos para realizar las simulaciones necesarias. Los modelos que se han estudiado en este proyecto se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 1: Modelos de aerogeneradores de estudio

Modelo	Potencia (MW)	Diámetro (m)	Altura de buje (m)
Nordex N163/6.X	6.8	163	120
Vestas V172-7.2	7,2	172	120
GE Vernova 6.0	6,03	164	120

Después de examinar el mercado y las tecnologías, se procede al análisis de posibles ubicaciones con la ayuda de la plataforma desarrollada por el Centro Nacional de Energías Renovables, el mapa eólico ibérico. En este proyecto se evaluarán 3 ubicaciones diferentes según unos criterios de recurso eólico, orografía, tipo de terreno, vegetación, interconexión eléctrica, accesibilidad y problemas ambientales.

Además, estos lugares deben cumplir ciertos requisitos para ser ideales en la explotación del recurso eólico:

- No deben estar próximos a áreas naturales protegidas ni a núcleos urbanos.
- Buena accesibilidad, es decir, que existan carreteras en buen estado.
- La orografía no debe ser demasiado abrupta, y los caminos internos no deben tener pendientes superiores al 12%.
- El punto de interconexión con la red eléctrica debe estar a menos de 40 kilómetros.
- La velocidad media del viento a 100 metros de altura debe superar los 6,5 m/s.

Una vez seleccionado el emplazamiento, se solicitan a Vortex los datos de viento indicando las coordenadas UTM de la torre de referencia. La empresa facilita una serie temporal de 10 años con resolución horaria, que se analiza con los programas Windographer y WASP.

El tratamiento de datos con Windographer permite caracterizar el recurso eólico. Se obtiene una velocidad media anual de 7,39 m/s a una altura de 120 metros y una dirección predominante de 45°. En consecuencia, la alineación de aerogeneradores debe disponerse perpendicular a dicha dirección para maximizar la energía capturada.

A continuación, se ejecuta la simulación en WAsP. Para ello se incorporan las curvas de nivel proporcionadas por el Instituto Geográfico Nacional y se definen las coordenadas UTM de cada posición de máquina dentro del emplazamiento, dando como resultado la energía vertida a la red.

Tabla 2: Coordenadas de los aerogeneradores en UTM

Aerogeneradores	$X_{UTM} (m E)$	$Y_{UTM} (m N)$
Aerogenerador 1	419385.06	4689015.87
Aerogenerador 2	419380.59	4688540.07
Aerogenerador 3	419662.47	4688131.03
Aerogenerador 4	419797.77	4687714.10
Aerogenerador 5	419946.60	4687283.77
Aerogenerador 6	420022.75	4686841.58
Aerogenerador 7	420246.21	4686428.68

Posteriormente se diseña la instalación eléctrica. La energía generada en cada aerogenerador se eleva a 30 kV mediante su transformador propio en la góndola y se evacua a la subestación a través de tres líneas de media tensión. En la subestación se realiza el paso a 66 kV para el transporte hasta la subestación de conexión a la red española, situada Burgos, a una distancia aproximada de 16 km. El alcance incluye el diseño de celdas de MT, sistemas de puesta a tierra, protecciones, la subestación eléctrica y el enlace de fibra óptica para el control y supervisión de los aerogeneradores.

Seguidamente, se estudia la obra civil, definiendo los viales de acceso y los caminos internos que conectan las máquinas, así como las dimensiones de zanjas, cimentaciones y plataformas de montaje.

Con la infraestructura definida, se lleva a cabo un estudio de viabilidad económica obteniendo la inversión inicial necesaria y los indicadores clave para evaluar la rentabilidad del proyecto, junto con un análisis ambiental y social. El documento concluye con el apartado que expone la alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) relevantes para el proyecto.

3. Resultados

Una vez se ha realizado el estudio de los diferentes aerogeneradores con el uso de WAsP, se ha decidido que el modelo óptimo es el GE Vernova Cypress 164 cuyas características se observan en la Tabla 3 y los resultados en la Tabla 4.

Tabla 3: Características del aerogenerador elegido.

Modelo	Potencia (MW)	Diámetro (m)	Altura de buje (m)
GE Cypress 164	6	164	120

Tabla 4: Resultados del análisis de WAsP

Escenario Pérdidas	Rendimiento	
Eléctricas	3%	0,97
Indisponibilidad OyM	2%	0,98
Incumplimiento Cp	5%	0,95
Total		0,90
Energía Vertida a Red (MWh/año)	-	136.140,13
Horas equivalentes anuales (h)	-	2.860
Factor de capacidad (%)	-	32,65

En la Tabla 5 se observan los resultados del análisis financiero que se ha llevado a cabo para analizar la viabilidad del proyecto.

Tabla 5: Resultados finales del estudio financiero del parque

Inversión inicial (k€)	43.950
OPEX (k€/año) (media)	1.124,98
WACC (%)	5,40
VAN (k€)	11.672,16
TIR (%)	8,01
VAN del accionista (k€)	2.626,09
TIR del accionista (k€)	11,45

4. Conclusiones

Concluido el análisis del recurso eólico y la simulación del parque de Hornillos del Camino (Burgos), se ha podido realizar el estudio técnico-económico y ambiental. Los resultados muestran que el proyecto de 42 MW y 134.686,68 MWh/año neto es viable técnica y económicamente. Asimismo, se confirma su alineación con los ODS y con la planificación energética nacional, contribuyendo a la descarbonización del mix y a contener el coste de la electricidad. En conjunto, la puesta en marcha del parque reducirá emisiones y favorecerá la mejora sostenible del entorno.

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE

Author: Montero de la Plaza, Francisco Javier.

Supervisor: Alonso Alonso, Consuelo.

Collaborating Entity: Universidad Pontificia de Comillas

ABSTRACT

1. Introduction

Global warming and the rise in greenhouse gas emissions represent one of the greatest challenges facing humanity in the twenty-first century. Human activities, particularly in the energy sector, have contributed significantly to the increase in atmospheric CO₂ concentrations, causing climate changes that affect both society and ecosystems. This context has driven the adoption of global policies aimed at the energy transition, with the goal of reducing dependence on fossil fuels and promoting the use of renewable sources.

Spain, thanks to its favorable geographic position, has significant potential for wind power generation and is among the European leaders in integrating this technology. The Integrated National Energy and Climate Plan (PNIEC) 2021–2030 sets ambitious targets to increase the country's installed renewable capacity, highlighting the key role of wind energy in decarbonizing the power system.

This project will address the design and development of a wind farm on the Hornillos del Camino ridge near Burgos, which will contribute to the generation of clean and sustainable energy in Spain. Throughout the study, technical, economic, and environmental aspects will be analyzed to assess the project's viability, defining the key characteristics for its implementation. The specific site, installed capacity, and dimensions of the wind farm have yet to be determined.

2. Methodology and structure

This project is organized into several chapters. It begins with a state-of-the-art review, in which the different available technologies are analyzed. Based on this analysis, it is determined that, for the desired dimensions and capacity, several wind turbine models may be suitable for the required simulations. The models examined in this project are shown in the following table:

Tabla 6: Wind turbine models under study.

Model	Power (MW)	Diameter (m)	Hub height (m)
Nordex N163/6.X	6.8	163	120
Vestas V172-7.2	7,2	172	120
GE Vernova 6.0	6,03	164	120

After reviewing the market and the technologies, potential sites are analyzed using the platform developed by the National Renewable Energy Centre, the Iberian Wind Map. In this project, three different locations will be evaluated according to criteria such as wind resource, orography, ground type, vegetation, electrical interconnection, accessibility, and environmental constraints.

In addition, these locations must meet certain requirements to be optimal for wind resource exploitation:

- They must not be close to protected natural areas or urban centers.
- Good accessibility is required; in other words, roads must be in good condition.
- The terrain should not be excessively steep, and internal roads must not have gradients greater than 12%.
- The interconnection point with the electrical grid must be less than 40 kilometers away.
- The average wind speed at 100 meters above ground must exceed 6.5 m/s.

Once the site has been selected, wind data are requested from Vortex by providing the UTM coordinates of the reference mast. The company supplies a 10-year time series with hourly resolution, which is analyzed using the Windographer and WASP software.

Processing the data with Windographer characterizes the wind resource. An annual mean wind speed of 7.39 m/s at a height of 120 meters and a prevailing wind direction of 45° are obtained. Consequently, the turbine alignment should be laid out perpendicular to that direction to maximize captured energy.

Next, the WAsP simulation is run. For this, contour lines provided by the National Geographic Institute are incorporated, and the UTM coordinates of each turbine position within the site are defined, yielding the energy delivered to the grid.

Tabla 7: UTM coordinates of the wind turbines.

Wind turbine	$X_{UTM} (m E)$	$Y_{UTM} (m N)$
Aerogenerador 1	419385.06	4689015.87
Aerogenerador 2	419380.59	4688540.07
Aerogenerador 3	419662.47	4688131.03
Aerogenerador 4	419797.77	4687714.10
Aerogenerador 5	419946.60	4687283.77
Aerogenerador 6	420022.75	4686841.58
Aerogenerador 7	420246.21	4686428.68

Subsequently, the electrical installation is designed. The energy generated by each wind turbine is stepped up to 30 kV by its dedicated nacelle transformer and evacuated to the substation via three medium-voltage (MV) lines. At the substation, the voltage is raised to 66 kV for transmission to the grid-connection substation located in Burgos, approximately 16 km away. The scope includes the design of MV switchgear, grounding systems, protection systems, the electrical substation, and the fiber-optic link for turbine control and monitoring.

Next, the civil works are addressed, defining the access roads and internal tracks connecting the turbines, as well as the dimensions of trenches, foundations, and assembly platforms.

With the infrastructure defined, an economic feasibility study is carried out to determine the required initial investment and the key indicators for assessing project profitability, together with an environmental and social analysis. The document concludes with a section detailing the project's alignment with the relevant Sustainable Development Goals (SDGs).

3. Results

Once the study of the different wind turbines using WAsP was completed, the optimal model selected was the GE Vernova Cypress 164, whose characteristics are shown in Tabla 8 and the results in Tabla 9.

Tabla 8: Characteristics of the selected wind turbine.

Model	Power (MW)	Diameter (m)	Hub heigth (m)
GE Cypress 164	6	164	120

Tabla 9: WAsP analysis results.

Losses Scenario		Efficiency
Electrical	3%	0,97
OyM unavailability	2%	0,98
Cp shortfall	5%	0,95
Total		0,90
Energy delivered to grid (MWh/year)	-	136.140,13
Equivalent full-load hours (h/year)	-	2.860
Capacity factor (%)	-	32,65

In Tabla 10, the results of the financial analysis carried out to assess the project's feasibility are presented.

Tabla 10: Final results of the wind farm's financial study.

Intial investment (k€)	43.950
OPEX (k€/año) (mean)	1.124,98
WACC (%)	5,40
VAN (k€)	11.672,16
TIR (%)	8,01
VAN shareholder (k€)	2.626,09
TIR shareholder (k€)	11,45

4. Conclusions

Having completed the analysis of the wind resource and the simulation of the Hornillos del Camino (Burgos) wind farm, the techno-economic and environmental assessment was performed. The results show that the 42 MW project with 134,686.68 MWh/year net is technically and economically viable. Its alignment with the SDGs and with national energy planning is also confirmed, contributing to the decarbonization of the generation mix and helping to contain electricity costs. Overall, commissioning the wind farm will reduce emissions and support the sustainable improvement of the local environment.

Índice

Capítulo 1. Introducción.....	13
1.1 Motivación del proyecto.....	13
1.2 Objetivos	14
1.3 Estudio del arte sobre la energía eólica.....	15
1.3.1 Formación del viento y fundamentos del potencial eólico.....	15
1.4 Contexto global de la energía renovable	23
1.4.1 Causas que Impulsan el Desarrollo de Energías Renovables.....	24
1.4.2 Capacidad instalada de energías renovables en el mundo 2024.....	25
1.4.3 Capacidad instalada de energías renovables en España 2024	28
1.4.4 Horizonte 2025 – 2030	30
Capítulo 2. Descripción de las Tecnologías	31
2.1 Tecnología actual	31
2.2 Partes de un aerogenerador.....	32
2.3 Aerogeneradores de estudio.....	37
Capítulo 3. Selección del emplazamiento.....	38
3.1 Recurso Eólico	38
Emplazamiento 1.....	39
Emplazamiento 2.....	40
Emplazamiento 3.....	41
3.2 Impacto medioambiental en los espacios naturales.....	42
Emplazamiento 1.....	48
Emplazamiento 2.....	51
Emplazamiento 3.....	53
3.3 Orografía	55
Emplazamiento 1.....	55
Emplazamiento 2.....	60
Emplazamiento 3.....	65
3.4 Accesibilidad	68
Emplazamiento 1.....	68
Emplazamiento 2.....	70

<i>Emplazamiento 3</i>	71
3.5 Interconexión eléctrica.....	72
<i>Emplazamiento 1</i>	74
<i>Emplazamiento 2</i>	75
<i>Emplazamiento 3</i>	76
3.6 Comparación de los emplazamientos.....	77
Capítulo 4. Análisis de datos de viento.....	78
4.1 Análisis estadístico mediante windographer.....	78
4.1.1 <i>Datos de viento</i>	79
4.1.2 <i>Rosa de vientos</i>	82
4.1.3 <i>distribución de Weibull</i>	90
4.1.4 <i>Diagrama de cajas</i>	93
4.1.5 <i>Conclusiones del análisis en windographer</i>	94
4.2 Análisis energético mediante WASP.....	95
4.2.1 <i>Topografía</i>	95
4.2.2 <i>Evaluación del potencial eólico mediante WASP</i>	98
4.2.3 <i>Cálculo de la densidad del aire</i>	101
4.2.4 <i>Curvas de potencia y coeficientes de empuje</i>	104
4.2.5 <i>Resultados de la simulación de WASP</i>	107
4.2.6 <i>Energía eléctrica vertida a la red eléctrica</i>	110
4.2.7 <i>Resumen de los resultados del análisis y selección del aerogenerador</i>	114
Capítulo 5. Instalación eléctrica	116
5.1 Sistema de BT/MT.....	116
5.1.1 <i>Celdas de media tensión</i>	117
5.1.2 <i>Dimensionamiento conductores de media tensión</i>	120
5.1.3 <i>Interruptor automático MT</i>	123
5.2 Red de Alta Tensión	124
5.2.1 <i>Dimensionamiento de los conductores</i>	124
5.2.2 <i>Puesta a tierra</i>	125
5.2.3 <i>Subestación eléctrica</i>	125
5.2.4 <i>Equipos de AT en la subestación</i>	127
5.3 Fibra óptica.....	129

5.4 Pararrayos.....	129
Capítulo 6. Obra civil.....	130
6.1 Situación general del emplazamiento	131
6.2 Caminos de acceso.....	131
6.3 Canalizaciones en zanja	135
6.4 Edificio de control y subestación	136
6.5 Cimentación y plataforma de montaje.....	137
Capítulo 7. Planificación del proyecto	138
Capítulo 8. Viabilidad económica	139
8.1 Datos técnicos y alcance	139
8.2 Trayectoria del precio de venta de energía.....	140
8.3 Presupuesto de inversión y alcance del CapEx.....	141
8.3.1 Detalle del BOP.....	141
8.3.2 Detalle de la interconexión	142
8.3.3 Inversión total.....	142
8.4 Costes de operación y mantenimiento OpEx.....	143
8.5 Cuenta de resultados y FCF.....	144
8.6 Indicadores financieros	146
8.6.1 Coste medio ponderado (WACC).....	146
8.6.2 Valor Actual Neto (VAN)	147
8.6.3 Tasa Interna de Retorno (TIR).....	147
8.7 Indicadores financieros para el accionista.....	148
Capítulo 9. Impacto medioambiental	149
Capítulo 10. Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	151
Capítulo 11. Conclusiones.....	153
Capítulo 12. Bibliografía	155
Índice de Anexos.....	163

Índice de figuras

Fig. 1: Explicación gráfica de cómo se origina el viento [5].	16
Fig. 2: Patrones de viento predominantes en la Tierra [6].	16
Fig. 3: Formación y comportamiento del viento [6].	17
Fig. 4: Flujo de aire a través del rotor del aerogenerador [8].	19
Fig. 5: Potencia del viento y aprovechamiento según la Ley de Betz [8].	20
Fig. 6: Relación velocidad punta y coeficiente de punta según tipos de turbina [9].	21
Fig. 7: Participación de las energías renovables en la expansión anual de capacidad eléctrica [14].	25
Fig. 8: Resumen global de la capacidad renovable en 2024 [16].	26
Fig. 9: Capacidad de energía renovable por región 2024[16].	26
Fig. 10: Nuevas instalaciones de energía eólica en el mundo por año [2].	27
Fig. 11: Nuevas instalaciones eólicas por región [17].	27
Fig. 12: Evolución de la potencia instalada renovable [18].	29
Fig. 13: Previsión de nuevas instalaciones eólicas terrestres y marinas por región (% MW) [2].	30
Fig. 14: Aerogenerador de eje horizontal de 3 palas [21].	32
Fig. 15: Partes de un aerogenerador [23].	33
Fig. 16: Esquema del sistema de orientación de la góndola [22].	34
Fig. 17: Esquema de un generador síncrono en un aerogenerador [24].	35
Fig. 18: Esquema de un generador asíncrono en un aerogenerador [24].	36
Fig. 19: Recurso eólico y velocidad del viento del emplazamiento 1 [25].	39
Fig. 20: Rosa de vientos del emplazamiento 1 [25].	39
Fig. 21: Recurso eólico y velocidad del viento del emplazamiento 2 [25].	40
Fig. 22: Rosa de vientos del emplazamiento 2 [25].	40
Fig. 23: Recurso eólico y velocidad del viento del emplazamiento 3 [25].	41
Fig. 24: Rosa de vientos del emplazamiento 3 [25].	41
Fig. 25: Espacios naturales protegidos en España [28].	43
Fig. 26: Mapa de sensibilidad del modelo resultado para la zonificación eólica [33].	47

Fig. 27: Mapa de espacios naturales protegidos de Aragón [35].....	48
Fig. 28: Situación de impacto medioambiental del emplazamiento 1 [34].	49
Fig. 29: Distancia a núcleos urbanos del emplazamiento 1 (Google Earth).....	50
Fig. 30: Mapa de espacios naturales protegidos de Aragón [36].....	51
Fig. 31: Distancia a núcleos urbanas del emplazamiento 2 (Google Earth Pro).	52
Fig. 32: Situación de las zonas protegidas del emplazamiento 3 [34].	53
Fig. 33: Distancia a núcleos urbanos del emplazamiento 3 (Google Earth Pro).	54
Fig. 34: Tipología de suelo del emplazamiento 1 [37].	55
Fig. 35: Tipo de suelo del emplazamiento 1 (Google Earth).....	56
Fig. 36: Primer tipo de suelo del emplazamiento 1 [39].....	57
Fig. 37: Segundo tipo de suelo del emplazamiento 1 [39].	57
Fig. 38: Mapa de desnivel del emplazamiento 1 [40].....	58
Fig. 39: Situación de la orografía del emplazamiento 1 (Google Earth Pro).	58
Fig. 40: Perfil de elevación del emplazamiento 1 (Google Earth Pro).	59
Fig. 41: Tipo de suelo del emplazamiento 2 (Google Earth Pro).	60
Fig. 42: Primer tipo de suelo del emplazamiento 2 [39].....	61
Fig. 43: Segundo tipo de suelo del emplazamiento 2 [39].	61
Fig. 44: Mapa de desnivel del emplazamiento 2 [40].....	62
Fig. 45: Vista del terreno y nivel del emplazamiento 2 (Google Earth Pro).	63
Fig. 46: Perfil de elevación del emplazamiento 2 (Google Earth Pro).	63
Fig. 47: Tipo de suelo del emplazamiento 3 (Google Earth Pro).	65
Fig. 48: Descripción del tipo de suelo del emplazamiento 3 [39].	65
Fig. 49: Mapa de desnivel del emplazamiento 3 [40].....	66
Fig.50: Perfil de elevación del emplazamiento 3 (Google Earth Pro).	67
Fig. 51: Posibles accesos al emplazamiento 1 (Google Earth Pro).	68
Fig. 52: Acceso a Hornillos del Camino (Google Earth Pro).	69
Fig. 53: Acceso al emplazamiento 2 (Google Earth Pro).	70
Fig. 54: Acceso al emplazamiento 3 (Google Earth Pro).	71
Fig. 55: Distancia entre la subestación de Villalbilla y el emplazamiento 1 (Google Earth Pro).	74

Fig. 56: Distancia entre la subestación eléctrica de Fuendetodos y el emplazamiento 2 (Google Earth Pro).....	75
Fig. 57: Distancia entre la subestación eléctrica de Tábara y el emplazamiento 3 (Google Earth Pro).....	76
Fig. 58: Perfil vertical de las velocidades del viento según la altura (Windographer).	79
Fig. 59: Serie temporal en el periodo completo a 120 y 150 metros (Windographer).	80
Fig. 60: Serie temporal de enero de 2025 (Windographer).	80
Fig. 61: Velocidad media mensual a 120 y 150 metros (Windographer).	81
Fig. 62: Velocidad media por hora del día a 120 y 150 metros (Windographer).	81
Fig. 63: Rosa de frecuencia de la serie completa a 150 m (Windographer).	83
Fig. 64: Rosa de frecuencia por meses (Windographer).	84
Fig. 65: Rosa de frecuencia por horas del día (Windographer).	85
Fig. 66: Rosa de velocidad de la serie completa (Windographer).	86
Fig. 67: Rosa de velocidad por meses (Windographer).	87
Fig. 68: Rosa de velocidad por horas (Windographer).	87
Fig. 69: Rosa de energía de la serie completa (Windographer).	88
Fig. 70: Rosa de energía por meses (Windographer).	89
Fig. 71: Gráfico de la distribución de Weibull ajustada a la serie completa de datos (Windographer).....	91
Fig. 72: Curva de Weibull acumulada (Windographer).	92
Fig. 73: Diagrama de cajas por mes de la velocidad del viento a 150 m (Windographer). .	93
Fig. 74: Tabla resumen para 150 m (Windographer).	94
Fig. 75: Clasificación de la rugosidad del terreno.	96
Fig. 76: Emplazamiento con las curvas de nivel y rugosidad (Google Earth y WASP Map Editor).....	97
Fig. 77: Mapa topográfico final del emplazamiento (WASP Map Editor).	97
Fig. 78: Informe de WASP Climate Analyst 3.....	98
Fig. 79: Gráficas de WASP Climate Analyst 3.	99
Fig. 80: Análisis final de WASP Climate Analyst 3.	100
Fig. 81: Calculadora de densidad de aire de WASP.....	103

Fig. 82: Curva de potencia y coeficiente de empuje Nordex N163/6.X.....	105
Fig. 83: Curva de potencia y coeficiente de empuje Vestas V172-7.2.....	105
Fig. 84: Curva de potencia y coeficiente de empuje de GE Vernova 6.0.....	106
Fig. 85: Simulación calibrada de WAsP.....	108
Fig. 86: Mapa de isoventas a 120 metros de altura.....	115
Fig. 87: Esquema de las líneas de conexión con los circuitos y la subestación.	119
Fig. 88: Capas que componen el conductor [47].	120
Fig. 89: Vista de vial general e interior (Google Earth Pro).....	132
Fig. 90: Entorno del vial general (Google Earth Pro).....	133
Fig. 91: Perfil de elevación del vial general (Google Earth Pro).....	133
Fig. 92: Entorno del vial interior (Google Earth Pro).....	134
Fig. 93: Perfil de elevación del vial interior	134
Fig. 94: Posible cimentación para un aerogenerador de 6 MW [54].	137
Fig. 95: Variación de los precios de la energía según el Mibel en España [55].	140
Fig. 96: Free Cash Flow del proyecto.....	145
Fig. 97: Cash Flow para el accionista.	148
Fig. 98: Emisiones de CO2 de las CT Carbón [64].	150
Fig. 99: Emisiones de CO2 de centrales de turbina gas [64].	150
Fig. 100: Emisiones de CO2 de centrales de ciclo combinado [64].	150
Fig. 101: Objetivos de desarrollo sostenible [66].	151
Fig. 102: Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada U_{ca} en función de la duración de la corriente de falta t_f [69].	175
Fig. 103: Factor para múltiples picas [70].	180

Índice de tablas

Tabla 1: Modelos de aerogeneradores de estudio.....	7
Tabla 2: Coordenadas de los aerogeneradores en UTM	8
Tabla 3: Características del aerogenerador elegido.	9
Tabla 4: Resultados del análisis de WAsP	9
Tabla 5: Resultados finales del estudio financiero del parque	9
Tabla 6: Wind turbine models under study.....	12
Tabla 7: UTM coordinates of the wind turbines.....	13
Tabla 8: Characteristics of the selected wind turbine.....	14
Tabla 9: WAsP analysis results.	14
Tabla 10: Final results of the wind farm’s financial study.....	14
Tabla 11: Aerogeneradores de estudio.	37
Tabla 12: Clasificación sintetizada de los indicadores para la zonificación [33].	46
Tabla 13: Distribución de tensiones desde BT a AT.	72
Tabla 14: Evaluación final de los emplazamientos.	77
Tabla 15: Coordenadas de los aerogeneradores zona 30T.....	101
Tabla 16: Altitud de los aerogeneradores	102
Tabla 17: Modelos de aerogeneradores a comparar en WAsP.....	104
Tabla 18: Estadísticas de la simulación WAsP con Nordex N163/6.X.....	109
Tabla 19: Estadísticas de la simulación WAsP con Vestas V172-7.2.....	109
Tabla 20: Estadísticas de la simulación WAsP con GE Vernova 6.0.....	109
Tabla 21: Análisis WAsP para aerogenerador Nordex N163/6.X a 120 metros.	111
Tabla 22: Resultados del análisis del aerogenerador Nordex N163/6.X a 120 metros.	111
Tabla 23: Análisis WAsP para aerogenerador Vestas V172-7.2 a 120 metros.	112
Tabla 24: Resultados del análisis del aerogenerador Vestas V172-7.2 a 120 metros.	112
Tabla 25: Análisis WAsP para aerogenerador GE Vernova 6.0 a 120 metros.	113
Tabla 26: Resultados del análisis del aerogenerador GE Vernova 6.0 a 120 metros.	113
Tabla 27: Comparativa entre los diferentes aerogeneradores.....	114
Tabla 28: Resumen de producción de cada aerogenerador.	114

Tabla 29: Características del transformador Vernova Cypress 164.	117
Tabla 30: Distribución y configuración de celda por aerogenerador.	118
Tabla 31: Características celda media tensión seleccionada [45].	119
Tabla 32: Especificaciones del conductor X-VOLT-HEPRZ1 [47].	121
Tabla 33: Resultados del criterio de caída de tensión para MT.	122
Tabla 34: Resultado pérdidas de potencia por efecto Joule.	122
Tabla 35: Especificaciones interruptor automático MT/AT.	123
Tabla 36: Características principales de la subestación BT/MT.	125
Tabla 37: Características transformador MT/AT Hitachi Energy [48].	126
Tabla 38: Características del seccionador AT [49].	127
Tabla 39: Características del interruptor automático de AT.	127
Tabla 40: Especificaciones del transformador de tensión de AT [50].	128
Tabla 41: Especificaciones del transformador de corriente de AT [51].	128
Tabla 42: Características de los viales	133
Tabla 43: Características técnicas y horizonte del proyecto.	139
Tabla 44: Estimación de precios de venta de la energía.	141
Tabla 45: Detalle del BOP.	141
Tabla 46: Detalle de la interconexión.	142
Tabla 47: Resumen de la inversión total.	142
Tabla 48: Costes de operación y mantenimiento de los aerogeneradores.	143
Tabla 49: Estimación del OPEX de los parámetros.	144
Tabla 50: Emisiones evitadas por tecnología [61].	149
Tabla 51: Niveles de aislamientos de los cables y sus accesorios [67].	166
Tabla 52: Características de la red de MT	166
Tabla 53: Factor de corrección para temperatura del terreno distinta de 25°C [67].	167
Tabla 54: Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares [67].	168
Tabla 55: Factores de corrección para profundidades de la instalación distintas a 1 m [67].	168
Tabla 56: Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad [67].	169

Tabla 57: Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K.m/W [67].....	169
Tabla 58: Intensidades máximas admisibles, cables unipolares aislados 18/30 kV bajo tubo [67].....	170
Tabla 59: Caída de tensión de cada circuito	171
Tabla 60: Pérdidas de potencia por efecto Joule	172
Tabla 61: Características conductores aluminio/acero AT	173
Tabla 62: Características esenciales de los conductores de aluminio/acero [68].	174
Tabla 63: Resistividad del terreno en función de su naturaleza [69].	177
Tabla 64: Resistencia de tierra del electrodo [69].	178

Lista de acrónimos

IPCC	Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático
PE	Parque eólico
PNEIC	Plan Nacional Integral de Energía y Clima
C _p	Coefficiente de potencia
COP	Conference of the Parties
NDC	Nationally Determined Contribution
REE	Red Eléctrica de España
BT	Baja Tensión
MT	Media Tensión
AT	Alta Tensión
CT	Current transformer
PV	Photovoltaic
CapEx	Capital Expenses
OpEx	Operation Expenses
DevEx	Development Expenses
WACC	Weighted Average Cost of Capital
IPC	Índice de Precios al Consumo
VAN	Valor Actual Neto

TIR	Tasa Interna de Retorno
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de Energía
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
NOF	Necesidades Operativas de Fondos

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

En el contexto actual de creciente preocupación por el cambio climático y la sostenibilidad ambiental, especialmente desde la firma del **Acuerdo de París en 2015**, la transición hacia fuentes de energía renovables se ha convertido en una prioridad global [1]. La mitigación del cambio climático y la seguridad de suministro han convertido la expansión renovable en una prioridad estratégica. La energía eólica es hoy un vector esencial de descarbonización y competitividad: **2024 marcó un récord con 117 GW instalados**, llevando la **capacidad eólica global a 1.136 GW**. Además, el **90 %** del crecimiento del sector eléctrico en 2024 fue renovable y el **20 %** provino del viento, confirmando la madurez tecnológica y económica del recurso eólico [2].

Señales de mercado que refuerzan el proyecto:

- Tracción estructural de la eólica terrestre. En 2024 se conectaron 109 GW onshore, superando por primera vez el hito de 1 TW acumulado a escala mundial. La eólica marina añadió 8 GW y acumula 83,2 GW, con una senda de crecimiento acelerada a medio plazo [2].
- Concentración geográfica y oportunidad europea. Asia concentró el 75 % de las nuevas instalaciones y China aportó el 70 % de las puestas en marcha onshore en 2024. Los cinco principales mercados (China, EE. UU., Alemania, India y Brasil) sumaron el 81 % de las adiciones. Este patrón de las instalaciones en China, Europa y EE. UU, subraya tanto la demanda real como la necesidad de acelerar en Europa para capturar inversión y empleo [2].
- Contexto macro: precios negativos y flexibilidad. En Europa se multiplicaron por 12 las horas con precios mayoristas negativos en 2024, en Australia el precio estuvo por debajo de cero durante el 14 % del tiempo [2]. Lejos de invalidar la eólica, este

fenómeno evidencia la necesidad de hibridación y almacenamiento, PPAs estables y mejoras de diseño de mercado para capturar valor.

En conclusión, el parque eólico en Hornillos del Camino es oportuno y estratégico ya que se inserta en un mercado con crecimiento sostenido, contribuye a objetivos climáticos y de seguridad energética y con una futura hibridación/almacenamiento y un enfoque “grid-aware” podría maximizar su valor económico y sistémico.

1.2 OBJETIVOS

Los objetivos de este proyecto son los siguientes:

1. Realizar el estudio del arte sobre la tecnología eólica.
2. Buscar un emplazamiento viable en España con unas características específicas para realizar un proyecto de parque eólico.
3. Realizar simulaciones de viento y energéticas mediante el uso de WAsP.
4. Elaborar una descripción de la obra civil y diseñar la red eléctrica del parque eólico.
5. Presentar las conclusiones de los resultados obtenidos.

1.3 ESTUDIO DEL ARTE SOBRE LA ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica ha surgido como una de las fuentes de energía renovable más prometedoras y de mayor crecimiento en las últimas décadas. Su aprovechamiento se basa en la conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica, un proceso que se ha optimizado mediante avances tecnológicos significativos en aerogeneradores y sistemas de gestión energética. Este recurso renovable juega un papel crucial en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y en la diversificación de la matriz energética global [3].

1.3.1 FORMACIÓN DEL VIENTO Y FUNDAMENTOS DEL POTENCIAL EÓLICO

El viento es el movimiento del aire en la atmósfera terrestre, originado principalmente por las diferencias de presión atmosférica que resultan del calentamiento desigual de la superficie terrestre por la radiación solar. Este fenómeno es esencial en la dinámica climática y tiene implicaciones significativas en la generación de energía eólica [3].

1.3.1.1 Formación del viento

La energía solar calienta la superficie terrestre de manera heterogénea debido a factores como la latitud, la topografía y la cobertura terrestre. Esta variabilidad en el calentamiento provoca diferencias de temperatura en distintas regiones, lo que a su vez genera variaciones en la presión atmosférica. El aire tiende a desplazarse desde áreas de alta presión hacia zonas de baja presión en un intento de equilibrar estas diferencias, originando así el viento [4].

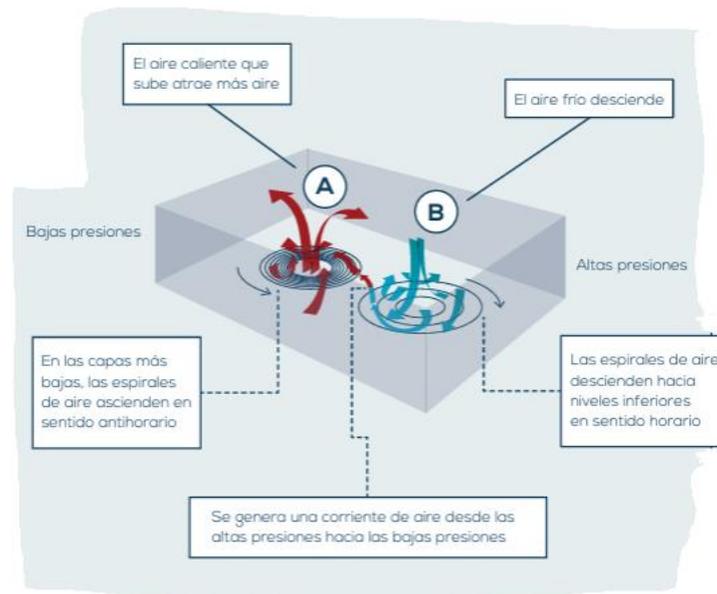


Fig. 1: Explicación gráfica de cómo se origina el viento [5].

Además del gradiente de presión, la rotación de la Tierra influye en la dirección del viento a través del efecto Coriolis, que desvía las corrientes de aire hacia la derecha en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el hemisferio sur. Este efecto es más pronunciado en latitudes altas y menos significativo cerca del ecuador.

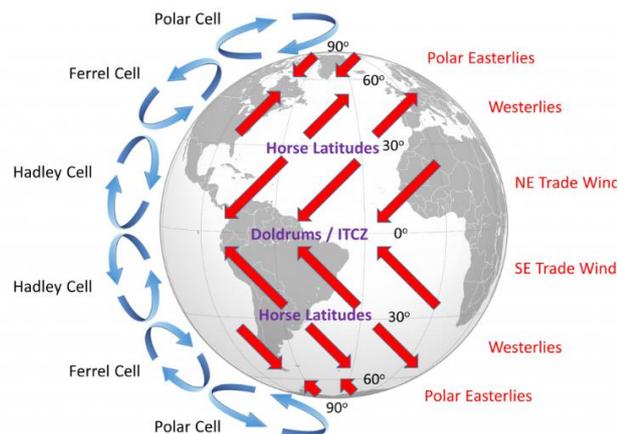


Fig. 2: Patrones de viento predominantes en la Tierra [6].

La fricción con la superficie terrestre también afecta la velocidad y dirección del viento, especialmente en las capas más bajas de la atmósfera. La rugosidad del terreno, determinada por elementos como montañas, edificios y vegetación, puede reducir la velocidad del viento y alterar su trayectoria [7].

La influencia de la temperatura y la presión en la dirección del viento y en la fuerza del gradiente de presión se ve intensificada por la presencia de elementos en la superficie terrestre. Si el planeta tuviera una superficie completamente plana, los vientos seguirían patrones bastante predecibles. Sin embargo, la superficie de la Tierra está repleta de montañas, colinas, rocas, árboles, edificios y otras estructuras. Estos elementos generan fricción cuando las partículas de aire entran en contacto con ellos. La fricción disminuye la velocidad del aire y modifica su dirección. Incluso contrarresta el efecto Coriolis al alterar la velocidad del viento. Al reducirse el efecto Coriolis, la fuerza del gradiente de presión se vuelve más dominante e impulsa el viento perpendicularmente al gradiente de presión. Los efectos de la fricción son más evidentes cerca de la superficie terrestre. A mayor altitud en la atmósfera, hay menos obstáculos con los que el aire pueda chocar [7].

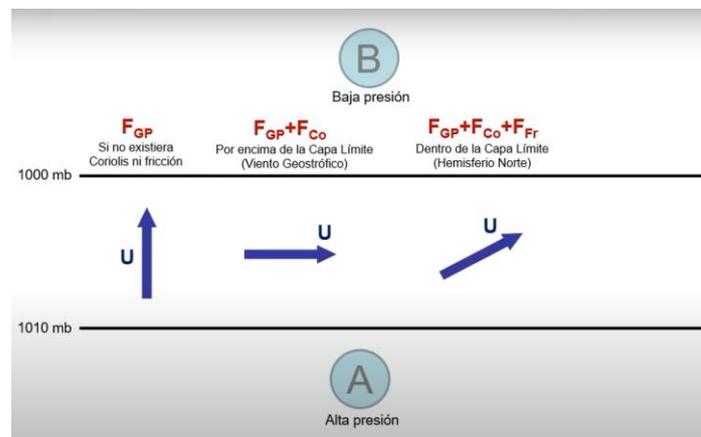


Fig. 3: Formación y comportamiento del viento [6].

La Fig. 3 muestra cómo se origina y modifica el viento a partir de diferencias de presión atmosférica, representando la interacción de distintas fuerzas en tres escenarios verticales desde el punto de vista de la física atmosférica:

1. Sin efecto Coriolis ni fricción (izquierda)

- Se representa la situación idealizada en la que solo actúa la fuerza del gradiente de presión (F_{GP}).
- En este caso, el viento soplaría directamente desde la alta presión (A) hacia la baja presión (B), en dirección perpendicular a las isobaras.
- Este tipo de flujo no se da en la realidad, ya que no se consideran ni la rotación de la Tierra (fuerza de Coriolis) ni la fricción.

2. Por encima de la capa límite (centro)

- Se introduce la fuerza de Coriolis (F_{CO}) además del gradiente de presión, lo que genera el llamado viento geostrófico.
- El viento circula paralelo a las isobaras, en equilibrio entre ambas fuerzas.
- Este fenómeno ocurre en altitudes superiores a la capa límite atmosférica, donde la fricción es despreciable, y explica la circulación de vientos en altura.

3. Dentro de la capa límite (derecha)

- A nivel más bajo, entra en juego la fricción (F_{FR}), que se suma al gradiente de presión y la fuerza de Coriolis.
- La fricción ralentiza el viento y desvía su dirección, generando un ángulo entre el viento y las isobaras, lo que provoca que el flujo de aire se desplace en espiral hacia zonas de baja presión.
- Este comportamiento es clave para entender la convergencia de vientos en ciclones y la circulación atmosférica real en superficie, sobre todo en el hemisferio norte, como indica el gráfico.

1.3.1.2 Fundamentos del potencial eólico

El potencial eólico se refiere a la cantidad de energía que puede extraerse del viento y transformarse en energía eléctrica mediante aerogeneradores. Esta capacidad depende de múltiples factores como la velocidad del viento, la densidad del aire, la altura de medición y las características del emplazamiento. Comprender y cuantificar este potencial es esencial en el diseño y la evaluación de viabilidad de un parque eólico [8].

Potencia eólica disponible

La energía cinética del viento que atraviesa el área del rotor del aerogenerador puede expresarse como:

Ecuación 1: Energía cinética del viento [8].

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

donde:

- ρ es la densidad del aire (kg/m^3),
- A es el área del rotor (m^2),
- v es la velocidad del viento (m/s).

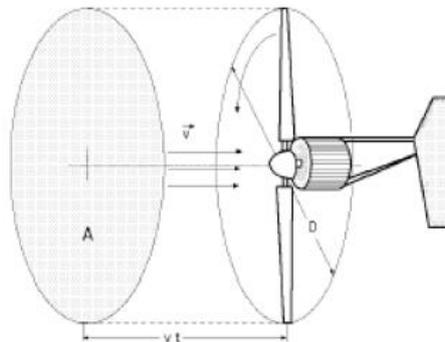


Fig. 4: Flujo de aire a través del rotor del aerogenerador [8].

Este modelo muestra cómo la potencia del viento aumenta proporcionalmente al cubo de la velocidad. Es decir, pequeñas variaciones en la velocidad del viento pueden generar grandes diferencias en la potencia disponible. Este aspecto convierte a la velocidad del viento en la variable más crítica en la evaluación del recurso eólico.

Potencia eólica aprovechable y Límite de Betz

No toda la energía del viento puede ser capturada por un aerogenerador. Debido a la necesidad de permitir el paso del flujo de aire a través del rotor, existe un límite físico establecido por la teoría de Betz. Este límite define que, como máximo, puede capturarse un 59% de la energía cinética del viento. En la práctica, los aerogeneradores modernos alcanzan valores del coeficiente de potencia C_p en torno al 42%-45%, dependiendo del diseño y tipo de turbina [8].

Ecuación 2: Potencia eólica aprovechable [8].

$$P_{aprovechable} = C_p * \frac{1}{2} * \rho * A * v^3$$

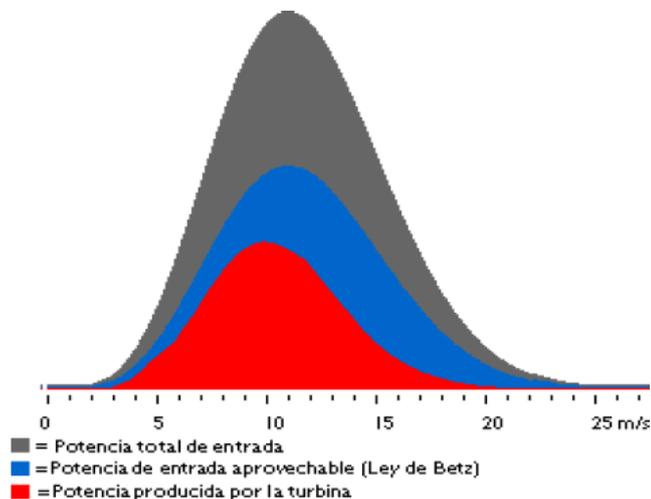


Fig. 5: Potencia del viento y aprovechamiento según la Ley de Betz [8].

Coeficiente de empuje

El coeficiente de empuje permite estimar la fuerza que el viento ejerce sobre el rotor del aerogenerador y es fundamental para el análisis estructural y de estelas. Este parámetro depende del diseño de la turbina y de las condiciones del flujo, afectando directamente la turbulencia aguas abajo del rotor y, por tanto, la separación mínima entre máquinas [8].

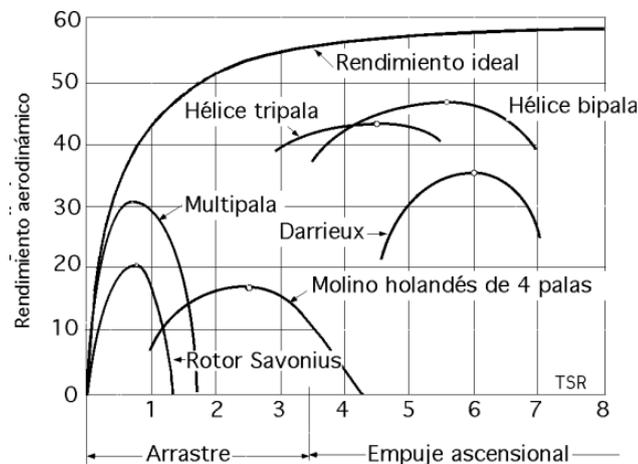


Fig. 6: Relación velocidad punta y coeficiente de punta según tipos de turbina [9].

Curva de potencia del aerogenerador

La curva de potencia de un aerogenerador representa la relación entre la velocidad del viento y la potencia eléctrica generada. En ella se distinguen tres regiones clave:

- **Velocidad de corte inferior** o de arranque: mínima velocidad necesaria para que el aerogenerador comience a generar energía.
- **Velocidad nominal:** punto a partir del cual se alcanza la potencia máxima que puede suministrar la turbina.
- **Velocidad de corte superior:** límite a partir del cual la turbina se desconecta por seguridad.

Esta curva es propia de cada modelo de aerogenerador y constituye una herramienta clave en el diseño y dimensionado del parque.

Factores del emplazamiento

Además de la velocidad del viento, el potencial eólico también se ve influenciado por otros aspectos locales como:

- **Turbulencia atmosférica**, que puede reducir la eficiencia y aumentar el desgaste mecánico.
- **Variabilidad temporal**, tanto diaria como estacional, que condiciona la estabilidad de la producción.
- **Ráfagas de viento**, relacionada con la intensidad de rachas que impactan en la estructura.
- **Orografía y rugosidad del terreno**, que modifican el perfil vertical del viento y su dirección dominante.

1.4 CONTEXTO GLOBAL DE LA ENERGÍA RENOVABLE

La transición hacia fuentes de energía renovable ha cobrado una relevancia sin precedentes en las últimas décadas, impulsada por diversos factores que han afectado al panorama energético global. Entre estos factores destacan la creciente preocupación por la contaminación ambiental y el cambio climático, eventos disruptivos como la pandemia de COVID-19 y conflictos geopolíticos que han evidenciado la vulnerabilidad de los sistemas energéticos tradicionales.

En 2025 se celebra una década desde la adopción del Acuerdo de París. Aunque el crecimiento de las energías renovables alcanzó cifras récord el año pasado, los avances realizados aún no son suficientes para enfrentar de manera efectiva el cambio climático y garantizar un desarrollo sostenible inclusivo [10].

Las proyecciones preliminares para 2024 indican que la capacidad renovable instalada superará los 530 gigavatios, marcando un nuevo máximo histórico. No obstante, esta cifra aún queda lejos del ritmo necesario para alcanzar las 11,2 teravatios requeridas para 2030 [10].

El año 2024 fue el más cálido jamás registrado a nivel global, y las recientes crisis políticas y económicas han evidenciado la vulnerabilidad de las economías dependientes de los combustibles fósiles, caracterizados por su volatilidad y fluctuaciones de precios. Los acuerdos alcanzados en la COP28 y la COP29, junto con la próxima actualización de los compromisos climáticos nacionales (NDC 3.0), ofrecen una oportunidad clave para acelerar la transición energética hacia un modelo basado en fuentes renovables [10].

1.4.1 CAUSAS QUE IMPULSAN EL DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES

1. Contaminación y Cambio Climático: La acumulación de gases de efecto invernadero en la atmósfera, resultante de la quema de combustibles fósiles, ha provocado un aumento de la temperatura global, desencadenando fenómenos climáticos extremos. Esta realidad ha llevado a la comunidad internacional a buscar alternativas energéticas más limpias para mitigar estos efectos [11].
2. Pandemia de COVID-19: La crisis sanitaria global de 2020 no solo afectó la salud pública, sino que también expuso la fragilidad de las cadenas de suministro energéticas y la dependencia de fuentes no renovables. La necesidad de sistemas energéticos más resilientes y sostenibles se hizo evidente, acelerando la adopción de energías renovables [12].
3. Conflictos Geopolíticos: Tensiones internacionales, como la invasión de Ucrania en 2022, han alterado los mercados energéticos, resaltando la importancia de la independencia energética. La diversificación hacia fuentes renovables se presenta como una estrategia para reducir la dependencia de importaciones de combustibles fósiles y aumentar la seguridad energética [12].

1.4.2 CAPACIDAD INSTALADA DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL MUNDO 2024

La capacidad mundial de generación eléctrica a partir de fuentes renovables alcanzó 4.448 GW al cierre de 2024, tras un crecimiento récord del 15,1 % respecto al año anterior, con 585 GW adicionales conectados a la red [13]. Este aumento representa más del 90 % de toda la nueva capacidad eléctrica instalada durante el año, consolidando a las renovables como el motor del crecimiento energético global [14].

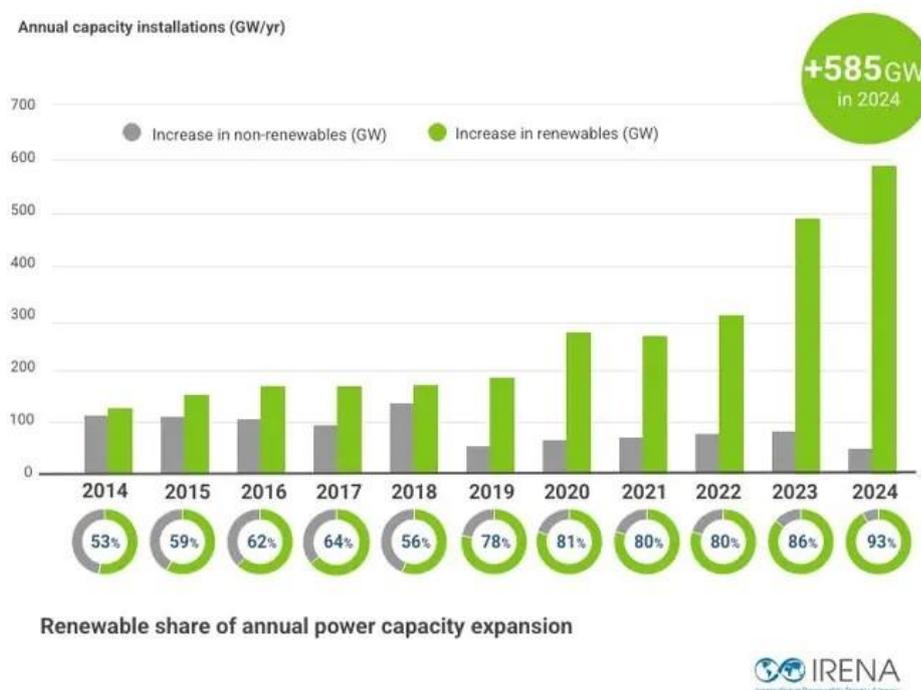


Fig. 7: Participación de las energías renovables en la expansión anual de capacidad eléctrica [14].

La mayor parte del despliegue correspondió a energía solar fotovoltaica y eólica, que en conjunto representaron más del 96 % de las nuevas instalaciones. En 2023, se añadieron 346 GW de solar PV y 116 GW de energía eólica, destacando la tendencia hacia tecnologías limpias más competitivas [15].

En cuanto a distribución regional, Asia lideró el crecimiento, con una participación superior al 69 % del incremento anual, especialmente China, que añadió 298 GW en 2023. América del Norte y Europa también mostraron crecimientos relevantes, con aumentos de capacidad del 8-9 % en 2024 [15].

A pesar del importante ritmo de expansión, el aumento aún no alcanza el nivel necesario para cumplir el compromiso global de triplicar la capacidad renovable instalada hasta 2030, lo que implicaría añadir unos 1100 GW anuales durante esta década.

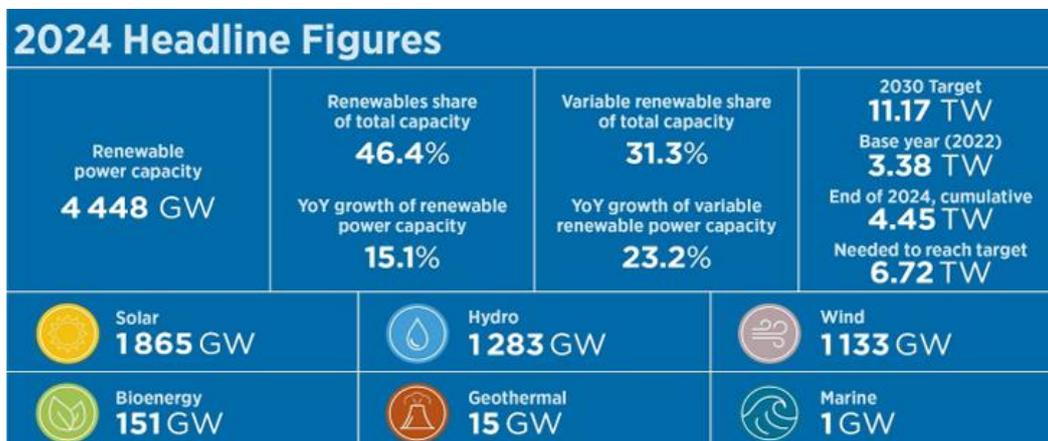


Fig. 8: Resumen global de la capacidad renovable en 2024 [16].

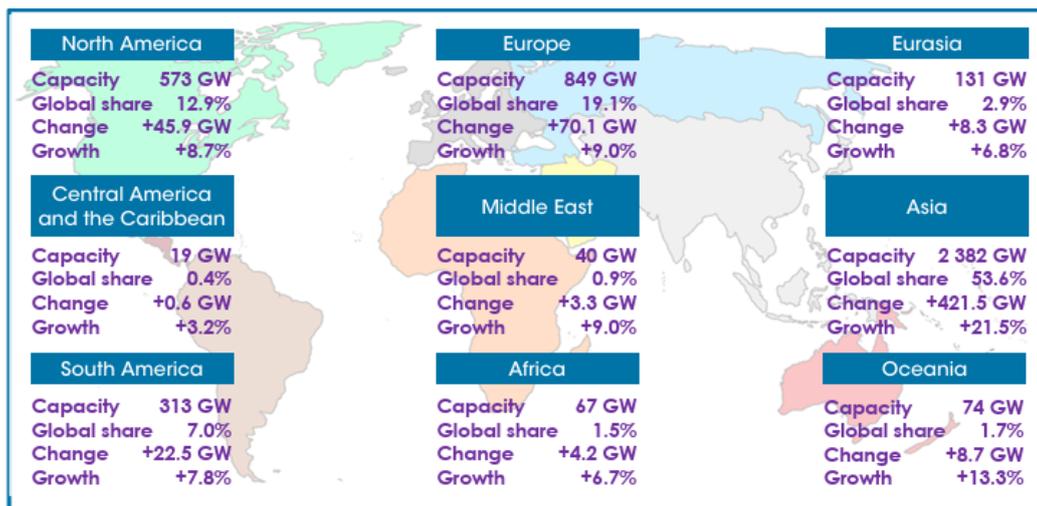


Fig. 9: Capacidad de energía renovable por región 2024[16].

El año 2024 marcó un punto de inflexión para la eólica: se añadieron 117 GW nuevos, y la capacidad acumulada mundial alcanzó 1.136 GW. La mayor parte del crecimiento vino de la eólica terrestre (109 GW), mientras que la eólica marina conectó 8 GW y ya suma 83,2 GW. En paralelo, APAC concentró alrededor del 75 % de las nuevas instalaciones, con China como principal motor, seguida por Europa y Norteamérica. Estos datos confirman la madurez tecnológica del sector y su papel central en la expansión renovable global [2].

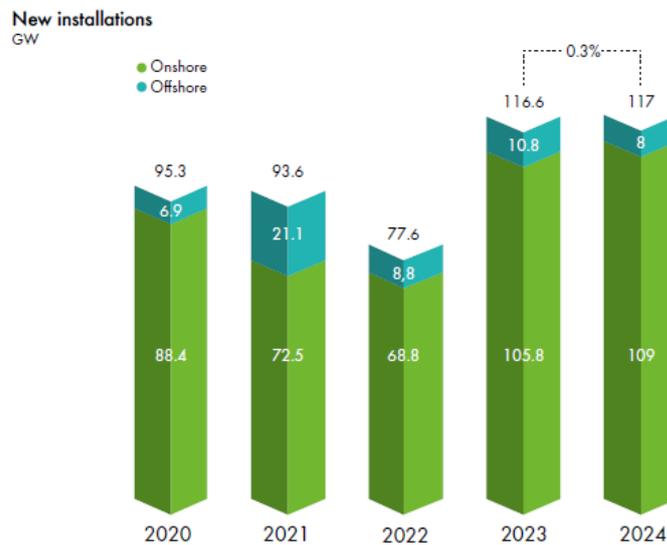


Fig. 10: Nuevas instalaciones de energía eólica en el mundo por año [2].

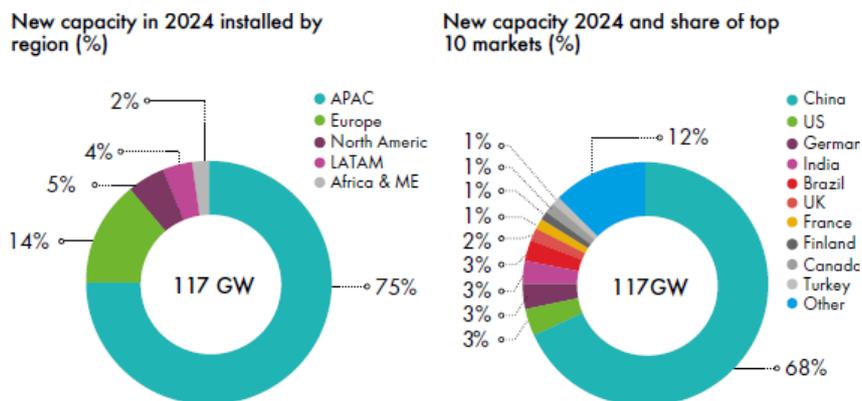


Fig. 11: Nuevas instalaciones eólicas por región [17].

1.4.3 CAPACIDAD INSTALADA DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2024

Durante el año 2024, el sistema eléctrico español ha experimentado un avance destacado en la implantación de energías renovables, consolidando así la tendencia de crecimiento sostenido de los últimos años. Según datos publicados por Red Eléctrica de España (REE), la potencia instalada de origen renovable ha aumentado en 7,3 GW a lo largo del ejercicio, marcando el mayor incremento anual registrado hasta la fecha. Con esta evolución, el parque renovable nacional se situó en torno a los 85,1 GW al cierre del año, lo que representa aproximadamente el 64 % del total de capacidad de generación instalada en el país, estimado en 132,3 GW [18].

Este incremento ha sido impulsado principalmente por la tecnología solar fotovoltaica, que sumó casi 6 GW nuevos durante el año, alcanzando una potencia total instalada de 31,72 GW. Este crecimiento sitúa a la solar como la fuente renovable con mayor representación en el sistema peninsular, con una cuota del 25,1 %. A su vez, la energía eólica también continuó su expansión, añadiendo cerca de 1,3 GW y alcanzando los 31,45 GW, lo que supone un 24,8 % de la capacidad instalada peninsular [18].

En cuanto a los sistemas no peninsulares, el crecimiento fue más moderado, con un aumento del 1,1 % en la capacidad renovable instalada. En Canarias, por ejemplo, se alcanzaron los 964 MW de potencia renovable, representando un 28,7 % del parque local. Estos avances evidencian el compromiso progresivo de las islas con la transición energética, aunque todavía se encuentran lejos del nivel de integración renovable alcanzado en el sistema peninsular [18].

Por otro lado, la capacidad total de almacenamiento energético mediante bombeo hidráulico y sistemas de baterías alcanzó los 3.356 MW a finales de 2024, lo que supuso un incremento interanual del 1 %. Este tipo de infraestructura resulta clave para facilitar la integración de fuentes intermitentes en el sistema, así como para garantizar la seguridad y estabilidad de la red eléctrica en momentos de alta variabilidad [18].

En términos de generación, la producción eléctrica de origen renovable representó un 56,8 % del total generado en España en 2024, con un volumen de 148.999 GWh. Esta cifra implica un incremento del 10,3 % respecto al año anterior y marca un hito relevante en el proceso de descarbonización del sistema eléctrico español. Este resultado refleja no solo la creciente penetración de fuentes limpias en la matriz energética, sino también la eficiencia operativa del parque generador renovable instalado [18].

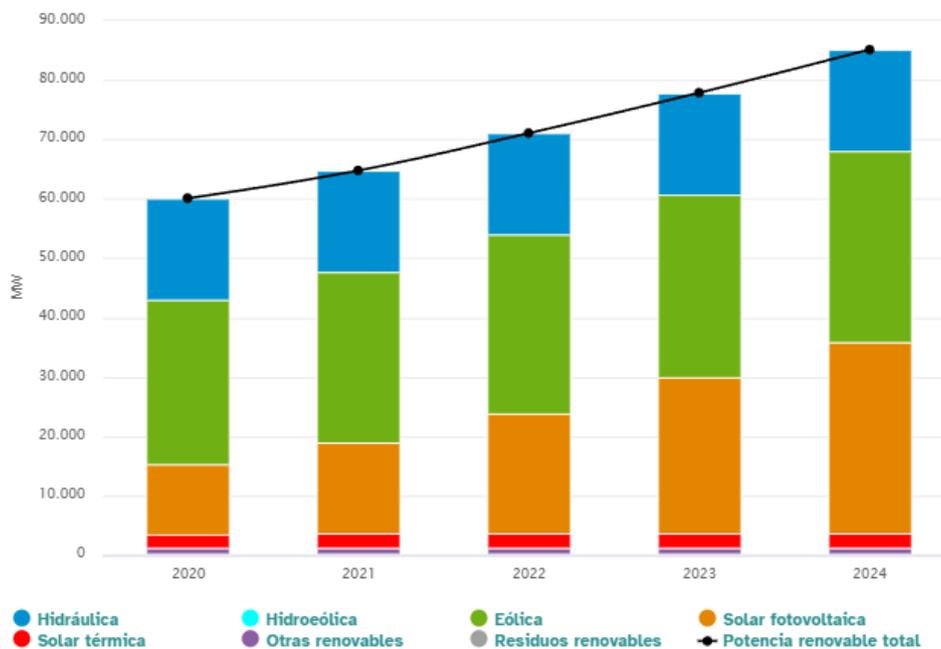


Fig. 12: Evolución de la potencia instalada renovable [18].

1.4.4 HORIZONTE 2025 – 2030

Las previsiones del informe apuntan a un ciclo expansivo: 138 GW nuevos en 2025 y 982 GW adicionales en 2025–2030 lo que supone una Tasa de Crecimiento Anual Compuesta del 8,8 %. En onshore se proyectan 827 GW (TCAC del 6,6 %), y en offshore 156 GW (media 26 GW/año), elevando la cuota de la eólica marina del 7 % al 18 % de las nuevas instalaciones anuales en 2030. Esta demanda esperada respalda la firma de PPAs y la bancabilidad de nuevos parques [2].

En Europa, el escenario central prevé 140 GW onshore nuevos en 2025 - 2030 (113 GW en la UE). España figura como segundo contribuidor europeo con un 9,3 % del total onshore, un indicador favorable para proyectos en la Meseta norte por recurso y acceso a red. En paralelo, Europa conectaría más de 51 GW offshore en 2025 – 2030 [2].

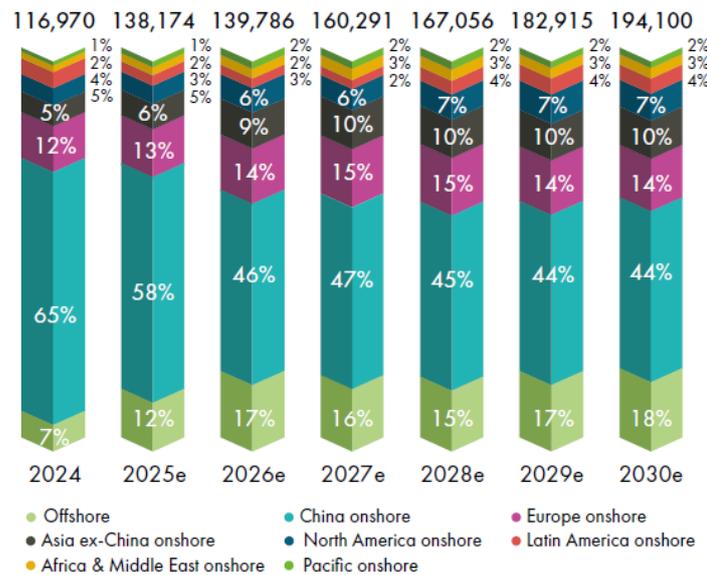


Fig. 13: Previsión de nuevas instalaciones eólicas terrestres y marinas por región (% MW) [2]

En España, el PNIEC fija 62 GW eólicos totales en 2030, incluyendo 3 GW offshore, es decir, un objetivo de 59 GW onshore. A cierre de 2024 el sistema contaba con 32,1 GW eólicos instalados, por lo que habría que añadir 27 GW en seis años (4,5 GW/año). En 2024 solo se incorporaron 1,19 GW onshore, de modo que el ritmo debe acelerarse para converger con la senda 2030 [17].

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

La energía eólica ha adquirido un papel fundamental en el desarrollo de un modelo energético más sostenible. Los avances tecnológicos en aerogeneradores han permitido aumentar su eficiencia, fiabilidad y capacidad de generación, situando a esta tecnología como una de las más competitivas dentro del sector de las energías renovables. En este capítulo se presenta una descripción detallada de la tecnología utilizada en los parques eólicos actuales, centrada en los componentes principales de los aerogeneradores y en los modelos más avanzados del mercado.

2.1 TECNOLOGÍA ACTUAL

En la actualidad, los aerogeneradores han evolucionado desde pequeñas unidades de eje fijo y potencia limitada hacia sistemas complejos de gran tamaño, capaces de alcanzar potencias superiores a los 7 MW en emplazamientos terrestres (onshore) y superar los 15 MW en aplicaciones marinas (offshore) [19].

El diseño más habitual es el de eje horizontal de tres palas, orientable automáticamente al viento mediante sistemas de orientación y dotado de mecanismos de control de paso (pitch) para regular la potencia generada. A nivel eléctrico, se emplean generadores síncronos o asíncronos, acoplados a convertidores de potencia que permiten operar a velocidad variable y cumplir con los códigos de red actuales [20].

Esta tecnología incorpora sistemas de monitorización remota, predicción de fallos y regulación avanzada para optimizar la generación y prolongar la vida útil de los equipos. La tendencia actual se orienta hacia aerogeneradores más altos, con rotores de mayor diámetro y sistemas modulares que permiten adaptarse a distintas condiciones de viento y terreno [20].



Fig. 14: Aerogenerador de eje horizontal de 3 palas [21].

2.2 PARTES DE UN AEROGENERADOR

Torre

Es la estructura que sostiene la góndola y el rotor a una altura suficiente para captar vientos más constantes y con mayor velocidad. Su función principal es proporcionar soporte estructural y permitir una correcta alineación del rotor con el flujo del viento. Las torres pueden ser de acero tubular, de celosía, de hormigón o híbridas, y su altura varía típicamente entre 60 y 160 metros en instalaciones terrestres. Además de su función portante, la torre alberga en su interior escaleras, ascensores, cables eléctricos y sistemas de comunicación que conectan la góndola con la base del aerogenerador [22].

Rotor

El rotor está compuesto por tres palas fabricadas en materiales compuestos ligeros y resistentes. Su función es captar la energía cinética del viento y transformarla en energía mecánica rotacional. El diseño aerodinámico permite maximizar la eficiencia en distintos rangos de velocidad del viento [22].

Palas

Es el componente aerodinámico del rotor del aerogenerador cuya función principal es captar la energía cinética del viento y transformarla en energía mecánica rotacional. Las palas están diseñadas con perfiles similares a los de las alas de un avión, de modo que generan una fuerza de sustentación al incidir el viento sobre ellas. Están fabricadas en materiales compuestos (como fibra de vidrio o de carbono) que combinan ligereza, rigidez y resistencia a la fatiga [22].

Góndola

Es la carcasa situada en la parte superior de la torre del aerogenerador que alberga los componentes mecánicos y eléctricos fundamentales del sistema. En su interior se encuentran el eje principal, la caja multiplicadora (si existe), el generador, el sistema de orientación, los frenos, el sistema de control y, en muchos casos, el transformador [22].

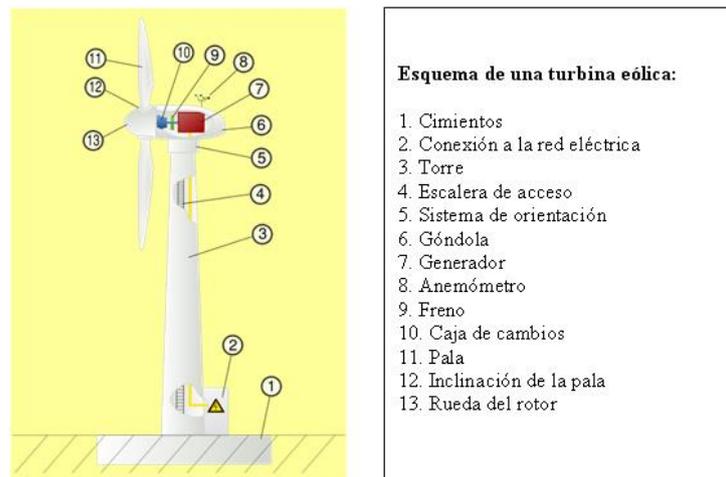


Fig. 15: Partes de un aerogenerador [23].

Sistema de orientación

Situado en la parte superior de la torre, permite alinear la góndola con la dirección del viento. Funciona mediante motores eléctricos que actúan sobre una corona dentada y se activa en función de los datos recibidos por una veleta instalada en la góndola [22].

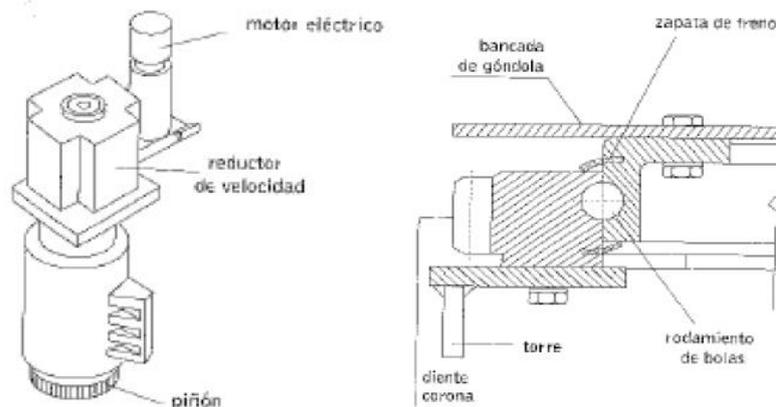


Fig. 16: Esquema del sistema de orientación de la góndola [22].

Sistema de regulación de potencia

Existen dos tipos principales:

- Stall control: regulación pasiva que limita la potencia mediante diseño de pala.
- Pitch control: sistema activo que modifica el ángulo de las palas para optimizar la producción o detener el aerogenerador si se superan ciertos umbrales [22].

Sistema eléctrico

Incluye el generador, convertidores de frecuencia, transformadores (BT a MT) y cableado interno. Su función es adecuar la energía generada a los niveles requeridos para su evacuación a la red eléctrica [22].

Sistema de control

El sistema de control supervisa el estado del aerogenerador en tiempo real. Se encarga de regular la velocidad de rotación, el ángulo de paso de las palas, la orientación de la góndola y la conexión o desconexión del sistema según condiciones meteorológicas o de red [22].

Generador síncrono

Opera con excitación externa o mediante imanes permanentes. Está conectado a un convertidor full-scale que permite trabajar a velocidad variable y regular tanto potencia activa como reactiva. Es la tecnología preferida en los aerogeneradores más recientes por su eficiencia y flexibilidad [22].

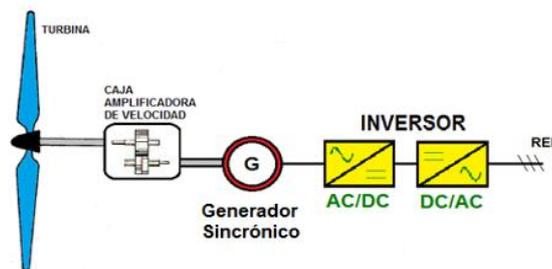


Fig. 17: Esquema de un generador síncrono en un aerogenerador [24].

Generador asíncrono o de inducción

Más simple y robusto, pero con menor capacidad de regulación. Necesita suministro de corriente reactiva para su funcionamiento, lo que puede limitar su uso en sistemas que requieren alta calidad de red. Su aplicación ha disminuido frente a los generadores síncronos con convertidor [22].

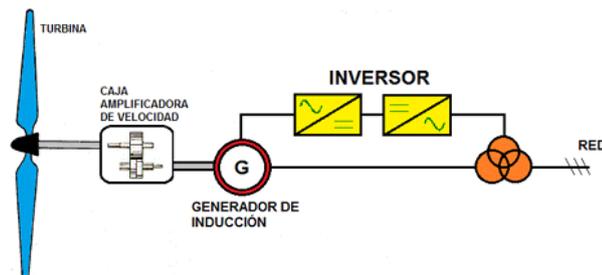


Fig. 18: Esquema de un generador asíncrono en un aerogenerador [24].

2.3 AEROGENERADORES DE ESTUDIO

Las principales compañías que dominan el mercado de aerogeneradores terrestres son:

- Vestas (Dinamarca)
- Siemens Gamesa (España-Alemania)
- GE Vernova (anteriormente GE Renewable Energy) (EE. UU.)
- Nordex Group (Alemania)

Los aerogeneradores que se van a comparar en el posterior estudio del potencial eólico en WASP se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 11: Aerogeneradores de estudio.

Modelo	Potencia (MW)	Diámetro (m)	Altura de buje (m)
Nordex N163/6.X	6.8	163	120
Vestas V172-7.2	7,2	172	120
GE Vernova 6.0	6,03	164	120

Capítulo 3. SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

En este capítulo del proyecto se describirá el emplazamiento seleccionado tras un análisis de diversas alternativas. La selección del emplazamiento es una de las fases clave en el desarrollo de un proyecto de energía renovable, particularmente en el aprovechamiento del recurso eólico. Este proceso requiere un análisis detallado para identificar un lugar que permita maximizar el potencial del recurso, a la vez que minimice el impacto medioambiental, social y visual, garantizando además una rentabilidad adecuada para el proyecto.

3.1 RECURSO EÓLICO

El recurso eólico es el factor más determinante en la viabilidad y eficiencia de un parque eólico, ya que su aprovechamiento adecuado permite reducir significativamente el coste de producción por megavatio-hora (€/MWh). Para garantizar esta optimización, es fundamental que la velocidad media del viento en el emplazamiento seleccionado supere los 6,5 m/s a una altura de 100 metros sobre el terreno, ya que esta es generalmente la velocidad mínima a partir de la cual los aerogeneradores operan de manera eficiente.

En este proyecto, los aerogeneradores previstos contarán con una altura de buje superior a los 100 metros, lo que permitirá captar velocidades de viento aún mayores, incrementando así la generación de energía. Este enfoque no solo maximiza el rendimiento energético del parque, sino que también contribuye a una producción más competitiva y sostenible en términos económicos.

La herramienta que se va a utilizar para obtener las coordenadas del emplazamiento, velocidad del viento, dirección del viento y altura, es la página web gratuita que proporciona el Centro Nacional de Energías Renovables del Mapa Eólico Ibérico.

EMPLAZAMIENTO 1

Esta ubicación se encuentra cerca de Castellanos Castro y Hornillos del Camino, en Burgos.

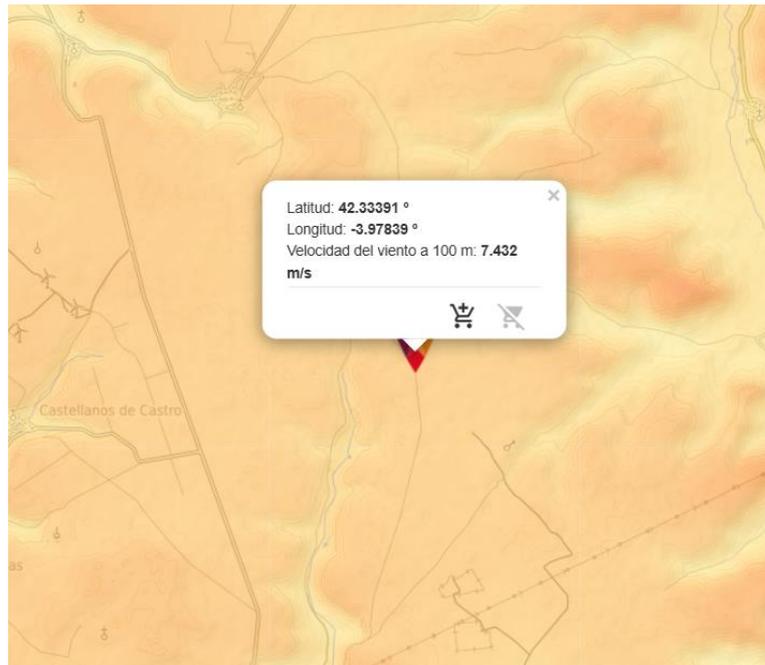


Fig. 19: Recurso eólico y velocidad del viento del emplazamiento 1 [25].

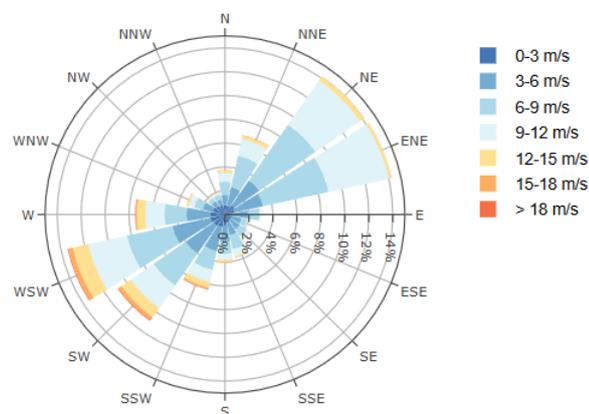


Fig. 20: Rosa de vientos del emplazamiento 1 [25].

EMPLAZAMIENTO 2

La ubicación se encuentra próxima de Zaragoza.

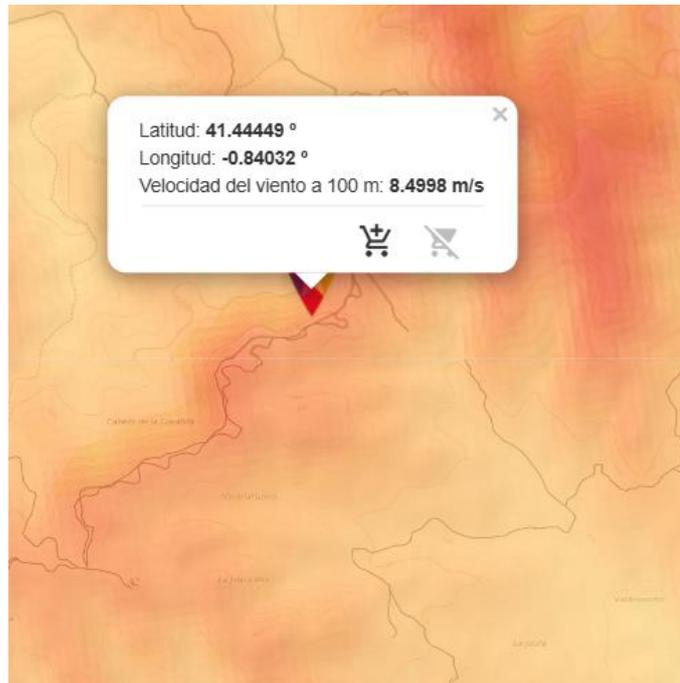


Fig. 21: Recurso eólico y velocidad del viento del emplazamiento 2 [25].

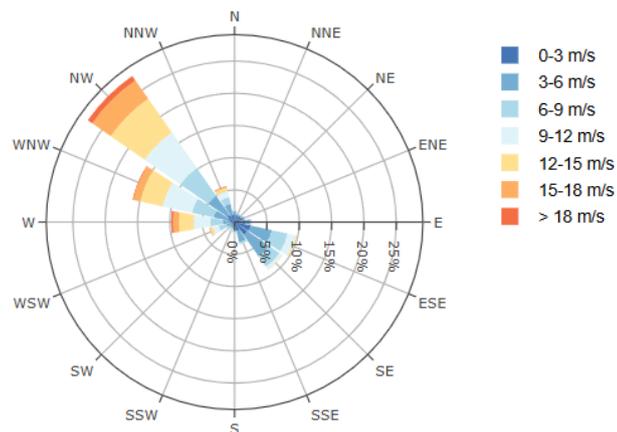


Fig. 22: Rosa de vientos del emplazamiento 2 [25].

EMPLAZAMIENTO 3

Esta ubicación se encuentra cerca de Zamora y Puercas.

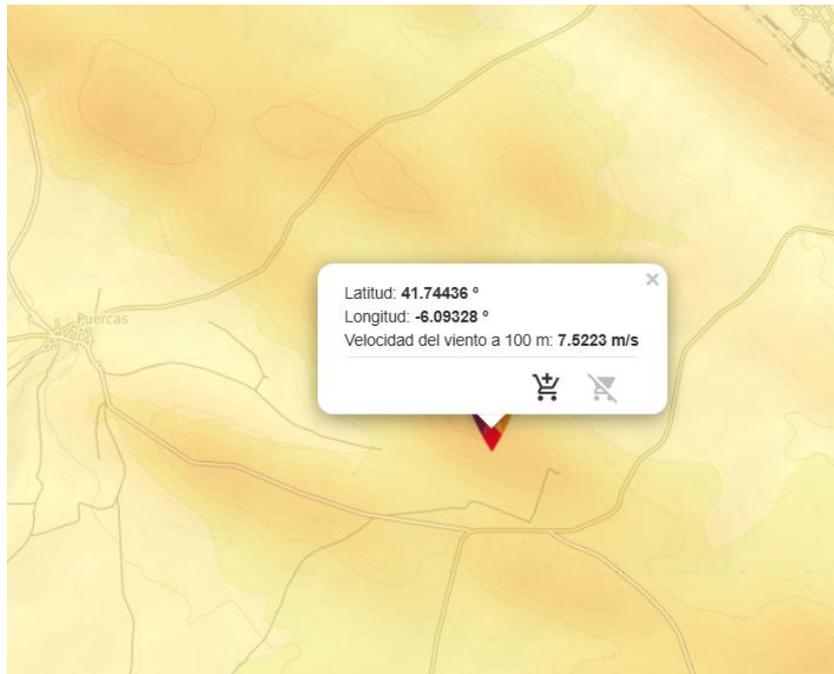


Fig. 23: Recurso eólico y velocidad del viento del emplazamiento 3 [25].

Rosa de vientos a la altura seleccionada

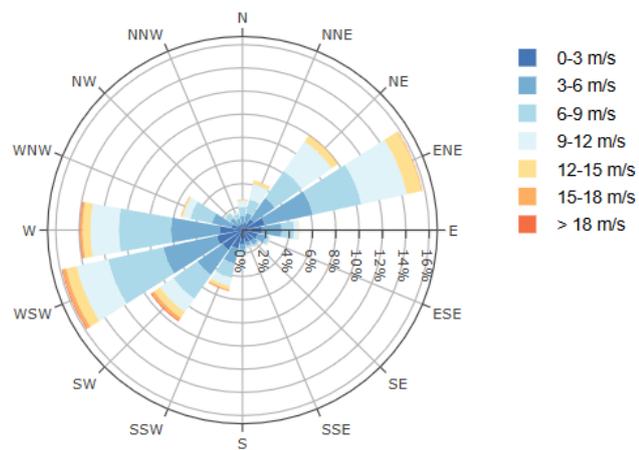


Fig. 24: Rosa de vientos del emplazamiento 3 [25].

3.2 *IMPACTO MEDIOAMBIENTAL EN LOS ESPACIOS NATURALES*

El objetivo principal de este análisis es identificar los factores ambientales más relevantes en cada emplazamiento propuesto y evaluar cómo la instalación del parque eólico podría afectar a los ecosistemas locales, minimizando los posibles impactos adversos y promoviendo un desarrollo sostenible en armonía con el entorno natural.

La planificación de proyectos de infraestructuras como los parques eólicos requiere una evaluación exhaustiva del impacto medioambiental para garantizar un equilibrio entre el desarrollo energético y la protección de los espacios naturales. En Andalucía, una región caracterizada por su gran biodiversidad y riqueza ecológica, este análisis es particularmente relevante debido a la presencia de numerosos espacios naturales protegidos y zonas de especial interés ambiental.

En el presente apartado, se abordará el impacto potencial de los emplazamientos seleccionados en los entornos naturales de la península, considerando los criterios establecidos por la legislación vigente, como la Ley 42/2007 del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad, específicamente el **artículo 45** [26] [27]. Estos criterios incluyen la preservación de áreas de alto valor ecológico, la protección de especies amenazadas, y el respeto a bienes culturales y paisajísticos. También se tendrá en cuenta el mapa de Espacios Naturales Protegidos de España, proporcionado por el Ministerio de la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [28]. Además, para conseguir un mayor detalle se estudiarán los casos específicos por comunidad autónoma ya que cada una tiene sus reglamentos específicos en cuanto a la regulación del impacto medioambiental. Para los emplazamientos 1 y 3 pertenecientes a Castilla y León se utilizará el mapa de espacios naturales protegidos proporcionado por la Junta de Castilla y León [29]. Por otra parte, para el emplazamiento 2 se consultará la Red de Espacios Protegidos proporcionado por el Gobierno de Aragón [30].

En la Fig. 25 se muestra el mapa de espacios protegidos de España.

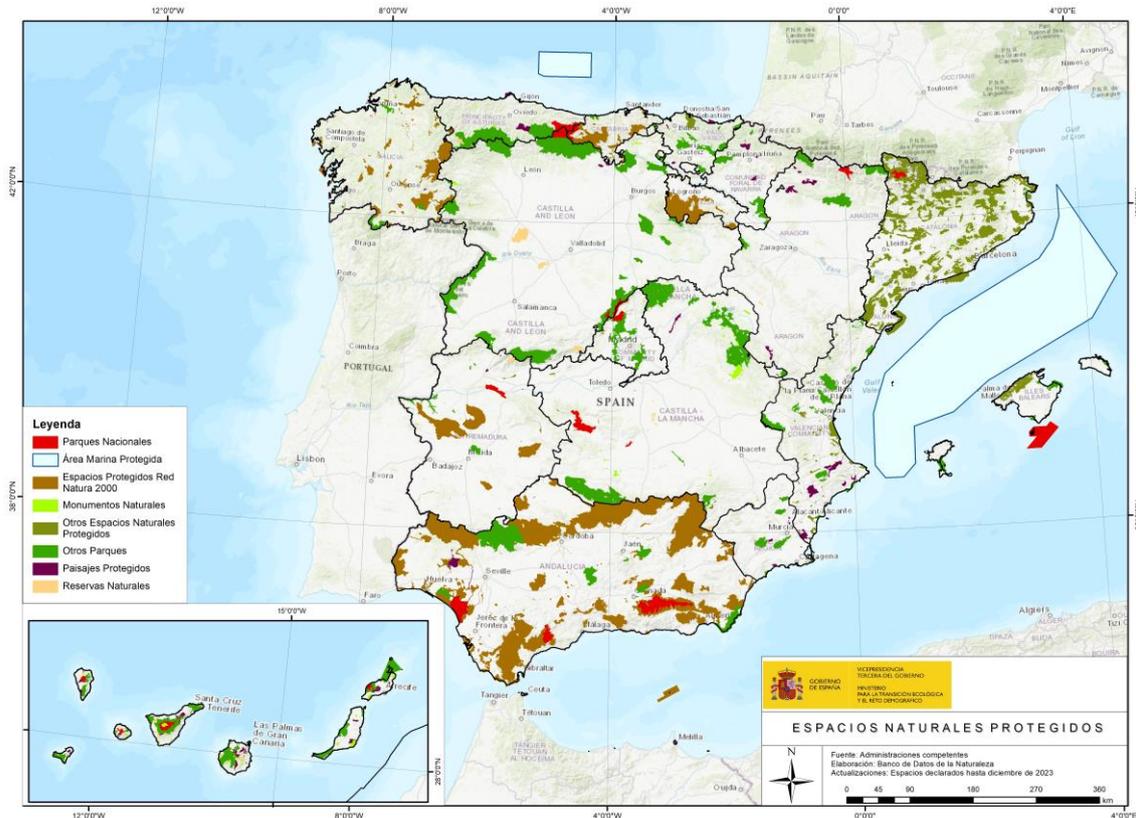


Fig. 25: Espacios naturales protegidos en España [28].

Además de los criterios mencionados anteriormente, cada comunidad autónoma tiene su planificación y normativa de limitaciones de distancia a los núcleos urbanos. En este caso como se ha explicado en los apartados anteriores, los emplazamientos que se estudian en este proyecto pertenecen a la comunidad autónoma de Aragón y Castilla y León. A continuación, se explican los criterios a seguir:

Castilla y León:

En este caso la propia comunidad autónoma proporciona un Boletín Oficial donde se recogen los criterios específicos a seguir [31]. Se mantendrá una distancia a menos de 500 metros de un bien de interés cultural y una distancia a menos de 1.000 metros de núcleos y otros servicios públicos.

Aragón:

La comunidad autónoma de Aragón aporta información en el Plan Energético de Aragón, según el Anexo III de la documentación complementaria en el apartado de zonificación, la normativa para la implantación de parques eólicos establece una distancia mínima obligatoria de 1.000 metros entre aerogeneradores y núcleos urbanos consolidados, y al menos 500 metros respecto a viviendas diseminadas en suelo no urbanizable [32]. Además, se exige mantener distancias de seguridad y realizar evaluaciones ambientales específicas cuando las instalaciones se ubiquen cerca de espacios naturales protegidos (como ZEC, ZEPA o parques naturales), donde su implantación puede considerarse incompatible. Estas medidas están recogidas en el Documento de Zonificación Ambiental para el desarrollo de energías renovables en Aragón (Gobierno de Aragón) y tienen como objetivo garantizar la compatibilidad territorial y ambiental del desarrollo eólico [32].

Como resumen, el Resumen Ejecutivo del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [33] detalla una serie de indicadores, algunos de los cuales ya se han mencionado previamente, utilizados para clasificar las áreas de máxima sensibilidad ambiental y las áreas con sensibilidad ambiental relativa.

Las áreas de máxima sensibilidad ambiental son aquellas en las que, en principio, no se recomienda la instalación de parques eólicos o plantas fotovoltaicas debido a la presencia de elementos ambientales de máxima relevancia (indicadores de exclusión). En las demás zonas, la importancia se determina de manera relativa según sus valores ambientales (indicadores de ponderación). En la Tabla 12 se muestra la clasificación mencionada.

Tabla 12: Clasificación sintetizada de los indicadores para la zonificación [33].

Indicadores		Energía eólica		Energía fotovoltaica		
		I.E. ¹	I.P. ²	I.E.	I.P.	
1. Núcleos urbanos		x		x		
2. Masas de agua y zonas inundables		x		x		
3. Planes de recuperación y de conservación de especies	Ámbito del plan		x		x	
	Áreas críticas	x		x		
4. Zonas de protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión			x		x	
5. Conectividad ecológica			x		x	
6. Áreas Importantes para la Conservación de las Aves y la Biodiversidad en España			x		x	
7. Hábitats de interés comunitario (HIC)	HIC prioritarios		x		x	
	HIC		x		x	
8. Red Natura 2000	ZEPA	x		x		
	LIC/ZEC ³	LIC/ZEC con regulación específica	x		x	
		LIC/ZEC que incluyan quirópteros como objetivo de conservación	x			
		Resto LIC/ZEC		x		x
9. Espacios naturales protegidos		x		x		
10. Humedales de importancia internacional (Ramsar)		x		x		
11. Zonas Especialmente Protegidas de Importancia para el Mediterráneo (parte terrestre)			x		x	
12. Reservas de la Biosfera	Zonas núcleo y zonas de protección	x		x		
	Zonas de transición		x		x	
13. Lugares de interés geológico			x		x	
14. Visibilidad			x		x	
15. Camino de Santiago		x		x		
16. Vías pecuarias		x		x		

En la Fig. 26 se muestra un mapa de España que combina el resultado de la suma de aplicar los indicadores ponderados y posteriormente aplicar los indicadores de exclusión que proporciona el Resumen Ejecutivo del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [33].

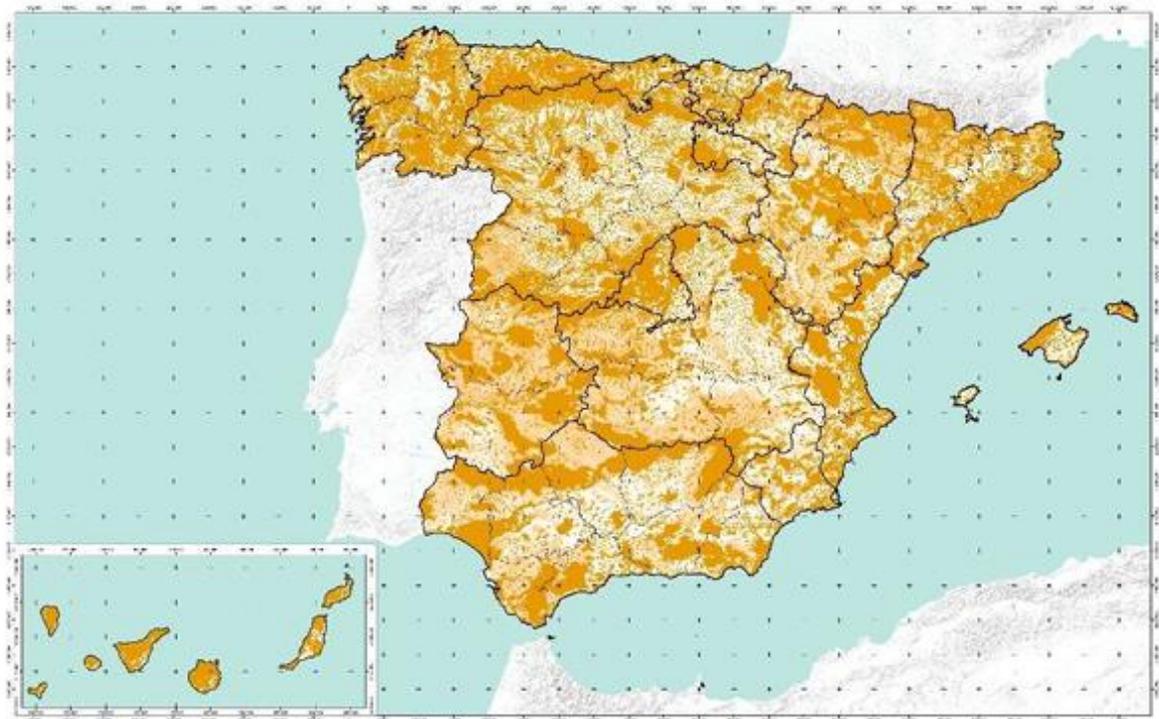


Fig. 26: Mapa de sensibilidad del modelo resultado para la zonificación eólica [33].

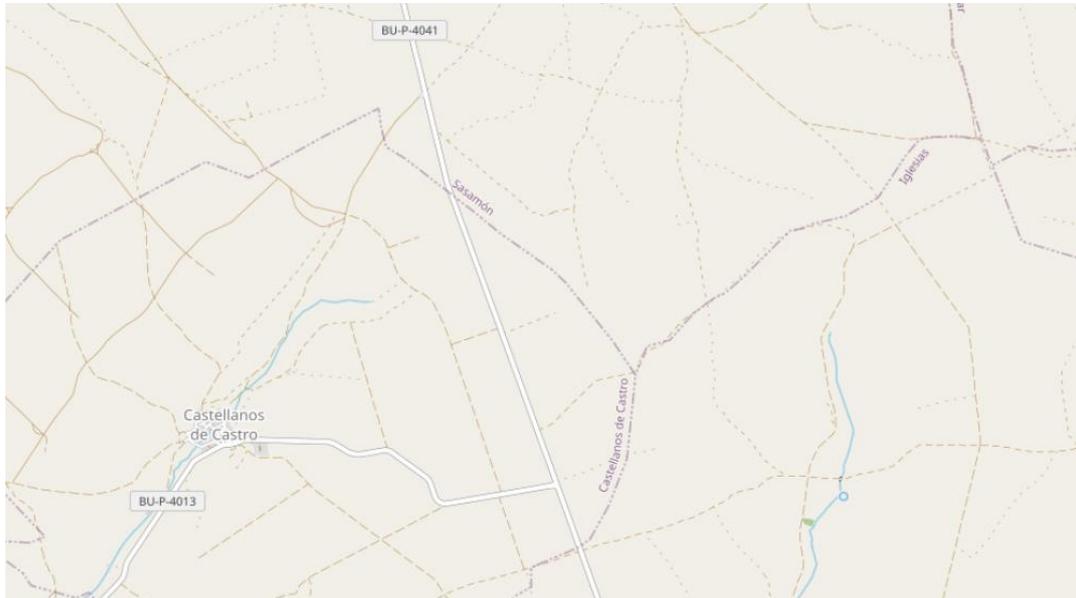


Fig. 28: Situación de impacto medioambiental del emplazamiento 1 [34].

Tras la realización del estudio de impacto ambiental correspondiente al emplazamiento 1, se concluye que la instalación del parque eólico en esta localización no genera afecciones significativas al medio ambiente, cumpliendo con los criterios establecidos por la normativa vigente.

No se han identificado impactos relevantes sobre espacios naturales protegidos, especies sensibles ni elementos del patrimonio natural, por lo que se considera ambientalmente viable su desarrollo, siempre que se mantengan las medidas preventivas y correctoras definidas en el estudio.

Además, como se puede observar en la Fig. 29 el emplazamiento se encuentra a más de 1 kilómetro de distancia de zonas urbanas, esto se representa con los círculos rojos de la imagen de 1 kilómetro de radio.

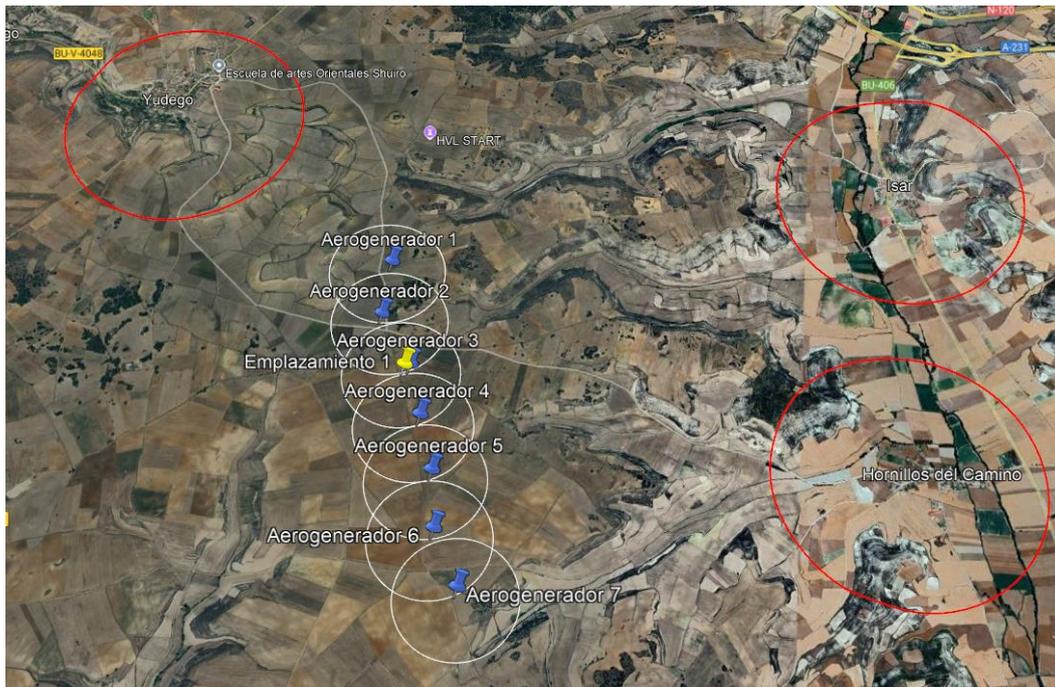


Fig. 29: Distancia a núcleos urbanos del emplazamiento 1 (Google Earth)

EMPLAZAMIENTO 2

En este caso se ha utilizado el mapa de espacios naturales protegidos proporcionados por el Gobierno de Aragón como se muestra en la Fig. 30.

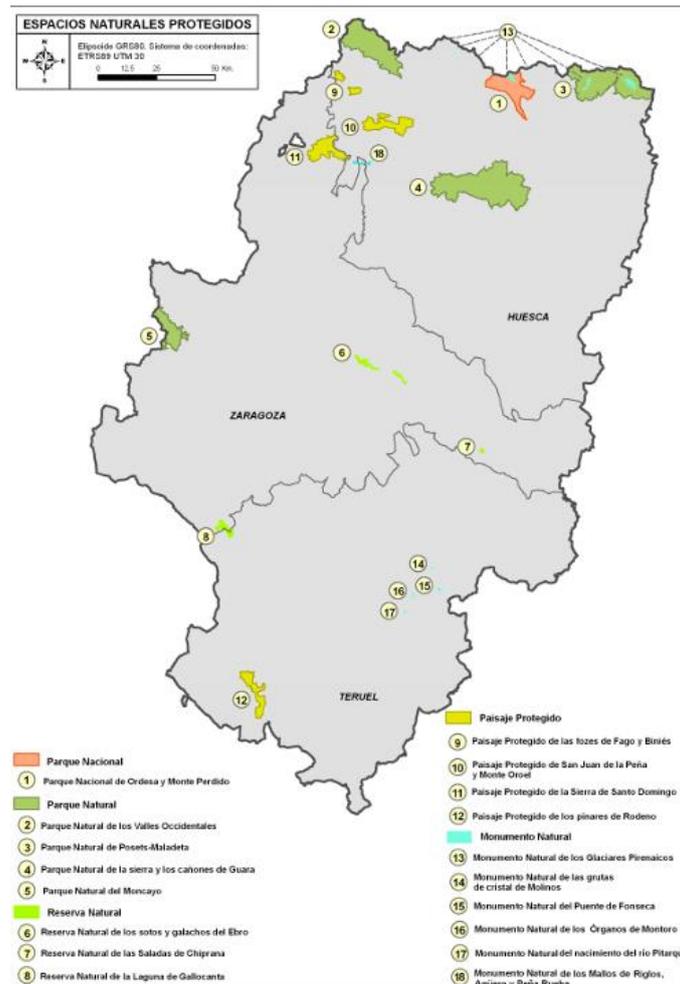


Fig. 30: Mapa de espacios naturales protegidos de Aragón [36].

Se puede observar y concluir que el impacto medioambiental correspondiente al Emplazamiento 2 cercano a Zaragoza no supone afecciones medioambientales significativas.

Como ocurre en el emplazamiento 1, este terreno también se encuentra a más de 1 kilómetro de distancia de zonas urbanas.

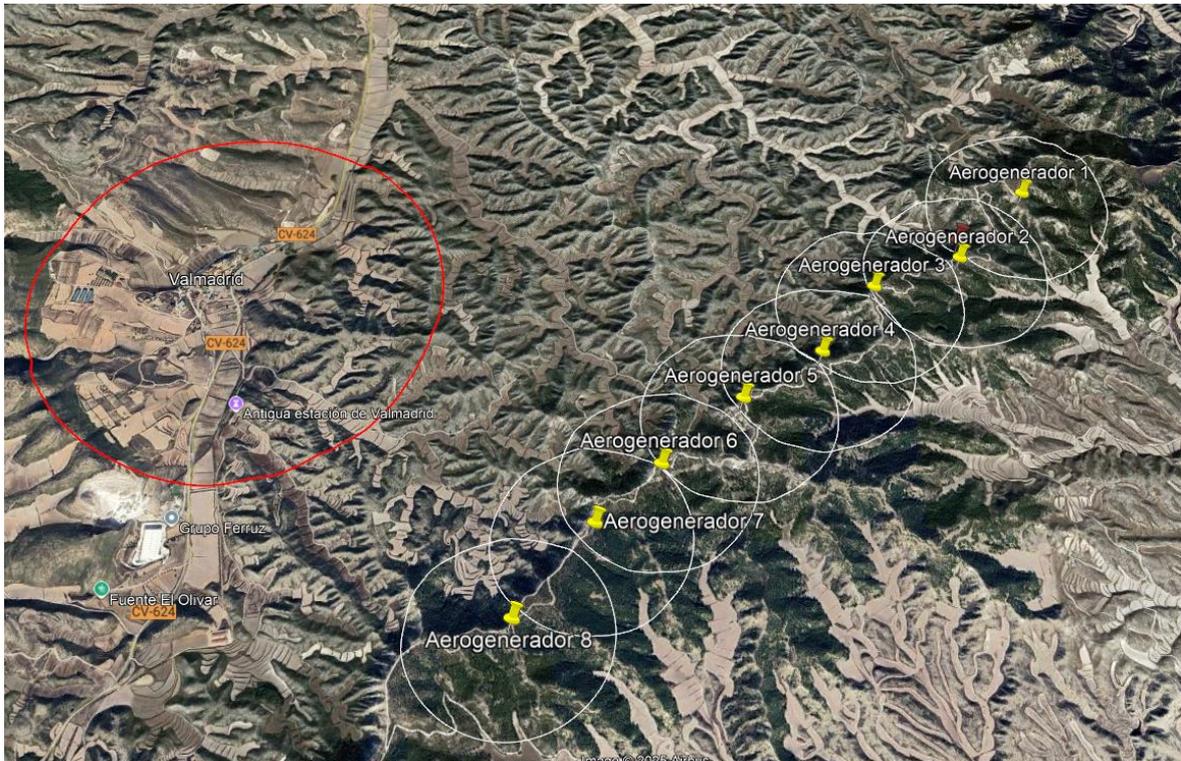


Fig. 31: Distancia a núcleos urbanas del emplazamiento 2 (Google Earth Pro).

EMPLAZAMIENTO 3

El emplazamiento 3 es un caso similar al emplazamiento 1 ya que se encuentra en Castilla y León por lo que se han usado los mismos recursos, Fig. 27. Para una mayor exactitud en la Fig. 32 se muestra que lo único destacable es una zona boscosa, pero sin ningún tipo de protección especial. Por tanto, este emplazamiento es apto para seguir con el estudio y comparación de los siguientes puntos de evaluación.

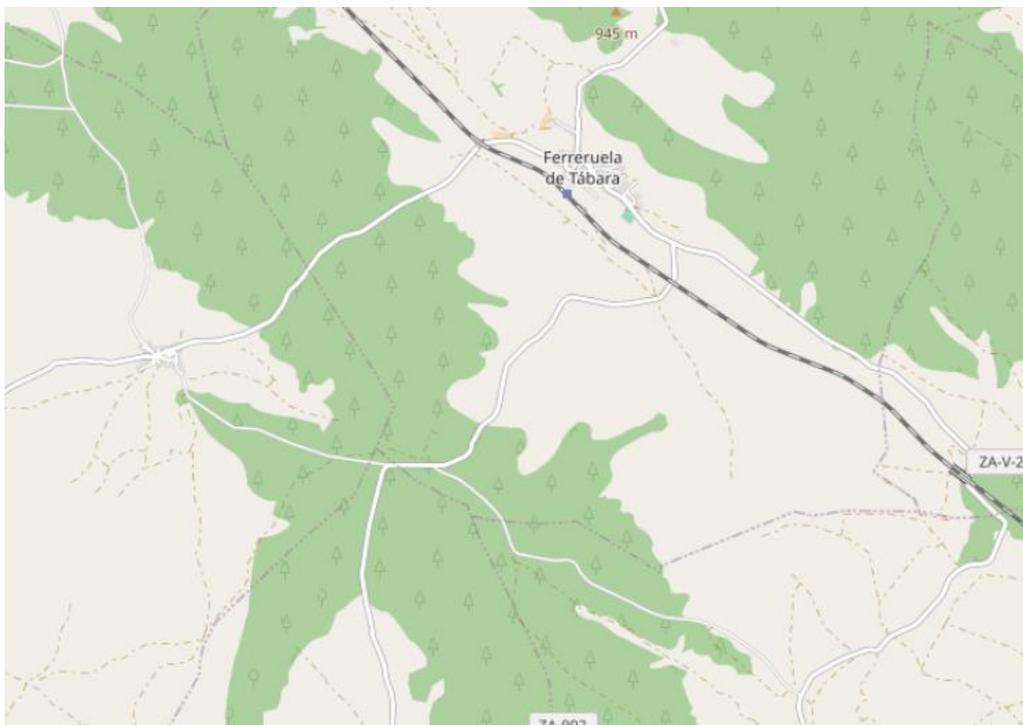


Fig. 32: Situación de las zonas protegidas del emplazamiento 3 [34].

Para concluir, este emplazamiento también se encuentra alejado de zonas urbanas, más de 1 kilómetro de distancia.

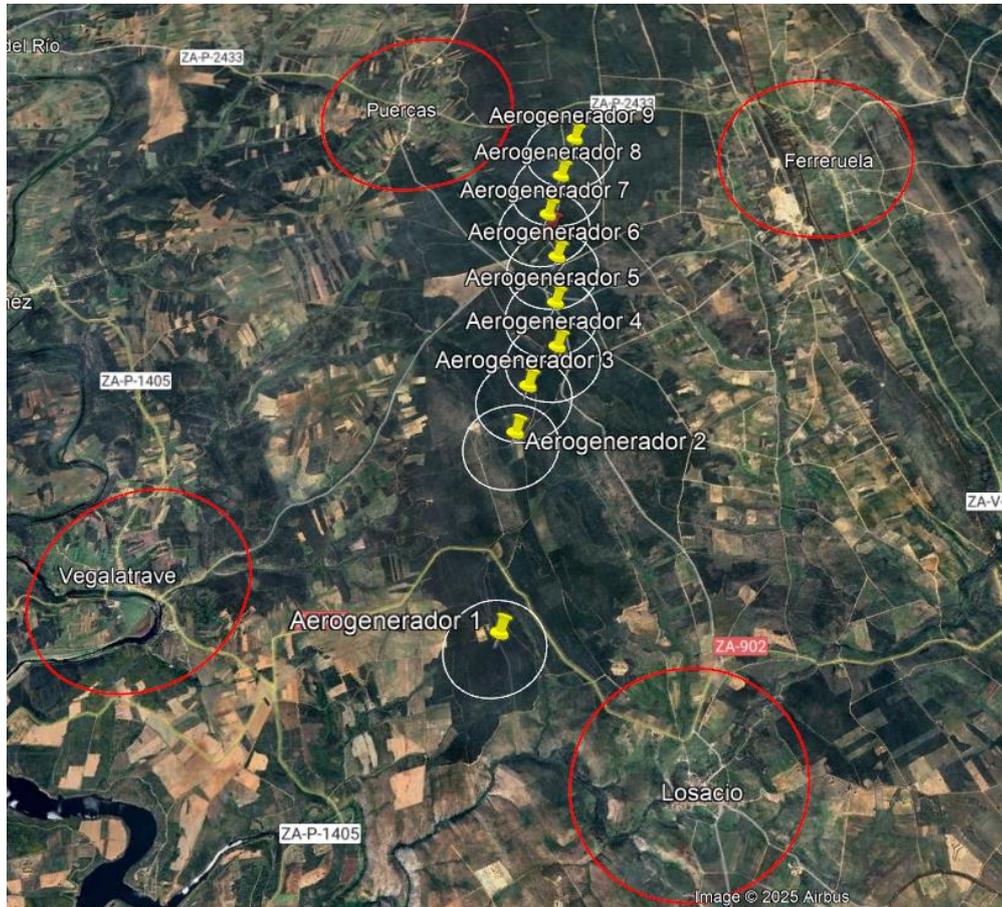


Fig. 33: Distancia a núcleos urbanos del emplazamiento 3 (Google Earth Pro).

3.3 OROGRAFÍA

El objetivo del estudio de la orografía es encontrar el emplazamiento menos abrupto y rocoso posible, con la restricción de que la pendiente del terreno debe de ser inferior al 20%. La herramienta que se va a utilizar para este estudio es el mapa topográfico que proporciona el Instituto Geográfico Nacional (IGN), además de Google Earth para poder tener una imagen real del terreno.

EMPLAZAMIENTO 1

El primer paso que seguir en el estudio de la orografía va a ser observar el tipo de suelo donde se encuentra el emplazamiento. Para ello, se ha utilizado el Mapa de Suelos de clasificación textural proporcionado por la Junta de Castilla y León [37].

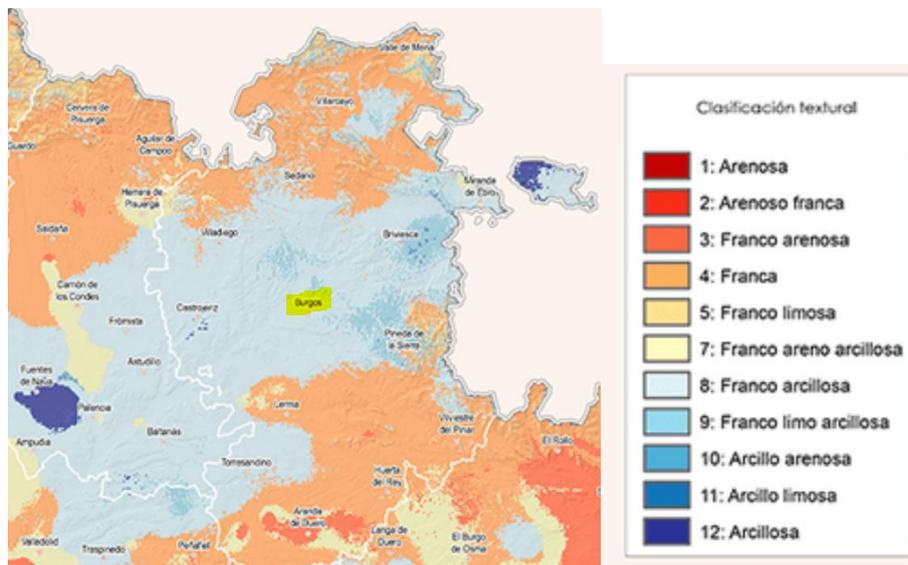


Fig. 34: Tipología de suelo del emplazamiento 1 [37].

Como se puede observar en la Fig. 34 la localización se encuentra sobre un terreno clasificado como suelo franco arcilloso, lo que implica una composición equilibrada de materiales finos (arcilla) con una proporción moderada de limo y arena. Esta combinación mejora su comportamiento mecánico respecto a los suelos arcillosos puros, aportando una mayor capacidad portante y mejor estabilidad frente a la humedad.

A diferencia de terrenos excesivamente rocosos, que pueden encarecer la excavación y cimentación, el suelo franco arcilloso no representa un factor limitante significativo para el desarrollo del parque eólico, siempre que se acompañe de estudios geotécnicos específicos.

Sin embargo, para un estudio más detallado del terreno, se ha empleado el Mapa Geológico Nacional a escala 1:50.000 (MAGNA), elaborado por el Instituto Geológico y Minero de España (IGME), que proporciona información detallada sobre la litología del área de estudio [38]. Además, se ha complementado esta información con un archivo .kmz visualizado en Google Earth Pro, lo que ha permitido ubicar con precisión el emplazamiento y relacionarlo con las unidades geológicas presentes.

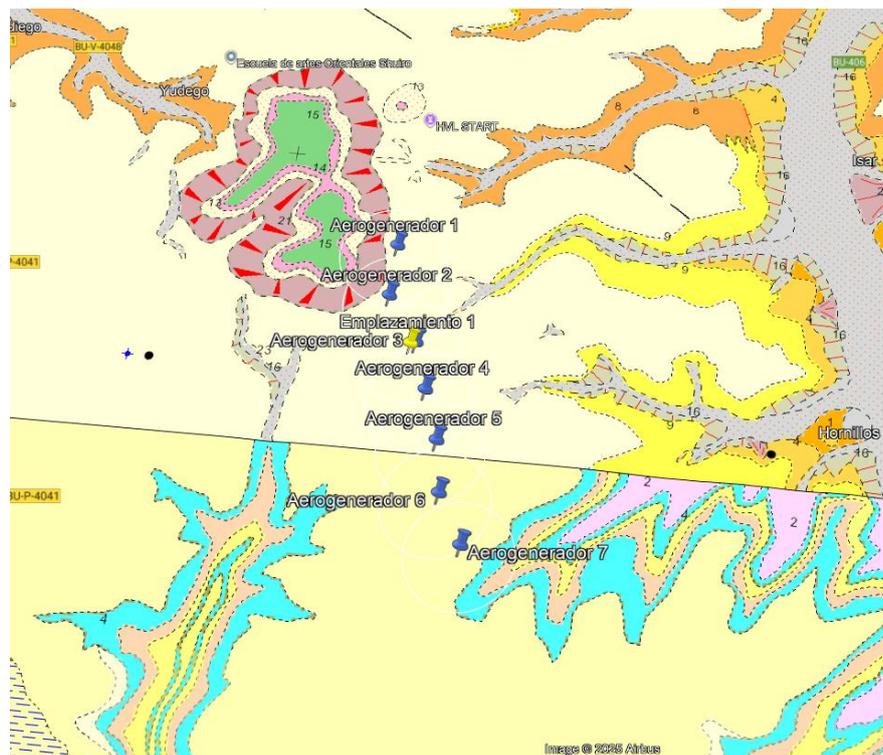


Fig. 35: Tipo de suelo del emplazamiento 1 (Google Earth)

Para comprender en detalle la Fig. 35 se ha utilizado las leyendas e información aportada por el mapa interactivo del IGME como se muestra en la Fig. 36 y Fig. 37.



Fig. 36: Primer tipo de suelo del emplazamiento 1 [39].



Fig. 37: Segundo tipo de suelo del emplazamiento 1 [39].

Se puede concluir que el terreno del emplazamiento está constituido por una combinación de calizas y margas, correspondientes a la formación Caliza del Páramo Superior, así como por niveles pertenecientes a la Caliza del Páramo Inferior. Esta litología, de origen sedimentario y composición carbonatada, presenta una alternancia de materiales de media a alta competencia mecánica, lo que puede ofrecer unas condiciones geotécnicas favorables para cimentaciones.

Este análisis tiene algunas discrepancias con el primer análisis reflejado en la Fig. 34, ya que se diferencia la composición del tipo de suelo, sin embargo, observando las imágenes del terreno parece tener una consistencia arcillosa en su mayoría. Por lo tanto, para futuros cálculos se tendrá en cuenta una mezcla de ambos análisis. Aunque hay que destacar que ambos análisis no son desfavorables para realizar el parque eólico.

A continuación, se muestra el estudio de la pendiente del terreno con el mapa de desnivel proporcionado por el Instituto Geográfico Nacional que se observa en la Fig. 38 y con una segunda comprobación empleando Google Earth Pro como se muestra en la Fig. 39.

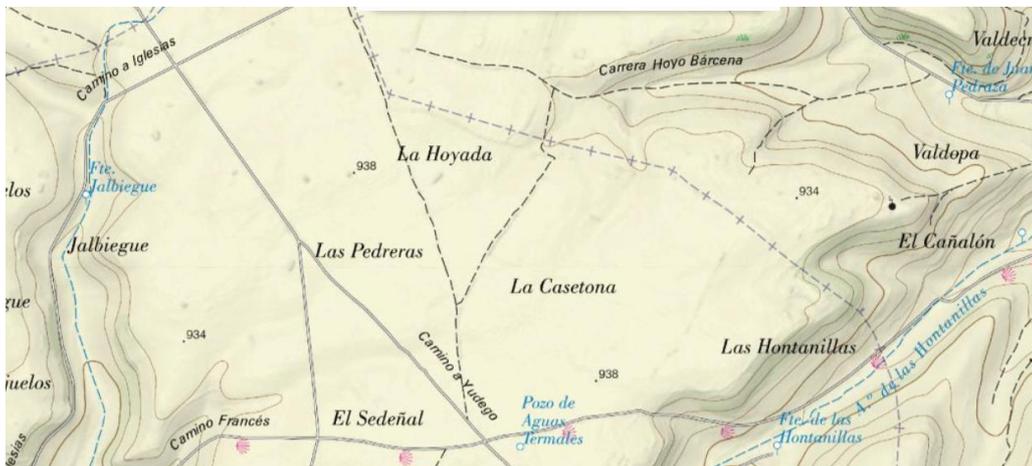


Fig. 38: Mapa de desnivel del emplazamiento 1 [40].



Fig. 39: Situación de la orografía del emplazamiento 1 (Google Earth Pro).

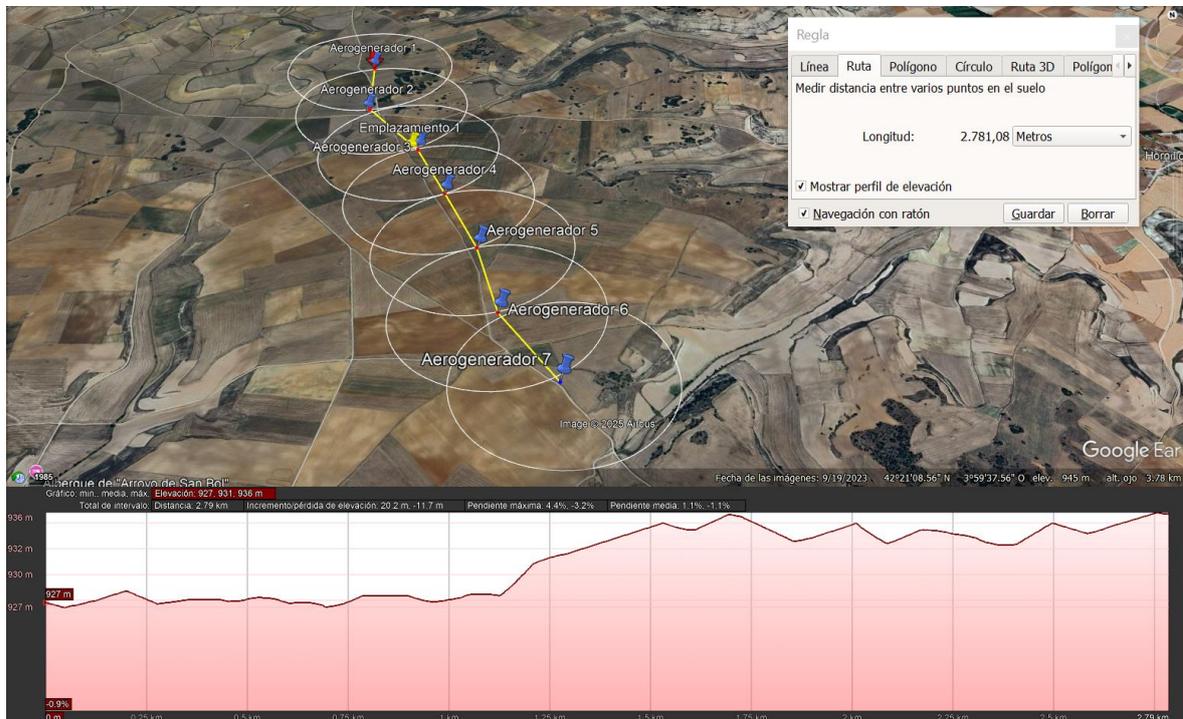


Fig. 40: Perfil de elevación del emplazamiento 1 (Google Earth Pro).

Se puede observar que la variación altimétrica a lo largo de los 2,8 km no llega a 10 m, lo que confirma que el eje de aerogeneradores discurre por una meseta casi plana. Además, las pendientes puntuales nunca superan el 4,1 %, muy por debajo del umbral operativo del proyecto (20 %).

En conclusión, el perfil confirma que el emplazamiento 1 ofrece condiciones topográficas excelentes: relieve uniforme, pendientes mínimas y ausencia de resaltes rocosos. Estas características simplifican la logística de transporte, el trazado de caminos y la ejecución de plataformas, traduciéndose en costes de obra civil y tiempos de montaje muy ajustados.

EMPLAZAMIENTO 2

Para analizar el tipo de suelo del emplazamiento 2 se ha utilizado el Mapa Geológico de España a escala 1/50.000 MAGNA proporcionado por el IGME (Instituto Geológico y Minero de España) [38]. También se ha utilizado un archivo kmz para poder analizar el terreno con exactitud en Google Earth Pro como se muestra en la Fig. 41.

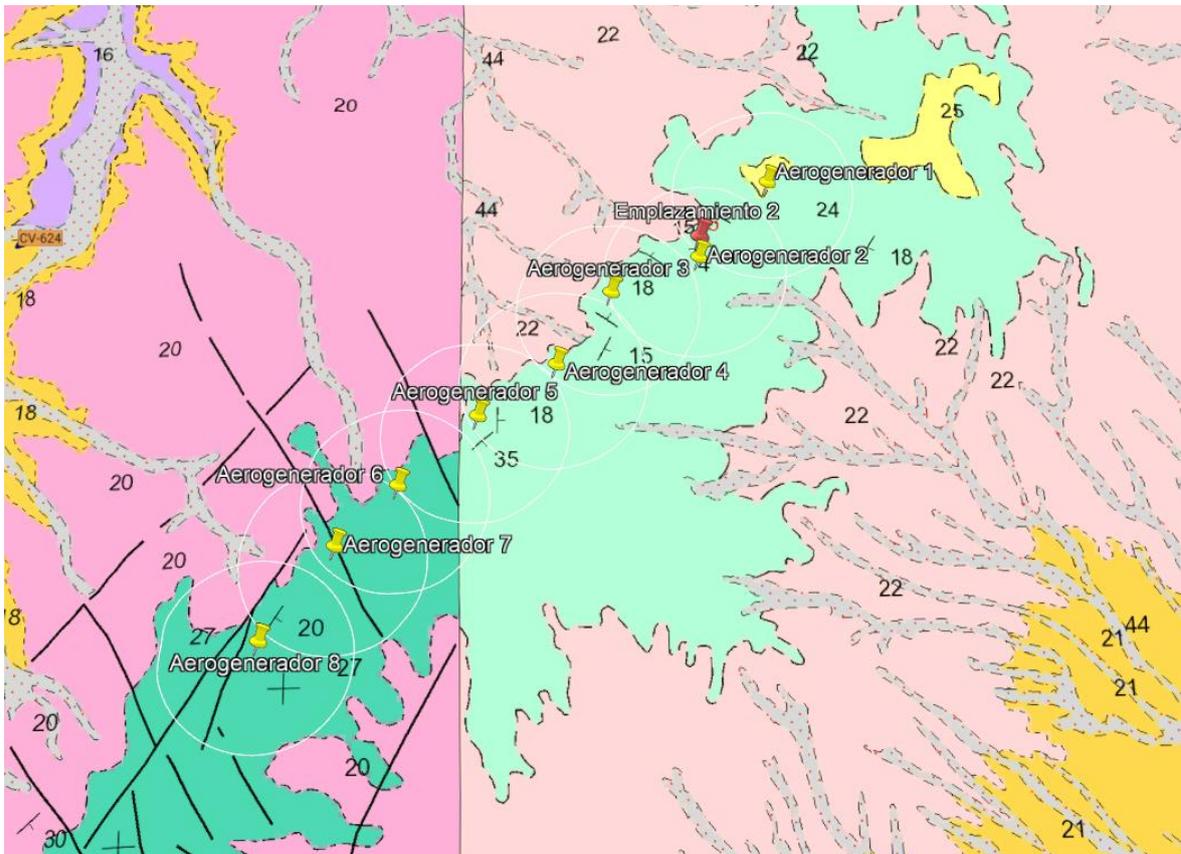


Fig. 41: Tipo de suelo del emplazamiento 2 (Google Earth Pro).

A continuación, para saber con exactitud la composición del suelo se ha utilizado la información proporcionada por el mapa interactivo que se puede observar en la Fig. 42 y Fig. 43.



Fig. 42: Primer tipo de suelo del emplazamiento 2 [39].



Fig. 43: Segundo tipo de suelo del emplazamiento 2 [39].

Con esta información se puede concluir que el análisis del mapa geológico del IGME correspondiente al emplazamiento 2 indica que el terreno se compone principalmente de una alternancia de margas, margocalizas, y calizas, incluyendo tanto calizas blanquecinas como calizas tableadas intercaladas con margas. Esta composición sugiere un sustrato de origen sedimentario, característico de ambientes marinos someros, con una predominancia de materiales de dureza y compacidad medias. En conjunto, el terreno puede clasificarse como un suelo heterogéneo de matriz margosa-caliza, adecuado para proyectos de ingeniería civil, siempre que se realice un estudio geotécnico específico para evaluar su capacidad portante y estabilidad.

Ahora se procede al análisis del desnivel del terreno en el Emplazamiento 2 a partir de la cartografía topográfica del Instituto Geográfico Nacional y el perfil de elevación obtenido en Google Earth Pro.

La Fig. 44 muestra un relieve claramente diseccionado por un barranco principal orientado NE-SW. Las cotas oscilan entre 608 m en el fondo de la vaguada y 690 m en la divisoria, lo que supone un desnivel local del orden de 80 m. La concentración de curvas de nivel en los flancos confirma pendientes moderadas-fuertes (15-25 %) en las laderas, mientras que la cresta presenta trazos más espaciados, indicativos de gradientes suaves (< 10 %).

Sin embargo, esto es un análisis de gran amplitud, para obtener resultados más precisos se ha utilizado la ruta de los aerogeneradores que se muestra en la Fig. 46.

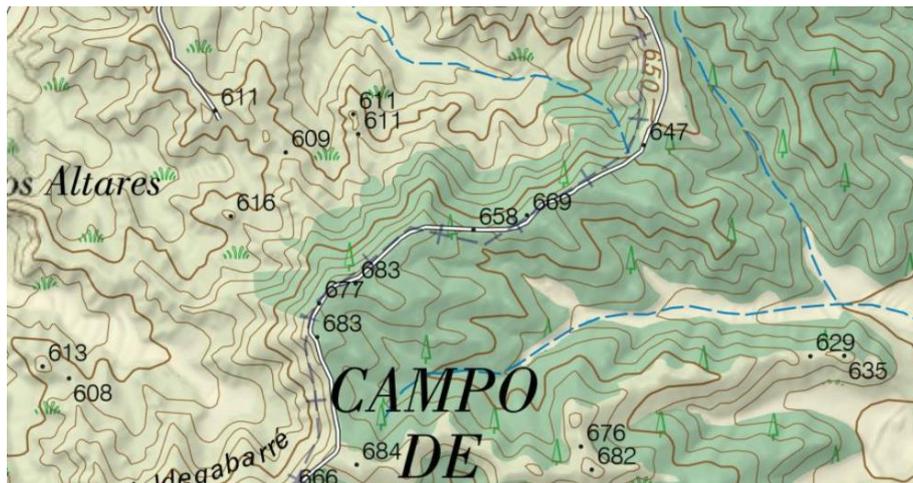


Fig. 44: Mapa de desnivel del emplazamiento 2 [40].



Fig. 45: Vista del terreno y nivel del emplazamiento 2 (Google Earth Pro).

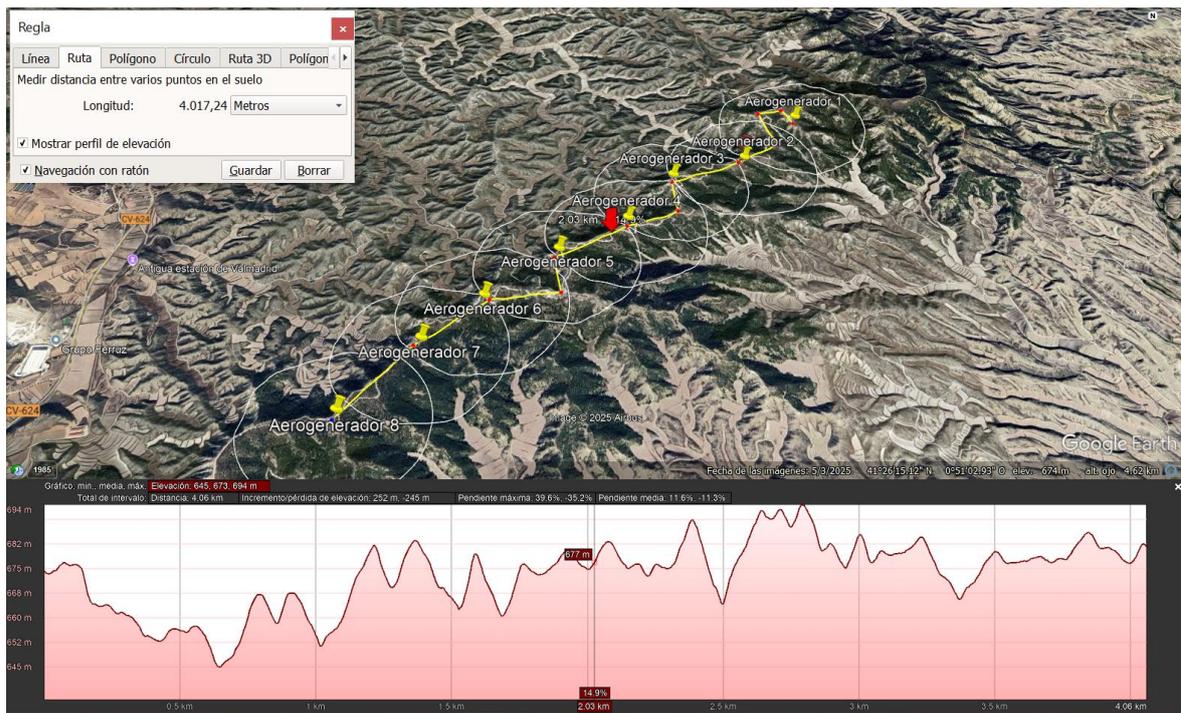


Fig. 46: Perfil de elevación del emplazamiento 2 (Google Earth Pro).

El perfil longitudinal trazado a lo largo de la alineación de los ocho aerogeneradores (≈ 4 km) corrobora que la ruta sigue mayoritariamente la cresta:

- Rango altitudinal global 645-694 m \rightarrow desnivel acumulado de apenas 49 m entre extremos (pendiente media 1,2 %).
- Se identifican ondulaciones repetitivas de 10-15 m de altura que, junto con pendientes locales máximas de ± 40 %, revelan pequeños collados y barrancos laterales que irrumpen en la divisoria.

En conjunto, ambas fuentes indican que el emplazamiento se desarrolla sobre una cresta relativamente regular, apta para la disposición lineal de aerogeneradores, pero con laderas adyacentes abruptas que podrían condicionar la construcción de viales de acceso y plataformas mediante cortes y terraplenes puntuales.

EMPLAZAMIENTO 3

Siguiendo el mismo criterio que en los casos anteriores, se obtienen los siguientes resultados:



Fig. 47: Tipo de suelo del emplazamiento 3 (Google Earth Pro).

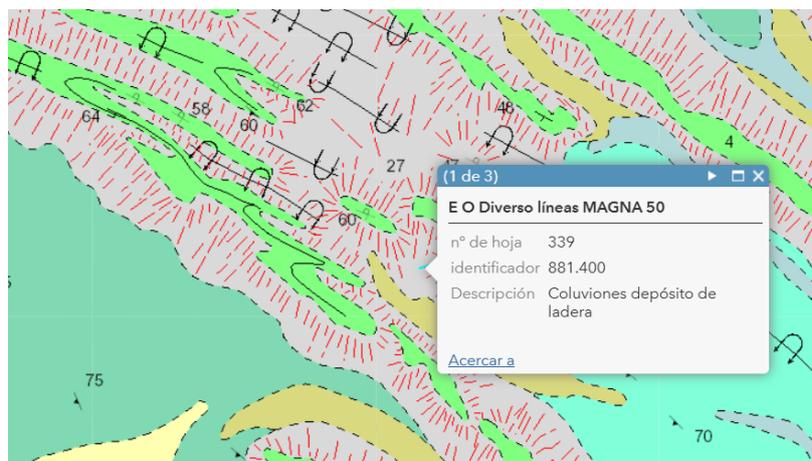


Fig. 48: Descripción del tipo de suelo del emplazamiento 3 [39].

Tal y como se aprecia en la Fig. 47 y Fig. 48, el área del Emplazamiento 3 se asienta sobre coluviones (depósitos de ladera), formados por la acumulación heterogénea de fragmentos rocosos en una matriz limo-arcillosa que varía mucho en espesor y compacidad. Esta naturaleza irregular implica que, antes de construir el parque eólico, será imprescindible realizar una campaña geotécnica detallada para caracterizar la continuidad y capacidad portante del terreno, prever posibles asentamientos diferenciales y diseñar medidas de drenaje y estabilización de laderas que eviten problemas de erosión y deslizamientos durante la obra y la vida útil de las instalaciones.

El mapa de desnivel se muestra en la Fig. 49 donde se puede apreciar que la topografía viene dominada por una cresta alargada que alcanza su cota máxima en el punto de 903 metros.

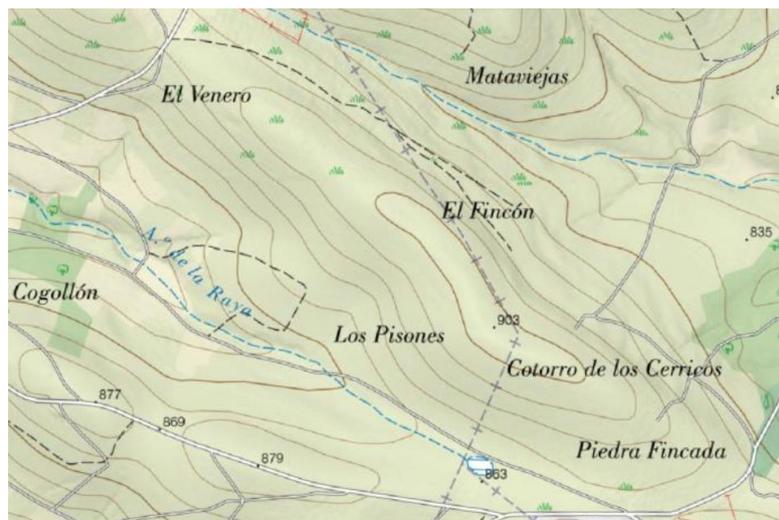


Fig. 49: Mapa de desnivel del emplazamiento 3 [40].

Para un mayor detalle se ha analizado la Fig.50. Todos los puntos previstos para aerogeneradores cumplen el umbral de pendiente del 20 %, de modo que solo serían necesarios movimientos de tierra menores (cortes y terraplenes puntuales).

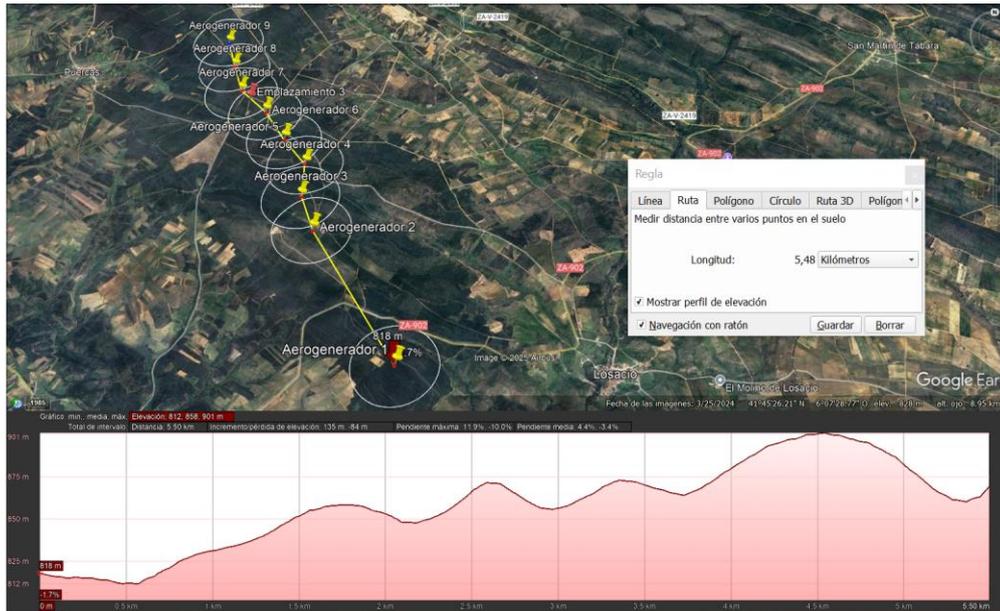


Fig.50: Perfil de elevación del emplazamiento 3 (Google Earth Pro).

3.4 ACCESIBILIDAD

La viabilidad física de un parque eólico no depende solo del recurso energético o de la geotecnia, requiere igualmente que todos los elementos, palas de gran longitud, secciones de torre, transformadores y grúas puedan llegar al emplazamiento sin comprometer plazos, costes ni seguridad. El presente apartado tiene por objeto analizar la accesibilidad al área de implantación de los emplazamientos seleccionados.

EMPLAZAMIENTO 1

La accesibilidad al emplazamiento 1 es muy sencilla ya que existen caminos que dan acceso directo desde Hornillos del Camino y Yudego. A Yudego se accede desde la carretera BU-V-4048, a partir de ahí existen dos viales generales. Por otra parte, a Hornillos del Camino se accede desde la carretera BU-406, posteriormente el acceso al vial general es sencillo en línea recta cruzando el municipio. Los accesos mencionados se pueden observar en la



Fig. 51: Posibles accesos al emplazamiento 1 (Google Earth Pro).

En la siguiente imagen se muestra el acceso a Hornillos del Camino desde la BU-406. Es el único giro cerrado que se tendría que hacer para acceder al municipio, además se aprecia un espacio de más de 5 metros de ancho.



Fig. 52: Acceso a Hornillos del Camino (Google Earth Pro).

EMPLAZAMIENTO 2

El acceso al emplazamiento 2 es a través de Valmadrid por la CV-624, conectando posteriormente con el vial general que se resalta en amarillo en la Fig. 53. Destacar que en este caso solo existe un acceso directo al emplazamiento y en algunas zonas puede ser demasiado abrupto por lo que habría que hacer un estudio a fondo en la obra civil.



Fig. 53: Acceso al emplazamiento 2 (Google Earth Pro).

EMPLAZAMIENTO 3

En este caso, como en el emplazamiento 1, se pueden acceder desde dos carreteras. Desde el norte del emplazamiento por el municipio de Puercas y Ferreruela por la carretera ZA-P-2433 y desde el sur del emplazamiento por el municipio de Losacio desde la ZA-902. Hay que destacar que el aerogenerador 1 se eliminará de la situación debido a su proximidad con la ZA-902 lo que entra en conflicto con la regulación urbanística de carreteras y posibles sobrecostes en la obra civil al tener que atravesar el cableado por una carretera.

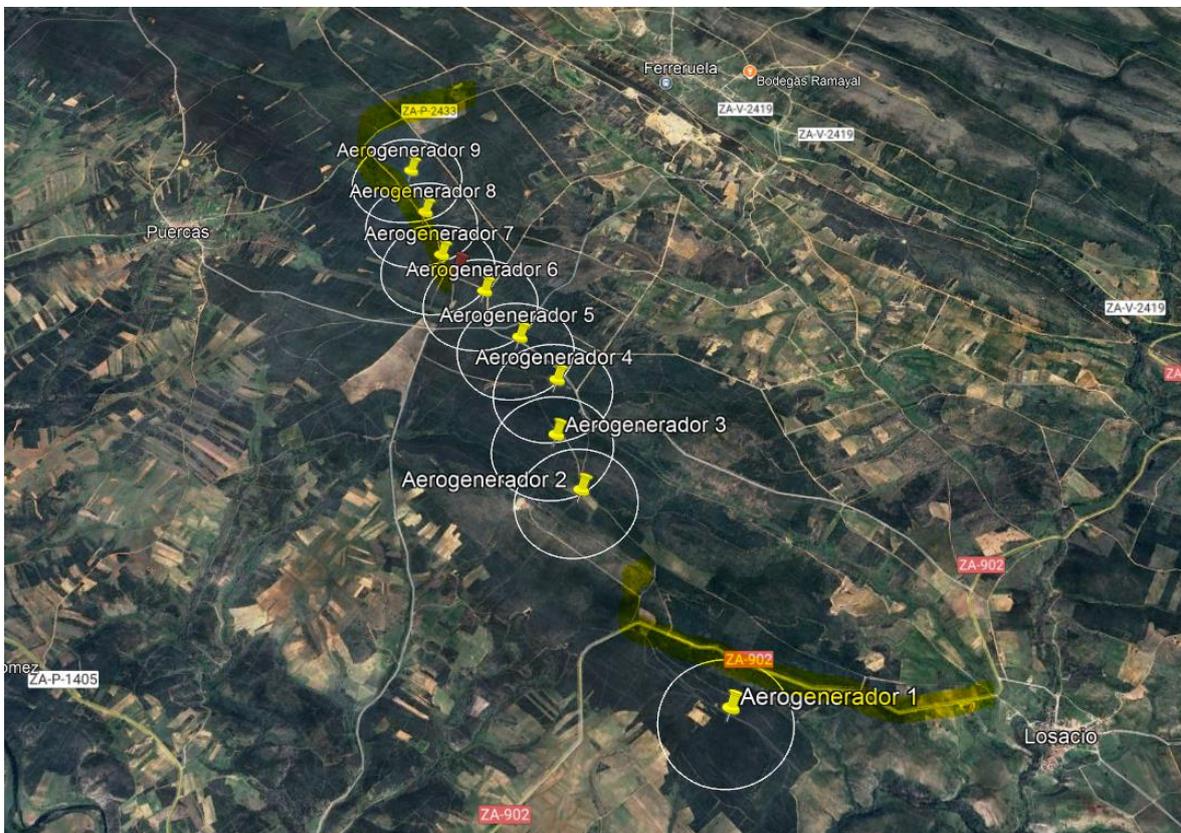


Fig. 54: Acceso al emplazamiento 3 (Google Earth Pro).

3.5 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

La interconexión eléctrica de un parque eólico constituye un aspecto técnico fundamental para garantizar la evacuación eficiente de la energía generada hacia la red eléctrica. Este proceso involucra la conexión del parque a un punto de acceso a la red mediante subestaciones de evacuación, líneas de transmisión y transformadores que aseguren la adecuada adaptación de los niveles de potencia y tensión.

Un diseño óptimo de la interconexión debe considerar criterios técnicos, económicos y normativos. Entre los principales factores destaca la distancia entre el punto de conexión y la subestación más cercana, ya que esta influye directamente en las pérdidas eléctricas, el coste de la infraestructura de evacuación y la viabilidad del proyecto. Generalmente, se recomienda que esta distancia sea mínima para reducir las pérdidas por transmisión y los costes asociados.

En términos de potencia y tensión, la capacidad del punto de conexión debe ajustarse a la potencia instalada del parque eólico, con una correcta planificación del factor de capacidad del parque y el perfil de generación esperado. Para ello, es crucial seleccionar adecuadamente las tensiones de evacuación y tener en cuenta lo siguiente:

Tabla 13: Distribución de tensiones desde BT a AT.

Procesos de estudio	Tensión
Generación en el aerogenerador	BT (230V- 690V)
Transformador	Eleva a MT (10kV - 33kV)
Subestación	Eleva a AT (>33 kV)
Línea de evacuación	66/220 kV si red de transporte principal

En el caso de España, la Red Eléctrica de España (REE) regula el acceso y la conexión a la red, estableciendo los puntos de conexión disponibles y las condiciones técnicas necesarias para cumplir con las normativas vigentes.

Por ello, en este proyecto, se detallan las características específicas del punto de conexión propuesto, las tensiones involucradas y las subestaciones disponibles en la zona de estudio.

Además del análisis interno, se tomará como referencia el “Informe de capacidad de acceso 2025” de Red Eléctrica de España [41], que cuantifica la potencia libre en cada nudo de la red de transporte. Contrastar nuestro diseño con dicho informe permitirá verificar la viabilidad regulatoria del punto de conexión propuesto y, en caso necesario, identificar alternativas con mayor holgura de capacidad.

Con estos criterios y fuentes, el apartado de interconexión quedará plenamente alineado con las exigencias técnicas y normativas vigentes, asegurando una evacuación fiable y eficiente de la energía generada por el parque eólico.

EMPLAZAMIENTO 1

Para seleccionar la subestación eléctrica más adecuada se partió del Informe de Capacidad de Acceso (enero 2025) de Red Eléctrica de España [41]. Dado que el parque se ubica en la provincia de Burgos, primero se limitaron los resultados a las subestaciones situadas en Castilla y León, a continuación, se acotó la búsqueda a aquellas que permanecen “en concurso” y ofrecen más de 50 MW disponibles.

Con esta preselección en la mano se midió la distancia de cada subestación al emplazamiento, descartando las que superaban los 30 km. Como resultado la opción más ventajosa es la subestación de Villalbilla 220 kV, situada a unos 15,9 km del parque, véase en la Fig. 55. Esta subestación dispone de una capacidad de acceso disponible para MPE (Parques eólicos) con conexión directa a la Red de Transporte de 150 MW [41].

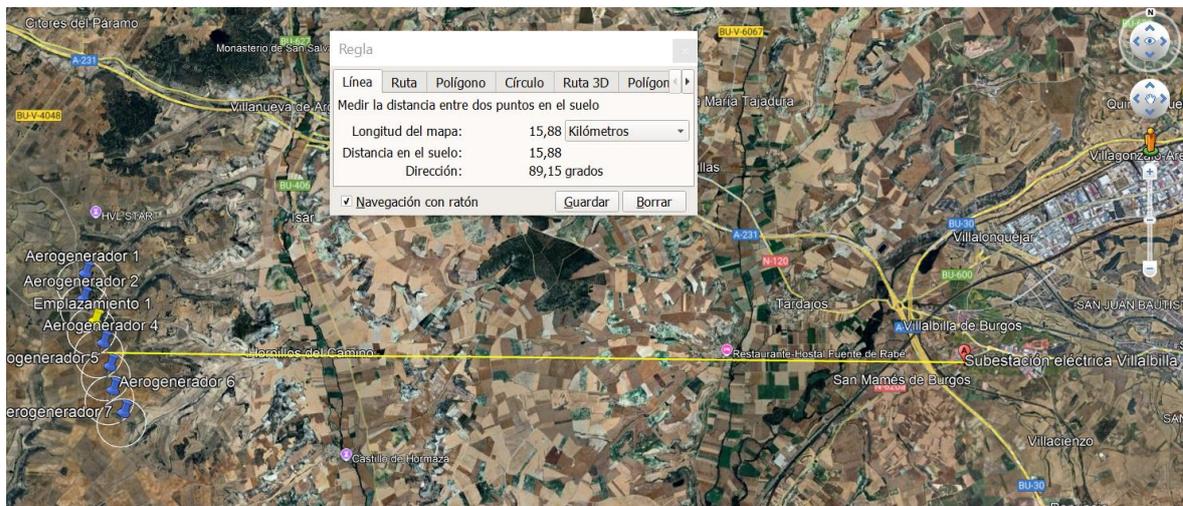


Fig. 55: Distancia entre la subestación de Villalbilla y el emplazamiento 1 (Google Earth Pro).

EMPLAZAMIENTO 2

En este caso también se ha seguido el mismo proceso de selección que en los diferentes emplazamientos. Dado que el parque se ubica en las proximidades de Zaragoza y se han filtrado aquellas subestaciones eléctricas que estén “en concurso” y disponen de mas de 50 MW libres para MPE (Módulos de Parques Eólicos), el resultado de elegir la subestación más cercana al emplazamiento ha sido que finalmente la subestación eléctrica de Fuendetodos es la óptima, con una distancia de 15,6 kilómetros como se puede ver en la Fig. 56.

Existen dos alternativas para conectar el parque eólico:

- Fuendetodos 400 kV con 680 MW de capacidad disponible.
- Fuendetodos 220 kV con 94 MW de capacidad disponible.

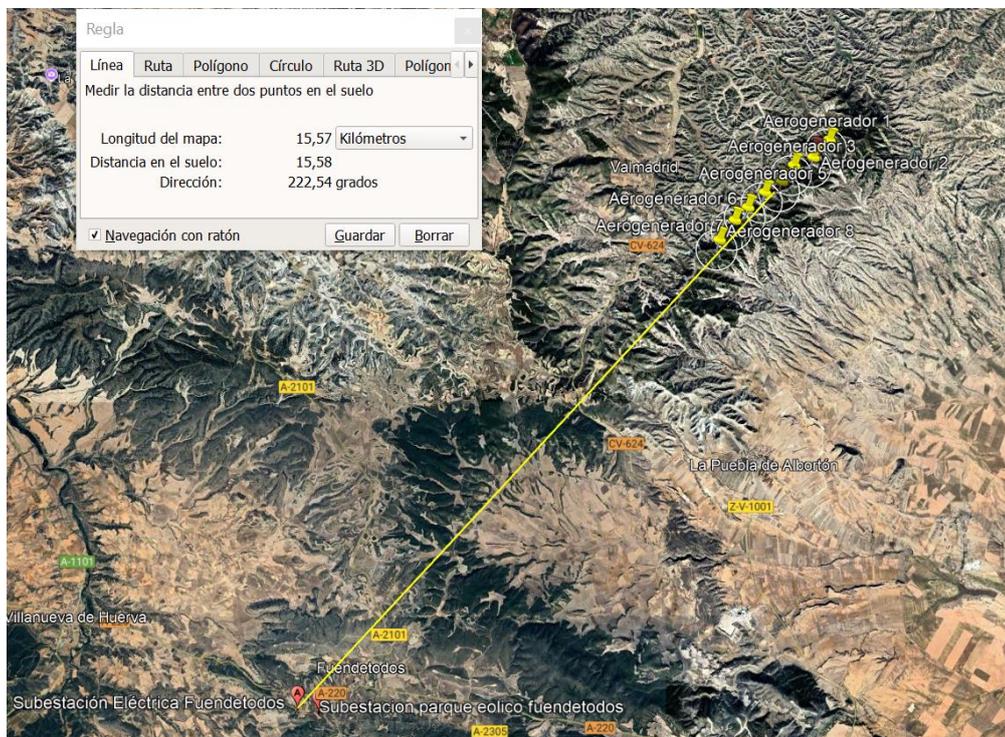


Fig. 56: Distancia entre la subestación eléctrica de Fuendetodos y el emplazamiento 2 (Google Earth Pro).

EMPLAZAMIENTO 3

Para el tercer emplazamiento, situado próximo de Zamora, se aplicó el mismo sistema de filtrado empleado en los casos anteriores. Como resultado, se ha obtenido la subestación eléctrica Tábara 400 con una capacidad disponible para parques eólicos de 266 MW y una distancia de 18,8 kilómetros aproximadamente, véase en la Fig. 57.

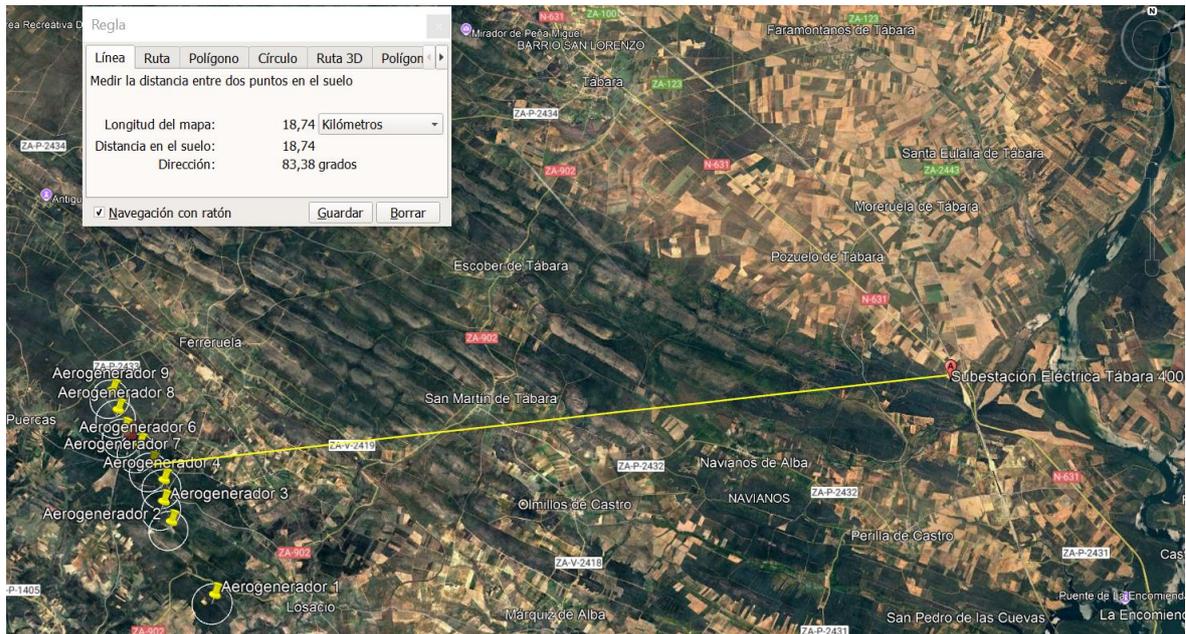


Fig. 57: Distancia entre la subestación eléctrica de Tábara y el emplazamiento 3 (Google Earth Pro).

3.6 COMPARACIÓN DE LOS EMPLAZAMIENTOS

Con el objetivo de encontrar el emplazamiento óptimo para situar el parque eólico, en este apartado se van a comparar todos los aspectos analizados anteriormente de los 3 emplazamientos seleccionados. Esta comparación se ha realizado mediante un sistema de puntuación, en el cual la puntuación más baja será un 0 y la puntuación más alta un 3.

Tabla 14: Evaluación final de los emplazamientos.

Criterio	Emplazamiento 1 (Burgos)	Emplazamiento 2 (Zaragoza)	Emplazamiento 3 (Zamora)
Recurso eólico	3 (7.432 m/s)	4 (8.5 m/s)	3 (7.53 m/s)
Impacto medioambiental	3	3	3
Orografía	3 Inclinación suave (2 - 6 %)	1 Abrupto (5 - 15 %)	2 Inclinación media (5 - 12 %)
Tipo de terreno	3 Consistencia normal	2 Consistencia media-dura	1 Consistencia dura
Vegetación	3 Bosque bajo	2 Árboles puntuales	1 Bosque
Accesibilidad	4	2	3
Interconexión	3 220 kV/ 15,9 km	3 220 kV/ 15,6 km	2 400 kV/ 18,8 km
Capacidad proyecto	3 42 MW	4 48 MW	4 48 MW
Puntuación total	25	21	19

Finalmente se concluye mediante la Tabla 14, que el emplazamiento óptimo para la construcción del parque eólico es el emplazamiento 1 cercano a Burgos.

Capítulo 4. ANÁLISIS DE DATOS DE VIENTO

En este capítulo se lleva a cabo el estudio del recurso eólico a partir de datos proporcionados por la empresa Vortex, que ha colaborado de manera voluntaria. La obtención de estos datos se ha realizado a través de su plataforma digital, introduciendo las coordenadas exactas correspondientes al área del proyecto. Para asegurar que el análisis sea representativo de las condiciones reales del emplazamiento, se ha elegido un punto central como ubicación de referencia, lo que permite evaluar con mayor precisión el comportamiento del viento y su influencia en el diseño de la futura instalación. Concretamente, las coordenadas utilizadas han sido latitud $42,33392^{\circ}$ N, longitud $3,978394^{\circ}$ O.

Los datos cubren un periodo continuo comprendido entre el 1 de enero de 2015 y el 6 de diciembre de 2025, con una resolución temporal horaria, lo que permite analizar con detalle la evolución del recurso eólico a lo largo de más de una década. Además, se han considerado dos alturas de medición 120 metros y 150 metros sobre el nivel del suelo, con el fin de evaluar el comportamiento del viento a niveles compatibles con las torres modernas de aerogeneradores.

4.1 ANÁLISIS ESTADÍSTICO MEDIANTE WINDOGRAPHER

Este análisis se ha realizado mediante el uso del software Windographer el cual ha sido desarrollado para importar, analizar y visualizar datos de recursos eólicos medidos por torres meteorológicas [42].

4.1.1 DATOS DE VIENTO

A modo de primer análisis, se comparan las velocidades medias mensuales a distintas alturas sobre el terreno. Tal como se aprecia en la Fig. 58, la velocidad del viento aumenta con la altura, tal y como cabría esperar según el comportamiento típico del perfil vertical, el cual se rige por una distribución logarítmica o de potencia en función de la rugosidad del terreno. Esta tendencia ascendente se mantiene de forma coherente a lo largo del año, con diferencias más marcadas durante los meses de mayor actividad eólica.

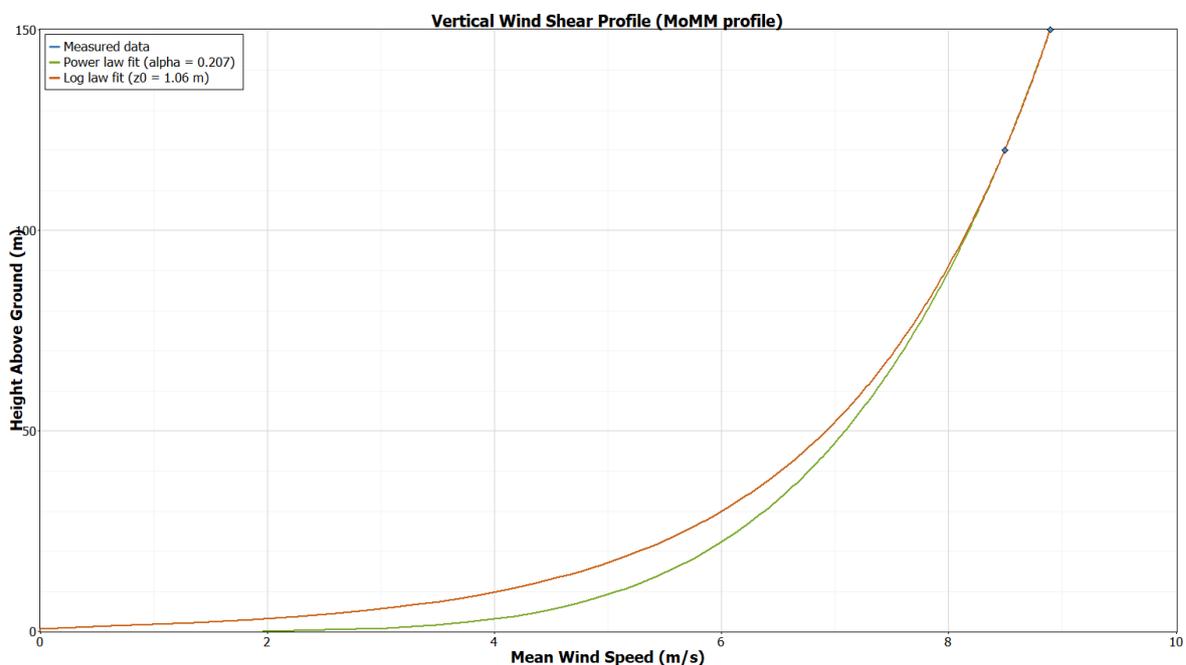


Fig. 58: Perfil vertical de las velocidades del viento según la altura (Windographer).

El viento presenta una marcada variabilidad, tanto diaria como estacional. En la Fig. 59 se observa la evolución completa de la serie de velocidades a lo largo del periodo analizado. A pesar de las oscilaciones, no se aprecian anomalías destacables ni periodos planos, lo cual sugiere una correcta calidad de los datos.

Para analizar con mayor detalle la evolución del recurso eólico, se ha seleccionado un intervalo de un mes completo dentro del periodo total de estudio. En la Fig. 60 se representa la velocidad del viento correspondiente a dicho mes, tanto a 120 m como a 150 m de altura.

Se observa que ambas series mantienen un patrón temporal similar, con fluctuaciones simultáneas, aunque se evidencian diferencias en magnitud, siendo mayor la velocidad a 150 m. Esta coherencia entre las dos alturas refuerza la validez de los datos y confirma el comportamiento esperado del perfil vertical.

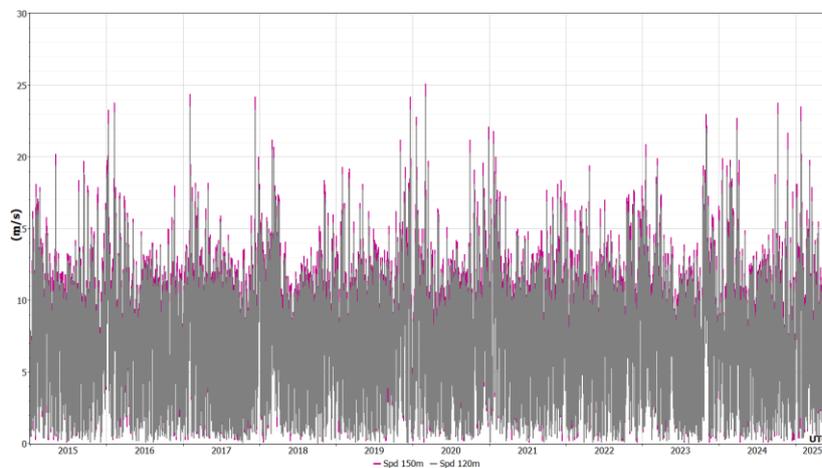


Fig. 59: Serie temporal en el periodo completo a 120 y 150 metros (Windographer).

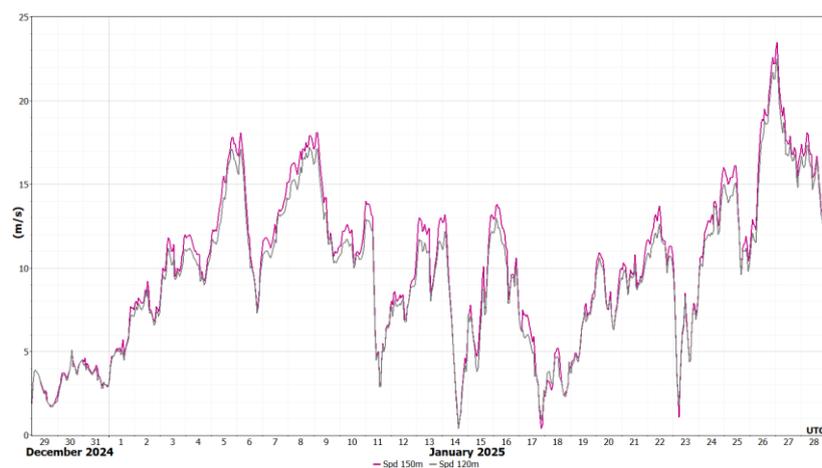


Fig. 60: Serie temporal de enero de 2025 (Windographer).

Para entender mejor el comportamiento del recurso eólico, se representa la media mensual y la media por hora del día. En la Fig. 61 se aprecia que los valores más elevados se concentran en los meses fríos, mientras que la Fig. 62 revela que las velocidades más altas tienden a producirse entre la noche y primeras horas del día, lo cual es habitual en emplazamientos de régimen continental. La velocidad media mensual a lo largo del año a 150 metros es de 7,579 m/s y a 120 metros es de 7,366 m/s.

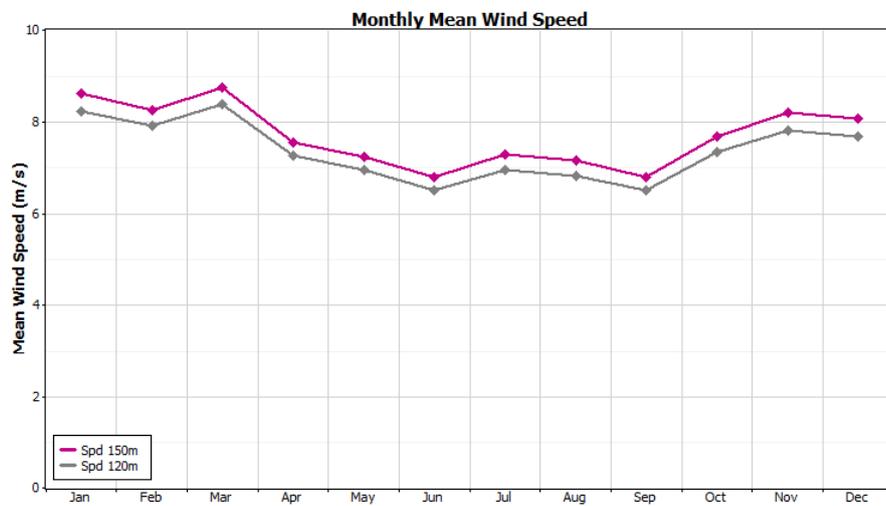


Fig. 61: Velocidad media mensual a 120 y 150 metros (Windographer).

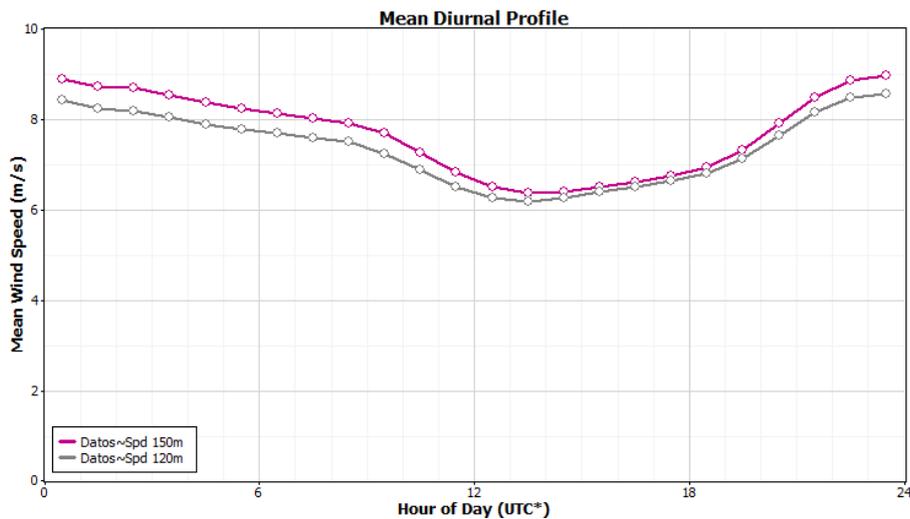


Fig. 62: Velocidad media por hora del día a 120 y 150 metros (Windographer).

A lo largo del periodo analizado, el valor medio de la velocidad del viento ha sido de 8,9186 m/s a una altura de 150 metros y de 8,5179 m/s a 120 metros, según los datos proporcionados por la tabla de datos que se representa gráficamente en la Fig. 58.

Este incremento con la altura, superior a 0,4 m/s, resulta relevante en términos energéticos, ya que una mayor velocidad implica un aumento considerable en la energía eólica disponible (proporcional al cubo de la velocidad).

Por tanto, se considera más ventajoso diseñar el parque eólico para una altura de buje de 150 metros, siempre que las condiciones estructurales y económicas lo permitan.

4.1.2 ROSA DE VIENTOS

La rosa de los vientos es una herramienta gráfica que permite representar de forma estadística el comportamiento direccional del viento, considerando tanto su frecuencia como su intensidad.

En el contexto de la energía eólica, este tipo de análisis es fundamental para determinar la orientación predominante del recurso, optimizar la disposición de los aerogeneradores y maximizar el rendimiento del parque.

Para el análisis se han generado tres tipos de diagramas utilizando el software Windographer, la rosa de frecuencia, la rosa de velocidad y la rosa de energía. Cada una aporta una perspectiva complementaria del comportamiento del viento en el emplazamiento, facilitando una evaluación completa del recurso disponible.

4.1.2.1 Rosa de frecuencia

Este tipo de gráfico muestra la proporción de tiempo en la que el viento sopla desde cada sector direccional. Se utiliza para identificar las direcciones más persistentes, lo cual resulta determinante para definir la orientación ideal de las turbinas.

La rosa de frecuencia correspondiente al emplazamiento revela cuál es la dirección predominante del viento durante el periodo analizado.

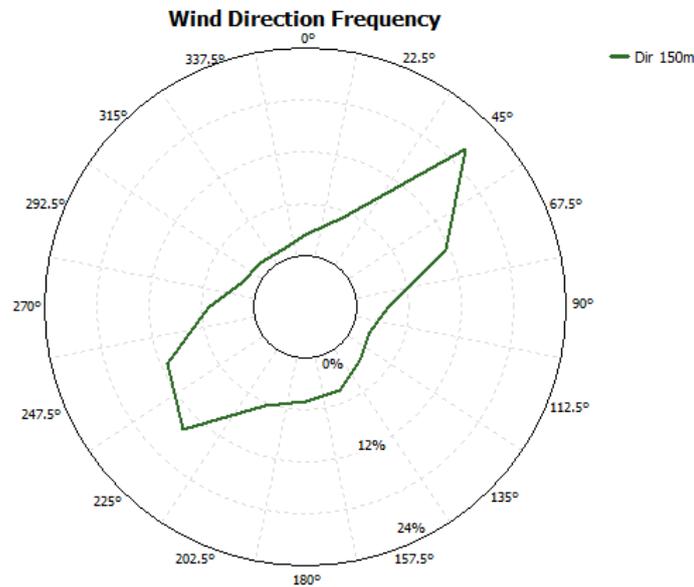


Fig. 63: Rosa de frecuencia de la serie completa a 150 m (Windographer).

Según la Fig. 63, el sector NE (45°–67,5°) concentra el mayor porcentaje de ocurrencias, con un 20,029 % del total, lo que indica una marcada preferencia direccional desde el noreste. Estos porcentajes exactos están sacados de la tabla de frecuencias que también aporta Windographer a parte de la gráfica mostrada.

Le siguen, con cierta relevancia, los sectores WSW (247,5°–270°) y NNE (22,5°–45°), que aportan un 14,270 % y un 5,463 % respectivamente, reforzando un patrón levemente bidireccional. Sin embargo, la dominancia del NE es evidente, tanto en la gráfica como en los datos.

Esta concentración de viento en un número reducido de sectores apunta a un régimen canalizado y consistente, lo que representa una ventaja operativa en la implantación del parque eólico. Como resultado, la disposición óptima de los aerogeneradores deberá plantearse perpendicularmente a la dirección NE, maximizando así la captación energética a partir del flujo predominante.

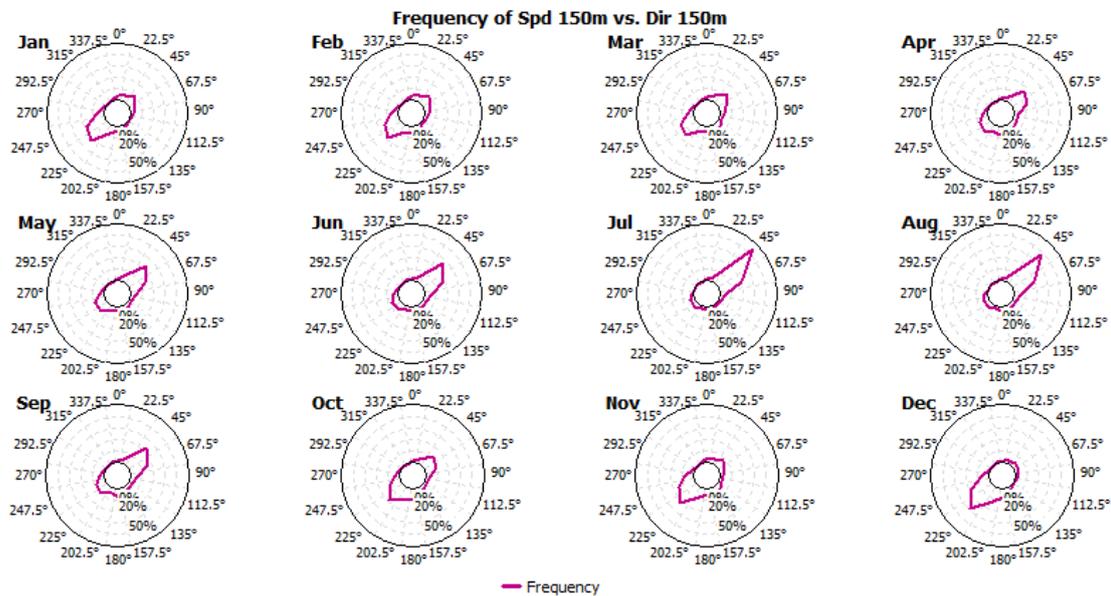


Fig. 64: Rosa de frecuencia por meses (Windographer).

Como se puede observar en Fig. 64, la dirección NE (45°–67,5°) es claramente la más frecuente en todos los meses, especialmente entre los meses de mayo y septiembre, donde supera ampliamente el 25 % de ocurrencia, alcanzando un pico del 37,72 % en agosto. Esta estacionalidad fuerte en verano indica que los meses cálidos presentan vientos más canalizados desde el noreste.

En los meses más fríos, aunque hay una leve disminución de su frecuencia (ej. diciembre con 5,325 %), el NE sigue siendo uno de los sectores dominantes, compartiendo protagonismo con direcciones del suroeste (SW y WSW), lo que sugiere un doble régimen direccional estacional:

- **Primavera-verano:** dominio del NE
- **Otoño-invierno:** incremento del SW y WSW

Esta variación puede tener implicaciones relevantes en el diseño del parque y en la orientación final de los aerogeneradores, sobre todo si se desea maximizar la producción en estaciones específicas.

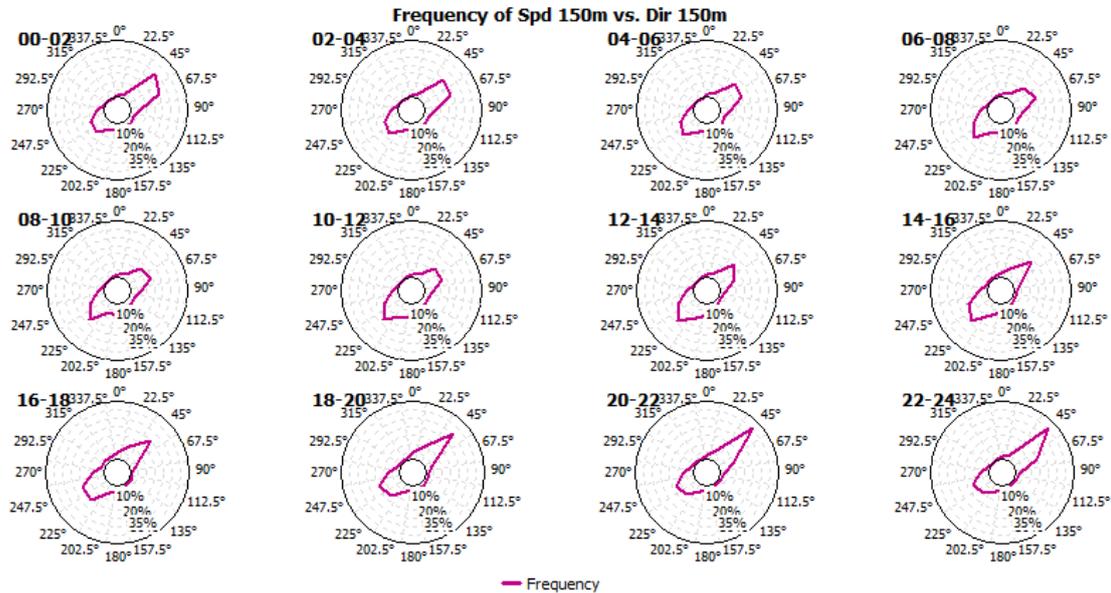


Fig. 65: Rosa de frecuencia por horas del día (Windographer).

El análisis horario de la dirección del viento revela una evolución bien definida a lo largo del día. El sector NE vuelve a destacar con claridad, alcanzando sus máximos niveles de frecuencia entre las 20:00 y las 02:00, donde se registran valores superiores al 31%. Esto implica que el viento más persistente desde el noreste tiende a concentrarse en horas nocturnas y de madrugada, lo que puede ser muy beneficioso desde el punto de vista de operación, ya que el consumo nocturno suele ser más bajo y se puede ajustar la producción con menos restricciones.

4.1.2.2 Rosa de velocidad

La rosa de velocidad permite visualizar la velocidad media del viento en función de su dirección, combinando así intensidad y orientación en un solo gráfico. Es útil para detectar desde qué sectores soplan los vientos más fuertes, independientemente de su frecuencia.

Este tipo de análisis ayuda a reforzar la elección del diseño óptimo del parque, pues permite identificar no solo de dónde sopla más a menudo el viento, sino desde dónde lo hace con mayor fuerza.

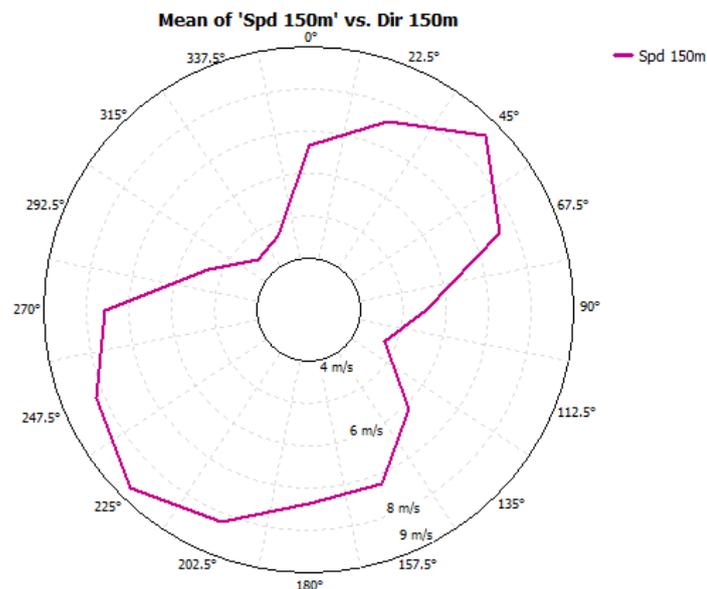


Fig. 66: Rosa de velocidad de la serie completa (Windographer).

Según la Fig. 66, las mayores velocidades medias se registran en los sectores NE (8,64 m/s), WSW (8,21 m/s) y SW (8,74 m/s). Estos valores refuerzan la conveniencia de alinear los aerogeneradores de forma perpendicular a este eje predominante NE–SW para maximizar la producción energética.

A nivel mensual, se observa que, durante los meses de verano, el sector NE mantiene las velocidades más altas, superando los 9 m/s, mientras que durante el invierno destacan los sectores SW y SSW, manteniéndose un comportamiento estacional coherente y útil para garantizar un flujo de generación estable durante el año.

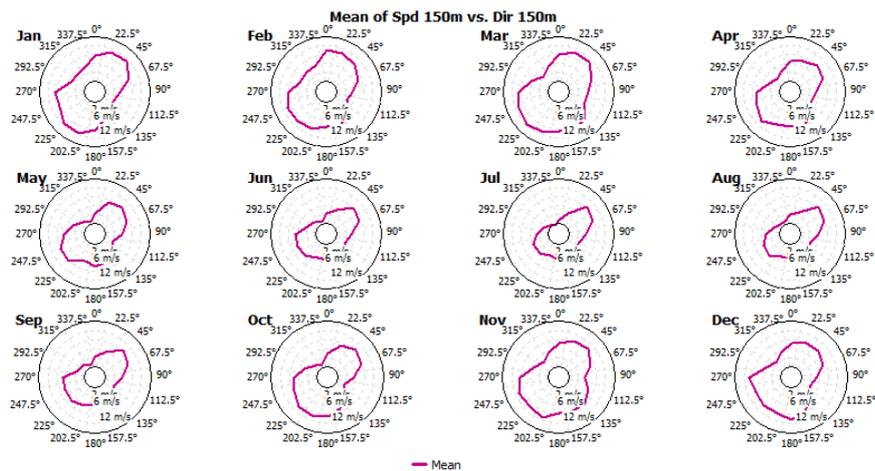


Fig. 67: Rosa de velocidad por meses (Windographer).

El análisis por franjas horarias muestra cómo las horas centrales del día concentran las mayores velocidades medias, particularmente desde el sector NE, alcanzando en algunos intervalos valores superiores a 10 m/s.

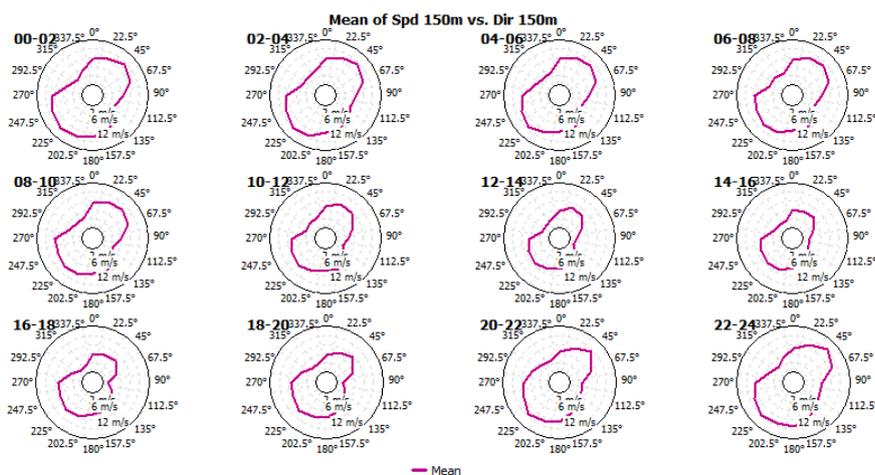


Fig. 68: Rosa de velocidad por horas (Windographer).

4.1.2.3 Rosa de energía

La rosa de energía combina los factores de frecuencia y velocidad para mostrar la aportación energética de cada sector direccional. Este gráfico resulta clave en proyectos eólicos, ya que permite estimar desde qué direcciones se puede extraer la mayor cantidad de energía.

En función de los resultados, se determina la orientación más eficiente para los aerogeneradores, normalmente perpendicular a la dirección con mayor aporte energético.

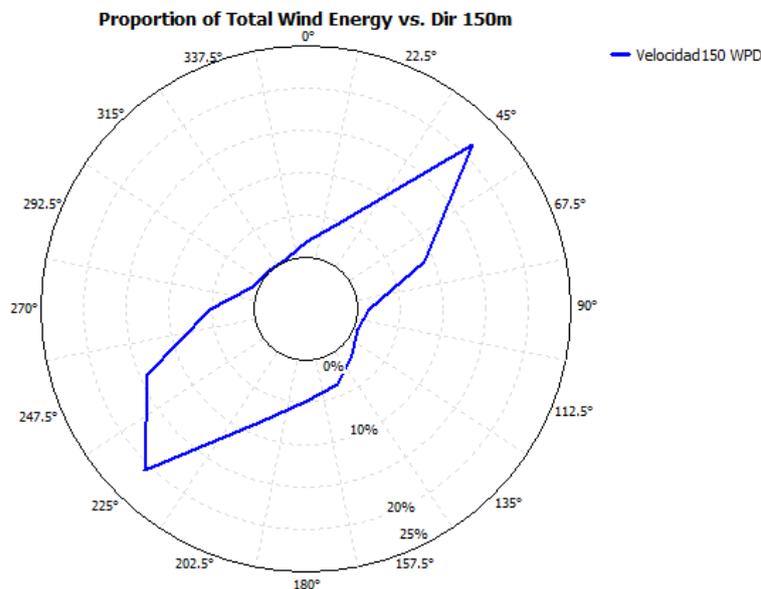


Fig. 69: Rosa de energía de la serie completa (Windographe).

Analizando la Fig. 69 y teniendo en cuenta los datos de porcentajes exactos que aporta Windographe, se observa que los sectores con mayor contribución energética son los siguientes:

- **NE (45°):** con una aportación del **21,55 %** del total de la energía del viento.
- **SW (225°):** con un **20,95 %**.
- **WSW (247,5°):** aportando un **14,26 %**.
- **ENE (67,5°):** también relevante con un **8,88 %**.

Estos cuatro sectores concentran más del 65 % de la energía eólica disponible en el emplazamiento. Este patrón revela una clara bidireccionalidad, con flujos dominantes procedentes tanto del noreste como del suroeste.

En cuanto a un análisis estacional, en la Fig. 70 se observan variaciones en la dirección predominante de energía a lo largo del año. A continuación, se destacan algunos patrones:

- Durante los meses de mayo a agosto, destaca especialmente el sector NE, superando el 40-60 % de la energía total en algunos meses (por ejemplo, en julio: 62,87 %).
- En los meses de invierno (enero-marzo, octubre-diciembre), la contribución energética se traslada al sector SW, con valores significativos (por ejemplo, enero con 31,03 % o diciembre con 26,34 %).
- La dirección WSW también tiene protagonismo recurrente a lo largo de todo el año, con picos en febrero (18,93 %) y noviembre (21,00 %).

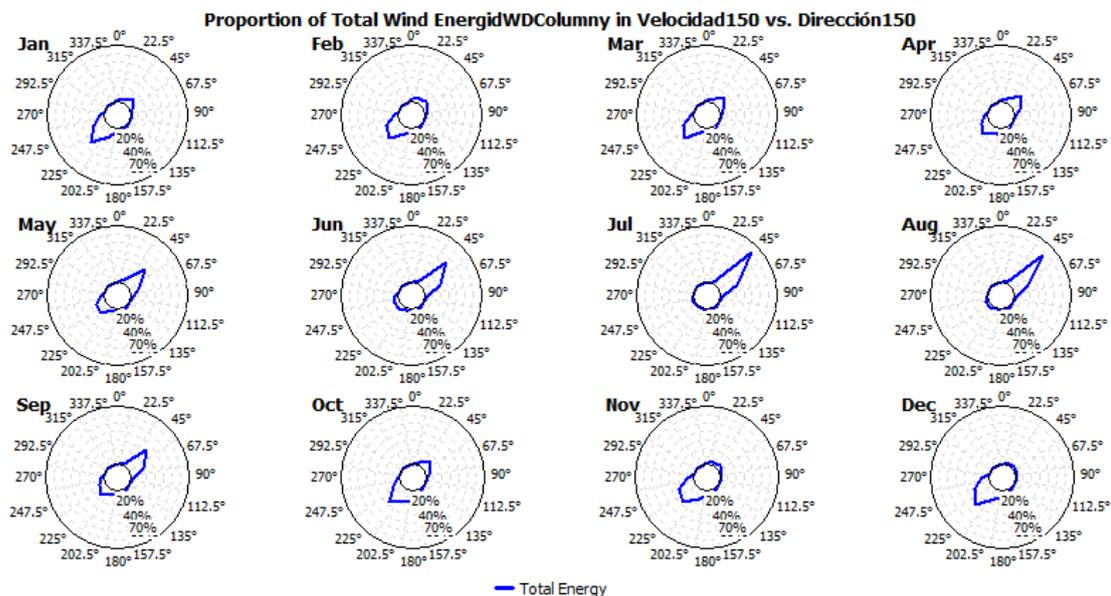


Fig. 70: Rosa de energía por meses (Windographer).

4.1.3 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

En este apartado se analiza estadísticamente la distribución de la velocidad del viento registrada en el emplazamiento mediante el ajuste a una distribución de Weibull, herramienta ampliamente utilizada en el ámbito de la energía eólica para caracterizar el recurso disponible.

Este modelo probabilístico resulta particularmente útil para estimar la frecuencia con la que se presentan diferentes intervalos de velocidad del viento, lo cual permite realizar predicciones sobre el rendimiento esperado del parque eólico.

La distribución de Weibull se caracteriza por dos parámetros fundamentales:

- **Parámetro de forma (k):** Determina la morfología de la distribución. Valores de k menores a 1 indican una alta frecuencia de vientos bajos, mientras que un valor próximo a 2 sugiere que la mayoría de los registros se concentran en torno a velocidades intermedias. Cuanto mayor sea k , más simétrica será la distribución.
- **Parámetro de escala (c):** Asociado a la dispersión de los datos, este valor está relacionado directamente con la velocidad media del viento. Representa el percentil 63,2%, es decir, el 63,2% de los datos están por debajo de este valor.

El análisis se ha realizado a partir de los datos de velocidad del viento a 150 metros, utilizando el software Windographer. Este permite ajustar automáticamente una curva de Weibull sobre el histograma de velocidades, calculando los parámetros de forma y escala más adecuados.

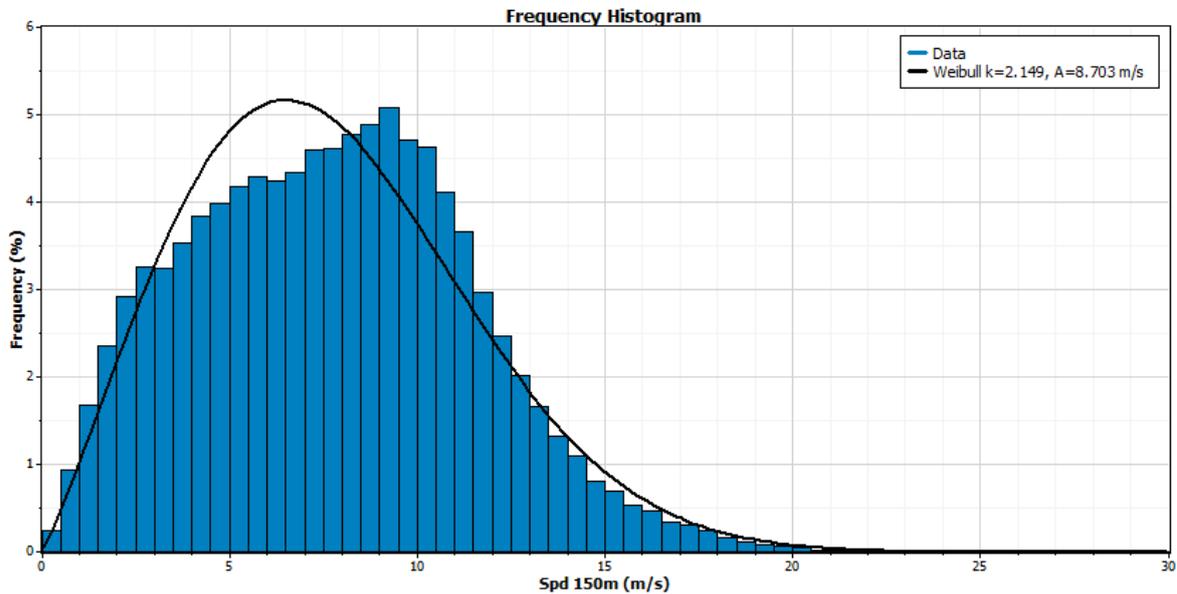


Fig. 71: Gráfico de la distribución de Weibull ajustada a la serie completa de datos (Windographer).

Los resultados obtenidos para toda la serie temporal muestran los siguientes parámetros:

- **Parámetro de forma (k):** 2,149
- **Parámetro de escala (c):** 8,703 m/s

A partir de estos valores se puede concluir que la distribución del recurso eólico presenta una forma suavemente asimétrica hacia la derecha, con una clara predominancia de vientos en torno a 8-10 m/s, lo cual es favorable para la instalación de aerogeneradores. Esta concentración de velocidades en una franja intermedia permite una generación de energía eficiente y sostenida, reduciendo los periodos de inactividad y los riesgos de parada por vientos excesivos o insuficientes.

Una herramienta complementaria al histograma de frecuencias es la función de distribución acumulada (CDF), la cual representa la probabilidad acumulada de que la velocidad del viento se sitúe por debajo de un determinado valor. En la Fig. 72 se muestra dicha función para la altura de 150 metros.

La probabilidad de que el viento no alcance la velocidad media anual de 7,72 m/s es de aproximadamente un 55 %. Este resultado refleja la asimetría natural de la distribución de Weibull, donde la media no coincide con la mediana. Por otro lado, la probabilidad de que la velocidad del viento supere los 3 m/s, valor típico de arranque (cut-in) para un aerogenerador, es superior al 98 %. Este dato indica una altísima disponibilidad del recurso eólico, ya que el aerogenerador podrá operar con normalidad durante la práctica totalidad del año.

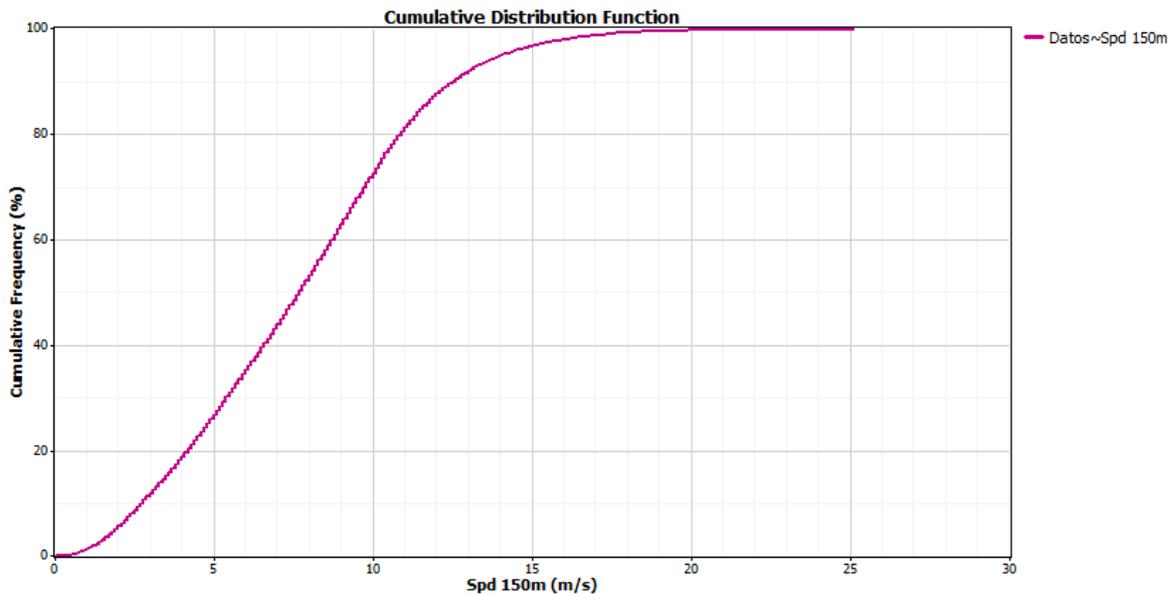


Fig. 72: Curva de Weibull acumulada (Windographer).

4.1.4 DIAGRAMA DE CAJAS

El diagrama de cajas es una herramienta visual que permite evaluar rápidamente la dispersión, simetría y existencia de valores atípicos en una distribución de datos. En la Fig. 73 se representa el boxplot o diagrama de cajas mensual de la velocidad del viento a 150 metros de altura, calculado sobre la serie completa de datos.

En el gráfico puede observarse que los valores medianos de velocidad del viento se mantienen relativamente estables entre los diferentes meses. Sin embargo, es destacable la presencia de numerosos valores atípicos (representados mediante círculos), especialmente en los meses de febrero, marzo, octubre, noviembre y diciembre, lo que indica registros de viento significativamente más altos que el promedio mensual. En varios casos, estos valores superan los 25 m/s.

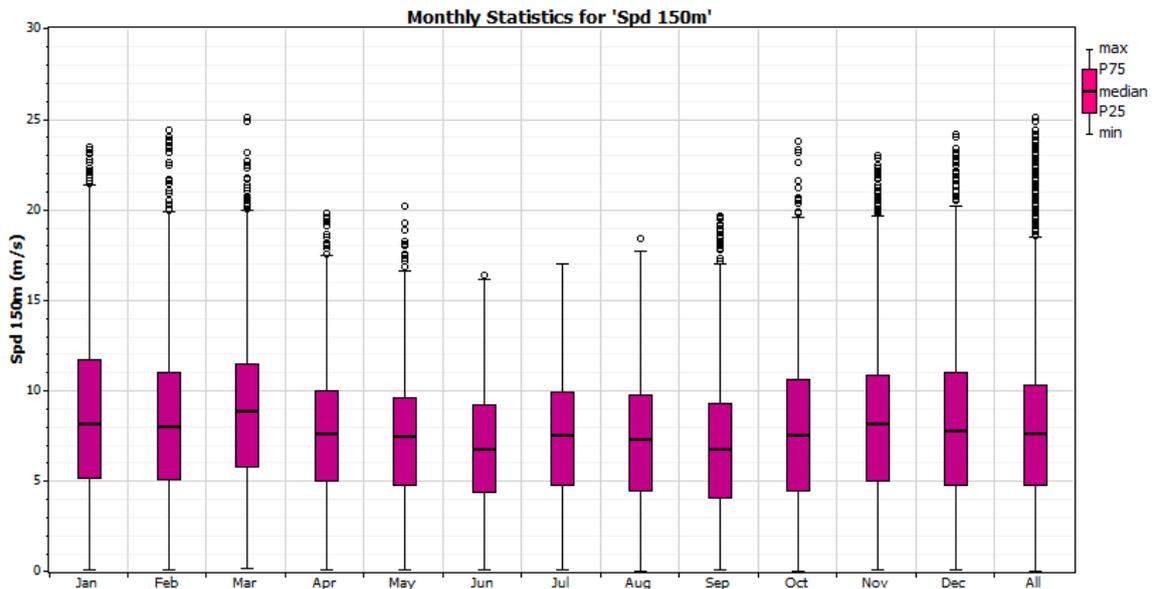


Fig. 73: Diagrama de cajas por mes de la velocidad del viento a 150 m (Windographer).

4.1.5 CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS EN WINDOGRAPHER

A partir del análisis realizado con Windographer se concluye que el emplazamiento presenta un recurso eólico favorable para la generación de energía. La velocidad media del viento a 150 metros de altura es de 7,72 m/s, con un valor máximo registrado de 25,10 m/s y un valor mediano muy cercano de 7,70 m/s, lo que refleja una buena consistencia en la distribución de velocidades, destacar para el futuro análisis en WAsP que la velocidad media a 120 metros de altura es de 7,388 m/s. La distribución de Weibull, con parámetros $k = 2,15$ y $A = 8,70$ m/s, muestra una concentración de velocidades en torno a valores medios, sin presencia significativa de extremos. Además, la frecuencia de calmas es mínima (0,39%), lo que garantiza una alta disponibilidad de recurso eólico. En términos energéticos, se ha estimado una densidad media de potencia de 445 W/m² y un contenido energético anual medio de 3.895 kWh/m², lo que confirma el potencial del emplazamiento para la explotación eólica.

Este análisis permite concluir que el lugar seleccionado ofrece condiciones óptimas para la instalación de aerogeneradores, tanto desde el punto de vista del recurso como de la calidad de los datos.

Variable	Spd 150m
Measurement height (m)	150
Mean wind speed (m/s)	7.721
MoMM wind speed (m/s)	7.709
Median wind speed (m/s)	7.700
Min wind speed (m/s)	0.000
Max wind speed (m/s)	25.100
CRMC wind speed (m/s)	9.303
Weibull k [using ML algorithm]	2.149
Weibull A (m/s)	8.703
Mean power density (W/m ²)	445
MoMM power density (W/m ²)	442
Mean energy content (kWh/m ² /yr)	3,895
MoMM energy content (kWh/m ² /yr)	3,876
Energy pattern factor	1.749
Frequency of calms (%)	0.39
Calm threshold (m/s)	0.5
Possible data points	91,560
Valid data points	91,560
Missing/invalid data points	0
Data recovery rate (%)	100.00

Fig. 74: Tabla resumen para 150 m (Windographer).

4.2 ANÁLISIS ENERGÉTICO MEDIANTE WASP

En este capítulo se lleva a cabo la simulación del recurso eólico en el emplazamiento seleccionado utilizando el software WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program), una herramienta ampliamente empleada en el sector para estimar la producción energética de aerogeneradores, teniendo en cuenta las condiciones específicas del terreno.

La simulación permite modelar el comportamiento del viento a partir de datos meteorológicos y topográficos, incorporando variables como la rugosidad del terreno, la orografía y la dirección predominante del viento. El objetivo principal de esta etapa es obtener una estimación precisa de la energía generada anualmente por distintas configuraciones de aerogeneradores, y así facilitar la selección del modelo óptimo para el proyecto.

4.2.1 TOPOGRAFÍA

La caracterización topográfica del terreno es un paso fundamental en la simulación energética, ya que la forma del relieve y la rugosidad superficial influyen directamente en el comportamiento del viento y, por tanto, en el rendimiento del parque eólico. Las irregularidades del terreno provocan aceleraciones, turbulencias o pérdidas de velocidad que deben ser modeladas con precisión para obtener resultados fiables.

Para ello, se ha trabajado con mapas digitales del emplazamiento, incluyendo curvas de nivel y superficies de distinta rugosidad. Esta información ha sido procesada mediante la herramienta WASP Map Editor, que permite integrar y georreferenciar tanto la orografía como los distintos tipos de cobertura del suelo (vegetación, edificaciones, zonas agrícolas, etc.), representados mediante la longitud de rugosidad (z_0).

Los datos topográficos han sido obtenidos a partir de cartografía del Instituto Geográfico. Una vez digitalizado el entorno, se ha preparado el archivo base que posteriormente se integra en WASP para el cálculo del recurso eólico considerando los efectos del terreno.

La rugosidad del terreno es un parámetro fundamental en la simulación del recurso eólico, ya que influye directamente en la velocidad y dirección del viento a nivel local. Este parámetro, representado por la longitud de rugosidad (z_0), cuantifica la resistencia que una superficie ofrece al flujo del viento. En función de la tipología del terreno, los valores de z_0 varían desde superficies completamente lisas como el agua o la nieve ($z_0 = 0,0001 \text{ m}$) hasta entornos urbanos densamente edificados ($z_0 = 1 \text{ m}$). En la Fig. 75, se muestra una tabla comparativa de distintas clases de rugosidad asociadas a tipos de terreno y sus respectivos valores de (z_0 , junto a una escala visual que ayuda a interpretar de forma gráfica la variación de rugosidad.

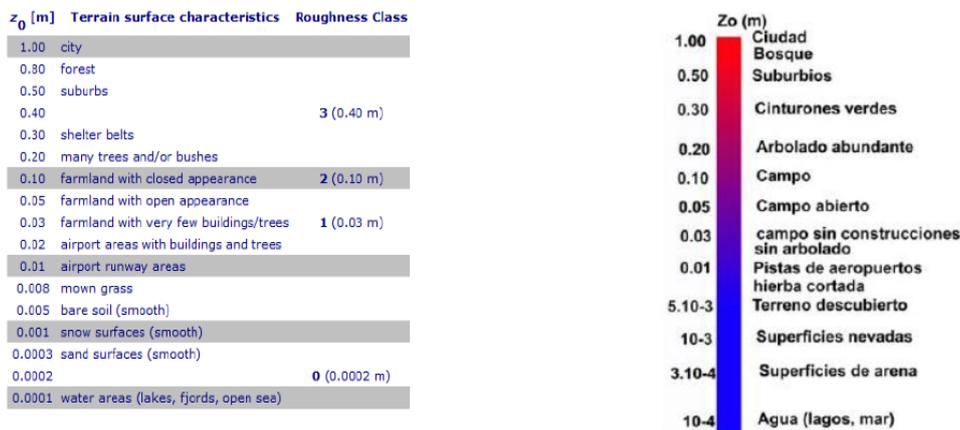


Fig. 75: Clasificación de la rugosidad del terreno.

En este caso se ha utilizado una rugosidad interna de 0,5 para zonas con árboles, de 1 para pueblos y externa de 0,03 para monte bajo. Se muestra en la Fig. 76 una imagen de Google Earth Pro combinada con el mapa topográfico proporcionado por Vortex, se observa cómo se han introducido las rugosidades desde WAsP Map Editor, quedando como resultado la Fig. 77.



Fig. 76: Emplazamiento con las curvas de nivel y rugosidad (Google Earth y WAsP Map Editor).

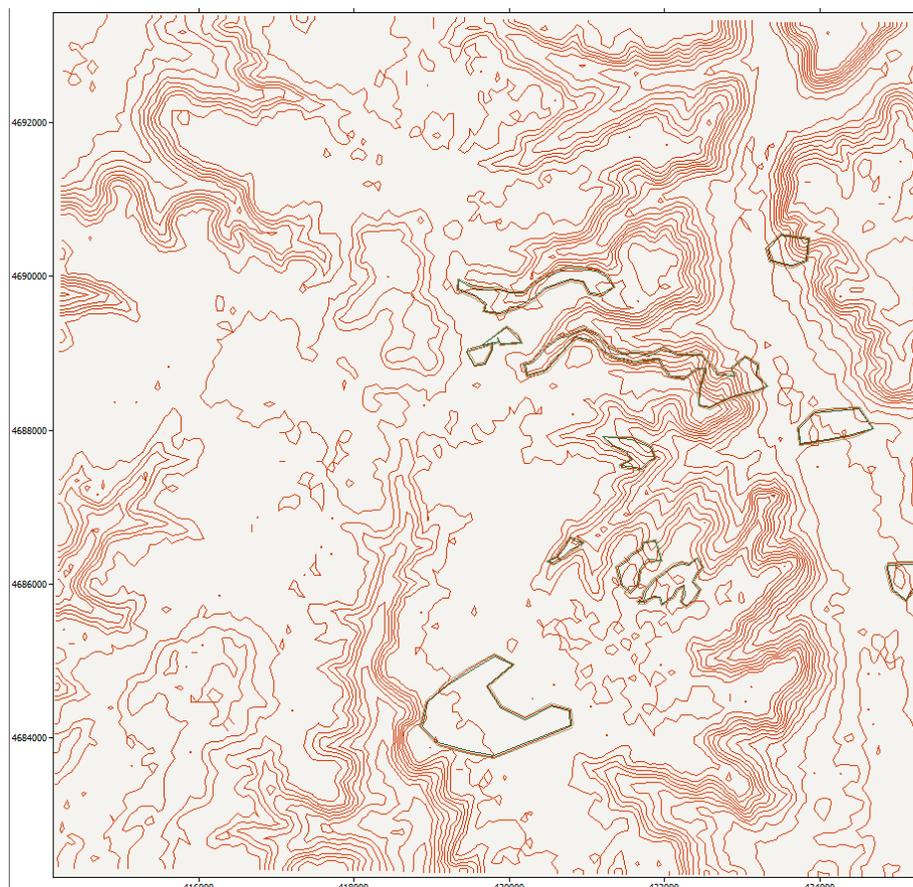


Fig. 77: Mapa topográfico final del emplazamiento (WAsP Map Editor).

4.2.2 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO MEDIANTE WASP

Para una correcta estimación del recurso eólico y del rendimiento energético en un emplazamiento, es esencial conocer con precisión la densidad del aire local. Este parámetro resulta determinante en el cálculo de la energía cinética del viento, ya que esta es proporcional a la masa del aire en movimiento, la cual depende directamente de la densidad.

Para la simulación se han utilizado los datos de viento proporcionados por Vortex a una altura de 120 metros. Para adaptar estos datos al formato que necesita WASP primero hay que utilizar la herramienta llamada WASP Climate Analyst 3 para guardar el análisis en formato wcp3.

	All Data Summary	Data set 1
File information:		
Source file name:		Datos120mWAsP.csv
Last modified (UTC):		2025-08-06 17:20:22
Recordings in file:		
Count:	91560	91560
Missing records:	0	0
Start time:	2015-01-01 02:00:00	2015-01-01 02:00:00
End time:	2025-06-12 01:00:00	2025-06-12 01:00:00
Recordings used:		
From 2015-01-01 02:00:00 to 2025-06-12 01:00:00		
Mean wind speed (' Velocidad120 ') data:		
Data column no. in source file:	2	2
Discretisation width:	0.1	0.1
Multipliers:	1	1
Offset:	0	0
Averaging time (s):	3600	3600
Maximum value:	-	24.2
Minimum value:	-	0
Lower limit:	0 m/s	0 m/s
Readings below lower limit:	0 (0.00 %)	0 (0.00 %)
Upper limit:	90 m/s	90 m/s
Readings above upper limit (90):	0 (0.00 %)	0 (0.00 %)
Calm threshold:	0,1 m/s	0,1 m/s
Calms:	26 (0.03 %)	26 (0.03 %)
Valid readings accepted:	91560 (100.00 %)	91560 (100.00 %)
Accepted values range:	0 m/s to 24.2 m/s	0 m/s to 24.2 m/s
Mean wind direction (' Dirección120 ') data:		
Data column no. in source file:	3	3
Discretisation width:	1	1
Multiplier:	1	1
Offset:	0	0
Averaging time (s):	3600	3600
Maximum value:	-	360
Minimum value:	-	0
Lower limit:	0°	0°
Readings below lower limit (0):	0 (0.00 %)	0 (0.00 %)
Upper limit:	360°	360°
Readings above upper limit (360):	0 (0.00 %)	0 (0.00 %)
Calm threshold:	0 m/s	0 m/s
Calms:	3 (0.00 %)	3 (0.00 %)
Valid readings accepted:	91560 (100.00 %)	91560 (100.00 %)
Accepted values range:	0° to 359°	0° to 359°
Data recovery:		
Expected recordings count:	91560	91560
Count of records in file:	91560 (100.00 %)	91560 (100.00 %)
Recordings with invalid values in one or more fields:	0 (0.00 %)	0 (0.00 %)
Entirely valid recordings accepted:	91560 (100.00 %)	91560 (100.00 %)
Recovery percentage (vs. expected):	100.00%	100.00%

Fig. 78: Informe de WASP Climate Analyst 3.

En la Fig. 79 se observan tres gráficas diferentes. La primera refleja la variación de la dirección del viento frente al tiempo, la segunda la variación de la velocidad del viento frente al tiempo y la tercera la rosa de viento en formato punto.

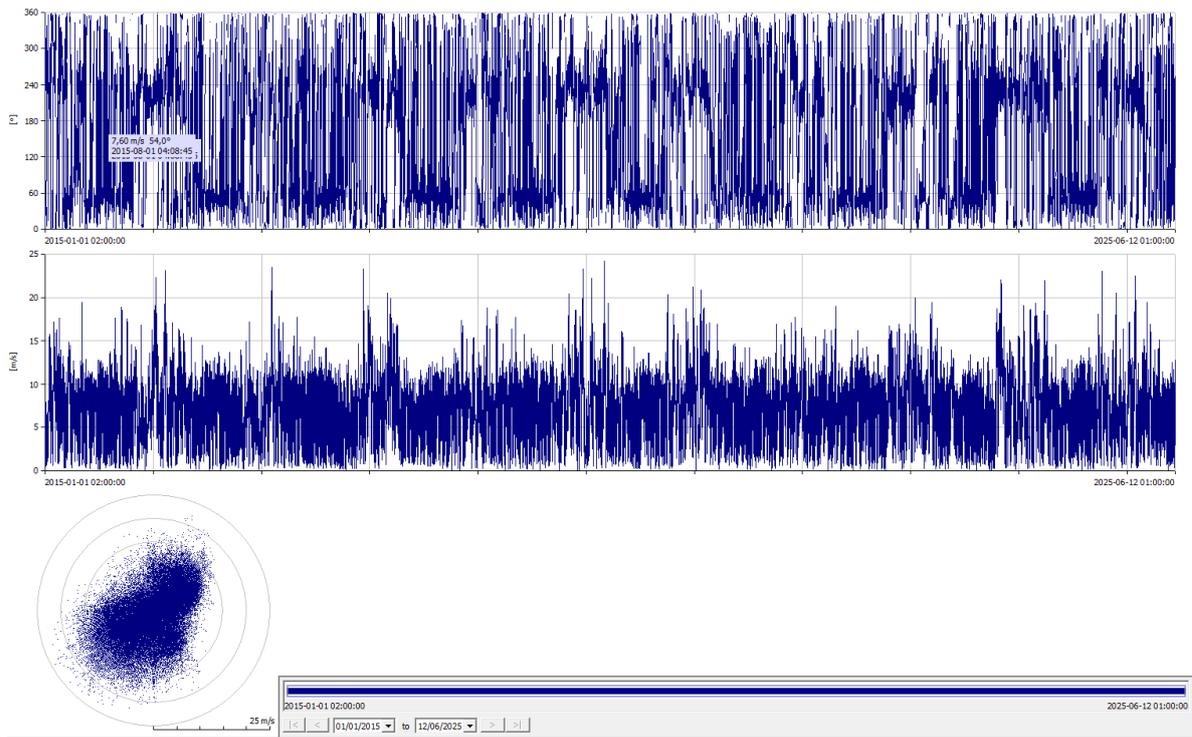


Fig. 79: Gráficas de WASP Climate Analyst 3.

Finalmente, en la Fig. 80 se encuentra el análisis de datos que va a utilizar WAsP, donde se encuentra para cada sector la rosa de vientos, la frecuencia, el parámetro de Weibull, velocidad media y densidad de potencia.

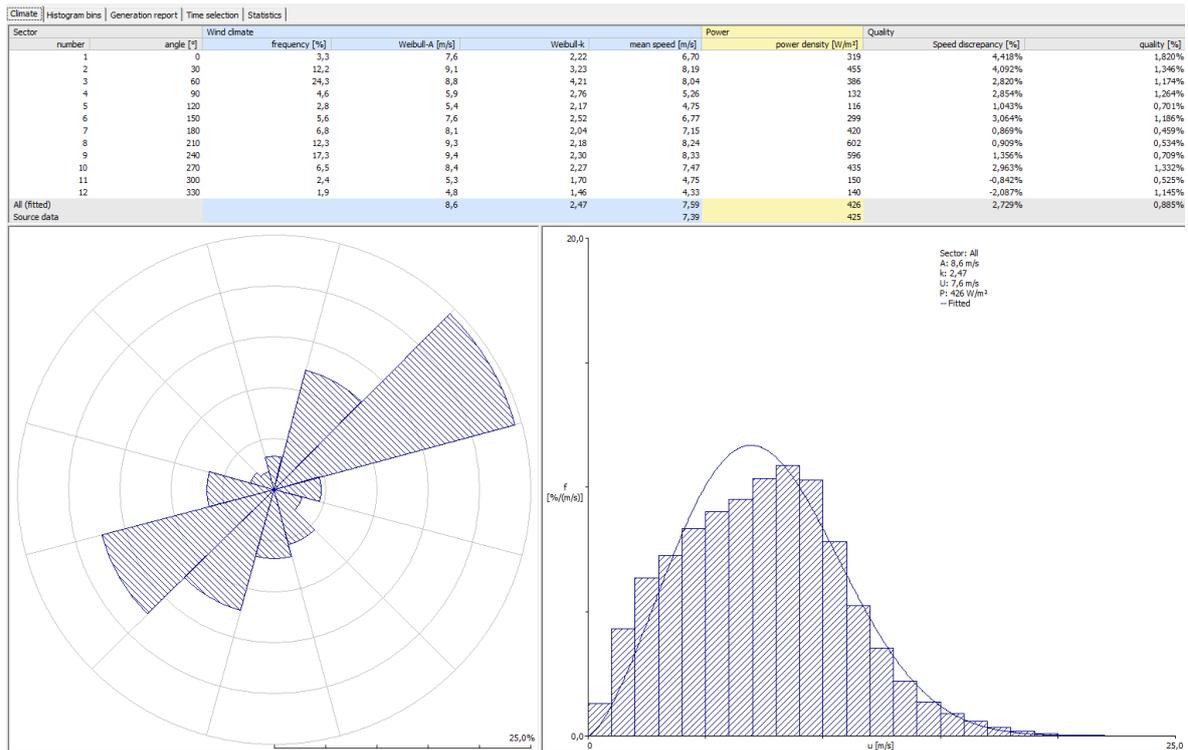


Fig. 80: Análisis final de WAsP Climate Analyst 3.

4.2.3 CÁLCULO DE LA DENSIDAD DEL AIRE

La densidad del aire no es un valor constante, sino que varía en función de la altitud, la presión atmosférica y la temperatura, factores que a su vez dependen de la hora del día, la estación del año y las condiciones meteorológicas locales. Para su estimación precisa, WAsP dispone de la herramienta Air Density Calculator, que permite introducir datos como la altitud y la temperatura media del emplazamiento. En base a estos valores, el software proporciona un valor de densidad ajustado a las condiciones reales del sitio.

Es necesario proporcionar al programa las coordenadas de los aerogeneradores:

Tabla 15: Coordenadas de los aerogeneradores zona 30T.

Aerogeneradores	X_{UTM} (m E)	Y_{UTM} (m N)
Aerogenerador 1	419385.06	4689015.87
Aerogenerador 2	419380.59	4688540.07
Aerogenerador 3	419662.47	4688131.03
Aerogenerador 4	419797.77	4687714.10
Aerogenerador 5	419946.60	4687283.77
Aerogenerador 6	420022.75	4686841.58
Aerogenerador 7	420246.21	4686428.68

El propio software incluye una herramienta específica para estimar la densidad del aire a partir de dos parámetros clave: la altitud del emplazamiento y la temperatura media. Este cálculo se basa en los mismos principios que la fórmula previamente mencionada.

Para ello, es necesario conocer la altitud a la que se encuentra cada aerogenerador respecto al nivel del mar. Dado que no todos los equipos se ubican a la misma elevación, es habitual que cada unidad se sitúe en puntos con diferencias de cota que deben considerarse en la simulación.

Tabla 16: Altitud de los aerogeneradores

Aerogeneradores	Altitud (m)
Aerogenerador 1	929
Aerogenerador 2	928
Aerogenerador 3	928
Aerogenerador 4	934
Aerogenerador 5	934
Aerogenerador 6	935
Aerogenerador 7	937

La altitud media es la siguiente:

$$Atitud\ media = \frac{929 + 928 + 928 + 934 + 934 + 935 + 937}{7} = 932,14\ m$$

Teniendo en cuenta que la altura de buje establecida es de 120 metros la altura media de buje es de $932,14 + 120 = 1052,14$ metros.

A modo de aproximación de la temperatura media del terreno según la Junta de Castilla y León, Burgos tiene una temperatura media de 12,2 °C con una altura sobre el nivel del mar de 856 metros [43]. Sin embargo, para obtener una mayor exactitud se va a utilizar la siguiente fórmula:

$$T(z_2) = T(z_1) - \frac{1^\circ\text{C}}{154\text{ m}} * (z_2 - z_1)$$

donde:

- $T(z_2)$ es la temperatura del emplazamiento a resolver
- $T(z_1)$ es la temperatura del lugar conocido
- $(z_2 - z_1)$ es la diferencia de altitud entre los dos puntos

$$T(z_2) = 12,2\text{ °C} - \frac{1^\circ\text{C}}{154\text{ m}} * (1052,14 - 856) = 10,927\text{ °C}$$

Con estos datos de entrada de altitud y temperatura se obtiene una densidad de aire de 1,097 kg/m³.

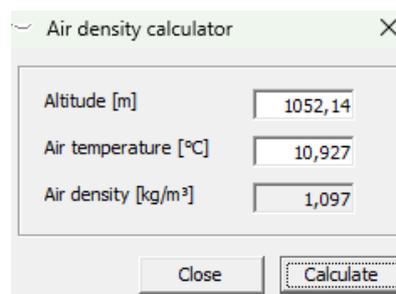


Fig. 81: Calculadora de densidad de aire de WASP.

4.2.4 CURVAS DE POTENCIA Y COEFICIENTES DE EMPUJE

A continuación, se realiza una comparativa técnica entre tres modelos de aerogeneradores, tomando como base la información suministrada por sus respectivos fabricantes. El objetivo es identificar cuál de ellos se adapta mejor a las condiciones específicas del emplazamiento del parque eólico. Para ello, se analizan parámetros esenciales como las curvas de potencia y los coeficientes de empuje, considerando la densidad del aire correspondiente al entorno de estudio.

Las curvas de potencia permiten establecer la relación entre la velocidad del viento y la energía eléctrica producida, mientras que los coeficientes de empuje proporcionan una medida del esfuerzo que el viento transmite a las palas, lo cual influye directamente en las cargas estructurales del aerogenerador. Para gestionar y simular estos datos, se emplea la herramienta WAsP Turbine Editor, que facilita la incorporación de características específicas de cada modelo, permitiendo una evaluación detallada del rendimiento de cada uno en distintas condiciones de viento. Este análisis resulta fundamental para optimizar tanto el diseño como la operación del futuro parque eólico.

Tabla 17: Modelos de aerogeneradores a comparar en WAsP.

Modelo	Potencia (MW)	Diámetro (m)	Altura de buje (m)
Nordex N163/6.X	6.8	163	120
Vestas V172-7.2	7,2	172	120
GE Vernova 6.0	6,03	164	120

El siguiente paso es introducir las tablas de las curvas de potencia de los diferentes modelos de aerogeneradores proporcionada por los fabricantes para la densidad calculada anteriormente y así el programa podrá representarlas en una gráfica. Será necesario interpolar entre dos densidades dadas por el fabricante y la que obtuvimos ($1,097 \text{ kg/m}^3$).

Nordex N163/6.X

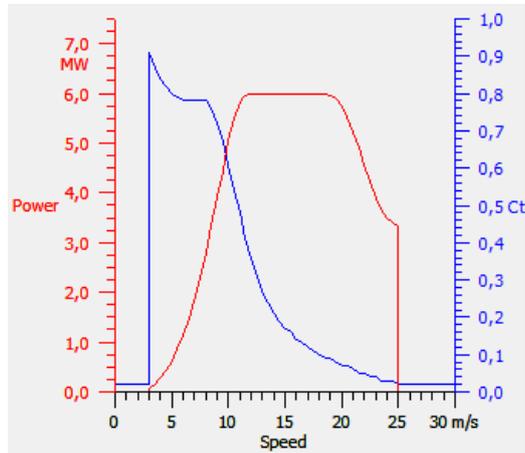


Fig. 82: Curva de potencia y coeficiente de empuje Nordex N163/6.X.

Vestas V172-7.2

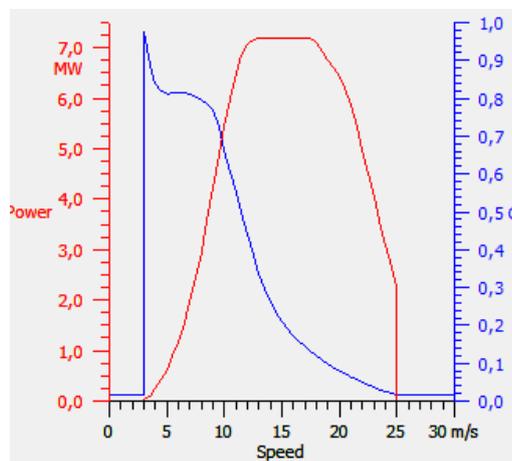


Fig. 83: Curva de potencia y coeficiente de empuje Vestas V172-7.2.

GE Vernova 6.0

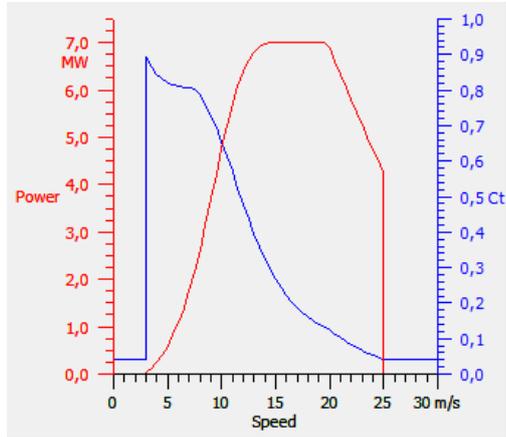


Fig. 84: Curva de potencia y coeficiente de empuje de GE Vernova 6.0.

4.2.5 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE WASP

Para la obtención de los resultados finales, se llevan a cabo tres simulaciones independientes, cada una correspondiente a un modelo distinto de aerogenerador. A través de la herramienta WASP, se obtiene una estimación tanto de la producción bruta como de la neta de energía para cada máquina, así como las pérdidas asociadas al efecto estela.

Cabe destacar que la energía neta calculada no representa directamente la energía entregada a la red, ya que es necesario considerar diversas pérdidas y eficiencias del sistema. En este análisis, se han tenido en cuenta unas pérdidas eléctricas del 3%, otras asociadas a operación y mantenimiento también del 3%, y un 5% adicional por desviaciones respecto a la curva de potencia ideal. En conjunto, esto determina el rendimiento global del sistema.

Una vez creado un nuevo espacio de trabajo en WASP, es fundamental introducir los distintos archivos del proyecto incluyendo la topografía, los datos del aerogenerador y la climatología del viento siguiendo el orden recomendado por los desarrolladores del software.

Tras cargar todos los elementos, puede observarse que la velocidad media del viento obtenida mediante Windographer no coincide con la calculada por WASP. En este caso, las velocidades medias son 7,39 m/s y 7,60 m/s, respectivamente. Debido a esta diferencia, es necesario aplicar un factor de corrección a los datos de viento para ajustar la simulación y mejorar la precisión de los resultados. Este factor se calcula a partir de la relación entre ambas velocidades medias.

Ecuación 3: Calibración de la velocidad del viento.

$$Fc = \frac{V_2 - V_1}{V_2} * 100$$

donde:

- V1 es la velocidad de Windographer
- V2 es la velocidad de WASP

El factor que aplicar será de:

$$F_c = \frac{7,60 - 7,39}{7,60} * 100 = 2,76 \%$$

Por tanto, quedaría un análisis como se muestra en la Fig. 85.

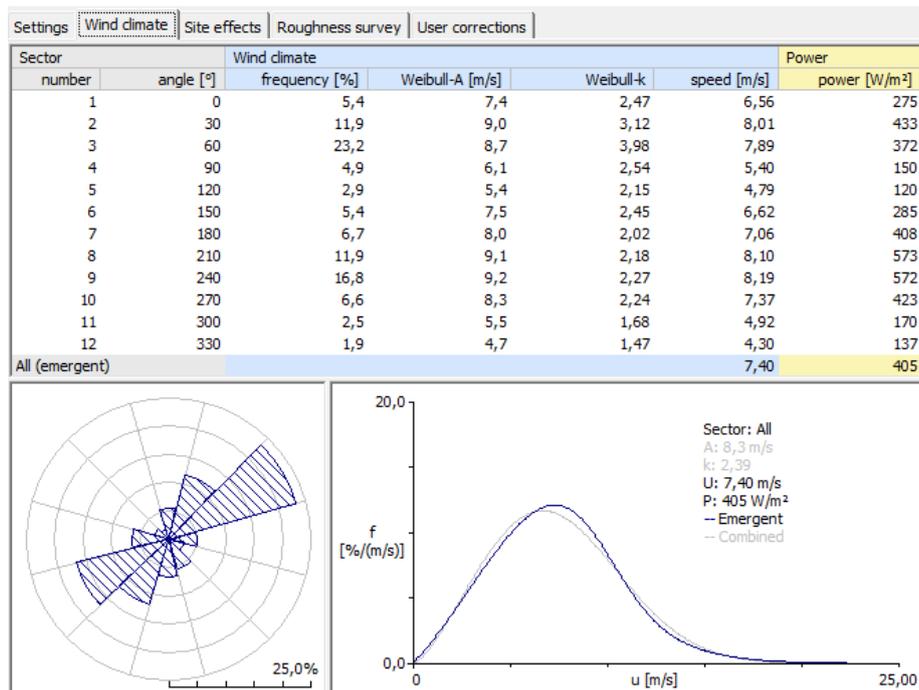


Fig. 85: Simulación calibrada de WAsP.

Una vez realizada esta calibración se dispone a hacer la comparación entre los diferentes modelos. La producción bruta es la máxima cantidad de energía que produciría el parque eólico si los aerogeneradores estuvieran suficientemente distanciados para que no hubiera pérdidas por defecto estela. Unas pérdidas menores al 5 % reflejan que el diseño del parque eólico es bueno.

Nordex N163/6.X

Tabla 18: Estadísticas de la simulación WAsP con Nordex N163/6.X.

Producción bruta (GWh)	155,537
Producción neta (GWh)	150,753
Pérdidas por efecto estela (%)	3,08

Vestas V172-7.2

Tabla 19: Estadísticas de la simulación WAsP con Vestas V172-7.2.

Producción bruta (GWh)	171,317
Producción neta (GWh)	165,151
Pérdidas por efecto estela (%)	3,6

GE Vernova 6.0

Tabla 20: Estadísticas de la simulación WAsP con GE Vernova 6.0.

Producción bruta (GWh)	154,315
Producción neta (GWh)	149,143
Pérdidas por efecto estela (%)	3,35

4.2.6 ENERGÍA ELÉCTRICA VERTIDA A LA RED ELÉCTRICA

Para estimar la energía eléctrica realmente vertida a la red, es necesario partir de la producción neta obtenida a partir de las simulaciones energéticas realizadas en WAsP. Aunque este valor ya contempla pérdidas como el efecto estela entre aerogeneradores, no equivale directamente a la energía entregada a red. Para obtener una estimación más realista, se deben aplicar factores de corrección adicionales que representen pérdidas eléctricas (3%), pérdidas por operación y mantenimiento (2%) y desviaciones respecto a la curva de potencia teórica (5%). Estas reducciones reflejan el comportamiento real del sistema en operación. Posteriormente, y con el fin de seleccionar el aerogenerador más adecuado, se compararán las horas equivalentes anuales resultantes de cada simulación. Este indicador permite evaluar el rendimiento relativo de cada máquina, normalizando la producción frente a su potencia nominal, lo cual resulta esencial dado que los modelos analizados tienen diferentes capacidades.

Ecuación 4: Rendimiento tras aplicarse las pérdidas.

$$\text{Rendimiento} = 0,97 * 0,98 * 0,95 = 90,31 \%$$

Este valor de rendimiento se multiplica por la producción neta y se obtiene la energía vertida a la red.

Ecuación 5: Horas equivalentes para aerogeneradores.

$$\text{Horas equivalentes (h)} = \frac{\text{Energía vertida a red (MWh)}}{\text{Potencia instalada (MW)}}$$

Ecuación 6: Factor de capacidad para aerogeneradores.

$$\text{Factor de capacidad (\%)} = \frac{\text{Horas equivalentes}}{8760 \text{ h}} * 100$$

Nordex N163/6.X

Tabla 21: Análisis WAsP para aerogenerador Nordex N163/6.X a 120 metros.

Aerogenerador	Coordendas UTM [m]	Energía bruta [MWh]	Energía neta [MWh]	Rendimiento [%]
1	(419385,1, 4689016,0)	20500,40	19732,48	96,25
2	(419380,6, 4688540,0)	20860,14	20025,55	96
3	(419662,5, 4688131,0)	22510,45	21719,70	96,49
4	(419797,8, 4687714,0)	22532,19	21693,39	96,28
5	(419946,6, 4687284,0)	23053,99	22323,32	96,83
6	(420022,8, 4686842,0)	23003,62	22331,11	97,08
7	(420246,2, 4686429,0)	23075,79	22927,01	99,36
Total	-	155.536,59	150.752,58	96,92

Tabla 22: Resultados del análisis del aerogenerador Nordex N163/6.X a 120 metros.

Escenario Pérdidas	Rendimiento	
Eléctricas	3%	0,97
Indisponibilidad OyM	2%	0,98
Incumplimiento Cp	5%	0,95
Total		0,90
Energía Vertida a Red (MWh/año)	-	136.140,13
Horas equivalentes anuales (h)	-	2.860
Factor de capacidad (%)	-	32,65

Vestas V172-7.2

Tabla 23: Análisis WAsP para aerogenerador Vestas V172-7.2 a 120 metros.

Aerogenerador	Coordendas UTM [m]	Energía bruta [MWh]	Energía neta [MWh]	Rendimiento [%]
1	(419385,1, 4689016,0)	22487,72	21490,64	95,57
2	(419380,6, 4688540,0)	22897,32	21819,85	95,29
3	(419662,5, 4688131,0)	24801,78	23791,69	95,93
4	(419797,8, 4687714,0)	24826,59	23753,57	95,68
5	(419946,6, 4687284,0)	25445,68	24499,47	96,28
6	(420022,8, 4686842,0)	25386,32	24517,66	96,58
7	(420246,2, 4686429,0)	25471,81	25278,22	99,24
Total	-	171.317,20	165.151,08	96,4

Tabla 24: Resultados del análisis del aerogenerador Vestas V172-7.2 a 120 metros.

Escenario Pérdidas		Rendimiento
Eléctricas	3%	0,97
Indisponibilidad OyM	2%	0,98
Incumplimiento Cp	5%	0,95
Total		0,90
Energía Vertida a Red (MWh/año)		149.142,99
Horas equivalentes anuales (h)		2.959
Factor de capacidad (%)		33,78

GE Vernova 6.0

Tabla 25: Análisis WAsP para aerogenerador GE Vernova 6.0 a 120 metros.

Aerogenerador	Coordendas UTM [m]	Energía bruta [MWh]	Energía neta [MWh]	Rendimiento [%]
1	(419385,1, 4689016,0)	20222,31	19383,89	95,85
2	(419380,6, 4688540,0)	20619,50	19715,43	95,62
3	(419662,5, 4688131,0)	22334,32	21488,19	96,21
4	(419797,8, 4687714,0)	22356,42	21461,14	96
5	(419946,6, 4687284,0)	22938,55	22140,74	96,52
6	(420022,8, 4686842,0)	22883,63	22153,40	96,81
7	(420246,2, 4686429,0)	22960,25	22800,34	99,3
Total	-	154.314,97	149.143,13	96,65

Tabla 26: Resultados del análisis del aerogenerador GE Vernova 6.0 a 120 metros.

Escenario Pérdidas	Rendimiento	
Eléctricas	3%	0,97
Indisponibilidad OyM	2%	0,98
Incumplimiento Cp	5%	0,95
Total		0,90
Energía Vertida a Red (MWh/año)		134.686,68
Horas equivalentes anuales (h)		3.191
Factor de capacidad (%)		36,43

4.2.7 RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL ANÁLISIS Y SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

A modo de resumen se pueden observar los resultados en la Tabla 27, los cuales dan a concluir que el aerogenerador **GE Vernova 6.0 Cypress 164** constituye la opción óptima, al presentar el mayor rendimiento específico del conjunto (3.190,87 h y 36,43 % de factor de capacidad), lo que, a igualdad de CAPEX y OPEX, se traduce previsiblemente en un menor coste de la energía. Vestas alcanza la mayor producción anual absoluta (149.142,99 MWh/año), pero su rotor de 172 m implica mayores exigencias de logística que pueden penalizar el diseño del parque. Nordex (163 m) queda por detrás en horas equivalentes (2.860,09 h) y factor de capacidad (32,65 %). En un emplazamiento con velocidades medias del orden de 7,36-7,60 m/s, el rotor intermedio de Vernova (164 m) ofrece un equilibrio adecuado entre captación y condicionantes de implantación.

Tabla 27: Comparativa entre los diferentes aerogeneradores.

	Nordex	Vestas	Vernova
Energía Vertida a Red (MWh/año)	136.140,13	149.142,99	134.686,68
Horas equivalentes anuales (h)	2.860,09	2.959,19	3.190,87
Factor de capacidad (%)	32,65	33,78	36,43

Tabla 28: Resumen de producción de cada aerogenerador.

Aerogenerador	Producción bruta [GWh]	Producción neta [GWh]	Pérdidas por efecto estela [%]	Índice de RIX [%]
1	20,22	19,38	4,15	1,2
2	20,62	19,72	4,38	1,1
3	22,33	21,49	3,79	1,3
4	22,36	21,46	4	1,2
5	22,94	22,14	3,48	1,7
6	22,88	22,15	3,19	1,5
7	22,96	22,80	0,7	1,7

En la Tabla 28 se expone un dato llamado índice de RIX (Ruggedness Index), es un indicador objetivo de complejidad orográfica. Se define como la fracción (en %) del terreno alrededor de un punto cuya pendiente supera un umbral crítico, típicamente 0,3 (30 %). En WAsP se calcula por sectores de dirección y un $RIX \approx 0$ indica terreno suave; valores > 0 señalan zonas con pendientes significativas donde puede haber separación de flujo y aumentar el error de los modelos lineales [44].

Cuando el índice RIX es prácticamente nulo, las laderas del entorno no alcanzan el umbral de 0,3 y el flujo de viento tiende a mantenerse pegado al relieve. En cambio, $RIX > 0$ implica que en alguna porción del área las pendientes superan 0.3, lo que incrementa la probabilidad de separación del flujo en ciertos sectores [44].

A modo de interés, en la Fig. 86 se muestra un mapa de isoventas donde se muestra la velocidad del viento en un área determinada cercana a nuestro emplazamiento. Esto sirve por si se quisiera ampliar el parque eólico con más aerogeneradores elegir la zona con mayor velocidad de viento. Evidentemente esto se llevaría a cabo siempre que se cumpla con las restricciones de impacto medioambiental y urbanístico.

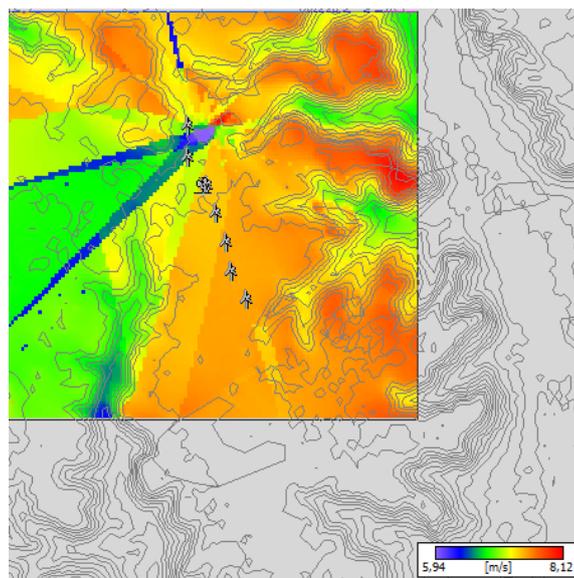


Fig. 86: Mapa de isoventas a 120 metros de altura.

Capítulo 5. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Este capítulo aborda el diseño de la instalación eléctrica del parque eólico situado en las proximidades de Hornillos del Camino (Burgos), integrado por siete aerogeneradores de 6 MW cada uno, con una potencia instalada total de 42 MW. Partiendo de los resultados de la simulación energética y de la estimación de energía vertida a red, se define la arquitectura de evacuación y los equipos principales del sistema. La energía generada en baja tensión (≈ 690 V) en la góndola se conduce mediante cableado interno hasta la base de cada torre, donde se ubican el transformador elevador y las celdas de media tensión. A continuación, una red colectora subterránea en media tensión conecta los aerogeneradores con la subestación del parque, en la que se realiza el elevamiento MT/AT, la medida y la interconexión con la red eléctrica. Asimismo, se implementa un sistema de comunicaciones por fibra óptica para el control, supervisión y telemando (SCADA) de las unidades. En las secciones siguientes se detallarán los criterios de selección y dimensionamiento de los cables de MT y AT, los transformadores requeridos, el esquema de la subestación y el centro de control, considerando las pérdidas eléctricas y la operatividad del conjunto.

5.1 SISTEMA DE BT/MT

En el aerogenerador seleccionado, la generación se realiza en baja tensión (~ 690 V, 50 Hz) y se eleva a media tensión mediante un transformador elevador integrado en la turbina (uptower), de modo que la red colectora del parque opere a niveles de decenas de kV con menores pérdidas en los tramos subterráneos. Dentro de la plataforma Cypress de 6 MW, el modelo 6.0-164 está concebido para operación en 50 Hz y su documentación de interconexión especifica el uso de un transformador elevador de tres devanados que enlaza los circuitos a 690 V y ≈ 6 kV con la MT del colector. En este proyecto se adopta 30 kV como tensión de la red colectora para reducir la corriente y, por tanto, las pérdidas por efecto Joule y la sección de cable, asumiendo el ligero sobre coste de equipos respecto a alternativas de 20 kV.

Tabla 29: Características del transformador Vernova Cypress 164.

Transformador Cypress 164	
Frecuencia [Hz]	50
Tipo de conexión	Dyn11yn11
Disposición	3 fases
Nivel de tensión en primario [KV]	0,69
Nivel de tensión en secundario [kV]	6
Nivel de tensión en terciario [kV]	30

5.1.1 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

A la salida del transformador de cada aerogenerador se dispone la paramenta de media tensión (MT), responsable de la maniobra, protección y control de la red colectora aguas abajo. Su especificación debe garantizar tanto la corriente nominal del circuito como la capacidad de soporte frente a cortocircuitos prevista para el emplazamiento. El dimensionamiento de los conductores y parámetros eléctricos de MT se desarrolla en el Anexo de Cálculos Eléctricos.

En función de la posición del aerogenerador dentro del colector (inicio de ramal o tramo intermedio), se emplean dos configuraciones tipo:

- Tipo 1: Arranque de ramal (0L + 1V): incluye celda de salida/remonte y celda de protección con interruptor automático; no requiere celda de línea de entrada al no existir alimentación aguas arriba.
- Tipo 2: Posición intermedia (0L + 1L + 1V): agrupa celda de salida, celda de entrada de línea y celda de protección para permitir el paso de la energía hacia el siguiente tramo, con seccionamiento y selectividad adecuados.

(0L: celda de línea sin entrada; 1L: celda de línea de entrada; 1V: celda de protección con interruptor).

Como se ha mencionado anteriormente, las celdas de MT deben soportar la intensidad nominal, 384,9 A en el caso del circuito 1, se estudiará de la misma forma para el circuito 2 y 3, ya que este valor es el más restrictivo y también deberá de soportar la corriente de cortocircuito calculada en el Anexo III. En este proyecto se ha decidido seguir la siguiente distribución de circuitos:

Tabla 30: Distribución y configuración de celda por aerogenerador.

	Aerogenerador	Configuración
Circuito 1	1	0L + 1V
	2	0L + 1L + 1V
	3	0L + 1V + 1V
Circuito 2	4	0L + 1L + 1V
	5	0L + 1V
Circuito 3	6	0L + 1L + 1V
	7	0L + 1V

La colectora trabaja a 30 kV, así que una celda clase 36 kV con interruptor en vacío extraíble (HVX) nos da margen dieléctrico, seguridad y facilidad de mantenimiento. La gama PIX 36 admite corrientes nominales ≥ 1250 A y poder de corte ≥ 25 kA, muy por encima de los 7,2 kA calculados en el Anexo III, con opciones superiores si hiciera falta. Por eso se ha elegido el siguiente modelo comercial que se muestra en la Tabla 31. La ficha técnica se muestra en el Anexo IV.

Tabla 31: Características celda media tensión seleccionada [45].

Característica	Especificación recomendada
Fabricante / modelo	Schneider Electric PIX 36 (AIS, VCB HVX extraíble)
Tensión asignada (Ur)	36 kV
Frecuencia	50 Hz
Corriente nominal (Ir)	1250 A (opciones superiores hasta 2000-2500 A)
Poder de corte / corta duración	25 kA (rms), 1 s (opciones hasta 31,5 kA)
Dimensiones típicas	Ancho 1000 mm, profundidad 1700-3075 mm
Normas aplicables	IEC 62271-200 (celda), IEC 62271-100 (interruptor), IEC 62271-102 (secc. tierra)
Protecciones	Relé digital IEC 61850 (Sepam/MiCOM o equivalente) 50/51, 50N/51N, 67, etc.
Terminación de cables	Interfaces 18/30 kV aptas para Al 240/400 mm ² (terminaciones enchufables/empalmes)

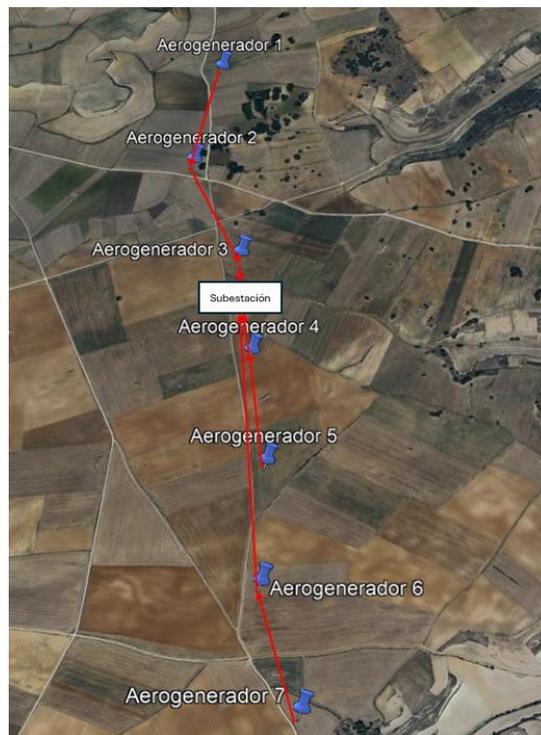


Fig. 87: Esquema de las líneas de conexión con los circuitos y la subestación.

5.1.2 DIMENSIONAMIENTO CONDUCTORES DE MEDIA TENSIÓN

Este apartado describe la solución de cableado de MT adoptada para la red colectora que evacúa la energía de los siete aerogeneradores (6 MW/unidad) hasta la SE y centro de control. Los cálculos detallados (corrientes por tramo, factores de corrección, caída de tensión y verificaciones en cortocircuito) se incluyen en el Anexo I, mientras que aquí se presentan los criterios de diseño y el resultado seleccionado.

El diseño se ha realizado conforme a ITC-LAT-06 e IEC/UNE-EN 60228, con tensión de servicio 18/30 kV. La red es enterrada y se ha fijado, como hipótesis de proyecto, enterramiento a 1,25 m y condiciones térmicas de suelo representativas de la zona (1,2 K·m/W). Se han considerado los tres pilares habituales: intensidad admisible en régimen permanente, caída de tensión y soportabilidad térmica en cortocircuito.

En cuanto a material y aislamiento, se opta por aluminio con aislamiento HEPR, pantalla de Cu y cubierta PE-HD apta para enterramiento directo con bloqueo longitudinal de agua (2OL). Esta elección prioriza flexibilidad de tendido y optimización de CAPEX, manteniendo pérdidas dieléctricas y prestaciones dentro de los márgenes de diseño. El fabricante seleccionado es Top Cable (HEPRZ1 2OL 18/30 kV) [46]. En la Fig. 88 se muestra el cable seleccionado y en la Tabla 32 sus especificaciones. La ficha técnica se muestra en el Anexo V.



Fig. 88: Capas que componen el conductor [47].

Tabla 32: Especificaciones del conductor X-VOLT-HEPRZ1 [47].

Parámetro	Especificación
<i>Modelo</i>	X-VOLT® HEPRZ1 Al – Media Tensión
<i>Tensión asignada</i>	18/30 (36) kV (también disponible 12/20 kV)
<i>Normas de referencia</i>	UNE-EN/IEC 60228; UNE-EN/IEC 60502-2; HD 620-1
<i>Conductor</i>	Aluminio clase 2 (cordón)
<i>Pantalla semiconductor interna</i>	Material semiconductor termoestable
<i>Aislamiento</i>	HEPR tipo DIH-2, triple extrusión
<i>Pantalla semiconductor externa</i>	Material semiconductor termoestable
<i>Pantalla metálica</i>	Corona de hilos de Cu + con traspira de Cu, sección mínima 16 mm ²
<i>Separador</i>	Cinta de poliéster
<i>Cubierta exterior</i>	Polioléfina tipo DMZ1 (HD 620-1), color rojo
<i>Temperatura máx. del conductor</i>	105 °C (servicio continuo)
<i>Temperatura máx. en cortocircuito</i>	250 °C (≤ 5 s)
<i>Temperatura mín. de servicio</i>	-30 °C
<i>Reacción al fuego (CPR)</i>	Fca (EN 50575)
<i>Halógenos / gases</i>	Libre de halógenos (UNE-EN 60754-1 / IEC 60754-1); baja emisión de gases corrosivos (UNE-EN/IEC 60754-2)
<i>Radio mínimo de curvatura</i>	15 × diámetro exterior
<i>Resistencia UV</i>	UNE 211605
<i>Observaciones de proyecto</i>	Secciones empleadas: 1×240 y 1×400 mm ² ; accesorios 36 kV compatibles (empalmes y terminales)

Para simplificar la logística y la obra civil, se emplea una misma familia de cable con dos secciones: 1×400 mm² en los tramos con mayor corriente acumulada y 1×240 mm² en derivaciones/ramales con menor carga. Esta jerarquía cumple los límites de intensidad admisible tras aplicar los factores de corrección (temperatura de suelo, resistividad térmica, profundidad y posible agrupación/separación entre ternas), y permite mantener la caída de tensión total ≤ 1% hasta la SE.

Los resultados obtenidos del Anexo I son los siguientes, la intensidad máxima admisible del circuito 1 es de 432,47 A y para los circuitos 2 y 3 es de 288,31 A. En la Tabla 33, se confirma que la caída de tensión es menor al 1 %. Las pérdidas de potencia por efecto Joule se muestran en la Tabla 34, en total hay un 0,36 % de pérdidas con respecto a la potencia total del parque eólico.

Tabla 33: Resultados del criterio de caída de tensión para MT.

	Recorrido	L (m)	I (A)	Sección	Caída de tensión (V)
Circuito 1	G1 a G2	475,71	128,30	400	8,71
	G2 a G3	497,78	256,60	400	18,23
	G3 a SE	256,36	384,90	400	14,09
				TOTAL % C1	0,14%
Circuito 2	G5 a G4	456,59	128,30	240	13,94
	G4 a SE	229,02	256,60	240	13,98
				TOTAL % C2	0,09%
Circuito 3	G7 a G6	470,44	128,30	240	14,36
	G6 a SE	1106,12	256,60	240	67,53
				TOTAL % C3	0,27%

Tabla 34: Resultado pérdidas de potencia por efecto Joule.

	Recorrido	L (m)	I (A)	R (Ω /km)	Pérdidas (kW)
Circuito 1	G1 a G2	475,71	128,30	0,13	6,39
	G2 a G3	497,78	256,60	0,13	25,54
	G3 a SE	256,36	384,90	0,13	57,47
Circuito 2	G5 a G4	456,59	128,30	0,13	6,39
	G4 a SE	229,02	256,60	0,13	25,54
Circuito 3	G7 a G6	470,44	128,30	0,13	6,39
	G6 a SE	1106,12	256,60	0,13	25,54
				Total	153,24
					0,36%

5.1.3 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO MT

La función del interruptor automático es establecer e interrumpir corrientes de servicio y cortocircuito. En este caso debe soportar una corriente de 432,47 A para el caso más desfavorable, el cual es el circuito 1, calculada en el Anexo I y una corriente de cortocircuito de 7,2 kA calculada en el Anexo III. Para los aerogeneradores será suficiente con el mismo modelo de interruptor, pero de 400 A. Con estos datos se ha elegido el siguiente interruptor automático:

Tabla 35: Especificaciones interruptor automático MT/AT.

Característica	Especificación
Fabricante	Schneider Electric
Modelo de referencia	FLUVAC Vacuum Circuit Breaker
Tensión	30 kV
Ir (corriente nominal)	630 A
Capacidad cortocircuito	16 kA/25 kA, 1s

La ficha técnica del interruptor se muestra en el Anexo VI.

5.2 RED DE ALTA TENSION

La evacuación de la energía del parque de 42 MW se realiza a 66 kV hasta el punto de conexión con i-DE en la SET Villalbilla (Burgos). La tensión se eleva desde la colectora de 30 kV mediante un transformador 30/66 kV 50/63 MVA instalado en la subestación del parque. La línea de evacuación prevista tiene una longitud aproximada de 15,88 km y se proyecta aérea en AT, de acuerdo con la ITC-LAT-07 y el resto de las prescripciones de la reglamentación de líneas de alta tensión.

Características de la red de AT:

- Tensión nominal (U_n): 66 kV.
- Potencia activa evacuada: 42 MW; potencia aparente de diseño $\approx 44,2$ MVA ($\cos \varphi=0,95$).
- Intensidad nominal estimada: 370-390 A en la línea de 66 kV.
- Transformación: 30/66 kV, 50/63 MVA.
- Bahías AT (66 kV): línea de evacuación (interruptor, seccionadores y TI/TT), medida/servicios según pliego de i-DE.

5.2.1 DIMENSIONAMIENTO DE LOS CONDUCTORES

En el Anexo I se recogen los cálculos realizados para la selección del conductor de AT. La intensidad máxima admisible es de 408,23 A, teniendo en cuenta esto se ha escogido el conductor 147-AL1/34-STIA cuyas especificaciones se muestran en la Tabla 62. La caída de tensión resultante es del 3,43% y las pérdidas de potencia de 1,56 MW.

5.2.2 PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra del parque eólico tiene como finalidad proteger a las personas y a los equipos frente a faltas eléctricas y descargas atmosféricas, garantizando un camino de baja impedancia para las corrientes de defecto y limitando las tensiones de contacto y de paso a valores admisibles. Además, asegura la equipotencialidad entre masas metálicas (torre, góndola, transformador, celdas de MT, pantallas de los cables, estructuras auxiliares) y la correcta actuación de las protecciones.

La misma malla de tierras de la SE (15×20 m, retícula 5 m, 10 picas de 7 m) protege MT y AT. Se han verificado tensiones de paso y contacto conforme ITC-RAT-13 / IEEE 80, resultando niveles seguros con los criterios adoptados. Los cálculos justificativos de resistividad del terreno, resistencia de tierra, corrientes de defecto, y verificación de tensiones de contacto/paso se presentan en el Anexo II.

5.2.3 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Tiene como misión elevar la tensión de media a alta para así poder transportar la energía en largas distancias. La subestación integra celdas de llegada de MT, transformador elevador MT/AT, paramenta de AT y medida/telecontrol, con cubeto de retención y medidas ambientales. Las dimensiones finales y la distribución interior se ajustarán en planos, previendo espacio para ampliaciones y el cumplimiento de la normativa aplicable.

Tabla 36: Características principales de la subestación BT/MT.

Parámetro	Valor
Tensión nominal (U_n)	66 kV
Tensión más elevada (U_m)	72,5 kV
Potencia activa evacuada	42.0 MW
Factor de potencia (supuesto)	0.95
Potencia aparente estimada	44.21 MVA
Intensidad nominal estimada	387 A
Punto de conexión (PCC)	i-DE 66 kV SET Villalbilla (Burgos)
Línea de evacuación	15,88 km solución aérea (ITC-LAT-07)

El transformador de 30/66 kV elegido es el siguiente, estos transformadores suelen hacerse a medida por lo que no se tiene una ficha técnica como tal hasta el momento de solicitarlo.

Tabla 37: Características transformador MT/AT Hitachi Energy [48].

Característica	Especificación recomendada
Fabricante	Hitachi Energy
Familia / Tipo	Power Transformer (aceite, exterior)
Potencia nominal	50/63 MVA (ONAN/ONAF)
Tensiones (HV / LV)	30 kV / 66 kV
Frecuencia	50 Hz
Impedancia de c.c. (uk)	12 % (objetivo, a confirmar en oferta)
Refrigeración	ONAN/ONAF con radiadores
Aislamiento lado 66 kV	Um 72,5 kV, LIWL (impulso) ≥ 325 kVp
Aislamiento lado 30 kV	Um 36 kV, LIWL (impulso) ≥ 170 kVp
Elevación térmica devanados	≤ 65 K (IEC 60076)

5.2.4 EQUIPOS DE AT EN LA SUBESTACIÓN

En este apartado se recogen los equipos necesarios para el sistema de AT, estos son el seccionador, interruptor y transformador de tensión y de intensidad. La puesta a tierra se ha definido anteriormente.

5.2.4.1 Seccionador AT

Equipo para aislamiento en vacío (sin carga), permite bloqueo y señalización del estado y suele integrar seccionador de puesta a tierra asociado para trabajos. El seccionador debe de estar por cada lado del interruptor de la línea de 66 kV y cubrir la corriente nominal de aproximadamente 400 A y Um de 72,5 kV. Las especificaciones se muestran en la Tabla 38 y la ficha técnica en el Anexo VII.

Tabla 38: Características del seccionador AT [49].

Característica	Especificación
Equipo	Seccionador AT 72,5 kV (exterior)
Modelo de referencia	Siemens Energy 3DN1 Center Break Disconnecter
Tensión	72,5 kV
Ir (corriente nominal)	2500 A

5.2.4.2 Interruptor automático AT

En este caso tenemos valores parecidos que los de MT. El interruptor debe soportar una intensidad de 424 A calculada en el Anexo I y una intensidad de cortocircuito de 8,75 kA, calculada en el Anexo III, sin embargo, la tensión nominal no es suficiente por lo que se ha elegido el siguiente interruptor (ficha técnica en el Anexo VIII):

Tabla 39: Características del interruptor automático de AT.

Característica	Especificación
Fabricante	Hitachi Energy
Modelo de referencia	Live Tank Circuit Breaker LTB
Tensión	72,5 kV
Ir (corriente nominal)	630-3150 A
Capacidad cortocircuito	40 kA, 3s

5.2.4.3 Transformadores de medida (TT y TC)

Los transformadores de tensión (TT) y de corriente (TC) adaptan los niveles de tensión y corriente de la red de 66 kV a valores normalizados aptos para medida y protección, garantizando aislamiento, exactitud y seguridad. Fichas técnicas de los transformadores TT y TC en Anexo IX y Anexo X respectivamente.

Tabla 40: Especificaciones del transformador de tensión de AT [50].

Parámetro	Especificación recomendada
Fabricante / familia	Hitachi Energy TVI (inductivo, encapsulado)
Nivel de tensión (Um)	72,5 kV (para red de 66 kV)
Frecuencia	50 Hz
Relación primaria / secundaria	66 kV/ $\sqrt{3}$: 100 V/ $\sqrt{3}$ (opción 115 V/ $\sqrt{3}$)
Número de secundarios	2 (medida + protección; opcional 3º para contadores/telemida)
Clase de exactitud (medida)	0,5 (o 0,2 si se exige mayor precisión)
Carga nominal por secundario (VA)	50–100 VA (ajustar según relé/contador y cableado)
Factor de tensión (FV)	1,2 continuo. 1,9 por 30 s (sistema con neutro puesto a tierra)
Tipo de aislamiento	SF6 / aceite (según versión TVI)

Tabla 41: Especificaciones del transformador de corriente de AT [51].

Parámetro	Especificación recomendada
Fabricante / familia	Hitachi Energy IMB (hairpin, exterior)
Nivel de tensión (Um)	72,5 kV (para red de 66 kV)
Frecuencia	50 Hz
Relación primaria / secundaria (opción A)	600/1 A (I_{nom} 387 A \rightarrow 0,645 A a plena carga)
Relación primaria / secundaria (opción B)	800/1 A (I_{nom} 387 A \rightarrow 0,484 A a plena carga)
Secundarios disponibles	2 (uno de medida y otro de protección)
Clase de exactitud (medida)	0,5 carga 10 VA
Clase / ALF (protección)	5P20 carga 15 VA (ALF \approx 20)
Corriente térmica de corta duración I_{th} (1 s)	$\geq 31,5$ kA (alineado con clase del interruptor)
Corriente dinámica I_{dyn} (cresta)	$\geq 2,5 \times I_{th}$ (78 kA)
Aislamiento y relleno	Aceite o SF6 según versión IMB

5.3 FIBRA ÓPTICA

La red de comunicaciones del parque eólico enlazará los 7 aerogeneradores con el edificio de control mediante fibra óptica monomodo OS2 (ITU-T G.652.D/G.657.A1), en topología de anillo redundante con derivación a cada torre para el sistema SCADA, protecciones y servicios [52]. Se adopta fibra monomodo por su baja atenuación y gran alcance (1–10 GbE sin repetidores), inmunidad electromagnética y compatibilidad con transceptores estándar SFP 1310 nm. El cable se tenderá enterrado en la misma zanja que la MT, dentro de tubo corrugado independiente situado por encima de la terna, con cama de arena, placa de protección y cinta de señalización. En cada aerogenerador se montará una caja estanca de empalmes que enlaza el anillo de fibra y extrae la acometida al cuadro de comunicaciones. La ODF y el núcleo de la red (equipos centrales) se concentrarán en la subestación.

5.4 PARARRAYOS

Un pararrayos es un dispositivo que protege la subestación frente a sobretensiones (rayos o maniobras). En servicio normal se comporta como un aislante, con impedancia muy alta para que no haya fugas a tierra. Cuando aparece una sobretensión por encima de su umbral, su impedancia cae de forma brusca y el equipo se vuelve conductor, derivando la corriente a tierra y limitando la tensión que llega a los equipos. Una vez pasado el impulso, recupera su estado aislante. Por eso se instalan a la entrada de las líneas y junto a los bornes de transformadores y equipos críticos de la subestación.

Capítulo 6. OBRA CIVIL

Este capítulo presenta los criterios de diseño, el alcance de trabajos y las soluciones constructivas adoptadas, remitiendo los detalles de dimensionamiento, mediciones y planos al Anexo correspondiente. El enfoque prioriza la integración en el terreno, la seguridad operativa y la optimización de costes, minimizando movimientos de tierra y afecciones ambientales. Se consideran las condiciones geotécnicas locales y la logística asociada a equipos de gran envergadura (torres y palas), así como la coordinación con los requerimientos eléctricos (trazado de colectores a 30 kV, accesos para tendido y maniobra).

Alcance principal de la obra civil:

- Accesos y viales interiores: trazado, firmes y drenaje para transporte pesado y mantenimiento.
- Plataformas de montaje y zonas de acopio: dimensionadas para grúas principales y auxiliares.
- Cimentaciones de aerogeneradores: tipología, excavación, hormigonado y gestión de tierras.
- Zanjas y canalizaciones: red de MT, comunicaciones/SCADA y puesta a tierra, con cruces singulares.
- Subestación eléctrica (SE) y edificio/centro de control: urbanización, cerramientos y drenaje.
- Drenaje superficial y control de erosión: cunetas y medidas provisionales de obra.
- Medidas ambientales y de seguridad: balizamiento, gestión de préstamos/vertederos y reposición de servicios.

6.1 SITUACIÓN GENERAL DEL EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento se encuentra cerca de Burgos entre los municipios de Hornillos del Camino y Castellanos de Castro. Las distancias del parque a estos municipios son de 3,3 km y 4,3 km respectivamente, el terreno se estudió anteriormente en apartado de selección de emplazamientos, concluyendo que es un terreno llano con suelo de mezcla arcillosa y caliza.

6.2 CAMINOS DE ACCESO

Los caminos de acceso o viales constituyen la infraestructura que posibilita el acceso al parque eólico y la circulación entre los aerogeneradores. Se distinguen dos tipologías: viales generales de acceso y viales interiores. Con objeto de optimizar costes y plazos, se prioriza el aprovechamiento de caminos existentes, que serán adecuados a las prescripciones geométricas y estructurales que se detallan en los apartados siguientes. Los viales generales de acceso son los que conectan la red viaria principal con el emplazamiento, garantizando el transporte seguro de componentes y el tránsito de maquinaria pesada.

En cuestión de geometría la plataforma útil es de 5 m, con 0,50 m de berma a cada lado y bombeo transversal del 2 % hacia los márgenes para favorecer el drenaje. La pendiente longitudinal máxima de trazado será del 10 % con soluciones de refuerzo de firme (base tratada con cemento u hormigón) se admitirán situaciones puntuales del 12-15 % debidamente justificadas. Para el giro se adoptan radios mínimos de curvatura de 35-50 m, ajustándose en puntos singulares al resultado del estudio de barrido. Constructivamente el acceso debe disponer una subbase granular de 0,25 m de espesor mínimo, compactada al 95 % Proctor Modificado, sobre la que se ejecuta una capa de rodadura de zahorra artificial de 0,25 m, compactada al 98 % Proctor Modificado.

A los principales viales generales se pueden acceder desde la carretera BU-406 para llegar a Hornillos del Camino y la BU-P-4041 para llegar desde Castellanos de Castro. Sin embargo, el acceso más sencillo es desde Hornillos del Camino. En la Fig. 89 se muestra de color celeste el vial general y de color verde el vial interior que es el que conectará a los aerogeneradores, subestación eléctrica y centro de control.

El vial interior necesitará de asfaltado e incremento de anchura en algunas zonas, por otra parte, el vial general también necesitará la revisión de algunas zonas en las que pueda verse disminuida la anchura de la vía. En la Tabla 42 se exponen más detalles de los viales.



Fig. 89: Vista de vial general e interior (Google Earth Pro).

Tabla 42: Características de los viales

	Vial general	Vial interior
<i>Longitud</i>	4,15 km	3,16 km
<i>Anchura mínima</i>	3,15 m	3,6
<i>Anchura máxima</i>	5 m	4
<i>Pendiente máxima positiva</i>	10,90%	5,80%
<i>Pendiente máxima negativa</i>	-4,70%	-8,40%

En la Fig. 90 se puede observar que el camino del vial general está muy trazado por el paso de vehículos. Sin embargo, en la Fig. 92 se aprecia que el vial interior necesita un proceso de asfaltado ya que el camino esta menos marcado y el transporte de maquinaria debe de estar asegurado en todo momento.



Fig. 90: Entorno del vial general (Google Earth Pro).

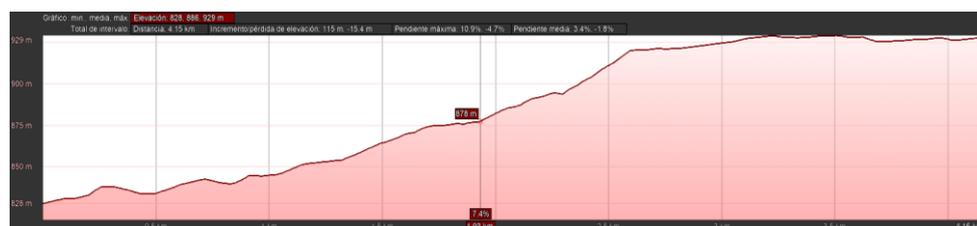


Fig. 91: Perfil de elevación del vial general (Google Earth Pro).



Fig. 92: Entorno del vial interior (Google Earth Pro).

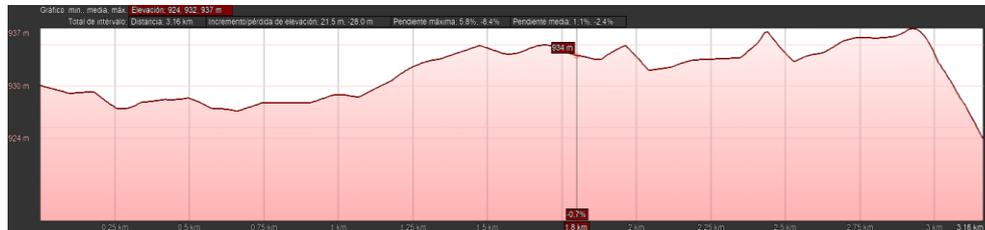


Fig. 93: Perfil de elevación del vial interior

6.3 CANALIZACIONES EN ZANJA

Las canalizaciones en zanja alojan los cables de media tensión (potencia), la fibra óptica (comunicaciones) y la puesta a tierra (continuidad equipotencial). Se diseñan priorizando la seguridad y el mantenimiento, la compatibilidad térmica del relleno, las separaciones entre servicios y la protección mecánica con señalización. En este caso las líneas de media tensión que van desde los aerogeneradores hasta la subestación eléctrica están enterradas a 1,25 metros de profundidad mediante zanjas, al igual que la fibra óptica.

Las longitudes y trazado se recogen en el Anexo XII, plano 4. La zanja tipo se ejecuta con 0,40 m de ancho para 1 terna, 0,60 m para 2 ternas, 0,80 m para 3 ternas y 1 m en el caso de 5 ternas. La profundidad es de 1,25 m desde rasante para todos los casos excepto para el de 5 ternas el cual es de 1,45 m ya que la separación vertical entre cables debe de ser de 0,2 m. Sobre el fondo se extiende una cama de arena fina de 0,10 m, y a continuación se tiende la terna de cables de MT. Estos se siguen recubriendo con arena fina otros 0,55 m por encima. En el estrato superior se coloca el cable de fibra óptica, que se separa mediante un relleno de arena arcillosa de 0,15 m antes de la plancha protectora de PVC, la cual señala la presencia de cables. Por encima de la plancha se completa el relleno con tierra compactada de la excavación unos 0,15 m, posteriormente se sitúa la cinta de señalización y cerrando finalmente la zanja hasta rasante, unos 30 cm en este caso. El conductor de puesta a tierra (P.A.T.) discurre en el lateral de la zanja, en contacto con el terreno.

6.4 EDIFICIO DE CONTROL Y SUBESTACIÓN

El edificio de control y la subestación constituyen el núcleo operativo del parque: concentran la maniobra, protección, medida y comunicaciones de la red colectora y el acoplamiento MT/AT hacia la red. El edificio se concibe en una sola planta, con integración arquitectónica en el entorno y altura útil cercana a 3 m, e incorpora los espacios funcionales habituales: sala de control/SCADA, sala de protecciones y comunicaciones, cuarto de baterías-UPS y servicios auxiliares, almacén de repuestos, vestuarios y aseos, sala de reuniones y sala de celdas de MT (o módulo interior de subestación). La urbanización asociada comprende plataforma y accesos, cerramiento, drenaje, canalizaciones y malla de puesta a tierra coordinada con el sistema de protección contra el rayo. El diseño prioriza la segregación funcional, la seguridad (detección y protección contra incendios, enclavamientos), la operabilidad (circulaciones, mantenimiento y repuestos) y la disponibilidad del sistema mediante servicios auxiliares redundantes y climatización/ventilaciones adecuadas.

6.5 CIMENTACIÓN Y PLATAFORMA DE MONTAJE

La cimentación es el elemento que transfiere al terreno las cargas estáticas y dinámicas del aerogenerador y garantiza su estabilidad a lo largo de la vida útil. Para máquinas del entorno de 6 MW la solución más habitual es una zapata circular de hormigón armado zapata circular de hormigón armado con un diámetro de alrededor de 23.5 metros, sobre la cual se construye un pedestal macizo también de hormigón armado de planta circular, con un diámetro de 6 metros [53]. Para más detalles véase el plano 5 del Anexo XII.

La plataforma de montaje es el área inmediata a la cimentación destinada al acopio, premontaje y operaciones de izado. Su geometría viene condicionada por el tipo de grúa principal y la separación de apoyos/estabilizadores. El diseño debe verificar la capacidad portante del terreno y los asentamientos admisibles, así como el drenaje y la seguridad en maniobras. Manuales y guías de referencia indican que la capacidad portante requerida suele estar en el orden de centenas de kPa (300 kPa como valor orientativo) y que las dimensiones finales dependen de la grúa seleccionada, por lo que se definen proyecto a proyecto.

Con esta base, en el proyecto se adopta primero la solución de cimentación ajustada a la geotecnia local y, a continuación, se dimensiona la plataforma de montaje compatible con la logística y la grúa elegida.

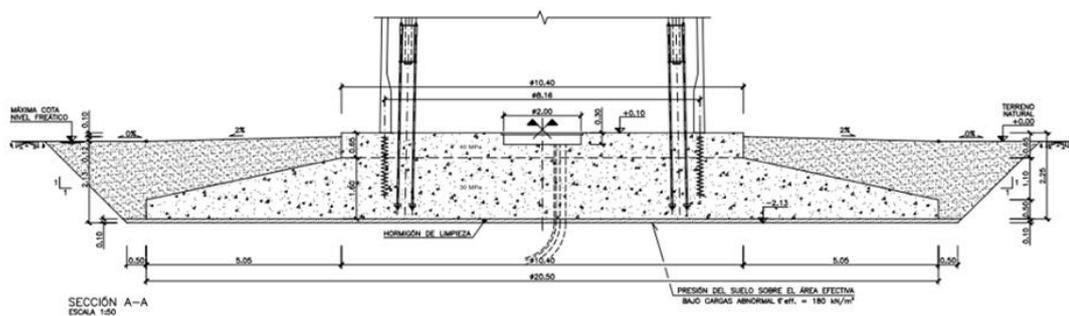


Fig. 94: Posible cimentación para un aerogenerador de 6 MW [54].

Capítulo 7. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

Área	Actividad	Mes 1		Mes 2				Mes 3				Mes 4				Mes 5				Mes 6				Mes 7				Mes 8				Mes 9				Mes 10				Mes 11				Mes 12					
		S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12	S13	S14	S15	S16	S17	S18	S19	S20	S21	S22	S23	S24	S25	S26	S27	S28	S29	S30	S31	S32	S33	S34	S35	S36	S37	S38	S39	S40	S41	S42	S43	S44	S45	S46	S47	S48
Ingeniería básica	Proyecto básico	1	1	1	1																																												
	EIA		1	1	1	1																																											
Ingeniería de desarrollo	Desarrollo de ingeniería					1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1																												
Ingeniería de detalle	Detalle obra civil					1	1	1	1	1	1																																						
	Detalle instalaciones eléctricas									1	1	1	1																																				
	Equipos subestación y centro seccionamiento (especificación)					1	1	1	1	1	1	1	1																																				
Gestión de compras	Compras obra civil									1	1	1	1	1	1	1	1																																
	Compras instalaciones eléctricas													1	1	1	1	1	1	1	1																												
	Compras equipos subestación/centro seccionamiento													1	1	1	1	1	1	1	1	1	1																										
Obra civil	Caminos													1	1	1	1	1	1	1	1	1	1																										
	Zanjas MT																	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1						
	Cimentaciones aerogeneradores																	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1								
	Cimentación y canalizaciones subestación																					1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1								
Instalaciones eléctricas	Línea AT 66 kV																	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1								
	Cables MT colectora																																																
	Cabinas MT y auxiliares																																																
	Equipos subestación/centro seccionamiento (montaje/ensayos)																																																
Aerogeneradores	Montaje aerogeneradores																	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1								
Puesta en marcha	Pruebas																																																
	Recepción provisional																																																

Capítulo 8. VIABILIDAD ECONÓMICA

Este capítulo evalúa la viabilidad económica del parque eólico mediante un modelo de flujos de caja que integra: ingresos por venta de energía (precio OMIE), inversión inicial (aerogeneradores, subestación 30/66 kV y línea de evacuación) y costes de O&M actualizados por inflación. Se incorporan los elementos regulatorios y fiscales (coeficiente de apuntamiento, IVPEE si aplica, Impuesto de Sociedades, amortización y NOF). Con la estructura financiera propuesta (deuda-equity) se calcula el WACC para descontar los flujos y se obtienen los indicadores VAN y TIR, complementados con un análisis de sensibilidad de las hipótesis clave. Hay que destacar que al no tener exactamente el presupuesto de los equipos y operaciones se van a estimar según proyectos de características parecidas y redondeando para obtener números enteros y fáciles de manejar.

8.1 DATOS TÉCNICOS Y ALCANCE

Para el estudio de la viabilidad económica de este proyecto se necesita establecer un horizonte de estudio y varios datos técnicos relevantes. Esta información se aprecia en la Tabla 43.

Tabla 43: Características técnicas y horizonte del proyecto.

Vida útil (años)	25
Potencia instalada (MW)	42
Energía inyectada a red (MWh/año)	134.686,68
Horas equivalentes (h)	3.190,87
Factor de capacidad (%)	36,43

8.2 TRAYECTORIA DEL PRECIO DE VENTA DE ENERGÍA

El parque iniciará operación en 2026 y venderá su energía al mercado diario español (sin PPA). Para anclar la senda de precios se toma un valor conservador pre-crisis del entorno de 46,00 €/MWh en euros de 2026, coherente con el pool 2015-2020 y excluyendo 2021-2023 por su atipicidad. Desde esa ancla se proyecta un crecimiento nominal del 1 % anual. Todo esto se puede observar en la Fig. 95.

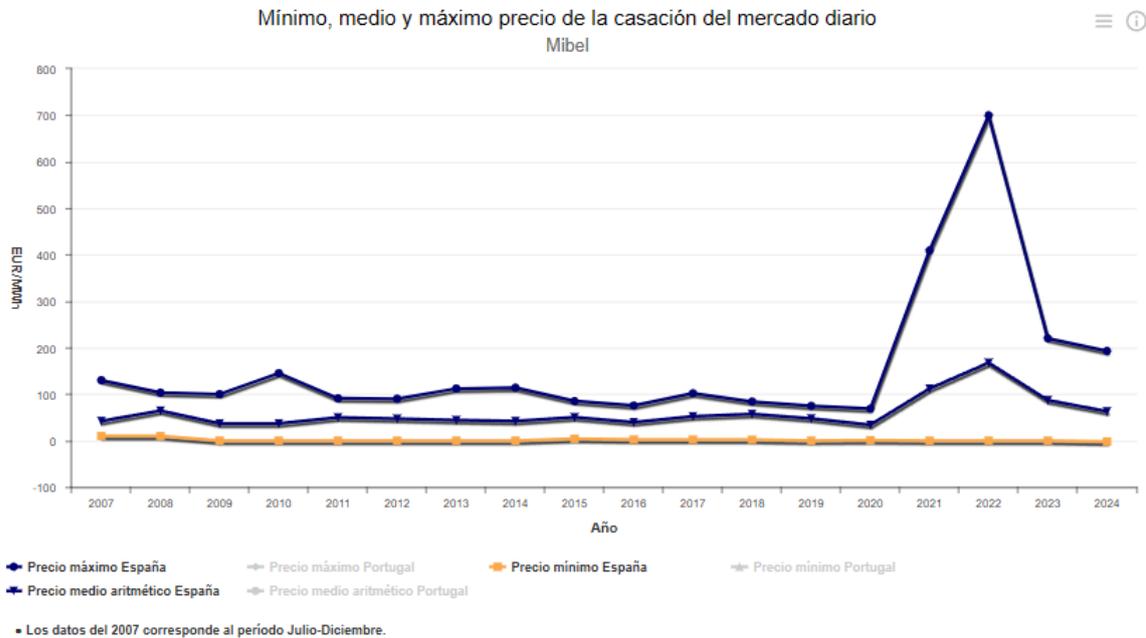


Fig. 95: Variación de los precios de la energía según el Mibel en España [55].

El horizonte de análisis es de 25 años por lo que el desglose de los precios de la energía estimados se muestra en la Tabla 44.

Tabla 44: Estimación de precios de venta de la energía.

Año	Tasa	Tarifa (€/MWh)	Año	Tasa	Tarifa (€/MWh)
2026	1%	46	2039	1%	52,35
2027	1%	46,46	2040	1%	52,88
2028	1%	46,92	2041	1%	53,4
2029	1%	47,39	2042	1%	53,94
2030	1%	47,87	2043	1%	54,48
2031	1%	48,35	2044	1%	55,02
2032	1%	48,83	2045	1%	55,57
2033	1%	49,32	2046	1%	56,13
2034	1%	49,81	2047	1%	56,69
2035	1%	50,31	2048	1%	57,26
2036	1%	50,81	2049	1%	57,83
2037	1%	51,32	2050	1%	58,41
2038	1%	51,83			

8.3 PRESUPUESTO DE INVERSIÓN Y ALCANCE DEL CAPEX

Los importes se expresan en euros de 2026, la interconexión comprende la línea 66 kV al PCC y la posición/derechos en subestación. Devex recoge permisos, licencias e ingeniería.

8.3.1 DETALLE DEL BOP

El BOP agrupa los trabajos y equipos necesarios distintos del aerogenerador. Incluye obra civil, red colectora 30 kV, SE 30/66 kV, protecciones/SCADA y torre de medición.

Tabla 45: Detalle del BOP.

Partida BOP	Importe (€)
Obra civil (cimentaciones, viales/plataformas, zanjas)	1.550.000
Infraestructura eléctrica interna 30 kV + SE 30/66 kV	4.750.000
Torre de medición y balizamiento	150.000
Total	6.450.000

8.3.2 DETALLE DE LA INTERCONEXIÓN

La interconexión incluye la línea de evacuación a 66 kV y la posición/derechos en el PCC.

Tabla 46: Detalle de la interconexión.

Partida Interconexión	Importe (€)
Línea de evacuación 66 kV (15.88 km)	1.600.000
Posición en PCC / derechos de conexión	300.000
Total	1.900.000

8.3.3 INVERSIÓN TOTAL

Tabla 47: Resumen de la inversión total.

Concepto	Importe (€)
Aerogeneradores (7 × GE Vernova Cypress 6.0-164)	35.000.000
BOP (obra civil + infraestructura interna + torre)	6.450.000
Interconexión eléctrica (línea 66 kV + PCC/derechos)	1.900.000
Devex (permisos, licencias, ingeniería y consultoría)	600.000
Total	43.950.000

8.4 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO OPEX

Este apartado recoge los gastos anuales necesarios para explotar el parque durante toda su vida útil. Se incluyen el mantenimiento de los aerogeneradores, la operación de la subestación y la línea de 66 kV, arrendamientos de terreno, seguros, SCADA/IT, gastos generales y tasas. Los gastos de operación se han estimado por bloques de coste y se presentan como promedios cada 5 años en euros nominales, excepto los costes de los aerogeneradores (ver Tabla 48), actualizados con IPC 2 % anual y redondeados para evitar falsa precisión. Los costes incluyen:

- **SE+Línea 66 kV:** operación de subestación, inspecciones reglamentarias, pruebas, reposición menor y patrullas de línea.
- **Arrendamientos:** cánones a propietarios por ocupación de aerogeneradores, viales y servidumbres.
- **Seguros:** pólizas de todo riesgo de construcción/operación, RC y pérdida de ingresos según mercado.
- **SCADA/IT:** comunicaciones FO, licencias, ciberseguridad y mantenimiento de hardware.
- **G&A:** administración, soporte externo y gastos comunes del SPV.
- **Tasas:** tributos locales y otros cargos recurrentes.

Tabla 48: Costes de operación y mantenimiento de los aerogeneradores.

Años de vida útil	€/aerogeneradores (7 WTG)
1 a 2	400.000
3 a 5	425.000
6 a 10	525.000
11 a 15	533.000
16 a 20	537.000
21 a 25	540.000

La Tabla 49 se expresa en €/año, promedio.

Tabla 49: Estimación del OPEX de los parámetros.

Periodo	Arrendamientos de terreno	Otros (SE+Línea 66 kV, seguros, SCADA/IT, G&A, Tasas)
2026-2030	83.265	416.323
2031-2035	91.931	459.654
2036-2040	101.499	507.496
2041-2045	112.063	560.316
2046-2050	123.727	618.634

El OPEX total 2026-2050 con un IPC del 2 % es de **1.124.981,75 €/año** de media.

8.5 CUENTA DE RESULTADOS Y FCF

En este apartado se calcula la cuenta de resultados y los flujos de caja del parque de 42 MW desde 2026 hasta 2050. Los importes están en euros nominales (IPC 2 %). Partimos del precio y la energía neta para obtener los ingresos, restamos IVPEE y OpEx, aplicamos amortización e Impuesto de Sociedades, y con ello obtenemos el FCF del proyecto.

La CNMC aplica, para cada tecnología, un coeficiente de apuntamiento que ajusta el precio medio del mercado al precio realmente capturado por las instalaciones según su perfil horario (mercados diario e intradiario). En las resoluciones de la CNMC se recoge para la tecnología eólica un coeficiente de 0,9386. Por tanto, en el modelo los ingresos de mercado se multiplican por ese factor (precio efectivo = precio OMIE × 0,9386) [56].

El Impuesto al Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) grava la generación al 7 % de los ingresos brutos de venta.

Las Necesidades Operativas de Fondos (NOF) es un fondo circulante para liquidaciones, garantías y cobros/pagos.

Los criterios para seguir son los siguientes:

- Horizonte: 25 años (2026–2050).
- Unidades: € nominales; IPC 2 % anual.
- Energía neta: 134.686,68 MWh/año.
- Coeficiente de apuntamiento 0,94.
- IVPEE: 7 % de los ingresos de explotación.
- NOF: 7 % de los ingresos; se usa Δ NOF anual y se libera en 2050.
- Amortización contable: lineal 17 años.
- Impuesto de Sociedades: 25 %.

En la Fig. 96 se muestra el estudio del Free Cash Flow del proyecto los 10 primeros años, el análisis completo se muestra en el Anexo XI.

Cuenta de Pérdidas y Ganancias (kEUR)	Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Ingresos de Explotación (Revenues)		6.195,6	6.257,5	6.319,5	6.382,8	6.447,5	6.512,1	6.576,8	6.642,7	6.708,7	6.776,1	6.843,4	6.843,4
- Costes de Explotación (COGS)		880,0	889,6	924,4	934,4	944,6	1.055,0	1.065,6	1.076,4	1.087,4	1.098,6	1.118,1	1.118,1
- Impuesto Generación (7% sobre ingresos)		433,69	438,03	442,36	446,80	451,32	455,85	460,37	464,99	469,61	474,33	479,04	479,04
- Amortización		2.585	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750
Beneficio antes de Interes e Impuesto (EBIT)		2.296,60	2.179,92	2.202,74	2.251,63	2.301,56	2.251,30	2.300,82	2.351,39	2.401,73	2.453,12	2.496,27	
Free Cash Flow (Flujos de Caja Libres) (kEUR)													
Beneficios antes de impuestos		2.296,6	2.179,9	2.202,7	2.251,6	2.301,6	2.251,3	2.300,8	2.351,4	2.401,7	2.453,1	2.496,3	
- Impuesto de Sociedades (-25%)		574,2	545,0	550,7	562,9	575,4	562,8	575,2	587,8	600,4	613,3	624,1	
+ Amortización		2.585	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	
- Inversión Imbolizado (Construcción y Desarrollo)	43.950												
- Inversión en NOF (7% ingresos)		433,7	438,0	442,4	446,8	451,3	455,8	460,4	465,0	469,6	474,3	479,0	
Free Cash Flow (FCF)		-43.950	3.874,1	3.946,9	3.959,7	3.991,9	4.024,9	3.982,6	4.015,2	4.048,5	4.081,7	4.115,5	4.143,2

Fig. 96: Free Cash Flow del proyecto.

8.6 INDICADORES FINANCIEROS

Los indicadores financieros son una herramienta clave para calcular la rentabilidad del proyecto y valorar si es viable ejecutarlo. En este apartado se calcula el coste promedio ponderado del capital (WACC), el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR), posteriormente también se muestra la rentabilidad para el accionista. Estos son los supuestos que afectan a los indicadores:

- Estructura financiera: 20 % equity / 80 % deuda.
- Coste de financiación de los accionistas (k_e): 9 % nominal.
- Coste de la deuda financiera (k_d): 6 % nominal
- Impuesto de Sociedades: 25 %
- Horizonte y precios/costes: 2026–2050, (IPC 2 %).

8.6.1 COSTE MEDIO PONDERADO (WACC)

El WACC es la tasa que pondera el coste del equity y el coste de la deuda según su peso en la estructura financiera, aplicando el efecto fiscal de los intereses. Se usa como tasa de descuento de los flujos del proyecto [57]. En este caso se ha obtenido un WACC del 5,40 %.

Ecuación 7: Coste medio ponderado WACC.

$$WACC = \frac{E * k_e + (1 - t) * D * k_d}{E + D}$$

donde:

- E es el valor de mercado (equity) aportado por los accionistas
- k_e es la rentabilidad exigida por los accionistas sobre su inversión
- k_d es el coste de la deuda antes de impuestos
- t es el tipo impositivo que afecta a los beneficios (25 %)
- D es el valor de mercado de la deuda utilizada para financiar el proyecto

8.6.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El VAN es el valor presente de los FCF (Free Cash Flow) del proyecto descontados a la tasa apropiada (WACC para proyecto y k_e para equity). Un VAN > 0 indica creación de valor respecto al coste de capital [58].

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=0}^{25} \frac{FC_t}{(1 + WACC)^t}$$

donde:

- I_0 es la inversión inicial
- FC_t es el flujo de caja de cada periodo

En este proyecto se ha obtenido un VAN de **11.672,16 k€** con una inflación del 2%, como se ha mencionado con anterioridad, al ser el valor positivo este proyecto se considera rentable económicamente.

8.6.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la rentabilidad anual compuesta implícita en una serie de flujos de caja. Es la tasa de descuento que hace que el VAN sea cero [59].

$$TIR = \sum_{t=0}^{25} \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

El TIR del proyecto es del **8,01 %** por lo que es mayor del 5,40 % del WACC lo que quiere decir que el proyecto es económicamente viable.

8.7 INDICADORES FINANCIEROS PARA EL ACCIONISTA

Aquí nos centramos en la rentabilidad del accionista. Aunque el activo es viable a nivel de proyecto, la inversión se financia con dos fuentes con objetivos distintos: deuda y equity. El socio exige una rentabilidad mínima del 9 %, por tanto, evaluamos los flujos de caja del accionista, que se obtienen a partir del FCF del proyecto después de intereses, amortización de deuda y comisiones, incluyendo las aportaciones iniciales de capital y la deuda desembolsada. Estos flujos se valoran con el coste del equity ($k_e = 9\%$) para calcular el VAN del accionista y la TIR del accionista, que son las métricas que determinan si la inversión compensa su coste de oportunidad. En la Fig. 97 se pueden ver los resultados del análisis financiero para el accionista los 10 primeros años. Como resultado se ha obtenido un VAN de 2.626,09 k€ y un TIR del 11,45 %.

Cálculo del VAN/TIR del Accionista		Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
DEUDA (kEUR)														
Préstamo Pendiente Amortizar		35.160												
Cuota Anual			4.178	4.054	3.930	3.806	3.681	3.557	3.433	3.309	3.185	3.061	2.937	
Amortización (cuota lineal) préstamo			2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068
Deuda Pendiente amortizar				33.092	31.024	28.955	26.887	24.819	22.751	20.682	18.614	16.546	14.478	
Intereses			2.109,6	1.985,5	1.861,4	1.737,3	1.613,2	1.489,1	1.365,0	1.240,9	1.116,8	992,8	868,7	
Flujo de Caja para la Deuda (kEUR)														
Préstamo		35.160												
Intereses			2.110	1.986	1.861	1.737	1.613	1.489	1.365	1.241	1.117	993	869	
Amortización préstamo			2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068
Ahorro Fiscal (tasa impositiva sobre intereses)			527	496	465	434	403	372	341	310	279	248	217	
Flujo de Caja para la Deuda (kEUR)		35.160	-3.650	-3.557	-3.464	-3.371	-3.278	-3.185	-3.092	-2.999	-2.906	-2.813	-2.720	
FCF														
FCF		-43.950	3.874	3.947	3.960	3.992	4.025	3.983	4.015	4.049	4.082	4.116	4.143	
Flujo de Caja de la Deuda		35.160	-3.650	-3.557	-3.464	-3.371	-3.278	-3.185	-3.092	-2.999	-2.906	-2.813	-2.720	
Cash Flow para el Accionista		-8.790	224	390	495	621	747	798	923	1.050	1.176	1.303	1.423	
VAN ACCIONISTA (kEUR) (tasa descuento ke)		2.626,09 €												
TIR ACCIONISTA (%)		11,45%												

Fig. 97: Cash Flow para el accionista.

Capítulo 9. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

El desarrollo de la energía eólica es una de las palancas más eficaces para descarbonizar el sistema eléctrico y avanzar en los Objetivos de Desarrollo Sostenible, especialmente el ODS 7 (energía asequible y no contaminante) y el ODS 13 (acción por el clima), además de contribuir a las metas nacionales del PNIEC 2021-2030. Con el dato de energía vertida a red del proyecto 134.687 MWh/año y sabiendo que según un estudio de 2023 el consumo per cápita de consumo eléctrico fue de 4700 kWh [60], el proyecto podría abastecer la demanda eléctrica de 28.656 personas. Además, sabiendo la energía vertida a red se obtiene los siguientes resultados en cuanto a emisiones evitadas:

Tabla 50: Emisiones evitadas por tecnología [61].

Emisiones evitadas			
Tecnología	CO2 (kg/MWh año)	NOx (kg/MWh año)	SOx (kg/MWh año)
CT Carbón	950	1,98	7,77
Turbina Gas	770	0,48	0,0028
CCGT	370	0,314	0,0018
	CO2 (t/año)	NOx (t/año)	SOx (t/año)
CT Carbón	127.953	266,68	1.046
Turbina Gas	101.015	64,65	0,38
CCGT	49.834	42,29	0,25

En este caso se ha usado la metodología de REE para el cálculo de las emisiones evitadas [62]. Para CT Carbón un 0,95 tCO₂/MWh, Turbina de gas 0,77 tCO₂/MWh, Ciclo combinado 0,37 tCO₂/MWh. Para NO_x y SO_x se ha estimado con los factores descritos en la Agencia Europea del Medio Ambiente [63], NO_x = 209 g/GJ y SO_x = 820 g/GJ para las centrales de carbón. Para turbina de gas NO_x = 48 g/GJ y SO_x = 0,281 g/GJ, en el caso de ciclo combinado al no tener datos exactos se ha estimado con los datos de turbina de gas, pero aplicando una mejor eficiencia, por lo que se usa menos combustible por MWh, NO_x = 31,4 g/GJ y SO_x = 0,18 g/GJ. En la Fig. 98 se puede observar las emisiones generadas de CO₂ por las diferentes tecnologías según REE, filtrando por fechas.

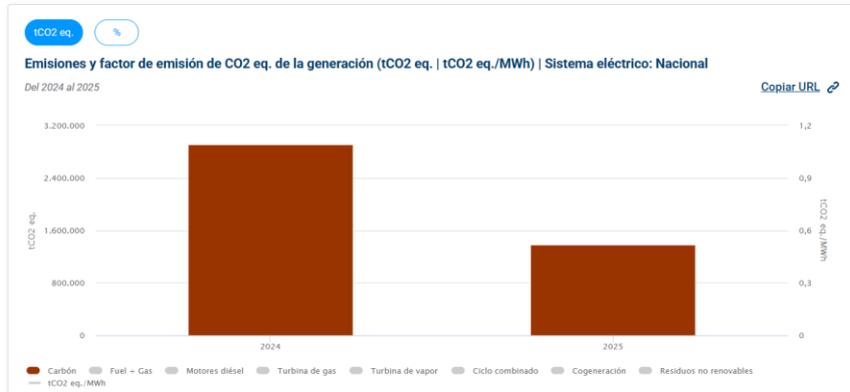


Fig. 98: Emisiones de CO2 de las CT Carbón [64].

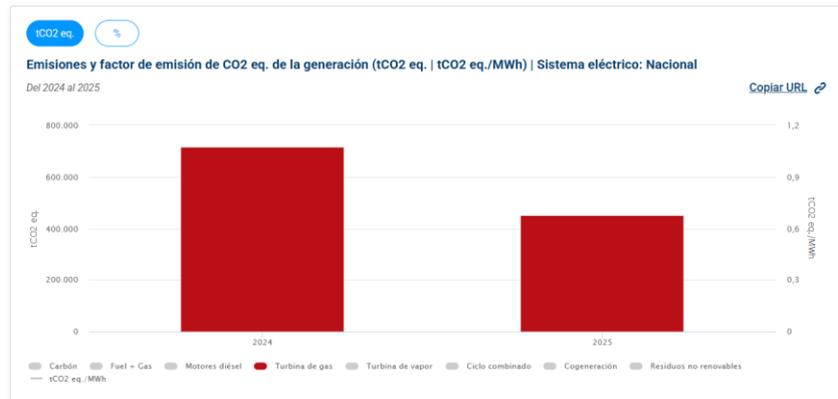


Fig. 99: Emisiones de CO2 de centrales de turbina gas [64].

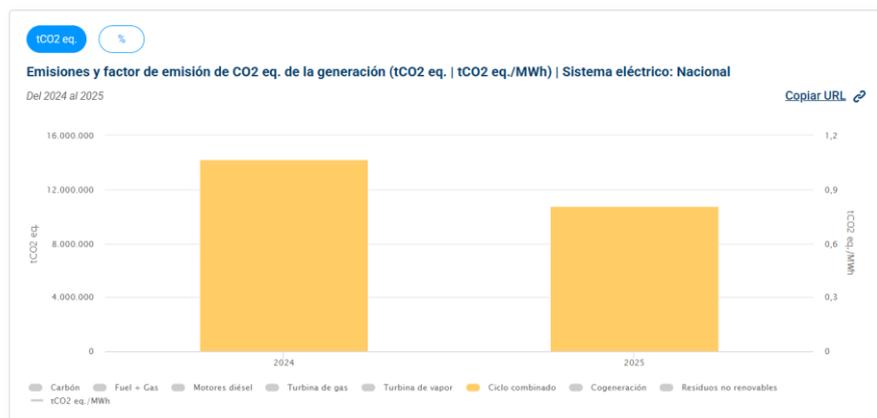


Fig. 100: Emisiones de CO2 de centrales de ciclo combinado [64].

Capítulo 10. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) forman parte de la Agenda 2030 aprobada por la Asamblea General de la ONU en 2015 (Resolución A/RES/70/1). Constituyen un marco universal de 17 metas interrelacionadas que orientan políticas públicas, inversión y actividad empresarial hacia un desarrollo económico, social y ambientalmente sostenible [65]

En este contexto, el parque eólico terrestre de 42 MW en Hornillos del Camino (Burgos) contribuye de forma directa a varios ODS prioritarios por su capacidad para descarbonizar el sistema eléctrico, impulsar infraestructura resiliente y generar beneficios en salud y calidad del aire a escala local y regional. Asimismo, se alinea con los objetivos y sendas del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de España para 2021-2030 y su actualización 2023-2030, que refuerzan la ambición en renovables y electrificación. Los objetivos de desarrollo sostenible relacionados con este proyecto son los siguientes:

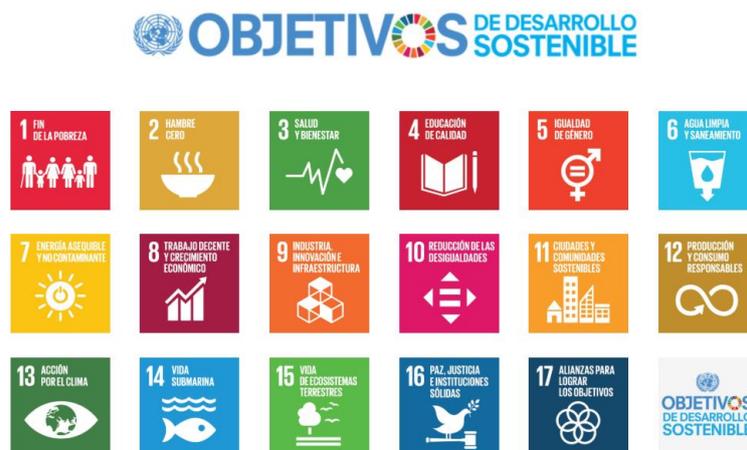


Fig. 101: Objetivos de desarrollo sostenible [66].

- Objetivo 7. Energía asequible y no contaminante

El proyecto incrementa la oferta de electricidad renovable y, por tanto, el acceso a energía moderna, sostenible y fiable, eje central del ODS 7. Esta contribución es coherente con la meta de “garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos”, reforzando la seguridad de suministro y la diversificación tecnológica.

- Objetivo 9. Industria, innovación e infraestructura

El parque requiere infraestructura energética moderna (cimentaciones, viales, red interna y evacuación) y adopta tecnología eólica de última generación, lo que apoya la meta de construir infraestructura resiliente y fomentar la innovación (ODS 9). Adicionalmente, moviliza inversión y empleo cualificado en fases de construcción, operación y mantenimiento.

- Objetivo 11. Ciudades y comunidades sostenibles

La generación eólica local mejora la sostenibilidad energética del territorio y puede reducir contaminantes atmosféricos asociados a la generación fósil (NO₂, SO₂ y PM), con beneficios directos para la salud pública y la calidad del aire en las comunidades cercanas. Ello se alinea con el objetivo de asentamientos seguros, resilientes y sostenibles.

- Objetivo 12. Producción y consumo responsables

El proyecto facilita una oferta eléctrica con menor huella ambiental y promueve patrones de consumo energético más sostenibles. En la fase de diseño y operación se incorporan prácticas de eficiencia de recursos, gestión de residuos y economía circular, coherentes con el ODS 12 y con el marco de programas a 10 años sobre consumo y producción sostenibles.

- Objetivo 13. Producción y consumo responsables

Al desplazar generación fósil, la instalación reduce emisiones de gases de efecto invernadero y contribuye a los compromisos nacionales y europeos de mitigación, en línea con el ODS 13 (“adoptar medidas urgentes contra el cambio climático y sus efectos”).

Capítulo 11. CONCLUSIONES

Tras el análisis comparativo de alternativas tecnológicas y de emplazamiento, se decidió situar el proyecto cerca de Hornillos del Camino (Burgos) por su idoneidad técnica y ambiental: accesos viables, orografía compatible con transportes especiales, disponibilidad de evacuación a 66 kV, y ausencia de afecciones críticas según la tramitación ambiental en curso. La distancia a la subestación prevista es de 15,88 km, lo que permite minimizar pérdidas y CAPEX de evacuación. Asimismo, las restricciones territoriales y de biodiversidad se han tratado mediante medidas preventivas específicas.

El recurso eólico del área se ha caracterizado con datos proporcionados por Vortex y procesado con Windographer, obteniéndose una velocidad media de 7,39 m/s a 120 metros de altura de buje y dirección predominante en 45°, con baja estacionalidad relativa y distribución de rachas compatible con la tecnología seleccionada. La simulación de producción se ha realizado mediante WASP y estudiando la disposición óptima de máquinas se ha dimensionado un parque eólico con 7 aerogeneradores del modelo GE Vernova Cypress 6.0-164 (50 Hz), potencia total 42 MW, que inyecta neto a red 134.686,68 MWh/año, con unas pérdidas de estela del 3,08 %, dando como resultado un factor de capacidad del 36,61 %.

Desde el punto de vista económico y financiero se ha estimado una inversión inicial de 43.950.000 €, con el comienzo estimado en 2026 y vida útil 25 años (2026-2050), precios de venta de energía de partida 46 €/MWh (+1 % nominal/año), IPC del 2 %, el proyecto muestra un VAN positivo de 11.672,16 k€ descontando al WACC del 5,40 % y una TIR del 8,01 %. Con una estructura financiera 80 % deuda / 20 % equity, kd 6 % y ke 9 %, el VAN del accionista asciende a 2.626,09 k€ y la TIR del equity es 11,45 %, confirmando la atractividad para el inversor.

En el plano ambiental y social, el parque contribuye a los ODS prioritarios del sector (ODS 7, 9, 11, 12 y 13) al desplazar generación fósil, reducir emisiones de CO₂, contaminantes, y promover infraestructura moderna y resiliente en el territorio. Las emisiones evitadas se han cuantificado en el capítulo específico de impacto, Tabla 50 y el diseño incluye medidas de prevención, seguimiento y mitigación para garantizar la compatibilidad con la biodiversidad y la normativa vigente.

En conclusión, dadas las condiciones del emplazamiento, el recurso disponible y los resultados económicos, el proyecto es técnica y financieramente viable y aporta beneficios ambientales alineados con la Agenda 2030. La robustez del caso puede reforzarse adicionalmente con optimización de CAPEX (cimentaciones y logística), acuerdos PPA o cobertura parcial de precios, y mejoras operativas (O&M por desempeño, gestión de pérdidas y disponibilidad). Con estos criterios, el parque en Hornillos del Camino se configura como una inversión sólida y coherente con la transición energética y los objetivos nacionales y europeos de descarbonización.

Capítulo 12. BIBLIOGRAFÍA

- [1] U. Nations, “El Acuerdo de París | Naciones Unidas”, Accessed: Jan. 11, 2025. [Online]. Available: <https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement?>
- [2] B. Backwell *et al.*, “Japan Wind Power Association (JWPA), Korea Wind Energy Industry Association (KWEIA), China Wind Energy Association (CWEA),” Clean, 2025. [Online]. Available: www.gwec.net
- [3] C. Alonso, “Recurso Eólico Tema 1. Conceptos Meteorología.” [Online]. Available: <https://gwec.net/global-wind-report-2022/>
- [4] “¿Cómo se forman los vientos? - Ciencia de Hoy.” Accessed: Nov. 02, 2024. [Online]. Available: <https://cienciadehoy.com/como-se-forman-los-vientos/>
- [5] “Programa educativo sobre el Mediterráneo y su litoral EL VIENTO.”
- [6] “8.2: Vientos y el Efecto Coriolis - LibreTexts Español.” Accessed: Nov. 02, 2024. [Online]. Available: https://espanol.libretexts.org/Geociencias/Oceanograf%C3%ADa/Introducci%C3%B3n_a_la_Oceanograf%C3%ADa_%28Webb%29/08%3A_Oc%C3%A9anos_y_clima/8.02%3A_Vientos_y_el_Efecto_Coriolis
- [7] “Fuerza del gradiente de presión y efecto Coriolis: Definición y ejemplos.” Accessed: Nov. 02, 2024. [Online]. Available: <https://estudyando.com/factores-que-afectan-el-viento-fuerzas-de-gradiente-de-presion-efecto-coriolis-y-friccion/>
- [8] T. 2 Caracterización Potencial, E. Profesora, and C. Alonso, “Recurso Eólico.”
- [9] “Turbinas eólicas con encauzadores.” Accessed: Aug. 01, 2025. [Online]. Available: <https://cytpolitecnicauna.blogspot.com/2020/02/turbinas-eolicas-con-encauzadores.html>

- [10] “Energy Leaders convene at IRENA Assembly to Turbo-Charge Energy Transition in 2025.” Accessed: Jan. 21, 2025. [Online]. Available: <https://www.irena.org/News/articles/2025/Jan/Energy-Leaders-convene-at-IRENA-Assembly-to-Turbo-Charge-Energy-Transition-in-2025>
- [11] “IPCC — Intergovernmental Panel on Climate Change.” Accessed: Jan. 21, 2025. [Online]. Available: <https://www.ipcc.ch/>
- [12] “How COVID-19 Disrupted the Renewable Energy Transition - JHU.” Accessed: Jan. 21, 2025. [Online]. Available: <https://energy.sais.jhu.edu/articles/how-covid-19-disrupted-renewable-energy-transition/>
- [13] “Renewables surged globally in 2024 | World Economic Forum.” Accessed: Aug. 01, 2025. [Online]. Available: <https://www.weforum.org/stories/2025/04/renewable-energy-transition-wind-solar-power-2024/?>
- [14] “Record-breaking annual growth in renewable power capacity | Bioenergy International.” Accessed: Aug. 01, 2025. [Online]. Available: <https://bioenergyinternational.com/record-breaking-annual-growth-in-renewable-power-capacity/?>
- [15] I. Renewable Energy Agency, *RENEWABLE CAPACITY STATISTICS 2024 STATISTIQUES DE CAPACITÉ RENOUVELABLE 2024 ESTADÍSTICAS DE CAPACIDAD RENOVABLE 2024 About IRENA*. 2024. [Online]. Available: www.irena.org
- [16] I. Renewable Energy Agency, “Renewable Capacity Highlights 2025,” 2025. [Online]. Available: <https://unstats.un.org/unsd/methodology/m49/>.
- [17] “El Gobierno aprueba la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030, eje de la oportunidad económica, social y ambiental de España, por su contribución a la modernización y transformación del modelo productivo.” Accessed: Aug. 28, 2025. [Online]. Available:

- <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2024/septiembre/el-gobierno-aprueba-la-actualizacion-del-plan-nacional-integrado.html>
- [18] “Potencia instalada | Informes del sistema.” Accessed: Aug. 02, 2025. [Online]. Available: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/potencia-instalada?>
- [19] “Wind - IEA.” Accessed: Aug. 04, 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/energy-system/renewables/wind?>
- [20] “Home.” Accessed: Aug. 04, 2025. [Online]. Available: <https://www.siemensgamesa.com/global/en/home.html>
- [21] “Aerogenerador: qué es y cómo funciona - Iberdrola.” Accessed: Aug. 04, 2025. [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-eolica-terrestre/que-son-aerogeneradores>
- [22] C. Alonso, “Descripción de aerogeneradores.”
- [23] “2.1. Aerogeneradores.” Accessed: Aug. 04, 2025. [Online]. Available: https://edeja.juntadeandalucia.es/bancorecursos/file/84419496-b87c-484e-b78c-2f3528c65328/1/es-an_2010053113_9093837.zip/ODE-53e70d26-a306-36b5-a4b2-ee3515a42e37/21_aerogeneradores.html?temp.hn=true&temp.hb=true
- [24] J. R. Aros, J. C. Delgado, N. Fabricio, and I. Salgado Díaz, ““SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA BASADO EN "SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA BASADO EN DOCENTES ADJUNTOS.”
- [25] “Nueva plataforma web para consultar el recurso eólico de la península ibérica - CENER - Centro Nacional de Energías Renovables.” Accessed: Jan. 11, 2025. [Online]. Available: <https://www.cener.com/nueva-plataforma-web-para-consultar-el-recurso-eolico-de-la-penisula-iberica/>

- [26] “Espacios Naturales Protegidos en España.” Accessed: Jan. 23, 2025. [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-protegidos/espacios-naturales-protegidos.html>
- [27] B. Oficial Del Estado, “BOE 299 de 14/12/2007 Sec 1 Pag 51275 a 51327,” 2007.
- [28] “Espacios Naturales Protegidos.” Accessed: Jan. 23, 2025. [Online]. Available: https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/enp_descargas.html
- [29] “Patrimonio Natural de Castilla y León | Espacios naturales protegidos | Mapa de situación.” Accessed: Jan. 26, 2025. [Online]. Available: <https://patrimonionatural.org/espacios-naturales/mapa>
- [30] “Red de Espacios Naturales Protegidos. Gobierno de Aragón.” Accessed: Jun. 16, 2025. [Online]. Available: <https://www.aragon.es/-/red-de-espacios-naturales-protegidos#anchor2>
- [31] “Boletín Oficial de Castilla y León.”
- [32] “Editor de la ciudadanía - Aragón Gobierno Abierto.” Accessed: Jun. 16, 2025. [Online]. Available: <https://aplicaciones.aragon.es/agoab/participacion/procesos/232478861000/texto-propuesto?>
- [33] “ZONIFICACIÓN AMBIENTAL PARA LA IMPLANTACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES: EÓLICA Y FOTOVOLTAICA SENSIBILIDAD AMBIENTAL Y CLASIFICACIÓN DEL TERRITORIO RESUMEN EJECUTIVO.”
- [34] “Patrimonio Natural de Castilla y León | Espacios naturales protegidos | Mapa de situación.” Accessed: Jun. 16, 2025. [Online]. Available: <https://patrimonionatural.org/espacios-naturales/mapa#>
- [35] “Red_espacios_naturales_Castilla y León”.

- [36] “Espacios_protegidos_Aragón”.
- [37] “Mapas - Portal de Suelos - ITACyL Portal Web.” Accessed: Jun. 16, 2025. [Online]. Available: <https://suelos.itacyl.es/mapas>
- [38] “MapasIGME - Portal de cartografía del IGME: MAGNA 50 - Hoja 411 (LONGARES).” Accessed: Jun. 17, 2025. [Online]. Available: <https://info.igme.es/cartografiadigital/geologica/Magna50Hoja.aspx?language=es&id=411>
- [39] “Mapa Geológico de España a escala 1/50.000 MAGNA, Geological map of Spain scale 1/50.000 MAGNA.” Accessed: Jun. 17, 2025. [Online]. Available: <https://igme.maps.arcgis.com/home/webmap/viewer.html?webmap=92d3a8e400b44daf911907d3d7c8c7e9>
- [40] “Iberpix.” Accessed: Jan. 16, 2025. [Online]. Available: <https://www.ign.es/iberpix/visor>
- [41] “Dirección General de Operación Fecha de publicación: 2 de enero de 2025.”
- [42] “Windographer | Wind Data Analytics and Visualization Solution | UL Solutions.” Accessed: Jul. 30, 2025. [Online]. Available: <https://www.ul.com/software/windographer-wind-data-analytics-and-visualization-solution>
- [43] “Clima | Conoce Castilla y León | Junta de Castilla y León.” Accessed: Aug. 10, 2025. [Online]. Available: <https://conocecastillayleon.jcyl.es/web/es/geografia-poblacion/clima.html?>
- [44] N. Gylling, “Planning and Development of Wind Farms: Wind Resource Assessment and Siting,” APA, 2012. [Online]. Available: www.risoe.dtu.dk
- [45] “PIX 36 | Schneider Electric UK.” Accessed: Aug. 20, 2025. [Online]. Available: <https://www.se.com/uk/en/product-range/60679-pix-36/?>

- [46] “Cable de Media Tensión X-VOLT HEPRZ1 AL | Top Cable.” Accessed: Aug. 11, 2025. [Online]. Available: <https://www.topcable.com/es/cable/x-volt-heprz1-al/>
- [47] “TOPCABLE_X-VOLT_HEPRZ1_AL”.
- [48] “Power Transformers | Hitachi Energy.” Accessed: Aug. 20, 2025. [Online]. Available: <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/transformers/power-transformers?>
- [49] “High Voltage Center Break Disconnecter 3DN1 - Siemens Energy – Power transmission - PDF Catalogs | Technical Documentation | Brochure.” Accessed: Aug. 20, 2025. [Online]. Available: <https://pdf.directindustry.com/pdf/siemens-energy-power-transmission/high-voltage-center-break-disconnector-3dn1/32878-962578.html?>
- [50] “Voltage Transformer TVI (72.5 - 420 kV) | Hitachi Energy.” Accessed: Aug. 20, 2025. [Online]. Available: <https://www.hitachienergy.com/us/en/products-and-solutions/instrument-transformers/voltage-transformers/tvi-72-5-420-kv?>
- [51] “High voltage outdoor current transformers.”
- [52] “ITU Publications International Telecommunication Union Recommendations Standardization Sector Characteristics of a bending-loss insensitive single-mode optical fibre and cable.” [Online]. Available: <https://handle.itu.int/>
- [53] “CIMENTACIÓN Y ACCESOS PARA AEROGENERADOR EN PARQUE EÓLICO – Ecay Construcciones.” Accessed: Aug. 13, 2025. [Online]. Available: <https://construccionsecay.com/proyectos/cimentacion-y-accesos-para-aerogenerador-en-parque-eolico/>
- [54] “PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO PARQUE EÓLICO PESTRIZ (NAVARRA, ESPAÑA) DOCUMENTO N° 1 MEMORIA Y ANEJOS.”

- [55] “Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario | OMIE.” Accessed: Aug. 21, 2025. [Online]. Available: <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual>
- [56] C. Sala De Supervisión *et al.*, “RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA SOBRE LA LIQUIDACIÓN NECESARIA PARA LA ADAPTACIÓN DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO A LA SUSPENSIÓN DEL IMPUESTO SOBRE EL VALOR DE LA PRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA ESTABLECIDA POR EL REAL DECRETO-LEY.” [Online]. Available: www.cnmc.es
- [57] “Cost of Capital: Advanced Topics | CFA Institute.” Accessed: Aug. 25, 2025. [Online]. Available: <https://www.cfainstitute.org/insights/professional-learning/refresher-readings/2025/cost-capital-advanced-topics?>
- [58] “Net Present Value (NPV) - Definition, Examples, How to Do NPV Analysis.” Accessed: Aug. 25, 2025. [Online]. Available: <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/valuation/net-present-value-npv/>
- [59] “Tasa interna de retorno (TIR): ¿Qué es y cómo se calcula? | Sage.” Accessed: Aug. 25, 2025. [Online]. Available: <https://www.sage.com/es-es/blog/tasa-interna-de-retorno-tir-que-es-y-como-se-calcula/>
- [60] “Spain Energy Information | Enerdata.” Accessed: Aug. 25, 2025. [Online]. Available: <https://www.enerdata.net/estore/energy-market/spain/>
- [61] “Frequently Asked Questions (FAQs) - U.S. Energy Information Administration (EIA).” Accessed: Aug. 25, 2025. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=74&t=11>
- [62] “Emisiones de CO₂ asociadas a la generación de electricidad en España,” 2021.

- [63] O.-K. Nielsen, M. Plejdrup, O. Rentz, D. Oertel, M. Woodfield, and R. Stewart, “Category Title NFR 1.A.1 Energy industries SNAP 01 Combustion in energy and transformation industries.”
- [64] “No renovables detalle emisiones CO2 | Red Eléctrica.” Accessed: Aug. 28, 2025. [Online]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>
- [65] “Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development | Department of Economic and Social Affairs.” Accessed: Aug. 26, 2025. [Online]. Available: <https://sdgs.un.org/2030agenda?>
- [66] “Objetivos y metas de desarrollo sostenible - Desarrollo Sostenible.” Accessed: Aug. 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- [67] B. Oficial Del Estado, “BOE 68 de 19/03/2008 Sec 1 Pag 16436 a 16554.”
- [68] Iberdrola, “Especificación Particular - Conductores desnudos de aluminio-acero para líneas eléctricas de alta tensión,” 2019.
- [69] Núm, “BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO.”
- [70] P. Systems Engineering Committee of the IEEE Industry Applications Society, “IEEE Std 142-2007 (Revision of IEEE Std 142-1991) IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems.”
- [71] J. Samuel and R. Castaño, *SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA: Diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF*. 2010.

ÍNDICE DE ANEXOS

<i>ANEXO I. Cálculos instalación eléctrica</i>	<i>164</i>
<i>Anexo II. Cálculo de puesta a tierra</i>	<i>175</i>
<i>Anexo III. Cálculo cortocircuito</i>	<i>183</i>
<i>Anexo IV. Celda MT.....</i>	<i>186</i>
<i>Anexo V. Cable MT</i>	<i>187</i>
<i>Anexo VI. Interruptor MT.....</i>	<i>188</i>
<i>Anexo VII. Interruptor AT.....</i>	<i>191</i>
<i>Anexo VIII. Seccionador.....</i>	<i>193</i>
<i>Anexo IX. Transformador de tensión</i>	<i>194</i>
<i>Anexo X. Transformador de intensidad.....</i>	<i>196</i>
<i>Anexo XI. Viabilidad económica.....</i>	<i>198</i>
<i>Anexo XII. Planos.....</i>	<i>200</i>
<i>Índice de planos</i>	<i>200</i>

ANEXO I. CÁLCULOS INSTALACIÓN ELÉCTRICA

En este anexo se desarrollan los cálculos eléctricos necesarios para seleccionar el conductor óptimo de la red colectora que enlaza los aerogeneradores con la subestación del parque. El objetivo es garantizar capacidad de transporte, calidad de tensión y seguridad térmica en servicio y en defecto, con criterios reproducibles y trazables.

1. Selección del cable de media tensión

La selección del cableado de media tensión (MT) se realiza atendiendo a dos verificaciones principales:

1. Intensidad máxima admisible en régimen permanente (dimensionamiento térmico).
2. Caída de tensión máxima permitida en cada tramo del colector.

Estas comprobaciones se complementan con la resistencia térmica al cortocircuito, la compatibilidad electromagnética (pantalla metálica y puesta a tierra) y los condicionantes de tendido e instalación (profundidad, agrupamiento, temperatura del terreno y resistividad térmica del suelo).

1.1. Intensidad máxima admisible

Para cada aerogenerador de 6 MW, operando sobre el colector de 30 kV y con factor de potencia $\cos \rho$ representativo de explotación, la corriente trifásica a potencia nominal viene dada por:

Ecuación 8: Corriente que circula por cada aerogenerador

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi} = \frac{6000 \text{ kW}}{\sqrt{3} * 30 \text{ kV} * 0,9} = 128,3 \text{ A}$$

En este proyecto se ha supuesto una potencia nominal de los interruptores automáticos de 400 A, aunque se podría haber supuesto otra y esta determinaría el número de circuitos necesarios.

Ecuación 9: Número de aerogeneradores por circuito

$$\text{Aerogeneradores por circuito} = \frac{400}{128,3} = 3,11$$

Redondeando esta cifra queda un número de 3 aerogeneradores por circuito. Por tanto, la distribución de los 7 aerogeneradores del parque será un circuito de 3 aerogeneradores y dos circuitos de 2 aerogeneradores. Por lo que, cada circuito debe de soportar una intensidad total de:

$$I_{C1} = 3 * 128,3 = 384,9 \text{ A}$$

$$I_{C2,C3} = 2 * 128,3 = 256,6 \text{ A}$$

A efectos de diseño y seguridad, el conductor y sus accesorios deben cumplir los niveles de aislamiento establecidos en la ITC-LAT-06 del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión. En este caso, la red colectora opera a 30 kV (tensión nominal U_n), por lo que la tensión más elevada del sistema es $U_s = 36 \text{ kV}$. De acuerdo con la tabla de la ITC-LAT-06 para esta tensión, se adopta un cable 18/30 (36) kV, es decir:

- $U_0 = 18 \text{ kV}$ (tensión entre conductor y tierra),
- $U = 30 \text{ kV}$ (tensión entre fases),
- $U_s = 36 \text{ kV}$ (tensión máxima del sistema), y un nivel de soportabilidad a impulso de al menos $U_p = 170 \text{ kV}$.

En cuanto a la categoría de red, se adopta A-B, habitual en parques eólicos con sistema de puesta a tierra eficaz y despeje rápido de fallos a tierra, lo que permite limitar esfuerzos dieléctricos y asegurar la selectividad de protecciones.

Tabla 51: Niveles de aislamientos de los cables y sus accesorios [67].

Tensión nominal de la red U_n kV	Tensión más elevada de la red U_s kV	Categoría de la red	Características mínimas del cable y accesorios	
			U_0/U_{10} ó U_0 kV	U_p Kv
3	3,6	A-B	1,8/3	45
		C		
6	7,2	A-B	3,6/6	60
		C		
10	12	A-B	6/10	75
		C		
15	17,5	A-B	8,7/15	95
		C		
20	24	A-B	12/20	125
		C		
25	30	A-B	15/25	145
		C		
30	36	A-B	18/30	170
		C		
45	52	A-B	26/45	250
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)

(1) El nivel de aislamiento a impulsos tipo rayo se determinará conforme a los criterios de coordinación de aislamiento establecidos en la norma UNE-EN 60071-1.

Finalmente, la red de MT se resume con las siguientes características:

Tabla 52: Características de la red de MT

Características	Línea MT
Tensión elevada de red	36 kV
Tensión nominal de red	30 kV
Categoría de la red	A-B
Características del cable	18/30 kV
Tensión de celda de MT	36 kV

La intensidad admisible estará sujeta a una serie de factores de corrección.

Ecuación 10: Intensidad máxima admisible sujeta a factores de corrección

$$I_{adm} = \frac{I_{adm(CN)}}{C_t * C_A * C_p * C_R}$$

donde

- C_t es el factor de corrección por temperatura del terreno diferente a 25 °C.
- C_A es el factor de corrección por agrupamiento de 2 ternas tendidas a una distancia de 40 cm.
- C_p es el factor de corrección para profundidades de instalación distintas de 1 metro.
- C_R es el factor de corrección para la resistividad térmica del terreno.

La temperatura del terreno es de 30°C por lo que como se muestra en la Tabla 53 se aplica un factor de reducción de 0,96.

Tabla 53: Factor de corrección para temperatura del terreno distinta de 25°C [67].

Temperatura °C Servicio Permanente θ_s	Temperatura del terreno, θ , 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

En este caso la distancia de separación entre las ternas es de 40 cm por lo que se aplicará un factor de reducción de 0,86 como se puede observar en la Tabla 54.

Tabla 54: Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares [67].

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

Las ternas se han supuesto a una profundidad de 1,25 metros por lo que el factor que se debe aplicar es de 0,98 según la Tabla 55.

Tabla 55: Factores de corrección para profundidades de la instalación distintas a 1 m [67].

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

Como se mencionó en el apartado de “Orografía” del terreno en el análisis del emplazamiento 1, el suelo es arcilloso en su mayor parte del terreno por lo tanto se ha elegido un factor de corrección equivalente a una naturaleza arcilloso muy seco, es decir un factor de 1,20 como se muestra en la Tabla 56.

Tabla 56: Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad [67].

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

Al ser la resistividad del terreno 1,2 habría que aplicar un factor de corrección de 1,1. Este factor se ha obtenido interpolando y redondeando ya que la Tabla 57 no muestra un valor concreto para 1,2 de resistividad térmica.

Tabla 57: Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K.m/W [67].

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	

Por tanto, las intensidades máximas admisibles para los diferentes circuitos son las siguientes:

Ecuación 11: Intensidad admisible para el circuito 1.

$$I_{c1} = \frac{384,9 \text{ A}}{0,96 * 0,86 * 0,98 * 1,1} = 432,47 \text{ A}$$

Ecuación 12: Intensidad admisible para el circuito 2 y 3.

$$I_{c2,c3} = \frac{256,6 \text{ A}}{0,96 * 0,86 * 0,98 * 1,1} = 288,31 \text{ A}$$

Con la clase de aislamiento 18/30 (36) kV y las intensidades máximas admisibles fijadas, se consultan las tablas de intensidades admisibles (por sección y material) del fabricante. A igualdad de sección, el cobre soporta más corriente, pero su mayor coste y peso no resultan ventajosos en este proyecto, por ello se toma como base el conductor de aluminio.

Como se puede apreciar en la Tabla 58, en el caso del circuito 1, empleando aluminio se escogería una sección de 400 mm^2 de aislamiento en HEPR. En el caso de los circuitos 2 y 3 se empleará una sección de 240 mm^2 . Aunque según la tabla con una sección de 185 mm^2 es equivalente a 290 A, debido a la cercanía numérica se ha decidido asegurar la instalación aumentando al siguiente nivel la sección del cable.

Tabla 58: Intensidades máximas admisibles, cables unipolares aislados 18/30 kV bajo tubo [67]

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	115	90	120	90	125	95
35	135	105	145	110	150	115
50	160	125	170	130	180	135
70	200	155	205	160	220	170
95	235	185	245	190	260	200
120	270	210	280	215	295	230
150	305	235	315	245	330	255
185	345	270	355	280	375	290
240	400	310	415	320	440	345
300	450	355	460	365	500	390
400	510	405	520	415	565	450

1.2 Caída de tensión

Tras comprobar la intensidad admisible, se verifica la caída de tensión en la red colectora de 30 kV para asegurar calidad de suministro y márgenes de protección. Se adopta como límite de diseño una caída máxima de 1% hasta subestación. Si algún tramo o el total superan ese valor, se ajustará la sección preseleccionada o la topología del colector hasta cumplir el criterio. La caída de tensión se calcula con la siguiente ecuación:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos\varphi}{S * \gamma}$$

donde:

- L es la longitud del conductor (m)
- I es la intensidad del conductor (A)
- S es la sección del conductor (mm^2)
- γ es la conductividad del aluminio a 90 °C ($27,3 \frac{m}{\Omega * mm^2}$)

Tabla 59: Caída de tensión de cada circuito

	Recorrido	L (m)	I (A)	Sección	Caída de tensión (V)
Circuito 1	G1 a G2	475,71	128,30	400	8,71
	G2 a G3	497,78	256,60	400	18,23
	G3 a SE	256,36	384,90	400	14,09
				TOTAL % C1	0,14%
Circuito 2	G5 a G4	456,59	128,30	240	13,94
	G4 a SE	229,02	256,60	240	13,98
				TOTAL % C2	0,09%
Circuito 3	G7 a G6	470,44	128,30	240	14,36
	G6 a SE	1106,12	256,60	240	67,53
				TOTAL % C3	0,27%

En la Tabla 59 se confirma que la caída por tensión de cada circuito es menor al 1% por lo que se concluye que el diseño es satisfactorio.

1.3 Cálculo de pérdidas de potencia

En este apartado se calculan las pérdidas de potencia debidas al efecto Joule. Para ello debemos de saber la resistencia del conductor seleccionado, en este caso es de 0,1293 Ω/km .

Ecuación 13: Pérdida de potencia por efecto Joule.

$$P = 3 * R * I^2$$

En la Tabla 60, se muestran los resultados obtenidos tras aplicar la ecuación anterior.

Tabla 60: Pérdidas de potencia por efecto Joule

	Recorrido	L (m)	I (A)	R (Ω/km)	Pérdidas (kW)
Circuito 1	G1 a G2	475,71	128,30	0,13	6,39
	G2 a G3	497,78	256,60	0,13	25,54
	G3 a SE	256,36	384,90	0,13	57,47
Circuito 2	G5 a G4	456,59	128,30	0,13	6,39
	G4 a SE	229,02	256,60	0,13	25,54
Circuito 3	G7 a G6	470,44	128,30	0,13	6,39
	G6 a SE	1106,12	256,60	0,13	25,54
Total					153,24
					0,36%

2. Selección del conductor de alta tensión

En Burgos la distribuidora mayoritaria y de este caso en concreto es i-DE (Iberdrola Distribución). Suponiendo que el grupo Iberdrola Distribución nos acepte un punto de conexión en su mapa de capacidad para distribuir la energía a la subestación eléctrica de Villalbilla 220 kV, ofrecen varios niveles de tensión, 30 kV, 66 kV o 132 kV. En este caso se ha supuesto un punto de conexión de 66 kV.

Teniendo en cuenta la potencia nominal de los aerogeneradores de 42 MW, la intensidad máxima transportada en condiciones normales es de:

Ecuación 14: Intensidad máxima transportada en condiciones normales

$$I = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi * 0,9} = \frac{42 \text{ MW} * 10^3}{\sqrt{3} * 66 \text{ kV} * 0,9} = 408,23 \text{ A}$$

El Grupo Iberdrola ofrece una tabla de especificaciones de los conductores desnudos de aluminio-acero para en este caso las líneas de alta tensión.

Tabla 61: Características conductores aluminio/acero AT

Designación	Designación antigua	Secciones			Número de alambres		Diámetros de los alambres		Diámetros		Masa línea	Carga de rotura	Resistencia en c. c.	Módulo de elasticidad	Coeficiente de dilatación línea	Reglamento		Código
		AL1	ST1A	Total	AL1	ST1A	AL1	ST1A	Alma	Conductor						Densidad de corriente	Intensidad de corriente	
		mm ²	mm ²	mm ²	n°	n°	mm	mm	mm	mm						A/mm ²	A	
47-AL1/8-ST1A	LA 56	46,8	7,8	54,6	6	1	3,15	3,15	3,15	9,45	189,1	1640	0,6136	7900	19,1	3,7	202	5463004
67-AL1/11-ST1A	LA 78	67,4	11,2	78,6	6	1	3,78	3,78	3,78	11,34	272	2310	0,4261	7900	19,1	3,10	244	5463007
100-AL1/17-ST1A	—	100	16,7	116,7	6	1	4,61	4,61	4,61	13,8	404	3433	0,2869	7900	19,1	2,76	320	5463116
107-AL1/18-ST1A	LA 125 PENGUIN	107	17,9	125,1	6	1	4,77	4,77	4,77	14,31	433	3680	0,2675	7900	19,1	2,68	336	5463012
152-AL1/25-ST1A	LA 175 OSTRICH	152	24,7	176,7	26	7	2,73	2,12	6,36	17,28	613	5500	0,1900	7500	18,9	2,42	429	5463017
147-AL1/34-ST1A	LA 180	147,3	34,3	181,6	30	7	2,50	2,50	7,50	17,50	676	6390	0,1962	8000	17,8	2,33	424	5463020
242-AL1/39-ST1A	LA 280 HAWK	241,7	39,4	281,1	26	7	3,44	2,68	8,04	21,80	977	8450	0,1194	7500	18,9	2,04	574	5463023
337-AL1/44-ST1A	LA 380 GULL	337,3	43,7	381,0	54	7	2,82	2,82	8,46	25,38	1275	10650	0,0857	6900	19,3	1,87	712	5463032
402-AL1/52-ST1A	LA 455 CONDOR	402,3	52,2	454,5	54	7	3,08	3,08	9,24	27,72	1521	12400	0,0718	6900	19,3	1,75	799	5463035
483-AL1/33-ST1A	LA 510 RAIL	483,4	33,4	516,8	45	7	3,70	2,47	7,39	29,59	1600	11580	0,0599	6600	20,9	1,70	882	5463038
485-AL1/63-ST1A	LA 545 CARDINAL	484,5	62,8	547,3	54	7	3,38	3,38	10,14	30,42	1832	14850	0,0596	6900	19,3	1,62	890	5463041
565-AL1/72-ST1A	LA 635 FINCH	565,0	71,6	636,6	54	19	3,65	2,19	10,95	32,85	2125	17500	0,0511	6700	19,4	1,51	960	5463047
806-AL1/56-ST1A	LA 860 LARKING	805,7	55,6	861,3	45	7	4,77	3,18	9,54	38,16	2666	18700	0,0359	6600	20,9	1,25	1077	5463056

El conductor que se adapta a la intensidad máxima admisible de 408,23 A es el 147-AL1/34-STIA, el cual tiene las siguientes características.

Tabla 62: Características esenciales de los conductores de aluminio/acero [68].

Material	Aluminio
Sección de Aluminio (mm^2)	147,3
Sección de Acero (mm^2)	34,3
Masa Lineal ($\frac{\text{Kg}}{\text{km}}$)	676
Carga de rotura daN	6390
Resistencia en c.c a 20° C ($\frac{\Omega}{\text{km}}$)	0,1962
Módulo de elasticidad ($\frac{\text{daN}}{\text{mm}^2}$)	8000
Densidad de corriente ($\frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$)	2,33
Intensidad de corriente (A)	424

La caída de tensión es de:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos\phi}{S * \gamma} = \frac{\sqrt{3} * 15,88 \text{ km} * 10^3 * 408,23 \text{ A}}{(147,4 + 34,3)\text{mm}^2 * 27,3 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2}} = 2263,59 \text{ V} = \mathbf{3,43\%}$$

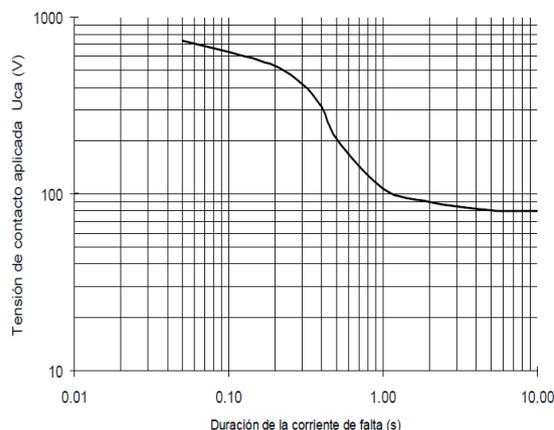
La pérdida de potencia es de:

$$P_{\text{pérdidas}} = 3 * R * I^2 = 3 * 0,1962 \frac{\Omega}{\text{km}} * 15,88 \text{ km} * 408,23^2 = \mathbf{1,56 \text{ MW}}$$

ANEXO II. CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA

Para el cálculo de la puesta a tierra en Alta Tensión se sigue la ITC-RAT-13, cuyo objetivo práctico es que, ante una falta a tierra, las tensiones que percibe una persona permanezcan dentro de límites seguros. En la verificación se distinguen dos magnitudes: la tensión de paso (diferencia de potencial entre dos puntos del suelo separados aproximadamente 1 m) y la tensión de contacto (cuando alguien toca una masa metálica conectada a tierra mientras está de pie). Esta última suele ser la más crítica. Para estimar el riesgo se emplean valores de referencia de la normativa, resistencia (R_h) de 1000Ω para el cuerpo humano y resistencia (R_s) de 2000Ω para el calzado, junto con la corriente de defecto y el tiempo de despeje del sistema de protecciones.

Con esos datos se calcula la elevación de potencial de la malla y se comprueba que las tensiones de paso y contacto admisibles, que dependen de la duración de la falta, no se superan. Si hiciera falta, se prevén medidas de mitigación (balasto superficial, mayor densidad de conductores, picas adicionales o unión equipotencial de elementos metálicos).



Duración de la corriente de falta, t_f (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, U_{ca} (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

Fig. 102: Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada U_{ca} en función de la duración de la corriente de falta t_f [69].

Considerando el funcionamiento correcto de las protecciones y de los equipos de maniobra, se adopta un tiempo de despeje de la falta de 1 s, ya que en AT las protecciones principales

suelen despejar en 0,1 y 0,3 s (detección + disparo del interruptor), pero si la protección principal no actúa entra la protección de respaldo, que puede alargar el despeje a 0,5-1,0 s. Diseñar con 1 s cubre ese escenario más desfavorable. Para esa duración, el límite admisible de contacto es de 107 V según la normativa.

Para el dimensionamiento se toma, además, que la tensión aplicada en el punto de contacto es diez veces dicho límite, de modo que:

$$U_{pa} = 10 * U_{ca} = 1070 V$$

$$U_c = U_{ca} * \left[1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 * z_B} \right]$$

$$U_p = U_{pa} * \left[1 + \frac{2 * R_{a1} + 2 * R_{a2}}{z_B} \right]$$

donde:

- U_{pa} es la tensión de paso admisible aplicada
- U_{ca} es la tensión de contacto admisible aplicada
- z_B es la impedancia del cuerpo humano 1000 Ω
- R_{a1} es la resistencia equivalente para el calzado 2000 Ω
- $R_{a2} = 3 * \rho_s$ es la resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno
- U_c es la tensión de contacto máxima admisible en la instalación garantizando la seguridad de las personas
- U_p es la tensión de paso máxima admisible en la instalación garantizando la seguridad de las personas

Tabla 63: Resistividad del terreno en función de su naturaleza [69].

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

Naturaleza del terreno	Resistividad en ohmios.m
Arena silícea	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

Se tienen en cuenta dos terrenos diferentes, terreno arcilloso para la mayor parte del emplazamiento y terreno de hormigón debido a las partes de cimentación, sin embargo, se suele usar de capa superficial gravilla ya que con cuanto mayor ρ_s más alto es el límite admisible. Por lo tanto, se estima una ρ_s para grava triturada de $3000 \Omega \cdot m$. Se distinguen la resistividad del terreno ρ (arcilla, usada para Rg de malla y picas) y la resistividad de la capa superficial ρ_s (material sobre el que apoya la persona). En las expresiones de límites de seguridad se emplea $R_{a2} = 3 * \rho_s$, que modela la resistencia de contacto pie-tierra a través de la capa superficial. Se verifica con $\rho_s = 2000 \Omega * m$ (hormigón en edificio) y, para el patio, con ρ_s de la grava proyectada. El caso más restrictivo gobierna.

$$U_{c_grava} = 107 * \left[1 + \frac{2000 + 3 * 2000}{2 * 1000} \right] = 535 V$$

$$U_p = 1070 * \left[1 + \frac{2 * 2000 + 2 * 3 * 3000}{1000} \right] = 24,61 kV$$

$$U_{p_hormigón} = 1070 * \left[1 + \frac{2 * 2000 + 2 * 3 * 2000}{1000} \right] = 18,19 kV$$

A continuación, se procede a calcular la *resistencia de tierra del electrodo*.

La resistencia del electrodo de tierra se calcula para asegurar que las tensiones de paso y contacto queden por debajo de los límites de la ITC-RAT-13. Este valor depende de la resistividad del terreno, la geometría y profundidad del electrodo (malla, anillo, picas) y su interconexión con elementos metálicos cercanos [69].

Tabla 64: Resistencia de tierra del electrodo [69].

Tipo de electrodo	Resistencia en ohmios
Placa enterrada profunda -	$R = 0,8 \cdot \frac{\rho}{P}$
Placa enterrada superficial -	$R = 1,6 \cdot \frac{\rho}{P}$
Pica vertical -	$R = \frac{\rho}{L}$
Conductor enterrado horizontalmente -	$R = \frac{2\rho}{L}$
Malla de tierra -	$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$

siendo:

- R = resistencia de tierra del electrodo en Ω .
- ρ = resistividad del terreno de $\Omega \cdot m$.
- P = perímetro de la placa en metros.
- L = longitud en metros de la pica o del conductor, y en malla la longitud total de los conductores enterrados.
- r = radio en metros de un círculo de la misma superficie que el área cubierta por la malla.

Dado que los equipos de la subestación se concentran en un recinto único, se adopta una malla de tierra enterrada que garantice la equipotencialidad del área y mantenga las tensiones de paso y de contacto dentro de los límites reglamentarios. La malla estará formada por conductores de cobre desnudo conectados ortogonalmente entre sí y enterrados a 0,30-0,50 m bajo rasante, con un paso de retícula inicial de 5 m (dentro del rango habitual 3-7 m, ajustable en función de la resistividad del terreno y del resultado de los cálculos).

En este caso se ha estimado unas dimensiones de 15 metros de ancho y 20 metros de largo con paso de 5 metros (retícula 5x5) para la subestación eléctrica lo que corresponde a un área de 300 m^2 .

Ecuación 15: Radio equivalente de la malla.

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{300}{\pi}} = 9,77 \text{ m}$$

Ecuación 16: Longitud vertical del conductor.

$$L_{vertical} = \frac{15}{5} + 1 = 4 \text{ líneas de } 20 \text{ m} = 4 * 20 = 80 \text{ m}$$

Ecuación 17: Longitud horizontal del conductor.

$$L_{horizontal} = \frac{20}{5} + 1 = 5 \text{ líneas de } 15 \text{ m} = 5 * 15 = 75 \text{ m}$$

La longitud total resultante de es $80 + 75 = 155$ metros.

Ecuación 18: Resistencia de la malla con arcilla.

$$R_{malla} = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L} = \frac{100}{(4 * 9,77)} + \frac{100}{155} = 3,20 \Omega$$

Por tanto, se adopta malla de tierras de 15 x 20 metros con retícula de 5 metros. Cu desnudo enterrada a 0,50 metros, área de 300 m^2 con radio equivalente de 9,77 metros y una resistencia de malla de 3,20 ohmios.

El siguiente paso es calcular la resistencia de las picas. Se ha estimado el uso de picas de diámetro de 14 mm y longitud de 7 metros también se usará el valor de resistividad de la arcilla de 100 ohmios por metro. La ubicación de las picas es sobre el anillo perimetral de la malla con una separación mínima de la misma longitud de la pica para reducir acoplamientos.

Ecuación 19: Resistencia de una pica (Dwight).

$$R_{pica} = \frac{\rho}{2 * \pi * L} * \left[\ln \left(\frac{4 * L}{r} \right) - 1 \right] = \frac{100 \Omega * m}{2 * \pi * 7 \text{ m}} * \left[\ln \left(\frac{4 * 7 \text{ m}}{7 \text{ mm} * 10^{-3}} \right) - 1 \right] = 16,58 \Omega$$

Number of rods	F
2	1.16
3	1.29
4	1.36
8	1.68
12	1.80
16	1.92
20	2.00
24	2.16

Fig. 103: Factor para múltiples picas [70].

En este caso se tiene un total de 10 picas separadas a aproximadamente 7 metros cada una. Interpolando se tiene un factor F de 1,74 para 10 picas.

Ecuación 20: Resistencia equivalente de las picas

$$R_{picas,eq} = \frac{R_{pica}}{n} * F = \frac{16,58}{10} * 1,74 = 2,89 \Omega$$

La resistencia en paralelo de la malla y las picas será:

$$\frac{1}{R_{total}} = \frac{1}{R_{malla}} + \frac{1}{R_{picas,eq}} \rightarrow R_{total} = 1,52 \Omega$$

Tensiones de contacto (malla) y de paso

Longitudes efectivas:

Con 10 picas de 7 metros cada una se tiene una longitud vertical de $L_r = 70$ m

$$L_M = L_T + L_r = 225 \text{ m}$$

$$L_s = 0,75 * L_T + 0,85 * L_r = 175,75 \text{ metros}$$

donde:

- L_M longitud efectiva que usa IEEE-80 para las tensiones de contacto.
- L_T longitud total resultante de los conductores en metros.
- L_s longitud efectiva que usa IEEE-80 para las tensiones de paso.

Factor de reparto K_i , siendo n el número de conductores paralelos en la dirección con más líneas. [71]:

$$K_i = 0,644 + 0,148 * n = 0,644 + 0,148 * \frac{20}{5} = 1,384$$

Factor geométrico K_m [71]:

$$K_m = \frac{1}{2 * \pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16 * h * d_c} + \frac{(D + 2 * h)^2}{8 * D * d_c} - \frac{h}{4 * d_c} \right) + \frac{K_{ii}}{k_h} * \ln \left(\frac{8}{\pi * (2 * n - 1)} \right) \right]$$

donde:

- $D = 5$ m (retícula)
- $h = 0,5$ m (enterrado)
- $d_c = 0,0008$ m (diámetro de un Cu 50 mm^2)
- $n = 5$ (líneas paralelas en el lado de 20 m)
- $K_{ii} = 1$ (hay electrodos verticales conectados)
- $K_h = 1$ (profundidad pequeña respecto a D)

$$K_m = 0,784$$

Factor geométrico de paso K_s [71]

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left(\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * [1 - 0,5^{n-2}] \right) = 0,432$$

Tensión de malla y de paso [71].

$$\frac{E_m}{I_G} = \frac{\rho * K_m * K_i}{L_M} = \frac{100 * 0,784 * 1,384}{225} = 0,482 \frac{kV}{kA}$$

$$\frac{E_p}{I_G} = \frac{\rho * K_s * K_i}{L_S} = \frac{100 * 0,432 * 1,384}{175,75} = 0,340 \frac{kV}{kA}$$

Esto quiere decir que, si por la malla entra 1 kA, habría una tensión de contacto de 482 V y una de paso de 340 V.

Corriente máxima admisible por seguridad, imponiendo $E_m \leq U_c$ y $E_p \leq U_p$:

$$I_{Gmax,contacto} = \frac{U_c}{\frac{E_m}{I_G}} = \frac{535}{482} = 1,11 \text{ kA}$$

$$I_{Gmax,paso} = \frac{U_p}{\frac{E_p}{I_G}} = \frac{18190}{340} = 53,5 \text{ kA}$$

Se observa que la corriente que gobierna es la de contacto de 1,11 kA

GPR o elevación del potencial de la puesta a tierra de la subestación respecto a tierra remota cuando circula la corriente de defecto:

$$GPR = R_{total} * I_{Gmax,contaco} = 1,52 * 1,11 = 1,69 \text{ kV}$$

Con la malla 15 x 20 m (D = 5 m) y 10 picas de 7 metros separadas 7 metros, la puesta a tierra presenta $R_g = 1,52 \Omega$. Para $t = 1$ s y $\rho_s = 2000 \Omega \cdot m$, la instalación cumple por contacto si la corriente que realmente entra a la malla satisface $I_G \leq 1,11 \text{ kA}$, el paso no limita. El GPR asociado al límite de contacto es de 1,69 kV, valor a usar para evaluar posibles tensiones transferidas (pantallas de cables, telecom, valla, armaduras, etc.)

ANEXO III. CÁLCULO CORTOCIRCUITO

Un cortocircuito reduce drásticamente la impedancia vista por la red y provoca corrientes elevadas que condicionan el poder de corte de interruptores, los esfuerzos electrodinámicos (cresta) y la verificación térmica de conductores y cables.

El cálculo se realiza conforme IEC 60909-0:2016, empleando el modelo de Thévenin para la red pasiva (red externa, transformadores y cables) y el modelo de fuente de corriente para aerogeneradores de convertidor pleno (Cypress), tal y como recomienda la propia norma.

Se trabaja con una base común $S_B = 60 \text{ MVA}$ y las tensiones nominales del proyecto.

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} * U_B} \quad Z_B = \frac{U_B^2}{S_B}$$

Nivel	U_B	I_B	Z_B
Distribuidora	66 kV	524, 86 A	72,60 Ω
MT colectora	30 kV	1154,7 A	15,00 Ω
BT	0,69 kV	50,21 kA	7,94 m Ω

Red externa PCC a 66 kV: La distribuidora, en este caso i-DE Iberdrola nos debe de facilitar la potencia de cortocircuito en 66 kV.

$$Z_{red,66} = \frac{66^2}{S_{cc,66}} \quad Z_{red \rightarrow 30} = Z_{red,66} = \left(\frac{30}{66}\right)^2$$

Suponiendo que $S_{cc,66} = 1000 \text{ MVA} \rightarrow Z_{red,66} = 4,356 \Omega$

Red colectora 30 kV

$$Z_l = (R_{ac} + j * X)l \rightarrow |Z_l| = \sqrt{0,13^2 + 0,10^2} * l = 0,164 * l \Omega$$

Longitud l (km)	R _{ac} ·l (Ω)	X·l (Ω)	Z _{cable} (Ω)
0,229	0,03	0,023	0,038
0,256	0,033	0,026	0,042
0,47	0,061	0,047	0,077
1,106	0,144	0,111	0,181

Aportación de los aerogeneradores, IEC 60909-2016: fuente de corriente limitada:

$$I_{aero,30} = 0,139 \text{ kA por aerogenerador} = 0,973 \text{ kA en total}$$

Cálculo de I''_k :

$$Z_\theta = Z_{red \rightarrow 30} + Z_{T30/60} + Z_{cables}$$

$$c_{max} = 1,10 \rightarrow I''_{k,red} = \frac{c_{max} * U_{30}}{\sqrt{3} * |Z_\theta|}$$

$$I''_k = I''_{k,red} + I_{aerogeneradores,total}$$

Ubicación	Z _θ (Ω)	Ik,red'' (kA)	Ik'' total (kA)
Barra 30 kV (SE)	3,06	6,226	7,199
Cabecera 0,229 km	3,098	6,151	7,124
Cabecera 0,256 km	3,102	6,142	7,115
Cabecera 0,470 km	3,137	6,073	7,046
Cabecera 1,106 km (peor)	3,241	5,878	6,851

Corriente de cresta i_p e interrupción de I_b , tomando:

Ubicación	i_p (kA cresta)	I_b 100 ms (kA)	$S_{cc,30}$ (MVA)
Barra 30 kV (SE)	17,71	6,48	374,1
Cabecera 0,229 km	17,53	6,41	370,2
Cabecera 0,256 km	17,51	6,4	369,7
Cabecera 0,470 km	17,34	6,34	366,1
Cabecera 1,106 km (peor)	16,86	6,17	356

Potencia de cortocircuito en 30 kV

$$S_{cc,30} = \sqrt{3} * U_{30} * I''_k \rightarrow \text{Barra } 7,21 \text{ kA} \rightarrow S_{cc,30} = 374 \text{ MVA}$$

$$\text{El peor punto (1,106 km)} \ 6,86 \text{ kA} \rightarrow S_{cc,30} = 356 \text{ MVA}$$

$$S_{cc,66} = \sqrt{3} * U_{66} * I''_k \rightarrow \text{Barra } 8,75 \text{ kA} \rightarrow S_{cc,30} = 1000 \text{ MVA}$$

Con el PCC en 66 kV modelado como Thévenin ($S_{cc,66} = 1000$ MVA), el transformador del parque 30/66 kV de 50/63 MVA con $u_k = 12$ % y la red colectora con cable Top Cable 18/30 kV ($R = 0,13$ Ω /km, $X = 0,10$ Ω /km), la corriente de cortocircuito trifásico inicial en la barra de 30 kV resulta 7,2 kA, mientras que en el extremo más alejado ($\approx 1,1$ km) baja a 6,9 kA. La cresta asociada se sitúa en 17-18 kA y la corriente de corte a 100 ms en $0,9 \cdot I_k''$ (6,2-6,5 kA). La aportación de los 7 aerogeneradores es limitada y ronda 1 kA en total.

En términos de diseño, estos niveles son compatibles con paramenta de 30 kV de 12-16 kA (corto tiempo y poder de corte), dejan margen térmico en los cables de la colectora y confirman que la elección de 30 kV minimiza corrientes y pérdidas frente a 20 kV. El resultado es poco sensible a los tramos de cable (la caída de I_k'' en los extremos es del orden del 5 %), y muy sensible al $S_{cc,66}$ del PCC, cuando i-DE confirme el valor definitivo, se recalcula fácilmente, pero la tendencia y el dimensionamiento previsto no cambian sustancialmente. En resumen, la arquitectura propuesta (30/66 kV, anillo de 30 kV y WTG de convertidor) ofrece niveles de cortocircuito moderados, bien dentro de los rangos típicos de equipos y coherentes con los objetivos de fiabilidad y pérdidas del parque.

ANEXO IV. CELDA MT

PIX 36

PIX 36 is a universal and international solution for withdrawable air insulated switchgear 36 kV.

Air Insulated Switchgear (AIS)

Discontinued

Contact Sales

Contact support



Presentation

Features

PIX 36 is a universal and international solution for withdrawable air insulated switchgear. It can be used for utility, industry and infrastructure applications. It is compact in design and uses both vacuum and SF6 circuit breakers.

- Ratings up to 36 kV / 2000 A / 25 kA
- Equipped with the new HVX embedded pole vacuum circuit breaker, or the type FP SF6 circuit breaker.
- Isolated busbar can be extended on both sides
- Rear cable access
- Floor rolling truck
- Current and voltage transformers on busbar or cable sides

ANEXO V. CABLE MT



X-VOLT® AL (-OL) HEPRZ1



Cable de Media Tensión de aluminio con aislamiento de HEPR.

NORMA DE REFERENCIA: UNE-HD 620-9E (tipo 9E-1) / NI 56.43.01



F_{ca}

APLICACIÓN

X-VOLT® HEPRZ1 AL es un cable de aluminio de Media Tensión para la transmisión y distribución de electricidad.

CONSTRUCCIÓN

Conductor

Conductor de aluminio de clase 2 según UNE-EN 60228 e IEC 60228.

Pantalla semiconductora interna

Pantalla sobre el conductor, de material semiconductor termoestable.

Aislamiento

Goma de etileno propileno de alto módulo (HEPR) tipo DIH-2 según HD 620-1, reticulado en catenaria en atmósfera seca, mediante un proceso de triple extrusión.

Pantalla semiconductora externa

Pantalla sobre el aislamiento, de material semiconductor termoestable y pelable.

Pantalla metálica

Corona de alambres de cobre y contraespira de cobre, con una sección mínima de 16 mm².

Separador

Cinta de poliéster que cubre completamente la pantalla para facilitar el pelado de la cubierta exterior.

Opcionalmente, sustituida por cinta higroscópica (cables con obturación longitudinal, tipo -OL).

Cubierta

Cubierta exterior de poliolefina, tipo DMZI según HD 620-1.

Color rojo.

CARACTERÍSTICAS

-  **Características eléctricas**
Media Tensión: 12/20 kV y 18/30 kV.
-  **Características térmicas**
Temperatura máxima del conductor: 105°C.
Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).
Temperatura mínima de servicio: -30°C.
-  **Características frente al fuego**
Reacción al fuego CPR: F_{ca} según EN 50575.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754-1 / IEC 60754-1.
Baja emisión de gases corrosivos según UNE-EN 60754-2 / IEC 60754-2.
-  **Características mecánicas**
Radio de curvatura: 15x diámetro exterior.
Resistencia a abrasión.
Resistencia al desgarro.
-  **Características medioambientales**
Resistencia a los rayos ultravioleta según UNE 211605.

NORMAS / CERTIFICACIONES

-  Norma de referencia
UNE-HD 620-9E (tipo 9E-1) / NI 56.43.01
-  Certificaciones
AENOR
-  CPR (Reglamento de Productos de La Construcción)
F_{ca}



ventas@topcable.com | www.topcable.com
© 2022 Top Cable - Revisión 2 - 13.01.2022 | Emitido por DVC

Top Cable se reserva el derecho de realizar cualquier modificación en las fichas técnicas sin previo aviso. Todos los renders, especificaciones y datos de pesos, tamaños y dimensiones contenidos en esta documentación son sólo indicativos y no serán vinculantes para Top Cable.

ANEXO VI. INTERRUPTOR MT

Medium Voltage Distribution

FLUVAC

Vacuum Circuit Breaker
Up to 24 kV – 630 A – 21 kA

Operation Maintenance
Instructions



www.schneider-electric.com

Schneider
Electric

FLUVAC

Functional interlocks

Functional mechanical interlocks

The FLUVAC circuit breaker is equipped with internal mechanical interlocks, called "functional", intended to avoid any kind of operating error.

It is necessary to know these interlocks in order to operate the switchgear correctly.

Interlocks for function CB

	Position	Circuit breaker	Disconnecter
Circuit breaker (*)	Closed	-	Locked
	Open / Earth	-	Free
Disconnecter	Closed	Free (**)	-
	Open / Earth	Free	-



(*) During the disconnector operations, the circuit breaker is locked open.



(**) Also available version – Disconnecter closed, circuit breaker open locked.

Levels of maintenance

Description	Levels
Operations recommended in the instructions manual "installation - operation - maintenance", carried out by suitably qualified personnel having received training allowing them to intervene whilst respecting the safety rules.	1
Complex operations, requiring specific expertise and the implementation of support equipment in accordance with Schneider Electric's procedures. These must be carried out by Schneider Electric or by a specialised technician trained by Schneider Electric when starting the procedures, with the appropriate specific equipment.	2
All preventive and corrective maintenance, all renovation and reconstruction work is carried out by Schneider Electric.	3

Preventive maintenance

Preventive maintenance	Frequency	Levels		
Recommended operations	6 years	1	2	3
Verification of the presence and condition of accessories (levers, etc.)	■	■	■	■
Visual inspection of the exterior (cleanliness, absence of oxidation, etc.)	■	■	■	■
Cleaning of external elements, with a clean, dry cloth	■	■	■	■
Verification of the positioning of the status indicators (open and closed)	■	■	■	■
Verification of the functioning of the mechanical control mechanism by making several manoeuvres	■	■	■	■
Visual surveillance of the general appearance of connections	■	■	■	■

Corrective maintenance

Corrective maintenance	Levels		
Replacements or modifications	1	2	3
Replacement of a signal lamp assembly	■	■	■

FLUVAC

Spare parts

The spare part

Describes a part that is designed to replace a corresponding one with a view to re-establishing the original function.

 The replacement of these parts can only be carried out by a person who is suitably qualified and trained for this operation.

 For an explanation of the levels of maintenance, please refer to page 9.

Non-Programmed replacement	Denomination	Levels		
		1	2	3
Describes spare parts whose replacement intervenes in the course of corrective maintenance.	Signal lamp assembly	■	■	■

Exceptional replacement	Denomination	Levels		
		1	2	3
Describes the spare parts or assemblies whose foreseeable service life is at least equal to that of the equipment. Use: Spare parts or sub-assemblies conserved in a safety stock.	Operation counter	■	■	■
	Undervoltage release (UVR)	■	■	■
	Undervoltage release control card	■	■	■
	Loaded or unloaded closing springs signalling contact	■	■	■
	Shunt closing release	■	■	■
	Shunt opening release	■	■	■
	Demagnetisation opening solenoid	■	■	■
	Geared motor for loading springs	■	■	■
	Geared motor controller card	■	■	■
	Auxiliary contacts	■	■	■
	Voltage presence signal lamp	■	■	■
Key locks	■	■	■	

Identification of materials

 For all orders for spare parts, it is necessary to enclose the equipment characteristics form.

Storage conditions

The components should be stored away from dust, humidity or the sun. In order to facilitate the search, they must be marked by the Schneider Electric reference number.

Certain components are fragile, they should preferably be stored in their original packaging.

ANEXO VII. INTERRUPTOR AT

HITACHI
Inspire the Next

High Voltage Products | Air-insulated switchgear

Live Tank Circuit Breaker LTB D 72.5 to 170 kV

Product information

LTB D can withstand breaking currents up to 40 kA, with fast interruption for maximum power system stability. It is configurable for all applications and environments.

LTB D is also available as a Disconnecting Circuit Breaker where the disconnecting function is integrated in the circuit breaker.

Design features

The LTB D is a high-performance circuit breaker designed for a maximum breaking current of up to 40 kA at rated voltages from 72.5 kV up to 170 kV. The LTB D is available for single or three-pole operation.

It is suitable for all applications and proven in extreme environment including deserts, the tropics and cold climates withstanding natural disasters from hurricanes to major earthquakes. During the past 30 years, the LTB D circuit breaker has provided reliability to power systems worldwide.

Key benefits of the product

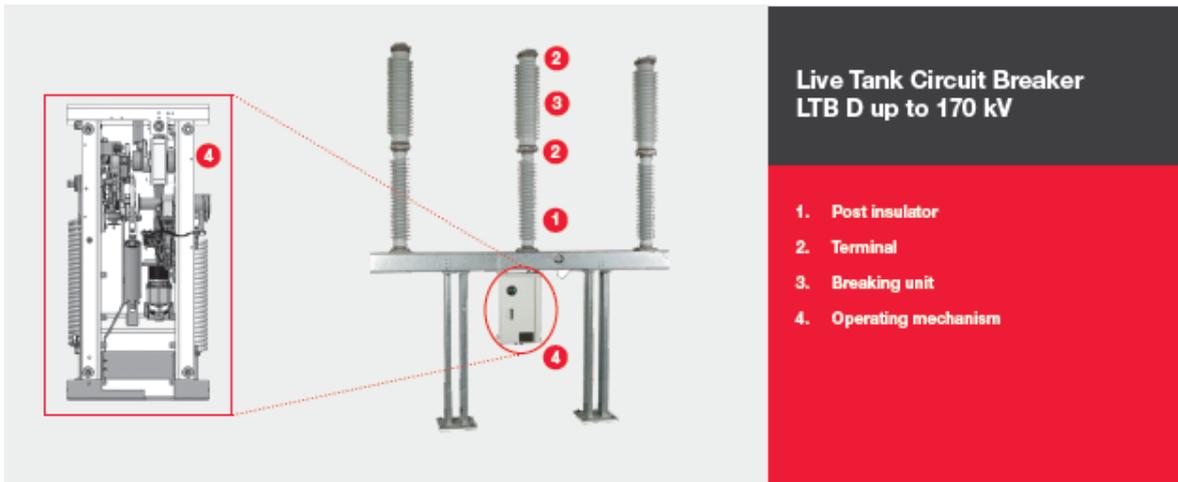
- Optimized self-blast technology, which significantly reduces energy need to operate the circuit breaker
- Optimized packing and delivery arrangement to ensure transport safety
- Easy to install-adjustment free installation
- Reduced risk of accidental leakage of SF₆ thanks to double O-rings sealing system
- Transparent environmental performance thanks to a detailed product life cycle assessment
- Maintenance friendly design
- Suitable for controlled switching applications
- Compact design and low operating energy
- High reliability and low maintenance
- Reliable and optimized latch system



Reliable operating mechanism

LTB D is equipped with a motor charged spring operating mechanisms. This solution offers considerable advantages as the energy in the tensioned springs is always available. The spring operating mechanisms used for LTB D are BLK, MSD or FSA depending on customers application and requirements.

 **Hitachi Energy**



Performance data

LTB D 72.5 - 170 kV

Rated voltage	kV	up to 170
Rated continuous current	A	up to 3150*
Rated frequency	Hz	50/60
Rated short-circuit breaking current	kA	up to 40
Rated short-time withstand current (3s)	kA	up to 40
Type of operation		Single- or three-pole
Design		Self-blast interrupter
Insulation		SF ₆
Applications		Line, transformers, reactor, cable and capacitor switching
Controlled switching applications		Yes
Insulators		Composite or porcelain
Operating mechanism		Spring operating
Creepage distance	mm/kV	25 or 31*
Installation		Outdoor
Standards		IEC 62271-100
Service conditions:		
• Ambient temperature	°C	-50 to +40*
• Design altitude	m	1000*

*Standard values as per IEC. Additional data on request.

Hitachi Energy Ltd.
High Voltage Products
Air-insulated switchgear
contact-us@hitachienergy.com



www.hitachienergy.com

We reserve the right to make technical changes or modify the contents of this document without prior notice. With regard to purchase orders, the agreed particulars shall prevail. Hitachi Energy Ltd. does not accept any responsibility whatsoever for potential errors or possible lack of information in this document.

We reserve all rights in this document and in the subject matter and illustrations contained therein. Any reproduction, disclosure to third parties or utilization of its contents – in whole or in parts – is forbidden without prior written consent of Hitachi Energy Ltd.

9AKK108468A0170 EN | B23

ANEXO VIII. SECCIONADOR

Center Break Disconnectors: 3DN1 Series											
Rated voltage	[kV]	72.5	123	145	170	245	300	362	420	550	
Rated normal current	[A]	1250/ 3150	1250, 1600, 2000, 2500, 3150, 4000								
Rated peak withstand current	[kA]	65/ 104	65, 82, 104, 130					65, 82, 104, 130, 164			
Rated short-time withstand current	[kA-s]	25-3/ 40-3	25-3, 31.5-3, 40-3, 50-3					25-3, 31.5-3, 40-3, 50-3, 63-3			
Ice coating class	[mm]	10 / 20									
Temperature range	[°C]	-55 / +55									
Operating mechanism type		Motor or manual operation									
Control voltage		Different variants of motor drives are available. Detailed information can be found in the respective product flyers.									
Motor voltage											
Maintenance period		25 years									

Application and design of the disconnector

The center break is the most frequently used disconnector type worldwide. Its design is characterized by two rotatable insulators mounted on the switch base. The current path opening to the side creates a bigger phase distance than with other disconnector types. Thanks to its convenient design, the center break is particularly versatile and can be applied in parallel, diagonal or in-line arrangements.

Key features:

- Cylindrical self-resilient contact fingers with AgC coating for optimal, spring-free contact : dry-lubrication, self-cleansing & high reliability
- Easy set-up due to pre-adjusted in factory
- Bus transfer current switching capability of 1600 A (optional)
- Designed according to IEC 62271-102 standard
- Exceeding the IEC and meeting GOST R and GB/DL
- Available in various colors



Technical structure

The total weight of our new center break disconnector has been reduced considerably through the use of fewer steel parts, especially in the base frame, thus reducing installation effort and transport costs. At the same time, our 3DN1 is capable of withstanding very high terminal and mechanical loads and has supreme seismic capabilities. Corrosion-free components, such as hot-dip galvanized steel parts, ensure a particularly long service life. The 3DN1 is designed for ambient temperature limits from -55 up to +55°C and has a high short-circuit capability, and excellent ice breaking behavior.

ANEXO IX. TRANSFORMADOR DE TENSION

TVI (Inductive Voltage Transformer) is the result of practical experience with SF₆ instrument transformers and inductive voltage transformers for PASS and GIS. This SF₆ gas insulated inductive type of voltage transformer is built for revenue metering and protection in high voltage networks. It is designed for the most varied conditions, from polar to desert climates. The use of a composite insulator and pressure relief device ensures greater safety and a higher performance in very heavy polluted environments.

Advantages

The TVI, thanks to the use of SF₆ gas and of a composite insulator, offers several advantages:

- highly reliable equipment
- explosion proof design
- maintenance free
- dielectric quality not depending on long treatments
- negligible level of partial discharge
- dielectric mean not subjected to ageing
- wide safety margin against saturation and ferro-resonance
- high seismic withstand capability
- suitable for applications in mobile substations
- higher performance in very heavy polluted environments
- available with a gas insulated disconnecter for increased flexibility during operation.

Technical features

- Suitable for both metering and protection
- Magnetic cores made of laminated steel with oriented grain and a high level of permeability
- Windings made of electrolytic copper
- Primary winding connected directly to the high voltage side while the secondary winding supplies the low voltage panels
- Insulation system designed to guarantee a life cycle of 30 years. Declared maximum gas leakage: less than 0.1 % per year
- Safety margin for normal wind loads, stress from conductors and seismic forces
- Construction in conformity with national pressure standards
- Installed on a metal support with four eyebolts for lifting.



Installation	Outdoor
Design	Inductive type
Insulation	SF ₆ gas
Highest voltage for equipment	72.5 - 420 kV
Voltage factor (Vf)	Up to 1.9/8 hrs
Insulators	Silicone rubber
Creepage distance	≥ 25 mm/kV
Ambient temperature	-60 °C to +40 °C
Design altitude	Maximum 1000 m

Electrical and mechanical data

Type	Maximum system voltage (kV)	Power frequency (kV)	Impulse Withstand (kV)	Min Flashover Distance (mm)
TVI 72.5	72.5	140	325	670
TVI 123	123	230	550	1184
TVI 145	145	275	650	1184
TVI 170	170	325	750	1364
TVI 245	245	460	1050	1950
TVI 420	420	630	1425	3590

TVI features

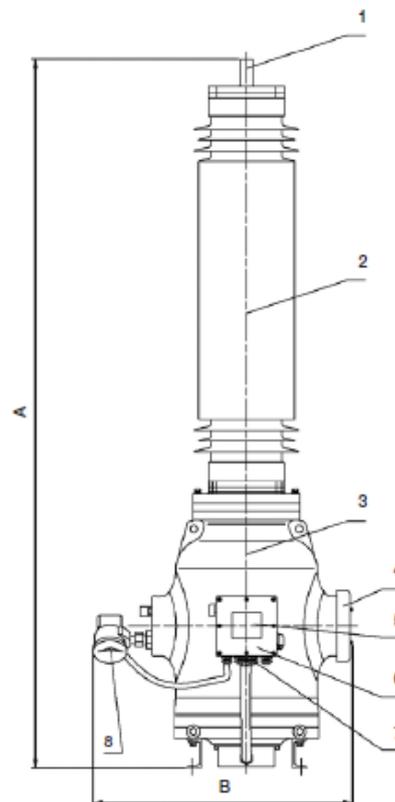
	kV	72.5	123	145	170	245	420
Model							SF ₆
Type							TVI
Standard applied		IEC 60044-2 or ANSI C57.13-1993 (rev.2003)					
Number of cores	-	1 @ 3°					
Rated primary voltage	kV	66/√3	110/√3	132/√3	150/√3	220/√3	380/√3
Rated secondary voltage	V	100,115,120,100/3,115/3,120/3,100/√3,115/√3,120/√3**					
Metering Core							
Burden	VA	10 @ 200					
Class		0.2 @ 1					
Protection Core							
Burden	VA	10 @ 200					
Class		3P-6P					
Thermal Burden	VA	1000-1500					

* This is a general indication. The number of cores available in standard case depends on the power required.

** This is a general indication. Other voltage values can be required.

1. **High voltage terminal**
made of highly conductive aluminum (either cylindrical or the NEMA flat type)
2. **Composite Insulator**
made of composite material in accordance with IEC 61642, suitable for installation in highly polluted areas (level IV)
3. **Aluminum tank**
made of a corrosion-proof aluminum alloy, in conformity with national vessel standards
4. **Rupture disk**
pressure relief device to limit internal gas overpressure in case of flash over, designed to avoid early bursting
5. **Name plate**
placed on the secondary terminal box, including all the data required by the IEC 60044-2 Standards
6. **Secondary terminal box**
with a protection degree of not less than IP44 according to IEC 60529
7. **Cable gland for LV cables**
8. **Density monitor**
temperature compensated density monitor with two electric contacts scaled on alarm and lock out gas thresholds

Type	Height, A (mm)	Width, B (mm)	Total weight (Kg)	SF ₆ weight (Kg)
TVI 72.5	1860	853	200	4.7
TVI 123-145	2374	853	280	6.5
TVI 170	2594	853	290	7.0
TVI 245	3360	1100	480	19.0
TVI 420	5820	1300	850	35.0



ANEXO X. TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD



High voltage outdoor current transformers

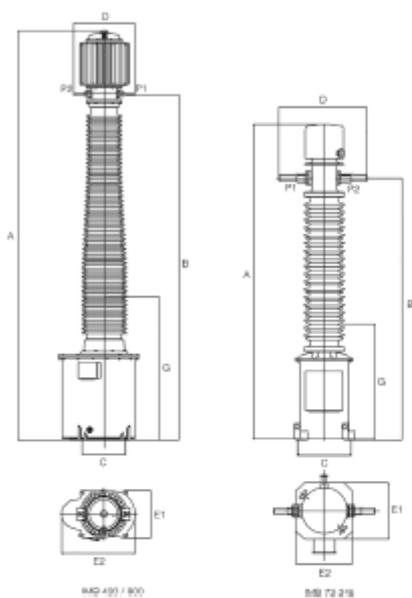
Type IMB

72.5 kV to 800 kV

 Hitachi Energy

IMB current transformers

Important dimensions and shipping data



Dimensions details

IMB	A	B	C	D	E1	E2	G
73	2280	1790	460	505	520	520	855
145	2850	2360	460	505	520	520	1055
245	4020	3370	600	590	670	670	1300
420	5860	4790	600	880	670	1105	2250
800	9270	7090	600	765	670	1105	4000

Note: All dimensions in mm

Flash over and creepage distances

IMB	Voltage Rating U_m (kV)	*Flash-over Distance (mm) 05*	*Nominal Minimum Creepage Distance (mm)*
73	72.5	750	1815
145	145	1375	3625
245	245	2170	6125
420	420	3220	10500
800	800	5520	20000

Note: Data and illustration are without engagement. We reserve the right to make changes in the course of technical development.

ANEXO XI. VIABILIDAD ECONÓMICA

Datos de partida	
Nº aerogeneradores	7
Potencia aerogenerador (Mw)	6
Potencia total (Mw)	42
Energía a Red (MWh/año)	134.687
Horas equivalentes/año (h)	3.191
Factor de Capacidad (%)	36

Inversión Total (kEUR)	
Aerogeneradores (7 × GE Vernova Cypress 6.0-164)	35.000.000
BOP (obra civil + infraestructura interna + torre)	6.450.000
Interconexión eléctrica (línea 66 kV + PCC/derechos)	1.900.000
Devex (permisos, licencias, ingeniería y consultoría)	600.000
Total	43.950.000

Costes de Explotación (O&M)	
Terrenos (kEUR/unidad y aerogenerador)	218,16
Otros (SE+L66, seguros, SCADA/IT, G&A, tasas) (kEUR/año)	646,9

Años de vida útil	€/aerogeneradores (7 WTG)
1 a 2	400.000
3 a 5	425.000
6 a 10	525.000
11 a 15	533.000
16 a 20	537.000
21 a 25	540.000

Criterios	
IPC (%)	2
Periodo de amortización (años)	17
Tasa impositiva sobre beneficios (%)	25,00%
Fondos propios (Equity) / Ajenos (Deuda) (%)	20/80

Costes de explotación en (kEUR)	Año										
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Aerogeneradores	400	400	425	425	425	525	525	525	525	525	
Terrenos	80,0	81,6	83,2	84,9	86,6	88,3	90,1	91,9	93,7	95,6	
Otros (SE+Línea 66kV, seguros, SCADA/IT, G&A, Tasas)	400,0	408,0	416,2	424,5	433,0	441,6	450,5	459,5	468,7	478,0	
Total	880	890	924	934	945	1.055	1.066	1.076	1.087	1.099	

2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
533	533	533	533	533	537	537	537	537	537	540	540	540	540	540
97,5	99,5	101,5	103,5	105,6	107,7	109,8	112,0	114,3	116,5	118,9	121,3	123,7	126,2	128,7
487,6	497,3	507,3	517,4	527,8	538,3	549,1	560,1	571,3	582,7	594,4	606,3	618,4	630,8	643,4
1.118	1.130	1.142	1.154	1.166	1.183	1.196	1.209	1.223	1.236	1.253	1.268	1.282	1.297	1.312

Desglose de los costes "Otros" (kEUR)	Año										
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Seguros (kEUR/año)	192	195,8	199,8	203,8	207,8	211,9	216,3	220,5	225	229,4	
SE+L66 (kEUR/año)	88	89,8	91,6	93,4	95,3	97,2	99,1	101,1	103,1	105,2	
SCADA/IT (kEUR/año)	20	20,4	20,8	21,2	21,7	22,1	22,5	23	23,4	23,9	
G&A (kEUR/año)	72	73,4	74,9	76,4	77,9	79,5	81,1	82,7	84,4	86	
Tasas (kEUR/año)	28	28,6	29,1	29,7	30,3	30,9	31,5	32,2	32,8	33,5	
Total	400	408	416,2	424,5	433	441,6	450,5	459,5	468,7	478	

2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
234	238,7	243,5	248,4	253,4	258,4	263,6	268,9	274,2	279,7	285,3	291,1	296,9	302,8	308,9
107,3	109,4	111,6	113,8	116,1	118,4	120,8	123,2	125,7	128,2	130,8	133,4	136	138,8	141,5
24,4	24,9	25,4	25,9	26,4	26,9	27,5	28	28,6	29,1	29,7	30,3	30,9	31,5	32,2
87,8	89,5	91,3	93,1	95	96,9	98,8	100,8	102,8	104,9	107	109,1	111,3	113,5	115,8
34,1	34,8	35,5	36,2	36,9	37,7	38,4	39,2	40	40,8	41,6	42,4	43,3	44,2	45
487,6	497,3	507,3	517,4	527,8	538,3	549,1	560,1	571,3	582,7	594,4	606,3	618,4	630,8	643,4

	Añ.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050			
Cuenta de Pérdidas y Ganancias (tEUR)																														
Ingresos de Explotación (Revenues)		6.195,6	6.251,5	6.319,5	6.382,8	6.447,5	6.512,1	6.576,8	6.642,7	6.708,7	6.776,1	6.843,4	6.912,1	6.980,8	7.050,8	7.122,2	7.192,3	7.265,0	7.337,7	7.410,5	7.484,5	7.560,0	7.635,4	7.712,2	7.788,3	7.867,0				
- Costes de Explotación (COGS)		880,0	889,6	924,4	934,4	944,6	1.055,0	1.065,6	1.076,4	1.087,4	1.098,6	1.118,1	1.129,8	1.141,8	1.153,9	1.166,3	1.183,0	1.195,9	1.209,1	1.222,6	1.236,3	1.253,3	1.267,5	1.282,1	1.296,9	1.312,0				
- Impuesto Generación (7% sobre ingresos)		433,69	438,03	442,36	446,80	451,32	455,85	460,37	464,93	469,61	474,33	479,04	483,85	488,66	493,56	498,56	503,46	508,35	513,64	518,73	523,92	529,20	534,48	539,85	545,23	550,69				
- Amortización		2.585	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750		
Beneficio antes de Interés e Impuesto (EBIT)		2.296,60	2.179,92	2.202,74	2.251,63	2.301,56	2.251,30	2.300,82	2.351,39	2.401,73	2.453,12	2.496,27	2.548,45	2.600,40	2.653,36	2.707,33	2.755,79	2.810,51	2.864,97	2.919,17	2.974,35	3.027,51	3.083,39	3.140,24	3.196,79	3.254,31				
Free Cash Flow (Flujos de Caja Libres) (tEUR)																														
Beneficios antes de impuestos		2.296,6	2.179,9	2.202,7	2.251,6	2.301,6	2.251,3	2.300,8	2.351,4	2.401,7	2.453,1	2.496,3	2.548,5	2.600,4	2.653,4	2.707,3	2.755,8	2.810,5	2.865,0	2.919,2	2.974,4	3.027,5	3.083,4	3.140,2	3.196,8	3.254,3				
- Impuesto de Sociedades (-25%)		574,2	545,0	550,7	562,3	575,4	562,8	575,2	587,6	600,4	613,3	624,1	637,1	650,1	663,3	676,8	688,9	702,6	716,2	729,8	743,6	756,3	770,8	785,1	799,2	813,6				
- Amortización		2.585	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750		
- Inversión Imobilizado (Construcción y Desarrollo)	43.950																													
- Inversión en NOF (7% ingresos)		433,7	438,0	442,4	446,8	451,3	455,8	460,4	465,0	469,6	474,3	479,0	483,8	488,7	493,6	498,6	503,5	508,5	513,6	518,7	523,9	529,2	534,5	539,9	545,2	550,7				
Free Cash Flow (FCF)		-43.950	3.874,1	3.946,9	3.959,7	3.991,9	4.024,9	3.982,6	4.015,2	4.048,5	4.081,7	4.115,5	4.143,2	4.177,5	4.211,6	4.246,5	4.281,9	4.315,4	4.349,3	4.385,1	4.420,6	4.456,8	4.491,4	4.528,1	4.565,3	4.602,4	4.640,0			
Estructura Financiera																														
Equity (%)		20,0%																												
Deuda (%)		80,0%																												
Equity (tEUR)		8.790																												
Deuda (tEUR)		35.160																												
Cálculo WACC																														
K _e (%)		9%																												
K _d (%)		6%																												
WACC (%)		5,40%																												
Cálculo del VAN & TIR del proyecto																														
FCF		-43.950	3.874	3.947	3.960	3.992	4.025	3.983	4.015	4.049	4.082	4.116	4.143	4.177	4.212	4.246	4.282	4.313	4.349	4.385	4.421	4.457	4.491	4.528	4.565	4.602	4.640			
WACC (%)		5,40%																												
YAN (tEUR)		11.672,16																												
TIR (%)		8,01%																												
Cálculo del VAN/TIR del Accionista																														
DEUDA (tEUR)																														
Préstamo Pendiente Amortizar		35.160																												
Cuota Anual		4.178	4.054	3.930	3.806	3.681	3.557	3.433	3.309	3.185	3.061	2.937	2.813	2.689	2.565	2.441	2.316	2.192	2.068	1.944	1.820	1.696	1.572	1.448	1.324	1.200				
Amortización (cuota lineal) préstamo		2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	
Deuda Pendiente amortizar		33.092	31.024	28.955	26.887	24.819	22.751	20.682	18.614	16.546	14.478	12.409	10.341	8.273	6.205	4.136	2.068	0	-2.068	-4.136	-6.205	-8.273	-10.341	-12.409	-14.478	-16.546				
Intereses		2.103,6	1.985,5	1.861,4	1.737,3	1.613,2	1.489,1	1.365,0	1.240,9	1.116,8	992,8	868,7	744,6	620,5	496,4	372,3	248,2	124,1	0,0	-124,1	-248,2	-372,3	-496,4	-620,5	-744,6	-868,7				
Flujo de Caja para la Deuda (tEUR)																														
Préstamo		35.160																												
- Intereses		2.110	1.986	1.861	1.737	1.613	1.489	1.365	1.241	1.117	993	869	745	620	496	372	248	124	0	-124	-248	-372	-496	-620	-745	-869				
- Amortización préstamo		2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	2.068	
+ Ahorro Fiscal (tasa impositiva sobre intereses)		527	496	465	434	403	372	341	310	279	248	217	186	155	124	93	62	31	0	-31	-62	-93	-124	-155	-186	-217				
Flujo de Caja para la Deuda (tEUR)		35.160	-3.650	-3.557	-3.464	-3.371	-3.278	-3.185	-3.092	-2.999	-2.906	-2.813	-2.720	-2.627	-2.534	-2.441	-2.347	-2.254	-2.161	-2.068	-1.975	-1.882	-1.789	-1.696	-1.603	-1.510	-1.417			
Flujo de Caja para el Accionista																														
FCF		-43.950	3.874	3.947	3.960	3.992	4.025	3.983	4.015	4.049	4.082	4.116	4.143	4.177	4.212	4.246	4.282	4.313	4.349	4.385	4.421	4.457	4.491	4.528	4.565	4.602	4.640			
+ Flujo de Caja de la Deuda		35.160	-3.650	-3.557	-3.464	-3.371	-3.278	-3.185	-3.092	-2.999	-2.906	-2.813	-2.720	-2.627	-2.534	-2.441	-2.347	-2.254	-2.161	-2.068	-1.975	-1.882	-1.789	-1.696	-1.603	-1.510	-1.417			
Cash Flow para el Accionista		-8.790	224	390	495	621	747	798	923	1.050	1.176	1.303	1.423	1.551	1.678	1.806	1.934	2.059	2.188	2.317	2.445	2.575	2.702	2.832	2.962	3.093	3.223			
YAN ACCIONISTA (tEUR) (tasa descuento ke 2.626,03 %)																														
TIR ACCIONISTA (%)		11,45%																												

ANEXO XII. PLANOS

ÍNDICE DE PLANOS

Plano 1: Situación del emplazamiento

Plano 2: Emplazamiento y viales

Plano 3: Viales – secciones tipo

Plano 4: Zanjas tipo

Plano 5: Cimentación

Plano 6: Esquema unifilar MT

Plano 7: Esquema unifilar AT



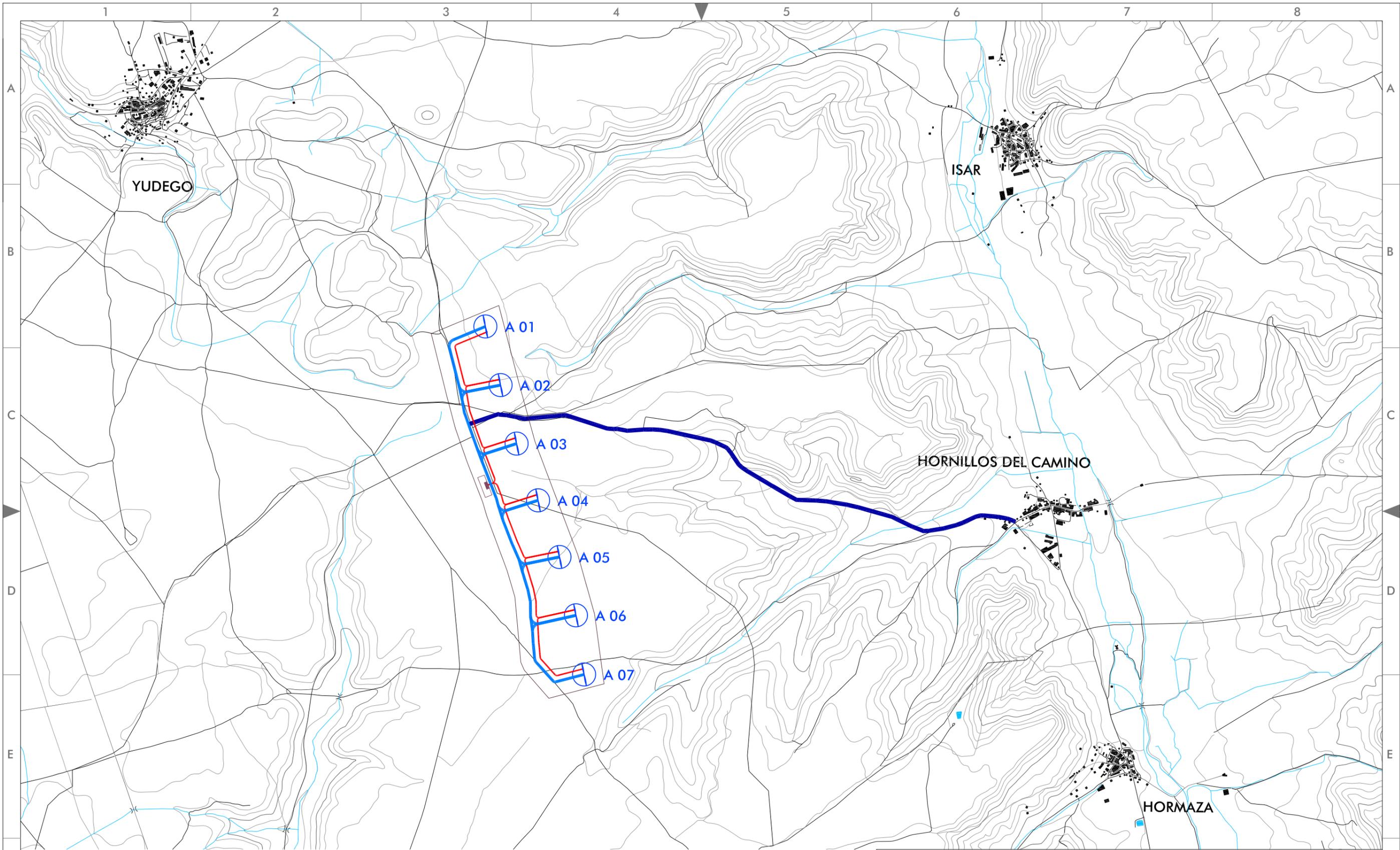
TRABAJO FINAL DE MÁSTER
PARQUE EÓLICO LOMA DE HORNILLOS DEL CAMINO
 HORNILLOS DEL CAMINO - ISAR - YUDEGO | BURGOS

01 | SITUACIÓN
 LOCALIZACIÓN DEL PARQUE EÓLICO

AGOSTO
 2025



FRANCISCO JAVIER MONTERO DE LA PLAZA
 I.C.A.I.



LEYENDA

- DELIMITACIÓN PARQUE EÓLICO
- VIAL DE ACCESO
- VIAL INTERIOR
- EDIFICIO DE CONTROL Y SUBESTACIÓN
- AEROGENERADOR
- CANALIZACIÓN ELÉCTRICA

Aerogeneradores	$X_{UTM} (m E)$	$Y_{UTM} (m N)$
Aerogenerador 1	419385.06	4689015.87
Aerogenerador 2	419380.59	4688540.07
Aerogenerador 3	419662.47	4688131.03
Aerogenerador 4	419797.77	4687714.10
Aerogenerador 5	419946.60	4687283.77
Aerogenerador 6	420022.75	4686841.58
Aerogenerador 7	420246.21	4686428.68

TRABAJO FINAL DE MÁSTER

PARQUE EÓLICO LOMA DE HORNILLOS DEL CAMINO

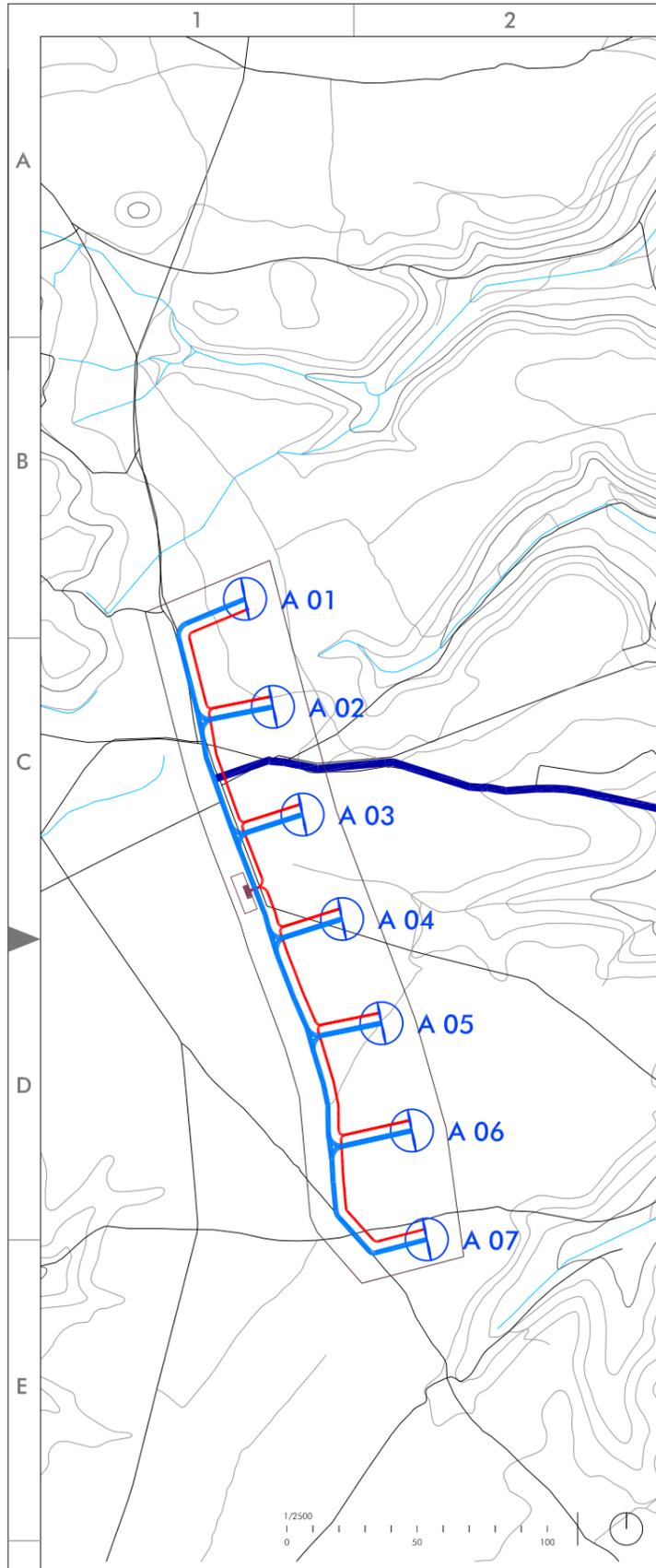
HORNILLOS DEL CAMINO - ISAR - YUDEGO | BURGOS

02 EMPLAZAMIENTO
LOCALIZACIÓN DE AEROGENERADORES Y VIALES DE ACCESO

AGOSTO
2025



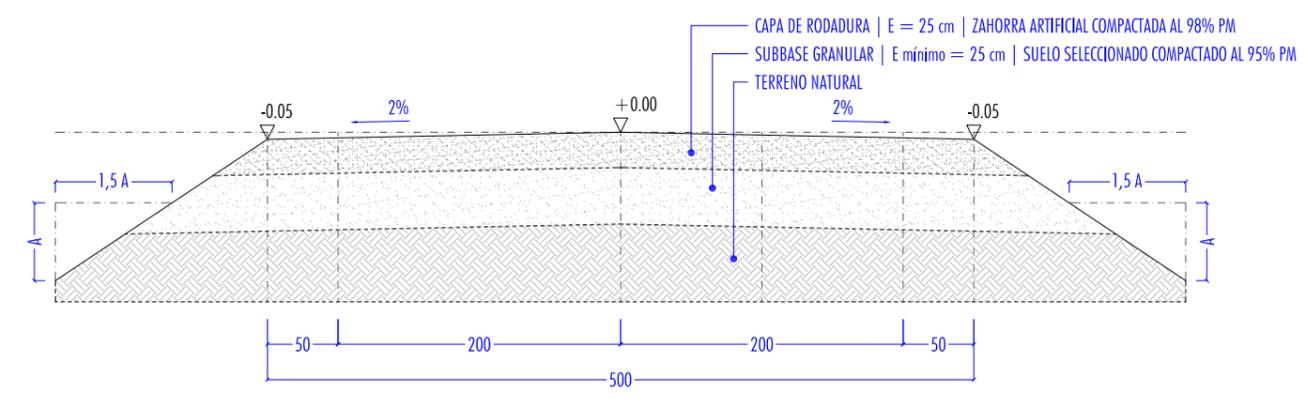
FRANCISCO JAVIER MONTERO DE LA PLAZA
I.C.A.I.



LEYENDA

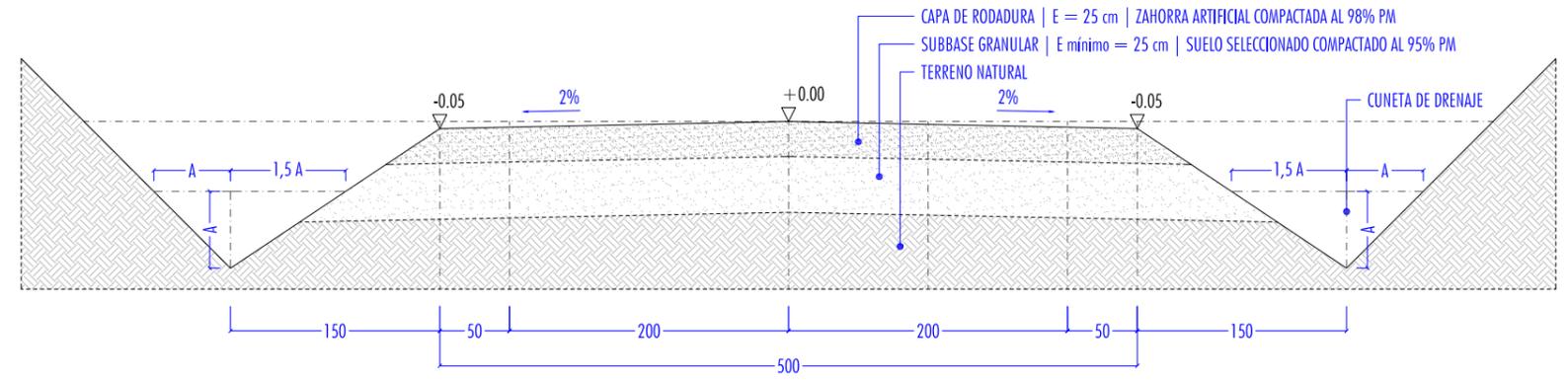
- DELIMITACIÓN PARQUE EÓLICO
- VIAL DE ACCESO
- VIAL INTERIOR
- EDIFICIO DE CONTROL Y SUBESTACIÓN
- AEROGENERADOR
- CANALIZACIÓN ELÉCTRICA

SECCIÓN TIPO TERRAPLÉN



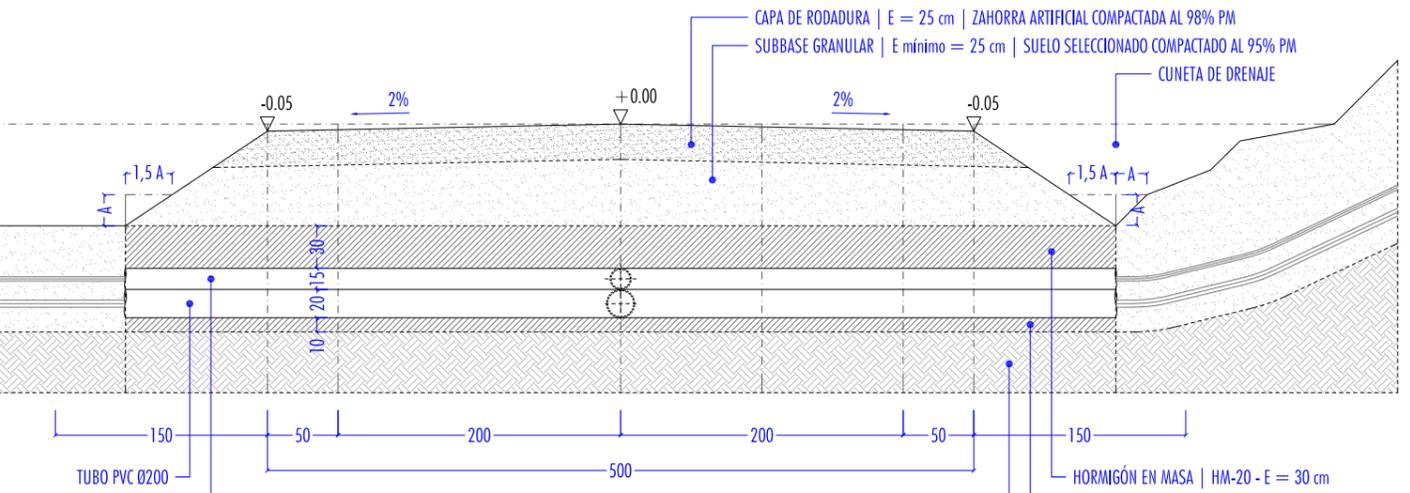
CAMINO DE ACCESO
 ANCHO = 5 m | PENDIENTE MÁXIMA = 10% | RADIO DE CURVATURA = 35/50 m

SECCIÓN TIPO DESMONTE



CAMINO DE ACCESO
 ANCHO = 5 m | PENDIENTE MÁXIMA = 10% | RADIO DE CURVATURA = 35/50 m

SECCIÓN TIPO CON PASO DE ZANJA



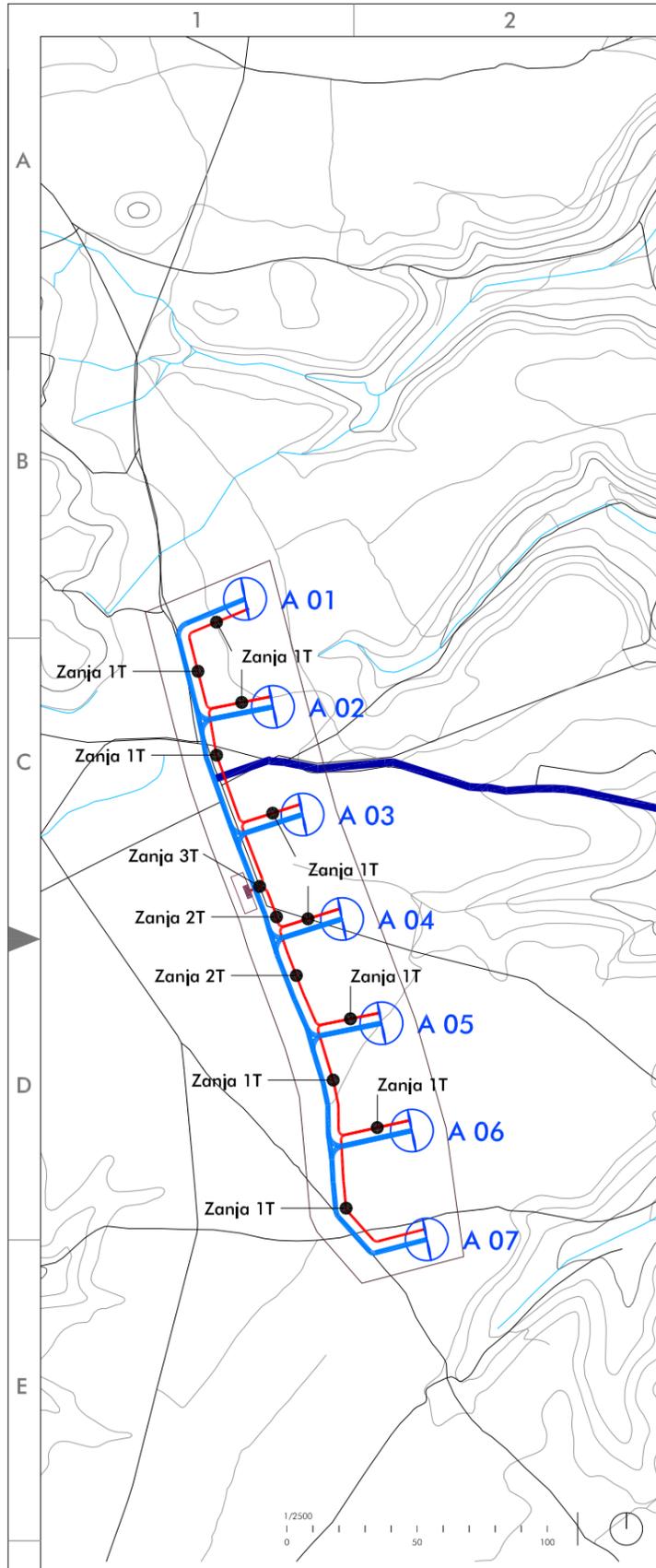
CAMINO DE ACCESO SOBRE PASO DE INSTALACIONES
 ANCHO = 5 m | PENDIENTE MÁXIMA = 10% | RADIO DE CURVATURA = 35/50 m

TRABAJO FINAL DE MÁSTER
PARQUE EÓLICO LOMA DE HORNILLOS DEL CAMINO
 HORNILLOS DEL CAMINO - ISAR - YUDEGO | BURGOS

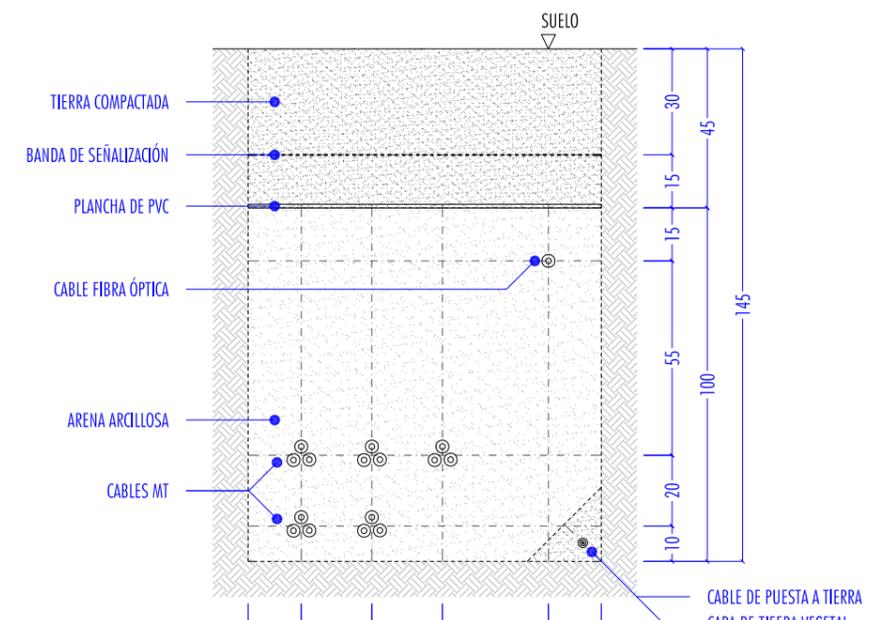
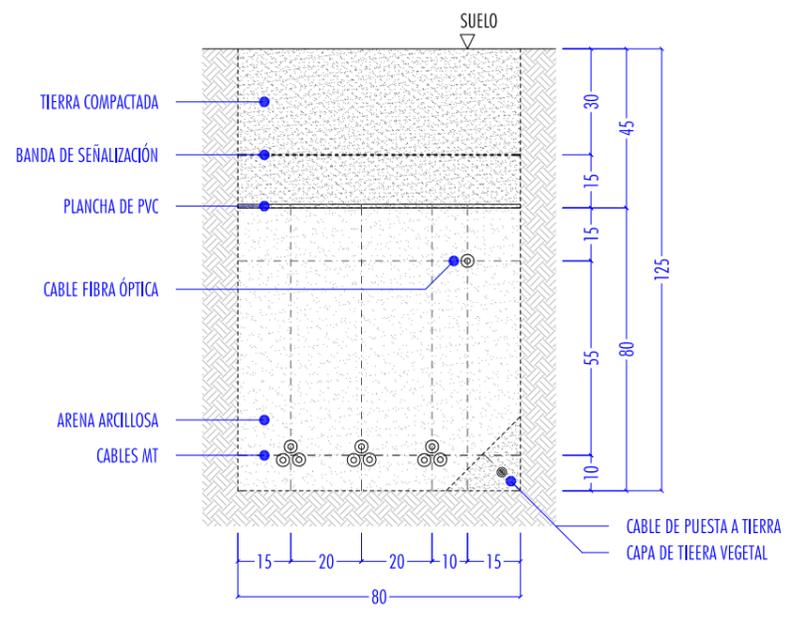
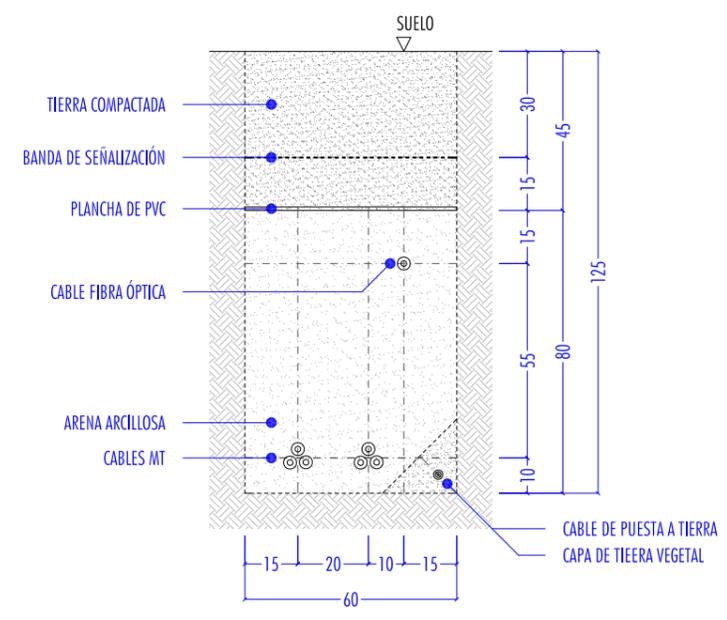
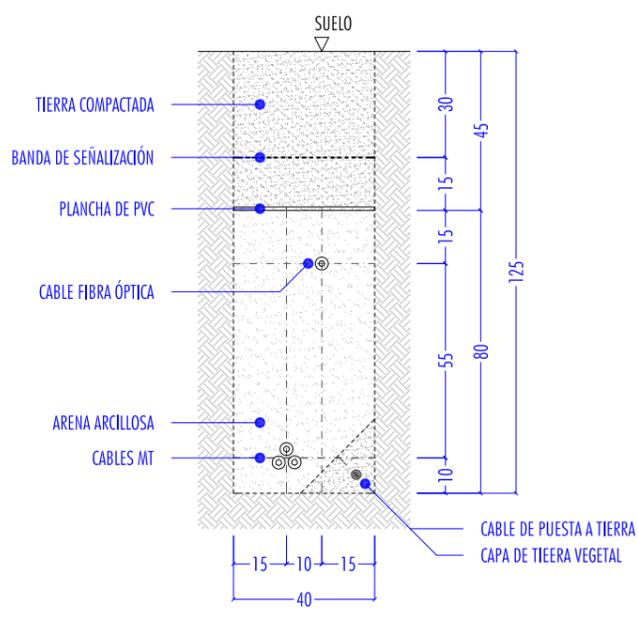
03 CONSTRUCCIÓN
 VIALES DE ACCESO | SECCIONES TRANSVERSALES TIPO



AGOSTO 2025
 FRANCISCO JAVIER MONTERO DE LA PLAZA
 I.C.A.I.



- DELIMITACIÓN PARQUE EÓLICO
- VIAL DE ACCESO
- VIAL INTERIOR
- EDIFICIO DE CONTROL Y SUBESTACIÓN
- AEROGENERADOR
- CANALIZACIÓN ELÉCTRICA



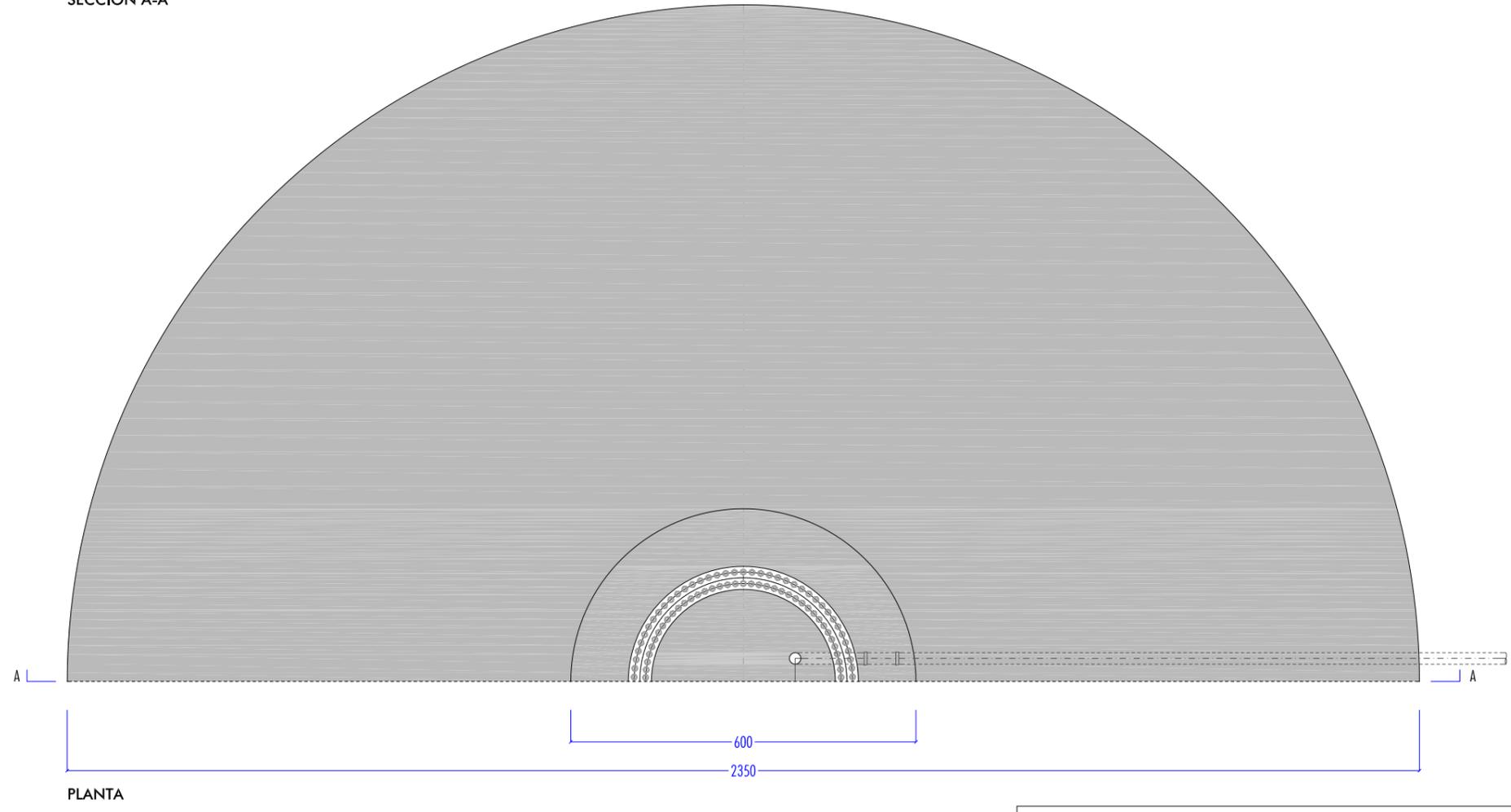
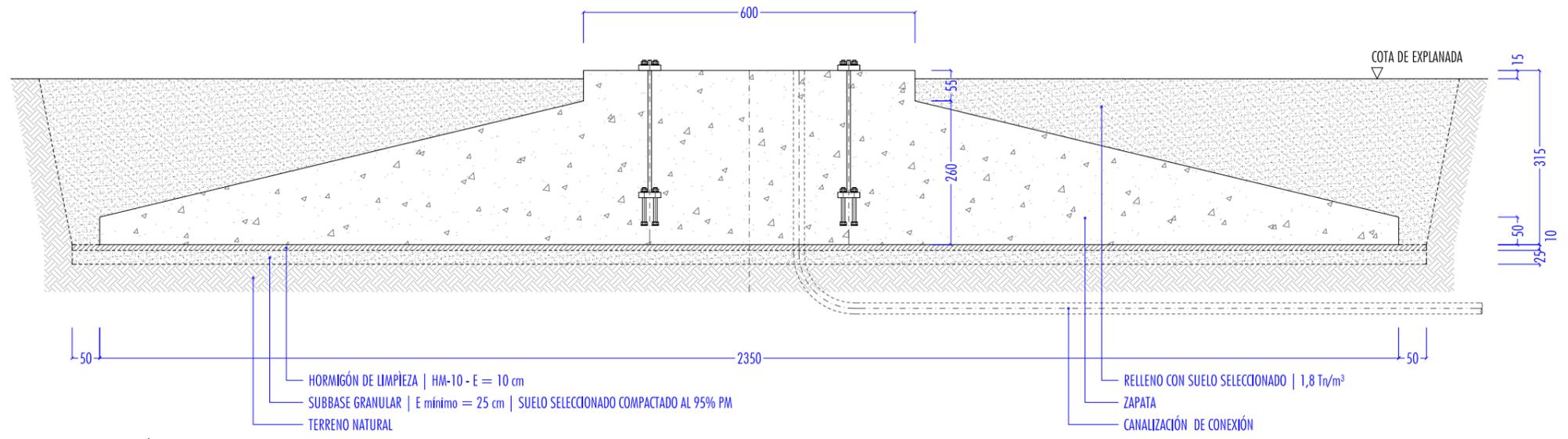
TRABAJO FINAL DE MÁSTER
PARQUE EÓLICO LOMA DE HORNILLOS DEL CAMINO
 HORNILLOS DEL CAMINO - ISAR - YUDEGO | BURGOS

04 CONSTRUCCIÓN
VIALES DE ACCESO | SECCIONES TRANSVERSALES TIPO

AGOSTO 2025



FRANCISCO JAVIER MONTERO DE LA PLAZA
 I.C.A.I.



TRABAJO FINAL DE MÁSTER

PARQUE EÓLICO LOMA DE HORNILLOS DEL CAMINO

HORNILLOS DEL CAMINO - ISAR - YUDEGO | BURGOS

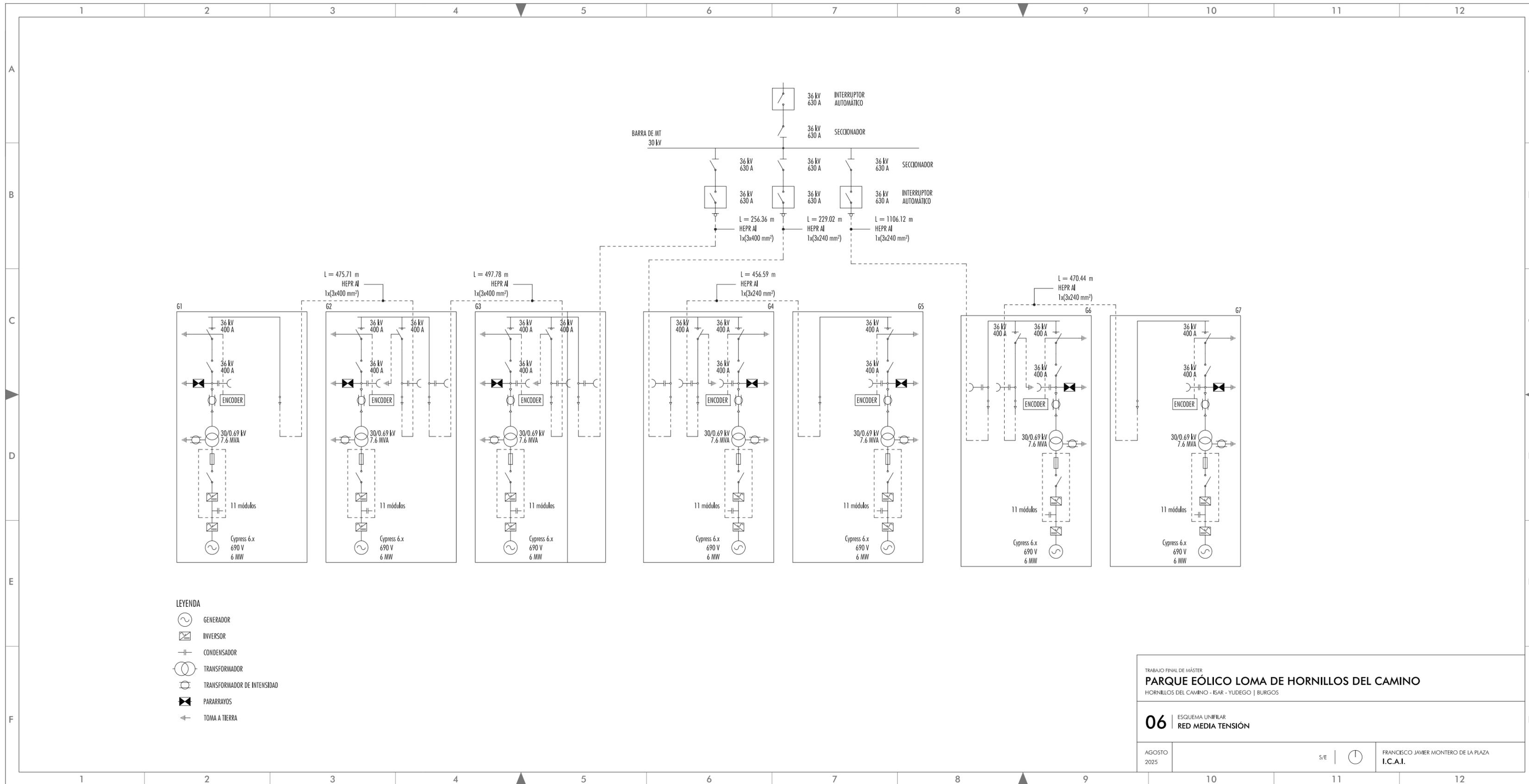
05 CONSTRUCCIÓN
CIMENTACIÓN AEROGENERADORES

AGOSTO 2025

1/100

0 0.5 1 2 3 4 5

FRANCISCO JAVIER MONTERO DE LA PLAZA
I.C.A.I.



LEYENDA

-  GENERADOR
-  INVERSOR
-  CONDENSADOR
-  TRANSFORMADOR
-  TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD
-  PARARRAYOS
-  TOMA A TIERRA

TRABAJO FINAL DE MÁSTER
PARQUE EÓLICO LOMA DE HORNILLOS DEL CAMINO
 HORNILLOS DEL CAMINO - ISAR - YUDEGO | BURGOS

06 ESQUEMA UNIFILAR
 RED MEDIA TENSIÓN

AGOSTO
 2025

S/E



FRANCISCO JAVIER MONTERO DE LA PLAZA
 I.C.A.I.

