



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PROYECTO DEL PARQUE EÓLICO
“EL CAÑAVATE”

Autor: Lucía Garbayo Bugada

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Agosto de 2025

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

Proyecto del Parque Eólico “El Cañavate”

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

curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

A handwritten signature in black ink, reading "Lucía Garbayo", enclosed within a hand-drawn oval. A horizontal line is drawn below the signature.

Fdo.: Lucía Garbayo Bugada

Fecha: 19/ 08/ 2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consuelo Alonso Alonso

Fecha://



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PROYECTO DEL PARQUE EÓLICO
“EL CAÑAVATE”

Autor: Lucía Garbayo Bugada

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Agosto de 2025

Agradecimientos

A mi familia y amigos, por su apoyo incondicional.

A la directora de proyecto, Consuelo Alonso Alonso, por su orientación y apoyo continuo durante todo el trabajo.

A la empresa VORTEX S.L., por la cesión de información privada imprescindible para el desarrollo y ejecución del proyecto.

PROYECTO DEL PARQUE EÓLICO “EL CAÑAVATE”

Autor: Garbayo Bugeda, Lucía.

Director: Alonso Alonso, Consuelo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente proyecto trata el diseño completo del parque eólico “El Cañavate”, situado en Cuenca. Este diseño abarca desde las primeras etapas de desarrollo hasta la construcción y montaje de este, así como el estudio de su viabilidad.

Palabras clave: parque eólico, aerogenerador, viabilidad.

1. Introducción

En la última década, la energía eólica se ha consolidado como una de las fuentes de generación renovable más relevantes a nivel mundial, gracias a su capacidad para producir electricidad de forma limpia, competitiva y sostenible. El impulso de esta tecnología responde a la necesidad de diversificar el mix energético, reducir la dependencia de combustibles fósiles y cumplir con los compromisos internacionales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Su desarrollo no solo contribuye a mitigar el cambio climático, sino que también fomenta la creación de empleo, la innovación tecnológica y el desarrollo económico en las regiones donde se implanta.

En este contexto, el presente proyecto tiene como objetivo el diseño de un parque eólico ubicado en el término municipal de El Cañavate, provincia de Cuenca. La instalación estará compuesta por 7 aerogeneradores dispuestos en una alineación única, con una potencia unitaria de 7,2 MW, alcanzando una potencia total instalada de 50,4 MW. La disposición de las máquinas y las características del emplazamiento se han definido para maximizar el aprovechamiento del recurso eólico local y garantizar la viabilidad técnica, económica y ambiental del proyecto.

2. Metodología

El desarrollo del proyecto se ha estructurado en varias fases que abarcan desde la identificación del emplazamiento hasta la evaluación final de la viabilidad técnica, económica y ambiental del parque eólico.

- **Selección del emplazamiento.** Se ha llevado a cabo un análisis de distintas localizaciones potenciales con el fin de identificar un área que cumpla con los requisitos necesarios para un proyecto eólico: disponibilidad de recurso eólico suficiente, accesibilidad para transporte y construcción, orografía y rugosidad favorables, ausencia de limitaciones legales o ambientales significativas y proximidad a puntos de conexión a la red eléctrica. El emplazamiento seleccionado se encuentra en el término municipal de El Cañavate (Cuenca), cumpliendo de forma satisfactoria estos criterios.
- **Estudio del recurso eólico.** El análisis del recurso eólico se ha realizado a partir de una serie temporal de datos de 10 años de duración, suministrados por Vortex S.L., a una altura de buje de 150 m. Esta serie incluye información sobre velocidad, dirección, presión, temperatura y densidad del aire. Los datos han sido procesados

con la herramienta Windographer, lo que ha permitido caracterizar estadísticamente el recurso mediante la distribución de Weibull, identificar la dirección predominante del viento y analizar su variabilidad estacional y diaria. A continuación, se presentan los resultados obtenidos con dicha herramienta:

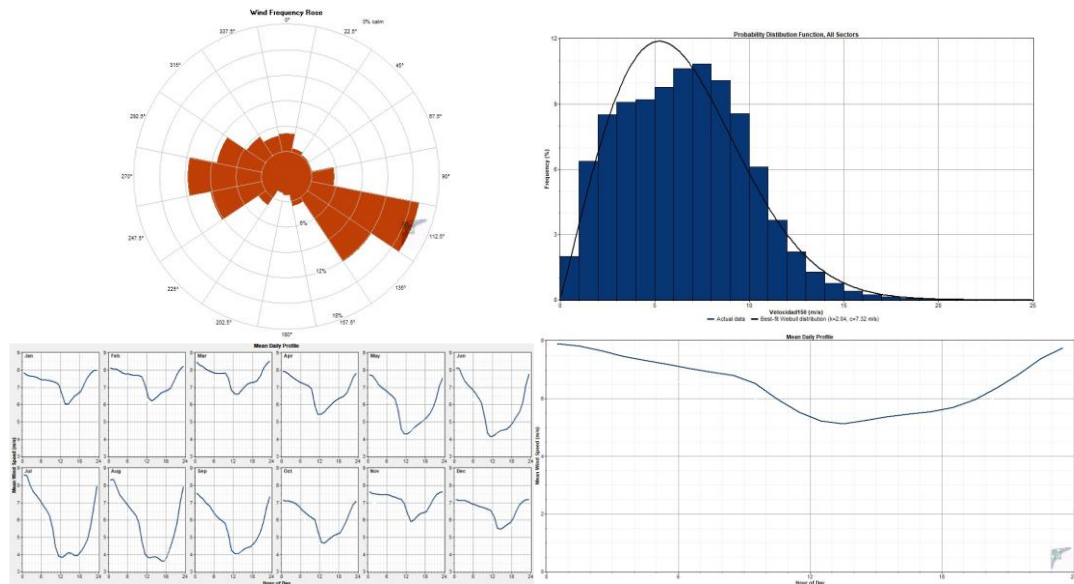


Figura 1: Principales resultados obtenidos del estudio del recurso eólico obtenidos con Windographer.

- **Estudio del recurso energético.** La serie eólica procesada en Windographer se ha exportado a WAsP, incorporando la orografía, rugosidad del terreno, ubicación propuesta de los aerogeneradores y curva de potencia del modelo seleccionado. Esto ha permitido estimar la producción bruta anual, calcular la producción neta descontando las pérdidas por estela y, posteriormente, estimar la energía vertida a la red considerando otras pérdidas asociadas a disponibilidad, transformaciones y evacuación. En la Figura 2 se presenta el mapa topográfico que utiliza WAsP para el estudio del recurso energético:

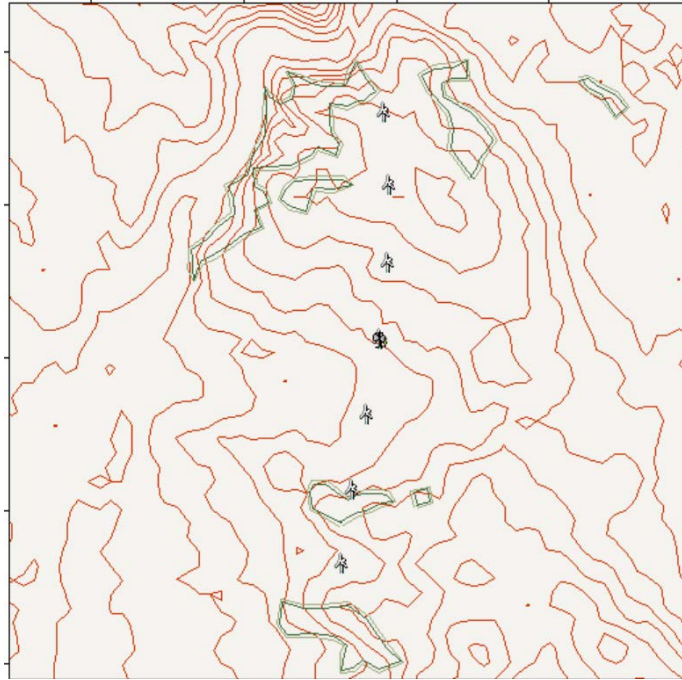


Figura 2: Mapa topográfico introducido en WAsP.

- **Obra civil.** Incluye el trazado y construcción de accesos y viales internos, el diseño de cimentaciones para cada aerogenerador, zanjias eléctricas, edificio de control y demás infraestructuras auxiliares. En el diseño se ha buscado optimizar el uso de caminos existentes, minimizar el movimiento de tierras y reducir el impacto ambiental durante la construcción. A continuación, se incluye una imagen que recoge todas las obras comentadas:

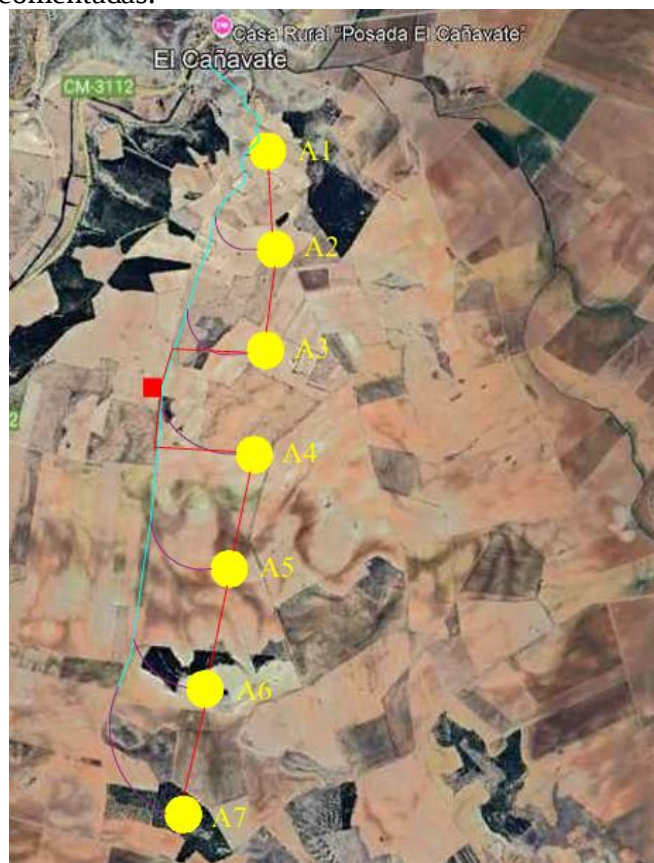


Figura 3: Obra civil del parque eólico "El Cañavate".

- **Instalaciones eléctricas.** La energía generada en cada aerogenerador se produce inicialmente a una tensión de 720 V en la góndola, elevándose a media tensión (30 kV) mediante un transformador interno ubicado en la torre y suministrado por el fabricante. La red de interconexión entre aerogeneradores y la subestación del parque está formada por cables de media tensión de cobre, con sección de 400 mm² y aislamiento XLPE, diseñados para garantizar la capacidad de conducción necesaria, minimizar la caída de tensión y mantener las pérdidas de potencia dentro de los límites establecidos; estos cables se instalan en zanjas subterráneas a lo largo de los viales internos, optimizando trazados y reduciendo el impacto sobre el terreno. En la subestación eléctrica se eleva la tensión de 30 kV a 220 kV mediante un transformador principal, contando además con todos los elementos necesarios para su funcionamiento y seguridad: interruptores automáticos, seccionadores, transformadores de tensión e intensidad (de medida y protección), sistemas de protección contra sobretensiones (pararrayos), elementos de compensación y filtrado (bobina de bloqueo), sistema de control y comunicaciones mediante cables fibra óptica multimodo 62,5/125 µm, y una red de puesta a tierra con conductores de cobre desnudo de 95 mm² para garantizar la seguridad y la correcta disipación de corrientes de fallo. Todo el diseño cumple con la normativa vigente, priorizando la fiabilidad, la seguridad y la eficiencia, y asegurando que la energía producida pueda ser evacuada de forma continua y estable hasta el punto de conexión autorizado.
- **Ahorro y contaminación evitada.** La puesta en marcha del parque eólico “El Cañavate” permitirá sustituir generación eléctrica procedente de tecnologías fósiles por energía renovable, evitando así la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera. Considerando un factor de emisión 0,331 kg CO₂/kWh y una energía vertida anual de 125,4 GWh, se estima que el proyecto evitará la emisión de aproximadamente 41.517 toneladas de CO₂ al año. Este ahorro en emisiones supone una contribución directa a la mitigación del cambio climático y a la mejora de la calidad del aire en la región.
- **Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).** El proyecto se encuentra alineado con varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos por la ONU en 2015. En particular, contribuye al ODS 7 (Energía asequible y no contaminante) al generar electricidad limpia y renovable; al ODS 13 (Acción por el clima) mediante la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero; y al ODS 8 (Trabajo decente y crecimiento económico) por el impulso al empleo y la actividad económica durante la fase de construcción y operación. Asimismo, el diseño del parque contempla medidas para minimizar su impacto ambiental, en coherencia con el ODS 15 (Vida de ecosistemas terrestres).
- **Viabilidad económica.** A partir del diseño de las infraestructuras y del presupuesto de ejecución material, estimando una vida útil prevista de 25 años, se han calculado los principales indicadores económicos (VAN, TIR, Payback) tanto para el proyecto como para los accionistas, para evaluar la rentabilidad del proyecto.

3. Resultados y conclusiones

El parque eólico “El Cañavate” estará compuesto por siete aerogeneradores dispuestos en línea, con una potencia unitaria de 7,2 MW, alcanzando una potencia total instalada de 50,4 MW. A partir de la simulación realizada con WAsP y considerando las pérdidas por estela, la generación anual neta estimada es de 153,882 GWh. Tomando el escenario más desfavorable, en el que se incluyen pérdidas adicionales por disponibilidad,

transformaciones y evacuación, la energía anual vertida a la red se sitúa en 125,429 GWh, lo que corresponde a un factor de capacidad aproximado del 28,41%.

El proyecto presenta un marcado carácter sostenible, al generar energía limpia que contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y al cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible. Desde el punto de vista económico, el presupuesto total asciende a 44.725.254,44 € que, incluyendo los gastos generales y el beneficio industrial, suponen una inversión inicial de 53.223.052,79 €. Los indicadores económicos obtenidos (VAN, TIR y PR) muestran que el proyecto es rentable, tal y como se recoge en la tabla de resultados incluida a continuación:

Indicador	Proyecto	Accionistas
VAN	10.587.066,57 €	4.522.428,92 €
TIR	7,3%	12,3%
PAYBACK	12 años	10 años

Tabla 1: Resultados del estudio de viabilidad económica.

“EL CAÑAVATE” WIND FARM PROJECT

Author: Garbayo Bugada, Lucía.

Supervisor: Alonso Alonso, Consuelo.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT

This project addresses the complete design of the “El Cañavate” wind farm, located in Cuenca. The design covers the entire process from the early development stages to its construction and assembly, as well as the assessment of its feasibility.

Keywords: wind farm, wind turbine, feasibility.

1. Introduction

Over the last decade, wind power has become one of the most important renewable generation sources worldwide, thanks to its ability to produce electricity in a clean, competitive, and sustainable way. The promotion of this technology responds to the need to diversify the energy mix, reduce dependence on fossil fuels, and meet international commitments to cut greenhouse gas emissions. Its development not only contributes to mitigating climate change, but also fosters job creation, technological innovation, and economic growth in the regions where it is implemented.

In this context, the objective of this project is to design a wind farm located in the municipality of El Cañavate, in the province of Cuenca. The facility will consist of seven wind turbines arranged in a single alignment, each with a unit capacity of 7.2 MW, resulting in a total installed capacity of 50.4 MW. The layout of the turbines and the characteristics of the site have been defined to maximize the utilization of the local wind resource and ensure the technical, economic, and environmental feasibility of the project.

2. Methodology

The development of the project has been structured into several phases, ranging from site selection to the final evaluation of the technical, economic, and environmental feasibility of the wind farm.

- **Site selection.** An analysis of several potential locations was carried out to identify an area that meets the requirements for a wind power project: adequate wind resource availability, accessibility for transport and construction, favourable orography and surface roughness, absence of significant legal or environmental restrictions, and proximity to grid connection points. The site selected is located in the municipality of El Cañavate (Cuenca), satisfactorily meeting these criteria.
- **Wind resource study.** The wind resource analysis was performed using a 10-year time series of data provided by Vortex S.L., measured at a hub height of 150 m. The dataset includes information on wind speed, direction, pressure, temperature, and air density. The data was processed with the Windographer software, which allowed for the statistical characterization of the resource using the Weibull distribution,

identification of the prevailing wind direction, and analysis of seasonal and daily variability. The main results obtained from this tool are shown in Figure 1.

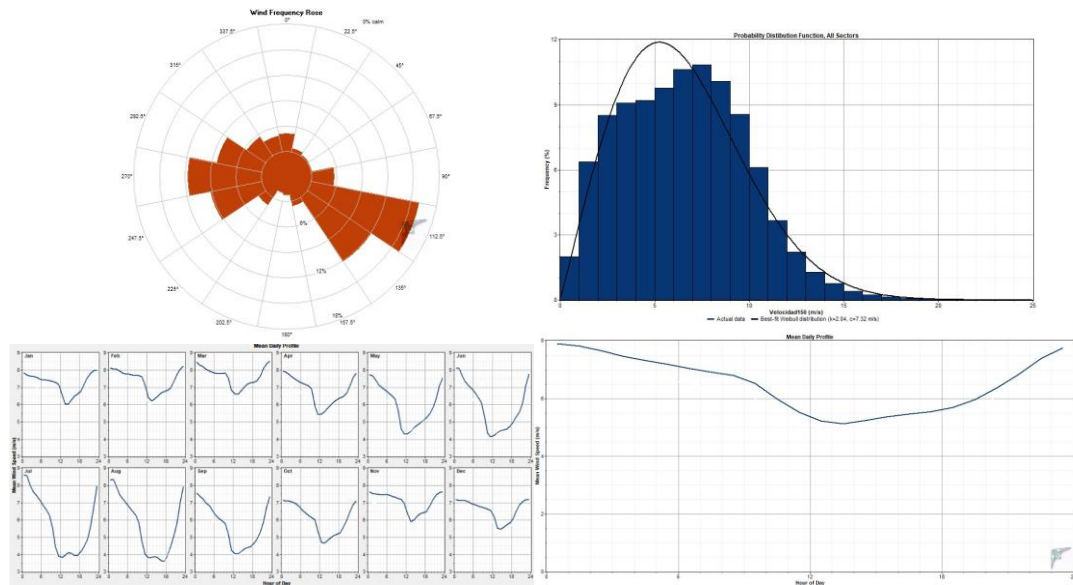


Figure 1: Main results obtained from the wind resource study using Windographer.

- **Energy resource study.** The processed wind data from Windographer was exported to WASP, incorporating the site's topography, surface roughness, proposed turbine locations, and the selected turbine's power curve. This enabled the estimation of the annual gross energy production, the net production after wake losses, and finally the energy delivered to the grid, accounting for additional losses due to availability, electrical transformation, and transmission. Figure 2 shows the topographic map used in WASP for the energy resource study:

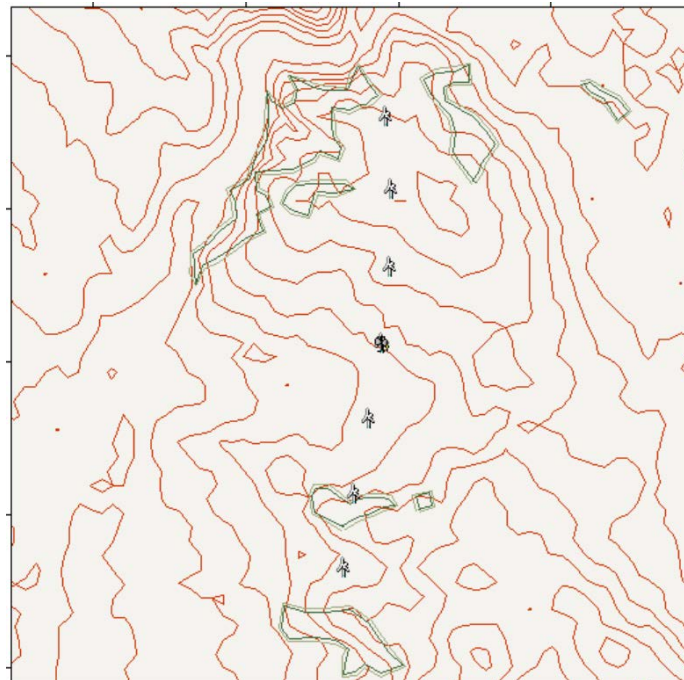


Figure 2: Topographic map entered into WASP.

- **Civil works.** This includes the design and construction of access roads and internal tracks, turbine foundations, electrical trenches, the control building, and other

auxiliary infrastructure. The design sought to optimize the use of existing roads, minimize earthworks, and reduce the environmental impact during construction. Figure 3 shows the civil works planned for the “El Cañavate” wind farm.

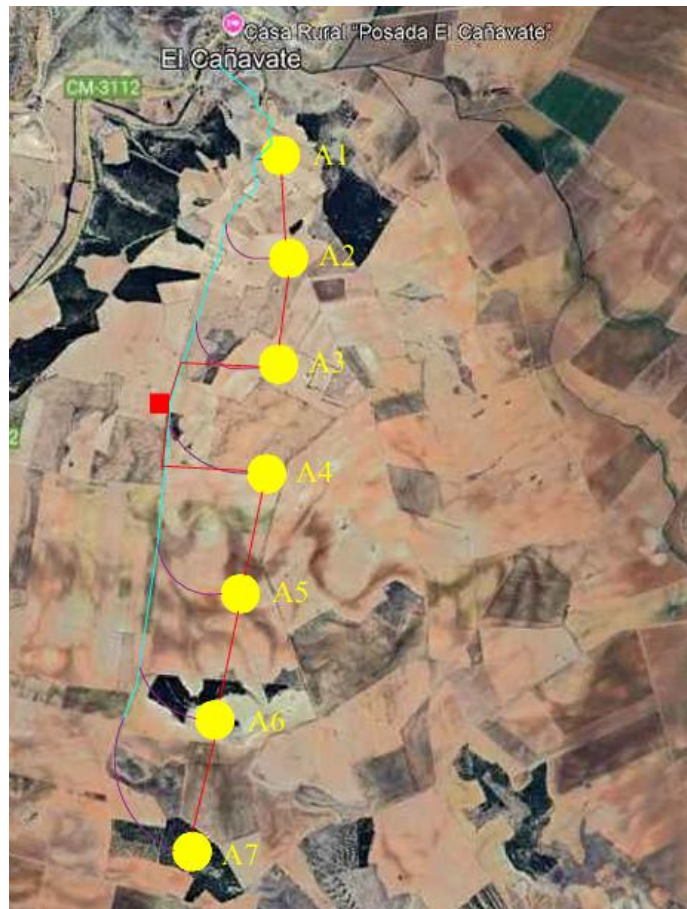


Figure 3: “El Cañavate” wind farm civil works.

- **Electrical infrastructure.** The electricity generated in each wind turbine is initially produced at a voltage of 720 V in the nacelle and then stepped up to medium voltage (30 kV) by an internal transformer located in the tower, supplied by the manufacturer. The interconnection network between the turbines and the wind farm substation consists of copper medium-voltage cables with a cross-section of 400 mm² and XLPE insulation, designed to ensure sufficient current capacity, minimize voltage drop, and keep power losses within established limits. These cables are installed in underground trenches along the internal tracks, optimizing routes and reducing environmental impact. In the substation, the voltage is stepped up from 30 kV to 220 kV by a main transformer, along with all the necessary equipment for operation and safety: circuit breakers, disconnectors, voltage and current transformers (for measurement and protection), surge arresters, filtering and compensation devices (reactor), control and communication systems with multimode fiber optic cables (62.5/125 μm), and a grounding network with bare copper conductors (95 mm²) to ensure safety and proper dissipation of fault currents. The entire design complies with current regulations, prioritizing reliability, safety, and efficiency, ensuring that the energy produced can be continuously and stably evacuated to the authorized grid connection point.
- **Saved and avoided pollution.** The commissioning of the “El Cañavate” wind farm will replace electricity generation from fossil fuel technologies with renewable

energy, thus avoiding greenhouse gas emissions into the atmosphere. Considering an emission factor of 0.331 kg CO₂/kWh and an annual energy output to the grid of 125.4 GWh, it is estimated that the project will prevent the emission of approximately 41,517 tonnes of CO₂ per year. This reduction directly contributes to climate change mitigation and to improving air quality in the region.

- **Alignment with the Sustainable Development Goals.** The project aligns with several of the United Nations Sustainable Development Goals established in 2015. In particular, it contributes to SDG 7 (Affordable and Clean Energy) by generating clean and renewable electricity; SDG 13 (Climate Action) by reducing greenhouse gas emissions; and SDG 8 (Decent Work and Economic Growth) by fostering employment and economic activity during both the construction and operational phases. Moreover, the wind farm design incorporates measures to minimize environmental impact, in line with SDG 15 (Life on Land).
- **Economic feasibility.** Based on the infrastructure design and the estimated execution budget, and assuming a useful life of 25 years, the main economic indicators (NPV, IRR, and Payback) have been calculated both for the project and for the shareholders, in order to assess profitability.

3. Results and conclusions

The “El Cañavate” wind farm will consist of seven wind turbines arranged in a straight line, each with a unit capacity of 7.2 MW, for a total installed capacity of 50.4 MW. Based on the WAsP simulation and considering wake losses, the estimated net annual generation is 153.882 GWh. Under the most conservative scenario, which includes additional losses due to availability, electrical transformation, and transmission, the annual energy delivered to the grid is 125.429 GWh, corresponding to a capacity factor of approximately 28.41%.

The project has a strong sustainable profile, generating clean energy that contributes to reducing greenhouse gas emissions and to meeting the Sustainable Development Goals. From an economic standpoint, the total budget amounts to 44.725.254,44 €, which, including general expenses and industrial profit, represents an initial investment of 53.223.052,79 €. The calculated economic indicators (NPV, IRR, and Payback) confirm the profitability of the project, as shown in the table below:

Indicator	Project	Shareholders
VAN	10.587.066,57 €	4.522.428,92 €
TIR	7,3%	12,3%
PAYBACK	12 años	10 años

Table 1: Economic feasibility study results.

Índice general

Memoria

Anexo I: Selección del Emplazamiento

Anexo II: Estudio del Recurso Eólico

Anexo III: Cálculos Justificativos

Anexo IV: Planos

Anexo V: Presupuesto

Anexo VI: Flujos de Caja

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	8
1.1 Estado de la Cuestión.....	9
1.2 Motivación del Proyecto	10
1.3 Objetivos del Proyecto.....	11
1.4 Recursos a Emplear	11
Capítulo 2. Descripción del Emplazamiento	13
2.1 Ubicación del Emplazamiento	13
2.2 Características del Emplazamiento.....	14
Capítulo 3. Normativa Legal.....	16
3.1 Obra Civil.....	16
3.2 Infraestructura Eléctrica	16
3.3 Impacto Medioambiental	17
Capítulo 4. Estudio del Recurso Eólico.....	18
4.1 Dirección del viento	19
4.2 Variabilidad	19
4.3 Distribución de Weibull.....	20
4.4 Resultados	21
Capítulo 5. Estudio del Recurso Energético.....	22
5.1 Datos de Viento.....	22
5.2 Mapa Topográfico de Orografía y Rugosidad	24
5.3 Curvas de Potencia y Coeficiente de Empuje.....	26
5.3.1 Aerogenerador V172 (Vestas).....	27
5.3.2 Aerogenerador GE164 (General Electric)	28
5.3.3 Aerogenerador N163/6.X (Nordex – Acciona).....	28
5.4 Simulación.....	29
5.4.1 Aerogenerador V172 (Vestas).....	29
5.4.2 Aerogenerador GE164 (General Electrics).....	30
5.4.3 Aerogenerador N163/6.X (Nordex – Acciona).....	30
5.4.4 Comparación de Aerogeneradores	31

5.4.5 Potencia Total del Parque Eólico.....	32
5.4.6 Factor de Capacidad y Horas Equivalentes	33
Capítulo 6. Descripción del Aerogenerador	36
6.1 Condiciones de Diseño y Condiciones Reales.....	37
6.2 Especificaciones Técnicas.....	40
Capítulo 7. Obra Civil.....	41
7.1 Características Generales	41
7.2 Accesos y Viales Interiores	42
7.2.1 Accesos	42
7.2.2 Viales Internos.....	43
7.3 Cimentación de los Aerogeneradores	45
7.4 Zanjas.....	46
7.5 Edificio de Control	48
7.6 Subestación Eléctrica.....	48
Capítulo 8. Instalaciones Eléctricas	50
8.1 Transformador Elevador BT/MT	50
8.2 Red de Media Tensión.....	51
8.2.1 Celdas de Media Tensión.....	51
8.2.2 Cables de Media Tensión.....	53
8.3 Red de Comunicaciones.....	55
8.4 Subestación 30/220 kV	57
8.4.1 Transformador de Potencia	58
8.4.2 Transformador de Intensidad.....	59
8.4.3 Transformador de Tensión.....	61
8.4.4 Seccionador.....	62
8.4.5 Autoválvula	64
8.4.6 Interruptor Automático.....	65
8.5 Red de Puesta a Tierra	66
Capítulo 9. Planificación del Proyecto	68
Capítulo 10. Ahorro y Contaminación Evitada.....	69

Capítulo 11. Objetivos de Desarrollo Sostenible	70
Capítulo 12. Presupuesto.....	72
Capítulo 13. Viabilidad Económica.....	73
13.1 Costes de Inversión	73
13.2 Costes de Explotación (OPEX).....	74
13.3 Estimación de ingresos debidos a la explotación.....	75
13.4 Flujos de Caja	76
13.4.1 WACC.....	77
13.4.2 VAN	77
13.4.3 TIR.....	78
13.4.4 Payback Period.....	78
13.5 Conclusiones.....	79
Capítulo 14. Conclusiones.....	80
Capítulo 15. Bibliografía.....	82

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Ubicación de los aerogeneradores en el mapa.....	14
Ilustración 2: Rosas de potencia, velocidad media y frecuencia.	19
Ilustración 3: Variabilidad diaria y anual del viento.	19
Ilustración 4: Distribución de Weibull.	20
Ilustración 5: Resultados del estudio del recurso energético con WasP Climate Analyst...	22
Ilustración 6: Rosa de frecuencia (WasP Climate Analyst).....	23
Ilustración 7: Distribución de Weibull (WasP Climate Analyst).	23
Ilustración 8: Distribución de Weibull de la dirección predominante (WasP Climate Analyst).	24
Ilustración 9: Orografía del terreno.	25
Ilustración 10: Rugosidad del terreno.....	25
Ilustración 11: Orografía y rugosidad del terreno.	26
Ilustración 12: Curva de potencia y coeficiente de empuje del V172 [6].	27
Ilustración 13: Curva de potencia y coeficiente de empuje del GE164 [7].	28
Ilustración 14: Curva de potencia y coeficiente de empuje del N163/6.X [8].	28
Ilustración 15: Potencia generada por aerogenerador.....	32
Ilustración 16: Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador V172.	37
Ilustración 17: Carretera de acceso CM-3112.	43
Ilustración 18: Accesos al emplazamiento.	44
Ilustración 19: Obra civil sobre plano.	47
Ilustración 20: Cabina de celda CBGS-0 (MESA).	52
Ilustración 21: Especificaciones técnicas de la celda CBGS-0 (MESA).....	53
Ilustración 22: Transformador de potencia (Scotech),	59
Ilustración 23: Transformador de intensidad (HYEE).	60
Ilustración 24: Transformador de tensión (HYEE).	62
Ilustración 25: Seccionador SG (MESA).	63
Ilustración 26: Pararrayos (L&GRG).	65
Ilustración 27: Interruptor automático (CHINT).	66

Ilustración 28: Planificación del proyecto en un año.	68
Ilustración 29: Histórico de precios por MWh (OMIE).	76

Índice de tablas

Tabla 1: Coordenadas de los aerogeneradores.....	13
Tabla 2: Características del emplazamiento.	15
Tabla 3: Resultados del estudio del recurso eólico con Windographer.....	21
Tabla 4: Características principales de los aerogeneradores a evaluar [5].	27
Tabla 5: Resultados aerogeneradores V172.	29
Tabla 6: Resultado del parque eólico con aerogeneradores V172.....	29
Tabla 7: Resultados aerogeneradores GE164.....	30
Tabla 8: Resultado del parque eólico con aerogeneradores GE164.	30
Tabla 9: Resultados aerogeneradores N163/6 X.	30
Tabla 10: Resultado del parque eólico con aerogeneradores V163/6.X.....	31
Tabla 11: Comparación de resultados de los aerogeneradores.....	31
Tabla 12: Características del aerogenerador V172.....	32
Tabla 13: Parámetros del parque eólico con aerogeneradores V172.....	32
Tabla 14: Pérdidas del parque eólico.....	33
Tabla 15: Horas equivalentes y factor de capacidad de los aerogeneradores.....	34
Tabla 16: Características generales del aerogenerador V172 [10].	36
Tabla 17: Condiciones de diseño del aerogenerador V172.	38
Tabla 18: Condiciones reales del emplazamiento.	38
Tabla 19: Especificaciones técnicas del aerogenerador V172-7,2 MW [10].	40
Tabla 20: Características generales del parque eólico "El Cañavate".	42
Tabla 21: Kilómetros de los viales internos.	45
Tabla 22: Tipos de zanjas.	46
Tabla 23: Transformador elevador BT/MT.....	51
Tabla 24: Celdas de cada aerogenerador.	52
Tabla 25: Tensiones nominales normalizadas (ITC-LAT 06).....	54

Tabla 26: Características mínimas del cable y accesorios (ITC-LAT 06).....	54
Tabla 27: Propiedades geométricas del MMG2 (Optral).	56
Tabla 28: Propiedades ópticas del MM62 (Optral).	57
Tabla 29: Ficha técnica del transformador de potencia (Scotech).....	59
Tabla 30: Ficha técnica del transformador de intensidad (HYEE).....	61
Tabla 31: Ficha técnica del transformador de tensión (HYEE).....	62
Tabla 32: Ficha técnica del seccionador SG (MESA).	64
Tabla 33: Ficha técnica del pararrayos (L&GRG).	65
Tabla 34: Contaminación evitada.	69
Tabla 35: Resumen del presupuesto del proyecto.	72
Tabla 36: Resumen presupuesto e inversión inicial.	73
Tabla 37: Costes de mantenimiento y operación del V172-7,2 MW (VESTAS).....	74
Tabla 38: Otros costes de explotación.....	74
Tabla 39: Hipótesis económicas aplicadas a los flujos de caja.	76
Tabla 40: Parámetros cálculo WACC.	77
Tabla 41: Resultados VAN.....	78
Tabla 42; Resultados TIR.....	78
Tabla 43: Resultados Payback.....	79
Tabla 44: Resultados de los indicadores de viabilidad económica.....	79

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El cambio climático y la contaminación derivados del uso de combustibles fósiles como fuentes de energía se han convertido en uno de los principales problemas de la sociedad actual. En la búsqueda de estrategias para frenar estos problemas, se persigue una transición energética hacia fuentes renovables, como por ejemplo la energía eólica, solar o hidráulica.

La energía eólica, en concreto, es una de las principales fuentes de energía renovables gracias a su capacidad de reducir emisiones de gases de efecto invernadero y a su competitividad económica con respecto a otras fuentes de energía renovables. Todo ello la hace una de las principales opciones para conseguir una sostenibilidad energética a largo plazo.

A nivel internacional, la energía eólica ha experimentado un crecimiento sostenido, superando en 2023 los 900 GW de potencia instalada, con China, Estados Unidos y Europa como principales impulsores del sector. España, por su parte, ha consolidado su liderazgo en energías renovables, situándose en 2022 como el segundo país europeo con mayor capacidad instalada, y alcanzando en 2023 un mix eléctrico con más del 50 % de generación renovable. Este avance ha permitido al país convertirse en exportador neto de electricidad hacia otras naciones europeas.

En este contexto de expansión del sector eólico, resulta fundamental continuar desarrollando proyectos que aumenten la capacidad instalada y consoliden la transición hacia un modelo energético sostenible. El presente trabajo tiene como objetivo el diseño de un parque eólico terrestre en España, evaluando su viabilidad técnica, económica y ambiental, y contribuyendo así al impulso de las energías limpias en el país.

1.1 ESTADO DE LA CUESTIÓN

La consolidación del sector eólico de manera global ha ocurrido gracias a un desarrollo tecnológico en paralelo que lo ha hecho posible. Hasta el día de hoy, las tecnologías que han contribuido al crecimiento de este sector son: las turbinas de gran capacidad, tanto terrestres como marinas; la digitalización y el mantenimiento predictivo basados en inteligencia artificial y big data; los proyectos híbridos eólico-solares; las turbinas flotantes, capaces de llegar a aguas profundas; y, por último, el reciclaje de componentes como las palas.

Este avance tecnológico ha permitido que la potencia eólica instalada a nivel mundial haya alcanzado los 1.102 GW en 2024, frente a los aproximadamente 200 GW en 2010, lo que refleja un crecimiento sostenido en poco más de una década. Europa, por su parte, acumula 272 GW en 2024, mientras que España cuenta con 32,1 GW en ese mismo año. Esta evolución sitúa a España como uno de los países líderes del continente, consolidando su papel en el desarrollo de energías renovables y contribuyendo a la transición energética a nivel europeo y global [1].

En el caso de España, se está avanzando en la implementación de turbinas flotantes. Además, cuenta con instalaciones de investigación y desarrollo que buscan reducir tanto los costes como el impacto ambiental. España destaca por su potencia eólica instalada, principalmente en tierra, habiendo superado los 30 GW en 2023, y con el objetivo de duplicar esta cifra para 2030. Para ello, se están desarrollando nuevos proyectos en comunidades como Castilla y León o Andalucía. Por último, empresas del sector están desarrollando tecnologías que ayuden a reducir el impacto ambiental en las plantas eólicas terrestres [2].

Por otro lado, pese a todos los avances, el desarrollo de esta energía enfrenta varios obstáculos. El impacto ambiental es uno de los principales desafíos. En cuanto al desarrollo tecnológico, se requieren baterías con mayor capacidad de almacenamiento, mejoras en el reciclaje de componentes y una mejor gestión de residuos. Por último, los largos trámites administrativos siguen siendo un factor que ralentiza el crecimiento del sector.

1.2 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La motivación de este proyecto surge, como se ha ido explicando en los apartados anteriores, de la necesidad de conseguir una sostenibilidad energética, no solo por los efectos nocivos tanto ambientales como en nuestra salud, sino porque, al ser una cuestión de carácter global, debemos avanzar todos de manera paralela, y aquellos países que no cumplan con los estándares establecidos, seguramente serán sancionados, tanto económicamente como en otros aspectos. Dentro de esta transición energética, se fomentará en concreto la energía eólica, ya que tiene una gran capacidad de reducir emisiones de gases de efecto invernadero, y económicamente es más competitiva que otras fuentes de energía renovables. La energía eólica, en concreto, es una de las principales fuentes de energía renovables gracias a su capacidad de reducir emisiones de gases de efecto invernadero y a su competitividad económica con respecto a otras fuentes de energía renovables. Tanto a escala mundial como en España, el sector eólico ha sufrido un crecimiento notorio, y España actualmente es líder en Europa y exportador hacia países cercanos. Pese a todo esto, aún se espera seguir progresando y queda mucho camino por recorrer. Sin embargo, este desarrollo se topa con una serie de obstáculos como el impacto ambiental o el avance de las estrategias de reciclaje, entre otros. Este proyecto pretende diseñar un parque eólico terrestre en España, para colaborar con el desarrollo del sector eólico, sin entrar en conflicto con esos retos críticos que se mencionaban antes. Para ello, se buscará la mejor ubicación posible en España, que reúna las características necesarias para implantar el proyecto, y donde el impacto ambiental sea el mínimo posible.

1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

De acuerdo con la motivación del proyecto para llevar a cabo el diseño de un parque eólico en España, los objetivos principales del proyecto son los siguientes:

- Selección óptima de la ubicación. A su vez, se persiguen otros tres objetivos más concretos:
 - Minimizar el impacto ambiental: se evitarán espacios naturales protegidos.
 - Viabilidad del proyecto: ubicaciones de al menos 50 MW con proximidad a subestaciones o líneas eléctricas de al menos 220 kV.
 - Máximo potencial eólico posible.
- Viabilidad económica. Se pretende que el proyecto sea factible y rentable también en el aspecto económico.
- Selección e instalación óptimos de los aerogeneradores. Selección de aquellos que reúnan las mejores aptitudes según la ubicación elegida, para conseguir la mejor eficiencia posible, así como su correcta instalación. Este objetivo debe conciliar la mayor eficiencia con el menor coste.

1.4 RECURSOS A EMPLEAR

Para el diseño del parque eólico, contaremos con una serie de recursos:

- Lecciones en formato de clases virtuales acompañados de presentaciones de apoyo que recogen esta información también. Con ellas, se llevará a cabo el estudio necesario y previo para poder desarrollar correctamente el proyecto.
- Clases virtuales impartidas en directo por nuestra directora de proyecto para aprender a utilizar las herramientas necesarias para la ejecución del trabajo. Estas herramientas son:
 - Metodología de Selección de Emplazamiento.
 - Programa WASP.

CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

- Programa Windographer.
- Información y datos sobre las condiciones y otros aspectos característicos del emplazamiento que se seleccione. Esta información será proporcionada de manera gratuita por la empresa Vortex, S.L..

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

2.1 UBICACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

La selección del emplazamiento se ha realizado comparando tres ubicaciones potenciales y aplicando una metodología de selección para elegir el emplazamiento óptimo de los tres candidatos mencionados. Esta información, junto con la metodología de selección del emplazamiento, se encuentra detallada en el *Anexo I: Selección del Emplazamiento*.

El emplazamiento seleccionado finalmente para el diseño e implantación del parque eólico se encuentra en El Cañavate, Cuenca. En dicho emplazamiento se pretenden ubicar siete aerogeneradores en una sola fila, distanciados 500 metros unos de otros aproximadamente. Además, la posición de estos sigue una dirección perpendicular a la dirección dominante del viento en esa zona.

A continuación, se presentan las coordenadas de los aerogeneradores, así como una imagen de estos para facilitar la comprensión de la distribución.

Aerogeneradores	Coordenadas UTM [m]		
	E	N	HUSO
A1	559928.00	4376553.00	30 S
A2	559957.00	4376081.00	
A3	559948.00	4375565.00	
A4	559897.00	4375069.00	
A5	559811.00	4374578.00	
A6	559721.00	4374086.00	
A7	559650.00	4373603.00	

Tabla 1: Coordenadas de los aerogeneradores.



Ilustración 1: Ubicación de los aerogeneradores en el mapa.

2.2 CARACTERÍSTICAS DEL EMPLAZAMIENTO

Las características del terreno son un aspecto clave que determinará la viabilidad del proyecto. En concreto, se precisan emplazamientos con una velocidad del viento suficiente; una pendiente ligera, así como un terreno y vegetaciones, que permitan la construcción y el montaje del parque eólico; y la presencia de una subestación eléctrica a una distancia razonable para poder integrar el parque con la red eléctrica española [3]. También es imprescindible evitar espacios protegidos o con otros impedimentos que dificulten el desarrollo del proyecto [4]. Por otro lado, un emplazamiento favorable incluiría carreteras u otros puntos de acceso ya existentes y en buenas condiciones, que permitan el acceso al parque y que supongan un ahorro en cuanto a los costes de construcción de estas vías de acceso.

CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Teniendo en cuenta todo ello, se presenta una tabla que recoge las principales características del emplazamiento seleccionado, que indican que la ubicación elegida es favorable al desarrollo del proyecto:

	Características del Emplazamiento
Recurso Eólico: Velocidad Media del Viento (m/s)	Posteriormente en el proyecto se realizará un estudio eólico más preciso, pero con datos generales, se establece una velocidad media del viento de 6,05 m/s a 100 metros de altura.
Orografía: Pendiente Media del Terreno (%)	La pendiente máxima del terreno es de 1,5%
Terreno: Tipo de Terreno	Consistencia normal
Rugosidad: Tipo de Cobertura Vegetal	El tipo de cobertura vegetal mayoritariamente es vegetación de monte bajo, con algunas zonas de arbustos.
Interconexión Eléctrica: Distancia y Nivel de Tensión	El emplazamiento elegido se encuentra a 22,18 km de la subestación eléctrica Olmedilla (220/400 kV)
Accesibilidad: Carreteras y Puertos de Llegada	La ubicación seleccionada cuenta con una carretera (CM-3112) y unos caminos de acceso en buen estado y con las dimensiones necesarias (más de 6 metros de ancho).
Medio Ambiente: Espacios Naturales y/o Protegidos	El emplazamiento no coincide con ningún espacio protegido. No obstante, a menos de 2,5 km se encuentra San Clemente, un espacio protegido, en concreto, un espacio ZEPA*.
	<i>*Las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) no implican que esté prohibido implantar un parque eólico, pero si lo condiciona.</i>

Tabla 2: Características del emplazamiento.

Además, a lo largo del proyecto se profundizará en todos y cada uno de estos aspectos, incluyendo estudios más precisos, imágenes y planos más detallados.

Capítulo 3. NORMATIVA LEGAL

La construcción, instalación y operación de un parque eólico en España está regulada por un amplio conjunto normativo que abarca aspectos técnicos, ambientales, de seguridad y planificación territorial. Todas las actuaciones previstas en este proyecto se ajustan a la legislación vigente a nivel estatal, autonómico y local, aplicable al municipio de El Cañavate (Cuenca), en la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha. A continuación, se presenta la normativa más relevante dividida por ámbitos.

3.1 OBRA CIVIL

- Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación (LOE).
- Código Técnico de la Edificación (CTE).
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Ley 54/2003, de reforma del marco normativo de prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril.
- Real Decreto 513/2017, de 22 de mayo.
- Real Decreto 470/2021, de 29 de junio.
- PG-3. Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para obras de carreteras y puentes.
- RC-08. Instrucción para la recepción de cementos.
- Normativa urbanística de la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha.
- Ordenanzas municipales del Ayuntamiento de El Cañavate (Cuenca).

3.2 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre.
- Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.
- Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre Conservación de la Energía.
- UNE-EN 50522: Puesta a tierra de sistemas eléctricos de potencia.
- UNE-EN 50341-2-4: Líneas aéreas de alta tensión.
- UNE-EN 62271-200: Aparata de media tensión.

3.3 IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental.
- Real Decreto 817/2014, de 26 de septiembre.
- Real Decreto 1/2008, de 11 de enero.
- Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y la Biodiversidad.
- Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental.
- Directiva 2001/42/CE y Directiva 2009/147/CE (Directiva Aves).
- Normativa ambiental de Castilla-La Mancha.
- UNE-EN ISO 14001: Sistemas de gestión ambiental. Requisitos y guía de uso.

Capítulo 4. ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO

Tras la selección y definición del emplazamiento donde se ubicará el parque eólico, se va a llevar a cabo un análisis del recurso eólico. Para ello, utilizaremos los datos de viento de las coordenadas del punto central del área destinada al proyecto, proporcionados de manera gratuita por la empresa Vortex, S. L. Estas coordenadas son las siguientes: 559961.48 m E, 4376675.71 m N.

Estos datos, que incluyen velocidad del viento, dirección, temperatura, densidad del aire, etc., corresponden con un periodo de 10 años y se registran cada hora. Este periodo se extiende desde el día 1 de enero de 2015 a las 02:00 a.m. hasta el día 4 de junio de 2025 a la 01:00 a.m.

Una vez tenemos los datos proporcionados sobre la ubicación seleccionada, los analizaremos con la herramienta Windographer para poder realizar una evaluación del recurso eólico del emplazamiento. Aunque aún no se han seleccionado los aerogeneradores, se estimará que la altura de buje será de unos 150 metros, y el estudio y análisis del recurso eólico se realizará a esa altura. Este estudio del recurso eólico se presenta detalladamente en el *Anexo II: Estudio del Recurso Eólico*.

En concreto, se han realizado los siguientes estudios principalmente:

4.1 DIRECCIÓN DEL VIENTO

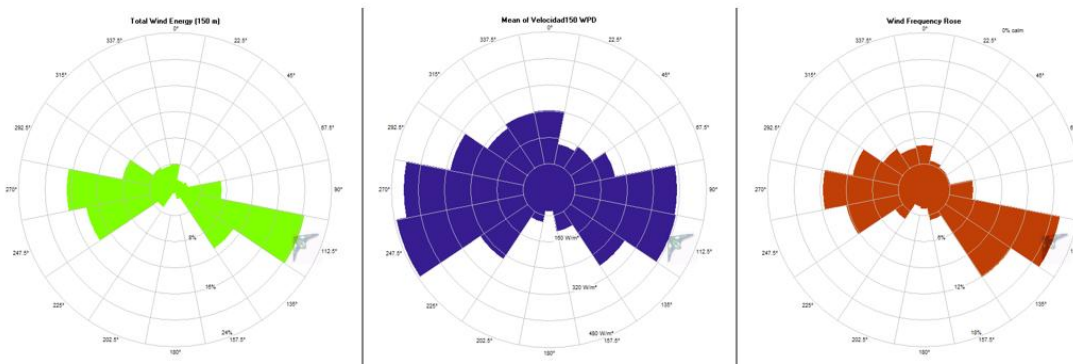


Ilustración 2: Rosas de potencia, velocidad media y frecuencia.

Teniendo en cuenta los datos observados en las tres rosas de viento de los apartados anteriores, llegamos a la conclusión de que la dirección predominante del viento de manera global es 112, 5°. Recordemos, que la dirección 247,5° es la de mayor densidad de potencia, seguida de la dirección 270°, sin embargo, su menor frecuencia y porcentaje energético hacen que contribuyan de menor manera al potencial eólico.

4.2 VARIABILIDAD

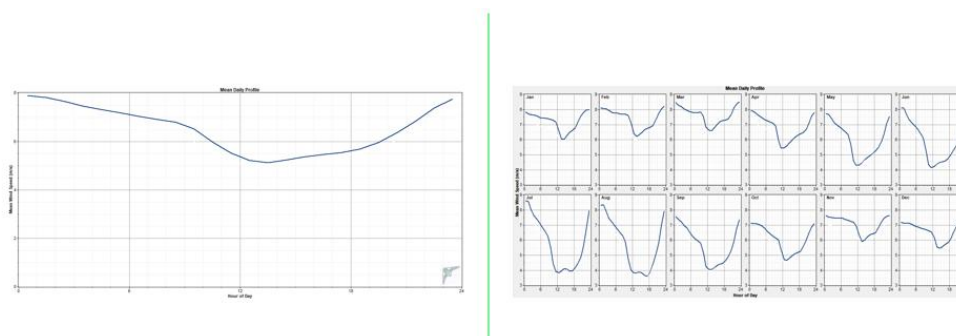


Ilustración 3: Variabilidad diaria y anual del viento.

Se puede observar cómo la media en la velocidad del viento es mayor en épocas de frío, que en épocas cálidas. Todo ello, nos lleva a la conclusión de que las temperaturas frías implican

la mayor eficiencia del parque eólico, ya que tenemos menor variabilidad y mayor velocidad del viento.

4.3 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

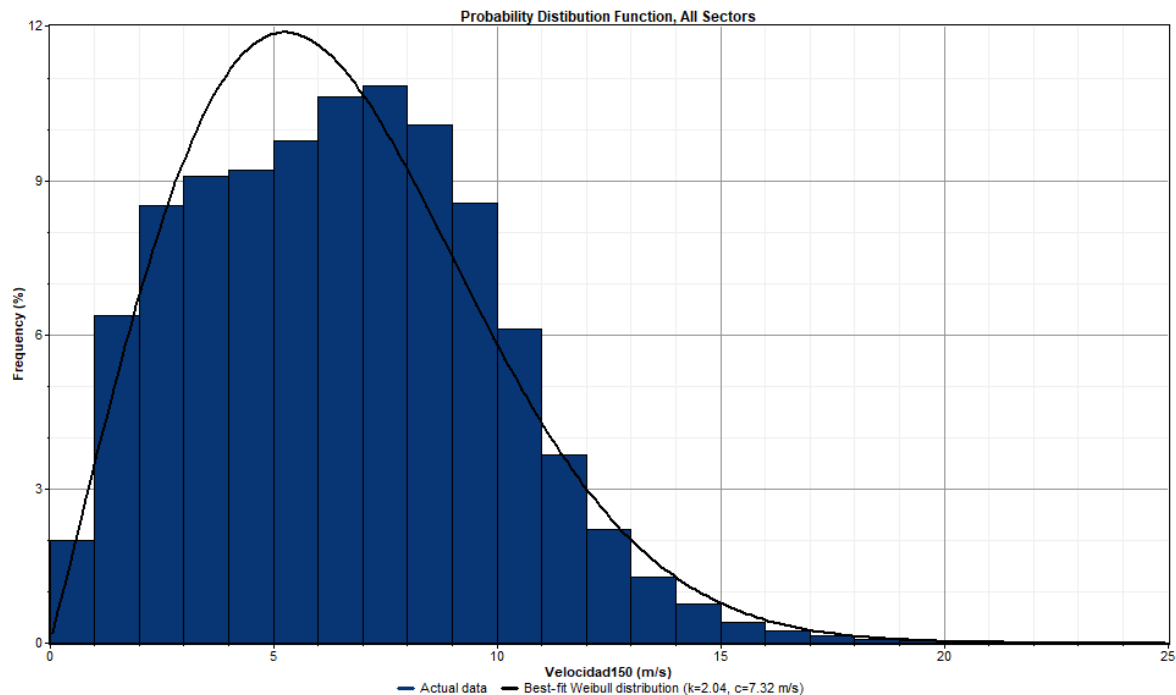


Ilustración 4: Distribución de Weibull.

En primer lugar, analizaremos el parámetro k , el cual indica la forma de la curva de distribución. En este caso, el hecho de que k sea igual a 2,04 indica que la velocidad del viento en la ubicación seleccionada es relativamente constante, sin mucha variabilidad extrema, ya que cuando k es igual a 2, significa que la curva se parece a una distribución normal, y el valor del emplazamiento es muy similar.

Por otro lado, el parámetro c está relacionado con la escala de los valores de viento y se expresa en m/s. Se podría decir de manera aproximada que c es similar a la velocidad del viento en el sitio, por lo cual, cuanto mayor sea c , más alta es la velocidad del viento, y por

tanto, mayor potencial eólico. En este caso, c es igual a 7,32 m/s, lo cual es una velocidad de viento bastante buena para considerar un parque eólico en tierra.

4.4 RESULTADOS

Como se ha mencionado antes, en el *Anexo II: Estudio del Recurso Eólico* se presenta el estudio del recurso eólico de manera más completa y detallada. Sin embargo, en este apartado se recogen los resultados más importantes de este análisis.

A continuación, se presenta una tabla resumen de los datos más relevantes obtenidos en dicho estudio:

Velocidad media del viento	6,495 m/s (150 metros)
Velocidad máxima	22,5 m/s
Velocidad mínima	0 m/s
Parámetro k de Weibull	2,039
Parámetro c de Weibull	7,318 m/s
Densidad media de potencia	311 W/m ²
Cantidad media de energía	2,721 kWh/m ² /año
Dirección predominante del viento	112,5°

Tabla 3: Resultados del estudio del recurso eólico con Windographer.

Capítulo 5. ESTUDIO DEL RECURSO ENERGÉTICO

En este capítulo, se realizará el estudio del recurso energético del emplazamiento seleccionado utilizando la herramienta WasP. En concreto, se utilizarán distintas aplicaciones dentro de WasP para conseguir los siguientes datos: velocidad media del viento, distribución de Weibull y otros datos del viento, rugosidad y orografía del terreno, y curvas de potencia y coeficiente de empuje. Con toda esta información, se procederá a simular las corrientes de viento incidentes en los aerogeneradores, estimando la energía eólica anual que se generaría. Además, se realizará dicha simulación en tres modelos de aerogeneradores distintos, para así elegir el óptimo para el proyecto.

5.1 DATOS DE VIENTO

Aunque ya se analizaron los datos de viento con Windographer en el capítulo anterior, en este apartado, también se hará un estudio del viento con los datos compartidos por la empresa Vortex, S. L., utilizando la herramienta WasP Climate Analyst. Este estudio se realizará estimando una altura de buje de 150 metros, como se ha hecho durante todo el proyecto.

A continuación, se muestra el análisis realizado:

Sector	Wind climate					Power	Quality	
	number	angle [°]	frequency [%]	Weibull-A [m/s]	Weibull-k	mean speed [m/s]	power density [W/m²]	Speed discrepancy [%]
1	0	3.4	7.3	2.00	6.46	315	3.387%	1.809%
2	30	11.8	9.4	3.23	8.43	496	3.932%	1.331%
3	60	22.9	9.4	4.25	8.54	462	2.885%	1.192%
4	90	4.9	6.5	2.88	5.78	170	2.995%	1.246%
5	120	3.2	5.8	2.23	5.11	141	1.978%	0.947%
6	150	6.0	7.6	2.44	6.73	300	2.691%	1.131%
7	180	6.3	8.1	1.99	7.14	428	0.638%	0.404%
8	210	12.2	9.3	2.24	8.27	595	1.434%	0.681%
9	240	17.1	9.4	2.32	8.33	590	1.667%	0.828%
10	270	7.2	8.6	2.31	7.60	451	3.427%	1.477%
11	300	2.7	5.6	1.67	4.99	178	-0.905%	0.619%
12	330	2.1	4.4	1.41	4.05	121	-4.233%	1.872%
All (fitted)			8.7	2.49	7.73	447	2.904%	1.032%
Source data					7.51	446		

Ilustración 5: Resultados del estudio del recurso energético con WasP Climate Analyst.

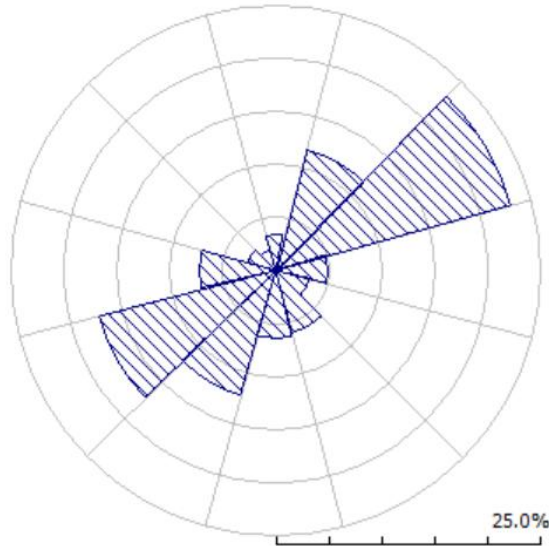


Ilustración 6: Rosa de frecuencia (WasP Climate Analyst).

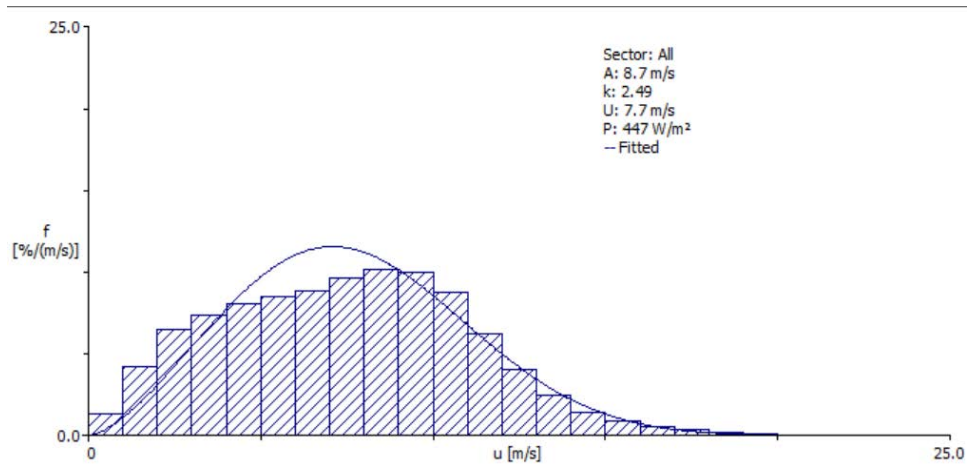


Ilustración 7: Distribución de Weibull (WasP Climate Analyst).

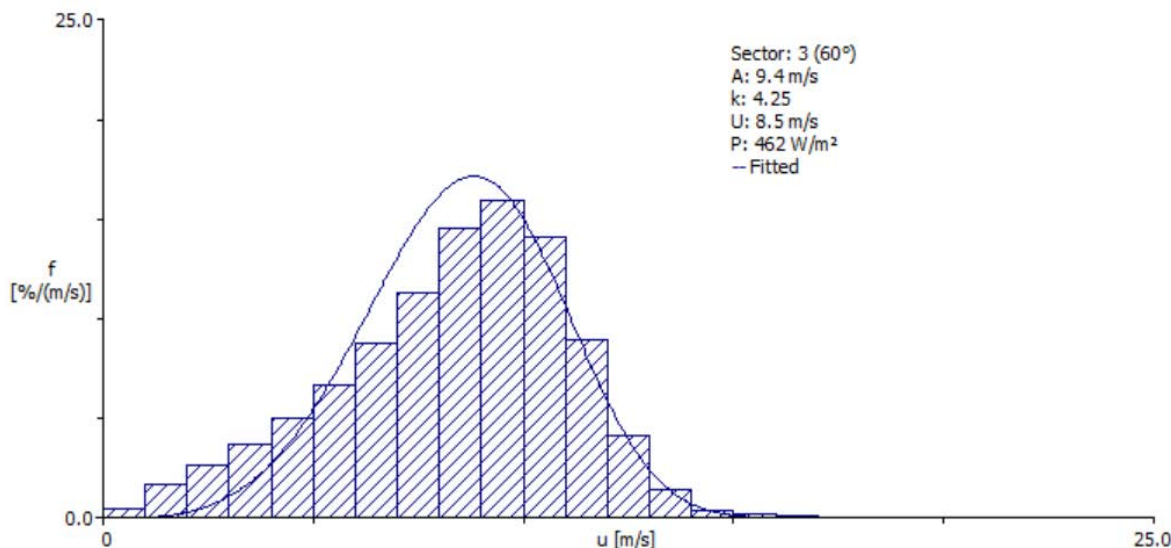


Ilustración 8: Distribución de Weibull de la dirección predominante (WasP Climate Analyst).

5.2 MAPA TOPOGRÁFICO DE OROGRAFÍA Y RUGOSIDAD

La rugosidad y la orografía del terreno son factores determinantes en cuanto al rendimiento de los aerogeneradores del parque eólico. Gracias a la herramienta WasP Map Editor, se ha podido generar un mapa topográfico de rugosidad a partir de una simple imagen obtenida con Google Earth. Además, se ha empleado esta herramienta para unir el mapa topográfico de orografía con el de rugosidad.

A continuación, se presentan los tres mapas mencionados: el de orografía, rugosidad y el formato final unificado:

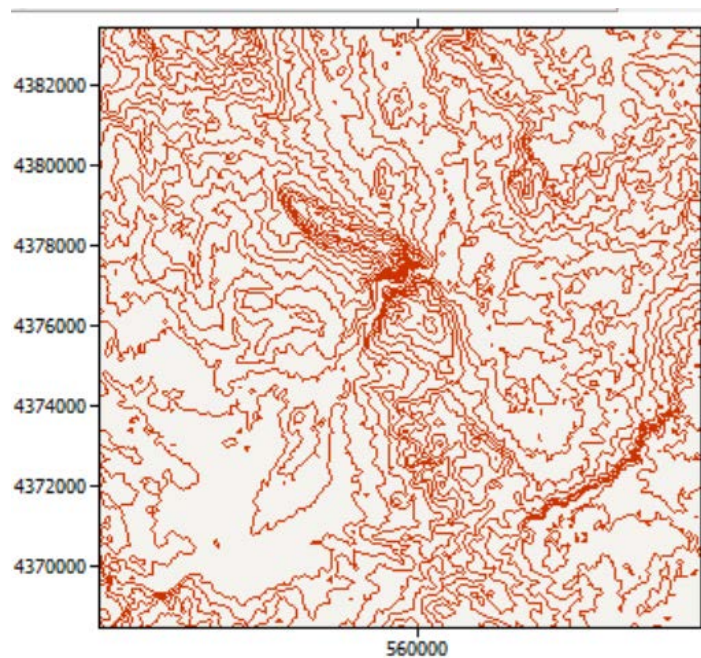


Ilustración 9: Orografía del terreno.

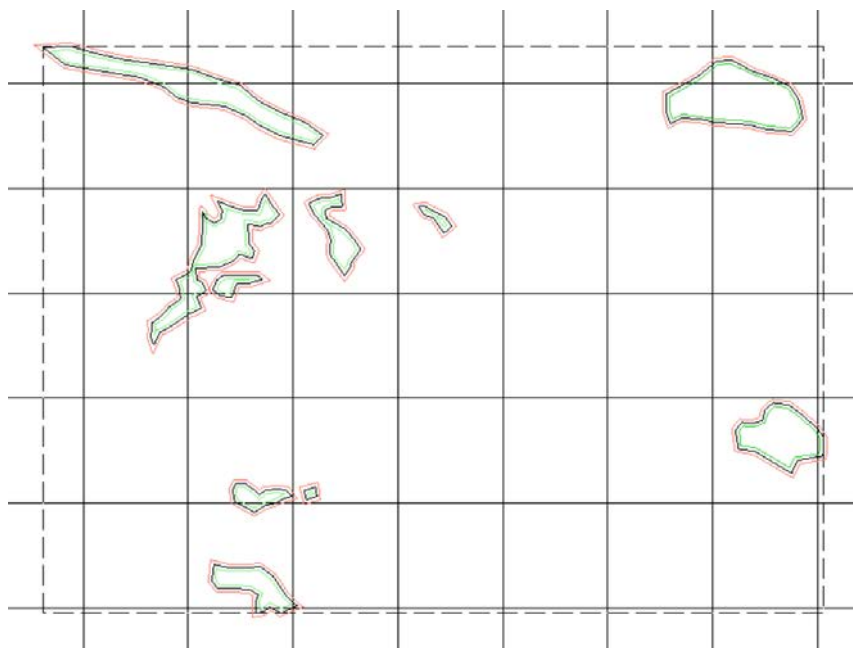


Ilustración 10: Rugosidad del terreno.

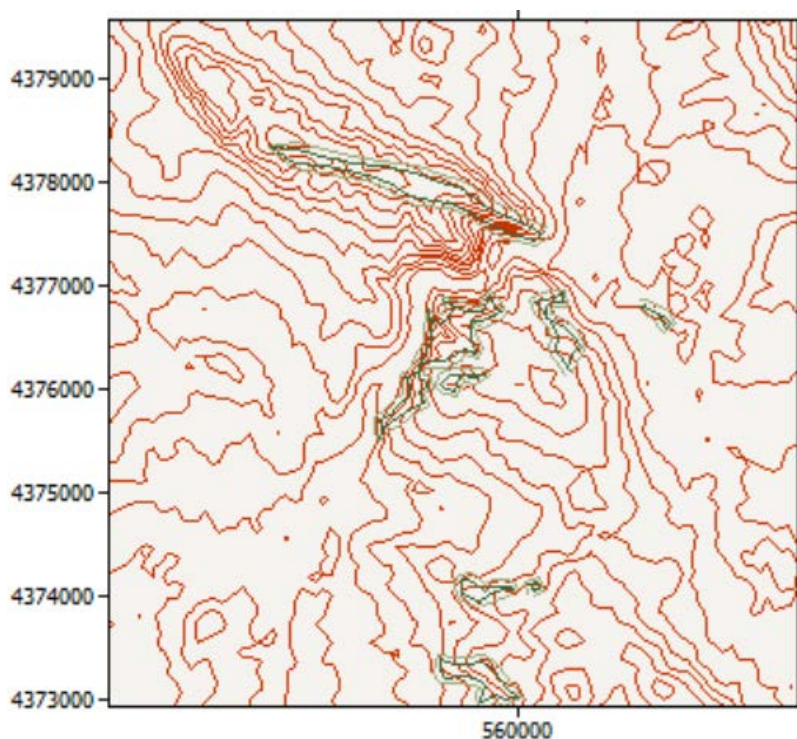


Ilustración 11: Orografía y rugosidad del terreno.

5.3 CURVAS DE POTENCIA Y COEFICIENTE DE EMPUJE

La curva de potencia de un aerogenerador es una representación gráfica que muestra la potencia eléctrica que puede generar en función de la velocidad del viento. Esta curva se obtiene a partir de los datos experimentales proporcionados por el fabricante y permite caracterizar el rendimiento del aerogenerador desde la velocidad de arranque hasta la velocidad de parada, pasando por la zona en la que alcanza su potencia nominal.

Por otro lado, también se utiliza la curva de coeficiente de empuje, que mide la fuerza que ejerce el viento sobre el rotor del aerogenerador en función de su velocidad.

Para que WasP pueda estimar la energía generada por el parque eólico, necesita ambas curvas: la curva de potencia y la curva de coeficiente de empuje de los aerogeneradores. Estas curvas se generan mediante la herramienta WasP Turbine Editor, a partir de los datos

tabulados del fabricante y la densidad del aire proporcionada por la serie de datos meteorológicos. Con esta información se elaboran las curvas correspondientes a cada aerogenerador.

En concreto, en este apartado se van a evaluar tres aerogeneradores, con las siguientes características:

FABRICANTE	MODELO	ALTURA DE BUJE	DIÁMETRO ROTOR	NÚMERO DE PALAS	POTENCIA NOMINAL
Vestas	V172	112 – 175 m	172 m	3	7,2 MW
General Electric	GE164	112 – 167 m	164 m	3	6 MW
Nordex – Acciona	N163/6.X	113 – 163 m	163 m	3	6 MW

Tabla 4: Características principales de los aerogeneradores a evaluar [5].

Como se puede apreciar en la tabla superior, la altura de buje de los aerogeneradores tiene un rango establecido, el cual, incluye en todos los casos un valor de 150 metros, que es la altura con la que se ha trabajado en todo el proyecto. Por lo tanto, se va a continuar utilizando un valor de 150 metros para la altura de buje.

5.3.1 AEROGENERADOR V172 (VESTAS)

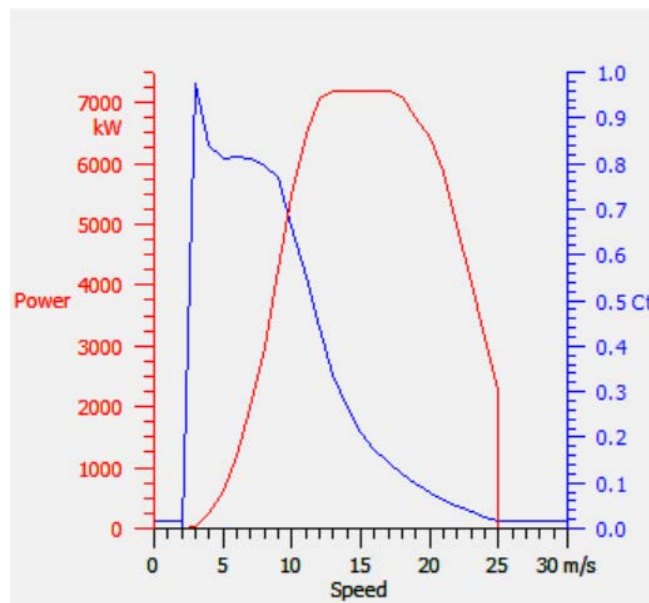


Ilustración 12: Curva de potencia y coeficiente de empuje del V172 [6].

5.3.2 AEROGENERADOR GE164 (GENERAL ELECTRIC)

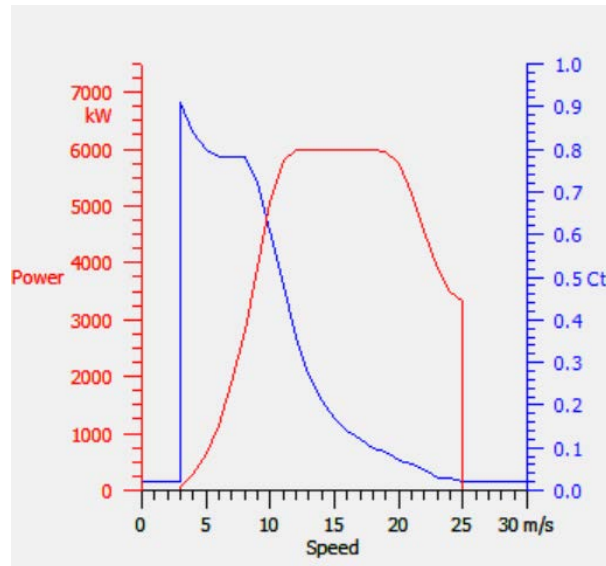


Ilustración 13: Curva de potencia y coeficiente de empuje del GE164 [7].

5.3.3 AEROGENERADOR N163/6.X (NORDEX – ACCIONA)

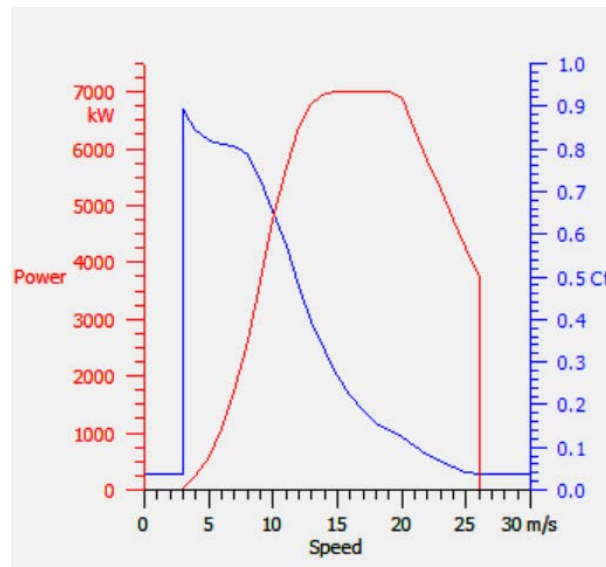


Ilustración 14: Curva de potencia y coeficiente de empuje del N163/6.X [8].

5.4 SIMULACIÓN

En este apartado, se realiza la simulación del parque eólico con la herramienta WasP, utilizando toda la información generada en los apartados anteriores, así como la localización de los aerogeneradores en coordenadas UTM. En concreto, se realizará una simulación para cada tipo de aerogenerador con el fin de calcular el potencial eólico que tendrá el parque en cada caso, y así elegir el aerogenerador óptimo. En todos ellos, la simulación se ha realizado a una altura de 150 metros.

5.4.1 AEROGENERADOR V172 (VESTAS)

Aerogeneradores	Coordenadas UTM [m]	Energía Neta [GWh]	Pérdidas por Estela [%]	Eficiencia [%]
A1	(559928, 4376553)	22.219	3,77	96,23
A2	(559957, 4376081)	22.041	5,06	94,94
A3	(559948, 4375565)	21.259	5,97	94,03
A4	(559897, 4375069)	19.886	7,11	92,89
A5	(559811, 4374578)	19.584	7,68	92,32
A6	(559721, 4374086)	27.717	5,12	94,88
A7	(559650, 4373603)	21.176	4,02	95,98

Tabla 5: Resultados aerogeneradores V172.

Parámetros	Total	Media	Mínima	Máxima
Energía Neta [GWh]	153.882	21.983	19.584	27.717
Energía Bruta [GWh]	162.813	23.259	21.214	29.214
Pérdidas por Estela [%]	5.49	-	-	-

Tabla 6: Resultado del parque eólico con aerogeneradores V172.

5.4.2 AEROGENERADOR GE164 (GENERAL ELECTRICS)

Aerogeneradores	Coordenadas UTM [m]	Energía Neta [GWh]	Pérdidas por Estela [%]	Eficiencia [%]
A1	(559928, 4376553)	20.402	3,23	96,77
A2	(559957, 4376081)	20.280	4,28	95,72
A3	(559948, 4375565)	19.631	5,04	94,96
A4	(559897, 4375069)	18.469	5,98	94,02
A5	(559811, 4374578)	18.216	6,48	93,52
A6	(559721, 4374086)	25.101	4,26	95,74
A7	(559650, 4373603)	19.519	3,4	96,6

Tabla 7: Resultados aerogeneradores GE164.

Parámetros	Total	Media	Mínima	Máxima
Energía Neta [GWh]	141.617	20.231	18.216	25.101
Energía Bruta [GWh]	148.489	21.213	19.477	26.219
Pérdidas por Estela [%]	4.63	-	-	-

Tabla 8: Resultado del parque eólico con aerogeneradores GE164.

5.4.3 AEROGENERADOR N163/6.X (NORDEX – ACCIONA)

Aerogeneradores	Coordenadas UTM [m]	Energía Neta [GWh]	Pérdidas por Estela [%]	Eficiencia [%]
A1	(559928, 4376553)	19.914	3,49	96,51
A2	(559957, 4376081)	19.794	4,63	95,37
A3	(559948, 4375565)	19.083	5,49	94,51
A4	(559897, 4375069)	17.841	6,54	93,46
A5	(559811, 4374578)	17.572	7,09	92,91
A6	(559721, 4374086)	25.167	4,71	95,29
A7	(559650, 4373603)	18.974	3,62	96,38

Tabla 9: Resultados aerogeneradores N163/6 X.

Parámetros	Total	Media	Mínima	Máxima
Energía Neta [GWh]	138.345	19.764	17.572	25.167
Energía Bruta [GWh]	145.680	20.811	18.912	26.410
Pérdidas por Estela [%]	5.04	-	-	-

Tabla 10: Resultado del parque eólico con aerogeneradores V163/6.X.

5.4.4 COMPARACIÓN DE AEROGENERADORES

Parque Eólico	Energía Bruta [GWh]	Energía Neta [GWh]	Pérdidas por Estela [%]
Vestas V172	162.813	153.882	5.49
General Electric GE164	148.489	141.617	4.63
Nordex N163/6.X	145.680	138.345	5.04

Tabla 11: Comparación de resultados de los aerogeneradores.

De acuerdo con los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas con la herramienta WasP, de los tres tipos de aerogeneradores, la mejor opción para el diseño del parque eólico sería el modelo V172 de la empresa Vestas. Como podemos observar en la *Tabla 11*, la simulación realizada con los aerogeneradores de Vestas obtiene una energía tanto bruta como neta mayor que en el caso de los otros aerogeneradores. También podemos apreciar que las pérdidas por estela son mayores en este caso, pero dado que están por debajo del 10%, se considera que no son relevantes.

Por otro lado, los aerogeneradores V172 obtienen un mejor resultado no solo en conjunto, sino también por separado, como se puede observar en las tablas del apartado anterior. De la misma manera que se ha comentado antes, en este caso las pérdidas por estela son un poco superiores, pero al estar por debajo del 10% son de escasa importancia.

En conclusión, el modelo elegido para el diseño del parque eólico es el V172 de la compañía Vestas, con las siguientes características:

ALTURA DE BUJE	DIÁMETRO ROTOR	NÚMERO DE PALAS	POTENCIA NOMINAL
150 m	172 m	3	7, 2 MW

Tabla 12: Características del aerogenerador V172.

5.4.5 POTENCIA TOTAL DEL PARQUE EÓLICO

La potencia total del parque eólico, así como la eficiencia y las pérdidas por estela, una vez seleccionados los aerogeneradores V172 de Vestas sería la siguiente:

Parámetros	Energía Bruta [GWh]	Energía Neta [GWh]	Pérdidas por Estela [%]	Eficiencia [%]
Total del Parque Eólico	162.813	153.882	5.49	94.467

Tabla 13: Parámetros del parque eólico con aerogeneradores V172.

Además, se incluye un gráfico en el que se puede observar la energía bruta, las pérdidas por estela, y la energía neta de cada aerogenerador:

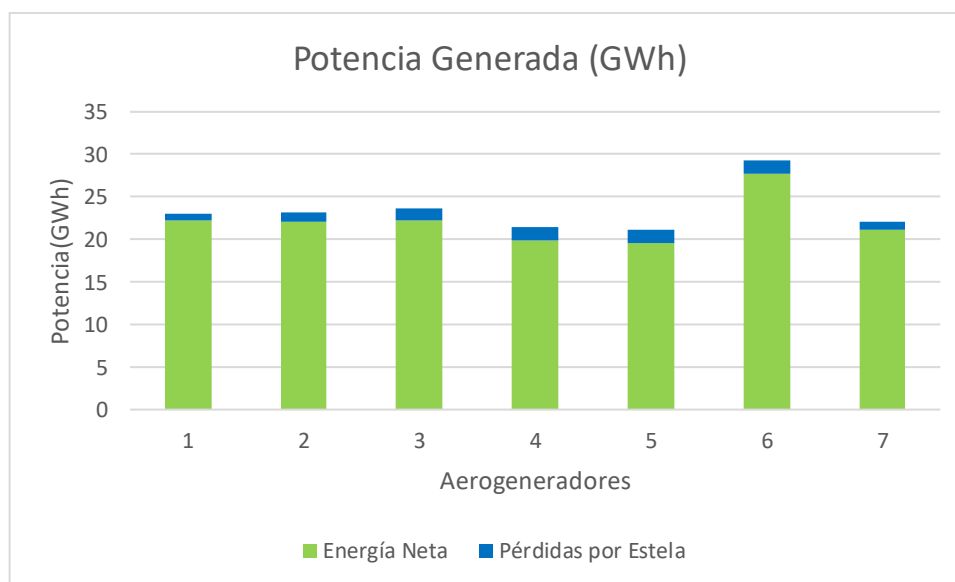


Ilustración 15: Potencia generada por aerogenerador.

Por otro lado, pese a que la potencia neta generada por el parque eólico una vez hemos tenido en cuenta las pérdidas de estela es de 153,882 GWh, esta no será la potencia total generada,

ya que se han de tener en cuenta otras pérdidas significativas. A continuación, se presenta una tabla que recoge dichas pérdidas:

Tipo de Pérdidas	Mínimo	Máximo
Pérdidas Eléctricas	3%	5%
Indisponibilidad Aerogeneradores	3%	5%
Incumplimiento Curva de Potencia	0%	5%
Pérdidas Ambientales	0%	1%
Efecto Bloqueo	0%	3%
Histéresis Altos Vientos	0%	1%

Tabla 14: Pérdidas del parque eólico.

Normalmente, las pérdidas se estiman que se encontrasen en dicho intervalo. Sin embargo, se calculará el peor caso, es decir, las máximas pérdidas posibles. Por ello, teniendo en cuenta esto, la potencia total vertida a la red por el parque eólico en el peor escenario sería de 125,430 GWh.

5.4.6 FACTOR DE CAPACIDAD Y HORAS EQUIVALENTES

En este apartado, se va a calcular el factor de capacidad de los aerogeneradores por separado y del parque eólico en su conjunto, así como las horas equivalentes de los mismos.

El cálculo de las horas equivalentes se realiza dividiendo la potencia total generada entre la potencia nominal. Por otro lado, el factor de capacidad se obtiene dividiendo dichas horas equivalentes entre las horas de un año (8760 horas), y el resultado es un porcentaje.

A continuación, se presenta una tabla que recoge las horas equivalentes y el factor de capacidad de cada aerogenerador:

Aerogeneradores	Potencia Generada [GWh]	Horas efectivas [h]	Factor de Capacidad [%]
A1	18,111	2515,39	28,71447271
A2	17,966	2495,24	28,48443643
A3	18,143	2519,92	28,76616626
A4	16,209	2251,27	25,69944662
A5	15,963	2217,08	25,30916034

A6	22,592	3137,81	35,81975067
A7	17,261	2397,31	27,36656349

Tabla 15: Horas equivalentes y factor de capacidad de los aerogeneradores.

En esta tabla, podemos observar cómo los valores de horas efectivas y del factor de capacidad no varían mucho entre los diferentes aerogeneradores, tan solo hay un cambio significativo en el aerogenerador A6 con respecto al resto.

A continuación, se va a calcular el factor de capacidad y las horas equivalentes del parque eólico en su conjunto.

En primer lugar, teniendo en cuenta que la potencia nominal de cada aerogenerador empleado en el parque eólico es de 7,2 MW, sabemos que la potencia máxima que puede producir el parque será de 50,4 MW. Teniendo en cuenta este dato, así como la generación total del parque calculada en el apartado anterior, podemos obtener las horas efectivas equivalentes del parque y su factor de capacidad:

$$\text{horas equivalentes} = \frac{125,430 \text{ GWh}}{50,4 \text{ MW}} = 2488,69 \text{ h}$$

$$\text{factor de capacidad} = \frac{2488,69 \text{ h}}{8760 \text{ h al año}} \cdot 100 = 28,41\%$$

Para poder analizar estos resultados, se van a calcular los mismos parámetros al nivel de España y compararlos con estos. Según datos extraídos de la web oficial de Red Eléctrica Española, la potencia eólica instalada en España en 2024 fue de 32.104 MW, y la generación eólica fue de 61.000 GWh [9]. Con estos datos, se realizan los siguientes cálculos:

$$\text{horas equivalentes} = \frac{61.000 \text{ GWh}}{32.104 \text{ MW}} = 1900,07 \text{ h}$$

$$\text{factor de capacidad} = \frac{1900,07 \text{ h}}{8760 \text{ h al año}} \cdot 100 = 21,69 \%$$

Observando los resultados obtenidos, podemos concluir que el hecho de que el factor de capacidad del parque eólico diseñado en este proyecto sea superior al factor de capacidad de España, es un elemento favorable en vista del desarrollo e implementación del proyecto.

Capítulo 6. DESCRIPCIÓN DEL AEROGENERADOR

Recordemos que el parque eólico constará de siete aerogeneradores. El modelo elegido en los apartados anteriores del proyecto es el V172 de la compañía Vestas, con las siguientes características generales:

Datos generales	Fabricante	Vestas
	Turbina eólica	V172/7.2MW
	Potencia	7200 kW
	Diámetro	172 m
	Clase de viento	IEC S
	Compatible offshore	No
	Área de barrido	23236 m ²
	Densidad de potencia	3.23 m ² /kW
	Número de palas	3
	Limitación de potencia	Pitch
Rotor	Velocidad mínima de viento	3 m/s
	Velocidad máxima de viento	25 m/s
Caja de cambios	Caja de cambios	Sí
	Niveles	2
Generador	Número	1
Torre	Altura mín de góndola	112 m
	Altura máx de góndola	175 m

Tabla 16: Características generales del aerogenerador V172 [10].

Dentro de los datos recogidos en la *Tabla 16*, podemos observar cómo existen velocidades de viento máximas y mínimas para el rotor. Esto se debe a que los aerogeneradores están diseñados para operar dentro de un rango específico de velocidades del viento, determinado por criterios técnicos y de seguridad. Estos límites garantizan tanto la eficiencia del sistema como la integridad estructural del equipo. El límite inferior o velocidad de arranque es el mínimo necesario para que el rotor supere la resistencia inicial y comience a girar. El límite

superior actúa como un mecanismo de protección: si se supera, el aerogenerador detiene automáticamente su funcionamiento para evitar daños por exceso de carga.

En el modelo Vestas V172, la turbina opera entre 3 y 25 m/s, intervalo dentro del cual se maximiza la producción energética sin comprometer la seguridad del sistema.

Además, recordemos que el aerogenerador V172 opera a potencia nominal entre 14 y 17 m/s. Estas velocidades óptimas de funcionamiento se encuentran en el rango de funcionamiento correcto del aerogenerador, lo que resulta un aspecto favorable en el desarrollo del proyecto. A continuación, se presenta la curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador V172, presentada también en apartados anteriores del proyecto.

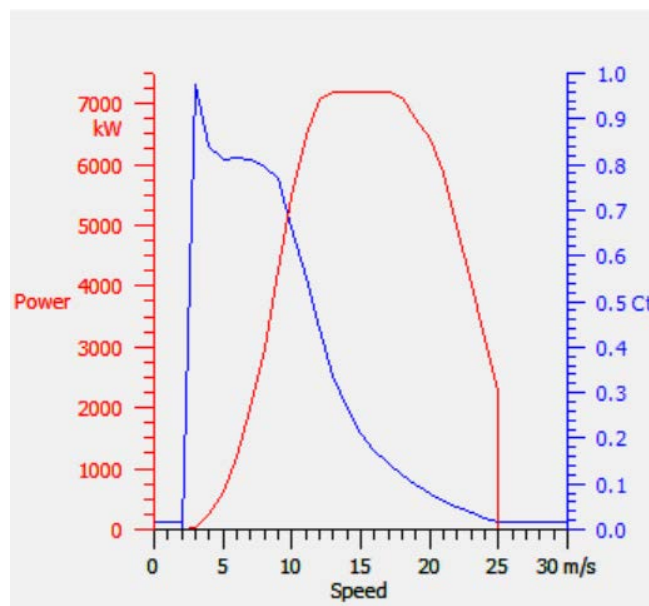


Ilustración 16: Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador V172.

6.1 CONDICIONES DE DISEÑO Y CONDICIONES REALES

En este apartado, se pretende comparar las condiciones de diseño del aerogenerador con las condiciones reales del emplazamiento donde estará ubicado, de manera que cuánto más

similares sean, mayor eficiencia tendrán los aerogeneradores. A continuación, se presentan dos tablas con dicha información, que luego se analizará:

Condiciones de Diseño del V172	
Velocidad media	7,4 m/s
Velocidad de supervivencia (3s)	39,5 m/s
Temperatura mínima	-20°C
Temperatura máxima	45°C
Densidad del aire	1,225 kg/m ³
Weibull k	2,48
Altura mínima	114 m
Altura máxima	199 m

Tabla 17: Condiciones de diseño del aerogenerador V172.

Condiciones Reales del Emplazamiento	
Velocidad media	6,495 m/s
Velocidad máxima	22,5 m/s
Temperatura mínima	-5°C
Temperatura máxima	35°C
Densidad del aire	1,101 kg/m ³
Weibull k	2,039
Altura	150 m

Tabla 18: Condiciones reales del emplazamiento.

En primer lugar, la velocidad media del viento en el emplazamiento es de 6,495 m/s, valor ligeramente inferior a la velocidad media para la que ha sido diseñado el aerogenerador, que se sitúa en 7,4 m/s. Pese a ello, este valor continúa siendo adecuado para garantizar una producción energética eficiente, sin comprometer la rentabilidad del proyecto. En cuanto a la velocidad máxima del viento registrada en el emplazamiento, esta alcanza los 22,5 m/s, muy por debajo de la velocidad de supervivencia del aerogenerador, que es de 39,5 m/s durante ráfagas de tres segundos. Esto indica que no se prevén riesgos estructurales por exceso de viento. Además, cabe destacar que la velocidad máxima del emplazamiento se encuentra también dentro del rango de velocidades de funcionamiento óptimo y seguro del rotor, que recordemos que era entre 3 y 25 m/s.

Respecto a las condiciones térmicas, el rango de temperaturas registrado en el emplazamiento se encuentra completamente dentro del rango de operación del aerogenerador. La temperatura mínima observada ha sido de $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ y la máxima de $35\text{ }^{\circ}\text{C}$, mientras que el equipo está diseñado para operar entre $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $45\text{ }^{\circ}\text{C}$. Esto garantiza que el funcionamiento de la turbina no se verá afectado por temperaturas extremas, ni por riesgo de congelación ni por pérdida de rendimiento por sobrecalentamiento.

En lo que se refiere a la densidad del aire, el valor real en el emplazamiento es de $1,101\text{ kg/m}^3$, inferior a la densidad estándar considerada en el diseño del aerogenerador, que es de $1,225\text{ kg/m}^3$. Esta diferencia es coherente con la altitud del emplazamiento, situada a 150 metros sobre el nivel del mar, y puede implicar una ligera disminución en el rendimiento energético, ya que la menor densidad del aire reduce la cantidad de energía cinética disponible en el viento. A pesar de ello, no supone una limitación significativa para el correcto funcionamiento del sistema.

El parámetro de forma k de la distribución de Weibull también presenta una diferencia notable entre el diseño y el emplazamiento. El valor de diseño es de 2,48, mientras que el valor registrado en el emplazamiento es de 2,039. Este menor valor implica una mayor variabilidad en las velocidades del viento, lo que podría traducirse en fluctuaciones más frecuentes en la producción eléctrica.

Por último, la altura de buje seleccionada para el emplazamiento, de 150 metros, se encuentra dentro del rango de alturas admitidas por el modelo V172, que va desde los 114 hasta los 199 metros. Esto asegura la compatibilidad estructural del aerogenerador con las características topográficas del emplazamiento.

En conclusión, las condiciones reales del emplazamiento resultan adecuadas para la instalación del aerogenerador Vestas V172-7.2 MW. Aunque algunos parámetros, como la densidad del aire y la velocidad media del viento, se sitúan por debajo de los valores de diseño, estos se mantienen dentro de márgenes aceptables y no comprometen ni la seguridad

ni la eficiencia global del sistema. Por tanto, el modelo seleccionado puede considerarse técnicamente compatible con el emplazamiento previsto.

6.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

En este apartado, se presentan las especificaciones técnicas del aerogenerador V172-7,2 MW proporcionadas por el fabricante. A continuación, se muestran estas especificaciones recogidas en una tabla:

Especificaciones Técnicas V172-7,2 MW		
Categoría	Concepto	Dato
REGULACIÓN DE POTENCIA	Potencia nominal estándar	7.200 kW
	Velocidad de arranque	3 m/s
	Velocidad de corte	25 m/s
	Clase de viento	IEC S
	Rango de temperatura de operación estándar	de -20°C* a +45°C
	*Operación con viento fuerte disponible como estándar	
POTENCIA SONORA	Potencia sonora máxima	107,8 dB(A)**
	**Modos optimizados de sonido disponibles según emplazamiento y país	
ROTOR	Diámetro del rotor	172 m
	Área barrida	23.235 m ²
	Freno aerodinámico	Paso completo de pala con 3 cilindros de paso
ELÉCTRICO	Frecuencia	50/60 Hz
	Convertidor	Escala completa
CAJA DE CAMBIOS	Tipo	Dos etapas planetarias
TORRE	Alturas de buje*	114 m (IEC S), 150 m (IEC S), 164 m (DIBt), 166 m (IEC S), 175 m (DIBt) y 199 m (DIBt)
	*Torres específicas para el emplazamiento disponibles bajo solicitud	
SOSTENIBILIDAD	Huella de carbono	6,4 g CO ₂ e/kWh
	Retorno energético - punto de equilibrio	6,9 meses
	Retorno energético durante vida útil	34 veces
	Tasa de reciclabilidad	86,60%

Tabla 19: Especificaciones técnicas del aerogenerador V172-7,2 MW [10].

Capítulo 7. OBRA CIVIL

En este capítulo se describen las obras civiles necesarias para la ejecución del parque eólico, incluyendo el diseño de accesos, viales internos, cimentaciones de los aerogeneradores, zanjas eléctricas y demás infraestructuras asociadas. El objetivo es garantizar una implantación segura, funcional y conforme a normativa, adaptada a las condiciones específicas del emplazamiento.

7.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES

El parque eólico “El Cañavate”, ubicado en Cuenca, estará integrado por 7 aerogeneradores de 7,2 MW de potencia nominal, es decir, una potencia total instalada de 50,4 MW. Cada aerogenerador produce energía a 720 V, la cual se eleva a 30 kV, la tensión de la subestación eléctrica que se instalará junto con el edificio de control, la red de media tensión, de comunicaciones y la puesta a tierra. Por último, en la subestación se elevará la tensión de 30 kV a 220 kV para ser transportada a la subestación de Olmedilla, a 22 kilómetros de distancia, donde se integrará con la red.

A continuación, se adjunta una tabla que recoge las características generales del parque eólico:

Características generales	
Número de aerogeneradores	7
Potencia nominal unitaria [MW]	7,2
Potencia total instalada [MW]	50,4
Número de palas	3
Altura de buje [m]	150
Diámetro del rotor [m]	172
Producción media bruta [MWh/año]	162.813
Producción media vertida a red [MWh/año]	125.430
Horas equivalentes a potencia nominal [h]	2.489
Factor de capacidad [%]	28,41

Tabla 20: Características generales del parque eólico "El Cañavate".

7.2 ACCESOS Y VIALES INTERIORES

7.2.1 ACCESOS

Considerando que el emplazamiento seleccionado se encuentra muy próximo a la carretera CM-3112, además de situado entre dos caminos de acceso, no será preciso construir carreteras adicionales. Este es un aspecto favorable en cuanto al presupuesto del proyecto, ya que evitamos este coste adicional.

En la siguiente imagen, se observa la carretera CM-3112 resaltada en color verde:



Ilustración 17: Carretera de acceso CM-3112.

7.2.2 VIALES INTERNOS

Los viales internos del parque eólico constituyen la red de caminos que conectan los aerogeneradores y las vías de acceso exteriores. Su diseño tiene como finalidad garantizar el tránsito de la maquinaria durante la fase de construcción, así como facilitar las labores de operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil del parque.

El emplazamiento seleccionado dispone actualmente de varios caminos de tierra. No obstante, será necesario ampliarlos para asegurar el acceso a todas las posiciones de los aerogeneradores. A continuación, se presenta una imagen que recoge los viales ya existentes en color azul, y los nuevos caminos que se pretenden implantar en color morado:



Ilustración 18: Accesos al emplazamiento.

Como se puede observar en la imagen superior, el emplazamiento cuenta con caminos internos ya existentes próximos a los aerogeneradores, así como tres posibles accesos al parque eólico desde la carretera principal, sin embargo, sólo se empleará una. También se aprecian giros bruscos, puesto que la imagen es solo orientativa. En los viales ya existentes se procederá al acondicionamiento de estos, incluyendo adaptar la curvatura de la carretera en los casos necesarios. De la misma manera, los nuevos viales accesos también se diseñarán adecuadamente. El esquema final, se encuentra representado en el *Anexo IV: Planos*. Además, a continuación, se explican los requisitos empleados para el diseño de estos.

Tanto los nuevos viales como los ya existentes, tienen que cumplir una serie de características. En primer lugar, la pendiente máxima del terreno debe ser menor del 10% idealmente. En nuestro caso, la pendiente máxima es siempre inferior al 5%, por lo que no supondrá un problema. En segundo lugar, los caminos deben tener una anchura de unos 5 metros. Los caminos ya existentes tienen una anchura aproximada de 7 metros, por lo que cumplen este requisito. En cuanto a los caminos nuevos, se diseñarán con el ancho suficiente para contribuir a un correcto desarrollo del proyecto. El diseño de los nuevos caminos se encuentra especificado en el *Anexo IV: Planos*. Además, estos estarán compuestos de dos capas: una sub-base de 20 cm de espesor consistente en un relleno de suelo compactado al 95% del Proctor Modificado (PM); y otra base o capa superior, también de 20 cm de espesor, de rodadura de zahorra artificial, compactada al 98% PM. Por último, los radios de curvatura en los caminos deben ser como mínimo 35-50 metros. En nuestro caso, en los viales ya existentes se cumple en muchas zonas, y en aquellas en las que no, se adaptarán. En cuanto a los nuevos caminos, en la *Ilustración 15* se ha representado sin detalle, pero de manera más específica, se diseñarán unos giros con un radio de curvatura suficiente para que los camiones puedan girar de manera segura.

Por último, se presenta una tabla con los kilómetros de viales totales:

Viales Existentes	6,29 km
Viales Nuevos	2,44 km

Tabla 21: Kilómetros de los viales internos.

7.3 CIMENTACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

Las cimentaciones de los aerogeneradores deben estar dimensionadas para soportar tanto el peso de la estructura como las solicitaciones derivadas de la acción del viento. Se han planteado cimentaciones superficiales de hormigón armado, adecuadas para aerogeneradores de gran envergadura como los previstos en este proyecto.

El diseño propuesto responde a criterios habituales en este tipo de instalaciones, aunque se recomienda su validación por parte de un técnico especializado en función de las características geotécnicas específicas del terreno. El diseño inicial que incluye la geometría y disposición de estas cimentaciones se encuentra representada en el *Anexo IV: Planos*.

De manera adyacente a cada cimentación, se construyen también las plataformas de montaje de los aerogeneradores. Estas, deberán ser diseñadas por un especialista también, y constituirán otro proyecto aparte.

7.4 ZANJAS

En el siguiente capítulo, se procederá al diseño de las instalaciones eléctricas, y en concreto, se llevará a cabo el dimensionamiento de cables de media tensión, que transportan energía; fibra óptica, que transmite la señal de comunicaciones; y cables de baja tensión, cables de cobre para la puesta a tierra. Todos ellos, se instalan enterrados en zanja y conectan los aerogeneradores entre sí y estos con la subestación eléctrica.

Para facilitar la obra civil, se harán coincidir las zanjas eléctricas con los viales internos diseñados previamente en la medida de lo posible. Además, para cumplir con la normativa vigente, los cables deben ir situados a diferentes profundidades y separados entre ellos por planchas de señalización de cables eléctricos y de capas de arena fina de río.

El detalle de la distribución de las zanjas, así como el pre-diseño de estas, se incluye en el *Anexo IV: Planos*. En el plano del pre-diseño de las zanjas, se incluyen dos tipos, pues algunas constarán de una terna, y otras de dos ternas.

Tipo de Zanja	Número de Cables		
	Media Tensión (MT) Nº de ternas	Fibra Óptica (F.O)	Cable de Puesta a Tierra
Zanja Z-1a	1	1	1
Zanja Z-2b	2	2	1

Tabla 22: Tipos de zanjas.

Las zanjas Z-1a serán aquellas que recorren los circuitos A1-A2-A3-ST y A7-A6-A5, ya solo contendrán una terna cada una. Sin embargo, para el circuito A5-A4-ST, se emplearán zanjas Z-2b. A continuación, se adjunta una imagen que representa dichos circuitos:



Ilustración 19: Obra civil sobre plano.

En la *Ilustración 19*, se pueden observar en rojo los circuitos mencionados. Además, se presentan otros elementos de la obra civil. Esta imagen, se incluye más detallada y completa en el *Anexo IV: Planos*.

Por último, se define criterio establecido para el tendido de los cables en las zanjas:

- En el fondo de la zanja se extenderá el conductor de tierra.
- Sobre el fondo, se extenderá una capa de arena fina y lavada, y sobre ella, se alojarán los cables de potencia (de media tensión). En concreto, se alojarán un máximo de tres cables, separados horizontalmente entre sí 400 mm.
- Sobre estos cables, se extenderá otra capa de arena fina, compactada previamente, y sobre ella se colocarán los cables de fibra óptica.
- De la misma manera, sobre los cables de fibra óptica se extenderá otra capa de arena fina previamente compactada, y sobre esta, se colocará una protección mecánica a base de placas de PVC.
- A continuación, se colocará una capa de tierra compactada y limpia; y sobre esta, se extenderá una cinta de señalización que advierta de la existencia de cable eléctricos de media tensión bajo ella.
- Finalmente, sobre la cinta de señalización se colocará otra capa de tierra compactada y limpia, hasta alcanzar la superficie del terreno.

Las especificaciones sobre el diseño y las dimensiones de estas zanjas se especifican en el *Anexo IV: Planos*.

7.5 EDIFICIO DE CONTROL

El edificio de control constará de una única planta, con unas dimensiones de 18x11 m² en planta y una altura de 3 m.

Este se situará próximo a la subestación eléctrica y presentará una estética acorde al medio rural en el que se encuentre.

7.6 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

La subestación eléctrica se situará en un punto intermedio en el parque eólico. Su función es integrar el parque con los 220 kV de la red en la que será conectado.

La subestación eléctrica constará de los siguientes elementos:

- Transformador elevador de baja tensión a media tensión.
- Red de media tensión: diseño de celdas y cables.
- Subestación eléctrica elevadora de media tensión a alta tensión.
- Puesta a tierra.
- Red de comunicaciones (fibra óptica).

En el capítulo siguiente se llevará a cabo su diseño, y se encuentra representada gráficamente en el anexo final destinado a los planos.

Capítulo 8. INSTALACIONES ELÉCTRICAS

En este apartado, se pretende diseñar la infraestructura eléctrica necesaria para el desarrollo e implementación del parque eólico. En concreto, se definirán los siguientes elementos:

- Transformador elevador de baja tensión a media tensión.
- Red de media tensión: diseño de celdas y cables.
- Subestación eléctrica elevadora de media tensión a alta tensión.
- Puesta a tierra.
- Red de comunicaciones (fibra óptica).

Además, todos los cálculos realizados en este apartado se presentan de manera detallada en el *Anexo III: Cálculos Justificativos*.

8.1 TRANSFORMADOR ELEVADOR BT/MT

El transformador elevador de baja tensión a media tensión se encuentra en la góndola del aerogenerador. Recordemos que el aerogenerador seleccionado es el modelo Vestas V172-7.2MW.

La tensión en bornes del generador eléctrico es de 720 V tras pasar por el convertidor. Según sus especificaciones técnicas, sabemos que el transformador eleva esta tensión a 30 kV. A continuación, se presentan el resto de las especificaciones técnicas del transformador elevador en la siguiente tabla:

TRANSFORMADOR ELEVADOR BT/MT	
Relación de transformación	0,72/30 kV
Conexión	Dyn11
Frecuencia	50 Hz
Potencia aparente	8,4 MVA
Tensión máxima	36 kV

Tabla 23: Transformador elevador BT/MT.

8.2 RED DE MEDIA TENSIÓN

La red de media tensión conecta el transformador del aerogenerador con la subestación eléctrica elevadora de MT/AT. Toda ella tiene una tensión de 30 kV. En este apartado, se diseñarán las celdas y se seleccionarán los cables adecuados de esta red.

8.2.1 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

Las celdas de media tensión son unidades de distribución eléctrica que se conectan al transformador para aislar o proteger el lado de media tensión del transformador y la línea de generación en el caso en que ocurra algún accidente aguas abajo del transformador. Se diseñan para soportar la intensidad nominal y la intensidad de cortocircuito de media tensión.

A continuación, se presentan los distintos tipos de módulos de las celdas, con funciones diferentes:

- Módulos de remonte (0L), las celdas de entrada de línea, tienen la función de remonte a barras. Cuentan con salida de cables con pasatapas a bornes de conexión, indicadores capacitivos de presencia de tensión y seccionador de puesta a tierra.
- Módulos de protección de transformadores (1A o 1V), cuya función es proteger el transformador frente a fallas o sobreintensidades aguas abajo. Para ello, cuentan con un interruptor automático.
- Módulos de línea (1L), las celdas de salida de línea. Cuentan con un interruptor-seccionador SF6, un seccionador de puesta a tierra, salida de cables con pasatapas a bornes de conexión e indicadores capacitivos de presencia de tensión.

Todas las celdas deben contar con los módulos de remonte (0L) y de protección de transformadores (1V). La presencia de módulos de línea (1L) dependerá de la posición de los aerogeneradores, siendo necesaria en los aerogeneradores intermedios, pero prescindible en los aerogeneradores situados en los extremos. Por lo tanto, según se detalla en el *Anexo*

IV: Planos, los aerogeneradores A1, A5 y A7 se encuentran en los extremos, y el resto en una posición intermedia. Por ello, el resultado final es el siguiente:

Aerogenerador	Celda
A1	0L + 1V
A2	0L + 1L + 1V
A3	0L + 1L + 1V
A4	0L + 1L + 1V
A5	0L + 1V
A6	0L + 1L + 1V
A7	0L + 1V

Tabla 24: Celdas de cada aerogenerador.

En el Anexo IV: Planos, se presenta en detalle cada tipo de celda.

Las celdas seleccionadas son las CBGS-0, la variante IEC con tensión nominal 36 kV, de la empresa MESA [11]. La imagen de la cabina y las especificaciones técnicas son las siguientes:



Celda CBGS-0

Ilustración 20: Cabina de celda CBGS-0 (MESA).

		IEC		ANSI		
Tensión nominal		(kV)	24	36	27	38
Nivel de aislamiento	A frecuencia industrial, 50 Hz	(kV rms)	50	70	60	80
	A onda de choque tipo rayo	(kV cresta)	125	170	125	170
Intensidad nominal	Embarrado	(A)	1250 / 1600 / 2000		1200 / 2000	
	Derivaciones	(A)	630 / 1250 / 1600 / 2000		600 / 1200 / 2000	
Intensidad nominal de corte		(kA)	25 / 31.5			
Capacidad de cierre en cortocircuito		(kA cresta)	65 / 82			
Intensidad nominal de corta duración		(kA-3 s)	Max 25 / 31.5			
Resistencia frente a arcos internos (opcional)	(AFL o AFLR)	(kA-1 s)	31.5			
Presión nominal relativa de gas SF6 a 20°C		(bar)	0.30			
Grado de protección	Compartimento de AT			IP65		
	Compartimento de BT			IP3X - IP41		

Ilustración 21: Especificaciones técnicas de la celda CBGS-0 (MESA).

8.2.2 CABLES DE MEDIA TENSIÓN

El dimensionamiento de los cables de media tensión se ha llevado a cabo teniendo en cuenta los criterios intensidad máxima admisible, máxima caída de tensión y pérdidas de potencia. Este se ha desarrollado de acuerdo con la ITC-LAT 06 y se presentan de manera detallada en el *Anexo III: Cálculos Justificativos*.

Por otro lado, se han de estimar las características mínimas del cable y accesorios, siguiendo también la ITC-LAT 06 [12].

TENSIÓN NOMINAL DE LA RED (U_n) kV	TENSIÓN MAS ELEVADA DE LA RED (U_s) kV
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20*	24
25	30
30	36
45	52
66*	72,5
110	123
132*	145
150	170
220*	245
400*	420

Tabla 25: Tensiones nominales normalizadas (ITC-LAT 06).

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_o/U , ó U_o 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)

Tabla 26: Características mínimas del cable y accesorios (ITC-LAT 06).

Observando la *Tabla 23*, vemos que la tensión nominal de la red es de 30 kV, y la tensión más elevada de la red es de 36 kV, de acuerdo con las tensiones nominales normalizadas. Además, empleando estos datos en la *Tabla 24* y considerando que la categoría de la red es A, se establece que la U_o/U debe ser 18/30 kV y la U_p deberá ser 170 kV.

U_0 representa la tensión nominal eficaz (en condiciones normales de operación) a frecuencia industrial que existe entre cada conductor y la pantalla metálica del cable; U es la tensión nominal eficaz a frecuencia industrial medida entre dos conductores cualesquiera del mismo cable; y U_p corresponde al valor máximo (de cresta) de la tensión soportada frente a impulsos tipo rayo, aplicada entre un conductor y la pantalla del cable. En este caso, las cabinas de celdas seleccionados cumplen con esta última característica.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos del dimensionamiento de cables: XLPE de cobre de 400 mm² de sección, que tendrá una intensidad máxima admisible de 484,54 A. Por ello, se seleccionará el cable tipo VOLTALENE, del fabricante Prysmian (18/30 kV, unipolar, cobre, XLPE) [13].

Por último, se presentan las características constructivas de los cables:

- Todos los conductores deberán llevar grabada de forma indeleble la identificación del conductor y el nombre del fabricante, y estarán identificados en los extremos mediante codificación numérica de borna y equipo receptor.
- Los cables deberán llevar grabada, de forma indeleble y cada 30 cm, la identificación del conductor, el nombre del fabricante y año de fabricación, tal y como se indica en las normas UNE 21.123 y R.U. 3.305.
- El aislamiento será reconstruido a base de cinta semiconductora interior, cinta autovulcanizable, cinta semiconductora capa exterior, cinta metálica de reconstrucción de pantalla, cinta para compactar, trenza de tierra y nuevo encintado de compactación final.

8.3 RED DE COMUNICACIONES

El sistema de comunicaciones del parque eólico es un elemento clave para su operación eficiente, ya que permite supervisar en tiempo real el estado de los aerogeneradores y del resto de infraestructuras automatizadas. Mediante una red de comunicaciones basada en la fibra óptica, se establece la conexión entre cada aerogenerador y el centro de control situado

en la subestación, lo que facilita tanto el envío de datos sobre la producción energética como la detección inmediata de posibles incidencias. Esta arquitectura de comunicaciones asegura una gestión centralizada, rápida y fiable, contribuyendo a la continuidad del servicio y a la optimización del rendimiento del parque.

Los cables que forman parte de este sistema de comunicaciones se encontrarán en las zanjas empleadas para la red de media tensión, que comunica los aerogeneradores entre sí y con la subestación eléctrica. Estos cables, pueden ser de dos tipos:

- Monomodo, se emplean para la transmisión de datos a largas distancias largas (mayores de 2 km).
- Multimodo, para distancias cortas.

Dado que la mayor distancia de conexión entre aerogenerador y subestación es de 1332 m (desde el aerogenerador A7), se emplearán cables multimodo. Este resulta ser un aspecto favorable en cuanto al presupuesto, ya que son de menor coste que los cables de tipo monomodo.

El cable elegido será la fibra óptica multimodo 62,5/125 (modelo MM62) del fabricante Optral [14]. A continuación, se presentan sus propiedades geométricas y ópticas:

PROPIEDADES GEOMÉTRICAS / MECÁNICAS	VALOR
Diámetro núcleo	$62.5 \pm 2.5 \text{ } \mu\text{m}$
No circularidad núcleo	$\leq 6 \%$
Error concentricidad núcleo / revestimiento	$\leq 1.5 \text{ } \mu\text{m}$
Diámetro revestimiento	$125 \pm 2 \text{ } \mu\text{m}$
No circularidad revestimiento	$\leq 1 \%$
Diámetro recubrimiento primario	$245 \pm 10 \text{ } \mu\text{m}$
No circularidad recubrimiento primario	$\leq 6 \%$
Error concentricidad recubrimiento primario	$\leq 12.5 \text{ } \mu\text{m}$
Proof Test	$\geq 8.8 \text{ N} / \geq 1 \% / \geq 100 \text{ Kpsi}$

Tabla 27: Propiedades geométricas del MMG2 (Optral).

PROPIEDADES ÓPTICAS		OM1
Coeficiente Atenuación (dB/Km)	850 nm	≤ 3.0
	1300 nm	≤ 0.7
Ancho de Banda (MHz x Km)	850 nm	≥ 200
	1300 nm	≥ 500
Distancia Enlace (m)	1000Base-SX	275
	1000Base-LX	550
Apertura Numérica	0.275 ± 0.015	
Índice de Refracción	850 nm	1.496
	1300 nm	1.491

Tabla 28: Propiedades ópticas del MM62 (Optral).

Por último, se presentan las características constructivas de los cables de fibra óptica:

- Todos los conductores deberán llevar grabada de forma indeleble, la identificación del conductor y el nombre del fabricante, tal y como se indica en las normas UNE 21.123 y R.U. 3.305. Además, estarán identificados en los extremos mediante codificación numérica de borna y equipo receptor.
- Sólo se permitirán empalmes para las interconexiones cuyas longitudes sean superiores a 3000 metros, por lo tanto, y dado que los aerogeneradores están a unos 500 metros unos de otros, en este caso no se admitirán empalmes a cables de interconexión entre aerogeneradores.

8.4 SUBESTACIÓN 30/220 kV

El parque eólico diseñado contará con una subestación eléctrica elevadora de media tensión a alta tensión, situada en el centro del propio emplazamiento, cuya función principal es elevar la tensión desde 30 kV hasta los 220 kV, permitiendo así su transporte eficiente e integración con la red de alta tensión, a través de la subestación Olmedilla, ubicada a una distancia de 22,82 km.

Para ello, se ha optado por una subestación de tipo AIS (Air Insulated Switchgear), una tecnología que utiliza el aire como medio de aislamiento entre los distintos elementos de aparamenta. Esta elección se justifica por su menor coste frente a otras alternativas como GIS o HIS, manteniendo al mismo tiempo un buen rendimiento técnico.

El elemento principal de la subestación eléctrica es el transformador de potencia, responsable de elevar la tensión a 220 kV, como se ha explicado en el párrafo anterior. Además, serán precisos otros elementos también relevantes, como transformadores de intensidad (medida), transformadores de tensión (protección), seccionadores e interruptores automáticos.

La disposición completa de los equipos puede consultarse en el *Anexo IV: Planos*, donde se incluye el esquema unifilar con todos los elementos identificados.

8.4.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El transformador de potencia debe elevar la tensión de 30 kV a 220 kV, como se ha explicado anteriormente. Además, debe soportar los 50,2 MW de generación del parque eólico. Por ello, se ha elegido un transformador de la marca Scotech, que puede ser diseñado de manera personalizada para cada proyecto, con una capacidad de potencia de hasta 200 MW [15].

A continuación, se adjuntan una imagen representativa y la ficha técnica:



Ilustración 22: Transformador de potencia (Scotech),

Type	Oil Immersed Power Transformer
Standard	IEC60076
Rated Power	
Frequency	50 HZ
Phase	Three
Cooling Type	ONAN
Primary Voltage	
Secondary Voltage	
Winding Material	Copper

Tabla 29: Ficha técnica del transformador de potencia (Scotech).

8.4.2 TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD

Los transformadores de intensidad o de medida tienen como función adaptar el nivel de corriente a valores adecuados para equipos de medida y protección. Se conectan en serie con la línea principal y reducen la corriente original a una proporción segura, permitiendo así el funcionamiento correcto de dispositivos como relés, interruptores o sistemas de monitorización.

El transformador de medida seleccionado es el modelo LB-220 kV de HYEE, un equipo para exteriores con aislamiento en aceite. Se utiliza para la medición de energía eléctrica, corriente y para la protección mediante relés en sistemas de subestaciones eléctricas de 220 kV, con una frecuencia de 50 Hz o 60 Hz [16]. Se adjunta, a continuación, una imagen del transformador, así como su ficha técnica:



Ilustración 23: Transformador de intensidad (HYEE).

Rated voltage, kV	66 or 69	110 or 115	132 or 138	150	220 or 230	330
Highest voltage for equipment, kV	72.5	123 or 126	145	170	245 or 252	363
Rated frequency, Hz	50; 60					
Rated power frequency withstand voltage, kV	140/160	230	275	325	460	510
Rated lightning impulse voltage, kV	325/350	550	650	750	1050	1175
Flashover distance, mm	700	1100	1300	1500	2100	2350
Cree. distance, mm	W1:1450	W1:2520	W1:2900	W1:3400	W1:5040	W1:7260
	W2:1820	W2:3150	W2:3630	W2:4250	W2:6300	W2:9075
	W3:2250	W3:3910	W3:4500	W3:5270	W3:7820	W3:11253
Mechanical load, N	3000	3000	4000	4000	4000	4000
Rated primary current, A	1~2500					
Rated secondary current, A	1;2;5					
Accuracy class	0.1; 0.2; 0.5; 0.2S; 0.5S; 0.5S; 5P; 10P; PX...					
Rated output(recommended value), VA	1A: 10 ³ 0 VA					
	2A: 10 ³ 0 VA					
	5A: 15 ³ 0 VA					
Instrument security factor FS	5; 10					
Accuracy limit factors ALF	10; 15; 20; 25; 30; 40					

Tabla 30: Ficha técnica del transformador de intensidad (HYEE).

8.4.3 TRANSFORMADOR DE TENSIÓN

Los transformadores de tensión o protección se encargan de reducir el nivel de voltaje a valores adecuados para los equipos de medida y protección. Se conectan en paralelo en el lado de alta tensión y proporcionan un aislamiento seguro, permitiendo una supervisión precisa del sistema sin exponer los dispositivos ni al personal a tensiones peligrosas. El transformador elegido es el Capacitor Voltage Transformer (CVT) de HYEE también. Estos transformadores de 220 kV están diseñados para condiciones de servicio en exteriores y se utilizan en sistemas eléctricos monofásicos con una frecuencia nominal de 50/60 Hz [17]. La imagen de este y su ficha técnica son los siguientes:



Ilustración 24: Transformador de tensión (HYEE).

Product Name	220kV Capacitor Voltage Transformer
Brand Name	HYEE
Origin	Dalian, CN (Mainland)
Phase	Single
Coil Structure	Wound
Coil Number	1-4
Color	Brown/Grey
Frequency	50/60Hz
Certification	ASTA/CTQC/IEC/SGS/ISO9001
Package	Wooden Carton
Delivery Time	25~30 days

Tabla 31: Ficha técnica del transformador de tensión (HYEE).

8.4.4 SECCIONADOR

El seccionador es un dispositivo destinado a proporcionar una separación visible y segura entre distintas partes del sistema eléctrico, permitiendo aislar zonas concretas de la

subestación en operaciones de mantenimiento o ante situaciones que requieran garantizar la seguridad. Este equipo está diseñado para abrir el circuito en vacío, por lo que debe ser capaz de soportar la corriente nominal del sistema sin deterioro. En este proyecto se ha seleccionado el modelo SG de doble apertura lateral del fabricante MESA [18].



Ilustración 25: Seccionador SG (MESA).

	Referencia Reference		Tensión nominal Rated voltage	Intensidad nominal Rated normal current ⁽¹⁾	Tensión de ensayo / Impulse withstand voltage				Intensidad corta duración (valor eficaz) Short time withstand current (RMS) ⁽¹⁾	Valor cresta de la intensidad Peak withstand current ⁽¹⁾	Tipo de aislador Insulator type
					A tierra y entre polos To earth and between poles		Sobre la distancia de secci. Across isolating distance				
					A frecuencia industrial bajo lluvia / Power frequency wet	A impulso/ Impulse	A frecuencia industrial bajo lluvia / Power frequency wet	A impulso/ Impulse			
			kV	A	kV	kV	kV	kV	kA	kA	
1	SGP-24/1250	SGPT-24/1250	24	1250	50	125	60	145	31.5	80	C4-125
	SGP-36/1250	SGPT-36/1250	36		70	170	80	195			C4-170
	SGP-52/1250	SGPT-52/1250	52		95	250	110	290			C4-250
	SGP-72/1250	SGPT-72/1250	72.5		140	325	160	375			C4-325
2	SG-24/1250	SGT-24/1250	24	1250	50	125	60	145	31.5	80	C4-125
	SG-36/1250	SGT-36/1250	36		70	170	80	195			C4-170
	SG-52/1250	SGT-52/1250	52		95	250	110	290			C4-250
	SG-72/1250	SGT-72/1250	72.5		140	325	160	375			C4-325
3	SG-24/1600	SGT-24/1600	24	1600	50	125	60	145	40	100	C4-125
	SG-24/2000	SGT-24/2000		2000							
	SG-24/2750	SGT-24/2750		2750							
	SG-36/1600	SGT-36/1600	36	1600	70	170	80	195	40	100	C4-170
	SG-36/2000	SGT-36/2000		2000							
	SG-36/2750	SGT-36/2750		2750							
	SG-52/1600	SGT-52/1600	52	1600	95	250	110	290	40	100	C4-250
	SG-52/2000	SGT-52/2000		2000							
	SG-52/2000	SGT-52/2000		2750							
	SG-72/1600	SGT-72/1600	72.5	1600	140	325	160	375	40	100	C4-325
	SG-72/2000	SGT-72/2000		2000							
	SG-72/2750	SGT-72/2750		2750							

Tabla 32: Ficha técnica del seccionador SG (MESA).

8.4.5 AUTOVÁLVULA

La autoválvula, también denominada pararrayos, es un componente esencial de protección en la subestación eléctrica frente a descargas atmosféricas. Su función principal es desviar a tierra la energía generada por el impacto de un rayo, evitando así daños severos en los equipos eléctricos, especialmente en aquellos de alto valor como el transformador de potencia. Para ello, se conectan entre la fase y tierra, y se instalan habitualmente en las proximidades de los elementos más críticos del sistema.

En condiciones normales de operación presentan una impedancia elevada, por lo que no permiten el paso de corriente. Sin embargo, ante una sobretensión transitoria, su impedancia disminuye drásticamente, permitiendo derivar la descarga de forma controlada y segura hacia tierra.

Se selecciona un pararrayos polimérico del fabricante L&RGR [19].



Ilustración 26: Pararrayos (L&GRG).

Tipo	Tensión nominal	Máximo Continuo Funcionamiento VOLTIOS	1 / 4us Lightning Current impulso	8 / 20us Lightning Current impulso	30 / 60us Cambio Current impulso	2 ms rectangulares impulso actual resistir a	4/10us Alto impulso actual resistir a
	kV	kV	kV(pico)	kV(pico)	kV(pico)	A	kA (cresta)
HYSW-3	3	2.55	11.3	9	8.9	120 - 200	65 - 75
HYSW-6	6	5.1	22.6	18	16.8	120 - 200	65 - 75
HYSW-9	9	7.65	33.7	27	23.8	120 - 200	65 - 75
HYSW-10	10	8.4	36.0	30	23	120 - 200	65 - 75
HYSW-11	11	9.4	40.0	33	30	120 - 200	65 - 75
HYSW-12	12	10.2	42.2	36	27	120 - 200	65 - 75
HYSW-15	15	12.7	51.0	45	38.5	120 - 200	65 - 75
HYSW-18	18	15.3	61.5	54	46.2	120 - 200	65 - 75
HYSW-21	21	17.0	71.8	63	54.2	120 - 200	65 - 75
HYSW-24	24	19.5	82.0	72	62	120 - 200	65 - 75
HYSW-27	27	22.0	92.0	81	69.8	120 - 200	65 - 75
HYSW-30	30	24.4	102.0	90	79	120 - 200	65 - 75
HYSW-33	33	27.5	112.0	99	86.7	120 - 200	65 - 75
HYSW-36	36	29.0	123.0	108	95.4	120 - 200	65 - 75
HYSW-42	42	34.1	132.3	126	100.1	120 - 200	65 - 75

Tabla 33: Ficha técnica del pararrayos (L&GRG).

8.4.6 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

El interruptor automático es un elemento clave de protección en las subestaciones eléctricas, ya que permite abrir o cerrar el circuito tanto en condiciones normales de carga como ante situaciones de cortocircuito, sobrecarga u otras faltas. A diferencia del seccionador, puede operar bajo carga, lo que lo convierte en un dispositivo fundamental para la seguridad y maniobrabilidad de la instalación.

Para este proyecto se ha seleccionado el modelo LW43A-252 SF₆ Circuit Breaker del fabricante CHINT, un interruptor automático de potencia diseñado para instalación en intemperie y aplicaciones de alta tensión. Este equipo cuenta con una tensión nominal de 252 kV, adecuada para sistemas de 220 kV, una corriente nominal de 4000 A y una capacidad de corte de 50 kA, lo que garantiza una operación segura frente a sobrecargas y cortocircuitos. Está equipado con cámaras de extinción en gas SF₆, tecnología que proporciona un excelente nivel de aislamiento y fiabilidad operativa [20].



Ilustración 27: Interruptor automático (CHINT).

8.5 RED DE PUESTA A TIERRA

En este proyecto de parque eólico es imprescindible contar con una red de puesta a tierra, cuyos principales objetivos son: la seguridad de las personas, la protección de la instalación y la compatibilidad electromagnética.

En el ámbito de parques eólicos, los aerogeneradores y subestaciones pueden sufrir problemas de aislamiento o descargas atmosféricas, por ello, se conectará cada aerogenerador a tierra de manera independiente, así como la subestación eléctrica.

El cable elegido para la puesta a tierra debe soportar la intensidad de cortocircuito, por lo que se empleará un cable de cobre desnudo, de 95 mm² de sección, y del fabricante Prysmian [21]. Este, se alojará en las zanjas y en las excavaciones de las cimentaciones de los aerogeneradores.

Capítulo 9. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

	MES 1				MES 2				MES 3				MES 4				MES 5				MES 6				MES 7				MES 8				MES 9				MES 10				MES 11				MES 12			
SEMANAS	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4								
INGENIERÍA BÁSICA																																																
Proyecto																																																
Impactos																																																
INGENIERÍA DETALLADA																																																
Obra Civil																																																
Instalaciones Eléctricas																																																
INGENIERÍA DE DESARROLLO																																																
CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE																																																
OBRA CIVIL																																																
Viales Internos																																																
Zanjas																																																
Cimentaciones																																																
Edificio de Control																																																
Subestación																																																
INSTALACIONES ELÉCTRICAS																																																
Red de Media Tensión																																																
Red de Comunicaciones																																																
Puesta a Tierra																																																
Subestación 30/220 kV																																																
INSTALACIÓN AEROGENERADORES																																																
PUESTA EN MARCHA																																																
Pruebas																																																
Operación																																																

Ilustración 28: Planificación del proyecto en un año.

Capítulo 10. AHORRO Y CONTAMINACIÓN

EVITADA

La generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, como la eólica, supone una alternativa limpia frente a las tecnologías convencionales basadas en combustibles fósiles. Esta sustitución permite reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyendo de forma directa a los objetivos de descarbonización establecidos a nivel nacional y europeo.

En este apartado, se estimará la cantidad de CO₂ que se dejaría de emitir anualmente gracias a la producción del parque eólico, tomando como referencia factores oficiales de emisión asociados al mix eléctrico peninsular.

El factor de emisión medio nacional para el consumo de electricidad en España peninsular es de 0,331 kg CO₂/kWh de energía final. Este dato proviene del documento oficial de los factores de emisión de CO₂ y coeficientes de paso a energía primaria de los Ministerios de Industria, Energía y Turismo, y de Fomento [22].

Este valor es ampliamente utilizado como referencia nacional en estudios de energía renovable y reportes técnicos, y refleja el mix eléctrico de España en años recientes (a nivel peninsular).

Teniendo esto en cuenta, se obtienen los siguientes resultados:

Contaminación evitada al año	41517,27 toneladas de CO ₂
Contaminación evitada en 20 años	830345,34 toneladas de CO ₂

Tabla 34: Contaminación evitada.

Capítulo 11. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), también denominados Objetivos Globales, fueron adoptados por las Naciones Unidas en 2015 como un llamado universal para erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar que, para 2030, todas las personas disfruten de paz y prosperidad [23].

Los 17 ODS están interconectados, reconociendo que las acciones en un área pueden influir en los resultados de otras. Además, subrayan la necesidad de un desarrollo que logre un equilibrio entre la sostenibilidad social, económica y ambiental. Los países han asumido el compromiso de priorizar el progreso de aquellos que se encuentran más rezagados. Por ello, el proyecto pretende alinearse con los siguientes ODS:



- OBJETIVO 7: ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE

Con este proyecto se pretende diseñar un nuevo parque eólico, para seguir con el desarrollo del sector eólico y, por ende, de las renovables, para garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos, como plantea este objetivo.

- OBJETIVO 11: CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES

Lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles. En este objetivo en concreto, el proyecto estará más relacionado con la parte de la sostenibilidad.

- OBJETIVO 12: PRODUCCIÓN Y CONSUMO RESPONSABLES

Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles. De manera similar al resto, el proyecto fomenta el desarrollo de las renovables, por lo que colabora con cualquier futuro sostenible. Por ello, se alinea con este objetivo.

- OBJETIVO 13: LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO

Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos. Este proyecto pretende aumentar la capacidad de potencia de carácter renovable, de forma que se dependa cada vez menos de fuentes energéticas no renovables, como los combustibles, que tienen un efecto nocivo en el medio ambiente y son grandes causantes del cambio climático.

- OBJETIVO 15: VIDA DE ECOSISTEMAS TERRESTRES

Promover el uso sostenible de los ecosistemas terrestres, luchar contra la desertificación, detener e invertir la degradación de las tierras y frenar la pérdida de la diversidad biológica. Este proyecto en concreto tratará de implementarse evitando zonas protegidas, así como mitigando el impacto ambiental que puede tener su instalación.

Capítulo 12. PRESUPUESTO

El presupuesto total del parque eólico se encuentra desglosado detalladamente en el *Anexo V: Presupuesto*. A continuación, se adjunta el resumen final de dicho presupuesto:

Presupuesto	
Categoría	Importe
Obra Civil	1.171.433,47 €
Instalaciones Eléctricas	1.862.105,77 €
Aerogeneradores	38.500.000,00 €
Costes de Desarrollo	650.000,00 €
Interconexión a la red	2.541.715,20 €
Total de ejecución material	44.725.254,44 €

Tabla 35: Resumen del presupuesto del proyecto.

Capítulo 13. VIABILIDAD ECONÓMICA

El objetivo de este capítulo es llevar a cabo el estudio económico de viabilidad del proyecto, esencial para su futura ejecución. En él, se detallan los costes previstos tanto de inversión como de explotación a lo largo de su vida útil. A partir de estos costes, se determinará la viabilidad del parque eólico a partir de varios indicadores, como el VAN, el TIR y el Payback Period.

Para el estudio de la viabilidad económica se ha establecido una vida útil del parque de 25 años.

13.1 COSTES DE INVERSIÓN

Los gastos totales de inversión se encuentran detallados en el *Anexo V: Presupuesto*, desglosados en las siguientes categorías: obra civil, instalaciones eléctricas, aerogeneradores, costes de desarrollo e interconexión a la red. Además, y para completar los costes totales de inversión, se añaden los gastos generales y el beneficio industrial, que suponen un 16% y un 3% del importe total de ejecución material respectivamente.

A continuación, se adjunta la tabla resumen de estos costes:

Presupuesto	
Categoría	Importe
Obra Civil	1.171.433,47 €
Instalaciones Eléctricas	1.862.105,77 €
Aerogeneradores	38.500.000,00 €
Costes de Desarrollo	650.000,00 €
Interconexión a la red	2.541.715,20 €
Total de ejecución material	44.725.254,44 €
Gastos generales (16%)	7.156.040,71 €
Beneficio industrial (3%)	1.341.757,63 €
Total de ejecución por contrata	53.223.052,79 €

Tabla 36: Resumen presupuesto e inversión inicial.

Por ello, la inversión total del parque eólico supone un importe de 54.253.836,50 euros.

13.2 COSTES DE EXPLOTACIÓN (OPEX)

Los costes de explotación se refieren a los costes de mantenimiento y operación de los aerogeneradores, así como el coste del terreno y otros gastos diversos. En el *Anexo VI: Flujos de Caja*, se encuentran detallados todos estos gastos.

Los costes de mantenimiento y operación de los aerogeneradores varían a lo largo de la vida útil del parque, y son proporcionados por el fabricante. A continuación, se adjuntan los datos empleados en el proyecto:

Año	Importe
1 - 2	62.931,03 €
3 - 5	66.379,31 €
6 - 10	77.586,21 €
11 - 15	83.620,69 €
16 - 20	90.517,24 €
21 - 25	95.689,66 €

Tabla 37: Costes de mantenimiento y operación del V172-7,2 MW (VESTAS).

Además, para los costes del terreno y los otros gastos se establece una inflación interanual del 2% constante durante toda la vida útil del proyecto. Para dichos costes, se han establecido los siguientes montos por año:

Concepto	Importe
Terrenos	250.000,00 €
Otros	60.000,00 €

Tabla 38: Otros costes de explotación.

13.3 ESTIMACIÓN DE INGRESOS DEBIDOS A LA EXPLOTACIÓN

En este apartado, se estiman los ingresos del proyecto a lo largo de su vida útil. En el *Anexo VI: Flujos de Cajas*, se encuentran estos ingresos de manera más detallada. Los ingresos del parque eólico dependerán de la generación de energía del parque y del precio de venta.

En primer lugar, a lo largo del proyecto se realizó un estudio de energético que concluyó que la generación neta del parque es de 125.429,80 MWh al año. Este era el caso más desfavorable, ya que consideraba las pérdidas en sus valores máximos.

Por otro lado, el precio de venta se establecerá en 50 €/MWh, con una inflación interanual del 2%, de la misma manera que para los costes de explotación. Este precio de venta se ha calculado con la media de los precios de últimos años excluyendo aquellos años excepcionales, como fueron los de la pandemia y la guerra entre Rusia y Ucrania [24]. A continuación, se adjunta el gráfico representativo del histórico de los precios del MWh, donde se puede observar esos picos en años excepcionales como se ha comentado.

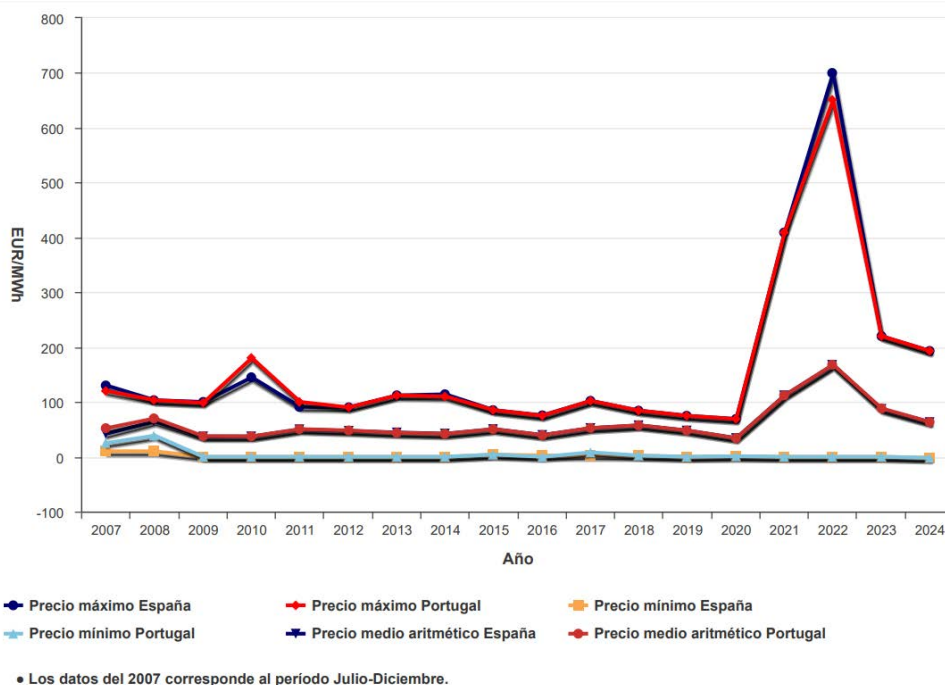


Ilustración 29: Histórico de precios por MWh (OMIE).

13.4 FLUJOS DE CAJA

Los flujos de caja son necesarios para el cálculo de algunos indicadores económicos como el VAN, el TIR y el Payback Period. Estos indicadores se van a calcular tanto para el proyecto como para accionistas. Las hipótesis establecidas para el estudio de la viabilidad económica en este apartado son las siguientes:

Fondos propios (Equity)	20%
Fondos ajenos (Deuda)	80%
Tipo impositivo sobre beneficios	25%
Tipo impositivo de generación	7,0%
Tipo interés de la deuda	6,0%
Inflación interanual	2%

Tabla 39: Hipótesis económicas aplicadas a los flujos de caja.

Además, todos los flujos de caja se presentan de manera detallada en el *Anexo VI: Flujos de Caja*.

13.4.1 WACC

La tasa de descuento, también conocida como coste de oportunidad, se emplea para actualizar los flujos de caja futuros con el fin de calcular indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN) y el periodo de recuperación de la inversión (Payback). El cálculo del WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) se obtiene aplicando la siguiente fórmula:

$$WACC = \frac{K_D \cdot D \cdot (T + 1) + K_E \cdot E}{D + E}$$

Además, se tienen en cuenta los siguientes parámetros:

Fondos propios (Equity)	20%
Fondos ajenos (Deuda)	80%
K _D	6,0%
K _E	9,0%

Tabla 40: Parámetros cálculo WACC.

El resultado es un WACC igual al 5,4%.

13.4.2 VAN

El Valor Actual Neto (VAN) se obtiene aplicando una tasa de descuento para calcular el valor presente de los flujos de caja netos generados por el proyecto, considerando la inversión inicial realizada. Cuando el VAN es superior a cero, el proyecto se considera viable económicamente. No obstante, cuanto mayor sea este valor, mayor será la rentabilidad esperada. La fórmula empleada para el cálculo del VAN es la siguiente:

$$VAN = \sum_{t=1}^{20} \frac{F_t}{(1 + r)^t} - I_0$$

A continuación, se presentan los resultados obtenidos:

VAN	
Proyecto	10.587.066,57 €
Accionistas	4.522.428,92 €

Tabla 41: Resultados VAN.

13.4.3 TIR

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es el porcentaje de rentabilidad que hace que el Valor Actual Neto de un proyecto sea exactamente igual a cero. Representa la tasa de rendimiento que genera la inversión considerando todos los flujos de caja futuros. Si la TIR supera la tasa mínima exigida (tasa de descuento), el proyecto se considera atractivo; si es inferior, se considera no rentable. La fórmula para obtener la TIR se presenta a continuación:

$$VAN = \sum_{t=1}^{20} \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} - I_0 = 0$$

Los resultados tanto para el proyecto como para accionistas son los siguientes:

TIR	
Proyecto	7,3%
Accionistas	12,3%

Tabla 42: Resultados TIR.

13.4.4 PAYBACK PERIOD

El Payback o periodo de recuperación o retorno es el tiempo necesario para que una inversión recupere su coste inicial a través de los flujos de caja netos que genera el proyecto. Este indicador permite estimar en cuántos años la inversión deja de ser un gasto y comienza a generar beneficios netos. Cuanto menor sea el periodo de recuperación, más rápido se recupera el capital invertido y menor es la exposición al riesgo.

En concreto, el periodo de retorno es de 11 años para el proyecto y 8 años para los accionistas, como se observa en la siguiente tabla:

PAYBACK PERIOD	
Proyecto	12 años
Accionistas	10 años

Tabla 43: Resultados Payback.

13.5 CONCLUSIONES

Según los resultados obtenidos tras el cálculo de indicadores clave en cuanto a viabilidad económica de proyectos, se concluye que el parque eólico es rentable. A continuación, se presenta una tabla resumen de los resultados obtenidos en el estudio de viabilidad económica:

Indicador	Proyecto	Accionistas
VAN	10.587.066,57 €	4.522.428,92 €
TIR	7,3%	12,3%
PAYBACK	12 años	10 años

Tabla 44: Resultados de los indicadores de viabilidad económica.

Capítulo 14. CONCLUSIONES

El presente proyecto ha llevado a cabo el diseño y desarrollo del parque eólico “**El Cañavate**”, ubicado en Cuenca, con el objetivo de evaluar su viabilidad técnica, económica y ambiental.

El análisis del recurso eólico, basado en datos proporcionados por Vortex S.L. y procesados mediante la herramienta Windographer, ha permitido determinar que la velocidad media del viento a 150 metros de altura es de 6,49 m/s, con una densidad media del aire de 1,231 kg/m³. La distribución de Weibull obtenida ($k = 2,04$ y $c = 7,32$ m/s) indica una buena regularidad del recurso, con baja variabilidad extrema, lo que favorece la estabilidad en la producción de energía. La dirección predominante del viento es 112,5°, si bien se observan cambios estacionales con mayor densidad de potencia en los meses fríos.

En cuanto al estudio del recurso energético, de la simulación realizada con WASP, se ha seleccionado un conjunto de aerogeneradores modelo V172-7,2 MW, con potencia nominal de 7,2 MW, adaptados a las características de velocidad y densidad del emplazamiento. La disposición de las máquinas se ha diseñado para maximizar el rendimiento energético y minimizar las pérdidas por estela, estimándose una aportación a la red anual neta de 125,43 GWh, y un factor de capacidad del 28,41%.

Desde el punto de vista económico, el proyecto con una inversión inicial de 53.223.052,79 euros, cuenta con un periodo de retorno estimado de 12 años, una TIR del 7,3% y un VAN de 10,6 millones de euros. En cuanto a los accionistas, el payback es de 10 años, la TIR es 12,3% y el VAN es de 4,5 millones de euros. Todo ello confirma la viabilidad económica del proyecto bajo las condiciones de mercado actuales y los precios medios de venta de energía.

En lo que respecta al impacto ambiental, el proyecto ha sido diseñado siguiendo criterios de mínima afección al entorno, tanto en la fase de construcción como en la de operación,

incorporando medidas correctoras y de seguimiento ambiental para proteger la biodiversidad local y el paisaje.

En conclusión, los resultados obtenidos permiten afirmar que el parque eólico “El Cañavate” presenta unas condiciones técnicas óptimas para su implantación, con una rentabilidad económica favorable y un impacto ambiental controlado. La ejecución del proyecto contribuirá a la generación de energía renovable en la región, reduciendo las emisiones de CO₂ en aproximadamente 41.517 toneladas anuales, y alineándose con los objetivos de transición energética y sostenibilidad establecidos a nivel nacional y europeo.

Capítulo 15. BIBLIOGRAFÍA

- [1] GWEC | Global Wind Report Launch 2025. <https://www.gwec.net/events/2025-global-wind-report-launch>
- [2] Red Eléctrica Española | Generación eólica. <https://www.ree.es/es/datos/generacion>
- [3] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico | Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2021-2026. https://www6.serviciosmin.gob.es/Aplicaciones/Planificacion/PLAN_DESARROLLO_RdT_H2026_COMPLETO.pdf
- [4] SignA | Sistema de Información Geográfica Nacional. <https://signa.ign.es/signa/>
- [5] The Wind Power. <https://www.thewindpower.net/>
- [6] Vestas | V172-7,2 MW. <https://www.vestas.com/en/energy-solutions/onshore-wind-turbines/enventus-platform/V172-7-2-MW>
- [7] GE Vernova | GE164-6.0 MW. <https://www.gevernova.com/wind-power/wind-turbines/onshore-wind-turbines-6mw>
- [8] Nordex | N163/6.X. <https://www.nordex-online.com/en/2022/05/nordex-se-nordex-group-installs-first-n163-6-x-turbine/>
- [9] Red Eléctrica Española – Potencia instalada. <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-de-energias-renovables/viento/potencia-instalada-viento>
- [10] Vestas | V172-7,2 MW. <https://www.vestas.com/en/energy-solutions/onshore-wind-turbines/enventus-platform/V172-7-2-MW>
- [11] MESA | Catálogo 2020 | Celdas CBGS-0. https://www.mesa.es/wp-content/uploads/2024/10/221-CBGS-0- 07.2020_LD-.pdf
- [12] ITC-LAT 06 | Líneas subterráneas con cables aislados. https://www.webaero.net/ingenieria/especificaciones_y_normas/NB/reglamentos_tecnicos_oficiales/2008/itclat06.htm
- [13] Prysmian Group | El libro blanco de la instalación | Manual técnico y práctico de cables y accesorios | Media tensión. <https://es.prysmian.com/catalogos-online/prysmian/el-libro-blanco-de-la-instalacion-para-media-tension>

- [14] Optral | Fibra óptica multimodo MM62.
<https://optral.com/uploads/productos/FIBRAS%20OPTICAS/ETW04002.pdf>
- [15] Scotech | Transformadores de potencia. <https://www.scotech-electrical.com/transformer/power-transformer/63-mva-220kv-hv-power-transformer.html>
- [16] HYEE | Transformador de corriente CT 220 kV. <https://www.hyee-transformado-de-corriente.com/current-transformer/220kv-current-transformer-ct.html>
- [17] HYEE | Capacitor Voltage Transformer 220 kV. <https://www.hyee-transformado-de-corriente.com/capacitor-voltage-transformer/vt-for-220kv-substation-capacity-type.html>
- [18] MESA | Seccionadores. <https://vainstein-ingenieros.com/producto/manufacturas-electricas-mesa/>
- [19] L&RGR | Pararrayos poliméricos. [Proveedor y fabricantes de pararrayos poliméricos - L&R Electric Group Co., Ltd.](https://www.lrelectricgroup.com/)
- [20] CHINT | LW43A-252 SF6 Circuit Breaker. <https://chintglobal.ec/products/lw43a-252-sf6-circuit-breaker-923-409>
- [21] Prysmian Group | El libro blanco de la instalación | Manual técnico y práctico de cables y accesorios | Media tensión. <https://es.prysmian.com/catalogos-online/prysmian/el-libro-blanco-de-la-instalacion-para-media-tension>
- [22] Ministerio de Ciencia y Tecnología (2023) | Plan para la Eficiencia Energética 2023. <https://www.mct.es/documents/74411/0/Plan%2Bpara%2Bla%2BEficiencia%2BEnerg%C3%A9tica%2B2023/6571bf66-a834-4964-b9db-c5421b2a0e15>
- [23] Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).
<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- [24] OMIE | Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario.
<https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual>



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PROYECTO DEL PARQUE EÓLICO

“EL CAÑAVATE”

ANEXO I: SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Autor: Lucía Garbayo Bugada

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Agosto de 2025

Índice del anexo

<i>Capítulo 1. Objeto.....</i>	<i>4</i>
<i>Capítulo 2. Localización de los Emplazamientos.....</i>	<i>5</i>
<i>Capítulo 3. Descripción de las Características de los Emplazamientos</i>	<i>6</i>
<i>Capítulo 4. Metodología para la Selección de Emplazamientos.....</i>	<i>9</i>
4.1 Criterios de Selección.....	9
4.2 Puntuación de Características	11
4.3 Selección de Emplazamiento.....	13
<i>Capítulo 5. Disposición de los Aerogeneradores.....</i>	<i>14</i>
<i>Capítulo 6. Recursos Empleados.....</i>	<i>18</i>

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Rosa de vientos del emplazamiento seleccionado.....	16
Ilustración 2: Distribución de los aerogeneradores en el emplazamiento seleccionado.....	17

Índice de tablas

Tabla 1: Localización de los 3 emplazamientos a evaluar.	5
Tabla 2: Características de los emplazamientos a evaluar.....	8
Tabla 3: Criterios de selección del emplazamiento.	11
Tabla 4: Puntuación de características.....	13

Capítulo 1. OBJETO

Este documento tiene como finalidad describir de forma detallada el proceso llevado a cabo para la identificación, comparación y selección del emplazamiento más adecuado para la futura instalación de un parque eólico. Dada la influencia directa que la ubicación tiene sobre la viabilidad técnica, económica y ambiental del proyecto, se ha seguido una metodología estructurada basada en criterios técnicos específicos y fuentes de datos contrastadas.

En una fase inicial, se han preseleccionado tres ubicaciones potenciales en función de su localización geográfica, disponibilidad de superficie y basándonos en zonas donde el recurso eólico fuese significativo. A continuación, se ha llevado a cabo un análisis comparativo considerando parámetros clave como el recurso eólico disponible (basado en datos virtuales y mapas globales); la orografía, rugosidad y tipo de terreno; la proximidad a infraestructuras eléctricas para la conexión a red; la accesibilidad por carreteras; y la ausencia de figuras de protección ambiental u otros impedimentos.

Capítulo 2. LOCALIZACIÓN DE LOS EMPLAZAMIENTOS

A continuación, se presenta la localización de los tres emplazamientos seleccionados:

	Localización	Latitud	Longitud
Emplazamiento A	Caspe, Zaragoza	41,287207°	- 0,053211°
Emplazamiento B	La Encina, Alicante	38,770112°	- 0,939951°
Emplazamiento C	El Cañavate, Cuenca	39,52751°	- 2,30223°

Tabla 1: Localización de los 3 emplazamientos a evaluar.

Capítulo 3. DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS EMPLAZAMIENTOS

En este apartado, se presenta una table resumiendo las características de los tres emplazamientos seleccionado.

	Emplazamiento A	Emplazamiento B	Emplazamiento C
Velocidad del viento (a 100m de altura)	6,26 m/s	6,26 m/s	6,05 m/s
Pendiente media del terreno	3%	1,5%	1,5%
Tipo de terreno	Consistencia normal con zonas blandas	Consistencia normal	Consistencia normal
Tipo de cubierta vegetal	Vegetación de monte bajo con árboles	Vegetación de monte bajo	Vegetación de monte bajo

ANEXO I: SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Distancia a una subestación eléctrica y nivel de tensión	Distancia a la subestación Escatrón (400/220kV) <25km	Distancia a la subestación Benejama (220kV) <34km	Distancia a la subestación Olmedilla (400/220kV) <25km
Accesibilidad	Carreteras de acceso directo y puerto de llegada en buen estado	Carreteras de acceso directo y puerto de llegada en buen estado	Carreteras de acceso directo y puerto de llegada en buen estado
Medioambiente	A 5km de un espacio protegido (Valcuerna, Serreneta Negra y Liberola, ZEPA)*	A 3,5km de un espacio protegido (Els Alforins, ZEPA)*	A < 2,5 km de un espacio protegido (San Clemente, ZEPA)*
Impedimentos	No existe ningún impedimento	No existe ningún impedimento	No existe ningún impedimento
Número de aerogeneradores	6 (7 MW cada uno)	7 (7 MW cada uno)	7 (7 MW cada uno)
Capacidad del proyecto	42 MW	49 MW	49 MW

ANEXO I: SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Tabla 2: Características de los emplazamientos a evaluar.

**Las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) no implican que esté prohibido implantar un parque eólico, pero si lo condiciona.*

Capítulo 4. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTOS

4.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN

Para elegir el emplazamiento óptimo de las tres opciones seleccionadas, se va a llevar a cabo una evaluación cuantitativa comparando los factores que determinarán el diseño del parque eólico, así como su viabilidad, tanto económica como ambiental.

Estos factores se valorarán con un rango de 0 a 3 puntos, otorgando el mayor valor a aquellos factores más favorables a la hora de llevar a cabo el proyecto.

A continuación, se presentan los factores empleados para la selección del emplazamiento óptimo:

CRITERIOS DE SELECCIÓN		PUNTUACIÓN			
		0	1	2	3
FACTORES	Recurso Eólico: Velocidad Media del Viento (m/s)	$V < 6$	$6 < V \leq 7$	$7 < V \leq 8$	$8 < V$
	Orografía: Pendiente	$P > 15$	$10 < P \leq 15$	$5 < P \leq 10$	$P < 5$

ANEXO I: SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

	Media del Terreno (%)				
	Terreno: Tipo de Terreno	Roca o Consistencia Blanda en su mayoría	Consistencia Normal con Zonas Blandas	Consistencia Normal con Roca Puntual	Consistencia Normal
	Rugosidad: Tipo de Cobertura Vegetal		Bosque	Monte Bajo con Árboles Puntuales	Monte Bajo
	Interconexión Eléctrica: Distancia y Nivel de Tensión	>50km para >220kV		25km < d < 50km para <220kV	d < 25km para <220kV
	Accesibilidad: Carreteras y Puertos de Llegada	Reforma Carreteras y Sin Puerto Factible		Reforma Puntual Carreteras y Buen Puerto de Llegada	Buenas Carreteras y Puerto de Llegada
	Medio Ambiente: Espacios Naturales y/o Protegidos		No afecta a espacios naturales y el espacio protegido	No afecta a espacios naturales y el espacio protegido	No afecta a espacios naturales y el espacio protegido

ANEXO I: SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

			más próximo <5km	más próximo entre 5 y 15km	más próximo >15km
	Otros	Existe una instalación de TV o una propiedad privada crítica	Existe una instalación de telefonía móvil		No existe ningún impedimento
	Capacidad: Potencia (MW)	$P < 20 \text{ MW}$	$30 \text{ MW} < P < 50 \text{ MW}$	$50 \text{ MW} < P < 100 \text{ MW}$	$P > 100 \text{ MW}$

Tabla 3: Criterios de selección del emplazamiento.

4.2 PUNTUACIÓN DE CARACTERÍSTICAS

Teniendo en cuenta los factores presentados en el apartado anterior con sus correspondientes puntuaciones asignadas y, las características descritas de los tres emplazamientos seleccionamos, se va a hacer la evaluación cuantitativa de dichos emplazamientos para seleccionar la mejor opción.

PUNTUACIÓN	Emplazamiento A	Emplazamiento B	Emplazamiento C
Recurso Eólico: Velocidad Media del Viento (m/s)	1	1	1

ANEXO I: SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Orografía: Pendiente Media del Terreno (%)	3	3	3
Terreno: Tipo de Terreno	1	3	3
Rugosidad: Tipo de Cobertura Vegetal	2	3	3
Interconexión Eléctrica: Distancia y Nivel de Tensión	3	2	3
Accesibilidad: Carreteras y Puertos de Llegada	3	3	3
Medio Ambiente: Espacios Naturales y/o Protegidos	1	1	1
Otros	3	3	3
Capacidad: Potencia (MW)	1	1	1

TOTAL	18	20	21
--------------	----	----	-----------

Tabla 4: Puntuación de características.

4.3 SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO

Una vez realizada la evaluación cuantitativa, y con una puntuación total de 21 puntos, se elegirá el Emplazamiento C para el diseño del parque eólico ya que presenta las mejores condiciones en su conjunto.

En este emplazamiento, se estima que se colocarán siete aerogeneradores, los cuales supondremos de unos 7 MW cada uno, por lo que el parque eólico tendrá una capacidad total de 49 MW.

Capítulo 5. DISPOSICIÓN DE LOS AEROGENERADORES

Para la disposición de los aerogeneradores se han de tener en cuenta una serie de requisitos.

- **Distancia mínima a la carretera.**

Para calcular la distancia mínima a la que deben estar los aerogeneradores de carreteras principales, se utilizará la siguiente fórmula:

$$D_{\min} = 1,5 \cdot (R + H)$$

donde,

$D_{\min}$	Distancia mínima a una carretera principal [m]
H	Altura de buje [m]
R	Radio de pala [m]

Suponiendo unos aerogeneradores con una altura de buje de unos 120 metros y con un radio de pala de unos 85 metros, la distancia mínima a una carretera principal debe ser de 308 metros.

El emplazamiento seleccionado está, en su parte más cercana, a una distancia de 0,6 km aproximadamente de la carretera CM-3112, por lo que cumple con este requisito.

- **Distancia entre filas de aerogeneradores.**

La distancia entre filas de aerogeneradores debe ser aproximadamente de 7 veces el diámetro del rotor, lo que supondría 1,19 km. Sin embargo, el emplazamiento

elegido contempla una sola fila de aerogeneradores, por lo que este dato no será necesario.

- **Distancia entre aerogeneradores de la misma fila.**

En una misma fila, los aerogeneradores deberán estar separados unos de otros un mínimo de 350 metros, requisito que se cumple.

- **Distancia con otros impedimentos.**

En el caso de poblaciones y/o casas u edificios privados, debe haber una distancia mínima de 1 km con ellas.

En este caso, se ha tenido en cuenta y se ha cumplido, puesto que el emplazamiento está cerca a una zona con población y a una casa.

- **Orientación.**

La orientación ideal de los aerogeneradores debe ser perpendicular a la dirección dominante de los vientos en dicha zona, lo cual podemos observar en la rosa de vientos de El Cañavate:

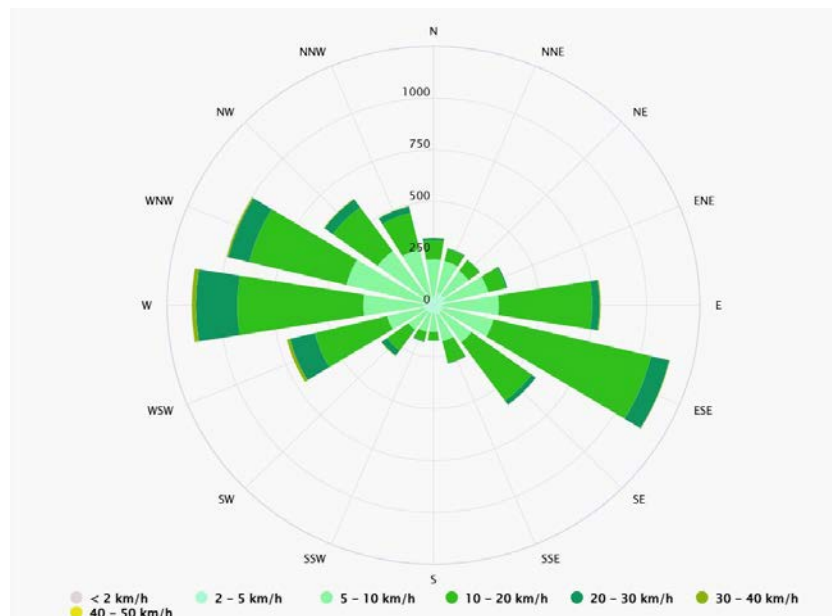


Ilustración 1: Rosa de vientos del emplazamiento seleccionado.

En esta imagen podemos apreciar como la dirección de viento dominante estaría en el eje WNW – ESE. Por lo tanto, la orientación de los aerogeneradores debería ser perpendicular a este, es decir, en el eje NNE – SSW aproximadamente. De acuerdo con ello, se ha escogido la dirección más similar a esta que cuadre con carreteras secundarias ya existentes para poder implantar el parque eólico.

Teniendo en cuenta todos estos requisitos, el esquema final de los aerogeneradores para el Emplazamiento C sería el siguiente:



Ilustración 2: Distribución de los aerogeneradores en el emplazamiento seleccionado.

Capítulo 6. RECURSOS EMPLEADOS

Para la selección del emplazamiento se han utilizado una serie de herramientas:

- Apuntes y Lecciones Metodología de Selección del Emplazamiento.
- Google Earth Pro, para la búsqueda de emplazamientos, orografía, medir distancias, distribución de los aerogeneradores, etc.
- [Global Wind Atlas](#), para valorar el recurso eólico.
- [SignA](#), para visualizar los espacios protegidos.
- [Red Eléctrica Española](#), para localizar las subestaciones eléctricas y su nivel de tensión.



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PROYECTO DEL PARQUE EÓLICO

“EL CAÑAVATE”

ANEXO II: ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO

Autor: Lucía Garbayo Bugada

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Agosto de 2025

Índice del anexo

Capítulo 1. Objeto.....	4
Capítulo 2. Velocidad del Viento.....	5
2.1 Análisis general del conjunto de datos.....	5
2.2 Análisis de Variabilidad.....	6
Capítulo 3. Dirección del Viento.....	9
1.1 Análisis Global.....	10
1.1.1 Frecuencia.....	10
1.1.2 Velocidad Media	11
1.1.3 Energía	12
1.1.4 Conclusión del Análisis Global	12
1.2 Análisis de Variabilidad.....	13
1.2.1 Frecuencia.....	13
1.2.2 Velocidad Media	14
1.2.3 Energía	15
1.2.4 Conclusión del Análisis de Variabilidad	15
Capítulo 4. Distribución de Weibull.....	16
1.3 Análisis Global.....	17
1.4 Análisis de Variabilidad.....	18
Capítulo 5. Función de Distribución de Probabilidad Acumulada.....	19
Capítulo 6. Diagrama de Cajas	21
Capítulo 7. Conclusiones.....	22

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Datos de viento en un periodo de 10 años.....	6
Ilustración 2: Variabilidad diaria.....	7
Ilustración 3: Variabilidad diaria por mes.	7
Ilustración 4: Rosa de frecuencia en la dirección del viento.	10
Ilustración 5: Rosa de velocidad media en la dirección del viento.....	11
Ilustración 6: Rosa de energía en la dirección del viento.	12
Ilustración 7: Rosa de frecuencia por meses.	13
Ilustración 8: Rosa de velocidad media por meses.....	14
Ilustración 9: Rosa de energía por meses.	15
Ilustración 10: Distribución de Weibull.	17
Ilustración 11: Distribución de Weibull por meses.	18
Ilustración 12: Función de distribución de probabilidad acumulada.....	19
Ilustración 13: Diagrama de cajas.	21

Índice de tablas

Tabla 1: Características generales del emplazamiento.	5
Tabla 2: Principales resultados del análisis del recurso eólico con Windographer.	22

Capítulo 1. OBJETO

Este documento tiene como finalidad describir de forma detallada el proceso llevado a cabo para la evaluación del recurso eólico del emplazamiento seleccionado.

Como se ha explicado en el Capítulo 4 de la Memoria, en este apartado se analizarán los datos de viento proporcionados por la empresa Vortex, S. L. utilizando la herramienta Windographer.

Capítulo 2. VELOCIDAD DEL VIENTO

La velocidad del viento es el factor más importante para determinar la capacidad de generación de energía eléctrica que tendrá el parque eólico, ya que, para maximizar la eficiencia de los aerogeneradores, la velocidad del viento deberá ser la óptima para que operen a su potencia nominal.

En el caso de que la velocidad del viento varíe, la eficiencia del aerogenerador disminuirá. Por ello, la situación óptima del emplazamiento será aquella con menos variabilidad, para así aprovechar al máximo el viento de esa ubicación.

Una vez analizamos los datos de Vortex S. L. con Windographer, obtenemos las siguientes características generales del emplazamiento:

Velocidad media (a 150 metros)	6,49 m/s
Temperatura media	13,7 ° C
Presión media	101,3 kPa
Densidad media del aire	1,231 kg/m ³

Tabla 1: Características generales del emplazamiento.

2.1 ANÁLISIS GENERAL DEL CONJUNTO DE DATOS

A continuación, se presenta un gráfico con todos los datos de viento a 150 metros de altura del periodo de 10 años que se va a evaluar:

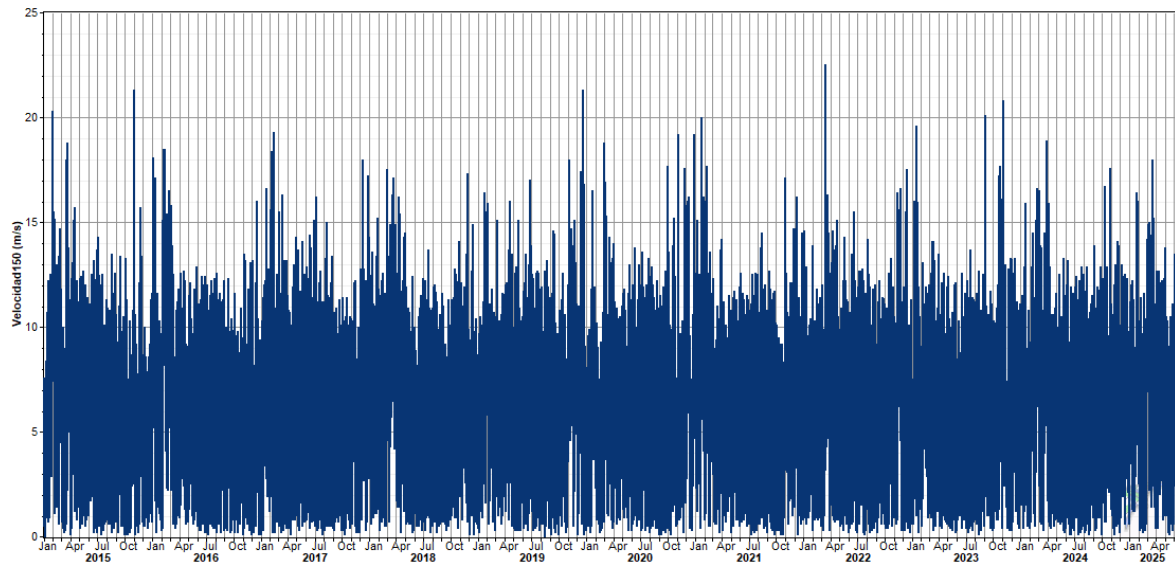


Ilustración 1: Datos de viento en un periodo de 10 años.

En esta imagen, podemos observar de manera general como los datos se agrupan entre 5 y 10 m/s, lo cual coincide con la velocidad media de 6,49 m/s que se había presentado en la introducción de este apartado.

Por otro lado, los generadores evitan ciertos máximos de velocidad para evitar daños estructurales, por lo cual al alcanzar dichos extremos comienzan a detenerse. Este valor, generalmente es 25 m/s como máximo y en la gráfica podemos observar que en ningún momento se alcanzan los 25 m/s, lo cual es un dato alentador.

Por último, se puede apreciar que hay bastantes registros por debajo de los 3 m/s, velocidad mínima de arranque de muchos aerogeneradores, por lo que aquí encontramos un aspecto a mejorar o que puede resultar problemático a lo largo del proyecto.

2.2 ANÁLISIS DE VARIABILIDAD

En este apartado, analizaremos la variabilidad del viento tanto a lo largo del día como a lo largo del año, ya que cuanto menor sea la variabilidad, mayor eficiencia del parque eólico.

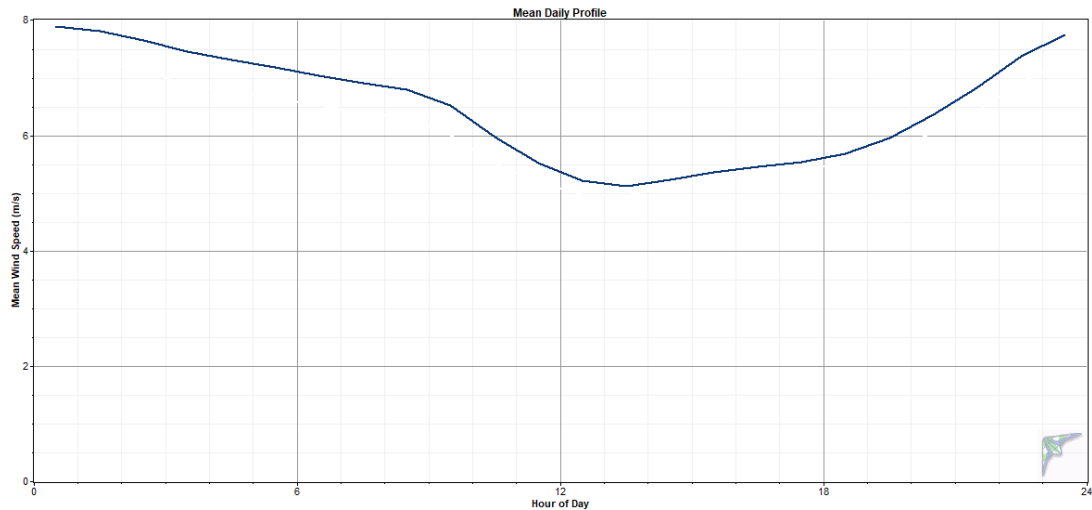


Ilustración 2: Variabilidad diaria.

En la *Ilustración 2*, podemos observar cómo la velocidad del viento a lo largo del día siempre se mantiene por debajo de los 8 m/s y por encima de los 5 m/s. Esta variabilidad diaria es relevante, aunque no es demasiado marcada.

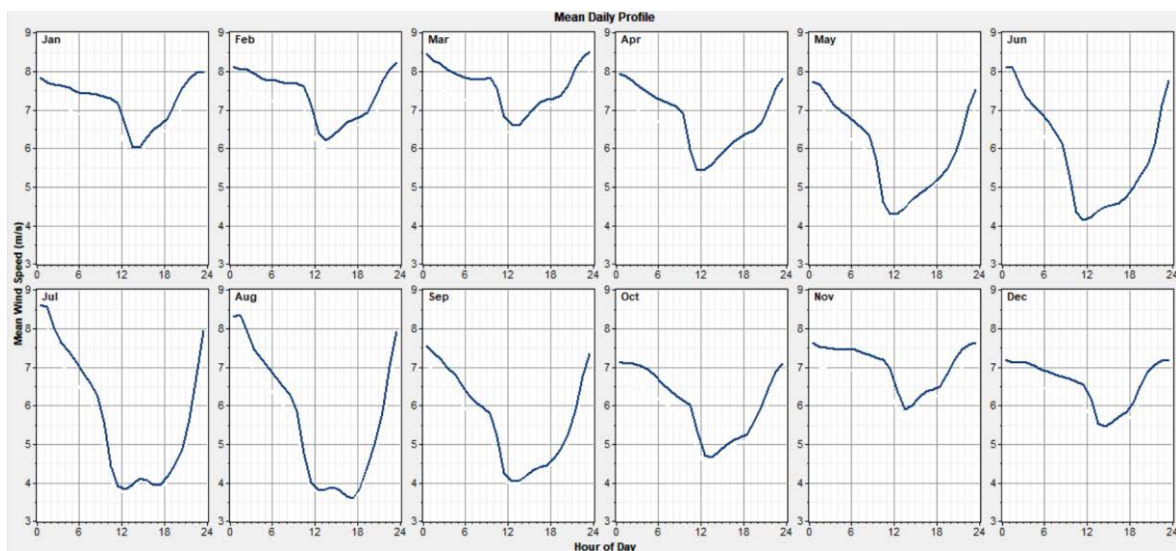


Ilustración 3: Variabilidad diaria por mes.

En la *Ilustración 3*, se presenta la variabilidad diaria a lo largo del año. En esta, podemos ver como en la temporada de verano la variabilidad es muy pronunciada, encontrándose la velocidad del viento en un rango amplio, entre 3,5 m/s y 9 m/s.

Por otro lado, se aprecia también como en invierno la variabilidad es mucho menor.

Además, se puede observar cómo la media en la velocidad del viento es mayor en épocas de frío, que en épocas cálidas.

Todo ello, nos lleva a la conclusión de que las temperaturas frías implican la mayor eficiencia del parque eólico, ya que tenemos menor variabilidad y mayor velocidad del viento.

Capítulo 3. DIRECCIÓN DEL VIENTO

Una vez se ha analizado la velocidad del viento, y su variabilidad, también es importante conocer la dirección predominante del viento, ya que, en base a dicha información, orientaremos el parque eólico para conseguir la mayor eficiencia posible.

En el *Anexo I: Selección del Emplazamiento*, ya se tuvo en cuenta la dirección predominante del viento en dicha zona, empleando una rosa del viento para poder visualizarlo y así orientar los aerogeneradores en la dirección perpendicular a esta. Sin embargo, en este apartado, entraremos más en detalle. Analizaremos la frecuencia, la velocidad media y la energía de la dirección del viento. Además, también analizaremos la variabilidad de estos tres aspectos a lo largo del año, de manera similar al análisis que hicimos con la velocidad del viento en el apartado anterior.

1.1 ANÁLISIS GLOBAL

1.1.1 FRECUENCIA

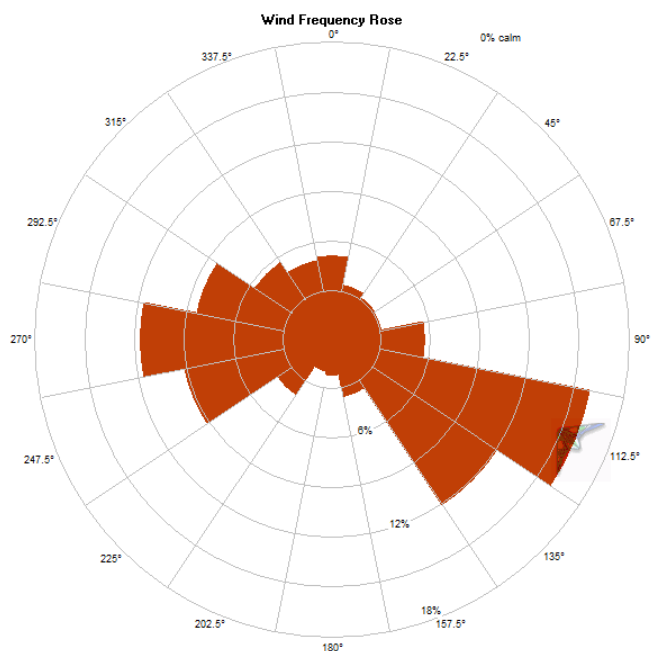


Ilustración 4: Rosa de frecuencia en la dirección del viento.

En la *Ilustración 4* se observa que la dirección predominante del viento según la frecuencia es la dirección 112,5°, con una frecuencia del 16% aproximadamente. Además, las siguientes direcciones relevantes son las de 135° y 270°, que presentan una frecuencia del 12% aproximadamente.

1.1.2 VELOCIDAD MEDIA

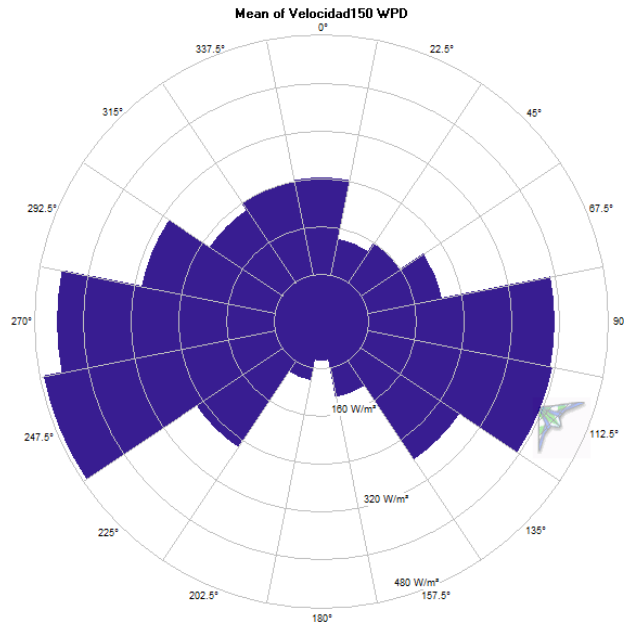


Ilustración 5: Rosa de velocidad media en la dirección del viento.

En la *Ilustración 5* se presenta la densidad de potencia del viento en cada dirección. Las direcciones predominantes son 247,5° y 270°, con una densidad de potencia de casi 480 W/m² y 440 W/m², respectivamente. Después de estas, también son considerables las direcciones 90° y 112,5°, con ambas casi 400 W/m².

1.1.3 ENERGÍA

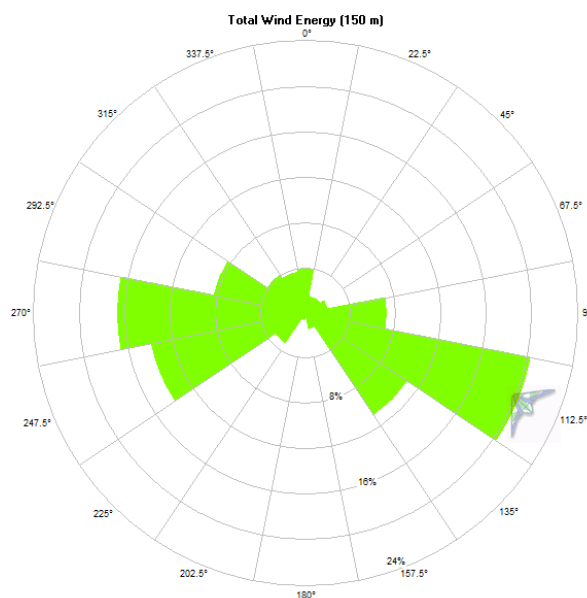


Ilustración 6: Rosa de energía en la dirección del viento.

En la *Ilustración 6*, podemos observar que la dirección porcentaje de energía, y por tanto, mayor aprovechamiento energético es la de 112,5°, con más de un 20%. En segundo y tercer lugar, encontraríamos las direcciones de 270° (17%) y de 247,5° (12%) respectivamente.

1.1.4 CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS GLOBAL

Teniendo en cuenta los datos observados en las tres rosas de viento de los apartados anteriores, llegamos a la conclusión de que la dirección predominante del viento de manera global es 112, 5°. Recordemos, que la dirección 247,5° es la de mayor densidad de potencia, seguida de la dirección 270°, sin embargo, su menor frecuencia y porcentaje energético hacen que contribuyan de menor manera al potencial eólico.

1.2 ANÁLISIS DE VARIABILIDAD

A continuación, y de manera análoga al análisis de velocidad del viento, también se va a estudiar la variabilidad de la dirección del viento, con las gráficas de frecuencia, velocidad media y energía.

1.2.1 FRECUENCIA

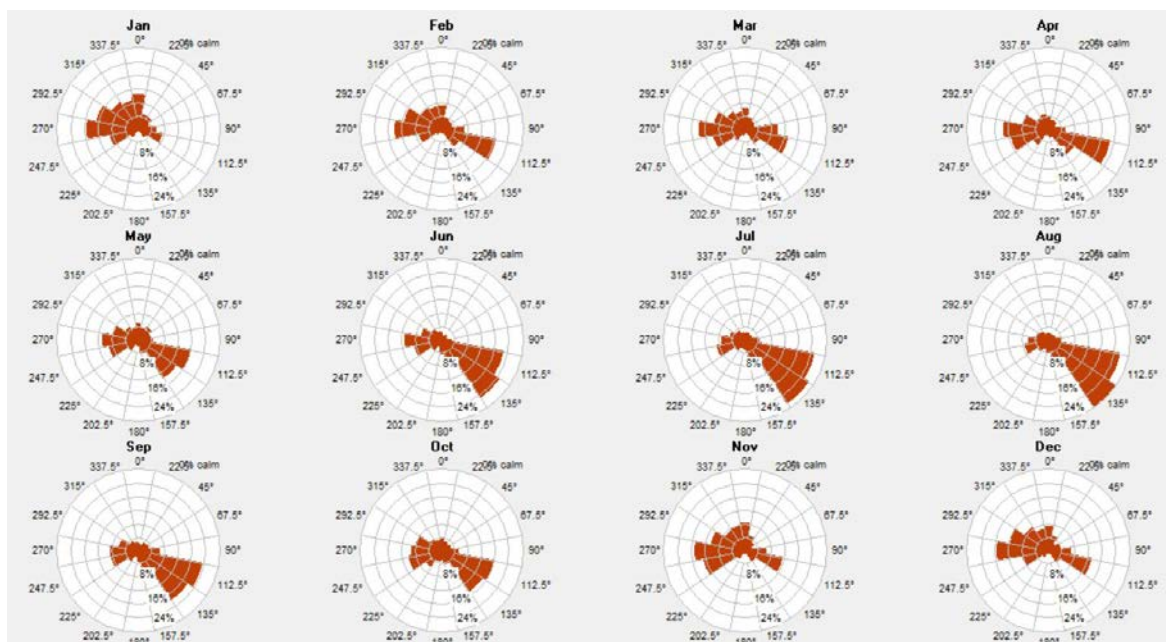


Ilustración 7: Rosa de frecuencia por meses.

En la *Ilustración 7*, podemos observar como la dirección predominante según la frecuencia varía con los meses. En épocas cálidas, las direcciones predominantes son 112,5° y 135°. Sin embargo, en los meses fríos, la dirección predominante es 270°, aunque con menor frecuencia que las direcciones 112,5° y 135° en los meses de verano.

En resumen, en términos de frecuencia, se puede observar cómo hay una variabilidad considerable en cuanto a las direcciones predominantes del viento.

1.2.2 VELOCIDAD MEDIA

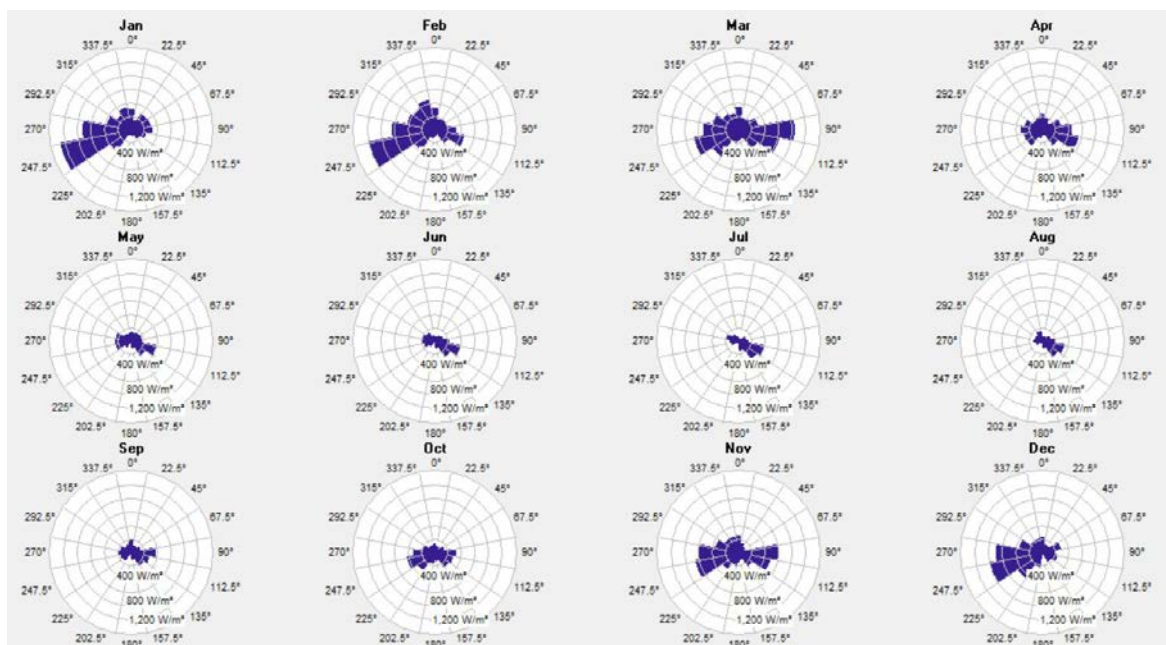


Ilustración 8: Rosa de velocidad media por meses.

En la *Ilustración 8*, podemos observar cómo en los meses de mayor frío, hay mayor densidad de potencia, como se había explicado anteriormente en el proyecto. En concreto, las direcciones predominantes en estos meses son 270° y $247,5^\circ$, alcanzando su valor máximo en enero con una densidad de potencia de casi 1200 W/m^2 .

Analizando todo en conjunto, se puede apreciar que a lo largo del año hay una variabilidad pronunciada en cuanto a la densidad de potencia, alcanzando sus máximos en los meses de invierno y sus mínimos en verano.

1.2.3 ENERGÍA

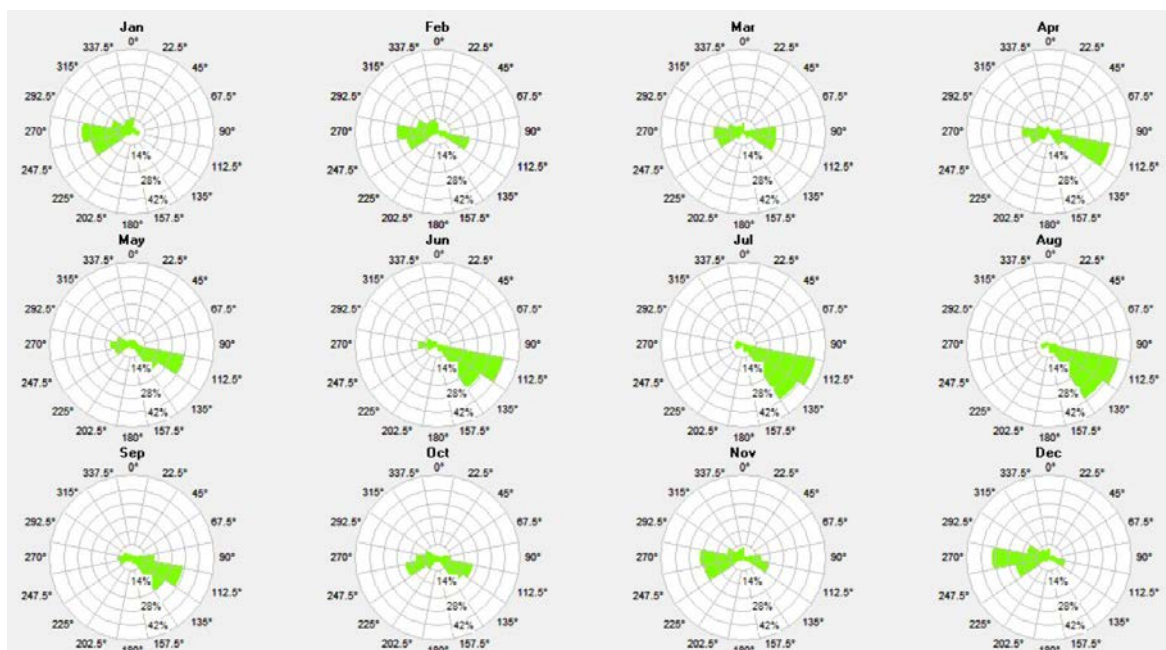


Ilustración 9: Rosa de energía por meses.

En la *Ilustración 9*, podemos ver cómo la dirección predominante es la de 112, 5°. En este aspecto, también observamos cierta variabilidad entre meses de verano y meses de invierno, sin embargo, no es tan acentuada como en los casos de frecuencia y dirección del viento.

1.2.4 CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS DE VARIABILIDAD

Teniendo en cuenta los datos las rosas del viento distribuidas mensualmente, podemos llegar a la conclusión de que, aunque la variabilidad sea pronunciada, sobre todo se aprecian diferencias entre épocas cálidas y frías, al analizar todo en conjunto, la dirección predominante es 112, 5°, como se determinó en el apartado del análisis global. Esto es resultado de la combinación de los tres aspectos de manera simultánea, ya que, por separado, otras direcciones son predominantes, pero al solapar todos los datos concluimos que la dirección predominante es 112, 5°.

Capítulo 4. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

En este proyecto en concreto, la función de Weibull resulta especialmente útil ya va a permitir describir la distribución de las velocidades del viento en un punto determinado, lo cual es fundamental para el posterior diseño y selección de aerogeneradores, así como para la caracterización de la curva de potencia.

La distribución de Weibull es una función de densidad de probabilidad caracterizada por dos parámetros: k y c . El parámetro k controla la forma de la distribución, mientras que c actúa como factor de escala. La expresión matemática de esta función es la siguiente:

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

A continuación, se llevará a cabo un análisis global y un análisis de variabilidad de la distribución de Weibull aplicada los datos de viento del emplazamiento seleccionado.

1.3 ANÁLISIS GLOBAL

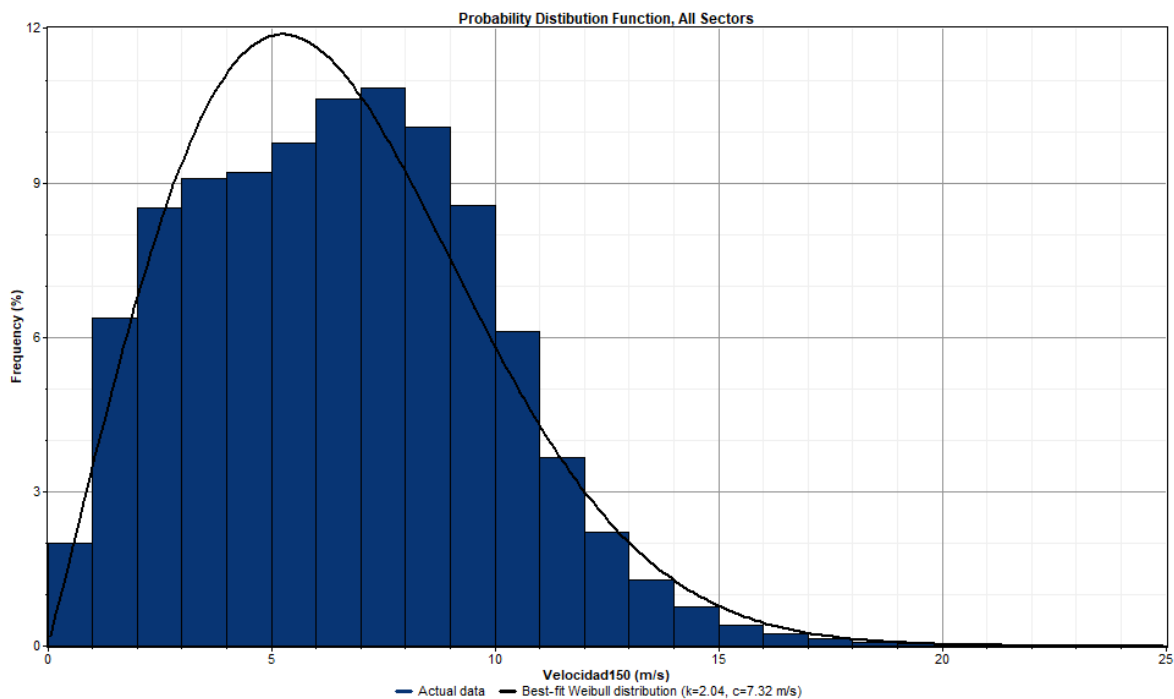


Ilustración 10: Distribución de Weibull.

En la *Ilustración 10*, podemos visualizar la distribución de Weibull para los datos de viento del punto seleccionado según el emplazamiento donde se ubicará el parque eólico.

En primer lugar, analizaremos el parámetro k , el cual indica la forma de la curva de distribución. En este caso, el hecho de que k sea igual a 2,04 indica que la velocidad del viento en la ubicación seleccionada es relativamente constante, sin mucha variabilidad extrema, ya que cuando k es igual a 2, significa que la curva se parece a una distribución normal, y el valor del emplazamiento es muy similar.

Por otro lado, el parámetro c está relacionado con la escala de los valores de viento y se expresa en m/s. Se podría decir de manera aproximada que c es similar a la velocidad del viento en el sitio, por lo cual, cuanto mayor sea c , más alta es la velocidad del viento, y por tanto, mayor potencial eólico. En este caso, c es igual a 7,32 m/s, lo cual es una velocidad de viento bastante buena para considerar un parque eólico en tierra.

1.4 ANÁLISIS DE VARIABILIDAD

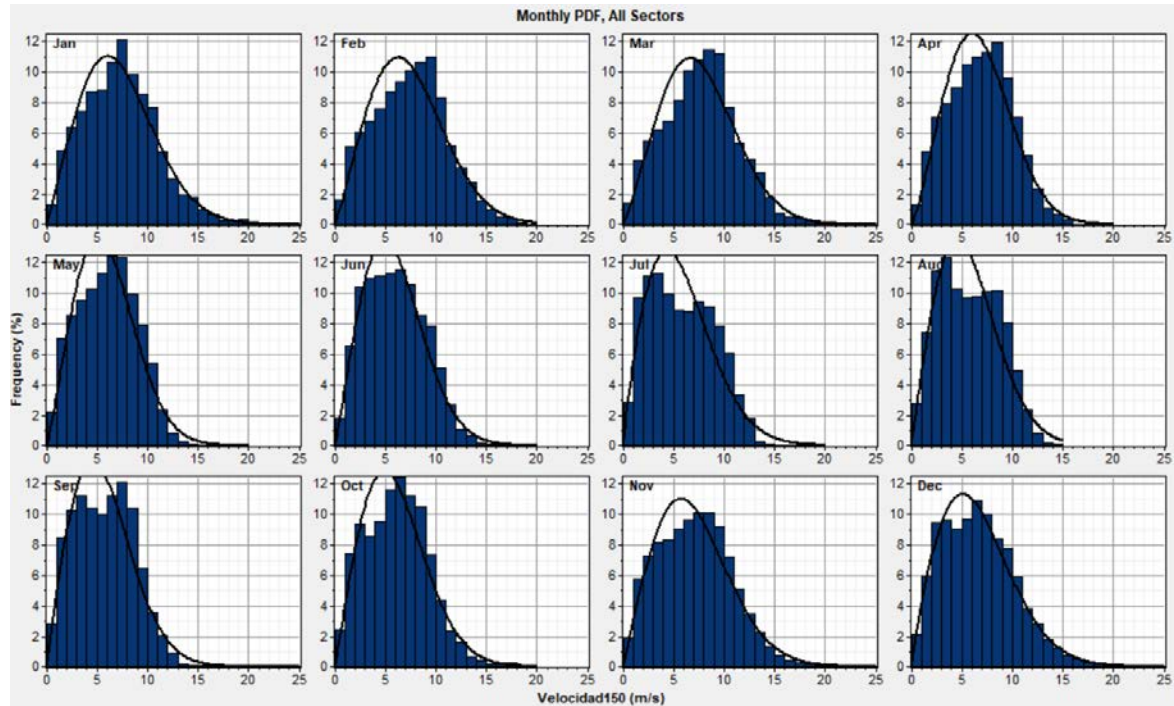


Ilustración 11: Distribución de Weibull por meses.

En la *Ilustración 11* podemos observar que no hay mucha variabilidad a lo largo del año. Hay diferencias entre las épocas más frías y las más calurosas. En los meses más fríos la curva se aleja más de una distribución normal, mientras que en los meses cálidos la distribución es prácticamente igual a una normal ($k=2$).

Capítulo 5. FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD ACUMULADA

En el análisis del recurso eólico, la función de distribución de probabilidad acumulada permite determinar la probabilidad de que la velocidad del viento sea menor o igual a un determinado valor. Esta función es esencial para evaluar la frecuencia con la que se presentan distintas velocidades del viento en un emplazamiento determinado, lo cual resulta clave en el diseño y dimensionamiento de un parque eólico. La ecuación matemática de esta función es la siguiente:

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

A continuación, se representa dicha función para la ubicación seleccionada:

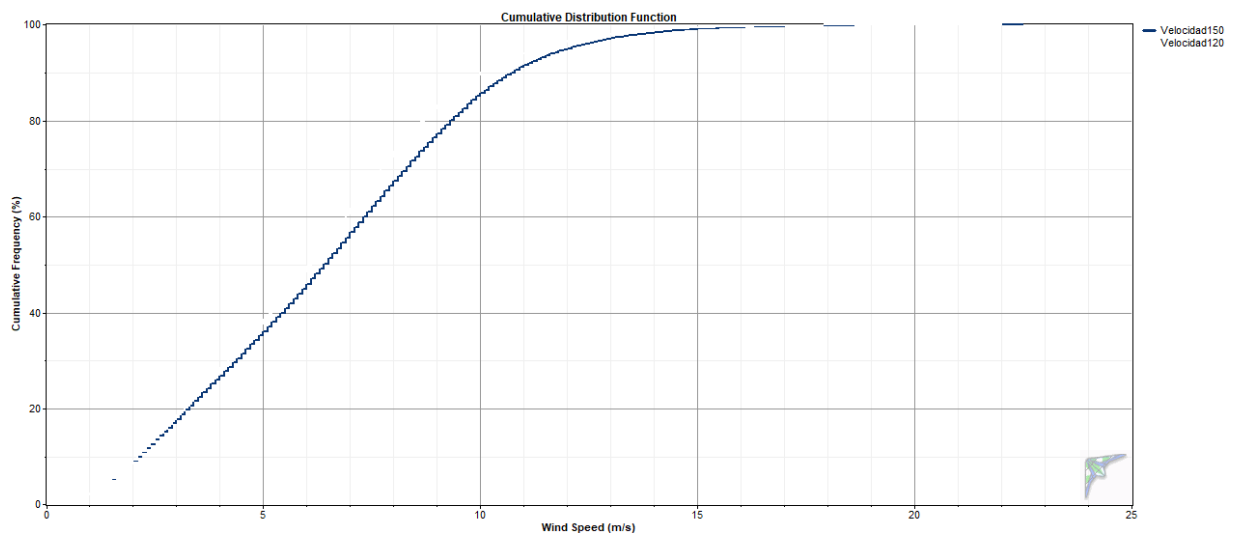


Ilustración 12: Función de distribución de probabilidad acumulada.

En la Ilustración 12, podemos observar cómo más del 60% del tiempo, la velocidad será superior a 5 m/s. Además, también se puede ver que en ningún momento se alcanzarán 25

m/s, velocidad a la que los aerogeneradores comenzarían a detenerse para evitar daños estructurales.

Capítulo 6. DIAGRAMA DE CAJAS

El diagrama de cajas es una herramienta estadística que resume gráficamente la distribución de los datos de velocidad del viento, permitiendo una evaluación visual rápida de su comportamiento.

Este gráfico permite ver de forma sencilla la velocidad típica del viento, cómo varía a lo largo del tiempo y si existen valores extremos que puedan afectar al rendimiento o seguridad de los aerogeneradores. Además, ayuda a identificar si el viento es constante o muy variable, lo cual es clave para el diseño del parque eólico.

A continuación, se presenta el diagrama de cajas del emplazamiento seleccionado:

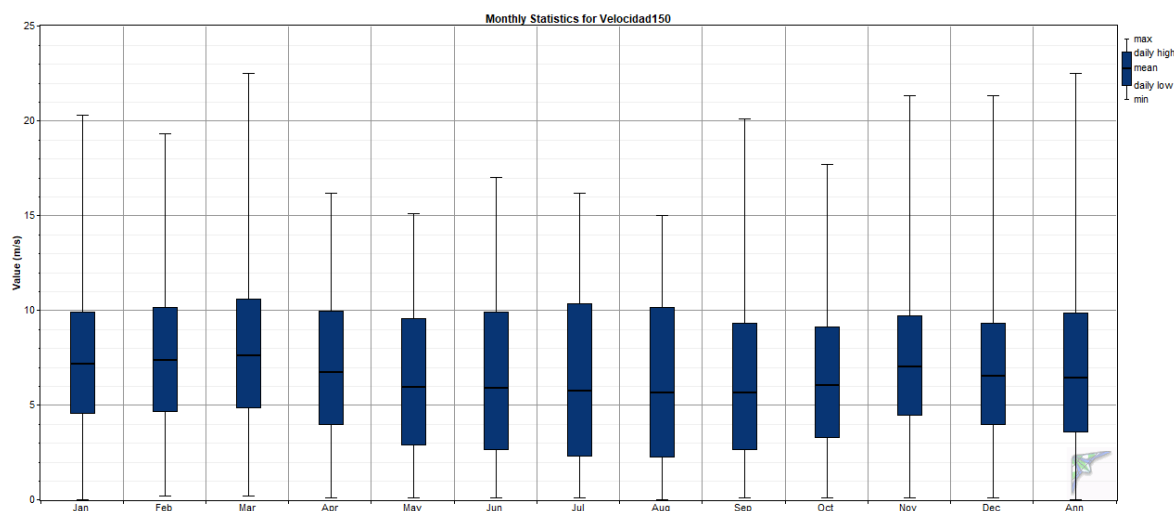


Ilustración 13: Diagrama de cajas.

En la *Ilustración 13* podemos observar cómo los datos están concentrados, casi todos entre 5 y 10 m/s. Además, en cuanto a los extremos, se puede ver cómo ningún valor alcanza los 25 m/s. Por el contrario, sí que aparecen datos por debajo de los 3 m/s.

Capítulo 7. CONCLUSIONES

Tras un análisis detallado del recurso eólico teniendo en cuenta los datos proporcionados por Vortex S. L., y con la ayuda de la herramienta Windographer, podemos concluir que el emplazamiento seleccionado tiene un alto potencial eólico, así como corroborar que la orientación inicial de los aerogeneradores es la óptima.

A continuación, se presenta la información más relevante extraída de este estudio del recurso eólico:

Variable	Velocidad150
Measurement height (m)	150
Mean wind speed (m/s)	6.495
MMM wind speed (m/s)	6.474
Median wind speed (m/s)	6.400
Min wind speed (m/s)	0.000
Max wind speed (m/s)	22.500
Weibull k	2.039
Weibull c (m/s)	7.318
Mean power density (W/m ²)	311
MMM power density (W/m ²)	308
Mean energy content (kWh/m ² /yr)	2.721
MMM energy content (kWh/m ² /yr)	2.699
Energy pattern factor	1.828

Tabla 2: Principales resultados del análisis del recurso eólico con Windographer.



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PROYECTO DEL PARQUE EÓLICO

“EL CAÑAVATE”

ANEXO III: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Autor: Lucía Garbayo Bugada

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Agosto de 2025

Índice del anexo

Capítulo 1. Objeto.....	3
Capítulo 2. Red de Media Tensión.....	4
2.1 Intensidad de los Cables MT	4
2.2 Dimensionamiento de los Cables MT.....	4
2.2.1 Intensidad Máxima Admisible	5
2.3 Máxima Caída de Tensión.....	10
2.4 Pérdidas de Potencia.....	11

Índice de tablas

Tabla 1: Intensidad y longitud de los cables de MT.....	4
Tabla 2: Intensidades máximas admisibles (ITC-LAT 06).	5
Tabla 3: Temperaturas de servicio permanente y de cortocircuito (ITC-LAT 06).....	6
Tabla 4: Factor de corrección por temperatura del terreno (ITC-LAT 06).	6
Tabla 5: Resistividad térmica del terreno (ITC-LAT 06).....	7
Tabla 6: Factor de corrección por resistividad térmica del terreno (ITC-LAT 06).....	8
Tabla 7: Factor de corrección por distancia entre ternos (ITC-LAT 06).....	9
Tabla 8: Factor de corrección por profundidad (ITC-LAT 06).	9
Tabla 9: Resultados del criterio de intensidad máxima admisible.	10
Tabla 10: Resultados del criterio de caída de tensión por tramo.....	11
Tabla 11: Resultados del criterio de pérdidas de potencia.	12

Capítulo 1. OBJETO

En este anexo se incluyen los cálculos justificativos del diseño de la infraestructura eléctrica de manera detallada, como apoyo y justificación del diseño de las instalaciones eléctricas presentado en la memoria.

Capítulo 2. RED DE MEDIA TENSIÓN

2.1 INTENSIDAD DE LOS CABLES MT

La red de media tensión incluye todos los cables que conectan los aerogeneradores entre sí y estos con la subestación eléctrica de media tensión. El primer paso previo al dimensionamiento de cables es el cálculo de la intensidad que recorre cada cable.

La intensidad máxima que puede producir un generador es la siguiente:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{7,2 \text{ MW}}{\sqrt{3} \cdot 30 \text{ kV} \cdot 0,9} = 153,96 \text{ A}$$

Además, según se ha diseñado la red de media tensión, algunos cables soportarán mayor intensidad que otros, y dimensionaremos con el caso más desfavorable, es decir, el de mayor corriente. A continuación, se presenta la intensidad y la longitud de cada cable de media tensión:

Cable	Longitud (m)	Intensidad (A)
A1 - A2	482	153,96
A2 - A3	522	307,92
A3 - ST	645	461,88
A4 - ST	749	307,92
A5 - A4	479	153,96
A6 - ST	1576	307,92
A7 - A6	488	153,96

Tabla 1: Intensidad y longitud de los cables de MT.

2.2 DIMENSIONAMIENTO DE LOS CABLES MT

Para el dimensionamiento de cables, se tendrán en cuenta tres criterios: intensidad máxima admisible, máxima caída de tensión, y pérdidas de potencia.

2.2.1 INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE

El primer paso será elegir un tipo de cable.

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

Tabla 2: Intensidades máximas admisibles (ITC-LAT 06).

La intensidad empleada para dimensionar los cables será la del caso más desfavorable, es decir, 461,88 A. Teniendo en cuenta este valor, así como los datos observados en la *Tabla 2*, sabemos que la sección mínima del cable XLPE de cobre deberá ser 300 mm². Sin embargo, se sabe que los datos recogidos en la tabla están estipulados para una serie de condiciones determinadas distintas de las condiciones reales de nuestro proyecto.

A continuación, se presentan las condiciones para las que están adaptados los datos de la tabla superior:

- Profundidad: 1 m.
- Resistividad térmica del terreno: 1,5 K.m/W.
- Temperatura ambiente del terreno: 25 °C.
- Temperatura del aire ambiente: 40 °C.

Para ajustar estas condiciones a la realidad del parque eólico, se aplicarán una serie de factores de corrección. Por ello, comenzaremos el dimensionamiento eligiendo la siguiente

sección de cable (400 mm²) y continuaremos calculando los factores de corrección que se deben aplicar.

2.2.1.1 Temperatura Máxima de Servicio Permanente y de Cortocircuito

Para calcular los factores de corrección mencionados anteriormente, es necesario conocer la temperatura de servicio permanente del cable, así como la temperatura máxima de cortocircuito,

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

Tabla 3: Temperaturas de servicio permanente y de cortocircuito (ITC-LAT 06).

En la *Tabla 3* se observan las condiciones del polietileno reticulado (XLPE):

- Temperatura máxima de servicio permanente: 90° C.
- Temperatura máxima de cortocircuito: 250° C.

2.2.1.2 Temperatura del Terreno

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

Tabla 4: Factor de corrección por temperatura del terreno (ITC-LAT 06).

La temperatura del terreno media es inferior a 10° C. Por ello, para evaluar el caso más desfavorable, se tomará como temperatura los 10° C. Teniendo en cuenta esto, el factor de corrección asociado a la temperatura del terreno es de 1,11.

2.2.1.3 Resistividad Térmica del Terreno

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

Tabla 5: Resistividad térmica del terreno (ITC-LAT 06).

El terreno presenta una combinación de materiales que incluye calizas arcillosas, margas, algunos depósitos areniscos y yesos. Según esto, el caso más desfavorable implicaría una resistividad térmica de 2,50 K.m/W. Sin embargo, este caso se trataría de un extremo muy exagerado, por lo que se empleará el valor de resistividad térmica de 2,00 K.m/W.

ANEXO III: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Tabla 6: Factor de corrección por resistividad térmica del terreno (ITC-LAT 06).

Teniendo en cuenta la sección del cable y la resistividad térmica del terreno estimada, se calcula que el factor de corrección por resistividad térmica del terreno es 0,88.

2.2.1.4 Distancia entre ternos o cables tripolares

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	-	-	-	-

Tabla 7: Factor de corrección por distancia entre ternos (ITC-LAT 06).

Se considerará una distancia entre ternos de 0,4 metros, y hasta dos ternos por zanja. Por ello, el factor de corrección relacionado con la distancia entre ternos es 0,86.

2.2.1.5 Profundidad

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

Tabla 8: Factor de corrección por profundidad (ITC-LAT 06).

Los cables seleccionados tienen una sección de 400 mm², además, serán enterrados a una profundidad de 0,8 metros medidos desde la superficie del suelo. Por tanto, el factor de corrección por profundidad es 1,03.

2.2.1.6 Conclusión

A continuación, se adjunta una tabla resumen con la intensidad máxima admisible inicial, la corregida, y todos los factores de corrección aplicados:

I _{máx} Inicial	560 A
Tª Terreno	1,11
Resistividad	0,88
D. Ternas	0,86
Profundidad	1,03
I _{máx} corregida	484,54 A

Tabla 9: Resultados del criterio de intensidad máxima admisible.

En conclusión, se selecciona el cable XLPE de cobre de 400 mm² de sección, que tendrá una intensidad máxima admisible de 484,54 A.

2.2.2 MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN

La máxima caída de tensión entre cada circuito y la subestación eléctrica debe ser 1%.

La fórmula de la caída de tensión es la siguiente:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{S \cdot \gamma}$$

Para el cálculo de la caída de tensión en cada tramo se han tenido en cuenta los siguientes datos generales comunes a todos los tramos:

- Sección del cable (S): 400 mm².
- Factor de potencia ($\cos \varphi$): 0,9.
- Conductividad del conductor (γ): 45,49 m/Ω mm² (Cu, XLPE).

Además, para la caída de tensión porcentual se emplea la tensión nominal de la línea, es decir, 30 Kv.

Con todo ello, se procede al cálculo de la máxima caída de tensión por tramo:

Cables	Longitud (m)	Intensidad (A)	ΔV (V)	Total (V)	ΔV (%)	Total (%)
A1 - A2	482	153,96	6,36	45,65	0,02	0,15
A2 - A3	522	307,92	13,77		0,05	
A3 - ST	645	461,88	25,52		0,09	
A4 - ST	749	307,92	19,76	19,76	0,07	0,07
A5 - A4	479	153,96	6,32	54,33	0,02	0,18
A6 - ST	1576	307,92	41,57		0,14	
A7 - A6	488	153,96	6,44		0,02	

Tabla 10: Resultados del criterio de caída de tensión por tramo.

Las caídas de tensión de todos los tramos se mantienen por debajo del 1%, por lo que podemos concluir que los cables han sido seleccionados correctamente.

2.2.3 PÉRDIDAS DE POTENCIA

Por último, queda comprobar el criterio de las pérdidas de potencia, para evaluar si se encuentran en un valor razonable. Las pérdidas de potencia en redes de media tensión se deben principalmente al efecto Joule. La fórmula para calcular las pérdidas de potencia es la siguiente:

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

Además, la resistencia del conductor se puede calcular con esta fórmula:

$$R = \frac{L}{\gamma \cdot S}$$

Con todo ello, obtenemos los siguientes resultados:

ANEXO III: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Cables	Longitud (m)	Intensidad (A)	R (Ω)	P (W)	P (kW)
A1 - A2	482	153,96	0,026	1883,69	1,88
A2 - A3	522	307,92	0,029	8160,04	8,16
A3 - ST	645	461,88	0,035	22686,30	22,69
A4 - ST	749	307,92	0,041	11708,56	11,71
A5 - A4	479	153,96	0,026	1871,96	1,87
A6 - ST	1576	307,92	0,087	24636,43	24,64
A7 - A6	488	153,96	0,027	1907,13	1,91
				TOTAL	72,85
					0,14%

Tabla 11: Resultados del criterio de pérdidas de potencia.

Finalmente, vemos que un 0,14% de pérdidas de potencia es un valor razonable, por lo que podemos concluir que el dimensionamiento del cable se ha realizado correctamente.



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PROYECTO DEL PARQUE EÓLICO

“EL CAÑAVATE”

ANEXO IV: PLANOS

Autor: Lucía Garbayo Bugada

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Agosto de 2025

Índice del anexo

Plano 1: Ubicación del emplazamiento

Plano 2: Implantación sobre ortofoto

Plano 3: Implantación sobre mapa topográfico

Plano 4: Caminos tipo

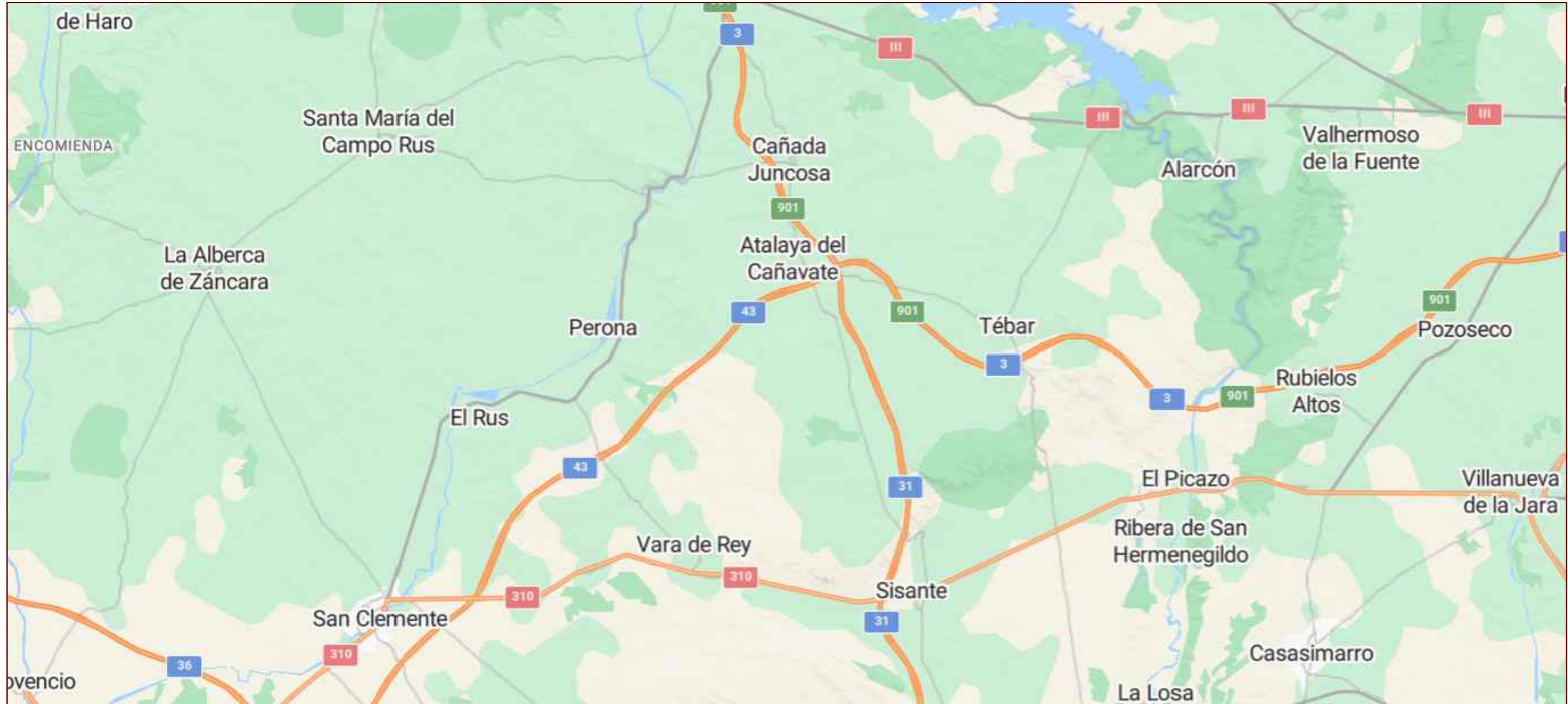
Plano 5: Pre-diseño cimentaciones

Plano 6: Zanjas tipo

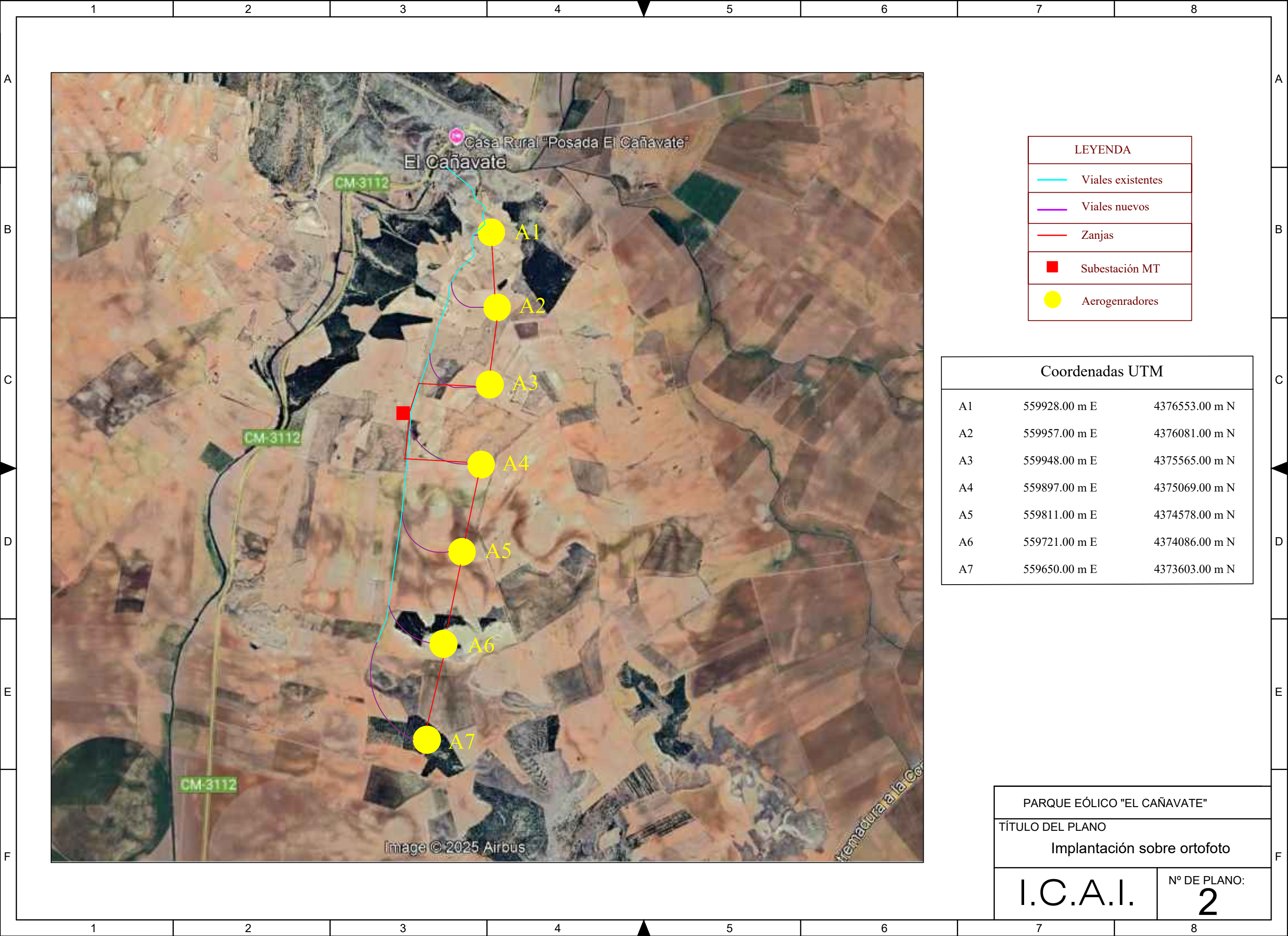
Plano 7: Unifilar red MT/AT

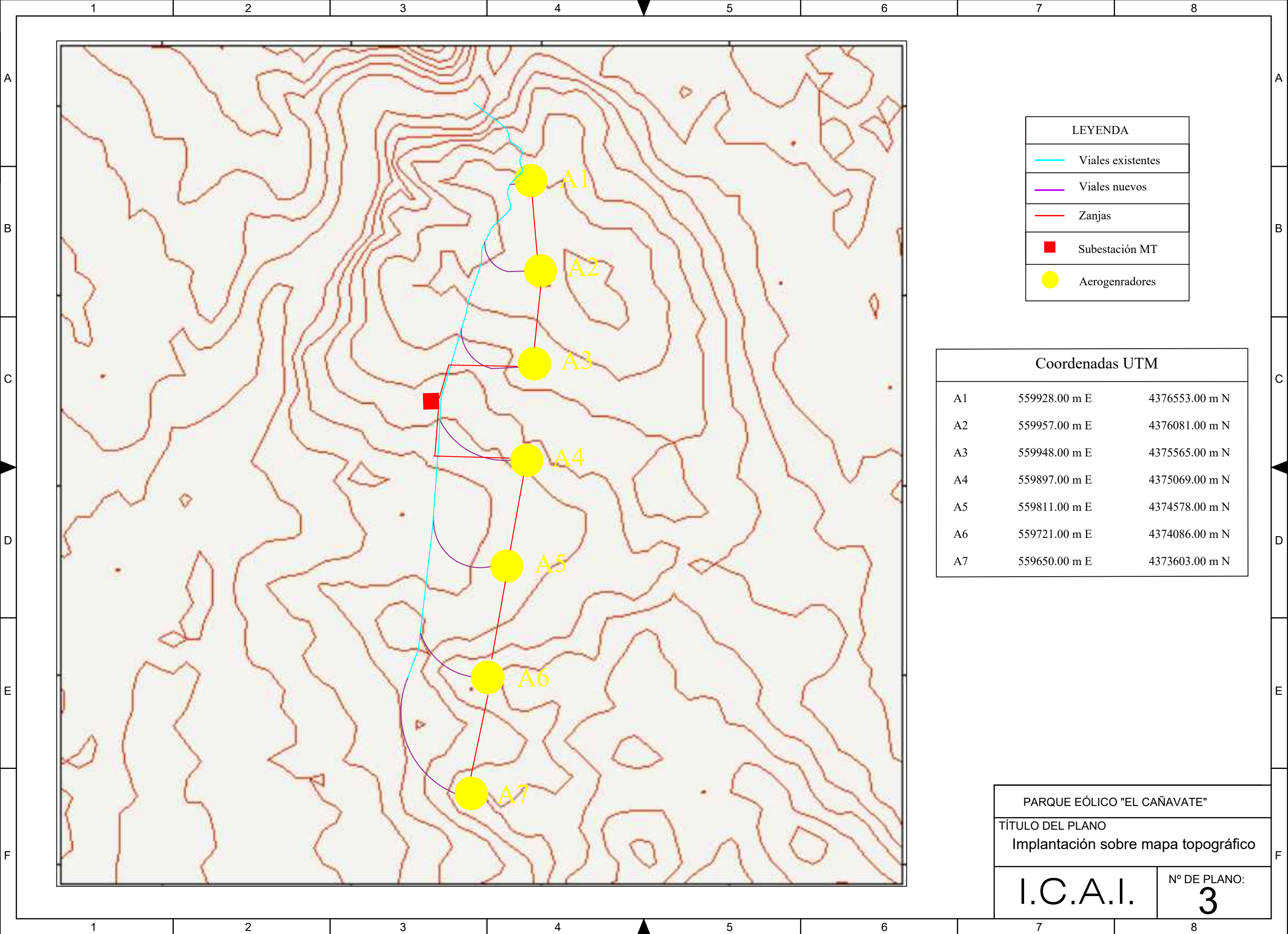
Plano 8: Celdas tipo

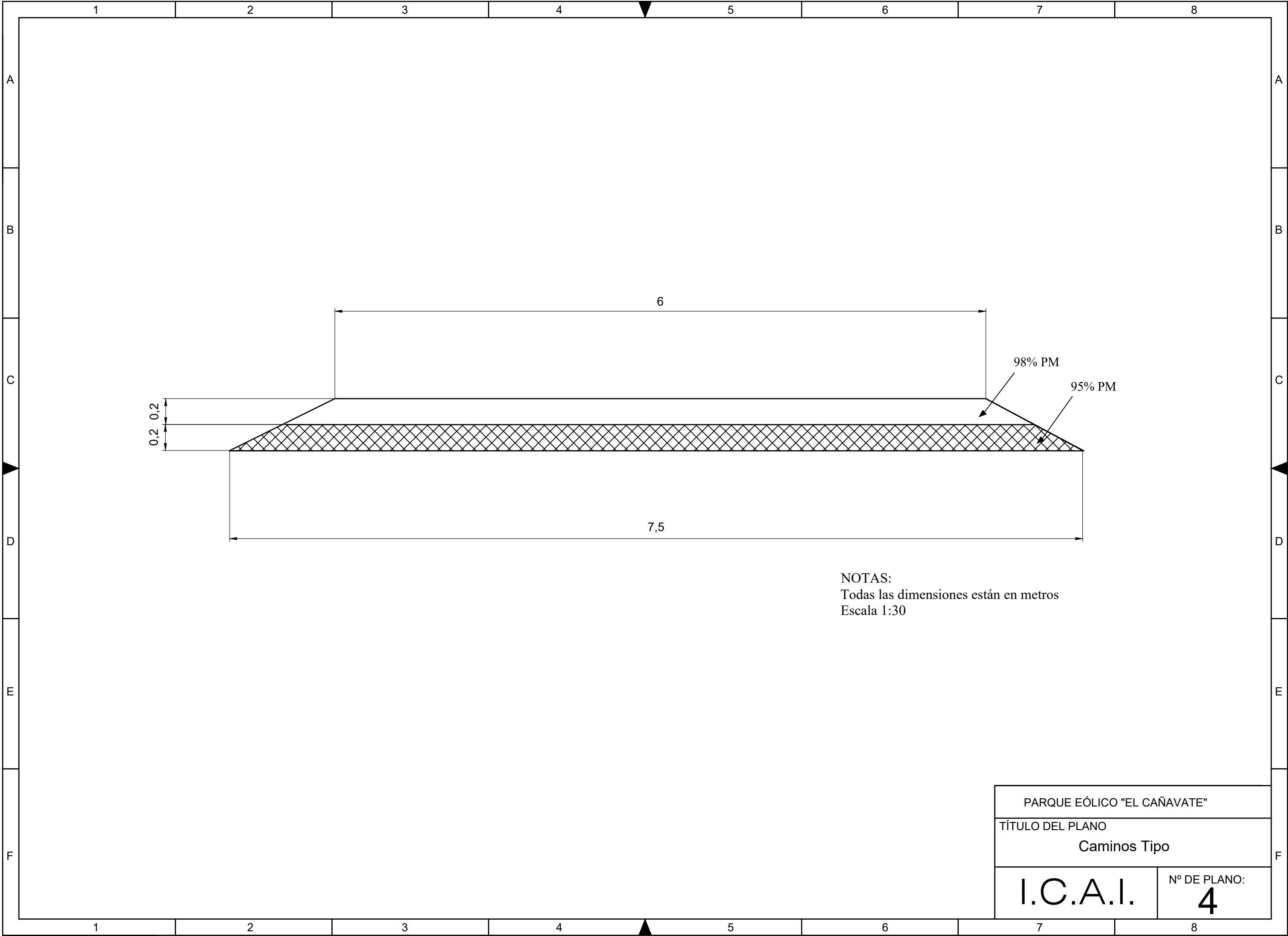
Plano 9: Unifilar MT

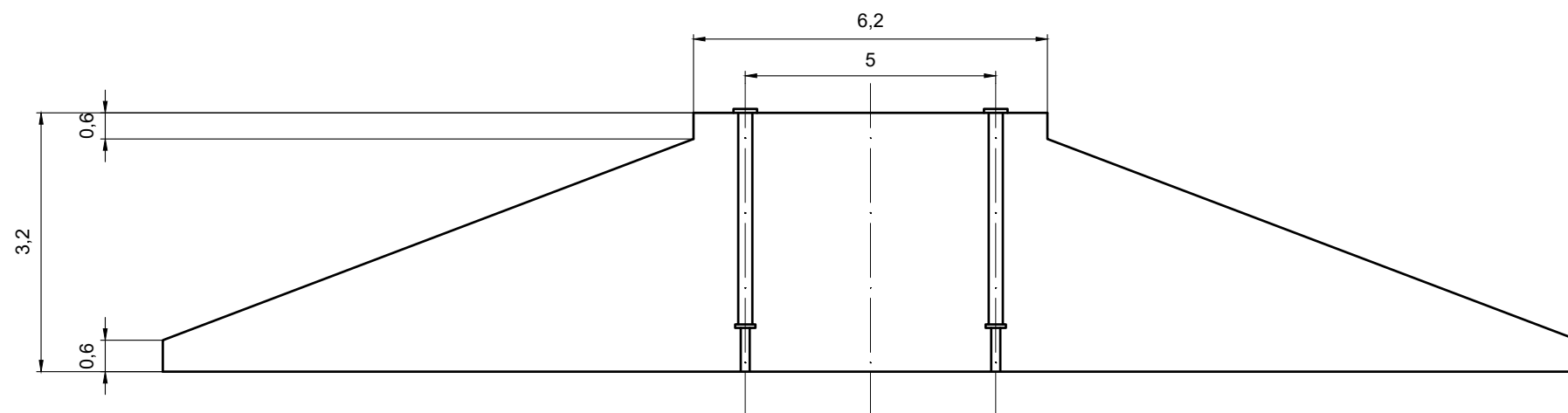


PARQUE EÓLICO "EL CAÑAVATE"	
TÍTULO DEL PLANO Ubicación del Emplazamiento	
I.C.A.I.	Nº DE PLANO: 1



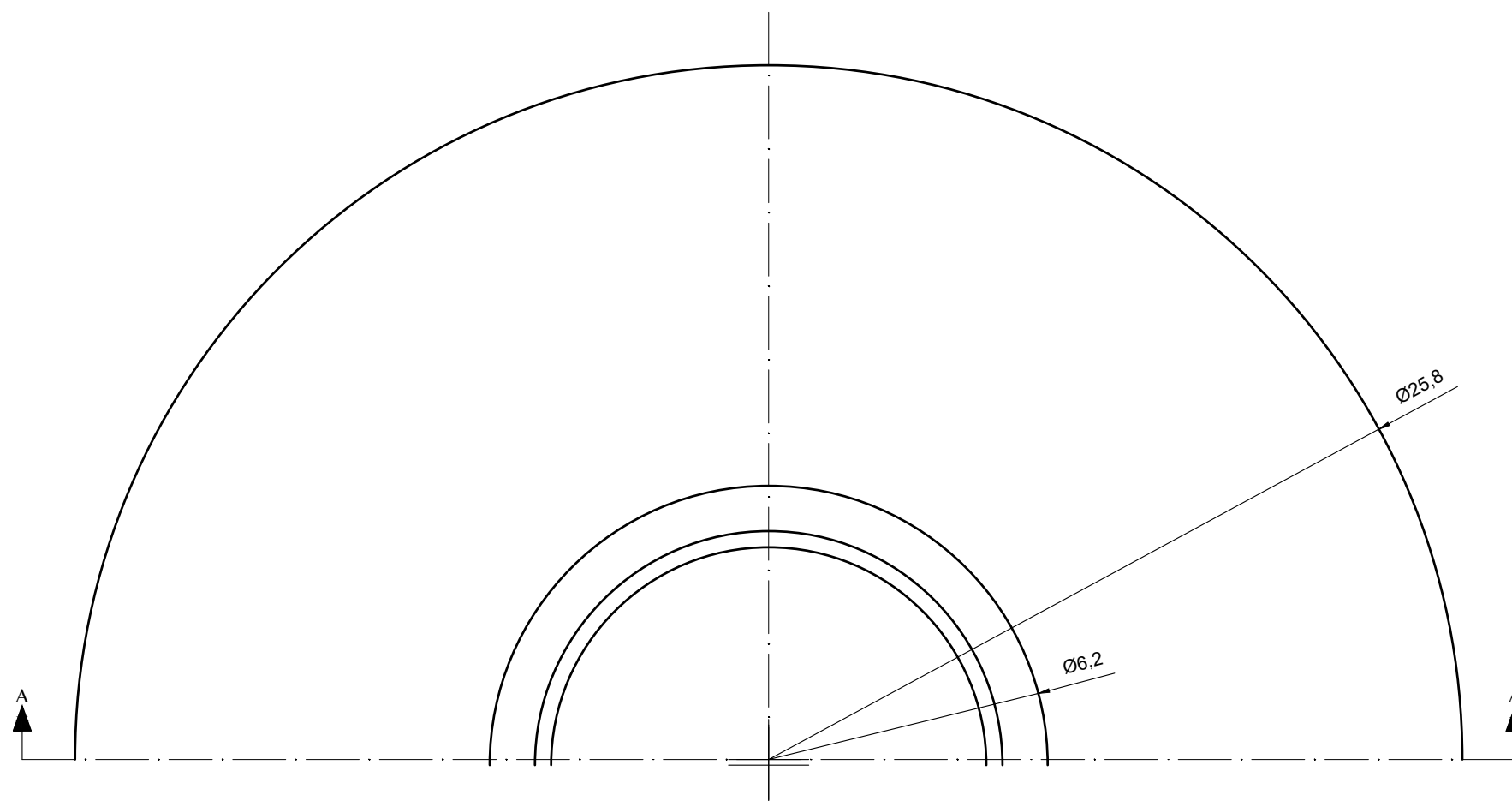




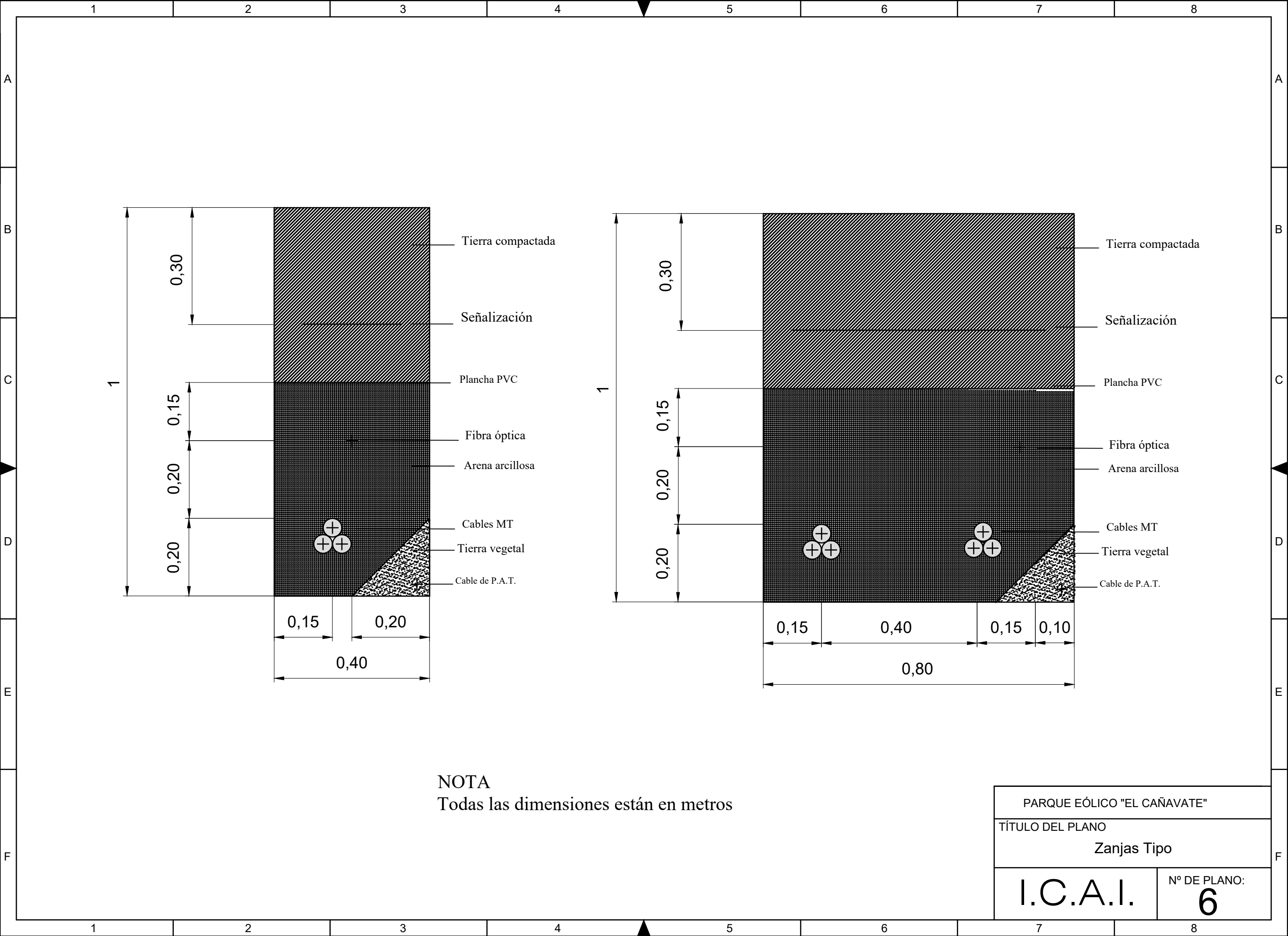


Sección A-A

NOTAS:
Todas las dimensiones están en metros
Escala 1:100



PARQUE EÓLICO "EL CAÑAVATE"	
TÍTULO DEL PLANO	
Pre-diseño Cimentaciones	
I.C.A.I.	Nº DE PLANO: 5



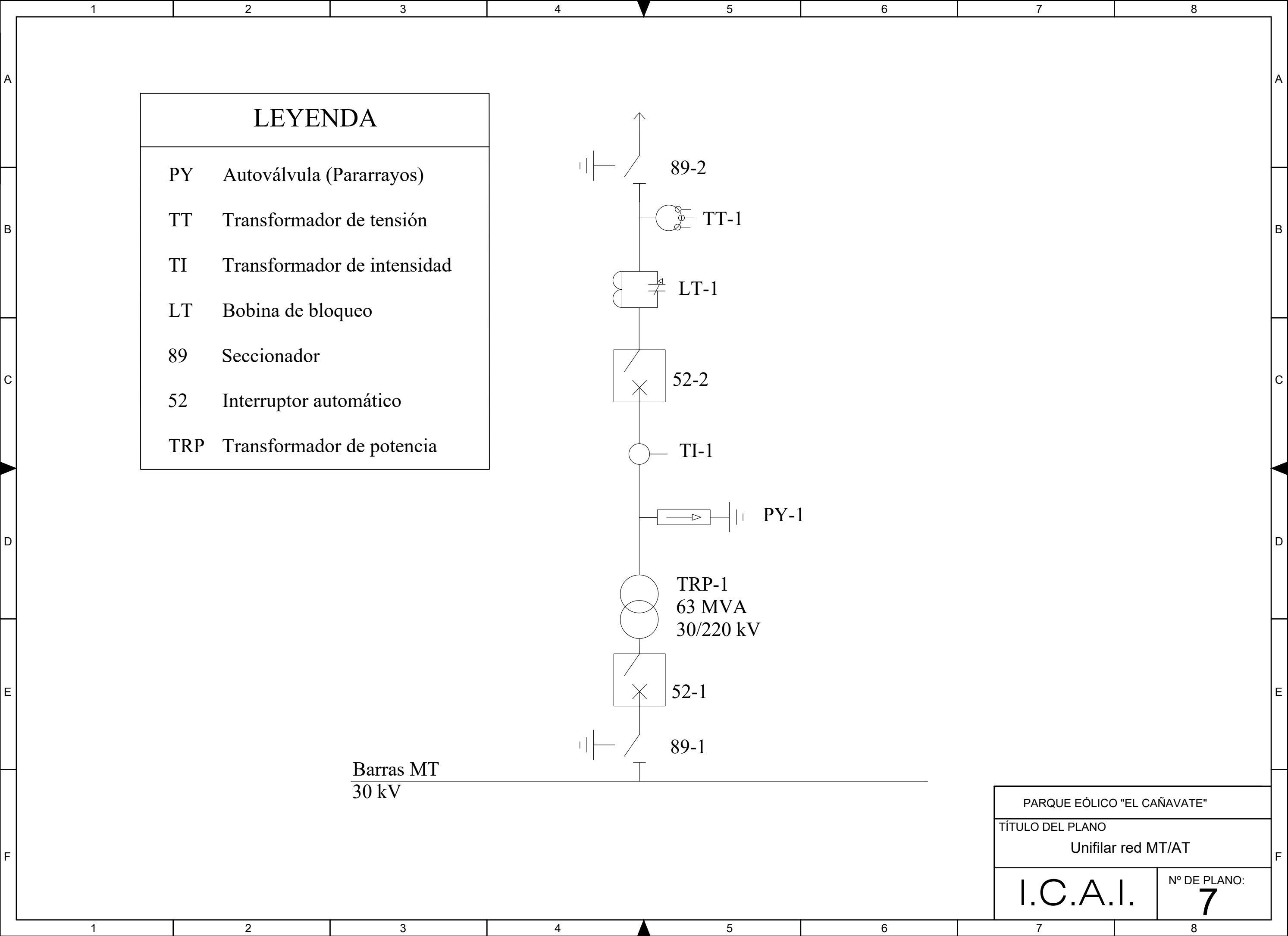


Diagram illustrating the electrical configuration for two types of wind turbine cells (Celdas) at the Parque Eólico "El Cañavate".

The diagram is divided into two main sections, each showing a different cell configuration:

- Celdas tipo 0L + 1V** (Left side): This configuration shows a 36 kV, 630 A line connected to a transformer (8,4 MVA, 720/30.300 V). The transformer is connected to a generator (V172, 7,2 MW, 720 V) through a series of components including a switch, a capacitor, and a reactor. An "Encoder" is connected to the transformer.
- Celdas tipo 0L + 1L + 1V** (Right side): This configuration shows a similar setup to the left, but with an additional 36 kV, 630 A line connected to the transformer. The transformer is connected to a generator (V172, 7,2 MW, 720 V) through a series of components including a switch, a capacitor, and a reactor. An "Encoder" is connected to the transformer.

The diagram includes a title block in the bottom right corner:

PARQUE EÓLICO "EL CAÑAVATE"	
TÍTULO DEL PLANO	
Celdas tipo	
I.C.A.I.	Nº DE PLANO: 8

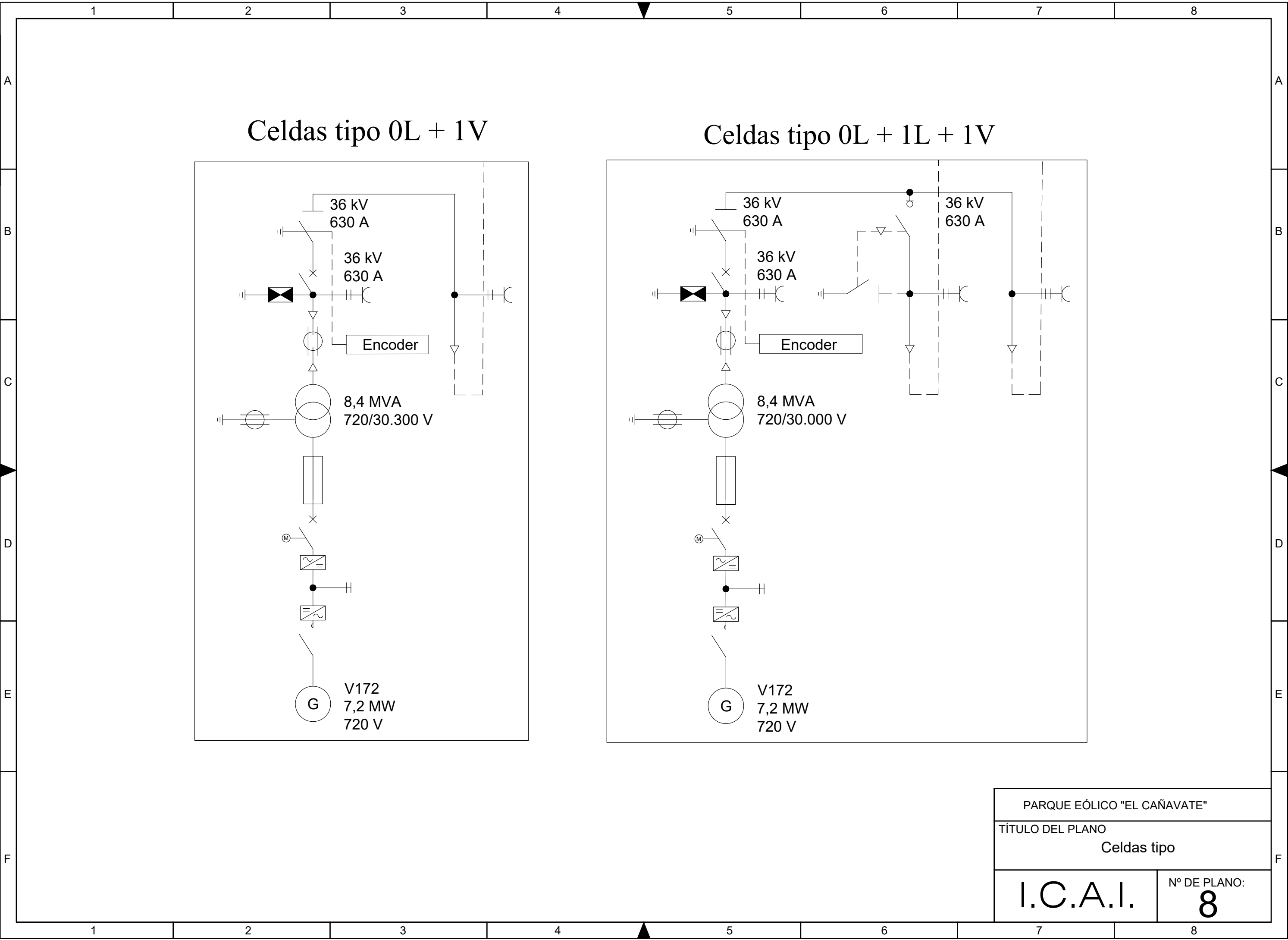
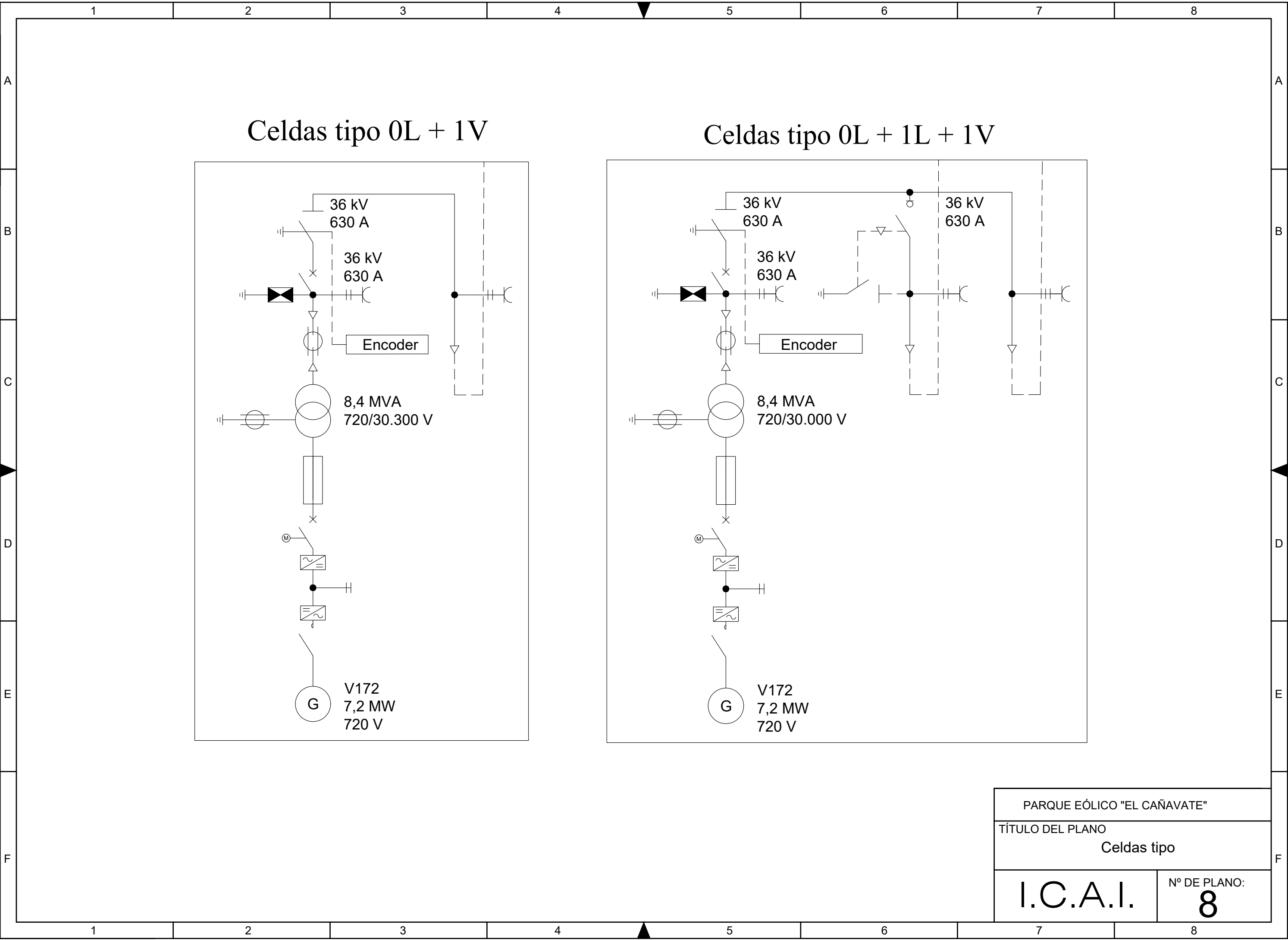
Diagram illustrating the electrical configuration for two types of wind turbine cells (Celdas) at the Parque Eólico "El Cañavate".

The diagram is divided into two main sections, each showing a different cell configuration:

- Celdas tipo 0L + 1V** (Left side): This configuration shows a 36 kV, 630 A line connected to a transformer (8,4 MVA, 720/30.300 V). The transformer is connected to a generator (V172, 7,2 MW, 720 V) through a series of components including a switch, a capacitor, and a reactor. An "Encoder" is connected to the transformer.
- Celdas tipo 0L + 1L + 1V** (Right side): This configuration shows a similar setup to the left, but with an additional 36 kV, 630 A line connected to the transformer. The transformer is connected to a generator (V172, 7,2 MW, 720 V) through a series of components including a switch, a capacitor, and a reactor. An "Encoder" is connected to the transformer.

The diagram includes a title block in the bottom right corner:

PARQUE EÓLICO "EL CAÑAVATE"	
TÍTULO DEL PLANO	
Celdas tipo	
I.C.A.I.	Nº DE PLANO: 8

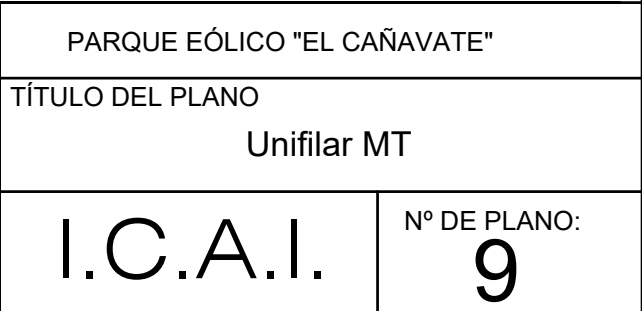


TÍTULO DEL PLANO	
Celdas tipo	
I.C.A.I.	Nº DE PLANO: 8

TÍTULO DEL PLANO	
Celdas tipo	
I.C.A.I.	Nº DE PLANO: 8

I.C.A.I.

I.C.A.I.	Nº DE PLANO: 8
----------	--------------------------





MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PROYECTO DEL PARQUE EÓLICO

“EL CAÑAVATE”

ANEXO V: PRESUPUESTO

Autor: Lucía Garbayo Bugada

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Agosto de 2025

Índice del anexo

Capítulo 1. Objeto.....	3
Capítulo 2. Desglose del Presupuesto	4
2.1 Obra Civil.....	4
2.2 Instalaciones Eléctricas.....	5
2.3 Aerogeneradores	6
2.4 Costes de Desarrollo.....	6
2.5 Interconexión a la Red.....	6

Índice de tablas

Tabla 1: Resumen del presupuesto.....	3
Tabla 2: Presupuesto obra civil.	4
Tabla 3: Presupuesto instalaciones eléctricas.....	5
Tabla 4: Presupuesto aerogeneradores.	6
Tabla 5: Presupuesto costes de desarrollo.....	6
Tabla 6: Presupuesto interconexión a la red.....	6

Capítulo 1. OBJETO

En este anexo se desglosa de manera detallada el presupuesto total de parque eólico, dividiéndolo en las siguientes categorías:

- Obra civil
- Instalaciones eléctricas
- Aerogeneradores
- Costes de desarrollo
- Interconexión a la red

Presupuesto	
Categoría	Importe
Obra Civil	1.171.433,47 €
Instalaciones Eléctricas	1.862.105,77 €
Aerogeneradores	38.500.000,00 €
Costes de Desarrollo	650.000,00 €
Interconexión a la red	2.541.715,20 €
Total de ejecución material	44.725.254,44 €

Tabla 1: Resumen del presupuesto.

Capítulo 2. DESGLOSE DEL PRESUPUESTO

2.1 OBRA CIVIL

Obra Civil					
Categoría	Descripción	Cantidad	Unidades	Precio Unitario	Importe
Limpieza y despeje del terreno	Viales existentes	22.027,26	m²	0,94 €	20.705,62 €
	Viales nuevos	14.261,10	m²	0,94 €	13.405,43 €
	Plataformas	1.800,00	m²	0,94 €	1.692,00 €
	Cimentaciones	3.000,00	m²	0,94 €	2.820,00 €
	Edificio de control	198,00	m²	0,94 €	186,12 €
	Subtotal				38.809,18 €
Excavaciones	Viales existentes	16.520,45	m³	2,50 €	41.301,11 €
	Viales nuevos	10.695,83	m³	2,50 €	26.739,56 €
	Zanjas	2.041,52	m³	7,20 €	14.698,93 €
	Plataformas	4.500,00	m³	3,80 €	17.100,00 €
	Cimentaciones	4.500,00	m³	3,50 €	15.750,00 €
	Subtotal				115.589,60 €
Relleno excavaciones	Viales PM 95%	9.072,09	m³	9,70 €	87.999,27 €
	Viales PM 98%	7.257,67	m³	6,85 €	49.715,05 €
	Tierra compacta zanjas	1.361,01	m³	13,74 €	18.700,30 €
	Arena arcillosa zanjas	1.361,01	m³	24,65 €	33.548,95 €
	Cunetas	1.451,53	m³	1,85 €	2.685,34 €
	Hormigón armado	4.202,19	m³	85,60 €	359.707,46 €
	Cimentaciones	1.061,00	m³	3,50 €	3.713,50 €
	Subtotal				556.069,88 €
Elementos accesorios	Acero corrugado	410.000,00	kg	1,10 €	451.000,00 €
	Pernos de anclaje	7,00	uds	500,00 €	3.500,00 €
	Señalización	2.041,52	m	2,50 €	5.103,80 €
	Planchas PVC	2.722,02	m	0,50 €	1.361,01 €
	Subtotal				460.964,81 €
TOTAL					1.171.433,47 €

Tabla 2: Presupuesto obra civil.

2.2 INSTALACIONES ELÉCTRICAS

Instalaciones Eléctricas					
Categoría	Descripción	Cantidad	Unidades	Precio Unitario	Importe
Red de MT	Cables XLPE Cu 400 mm ²	6.805,06	m	24,69 €	168.016,93 €
	Celdas 0L + 1V	3,00	uds	12.300,00 €	36.900,00 €
	Celdas 0L + 1L + 1V	4,00	uds	14.500,00 €	58.000,00 €
	Subtotal				262.916,93 €
Red de comunicaciones	Cable fibra óptica multimodo MMG2	6.805,06	m	2,80 €	19.054,17 €
	Subtotal				19.054,17 €
Subestación 30/220 kV	Transformador de potencia	1,00	uds	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
	Transformador de intensidad	2,00	uds	6.200,00 €	12.400,00 €
	Transformador de tensión	2,00	uds	5.400,00 €	10.800,00 €
	Seccionador	2,00	uds	14.600,00 €	29.200,00 €
	Autoválvula	2,00	uds	2.000,00 €	4.000,00 €
	Interruptor automático	2,00	uds	26.000,00 €	52.000,00 €
	Protecciones	1,00	uds	72.000,00 €	72.000,00 €
	Subtotal				1.180.400,00 €
Puesta a tierra	Cable cobre desnudo 95 mm ²	6.805,06	m	2,90 €	19.734,67 €
	Electrodos puesta a tierra	1,00	uds	15.000,00 €	15.000,00 €
	Subtotal				34.734,67 €
Otros elementos	Edificio de control	1,00	uds	150.000,00 €	150.000,00 €
	Construcción y montaje	1,00	uds	170.000,00 €	170.000,00 €
	Alumbrado	1,00	uds	12.000,00 €	12.000,00 €
	Servicios auxiliares	1,00	uds	8.000,00 €	8.000,00 €
	Supervisión y pruebas	1,00	uds	25.000,00 €	25.000,00 €
	Subtotal				365.000,00 €
TOTAL					1.862.105,77 €

Tabla 3: Presupuesto instalaciones eléctricas.

2.3 AEROGENERADORES

Aerogeneradores					
Categoría	Descripción	Cantidad	Unidades	Precio Unitario	Importe
Red de MT	Aerogeneradores V172-7.2 MW de Vestas	7,00	uds	5.500.000,00 €	38.500.000,00 €
	Subtotal				38.500.000,00 €
TOTAL					38.500.000,00 €

Tabla 4: Presupuesto aerogeneradores.

2.4 COSTES DE DESARROLLO

Costes de Desarrollo					
Categoría	Descripción	Cantidad	Unidades	Precio Unitario	Importe
Desarrollo	Ingeniería básica	1,00	uds	420.000,00 €	420.000,00 €
	Gestión de obra	1,00	uds	120.000,00 €	120.000,00 €
	Permisos	1,00	uds	40.000,00 €	40.000,00 €
	Control de calidad	1,00	uds	70.000,00 €	70.000,00 €
	Subtotal				
TOTAL					650.000,00 €

Tabla 5: Presupuesto costes de desarrollo.

2.5 INTERCONEXIÓN A LA RED

Interconexión a la red					
Categoría	Descripción	Cantidad	Unidades	Precio Unitario	Importe
Interconexión a la red	Línea de evacuación	22,82	km	97.200,00 €	2.217.715,20 €
	Conexión a subestación 220 kV	1,00	uds	324.000,00 €	324.000,00 €
	Subtotal				2.541.715,20 €
TOTAL					2.541.715,20 €

Tabla 6: Presupuesto interconexión a la red.



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PROYECTO DEL PARQUE EÓLICO

“EL CAÑAVATE”

ANEXO VI: FLUJOS DE CAJA

Autor: Lucía Garbayo Bugada

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Agosto de 2025

Índice del anexo

Capítulo 1. Costes e Ingresos de Explotación	2
1.1 Costes de Explotación.....	2
1.2 Ingresos Estimados de Explotación.....	2
Capítulo 2. Flujos de Caja.....	3
2.1 Flujo de Caja Operativo	3
2.2 Flujo de Caja Libre.....	4
2.3 Flujo de Caja de la Deuda	5
2.3.1 Deuda	5
2.3.2 Flujo de Caja para la Deuda	6
2.4 Flujo de Caja para el Accionista	7

Capítulo 1. COSTES E INGRESOS DE EXPLOTACIÓN

1.1 COSTES DE EXPLOTACIÓN

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Aerogeneradores (k€)	440,5	440,5	464,7	464,7	464,7	543,1	543,1	543,1	543,1	543,1	585,3	669,0	669,0
Terrenos (k€)	250,0	255,0	260,1	265,3	270,6	276,0	281,5	287,2	292,9	298,8	304,7	310,8	317,1
Otros (k€)	60,0	61,2	62,4	63,7	64,9	66,2	67,6	68,9	70,3	71,7	73,1	74,6	76,1
Total (k€)	750,5	756,7	787,2	793,6	800,2	885,4	892,2	899,2	906,3	913,6	963,2	1.054,4	1.062,1

Año	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Aerogeneradores (k€)	669,0	669,0	724,1	724,1	724,1	724,1	724,1	765,5	765,5	765,5	765,5	765,5
Terrenos (k€)	323,4	329,9	336,5	343,2	350,1	357,1	364,2	371,5	378,9	386,5	394,2	402,1
Otros (k€)	77,6	79,2	80,8	82,4	84,0	85,7	87,4	89,2	90,9	92,8	94,6	96,5
Total (k€)	1.070,0	1.078,0	1.141,4	1.149,7	1.158,2	1.166,9	1.175,7	1.226,2	1.235,4	1.244,8	1.254,4	1.264,1

1.2 INGRESOS ESTIMADOS DE EXPLOTACIÓN

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Precio (€/MWh)	50,0	51,2	52,3	53,5	54,8	56,0	57,3	58,6	60,0	61,4	62,8	64,2	65,7
Total (k€)	6271,5	6415,7	6563,3	6714,3	6868,7	7026,7	7188,3	7353,6	7522,7	7695,8	7872,8	8053,8	8239,1

Año	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Precio (€/MWh)	67,2	68,7	70,3	71,9	73,6	75,3	77,0	78,8	80,6	82,5	84,4	86,3
Total (k€)	8428,6	8622,4	8820,7	9023,6	9231,2	9443,5	9660,7	9882,9	10110,2	10342,7	10580,6	10824,0

Capítulo 2. FLUJOS DE CAJA

2.1 FLUJO DE CAJA OPERATIVO

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Ingresos de Explotación		6271,49	6415,73	6563,30	6714,25	6868,68	7026,66	7188,27	7353,60
Costes de Explotación		-750,52	-756,72	-787,18	-793,63	-800,21	-885,37	-892,21	-899,20
Impuesto generación		-439,00	-449,10	-459,43	-470,00	-480,81	-491,87	-503,18	-514,75
Amortización		-2128,92	-2128,92	-2128,92	-2128,92	-2128,92	-2128,92	-2128,92	-2128,92
Beneficio antes de Intereses de Impuestos (k€)		2953,05	3080,99	3187,76	3321,70	3458,74	3520,50	3663,96	3810,73

Año	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ingresos de Explotación	7522,74	7695,76	7872,76	8053,84	8239,07	8428,57	8622,43	8820,75	9023,62
Costes de Explotación	-906,32	-913,58	-963,23	-1054,41	-1062,12	-1069,98	-1078,00	-1141,36	-1149,70
Impuesto generación	-526,59	-538,70	-551,09	-563,77	-576,74	-590,00	-603,57	-617,45	-631,65
Amortización	-2128,92	-2128,92	-2128,92	-2128,92	-2128,92	-2128,92	-2128,92	-2128,92	-2128,92
Beneficio antes de Intereses de Impuestos (k€)	3960,90	4114,55	4229,51	4306,73	4471,30	4639,67	4811,93	4933,01	5113,35

Año	18	19	20	21	22	23	24	25
Ingresos de Explotación	9231,17	9443,48	9660,68	9882,88	10110,18	10342,72	10580,60	10823,95
Costes de Explotación	-1158,21	-1166,89	-1175,75	-1226,16	-1235,37	-1244,77	-1254,36	-1264,13
Impuesto generación	-646,18	-661,04	-676,25	-691,80	-707,71	-723,99	-740,64	-757,68
Amortización	-2128,92	-2128,92	-2128,92	-2128,92	-2128,92	-2128,92	-2128,92	-2128,92
Beneficio antes de Intereses de Impuestos (k€)	5297,85	5486,62	5679,76	5835,99	6038,18	6245,04	6456,68	6673,22

2.2 FLUJO DE CAJA LIBRE

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Beneficio Antes de impuestos		2953,05	3080,99	3187,76	3321,70	3458,74	3520,50	3663,96	3810,73
Impuesto Sociedades		-738,26	-770,25	-796,94	-830,43	-864,69	-880,13	-915,99	-952,68
Amortización		2128,92	2128,92	2128,92	2128,92	2128,92	2128,92	2128,92	2128,92
Inversión Inmovilizado	-53223,05								
Inversión en NOF		-439,00	-449,10	-459,43	-470,00	-480,81	-491,87	-503,18	-514,75
Flujo de Caja Libre (k€)	-53223,05	3904,70	3990,57	4060,31	4150,20	4242,17	4277,43	4373,71	4472,22

Año	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Beneficio Antes de impuestos	3960,90	4114,55	4229,51	4306,73	4471,30	4639,67	4811,93	4933,01	5113,35
Impuesto Sociedades	-990,23	-1028,64	-1057,38	-1076,68	-1117,82	-1159,92	-1202,98	-1233,25	-1278,34
Amortización	2128,92	2128,92	2128,92	2128,92	2128,92	2128,92	2128,92	2128,92	2128,92
Inversión Inmovilizado									
Inversión en NOF	-526,59	-538,70	-551,09	-563,77	-576,74	-590,00	-603,57	-617,45	-631,65
Flujo de Caja Libre (k€)	4573,01	4676,13	4749,96	4795,20	4905,66	5018,67	5134,30	5211,23	5332,28

Año	18	19	20	21	22	23	24	25
Beneficio Antes de impuestos	5297,85	5486,62	5679,76	5835,99	6038,18	6245,04	6456,68	6673,22
Impuesto Sociedades	-1324,46	-1371,66	-1419,94	-1459,00	-1509,54	-1561,26	-1614,17	-1668,31
Amortización	2128,92	2128,92	2128,92	2128,92	2128,92	2128,92	2128,92	2128,92
Inversión Inmovilizado								
Inversión en NOF	-646,18	-661,04	-676,25	-691,80	-707,71	-723,99	-740,64	-757,68
Flujo de Caja Libre (k€)	5456,13	5582,84	5712,50	5814,12	5949,84	6088,71	6230,79	6376,16

2.3 FLUJO DE CAJA DE LA DEUDA

2.3.1 DEUDA

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Préstamo Pendiente Amortizar	42578,44								
Cuota Anual		4257,84	4155,66	4053,47	3951,28	3849,09	3746,90	3644,71	3542,53
Amortización del Préstamo (lineal)		1703,14	1703,14	1703,14	1703,14	1703,14	1703,14	1703,14	1703,14
Deuda Pendiente Amortizar		42578,44	40875,30	39172,17	37469,03	35765,89	34062,75	32359,62	30656,48
Intereses		2554,71	2452,52	2350,33	2248,14	2145,95	2043,77	1941,58	1839,39

Año	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Préstamo Pendiente Amortizar									
Cuota Anual	3440,34	3338,15	3235,96	3133,77	3031,59	2929,40	2827,21	2725,02	2622,83
Amortización del Préstamo (lineal)	1703,14	1703,14	1703,14	1703,14	1703,14	1703,14	1703,14	1703,14	1703,14
Deuda Pendiente Amortizar	28953,34	27250,20	25547,07	23843,93	22140,79	20437,65	18734,51	17031,38	15328,24
Intereses	1737,20	1635,01	1532,82	1430,64	1328,45	1226,26	1124,07	1021,88	919,69

Año	18	19	20	21	22	23	24	25
Préstamo Pendiente Amortizar								
Cuota Anual	2520,64	2418,46	2316,27	2214,08	2111,89	2009,70	1907,51	1805,33
Amortización del Préstamo (lineal)	1703,14	1703,14	1703,14	1703,14	1703,14	1703,14	1703,14	1703,14
Deuda Pendiente Amortizar	13625,10	11921,96	10218,83	8515,69	6812,55	5109,41	3406,28	1703,14
Intereses	817,51	715,32	613,13	510,94	408,75	306,56	204,38	102,19

2.3.2 FLUJO DE CAJA PARA LA DEUDA

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Préstamo	42578,44								
Intereses		-2554,71	-2452,52	-2350,33	-2248,14	-2145,95	-2043,77	-1941,58	-1839,39
Amortización préstamo		-1703,14	-1703,14	-1703,14	-1703,14	-1703,14	-1703,14	-1703,14	-1703,14
Ahorro fiscal (tasa impositiva sobre intereses)		638,68	613,13	587,58	562,04	536,49	510,94	485,39	459,85
Flujo de Caja para la Deuda (k€)	42578,44	-3619,17	-3542,53	-3465,89	-3389,24	-3312,60	-3235,96	-3159,32	-3082,68

Año	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Préstamo									
Intereses	-1737,20	-1635,01	-1532,82	-1430,64	-1328,45	-1226,26	-1124,07	-1021,88	-919,69
Amortización préstamo	-1703,14	-1703,14	-1703,14	-1703,14	-1703,14	-1703,14	-1703,14	-1703,14	-1703,14
Ahorro fiscal (tasa impositiva sobre intereses)	434,30	408,75	383,21	357,66	332,11	306,56	281,02	255,47	229,92
Flujo de Caja para la Deuda (k€)	-3006,04	-2929,40	-2852,76	-2776,11	-2699,47	-2622,83	-2546,19	-2469,55	-2392,91

Año	18	19	20	21	22	23	24	25
Préstamo								
Intereses	-817,51	-715,32	-613,13	-510,94	-408,75	-306,56	-204,38	-102,19
Amortización préstamo	-1703,14	-1703,14	-1703,14	-1703,14	-1703,14	-1703,14	-1703,14	-1703,14
Ahorro fiscal (tasa impositiva sobre intereses)	204,38	178,83	153,28	127,74	102,19	76,64	51,09	25,55
Flujo de Caja para la Deuda (k€)	-2316,27	-2239,63	-2162,98	-2086,34	-2009,70	-1933,06	-1856,42	-1779,78

2.4 FLUJO DE CAJA PARA EL ACCIONISTA

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Flujo de Caja Libre	-53223,05	3904,70	3990,57	4060,31	4150,20	4242,17	4277,43	4373,71	4472,22
Flujo de Caja de la Deuda	42578,44	-3619,17	-3542,53	-3465,89	-3389,24	-3312,60	-3235,96	-3159,32	-3082,68
Flujo de Caja para el Accionista (k€)	-10644,61	285,54	448,04	594,43	760,96	929,57	1041,47	1214,39	1389,54

Año	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Flujo de Caja Libre	4573,01	4676,13	4749,96	4795,20	4905,66	5018,67	5134,30	5211,23	5332,28
Flujo de Caja de la Deuda	-3006,04	-2929,40	-2852,76	-2776,11	-2699,47	-2622,83	-2546,19	-2469,55	-2392,91
Flujo de Caja para el Accionista (k€)	1566,97	1746,74	1897,21	2019,09	2206,19	2395,84	2588,11	2741,68	2939,37

Año	18	19	20	21	22	23	24	25
Flujo de Caja Libre	5456,13	5582,84	5712,50	5814,12	5949,84	6088,71	6230,79	6376,16
Flujo de Caja de la Deuda	-2316,27	-2239,63	-2162,98	-2086,34	-2009,70	-1933,06	-1856,42	-1779,78
Flujo de Caja para el Accionista (k€)	3139,86	3343,22	3549,51	3727,77	3940,14	4155,65	4374,37	4596,38