



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**ESTUDIO DE VIABILIDAD DEL PARQUE EÓLICO
TERRESTRE “MEDINA I”**

Autor: Óscar Herencia Martín

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Junio de 2026

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
ESTUDIO DE VIABILIDAD DEL PARQUE EÓLICO TERRESTRE “MEDINA I” en la
ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2025/26 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

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



Fdo.: Óscar Herencia Martín

Fecha: 17/06/2026

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consuelo Alonso Alonso

Fecha: 17/06/2026

Agradecimientos

Quiero agradecer a mis padres, a mi hermana y a mi novia por su infinita paciencia a lo largo de la carrera. Ese apoyo y esa confianza incondicional es el que te alienta día sí y día también a dar la mejor versión de uno mismo.

Quiero agradecer también a Consuelo por darme todas las herramientas posibles para hacer un Trabajo de Fin de Grado del que yo pueda estar muy orgulloso.

Finalmente, quiero agradecer a Vortex por proporcionar los datos necesarios para el estudio.

ESTUDIO DE VIABILIDAD DEL PARQUE EÓLICO TERRESTRE “MEDINA I”

Autor: Herencia Martín, Óscar.

Director: Alonso Alonso, Consuelo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente Trabajo de Fin de Grado desarrolla el estudio de viabilidad técnica, energética, ambiental y económica de un parque eólico terrestre situado en el término municipal de Medina Sidonia, Cádiz. El proyecto define un parque de 36 MW, formado por cinco aerogeneradores Vestas V172 de 7,2 MW, conectados a una red interna de media tensión de 30 kV y evacuados a través de una subestación elevadora hasta la red de transporte a 220 kV. Los resultados obtenidos muestran una producción anual estimada de 129,6 GWh y un rendimiento global del 88,26%.

Palabras clave: energía eólica, parque eólico terrestre, recurso eólico, WAsP, Windographer, media tensión, evacuación eléctrica, viabilidad económica.

1. Introducción

El crecimiento de la demanda eléctrica y la necesidad de reducir las emisiones asociadas a la generación energética han impulsado el desarrollo de nuevas instalaciones renovables como lo es la producción eólica.

El objetivo de este Trabajo de Fin de Grado es analizar la viabilidad de un parque eólico terrestre en España, abordando las principales fases que intervienen en el desarrollo de este tipo de instalaciones. Para ello, se ha realizado una selección del emplazamiento, un estudio del recurso eólico, una simulación energética, una definición de la infraestructura civil y eléctrica y finalmente, una estimación económica del proyecto.

2. Definición del proyecto

El proyecto consiste en la identificación y selección de un emplazamiento adecuado para la implantación de un parque eólico terrestre, así como en el posterior desarrollo técnico de la instalación.

La elección del emplazamiento se ha realizado mediante un análisis multicriterio, en el que se han valorado aspectos técnicos, energéticos, ambientales, territoriales y de conexión eléctrica. Una vez definida la ubicación, se ha llevado a cabo el estudio del recurso eólico y la estimación de la producción energética esperada.

A partir de estos resultados, se ha procedido al diseño de la infraestructura eléctrica del parque, seleccionando la aparamenta necesaria y realizando una valoración económica global del proyecto.

3. Descripción de las herramientas empleadas

El desarrollo del proyecto se ha estructurado en varias fases. En primer lugar, se ha llevado a cabo una búsqueda y comparación de posibles emplazamientos a través de mapas eólicos en línea como el Global Wind Atlas.

Una vez seleccionado el emplazamiento de Medina Sidonia, se ha estudiado el recurso eólico mediante datos proporcionados por Vortex y a través del software Windographer, se ha analizado la distribución del viento, su variabilidad, los vientos extremos entre otros parámetros de interés.

A partir de los datos de viento, se ha empleado Google Earth Pro para definir la disposición final de los aerogeneradores, teniendo en cuenta criterios de separación entre máquinas, orientación frente a los vientos predominantes, afecciones territoriales y limitaciones ambientales.

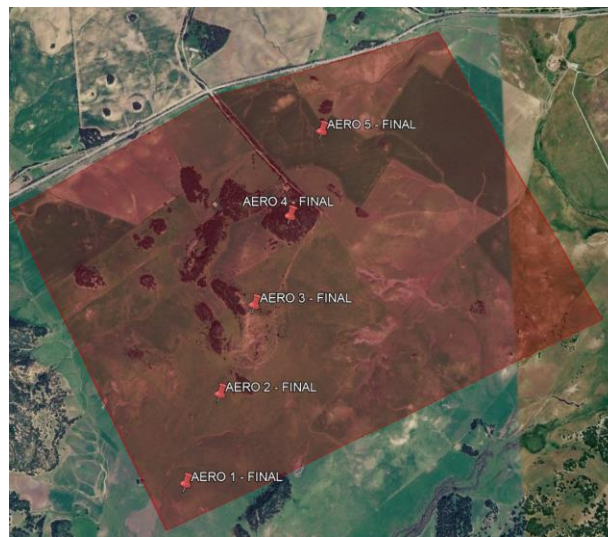


Ilustración 1: Disposición de los aerogeneradores sobre el emplazamiento

Finalmente, se ha modelado el parque eólico final a través de WASP para estimar cual es la producción energética esperada anual de los 5 aerogeneradores.

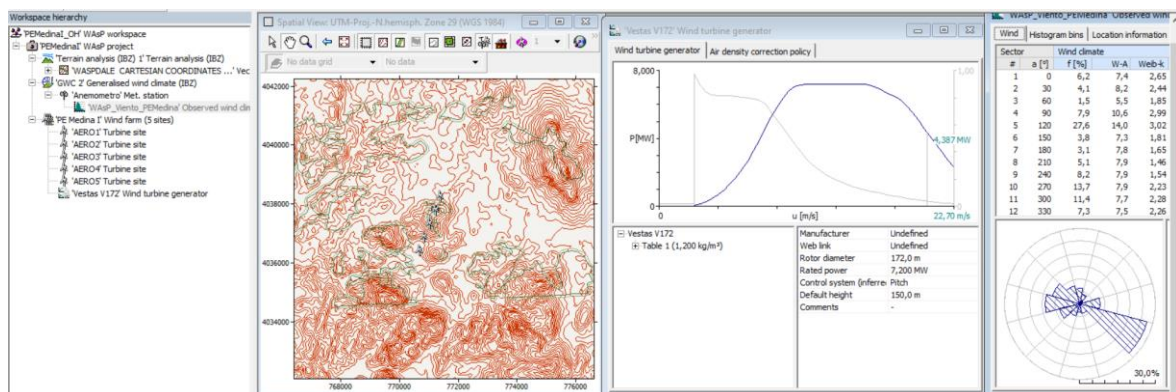


Ilustración 2 - Interfaz WASP para el estudio energético

4. Resultados

Los resultados obtenidos muestran que el emplazamiento seleccionado presenta condiciones favorables para la implantación del parque eólico. El estudio del recurso eólico confirma la existencia de un potencial holgado para justificar la instalación de aerogeneradores de gran potencia y altura de buje elevada.

La simulación energética del parque ha permitido estimar una producción anual de 129,6 GWh/año. Este valor se corresponde con un factor de carga del 45,5 %, lo que refleja un aprovechamiento elevado de la potencia instalada. Además, el modelo presenta un rendimiento global del 88,26 % y unas pérdidas por estela aproximadas del 2,34 %, valores que indican una disposición adecuada de los aerogeneradores y un comportamiento energético favorable.

PARÁMETRO	V172
Nº DE AEROGENERADORES	5
POTENCIA UNITARIA	7,2 MW
DIÁMETRO DE LA PALA	172 m
ALTURA DE BUJE	150 m
POTENCIA INSTALADA	36 MW
PÉRDIDAS POR ESTELA	2,34%
RENDIMIENTO TOTAL	88,26%
ENERGÍA VERTIDA A LA RED	129,643 GWh
FACTOR DE CARGA	45,5%

Tabla 1: Resultados de la simulación energética

Desde el punto de vista eléctrico, se ha definido una red interna de media tensión a 30 kV, distribuida en varios circuitos independientes, que permite transportar la energía generada hasta la subestación elevadora del parque. La evacuación final se realiza a 220 kV mediante una línea aérea hasta la subestación Gazules 220 kV, lo que permite conectar la instalación con la red de transporte.

A través del análisis económico realizado, puede concluirse que el parque eólico es viable económicamente. Los indicadores muestran que el proyecto no solo permite recuperar la inversión inicial dentro del horizonte temporal de 20 años, sino que además

genera valor económico adicional y ofrece una rentabilidad claramente superior a la tasa de descuento empleada.

PARÁMETRO	VALOR
VAN	15,13
TIR	7,79%
Payback	10-11 años
WACC	5,03%

Tabla 2: Resultados del análisis económico

El análisis de sensibilidad posterior al estudio económico del parque indica que se conserva su viabilidad económica incluso bajo hipótesis más restrictivas que las consideradas en el caso base.

Además, se ha estudiado el ahorro de emisiones de CO₂ que implica la implantación del parque: 21254,4 tCO₂/año.

5. Conclusiones

El estudio realizado permite concluir que el Parque Eólico Medina I es una propuesta técnicamente viable. El emplazamiento seleccionado presenta un recurso eólico adecuado, buena accesibilidad, una orografía favorable y una distancia razonable al punto de evacuación eléctrica.

La configuración final de cinco aerogeneradores Vestas V172 de 7,2 MW permite alcanzar una potencia instalada de 36 MW y una producción anual estimada de 129,6 GWh. El factor de carga obtenido, del 45,5 %, confirma que el parque presenta un aprovechamiento energético elevado en relación con su potencia instalada.

La infraestructura eléctrica planteada, basada en una red interna de 30 kV, una subestación elevadora y una línea aérea de evacuación a 220 kV, resulta adecuada para transportar la energía generada hasta la subestación Gazules 220 kV. Además, el presupuesto de ejecución estimado de 54.063.076,83 € se considera coherente con el alcance técnico del proyecto y con la infraestructura necesaria para su conexión a red.

En conjunto, el proyecto demuestra que el emplazamiento de Medina Sidonia reúne condiciones favorables para el desarrollo de un parque eólico terrestre de gran potencia, tanto desde el punto de vista energético como técnico y económico.

El Parque Eólico Medina I contribuiría a incrementar la generación renovable, reducir las emisiones asociadas al sistema eléctrico en 21254,4 tCO₂ al año y avanzar hacia un modelo energético más sostenible.

FEASIBILITY STUDY FOR THE “MEDINA I” ON-SHORE WIND FARM

Author: Herencia martín, Óscar.

Supervisor: Alonso Alonso, Consuelo.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas)

ABSTRACT

This thesis presents a technical, energy, environmental, and economic feasibility study for an onshore wind farm located in the municipality of Medina Sidonia, Cádiz. The project involves a 36 MW wind farm consisting of five 7.2 MW Vestas V172 wind turbines, connected to a 30 kV medium-voltage internal grid and fed through a step-up substation to the 220 kV transmission grid. The results obtained show an estimated annual production of 129.6 GWh and an overall efficiency of 88.26%.

Keywords: wind energy, onshore wind farm, wind resource, WAsP, Windographer, energy production, economic viability.

1. Introduction

The growth in electricity demand and the need to reduce emissions associated with power generation have driven the development of new renewable energy facilities, such as wind power generation.

The objective of this thesis is to analyze the feasibility of an onshore wind farm in Spain, addressing the main phases involved in the development of this type of facility. To this end, a site selection was conducted, a wind resource study was performed, an energy simulation was carried out, the civil and electrical infrastructure was defined, and finally, a cost estimate for the project was prepared.

2. Project Definition

The project involves identifying and selecting a suitable site for the construction of an onshore wind farm, as well as the subsequent technical development of the facility.

The site was selected through a multi-criteria analysis that evaluated technical, energy-related, environmental, land-use, and grid connection factors. Once the location was defined, a study of wind resources was conducted, and an estimate of expected energy production was made.

Based on these results, the wind farm’s electrical infrastructure was designed, the necessary switchgear was selected, and an overall economic assessment of the project was performed.

3. Description of the tools used

The project has been structured into several phases. First, a search and comparison of potential sites was conducted using online wind maps such as the Global Wind Atlas.

Once the Medina Sidonia site was selected, wind resources were studied using data provided by Vortex, and Windographer software was used to analyze wind distribution, variability, extreme winds, and other relevant parameters.

Based on wind data, Google Earth Pro was used to define the final layout of the wind turbines, considering criteria such as spacing between turbines, orientation relative to prevailing winds, land use considerations, and environmental constraints.

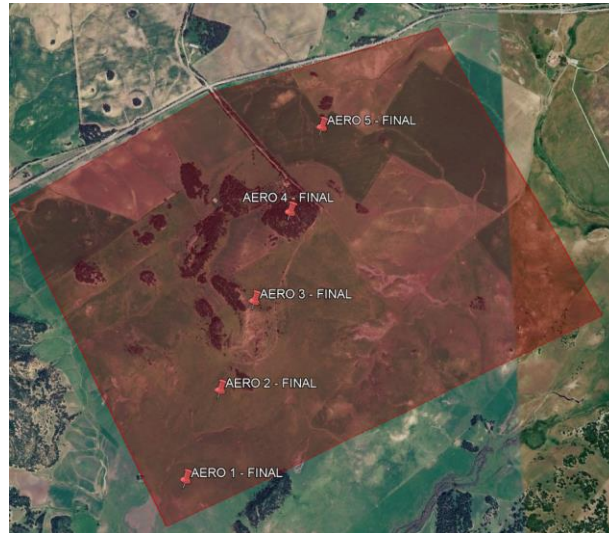


Figure 1: Layout of the wind turbines at the site

Finally, the final wind farm was modeled using WAsP to estimate the expected annual energy production of the 5 wind turbines.

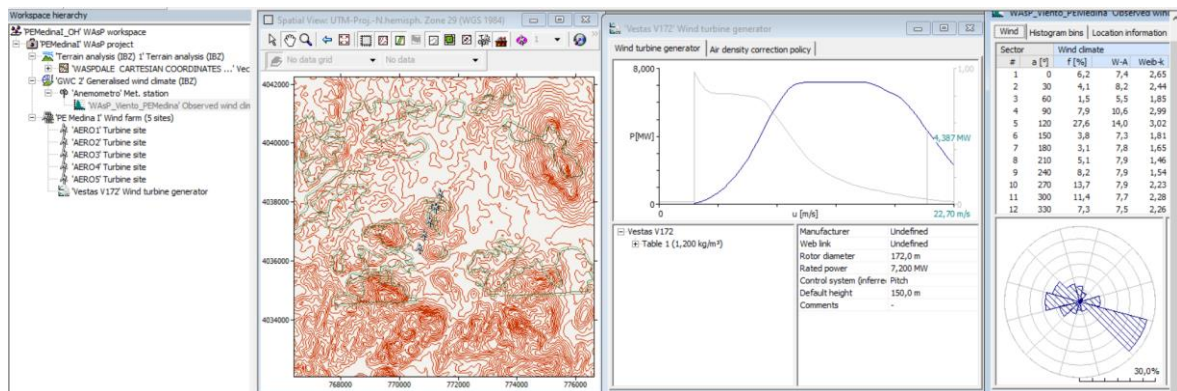


Figure 2: WAsP interface for the energy study

4. Results

The results obtained show that the selected site offers favorable conditions for the development of the wind farm. The wind resource study confirms the existence of ample potential to justify the installation of high-power wind turbines with a high hub height.

The wind farm's energy simulation has made it possible to estimate an annual production of 129.6 GWh/year. This value corresponds to a load factor of 45.5%, reflecting high utilization of the installed capacity. Furthermore, the model shows an overall efficiency of 88.26% and wind shadow losses of approximately 2.34%, values that indicate an appropriate layout of the wind turbines and favorable energy performance.

PARAMETER	V172
NUMBER OF WIND TURBINES	5
UNIT CAPACITY	7,2 MW
BLADE DIAMETER	172 m
NAVEL HEIGHT	150 m
INSTALLED CAPACITY	36 MW
WAKE LOSSES	2,34%
OVERALL EFFICIENCY	88,26%
ENERGY FED INTO THE GRID	129,643 GWh
LOAD FACTOR	45,5%

Table 1: Results of the energy simulation

From an electrical standpoint, an internal 30-kV medium-voltage grid has been designed, divided into several independent circuits, which allows the generated power to be transmitted to the wind farm's step-up substation. The power is ultimately transmitted at 220 kV via an overhead line to the Gazules 220-kV substation, thereby connecting the facility to the transmission grid.

Based on the economic analysis conducted, it can be concluded that the wind farm is economically viable. The indicators show that the project not only allows for the recovery of the initial investment within a 20-year time horizon but also generates additional economic value and offers a rate of return clearly higher than the discount rate used.

PARAMETER	VALUE
NPV	15,13
IRR	7,79%
Payback	10-11 years
WACC	5,03%

Table 2: Results of the economic analysis

The sensitivity analysis conducted following the economic study of the park indicates that its economic viability is maintained even under more restrictive scenarios than those considered in the base case.

In addition, the CO₂ emissions savings resulting from the implementation of the park have been analyzed: 21254,4 tCO₂/year.

5. Conclusions

The study concludes that the Medina I Wind Farm is a technically viable project. The selected site offers adequate wind resources, good accessibility, favorable topography, and a reasonable distance from the power transmission point.

The final configuration of five 7.2 MW Vestas V172 wind turbines provides an installed capacity of 36 MW and an estimated annual production of 129.6 GWh. The calculated load factor of 45.5% confirms that the wind farm has a high energy utilization rate relative to its installed capacity.

The proposed electrical infrastructure, based on a 30 kV internal grid, a step-up substation, and a 220 kV overhead transmission line, is suitable for transporting the generated energy to the Gazules 220 kV substation. Furthermore, the estimated construction budget of €54.063.076,83 is considered consistent with the technical scope of the project and with the infrastructure required for its grid connection.

Overall, the project demonstrates that the Medina Sidonia site offers favorable conditions for the development of a high-capacity onshore wind farm, from both an energy and a technical and economic standpoint.

The Medina I Wind Farm would help increase renewable energy generation, reduce emissions associated with the electricity system by 21,254.4 tCO₂ per year, and advance toward a more sustainable energy model.

Índice del Trabajo de Fin de Grado

Documentos:

1. Memoria Descriptiva del Proyecto
2. Planos
3. Presupuestos

Anexos:

1. Anexo I: Selección del Emplazamiento
2. Anexo II: Estudio Energético y del Recurso Eólico
3. Anexo III: Desglose de Cálculos y Selección de Componentes
4. Anexo IV: Estudio Económico del Parque Eólico
5. Anexo V: Declaración de Uso Responsable de la Inteligencia Artificial



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO ESTUDIO DE VIABILIDAD DEL PARQUE EÓLICO TERRESTRE “MEDINA I”

DOCUMENTO 1: MEMORIA DESCRIPTIVA DEL PROYECTO

Autor: Óscar Herencia Martín

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Mayo de 2026

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	11
1.1 Contexto	11
1.2 Motivación	14
1.3 Objetivos, Metodología y Recursos	15
Capítulo 2. Emplazamiento del Parque Eólico.....	19
2.1 Ubicación	19
2.2 Colocación Inicial de los Aerogeneradores	20
2.3 Evacuación Eléctrica	21
2.4 Accesos.....	22
2.5 Propiedades del Terreno	23
2.6 Impacto Social y Ambiental	23
Capítulo 3. Normativa Aplicable.....	25
3.1 Marco Energético y Administrativo	25
3.2 Territorio y Accesos	25
3.3 Diseño Técnico y Obra Civil.....	26
3.4 Conexión y Evacuación Eléctrica.....	26
3.5 Seguridad Industrial	26
3.6 Normativa Ambiental y Social	26
Capítulo 4. Potencial eólico y energético.....	28
4.1 Estudio del Recurso Eólico	28
4.1.1 Datos de Entrada para Windographer.....	28
4.1.2 Velocidades de Viento	30
4.1.3 Distribución de Weibull de los Datos de Viento.....	31
4.1.4 Rosas de Viento	32
4.1.5 Cizallamiento.....	34
4.1.6 Vientos Extremos	35
4.2 Estudio Energético	36
4.2.1 Datos de Entrada para WASP	36
4.2.2 Resultados del Estudio Energético.....	38

Capítulo 5. Descripción del Parque Eólico “Medina I”	40
5.1 Obra Civil.....	40
5.1.1 Levantamiento Topográfico y Estudio Geotécnico/Geofísico	41
5.1.2 Cimentación de los Aerogeneradores.....	42
5.1.3 Plataformas de Montaje	43
5.1.4 Viales o Caminos de Acceso.....	43
5.1.5 Canalizaciones En Zanjas	45
5.1.6 Edificio de Control	45
5.1.7 Subestación de Intemperie.....	46
5.2 Aerogenerador	46
5.2.1 Características y Curva de Potencia y Ct del Vestas V172.....	47
5.3 Agrupación de Circuitos de Potencia	50
5.4 Red de Media Tensión (MT).....	51
5.4.1 Celdas de Media Tensión de los Aerogeneradores y su Aparamenta	51
5.4.2 Conductores de Media Tensión	53
5.4.3 Red de Fibra Óptica	53
5.5 Subestación MT/AT	54
5.5.1 Media Tensión	54
5.5.2 Transformador MT/AT	60
5.5.3 Alta Tensión.....	61
5.6 Línea de Alta Tensión (LAT).....	64
5.6.1 Tipo de Circuito de la LAT.....	64
5.6.2 Material del Conductor	64
5.6.3 Pérdidas en la LAT.....	65
5.6.4 Altura y Distancia de los Apoyos	65
5.6.5 Protecciones de la LAT	66
5.7 Puesta a Tierra (PAT).....	67
Capítulo 6. Resumen de los Presupuestos	68
Capítulo 7. Estudio económico	69
7.1 Estimaciones para el caso base.....	69
7.2 Resultados del caso base	70
7.3 Análisis de Sensibilidad	70

7.3.1 Disminución en el precio de venta de la energía	70
7.3.2 Disminución de la Producción Energética.....	71
7.4 Análisis de rentabilidad	72
7.4.1 Cuenta de Resultados	72
7.4.2 Flujos de Caja	73
7.4.3 Deuda del Proyecto	75
7.5 Conclusiones del estudio económico.....	76
Capítulo 8. Planificación.....	77
Capítulo 9. Impacto ambiental y Social.....	78
9.1 Abastecimiento y Contaminación evitada.....	78
9.2 Plan de Restauración del Terreno.....	78
9.3 Visibilidad e Impacto Acústico	79
Capítulo 10. Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	80
Capítulo 11. Conclusiones.....	85
Capítulo 12. Bibliografía.....	86

Índice de figuras

Figura 1: Energía eólica instalada mundialmente según GWEC a lo largo de los últimos años	11
Figura 2: Capacidad total instalada mundialmente según GWEC	12
Figura 3: Mix energético español sin autoconsumo en el año 2025 según REE [2]	13
Figura 4: Estimación del crecimiento en potencia eólica instalada hasta 2030 según GWEC [1]	13
Figura 5: Velocidades de viento en la península ibérica representadas con el Global Wind Atlas [5]	16
Figura 6: Vista aérea de la península ibérica desde Google Earth Pro [6]	17
Figura 7: Ubicación del parque eólico	19
Figura 8: Poligonal del parque eólico con los elementos del parque eólico	20
Figura 9: Vista de la Subestación Gazules desde Google Maps	21
Figura 10: Vista del acceso al emplazamiento a través de la carretera A-390 y el camino secundario	22
Figura 11: Vista de la orografía del emplazamiento	23
Figura 12: Distancia desde el estrechamiento del Río Iro hasta el emplazamiento (16 km)	24
Figura 13: Datos introducidos a Windographer	29
Figura 14: Recta de regresión comparando los datos a 120 y 150 metros	29
Figura 15: Fórmula de la potencia aprovechable de un aerogenerador [40]	30
Figura 16: Diagrama Box and Whiskers de la variabilidad mensual de vientos a 150 metros de altura	30
Figura 17: Distribución de Weibull de los datos de viento	31
Figura 18: Rosas de velocidad, frecuencia y energía del emplazamiento	32
Figura 19: Ubicación final de los aerogeneradores tras el estudio de las rosas de viento ...	33
Figura 20: Cizallamiento vertical comparando velocidades de viento y altura. Power law en color verde	34
Figura 21: Probabilidad de excedencia de vientos extremos	35

Figura 22: Periodo de retorno de velocidades extremas.....	35
Figura 23: Mapa topográfico del emplazamiento.....	36
Figura 24: Digitalización de la rugosidad del terreno en WAsP Map Editor.....	36
Figura 25: Mapas de rugosidad y topografía superpuestos y aerogeneradores colocados en WAsP.....	37
Figura 26: Curvas de potencia y de coeficiente de empuje de los aerogeneradores Vestas V172 (Izquierda) y Nordex N163 (Derecha).....	37
Figura 27: Interfaz WAsP para el caso del aerogenerador Vestas V172.....	38
Figura 28: Detalle de una calicata [40].....	41
Figura 29: Detalle cimentación de un aerogenerador [50]	42
Figura 30: Estado actual del camino de acceso (Google Earth)	44
Figura 31: Aerogenerador Vestas V172 [53]	47
Figura 32: Curva Ct y Curva de potencia del V172 obtenida con WAsP	49
Figura 33: Celda del aerogenerador 2 (0L +1L + 1V).....	52
Figura 34: Distancia Subestación MT/AT hasta Subestación Gazules 220 kV en Google Earth	64
Figura 35: ODS mostrados en la página de las Naciones Unidas [39].....	80
Figura 36: Objetivo de Desarrollo Sostenible N°7	81
Figura 37: Objetivo de Desarrollo Sostenible N°8	82
Figura 38: Objetivo de Desarrollo Sostenible N°9	82
Figura 39: Objetivo de Desarrollo Sostenible N°13	83
Figura 40: Objetivo de Desarrollo Sostenible N°15	84

Índice de tablas

Tabla 1: Coordenadas iniciales geográficas y UTM de los elementos del parque eólico ...	21
Tabla 2: Coordenadas de la torre anemométrica en coordenadas geográficas y UTM Huso 29	28
Tabla 3: Velocidades medias de viento en el emplazamiento a 120 y 150 metros	30
Tabla 4: Coordenadas finales de los aerogeneradores tras el estudio de las rosas de viento	33
Tabla 5: Coordenadas finales de los vértices de la poligonal tras el estudio de las rosas de viento	33
Tabla 6: Desglose pérdidas de energía [40]	38
Tabla 7: Desglose de los resultados obtenidos en WAsP con el aerogenerador Vestas V172	39
Tabla 8: Comparativa entre parámetros más significativos de los aerogeneradores estudiados	39
Tabla 9: Características principales aerogenerador Vestas V172 [54].....	48
Tabla 10: Agrupación de los tres circuitos de potencia en media tensión.....	50
Tabla 11: Tipos de cabina de los aerogeneradores del parque	52
Tabla 12: Resultados obtenidas del Anexo III con respecto a los conductores.....	53
Tabla 13: Intensidades a 30 kV previas al dimensionamiento de aparamenta en MT	55
Tabla 14: Características del embarrado de media tensión	56
Tabla 15: Interruptores seleccionados	56
Tabla 16: Seccionadores seleccionados.....	57
Tabla 17: Características de los TI de media tensión	58
Tabla 18: Características de los TT de media tensión.....	58
Tabla 19: Características de las autoválvulas de media tensión	59
Tabla 20: Características del transformador de SSAA de MT	60
Tabla 21: Características del transformador elevador MT/AT.....	61
Tabla 22: Características del interruptor automático elegido para alta tensión [58].....	61
Tabla 23: Características del seccionador elegido para alta tensión	62

Tabla 24: Características de los TI elegidos para alta tensión.....	62
Tabla 25: Potencias y clase de los TI de alta tensión	62
Tabla 26: Características de los TT elegidos para alta tensión.....	63
Tabla 27: Características de las autoválvulas elegidas para alta tensión.....	63
Tabla 28: Características del conductor LA-380 [61]	65
Tabla 29: Protecciones de la línea de alta tensión	66
Tabla 30: Desarrollo del Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC).....	68
Tabla 31: Datos de entrada para el caso base	69
Tabla 32: Principales indicadores económicos obtenidos en el caso base	70
Tabla 33: Parámetros obtenidos con un precio de venta de la energía disminuido.....	71
Tabla 34: Parámetros obtenidos con una producción energética disminuida.....	71
Tabla 35: Resultado neto del caso base	72
Tabla 36: Flujo de caja libre del proyecto (FCFF)	73
Tabla 37: Flujo de caja para el accionista (FCFE)	74
Tabla 38: Resultados del accionista	74
Tabla 39: Desglose de la deuda del proyecto	75
Tabla 40: Planificación del desarrollo del parque eólico	77

Lista de acrónimos

TFG – Trabajo de Fin de Grado

UE – Unión Europea

GWEC - Global Wind Energy Council

REE - Red Eléctrica de España

AEE – Asociación Empresarial Eólica

W – Vatio

kW - Kilovatio

MW – Megavatio

MWh – Megavatio-hora

GW – Gigavatio

GWh – Gigavatio-hora

V - Voltio

kV – Kilovoltio

VA – Voltamperio

kVA – Kilovoltamperio

A – Amperio

kA – Kiloamperio

mm² – Milímetros Cuadrados

UTM - Universal Transverse Mercator

ETRS - European Terrestrial Reference System

UNE – Una Norma Española

IEC – International Electrotechnical Commission

ITC - Instrucción Técnica Complementaria

RD – Real Decreto

AESA - Agencia Estatal de Seguridad Aérea

WAsP - Wind Atlas Analysis and Application Program

HM/HA – Hormigón en Masa/Hormigón Armado

MT – Media Tensión; AT – Alta Tensión; BT – Baja Tensión

SCADA - Supervisory Control and Data Acquisition

RHZ1-2OL:

- R: Aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE)
- H: Pantalla metálica de hilos
- Z1: Cubierta exterior de Poliolefina
- 2OL: Doble obturación (bloqueo longitudinal de agua)

XLPE - Cross Linked Polyethylene (polietileno reticulado)

TI – Transformador de Intensidad

TT - Transformador de Tensión

Al – Aluminio

SAI – Sistema de Alimentación Ininterrumpida

SSAA – Servicios Auxiliares

P&C – Protección y Control

ONAN/ONAF - Oil Natural, Air Natural/Oil Natural, Air Forced

Hz – Hercio

ZnO – Óxido de Zinc

LAT – Línea de Alta Tensión

ACSR - Aluminum Conductor Steel Reinforced

OPGW - Optical Ground Wire

PEC - Presupuesto de Ejecución por Contrata

PEM – Presupuesto de Ejecución Material

VAN – Valor Actual Neto

TIR – Tasa Interna de Retorno

WACC - Weighted Average Cost of Capital (Coste Promedio Ponderado de Capital)

Ke - Coste del Capital Propio

CO₂ – Dióxido de Carbono

ODS - Objetivos de Desarrollo Sostenible

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El presente Trabajo de Fin de Grado tiene como objeto el estudio de viabilidad de un parque eólico terrestre ubicado en España. El proyecto se plantea desde una perspectiva técnica y económica, tratando las fases necesarias para analizar la implantación de una instalación de generación eléctrica renovable basada en el aprovechamiento del recurso eólico.

1.1 CONTEXTO

La generación de energía eólica se encuentra actualmente en una fase de consolidación como una de las principales tecnologías de generación renovable a nivel mundial. Según el Global Wind Report 2026 del Global Wind Energy Council, en 2025 se instalaron aproximadamente 165 GW de nueva potencia eólica, alcanzándose una capacidad acumulada mundial superior a 1.299 GW [1]. Este crecimiento confirma que la eólica ha dejado de considerarse una tecnología emergente para convertirse en una infraestructura energética madura, competitiva y estratégica dentro de los sistemas eléctricos modernos.

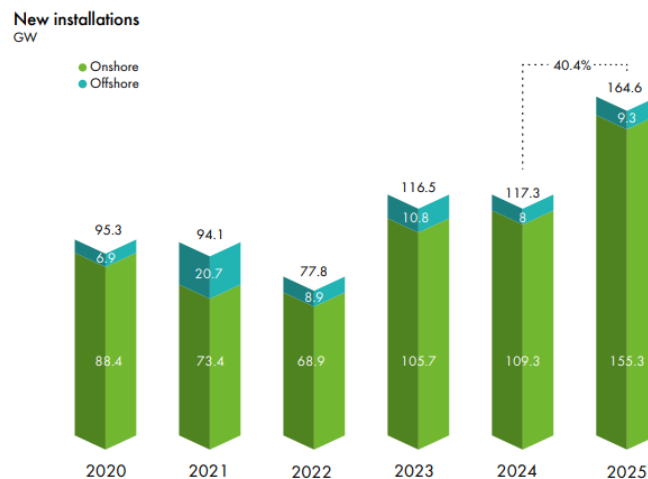


Figura 1: Energía eólica instalada mundialmente según GWEC a lo largo de los últimos años

El impulso de la energía eólica responde a varios factores simultáneos. Por un lado, la creciente electrificación de múltiples sectores como el transporte, la industria, la climatización o los centros de datos. Por otro, la inestabilidad internacional y la variación de los precios de los combustibles fósiles han aumentado el interés por fuentes de energía propias, como el viento, que permiten reducir la dependencia exterior y mejorar la seguridad del suministro.

El crecimiento del sector, sin embargo, no es homogéneo. China continúa siendo el principal motor mundial de la energía eólica, con cerca de 120 GW instalados en 2025, una cifra que por sí sola se aproxima al total mundial instalado en 2024. Otros mercados como India, Turquía, Arabia Saudí, Egipto, Chile o varios países del Sudeste Asiático comienzan a ganar relevancia. La mayor parte de la nueva potencia instalada sigue correspondiendo a la eólica terrestre.

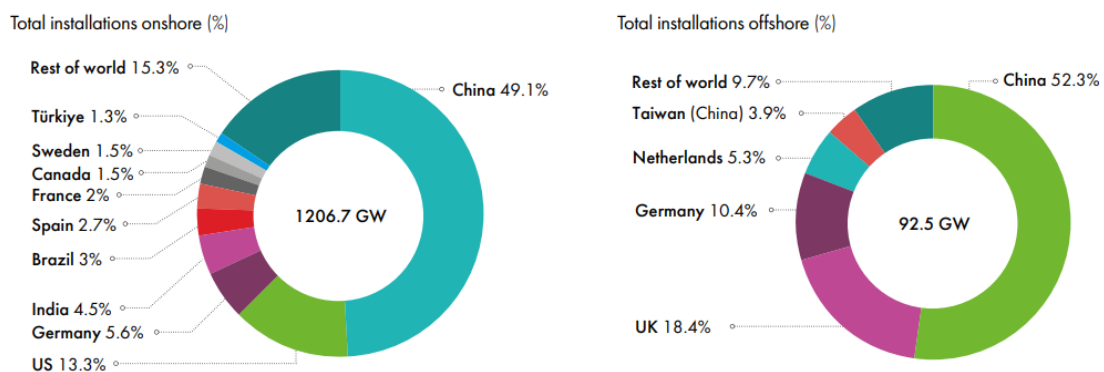


Figura 2: Capacidad total instalada mundialmente según GWEC

Según REE, España mantiene una posición destacada, situándose en 2025 como el segundo país con mayor generación de origen eólico y solar, solo por detrás de Alemania [2]. Esta posición confirma la relevancia del sistema eléctrico español dentro de la transición energética europea. Además, en España, la generación renovable alcanzó en 2025 un máximo histórico de 150.988 GWh, representando el 55,5 % de la generación eléctrica nacional. En este mix, la energía eólica mantiene un papel protagonista con una cuota del 21,6 % del total nacional.

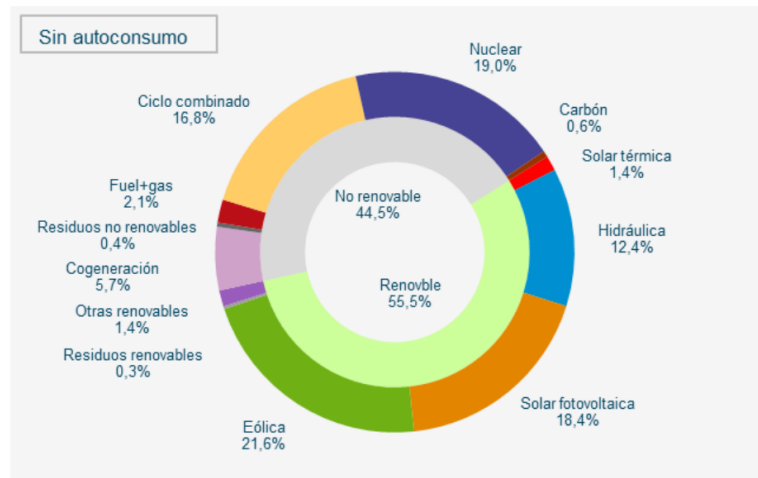


Figura 3: Mix energético español sin autoconsumo en el año 2025 según REE [2]

Según Red Eléctrica, en 2025 la eólica alcanzó 33.274 MW de potencia instalada en España. Castilla y León era la primera comunidad, con 7.751 MW, seguida de Aragón, con 6.061 MW. Además, REE indica que Castilla y León, Aragón, Navarra y Galicia concentran el 58,5 % de toda la potencia eólica nacional [73]. Por otro lado, AEE indica que durante 2025 se incorporaron 1.420,88 MW netos, repartidos principalmente entre Aragón, Castilla y León, Galicia, Navarra, La Rioja, Andalucía y Canarias [74].

Las previsiones globales a medio plazo son favorables. Se estima que el mercado eólico mundial crecerá alrededor de un 5,2 % anual entre 2026 y 2030 [1].

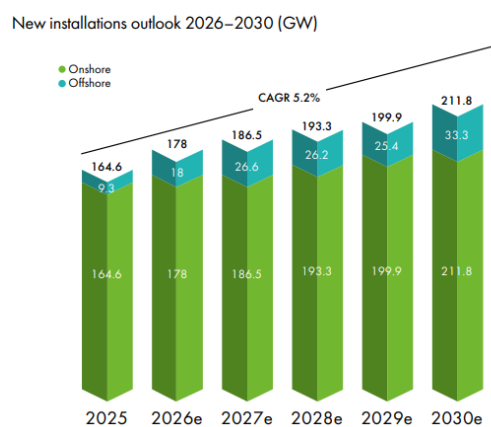


Figura 4: Estimación del crecimiento en potencia eólica instalada hasta 2030 según GWEC [1]

A pesar de este crecimiento, el sector se enfrenta a obstáculos relevantes. El principal reto ya no es únicamente la disponibilidad de recurso eólico o la madurez tecnológica de los aerogeneradores. Por ello, el informe GWEC [1] destaca la necesidad de reforzar redes, desarrollar almacenamiento, mejorar la gestión de la demanda, fomentar proyectos híbridos y coordinar mejor la planificación eléctrica con los objetivos de despliegue renovable.

1.2 MOTIVACIÓN

La motivación principal de este proyecto nace de la necesidad urgente de avanzar en la descarbonización del sector energético. La producción y el consumo de energía siguen siendo elementos centrales en la lucha contra el cambio climático, por lo que resulta imprescindible sustituir progresivamente las fuentes fósiles por tecnologías renovables capaces de generar electricidad de forma limpia, segura y competitiva. La Unión Europea ha situado la transición energética en el centro de su estrategia climática mediante el Pacto Verde Europeo, cuyo objetivo es transformar la economía, la energía, el transporte y la industria para alcanzar un modelo más sostenible, con el compromiso jurídicamente vinculante de lograr la neutralidad climática en 2050 y reducir las emisiones en al menos un 55 % para 2030 [3].

España se encuentra alineada con esta estrategia europea a través del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030, que actúa como herramienta de planificación energética y climática nacional [4]. Este plan establece objetivos ambiciosos para 2030, entre los que destacan la reducción del 32 % de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990, alcanzar un 48 % de renovables sobre el uso final de la energía, lograr un 81 % de generación eléctrica renovable y reducir la dependencia energética hasta el 50 %.

Dentro de este proceso, la energía eólica desempeña un papel fundamental y por ello el desarrollo de nuevos parques eólicos resulta coherente con los objetivos nacionales y europeos de descarbonización, eficiencia energética y transición hacia un sistema eléctrico más sostenible.

De este modo, el presente Trabajo de Fin de Grado se enmarca dentro de los retos actuales del sistema energético español y contribuye al análisis de soluciones concretas para avanzar hacia un modelo eléctrico bajo en carbono. El proyecto no solo responde a una necesidad ambiental, sino también técnica y estratégica: analizar si un emplazamiento concreto puede transformarse en una instalación renovable viable.

1.3 OBJETIVOS, METODOLOGÍA Y RECURSOS

El objetivo principal del presente Trabajo de Fin de Grado es evaluar y poner en práctica los conocimientos adquiridos por el alumno, Óscar Herencia Martín, a lo largo del Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales mediante el desarrollo de un estudio técnico y económico aplicado a un parque eólico terrestre en España. Para ello, se plantea un análisis completo de viabilidad que permita valorar si el proyecto propuesto puede desarrollarse de forma técnicamente adecuada, energéticamente eficiente y económicamente razonable.

Para alcanzar este objetivo general, el trabajo se estructura en una serie de objetivos específicos:

- En primer lugar, se llevará a cabo la selección del emplazamiento definitivo del parque eólico. Para ello, se analizarán diferentes ubicaciones candidatas y se descartarán aquellas menos adecuadas mediante un sistema de puntuación basado en varios criterios técnicos, ambientales, económicos y de accesibilidad. De esta forma, la elección final del emplazamiento no se realizará de forma arbitraria, sino a partir de una comparación razonada entre las distintas alternativas.
- Se procederá al estudio del recurso eólico disponible en la zona, permitiendo conocer el comportamiento del viento, evaluar la influencia de la orografía y la rugosidad del terreno, definir la orientación y disposición más adecuada de los aerogeneradores y estimar la máxima energía aprovechable del parque.
- Se desarrollará el diseño completo del parque eólico que se complementará con los planos y esquemas necesarios para representar de forma clara la solución propuesta y facilitar la comprensión técnica del proyecto.

- Finalmente, se realizará un estudio de viabilidad económica del parque eólico y a partir de estos resultados, se evaluará la rentabilidad del proyecto y se determinará si la instalación propuesta resulta ser una alternativa viable desde el punto de vista técnico y económico.

Para el desarrollo del presente Trabajo de Fin de Grado se emplearán distintas herramientas informáticas y fuentes de datos, en función de las necesidades de cada fase del estudio.

Para la selección del emplazamiento se utilizarán herramientas de cartografía online que permitan realizar un análisis preliminar de las posibles ubicaciones del parque eólico. Entre ellas, se empleará Global Wind Atlas para identificar áreas con velocidades medias de viento adecuadas y llevar a cabo una evaluación inicial del viento en las zonas candidatas [5].

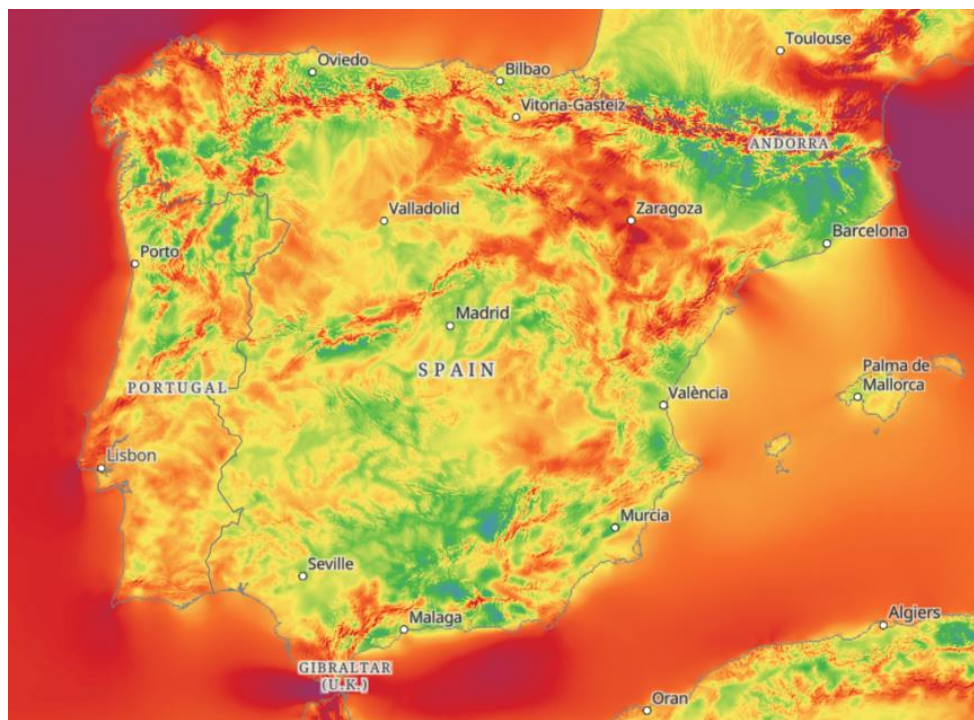


Figura 5: Velocidades de viento en la península ibérica representadas con el Global Wind Atlas [5]

Además, se utilizará Google Earth Pro [6] para analizar con mayor detalle las características físicas del terreno, incluyendo la orografía, la presencia de obstáculos relevantes y la posible existencia de infraestructuras eléctricas cercanas para la evacuación de la energía generada.

En cambio, Google Maps [7] se empleará para estudiar los accesos existentes, la red de carreteras próxima y la viabilidad del transporte de componentes hasta el emplazamiento seleccionado.



Figura 6: Vista aérea de la península ibérica desde Google Earth Pro [6]

El estudio del recurso eólico se realizará mediante programas especializados como Windographer y WAsP. Windographer se empleará para el tratamiento de las series de datos de viento, permitiendo realizar representaciones visuales del recurso eólico y análisis estadísticos. WAsP se utilizará para desarrollar simulaciones energéticas, teniendo en cuenta aspectos como la orografía, la rugosidad del terreno, la distribución espacial del viento y la disposición de los aerogeneradores.

Los datos de viento necesarios para este análisis serán proporcionados por la empresa Vortex.

Finalmente, para la elaboración de los planos, esquemas y documentación gráfica del parque eólico se utilizarán herramientas de diseño como AutoCAD, CYPE u otros programas similares que permitan representar de forma clara el diseño del parque.

Capítulo 2. EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO

En el Anexo I se recoge el estudio comparativo de las tres alternativas de emplazamiento propuestas para la implantación del parque eólico. En dicho anexo se analizan los distintos candidatos en función de una serie de criterios técnicos, ambientales y de accesibilidad, asignando una puntuación a cada uno de ellos con el objetivo de justificar la selección final de forma objetiva y razonada.

2.1 UBICACIÓN

Tras la evaluación realizada, se ha escogido finalmente el Emplazamiento III, situado en Medina Sidonia, Cádiz, al considerarse la alternativa más adecuada para el desarrollo del proyecto. Esta elección destacaba por ser la opción más respetuosa con el medioambiente, además de contar con una buena accesibilidad, un terreno favorable para la implantación del parque, un recurso eólico excelente y un bajo impacto social.

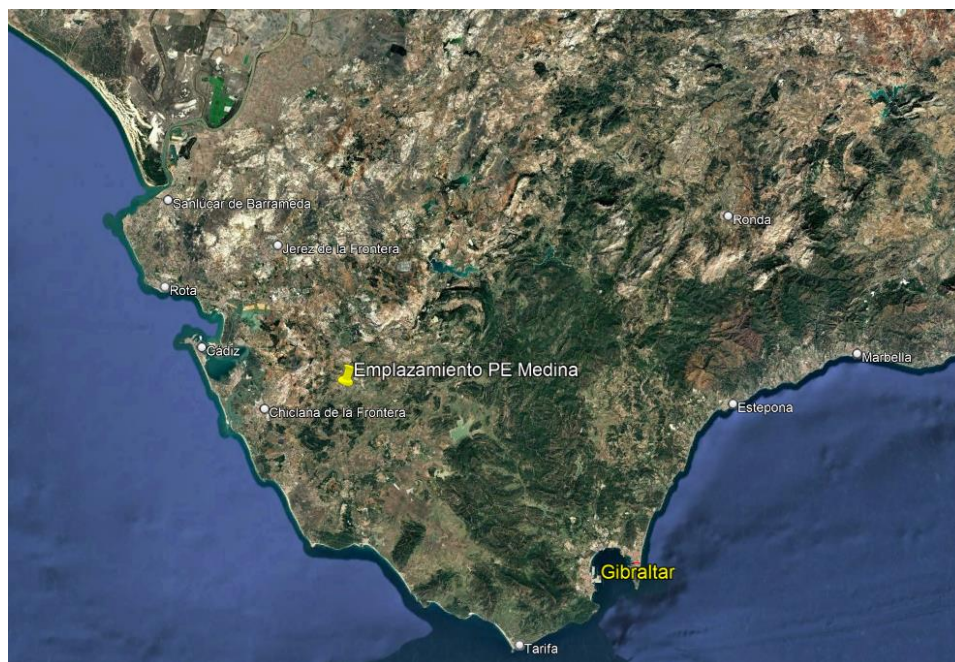


Figura 7: Ubicación del parque eólico

2.2 COLOCACIÓN INICIAL DE LOS AEROGENERADORES

Inicialmente se contempló la posibilidad de diseñar el parque eólico con siete aerogeneradores. Sin embargo, tras una reevaluación de las condiciones de implantación, especialmente en lo relativo a la altura total de las máquinas y a las distancias de seguridad respecto a poblaciones y carreteras próximas, se ha considerado más adecuado reducir el número de posiciones a cinco aerogeneradores. Siguiendo las indicaciones de los mapas eólicos, se han dispuesto los generadores a unos 135° de la dirección norte.



Figura 8: Poligonal del parque eólico con los elementos del parque eólico

Para esta decisión se ha tenido en cuenta una altura de buje aproximada de 150 metros y un radio de pala de unos 75 metros, lo que supone una altura máxima del aerogenerador cercana a 225 metros. Por este motivo, se ha procurado mantener una distancia mínima del orden de 250 metros respecto a la carretera, garantizando así un margen de seguridad superior a la altura total de la máquina.

Aunque la alternativa inicial de siete aerogeneradores permitía una mayor potencia instalada, la solución final con cinco posiciones resulta más prudente y compatible con el entorno. Considerando aerogeneradores de aproximadamente 6-7 MW de potencia unitaria, la

potencia total estimada del parque se situará finalmente en torno a 30-35 MW. Esto es ligeramente inferior al valor de 50 MW que se había planteado como objetivo inicial.

Se ha empleado el sistema ETRS89 / UTM zona 29, para mantener la coherencia con el mapa topográfico de WasP, pero se podría haber empleado también UTM 30:

AEROGENERADORES [1-5]	COORDENADAS GEOGRÁFICAS [LAT, LONG]	COORDENADAS UTM 29 [m]
1	36°26'22.97"N, 5°58'49.61"O	770664, 4036960
2	36°26'32.53"N, 5°58'36.74"O	770975, 4037264
3	36°26'44.53"N, 5°58'25.51"O	771243, 4037643
4	36°26'57.65"N, 5°58'12.58"O	771552, 4038057
5	36°27'8.10"N, 5°57'58.74"O	771887, 4038390
SUBESTACIÓN	36°26'57.34"N, 5°58'36.29"O	770962, 4038029

Tabla 1: Coordenadas iniciales geográficas y UTM de los elementos del parque eólico

2.3 EVACUACIÓN ELÉCTRICA

La evacuación de la energía generada se realizará a través de la subestación más próxima al parque que no esté asociada directamente a otros proyectos de generación eólica o solar. En este caso, la alternativa seleccionada es la subestación Gazules, ubicada en el municipio de Alcalá de los Gazules, en la provincia de Cádiz.



Figura 9: Vista de la Subestación Gazules desde Google Maps

Esta subestación opera a 220 kV y forma parte de la red de transporte eléctrica de Red Eléctrica de España (REE) [8]. Su elección se justifica principalmente por su cercanía al emplazamiento del parque, ya que se encuentra a una distancia aproximada de 16,5 km desde la poligonal del proyecto. Esta distancia es ligeramente inferior a la existente hasta la subestación de Puerto Real, situada a unos 17,9 km.

2.4 ACCESOS

Para el acceso al emplazamiento se cuenta con la carretera A-390, que conecta Medina Sidonia con Chiclana de la Frontera. Esta vía principal presenta un estado adecuado y una anchura suficiente, por lo que constituye el acceso principal al entorno del parque.

De forma complementaria, existe una vía secundaria sin asfaltar que permite acceder al interior de la poligonal definida. Aunque esta vía requeriría acondicionamiento para permitir el transporte de componentes y maquinaria pesada, su existencia supone una ventaja inicial, ya que evidencia la presencia de un trazado previo libre de obstáculos relevantes y facilita la futura conexión con las posiciones de los aerogeneradores.

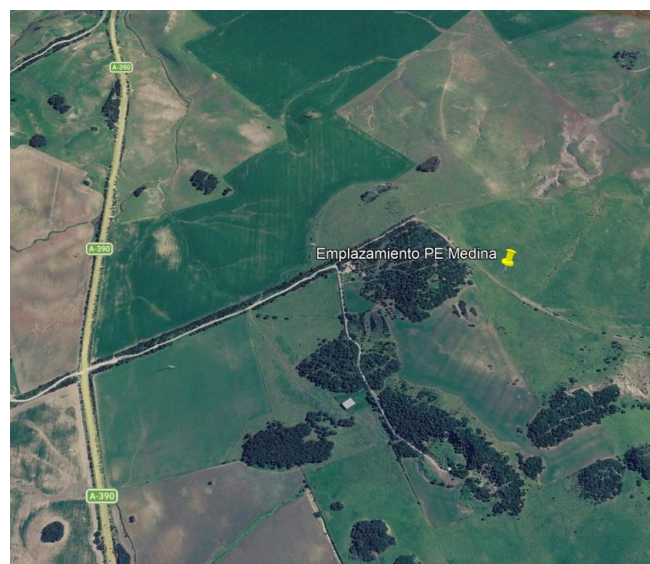


Figura 10: Vista del acceso al emplazamiento a través de la carretera A-390 y el camino secundario

2.5 PROPIEDADES DEL TERRENO

El emplazamiento se sitúa sobre un terreno de relieve suave y ondulado, formado por pequeñas lomas poco pronunciadas. A partir de la observación mediante Google Earth, no se aprecian pendientes acusadas ni accidentes topográficos significativos que dificulten de forma importante la implantación de los aerogeneradores.



Figura 11: Vista de la orografía del emplazamiento

El entorno parece presentar un uso predominantemente agrícola, con presencia dispersa de matorral bajo y algunas zonas de suelo desnudo. El terreno podría asociarse a materiales finos de carácter arcilloso. Por ello, de manera preliminar, el terreno no parece constituir un impedimento relevante para la ejecución de los movimientos de tierras o acondicionamiento de accesos y la construcción de las plataformas necesarias para el parque eólico.

2.6 IMPACTO SOCIAL Y AMBIENTAL

Como se recoge en el Anexo I, se han estudiado los distintos condicionantes desde el punto de vista social y ambiental.

En cuanto al impacto social, la zona se sitúa a una distancia suficiente de los principales núcleos urbanos, por lo que no se prevén afecciones visuales ni acústicas significativas. Además, el entorno cuenta ya con presencia de instalaciones eólicas, lo que reduce

previsiblemente la sensibilidad social frente a la implantación de un nuevo parque, al tratarse de una tecnología ya existente en la zona.

Desde el punto de vista ambiental, el emplazamiento presenta una menor exposición ambiental en comparación a otras alternativas analizadas. La poligonal del parque se encuentra fuera de espacios protegidos pertenecientes a la Red Natura 2000, lo que supone una ventaja importante para su viabilidad ambiental. Aunque en el entorno próximo existen cauces asociados a la red hidrográfica del río Iro, entre ellos el arroyo del Saltillo, el emplazamiento no incide directamente sobre dichos cauces ni se superpone con ellos.

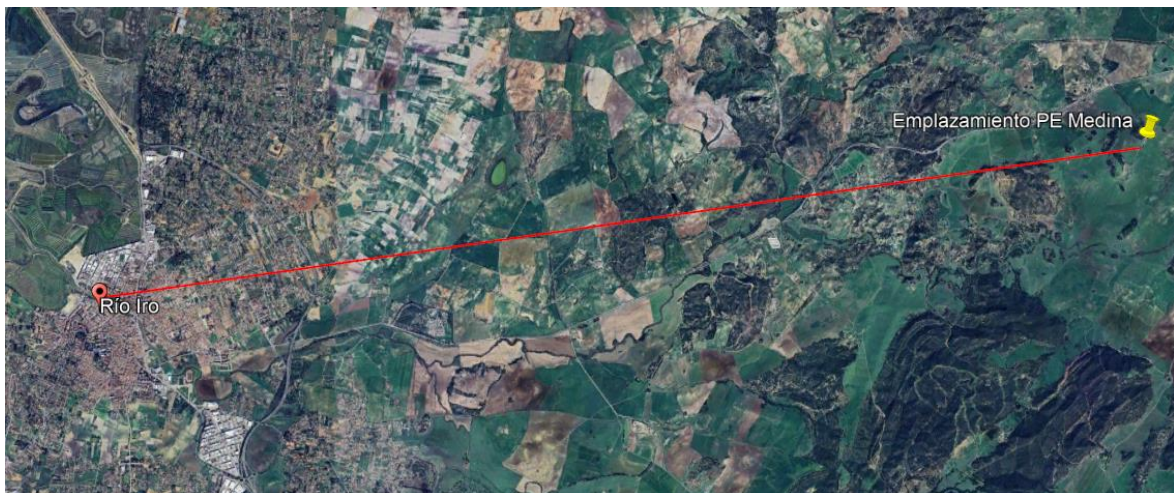


Figura 12: Distancia desde el estrechamiento del Río Iro hasta el emplazamiento (16 km)

La reducción del número de aerogeneradores de siete a cinco posiciones proporciona una mayor flexibilidad en la implantación del parque, permitiendo ajustar con más margen la ubicación de las máquinas, los caminos de acceso o las infraestructuras de evacuación.

A pesar de que el emplazamiento no presenta a priori condicionantes ambientales críticos, será necesario prestar especial atención al diseño de las infraestructuras auxiliares, especialmente al drenaje, los accesos y el montaje de la línea de evacuación, buscando así evitar impactos indirectos sobre el entorno natural del río Iro.

También se ha comprobado que el parque no incide en la red de fibra óptica del entorno.

Capítulo 3. NORMATIVA APLICABLE

En el presente capítulo se recogen las principales normativas que resultan de aplicación para el desarrollo e implantación de un parque eólico terrestre. Se consideran tanto normas de ámbito nacional como internacional, como aquellas disposiciones específicas relacionadas con el diseño técnico de las instalaciones, la conexión y evacuación eléctrica, la seguridad industrial y la evaluación ambiental.

Debido a la amplitud del marco normativo asociado a este tipo de instalaciones, en el presente apartado se recopilan únicamente la normativas más relevantes para el objeto del estudio. Ello no excluye la existencia de otra normativa complementaria que pudiera resultar igualmente aplicable.

3.1 *MARCO ENERGÉTICO Y ADMINISTRATIVO*

- Ley 24/2013, del Sector Eléctrico: marco general del sistema eléctrico español [9].
- Real Decreto 1955/2000: regula transporte, distribución, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones eléctricas [10].
- Real Decreto 413/2014: regula la producción eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos [11].

3.2 *TERRITORIO Y ACCESOS*

- Ley 7/2021, de impulso para la sostenibilidad del territorio de Andalucía [12].
- Normativa urbanística municipal de Medina Sidonia: planeamiento local, clasificación del suelo, usos permitidos [13].
- Ley 8/2001, de Carreteras de Andalucía: por la cercanía y accesos desde la A-390 [14].

3.3 DISEÑO TÉCNICO Y OBRA CIVIL

- UNE-EN IEC 61400-1: requisitos de diseño de aerogeneradores, cargas, integridad estructural, sistemas eléctricos, mecánicos y de control [15].
- IEC 60076-1: Power transformers — Part 1: General [56].
- IEC 62271-100 - High-voltage switchgear and controlgear [58].
- Real Decreto 470/2021, Código Estructural: aplicable a cimentaciones y estructuras de hormigón, acero o mixtas [16].
- Real Decreto 314/2006, Código Técnico de la Edificación (CTE) [17].
- Real Decreto 105/2008, sobre gestión de residuos de construcción y demolición [18].

3.4 CONEXIÓN Y EVACUACIÓN ELÉCTRICA

- Real Decreto 1183/2020: acceso y conexión a redes de transporte y distribución [19].
- Real Decreto 647/2020: implementación de los códigos de red de conexión [20].
- Reglamento UE 2016/631: requisitos de conexión de generadores a la red [21].
- Orden TED/749/2020: requisitos técnicos de conexión de generadores [22].
- Real Decreto 337/2014: instalaciones eléctricas de alta tensión [23].
- Real Decreto 223/2008 y ITC-LAT-07: líneas eléctricas de alta tensión [24][62].
- Real Decreto 842/2002, REBT, para instalaciones de baja tensión auxiliares [25].

3.5 SEGURIDAD INDUSTRIAL

- Ley 31/1995, de Prevención de Riesgos Laborales [26].
- Real Decreto 1627/1997, disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción [27].
- Real Decreto 614/2001, protección frente al riesgo eléctrico [28].

3.6 NORMATIVA AMBIENTAL Y SOCIAL

- Ley 21/2013, de Evaluación Ambiental [29].

- Ley 42/2007, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad [30].
- Directiva Hábitats 92/43/CEE y Directiva Aves 2009/147/CE, por Red Natura 2000, hábitats y avifauna [31].
- Ley 7/2007, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental de Andalucía (GICA) y próximamente la Ley 2/2026, de 12 de marzo, para la Gestión Ambiental de Andalucía, que deroga expresamente la Ley 7/2007. [32] [37]
- Ley 37/2003, del Ruido, y/o Real Decreto 1367/2007, por afecciones acústicas.
- Real Decreto 1432/2008, por protección de avifauna frente a colisión y electrocución en líneas eléctricas de alta tensión [33].
- Ley de Aguas y Reglamento del Dominio Público Hidráulico, para los cauces del río Iro [34].
- Reglamento (UE) 2024/573: Gases fluorados de efecto invernadero. [60]
- Real Decreto 369/2023, sobre servidumbres aeronáuticas de protección de la navegación aérea, y/o requisitos de la Agencia Estatal de Seguridad Aérea (AESA) para seguridad aérea (balizamiento luminoso). [35][36]

Capítulo 4. POTENCIAL EÓLICO Y ENERGÉTICO

El objetivo de este capítulo es describir los resultados del estudio energético y del recurso eólico recogidos en el Anexo II.

Para llevar a cabo dicho estudios, Vortex ha generado y proporcionado datos de viento que simulan el comportamiento que tendría una torre anemométrica situada en las coordenadas solicitadas. En este caso, se han solicitado en la posición inicial del tercer aerogenerador, mostrada en la Tabla 1 de la presente memoria descriptiva. Se muestra de nuevo:

TORRE ANEMOMÉTRICA	COORDENADAS GEOGRÁFICAS	COORDENADAS UTM [m]
	36°26'44.53"N, 5°58'25.51"O	771243, 4037643

Tabla 2: Coordenadas de la torre anemométrica en coordenadas geográficas y UTM Huso 29

Estos datos de viento se han introducido tanto en Windographer para hacer un estudio exhaustivo del recurso, como en WAsP para modelar correctamente la actividad del parque.

Además, se han diseñado mapas topográficos y de rugosidad, curvas de potencia y de coeficientes de empuje de los aerogeneradores y se han dispuesto las máquinas en sus posiciones óptimas para aproximar la simulación energética lo más posible al comportamiento que tendría el parque una vez implantado.

4.1 ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO

4.1.1 DATOS DE ENTRADA PARA WINDOGRAPHER

Para el estudio del recurso eólico se han empleado series temporales con una duración de 10 años y con un registro de datos cada hora. El análisis se ha realizado para dos alturas de referencia, 120 y 150 metros. Los ficheros utilizados incluyen para ambas alturas variables meteorológicas como la velocidad y dirección del viento, la temperatura, la densidad del

aire, la humedad relativa y la presión atmosférica. Además, incorporan parámetros asociados a la estabilidad atmosférica, como el número de Richardson.

Column ID	Label	Units	Color	Height	Mean	Min	Max
M(m/s)	Spd 150m	m/s	Blue	150 m	8.56	0	30.1
D(deg)	Dir 150m	°	Green	150 m	126	0	360
T(C)	Tmp 150m	°C	Red	150 m	17.4	1.5	35.8
	De(k/m3)	m			1.19	1.11	1.25
PRE	Pres 150m	hPa	Pink	150 m	988	962	1,008
	RiNumber		Black		-7.73	-436,...	45,587
RH(%)	RH 150m	%	Olive	150 m	71.6	12.1	100
	RMOL(1/m)	m	Dark Green		0.112	-0.0849	4,185
	Air Density	kg/m ³	Yellow	150 m	1.18	1.11	1.25
	M(m/s) WPD	W/m ²	Blue	150 m	745	0	16,179

Figura 13: Datos introducidos a Windographer

Se ha obtenido también buena correlación entre datos, aportando consistencia.

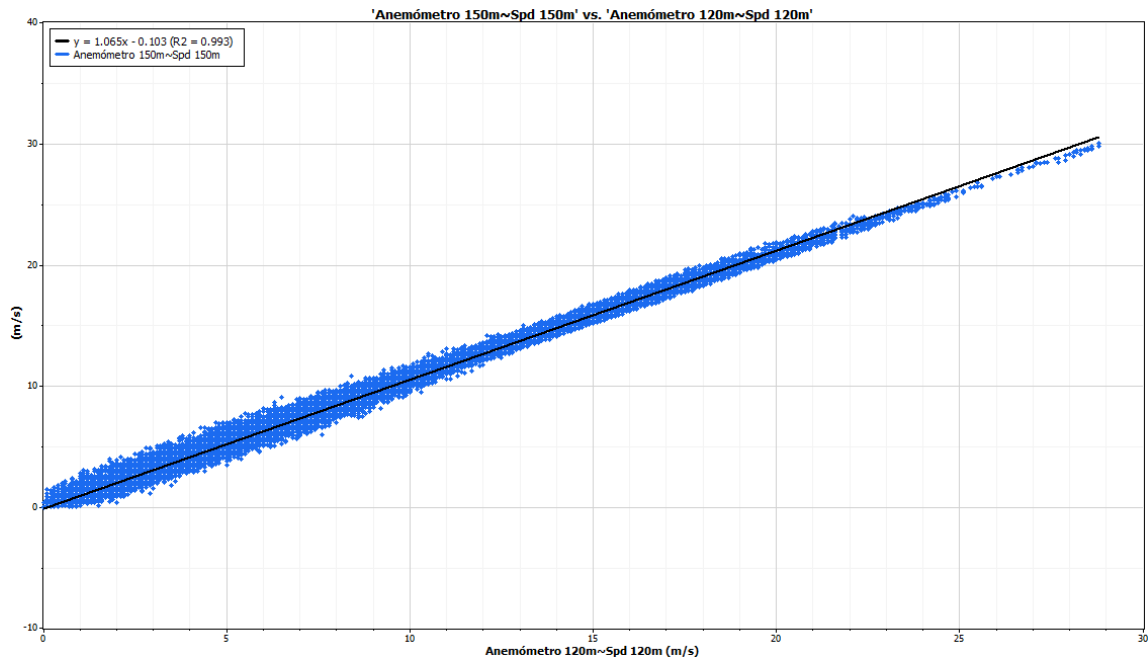


Figura 14: Recta de regresión comparando los datos a 120 y 150 metros

4.1.2 VELOCIDADES DE VIENTO

Como se desarrolla en el Anexo II, la velocidad del viento constituye uno de los parámetros más determinantes para la viabilidad de un parque eólico, ya que la potencia disponible en el flujo de aire es proporcional al cubo de dicha velocidad.

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

Figura 15: Fórmula de la potencia aprovechable de un aerogenerador [40]

Por ello, la obtención de velocidades medias muy elevadas en el recinto del emplazamiento seleccionado es algo extremadamente favorable.

ALTURA [m]	VELOCIDAD MEDIA [m/s]
150	8,564
120	8,139

Tabla 3: Velocidades medias de viento en el emplazamiento a 120 y 150 metros

Además, el estudio estadístico con Windographer de la variabilidad de las medidas muestra que, a pesar de que hay cierta variación estacional en los datos, el recurso es abundante y aprovechable durante todo el año.

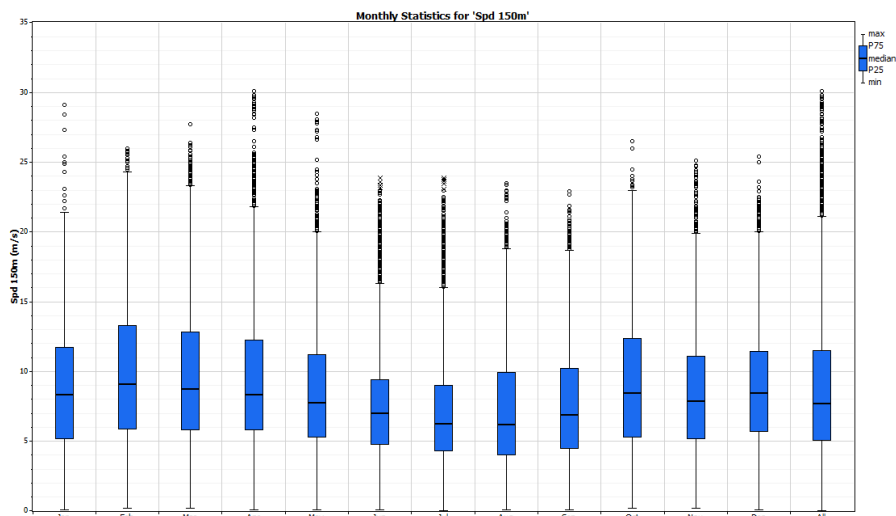


Figura 16: Diagrama Box and Whiskers de la variabilidad mensual de vientos a 150 metros de altura

4.1.3 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL DE LOS DATOS DE VIENTO

Mediante la distribución de Weibull se pueden conocer cuáles son las velocidades de viento más probables en el emplazamiento. Esta distribución está calculada a 150 metros de altura de buje.

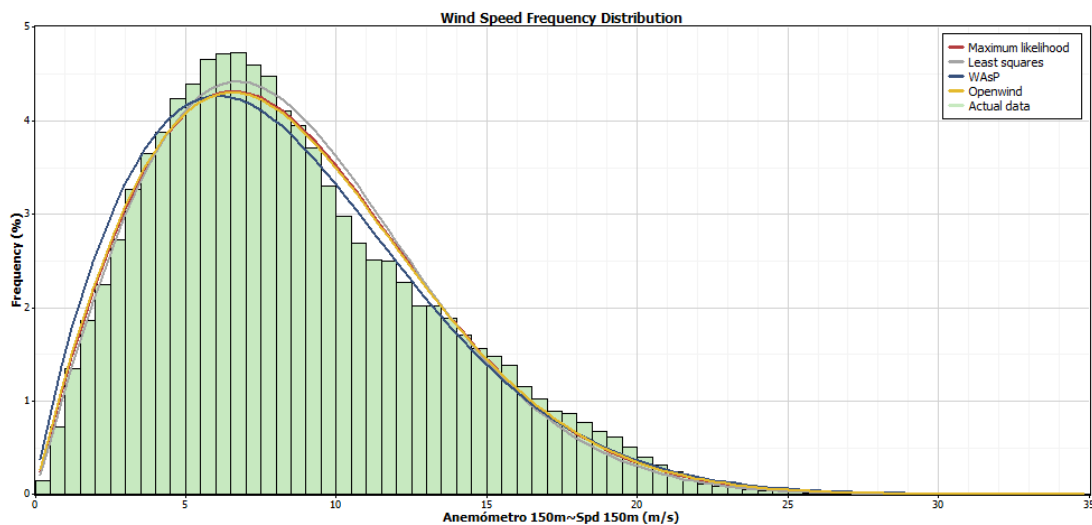


Figura 17: Distribución de Weibull de los datos de viento

Los distintos métodos que emplea Windographer muestran un parámetro k de alrededor de 2, aproximando la curva a una distribución de Rayleigh.

Además, se han obtenido valores aproximados del parámetro c y de densidad de potencia de 9,6 m/s y 773,7 W/m² respectivamente, lo que confirma la buena condición eólica del emplazamiento.

Los valores más frecuentes se sitúan en torno a los 6-8 m/s alcanzando valores de 4,5% aproximadamente y la cola hacia la derecha que presenta la curva indica la presencia menos común de rachas de viento elevadas que se han estudiado en posteriores apartados.

Por otro lado, la función de probabilidad acumulada mostrada en el Anexo II indica que, aproximadamente la mitad de los registros de viento a 150 metros de altura superan los 8 m/s.

4.1.4 ROSAS DE VIENTO

Las rosas de viento permiten conocer la dirección del viento, además de la frecuencia o la velocidad a la que avanza en un punto en concreto. En el caso del emplazamiento objeto de estudio se muestran las siguientes rosas (frecuencia en naranja, velocidad en azul y energía en verde). Al igual que la distribución de Weibull, las rosas de viento muestran los datos a 150 metros de altura.

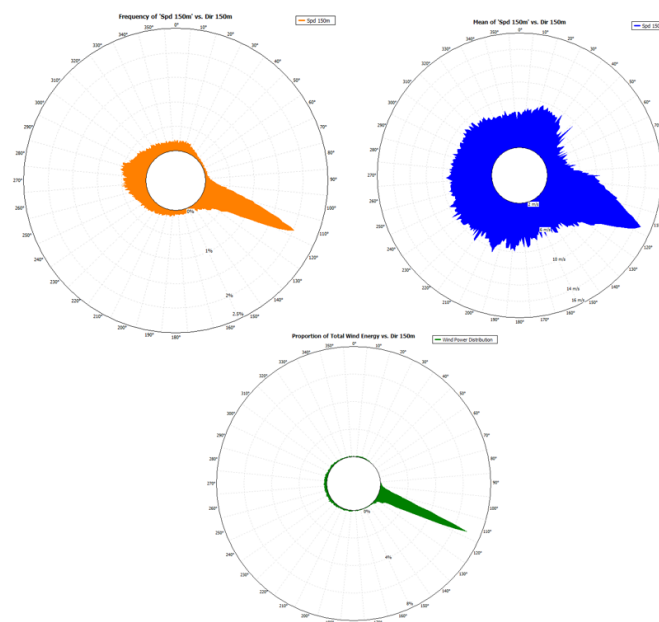


Figura 18: Rosas de velocidad, frecuencia y energía del emplazamiento

Las tres rosas muestran una clara dirección predominante hacia los 110-115° con respecto al norte. El hecho de que la rosa de frecuencia y la de velocidad coincidan en una misma dirección, simplifica el proceso de elección de la orientación de los aerogeneradores. Esa dirección es la que muestra la rosa de energía, que resulta de una combinación de las dos anteriores.

Es por ello que se ha tomado la decisión de modificar ligeramente la ubicación de los aerogeneradores para que estos se posicionen perpendicularmente ante el viento que incide a 115°. De esta manera, se maximiza la producción energética y se reduce considerablemente las pérdidas por estelas entre generadores.

La ubicación final de los aerogeneradores vista en planta es la siguiente:

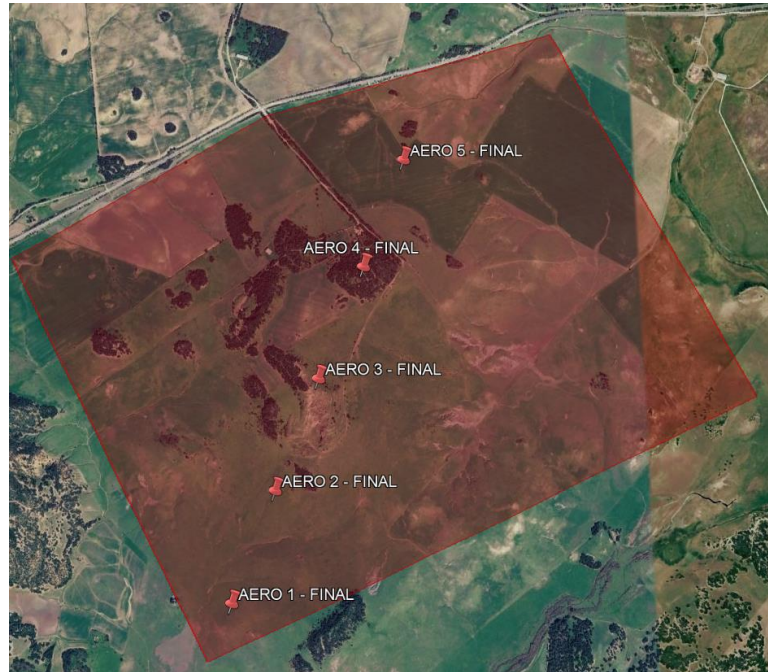


Figura 19: Ubicación final de los aerogeneradores tras el estudio de las rosas de viento

Las coordenadas tanto de los aerogeneradores como de la poligonal descrita son:

AEROGENERADOR [1-5]	COORDENADAS GEOGRÁFICAS [LAT, LONG]	COORDENADAS UTM 29 [m]
1	36°26'0.17"N, 5°58'49.15"O	770697, 4036257
2	36°26'14.97"N, 5°58'41.40"O	770876, 4036719
3	36°26'29.64"N, 5°58'33.55"O	771057, 4037178
4	36°26'44.53"N, 5°58'25.51"O	771243, 4037643
5	36°26'59.54"N, 5°58'18.10"O	771413, 4038111

Tabla 4: Coordenadas finales de los aerogeneradores tras el estudio de las rosas de viento

VÉRTICES DE LA POLIGONAL	COORDENADAS GEOGRÁFICAS [LAT, LONG]	COORDENADAS UTM 29 [m]
1	36°26'49.01"N, 5°59'24.67"O	769765, 4037735
2	36°25'54.09"N, 5°58'52.64"O	770616, 4036067
3	36°26'27.24"N, 5°57'19.13"O	772913, 4037162
4	36°27'18.33"N, 5°57'51.40"O	772060, 4038712
5	36°27'07.74"N, 5°58'40.79"O	770840, 4038346

Tabla 5: Coordenadas finales de los vértices de la poligonal tras el estudio de las rosas de viento

Estas coordenadas se emplearán para el resto del presente Trabajo de Fin de Grado, incluido el estudio energético con WAsP.

4.1.5 CIZALLAMIENTO

A través del método de Power Law se ha obtenido un coeficiente de cizalladura $\alpha = 0,231$ (se descarta la Log law por escasez de datos). Este coeficiente indica una variación vertical de las velocidades de viento considerable, justificando la elección de colocar los aerogeneradores a alturas elevadas como 150 metros.

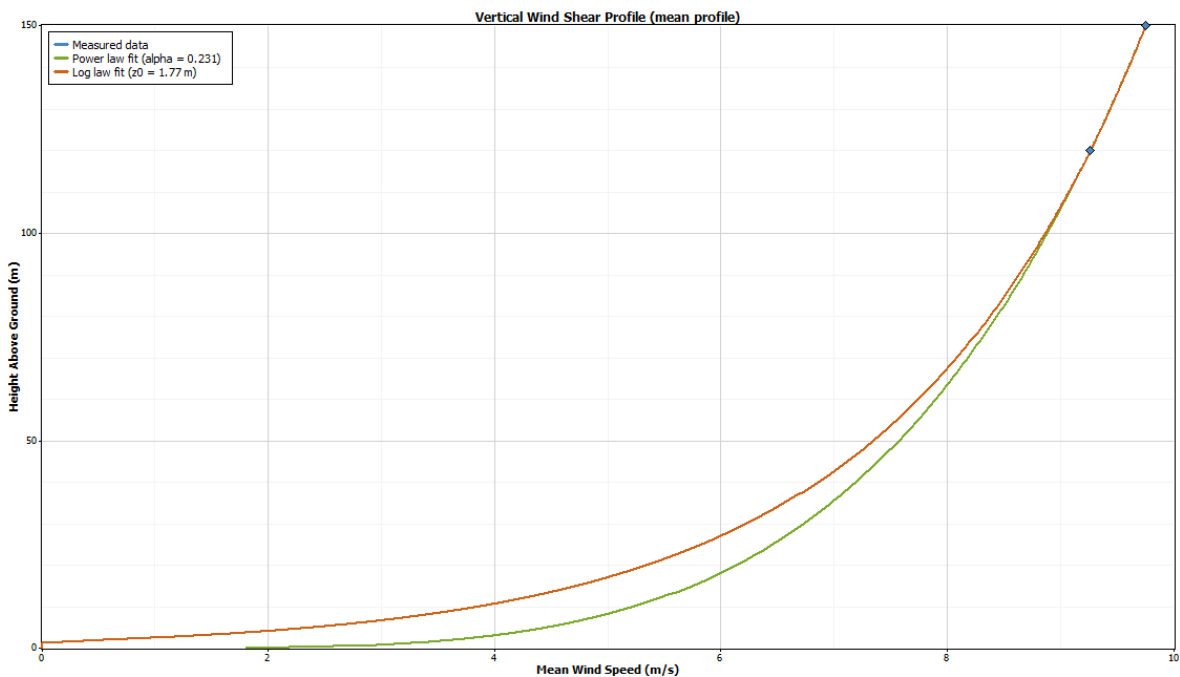


Figura 20: Cizallamiento vertical comparando velocidades de viento y altura. Power law en color verde

Además, se ha estudiado la variación diaria del coeficiente de cizalladura en cada mes, y se muestra como los meses de invierno presentan una menor variación frente a los meses de verano. El coeficiente de cizalladura α es mayor en las madrugadas y presenta sus valores mínimos en torno a las 18h.

4.1.6 VIENTOS EXTREMOS

Empleando la distribución de Gumbel, Windographer ofrece distintas gráficas con datos como la probabilidad de excedencia o el periodo de retorno:

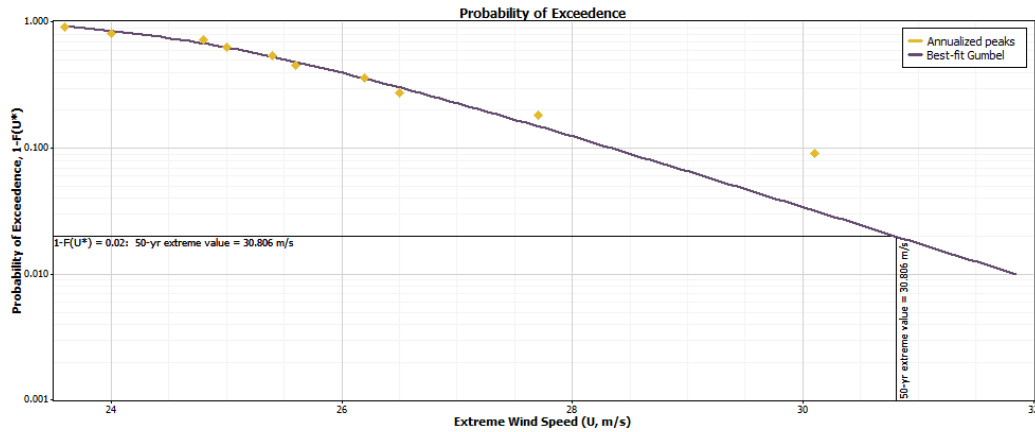


Figura 21: Probabilidad de excedencia de vientos extremos

Esta gráfica permite asegurar que las rachas de viento extremas que presenta la serie de datos analizada no son lo suficientemente comunes como para condicionar negativamente la viabilidad preliminar del emplazamiento. En este caso, los valores cercanos a 28 m/s rondan el 10% de probabilidades de excedencia, mientras que una velocidad extrema de 30,8 m/s tendría solamente una probabilidad anual de superarse del 2%.

La Figura 23 muestra cada cuanto tiempo se espera superar cierta velocidad de viento.

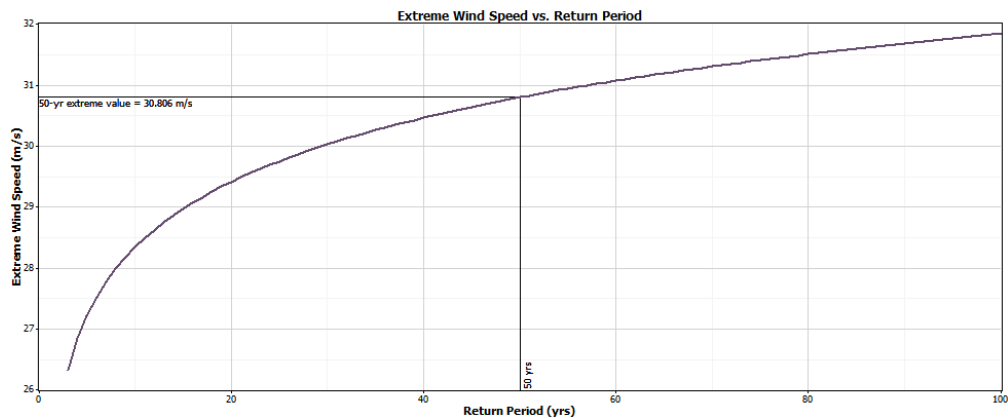


Figura 22: Periodo de retorno de velocidades extremas

4.2 ESTUDIO ENERGÉTICO

4.2.1 DATOS DE ENTRADA PARA WASP

Para poder modelar correctamente el parque eólico mediante el software, es preciso suministrar datos del terreno y de viento. Para ello, se han introducido los mismos series datos de datos que se han empleado para Windographer. Por otro lado, se ha incorporado las líneas de altura del terreno mediante mapas topográficos y se ha digitalizado la rugosidad a partir de capturas del terreno en Google Earth y WASP Map Editor:

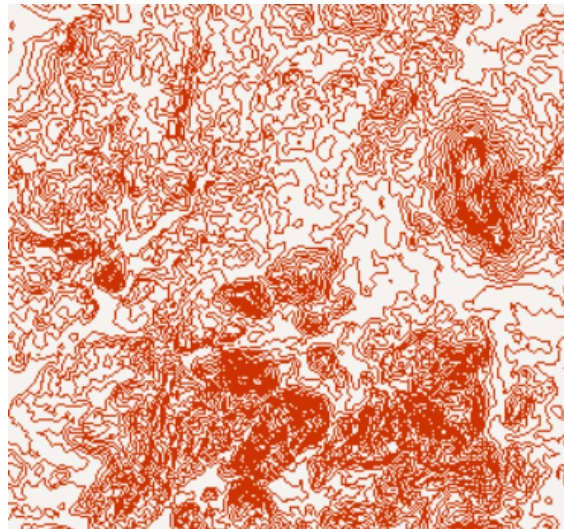


Figura 23: Mapa topográfico del emplazamiento

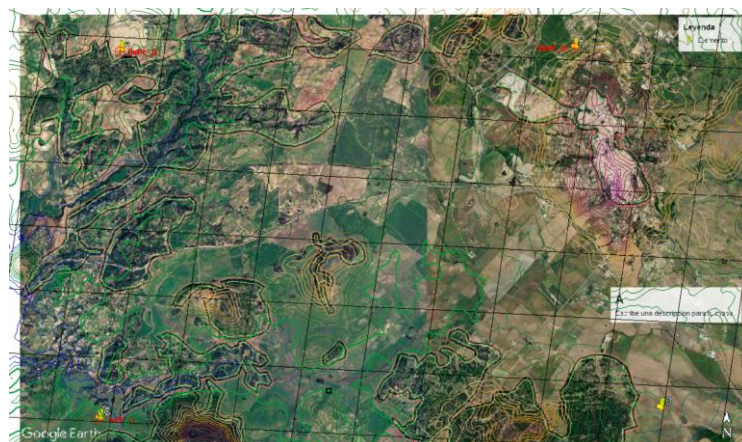


Figura 24: Digitalización de la rugosidad del terreno en WASP Map Editor

A través de la ubicación final de los aerogeneradores que se ha obtenido con Windographer (Figura 20 y Tabla 4), se colocan los aerogeneradores:

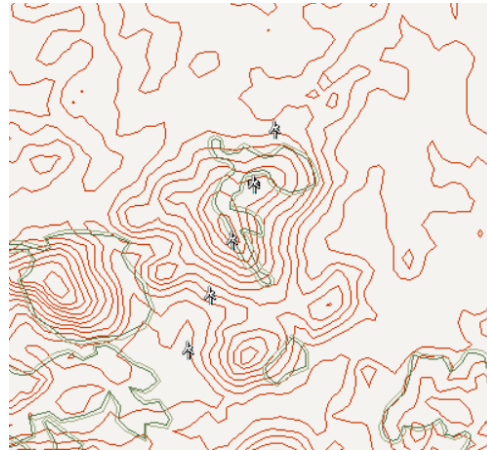


Figura 25: Mapas de rugosidad y topografía superpuestos y aerogeneradores colocados en WAsP

Por último, se incorporan las pertinentes curvas de potencia de los aerogeneradores objeto de estudio para poder analizar cual es la mejor alternativa entre las opciones de estudio. Se muestra a continuación algunos ejemplos de curvas de potencia y coeficiente de empuje:

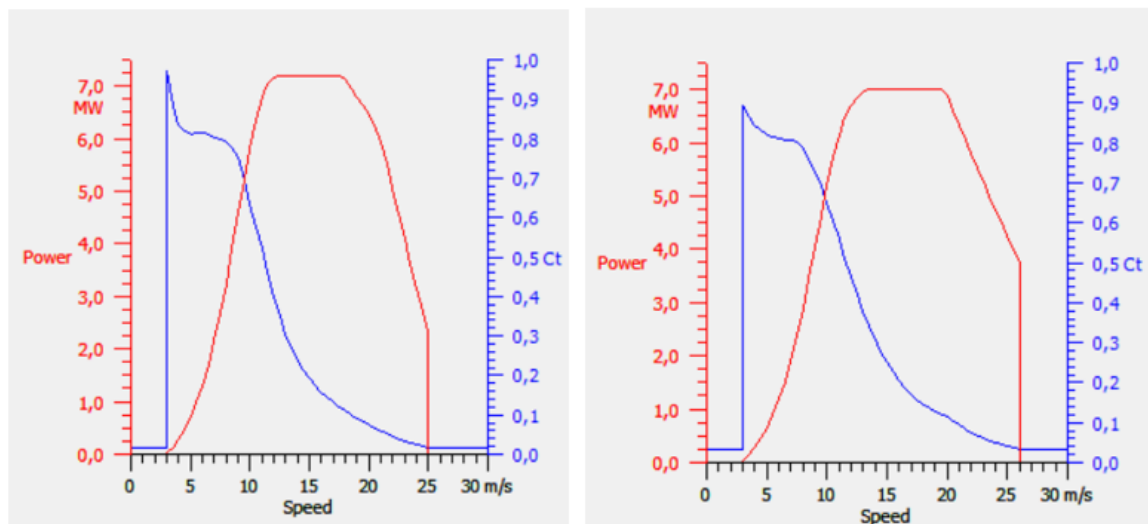


Figura 26: Curvas de potencia y de coeficiente de empuje de los aerogeneradores Vestas V172 (Izquierda) y Nordex N163 (Derecha)

4.2.2 RESULTADOS DEL ESTUDIO ENERGÉTICO

Tras completar el modelo del parque en WAsP se pueden obtener valores de producción energética. Se estudia la producción bruta, la producción tras pérdida por estela, además de la energía vertida a red. También se han tenido en cuenta factores como horas equivalentes de producción o rendimiento total del parque en función del modelo de aerogenerador seleccionado.

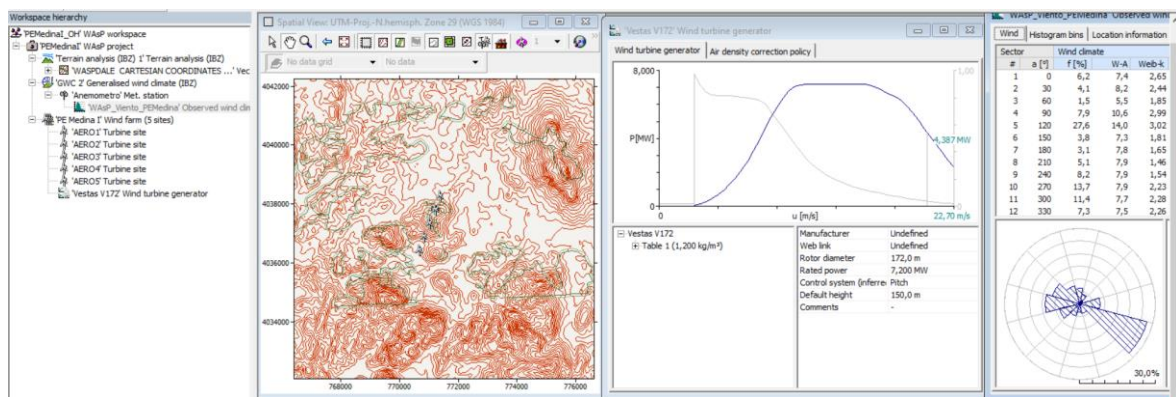


Figura 27: Interfaz WAsP para el caso del aerogenerador Vestas V172

Para obtener la energía vertida a la red, se han planteado las posibles pérdidas que tiene el sistema en conjunto, exceptuando las pérdidas por estela que indica el propio programa WAsP [40]. El desglose es el siguiente:

MOTIVO DE LAS PÉRDIDAS	MAGNITUD DE LAS PÉRDIDAS [%]
ELÉCTRICAS	3%
O&M	2%
CURVAS DE POTENCIA Y OTROS	5%
RENDIMIENTO PÉRDIDAS	90,37%

Tabla 6: Desglose pérdidas de energía [40]

La energía vertida a la red será la energía bruta menos las pérdidas por estela y las pérdidas calculadas en la Tabla 6.

Tras comparar los 4 modelos de generadores (Nordex 163, Vestas V172, Siemens Gamesa SG-6.6 170 y General Electric GE164), se ha seleccionado el aerogenerador Vestas V172.

VESTAS V172 7.2 MW				
AEROGENERADOR	ENERGÍA BRUTA [GWh]	ENERGÍA NETA [GWh]	PERDIDAS POR ESTELA [%]	FACTOR DE CAPACIDAD [%]
1	27,156	26,628	1,94	42,2
2	27,885	27,095	2,83	42,9
3	31,363	30,459	2,88	48,3
4	31,049	30,225	2,65	47,9
5	29,442	29,055	1,31	46
TOTAL	146,895	143,462	2,34	45,5
RENDIMIENTO PÉRDIDAS	90,37%	RENDIMIENTO TOTAL	88,26%	
ENERGÍA VERTIDA A LA RED [GWh]	129,64	HORAS EQUIVALENTES	3601,18	
POTENCIA AEROGENERADORES VESTAS V172 [MW]			7,2	

Tabla 7: Desglose de los resultados obtenidos en WAsP con el aerogenerador Vestas V172

Este aerogenerador no solo es el que presenta la mayor potencia instalada total y la mayor energía vertida a la red, sino que además, cuenta con unas pérdidas por estela y un rendimiento total muy similares a los del resto de alternativas estudiadas. Este aumento en energía entregada a la red compensa el ligero descenso en rendimiento:

PARÁMETRO	N163	V172	SG 6.6-170	GE164
POTENCIA INSTALADA	35 MW	36 MW	33 MW	30 MW
PÉRDIDAS POR ESTELA	2,15%	2,34%	2,35%	2,10%
RENDIMIENTO TOTAL	88,43%	88,26%	88,25%	88,47%
ENERGÍA VERTIDA A LA RED	121,08 GWh	129,64 GWh	124,87 GWh	114,98 GWh

Tabla 8: Comparativa entre parámetros más significativos de los aerogeneradores estudiados

El Parque Eólico ‘Medina I’ estará formado por 5 aerogeneradores Vestas V172 de 7,2 MW, alcanzando una potencia total instalada de 36 MW. Se ha descrito en detalle las características del aerogenerador seleccionado en el apartado 5.2.

Capítulo 5. DESCRIPCIÓN DEL PARQUE EÓLICO “MEDINA I”

En este capítulo se describen los principales elementos que componen el parque eólico y las infraestructuras necesarias para su correcto funcionamiento. Se presentan los componentes propios de la instalación, como los aerogeneradores, la red eléctrica interna, la subestación colectora y los sistemas de evacuación de la energía generada. Además, se analizan aquellas infraestructuras auxiliares que permiten la construcción, operación y mantenimiento del parque, entre las que se incluyen los caminos de acceso, las plataformas de montaje, las zanjas para canalizaciones, las líneas eléctricas aéreas o soterradas y otros elementos asociados.

A lo largo del capítulo se incorporarán cálculos justificativos, criterios técnicos y referencias bibliográficas siempre que resulte necesario.

5.1 OBRA CIVIL

Constituye una parte fundamental en la implantación de un parque eólico, ya que permite adecuar el terreno para la instalación, montaje, operación y mantenimiento de todos los elementos que lo componen [40].

Además de asegurar la funcionalidad técnica del parque, la obra civil debe plantearse tratando de minimizar la afección sobre el terreno y el entorno. Posteriormente, una vez finalizada la vida útil del parque, estas infraestructuras deberán permitir un desmantelamiento ordenado y la recuperación del terreno en condiciones similares a las previas a la construcción [46].

La obra civil se divide en:

5.1.1 LEVANTAMIENTO TOPOGRÁFICO Y ESTUDIO GEOTÉCNICO/GEOFÍSICO

El levantamiento topográfico del terreno consiste en la obtención de una representación precisa del emplazamiento donde se van a ubicar los distintos elementos del parque eólico. Para ello se toman datos de campo que permiten definir tanto la posición en planta de los puntos relevantes del terreno como sus cotas, generando posteriormente un plano topográfico con coordenadas, curvas de nivel y demás información necesaria para el diseño de la obra civil.

El estudio geotécnico/geofísico tiene como objetivo obtener información sobre la naturaleza y comportamiento del terreno, proporcionando datos como el tipo de suelo, el espesor de la capa vegetal, o la posible presencia de agentes químicos agresivos para el hormigón.

El terreno debe presentar condiciones adecuadas para soportar las cargas transmitidas por las cimentaciones de los aerogeneradores y permitir la ejecución de caminos, plataformas de montaje y demás elementos el parque eólico [40].

Entre las pruebas habituales se encuentran las calicatas, ensayos de penetración dinámica y los sondeos, que permiten observar la composición del subsuelo, obtener muestras y estimar su resistencia [17].



Figura 28: Detalle de una calicata [40]

5.1.2 CIMENTACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

La cimentación de los aerogeneradores constituye uno de los elementos principales de la obra civil del parque eólico, ya que permite transmitir al terreno las cargas procedentes del aerogenerador. Su función no se limita únicamente a servir de apoyo, sino que debe garantizar la estabilidad del conjunto frente a las acciones verticales, horizontales y dinámicas que actúan durante la vida útil de la instalación [47].

Una cimentación para un aerogenerador suele estar formada por un pedestal circular de 20 m de diámetro y 0,5 m de profundidad, sobre el que se dispone un bloque troncocónico de sección variable de unos 2 m de altura, con armadura suficiente y pernos de anclaje para fijar la primera sección de la torre [40].

Entre las comprobaciones principales se encuentran la capacidad portante del suelo, la estabilidad frente al vuelco y la resistencia estructural del propio elemento de hormigón armado [17]. El proceso constructivo típico se divide en: excavación, colocación de hormigón de limpieza, colocación de ferralla, vertido del hormigón estructural, colocación de pernos de anclaje y rellenos posteriores [40].



Figura 29: Detalle cimentación de un aerogenerador [50]

En cimentaciones de aerogeneradores terrestres se usa habitualmente como hormigón de limpieza el HM-20 y hormigón armado (HA-30, HA-35...) como hormigón estructural principal [49], mientras que para el armado lo habitual en proyectos españoles es usar barras de acero B500S por normativa del Código Estructural [16].

5.1.3 PLATAFORMAS DE MONTAJE

Las plataformas de montaje son explanaciones junto a la cimentación de cada aerogenerador, destinadas a permitir la maniobra de vehículos pesados y el posicionamiento de las grúas necesarias para el montaje de la máquina.

La función principal de estas plataformas es proporcionar una superficie estable con capacidad suficiente para soportar las cargas transmitidas por las grúas y los equipos de transporte durante el montaje. Su diseño se coordina con los caminos de acceso e interiores del parque, teniendo en cuenta anchuras, pendientes máximas y radios de curvatura.

Las plataformas se ejecutan adyacentes a cada cimentación y están constituidas por una explanación de una superficie aproximada de 50×50 m², con una capa de zahorra artificial de unos 0,20 m de espesor y una pendiente reducida, del orden del 2 %, para favorecer el drenaje del agua de lluvia [40].

Tras la fase de montaje, las plataformas pueden mantenerse total o parcialmente para facilitar futuras labores de operación y mantenimiento. También se pueden restaurar en aquellas zonas que solo hayan tenido un uso temporal, con el objetivo de reducir el impacto sobre el terreno.

5.1.4 VIALES O CAMINOS DE ACCESO

La función de los viales o caminos es permitir el acceso desde la red de carreteras existente hasta el emplazamiento y conectar dentro del propio parque los distintos elementos como aerogeneradores o plataformas de montaje. Se diferencia en caminos de acceso al parque y caminos interiores entre aerogeneradores.

Estos caminos son necesarios tanto durante la fase de construcción como durante la fase de explotación. Durante la construcción, permiten el transporte de los grandes componentes del aerogenerador, mientras que en la explotación, los viales permiten el acceso del personal de operación y mantenimiento a cada una de las posiciones del parque eólico.

Se suele priorizar el aprovechamiento de caminos existentes cuando sea posible, adaptándolos a los requisitos de transporte especial, en lugar de abrir caminos nuevos innecesariamente.

En cuanto a su composición, los caminos interiores de un parque eólico suelen tener entre 5 y 6 metros de anchura, con una subbase granular y una capa superior de zahorra artificial, ambos de unos 0,25 metros de espesor. La pendiente máxima habitual se sitúa en torno al 10%, aunque en casos excepcionales pueden admitirse pendientes superiores si el camino se refuerza mediante bases de hormigón o cemento. Por último, los radios de curvatura deben ser suficientes para permitir el paso de vehículos especiales, pudiendo situarse orientativamente entre 35 y 50 metros [40].



Figura 30: Estado actual del camino de acceso (Google Earth)

El estado actual del camino de acceso muestra que hay espacio suficiente para obtener una anchura correcta y proceder con la incorporación de subbase o zahorra. El camino interior presentaría giros muy poco pronunciados para cumplir con las necesidades de radios de curvatura, accediendo de manera prácticamente lineal a las 5 posiciones del parque.

5.1.5 CANALIZACIONES EN ZANJAS

Las canalizaciones en zanja consisten en excavaciones lineales realizadas en el terreno para alojar los cables enterrados que conectan los aerogeneradores entre sí y con la subestación eléctrica del parque. La disposición enterrada también reduce la afección visual respecto a una solución aérea dentro del parque.

La función principal de estas canalizaciones es permitir la evacuación interna de la energía desde los aerogeneradores hasta la subestación. Estas zanjas contienen, protegen y ordenan bajo tierra los cables de potencia de MT, los cables de fibra óptica y el conductor de puesta a tierra.

La zanja empleada será de tipo Z-1a, enterrada a 1,2 metros de profundidad y rellena de arena arcillosa para reducir la resistividad térmica del terreno. Los circuitos compartirán zanja. En el Documento 2: Planos, se muestra una representación del tipo de zanja empleada.

5.1.6 EDIFICIO DE CONTROL

El edificio de control está situado en la zona de la subestación y su función es alojar los espacios necesarios para la operación, supervisión, mantenimiento y explotación del parque. Debe disponer de espacio para almacén de repuestos, sala de control del parque eólico, vestuarios, aseos, sala de reuniones y sala de cabinas de media tensión. En el Documento 2: Planos, se muestra, en planta, un edificio prefabricado de 18×11 m² en planta y 3 metros de altura, que se empleará para la implantación de este.

En instalaciones eólicas, la supervisión se realiza habitualmente mediante sistemas SCADA, que permiten monitorizar y controlar en tiempo real los aerogeneradores y sistemas asociados del parque [51]. Además de su función de control, el edificio sirve como espacio técnico para alojar equipos eléctricos y auxiliares. Permiten proteger equipos como relés de protección o cuadros de baja tensión [52]. El almacén permite guardar material necesario para pequeñas intervenciones y mantenimiento. La ejecución del edificio de control puede desarrollarse de forma independiente respecto a la obra civil principal de los aerogeneradores [40].

5.1.7 SUBESTACIÓN DE INTEMPERIE

La subestación de intemperie es la parte exterior de la subestación eléctrica del parque eólico en la que se ubican los equipos principales de alta tensión. En una subestación MT/AT de parque eólico, la energía procedente de las líneas de generación llega inicialmente en media tensión y se transforma posteriormente a alta tensión mediante un transformador de potencia elevador.

La configuración de la subestación del parque está formada por una parte interior, situada en el edificio de control y asociada al sistema de media tensión, y una parte exterior correspondiente al sistema de alta tensión, donde se sitúan el transformador de potencia y la aparatada de protección y medida. Este tipo de subestación se denomina “de intemperie” porque sus equipos se encuentran instalados al aire libre, empleando el aire atmosférico como medio principal de aislamiento frente a tierra.

5.2 AEROGENERADOR

El aerogenerador es el elemento principal del parque eólico y se encarga de transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica. El viento incide sobre las palas, haciendo girar el rotor. Este giro transforma la energía del viento en energía mecánica de rotación, que posteriormente se convierte en energía eléctrica mediante un generador. Los aerogeneradores actuales presentan una eficiencia de transformación aproximada del 40-42% [40].

La energía producida por el generador se obtiene inicialmente en baja tensión, normalmente en el rango de 400-700 V. Para poder evacuarla a través de la red interna del parque, el aerogenerador incorpora un centro de transformación que eleva la tensión hasta el nivel de media tensión correspondiente. Este centro de transformación puede situarse dentro o fuera de la torre, aunque la solución interior es habitual, ya que reduce el impacto visual y las pérdidas eléctricas en baja tensión [40].

Además, el aerogenerador incluye sistemas auxiliares como frenos, sistema de orientación, sistema de giro de pala, electrónica de control, góndola y torre. La torre permite elevar el conjunto rotor-góndola para captar vientos más favorables, mientras que los sistemas de orientación y control permiten adaptar la máquina a la dirección y velocidad del viento [53].

A partir de los resultados obtenidos en el estudio energético del Anexo II, se ha determinado que el aerogenerador Vestas V172 es el modelo que mejor se ajusta a las características del parque, al presentar el comportamiento más adecuado y eficiente entre las alternativas analizadas.



Figura 31: Aerogenerador Vestas V172 [53]

5.2.1 CARACTERÍSTICAS Y CURVA DE POTENCIA Y C_t DEL VESTAS V172

En la página oficial de Vestas se pueden obtener las características principales del aerogenerador. La web contiene datos muy variados, de potencia, velocidades de viento, temperaturas de operación, etc. Se muestran en la tabla a continuación.

Por otro lado, a través de las tablas de fabricantes y el software WAsP se han obtenido las curvas de potencia y de coeficiente de empuje.

5.2.1.1 Tabla de características Vestas V172

Vestas V172	
PARÁMETRO	VALOR
POTENCIA NOMINAL ESTANDAR [kW]	7200
VELOCIDAD DE ARRANQUE (CUT-IN) [m/s]	3 m/s
VELOCIDAD DE PARADA (CUT-OUT) [m/s]	25 m/s
VELOCIDAD EXTREMA MÁXIMA [m/s]	39,5 m/s
CLASE DE VIENTO	IEC S
RANGO DE TEMPERATURA OPERATIVO [°C]	[-20,45]
POTENCIA DE SONIDO MÁXIMA [dB]	107.8
DIÁMETRO DEL ROTOR [m]	172
ÁREA BARRIDA [m ²]	23,235
FRECUENCIA [Hz]	50/60
CONVERTIDOR	FULL SCALE
CAJA DE VELOCIDADES	2 ETAPAS PLANETARIAS
ALTURA DE BUJE [m]	150 (IEC S)
HUELLA DE CARBONO	6.4g CO ₂ e/kWh
RETORNO ENERGÉTICO (BREAKEVEN)	6,9 MESES
RETORNO ENERGÉTICO (VITALICIO)	x34
TASA DE RECICLABILIDAD [%]	86,60%

Tabla 9: Características principales aerogenerador Vestas V172 [54]

Además, el aerogenerador Vestas V172 dispone de un generador síncrono trifásico de imanes permanentes. La tensión nominal del estator del generador es de 3×800 V a velocidad nominal, con una frecuencia variable comprendida entre 0 y 126 Hz. Esta energía es ajustada mediante un convertidor de potencia full scale, situado en la góndola, cuya tensión nominal

en el lado de red es de 3×720 V. La energía eléctrica se eleva mediante el transformador de media tensión incorporado en el propio aerogenerador.

Dicho transformador es trifásico, sumergido en líquido aislante, y presenta una potencia nominal de 8.400 kVA. Su tensión en el lado del aerogenerador es de 0,720 kV, mientras que en el lado de media tensión puede configurarse para distintos rangos de tensión, entre ellos 20–22 kV, 22,1–33 kV y 33,1–36 kV, en función de la tensión nominal del parque [55]. En el caso de estudio, el lado de media tensión será de 30 kV, como viene indicado en el Anexo III.

La red de baja tensión del parque eólico está formada por todos aquellos elementos eléctricos situados en el lado de baja tensión del transformador BT/MT, es decir, antes de que se produzca la elevación de tensión para su evacuación a la red de media tensión.

5.2.1.2 Curva de potencia y coeficiente de empuje

La curva de potencia del aerogenerador Vestas V172-7.2 MW muestra la evolución de la potencia eléctrica generada en función de la velocidad del viento. El modelo seleccionado presenta una potencia nominal de 7,2 MW, una velocidad de arranque de 3 m/s y una velocidad de corte de 25 m/s, con regulación mediante sistema pitch y velocidad variable [54].

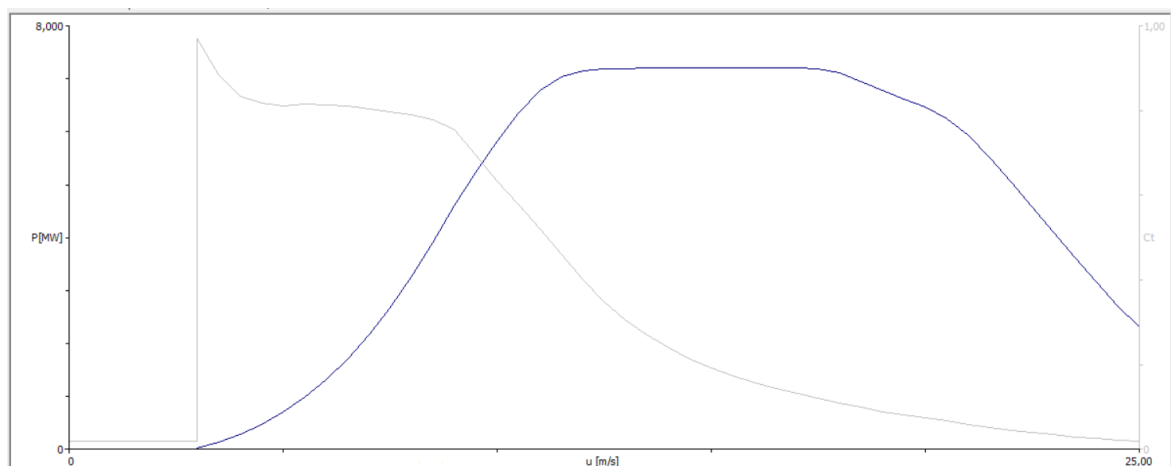


Figura 32: Curva C_t y Curva de potencia del V172 obtenida con WAsP

En la gráfica se observa que la máquina alcanza su potencia nominal en torno a 11-12 m/s, momento a partir del cual la curva se mantiene prácticamente constante alrededor de 7,2 MW. Esta zona de potencia constante corresponde al funcionamiento nominal del aerogenerador. Aunque la velocidad del viento siga aumentando, la potencia generada no continúa creciendo, ya que el sistema de regulación modifica el ángulo de paso de las palas para mantener la máquina dentro de sus condiciones de diseño. El sistema pitch permite controlar la energía extraída del viento y reducir los esfuerzos aerodinámicos cuando las velocidades son elevadas [53].

A velocidades de viento altas se aprecia una reducción progresiva de la potencia para disminuir las cargas mecánicas sobre el aerogenerador y proteger sus componentes principales antes de alcanzar la velocidad de corte. Finalmente, al alcanzarse la velocidad de corte de 25 m/s, el aerogenerador deja de operar por motivos de seguridad [54].

La curva del coeficiente de empuje C_T presenta valores elevados a bajas velocidades y disminuye conforme aumenta la velocidad del viento, indicando una limitación progresivamente del empuje aerodinámico sobre el rotor. Esto vuelve a poner en evidencia que el comportamiento del aerogenerador a altas velocidades contribuye a reducir las cargas transmitidas a la torre y a la cimentación. Aerodinámicamente, esto también reduce las estelas generadas aguas abajo y, por lo tanto, las pérdidas.

5.3 AGRUPACIÓN DE CIRCUITOS DE POTENCIA

Se ha dividido el parque en tres líneas de generación. La primera línea estará formada por los aerogeneradores 1 y 2, la segunda por los aerogeneradores 3 y 4, y la tercera por el aerogenerador 5. Se ha elaborado en mayor medida en el Anexo III.

CIRCUITO	AEROGENERADORES	POTENCIA EVACUADA
C1	1, 2	14,4 MW
C2	3, 4	14,4 MW
C3	5	7,2 MW

Tabla 10: Agrupación de los tres circuitos de potencia en media tensión

5.4 RED DE MEDIA TENSIÓN (MT)

La red de media tensión del parque eólico abarca todo el sistema eléctrico comprendido entre la salida en media tensión de los transformadores elevadores BT/MT de los aerogeneradores y la entrada al sistema de transformación MT/AT de la subestación del parque.

5.4.1 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN DE LOS AEROGENERADORES Y SU APARAMENTA

Las cabinas de media tensión de los aerogeneradores permiten efectuar las maniobras de conexión y desconexión, el seccionamiento, la protección frente a faltas y la puesta a tierra de los circuitos durante operaciones de mantenimiento. Una cabina de MT de aerogenerador incluye las siguientes celdas:

- Celdas de protección del transformador: Protege el transformador elevador del aerogenerador. Su nomenclatura es (1V). Estas celdas protegen los transformadores de baja tensión del propio aerogenerador mediante interruptores o fusibles y seccionadores de puesta a tierra. Además, incluyen transformadores de intensidad y tensión para supervisar y mantener los parámetros dentro de un rango aceptable.
- Celdas de remonte: Sirve como punto de conexión y protección mecánica para los cables de potencia que ingresan o salen. Su nomenclatura es (0L). De nuevo, estas celdas deben de incluir un conjunto de interruptor/seccionador que proteja la aparamenta de las posibles faltas procedentes de la línea.
- Celdas de línea: Sirven para la entrada y salida del cable de MT. Su nomenclatura es (1L). Estas celdas solo las incorporarán los aerogeneradores que deban recoger el cable de potencia de un aerogenerador previo. Estas celdas contienen detectores de presencia de tensión, además de un seccionador de puesta a tierra para poder hacer una separación visual una vez el interruptor ha abierto el circuito.

El desglose de las celdas de los aerogeneradores y sus correspondientes configuraciones se muestra en la siguiente tabla. Además, se ha incluido una captura del unifilar mostrado

en el Documento 2: Planos, donde se puede visualizar la celda del aerogenerador 2 (0L +1L + 1V).

AEROGENERADORES	CABINA MT
1	0L + 1V
2	0L + 1L + 1V
3	0L + 1V
4	0L + 1L + 1V
5	0L + 1V

Tabla 11: Tipos de cabina de los aerogeneradores del parque

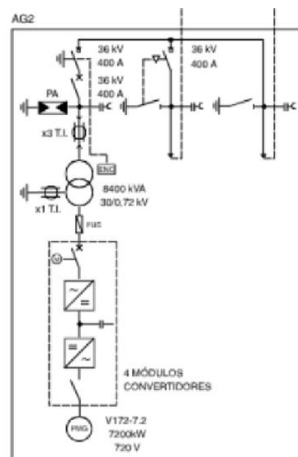


Figura 33: Celda del aerogenerador 2 (0L + 1L + 1V)

En cuanto a la aparamenta con la que cuentan las anteriores celdas, destacan los siguientes elemento:

- Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra: Permiten aislar eléctricamente el aerogenerador y poner a tierra el tramo para mantenimiento seguro.
- Barras internas de media tensión: Son las conexiones internas que unen las distintas funciones de la celda.
- Transformadores de intensidad y tensión: Sirven para medida, protección y supervisión.
- Relés de protección y elementos de control: Detectan sobreintensidades, faltas a tierra, defectos internos, etc.

- Indicadores de presencia de tensión y protecciones de seguridad: Evitan maniobras peligrosas y permiten comprobar si hay tensión antes de intervenir.

5.4.2 CONDUCTORES DE MEDIA TENSIÓN

El cable de potencia seleccionado para la red de media tensión es de tipo RHZ1-2OL, con conductor de aluminio y aislamiento XLPE. Es una alternativa común en redes subterráneas de media tensión, disponible comercialmente para tensiones de 30 kV y adecuada para instalaciones de evacuación en parques eólicos.

En el Anexo III se ha calculado la sección, la intensidad de cortocircuito admisible, la caída de tensión y las pérdidas en el conductor adecuadas para la red de media tensión del parque eólico. Los resultados obtenidos se detallan en la siguiente tabla:

CIRCUITO	SECCIÓN AL XLPE [mm ²]	PÉRDIDAS EN EL CONDUCTOR [kW]	INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO ADMISIBLE [kA]	CAÍDA DE TENSIÓN [V]
C1	240 mm ²	73,6	22,32	193,1
C2	240 mm ²	39,7	22,32	104,0
C3	185 mm ²	6,2	17,2	30,4

Tabla 12: Resultados obtenidas del Anexo III con respecto a los conductores

Los sección de los conductores se ha dimensionado para poder soportar la intensidad de cortocircuito en media tensión (15,35 kA). Las pérdidas totales en los conductores (119,5 kW) representan el 0,33% de la potencia generada en los aerogeneradores. La caída de tensión máxima se da en el circuito C1 y representa una caída de tensión de 0,64% respecto a los 30kV de tensión nominal.

5.4.3 RED DE FIBRA ÓPTICA

La red de comunicaciones del parque eólico es la encargada de transmitir las señales de control, supervisión, medida y comunicaciones entre aerogeneradores, subestación y el sistema SCADA. Esta red no participa en la evacuación de energía eléctrica, sino que habilita la transmisión de datos necesaria para la operación y monitorización en remoto de la

instalación [40]. El cable escogido es de fibra óptica monomodo OS2 24F, armado dieléctrico, antihumedad, cubierta de polietileno (PE), apto para canalización en zanjas.

La fibra monomodo OS2 proporciona menores pérdidas y mayor capacidad de ampliación futura en comparación a una fibra multimodo. Aunque un número inferior de fibras podría ser suficiente para una configuración básica, la selección de 24 fibras evita limitar la capacidad futura de la red. La cubierta exterior de PE, la armadura dieléctrica y la protección antihumedad asegura el funcionamiento ante las adversas situaciones a las que puede estar expuesto una cable en zanja.

5.5 SUBESTACIÓN MT/AT

La subestación eléctrica MT/AT permite elevar la tensión de la energía generada desde el nivel de media tensión de la red interna del parque hasta el nivel de alta tensión requerido para su conexión con la red de transporte o distribución. En ella se agrupan los circuitos procedentes de los aerogeneradores, se realiza la transformación de tensión mediante el transformador principal y se incorporan los equipos de protección, maniobra, medida y control necesarios para garantizar una evacuación segura y fiable de la energía producida.

Se van a describir los principales elementos que componen la subestación MT/AT del parque, incluyendo el sistema de media tensión, el transformador elevador, la apartamenta de alta tensión, los sistemas de protección y medida, así como los servicios auxiliares y equipos de control asociados a la operación de la instalación.

5.5.1 MEDIA TENSIÓN

La parte de media tensión de la subestación constituye el punto de recepción de la energía generada por el parque eólico. Para el dimensionamiento de la apartamenta de MT, se calculan las intensidades nominales:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi}$$

Tomando el caso más desfavorable en el que $\cos \varphi = 1$, las intensidades a 30kV son:

ELEMENTO	POTENCIA	INTENSIDAD
C1	14,4 MW	277 A
C2	14,4 MW	277 A
C3	7,2 MW	139 A
PARQUE COMPLETO	36 MW	693 A
TRANSFORMADOR 50 MVA	50 MVA	962 A

Tabla 13: Intensidades a 30 kV previas al dimensionamiento de aparamenta en MT

Por lo tanto, conviene dimensionar la aparamenta para que soporte al menos 962 A en régimen permanente.

5.5.1.1 Barras MT

Las barras de media tensión de la subestación son el punto de conexión de los circuitos procedentes de los aerogeneradores. En ellas se agrupa la energía generada por el parque antes de ser conducida hacia el transformador principal MT/AT. Su dimensionamiento debe garantizar que soportan la corriente permanente máxima de servicio. Seleccionando el valor normalizado inmediatamente superior a 962 A, se escoge 1250 A, dejando un 30% de margen.

Para el parque se adopta una configuración de barra simple a 30 kV, al tratarse de una solución sencilla, barata y suficiente para el nivel de potencia considerado.

PARÁMETRO	VALOR ELEGIDO
CONFIGURACIÓN	Barra simple
TENSIÓN NOMINAL DE LA RED	30 kV
TENSIÓN ASIGNADA	36 kV
INTENSIDAD NOMINAL DE BARRAS	1.250 A

CORRIENTE ADMISIBLE DE CORTA DURACIÓN	25 kA / 1 s
---------------------------------------	-------------

Tabla 14: Características del embarrado de media tensión

5.5.1.2 Interruptores MT

Los interruptores automáticos de media tensión son los equipos encargados de realizar la conexión y desconexión de los circuitos del parque, tanto en condiciones normales de operación como ante situaciones de falta.

POSICIÓN	POTENCIA ASOCIADA	INTENSIDAD CALCULADA	INTERRUPTOR SELECCIONADO
C1	14,4 MW	277 A	36 kV, 630 A, 20 kA/1s
C2	14,4 MW	277 A	36 kV, 630 A, 20 kA/1s
C3	7,2 MW	139 A	36 kV, 630 A, 20 kA/1s
TRANSFORMADOR MT/AT	50 MVA	962 A	36 kV, 1.250 A, 20 kA/1s

Tabla 15: Interruptores seleccionados

La intensidad de cortocircuito calculada en el Anexo III para media tensión es de 15,35 kA. Al seleccionarse interruptores con poder de corte de 20 kA, se garantiza que estos son capaces de interrumpir la corriente de falta prevista.

Los interruptores serán de corte en vacío, con mecanismo de accionamiento por muelles motorizados y mando eléctrico alimentado desde los servicios auxiliares de corriente continua de la subestación. Se adopta esta tecnología frente a soluciones basadas en SF₆ debido a su menor impacto ambiental y a la tendencia normativa europea hacia la reducción del uso de gases fluorados en aparatación eléctrica descrita en el Reglamento (UE) 2024/573 [60].

5.5.1.3 Seccionadores MT

Los seccionadores de media tensión son equipos destinados a aislar eléctricamente una parte de la instalación, permitiendo separar de forma segura un circuito o un equipo para labores de mantenimiento.

A diferencia de los interruptores automáticos, los seccionadores no están destinados a interrumpir corrientes de cortocircuito. Su función principal es garantizar una separación segura una vez abierto previamente el circuito mediante el interruptor automático.

POSICIÓN	INTENSIDAD CALCULADA	SECCIONADOR SELECCIONADO
C1	277 A	36 kV, 630 A, 20 kA/1s
C2	277 A	36 kV, 630 A, 20 kA/1s
C3	139 A	36 kV, 630 A, 20 kA/1s
TRANSFORMADOR MT/AT	962 A	36 kV, 1.250 A, 20 kA/1s

Tabla 16: Seccionadores seleccionados

De nuevo, los seccionadores disponen de accionamiento motorizado alimentado desde la corriente continua de servicios auxiliares

5.5.1.4 Equipos de medida MT

Los equipos de medida permiten adaptar las magnitudes eléctricas de la instalación a valores compatibles con los equipos de medida, protección y control. Para ello se emplean transformadores de intensidad y transformadores de tensión, que reducen las corrientes y tensiones reales de la red a valores seguros para medirlos. Tanto los TI como los TT serán de tipo seco y encapsulados en resina epoxi.

5.5.1.4.1 Transformadores de medida de intensidad (TI) MT

Para la medida de corriente de la red del parque se instalarán transformadores de intensidad. Se colocará un TI por fase con fines de medida y protección (3 secundarios):

POSICIÓN	INTENSIDAD CALCULADA	RELACIÓN SELECCIONADA	INTENSIDAD SECUNDARIA
C1	277 A	400/1 A	0,69 A
C2	277 A	400/1 A	0,69 A
C3	139 A	200/1 A	0,70 A
TRANSFORMADOR MT/AT	962 A	1250/1 A	0,77 A
PARÁMETRO	VALOR		
TENSIÓN ASIGNADA	36 kV		
CORRIENTE TÉRMICA DE CORTA DURACIÓN	20 kA / 1 S		
CLASE DE MEDIDA	10 VA, CL0,5S		
CLASE DE PROTECCIÓN	15 VA, CL5P20		

Tabla 17: Características de los TI de media tensión

5.5.1.4.2 Transformadores de medida de tensión (TT) MT

Para la medida de tensión de la red del parque se instalarán transformadores de tensión. Se instalarán transformadores de tensión conectados a las barras de media tensión.

PARÁMETRO	VALOR
TENSIÓN DE RED	30 kV
TENSIÓN ASIGNADA	36 kV
TENSIÓN PRIMARIA	$30/\sqrt{3}$ kV
TENSIÓN SECUNDARIA	$110/\sqrt{3}$ V
CLASE DE MEDIDA	25 VA, CL0,5
CLASE DE PROTECCIÓN	50 VA, CL3P

Tabla 18: Características de los TT de media tensión

5.5.1.5 Autoválvulas MT

Las autoválvulas o pararrayos de sobretensión, tienen como función proteger la aparamenta de la subestación derivando la corriente de impulso cuando aparece una sobretensión y limitando así la tensión máxima soportada por los equipos protegidos.

Las autoválvulas escogidas son:

PARÁMETRO	VALOR
TENSIÓN NOMINAL DE RED	30 kV
TENSIÓN ASIGNADA DE APARAMENTA	36 kV
TIPO DE AUTOVÁLVULA	ÓXIDO METÁLICO DE ZINC - ZnO
CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA	10 kA
NIVEL DE PROTECCIÓN U_p	87,5 kV
UBICACIÓN	BORNES MT DEL TRANSFORMADOR

Tabla 19: Características de las autoválvulas de media tensión

5.5.1.6 Sistemas Auxiliares (SSAA) MT

Los servicios auxiliares de la subestación alimentan los consumos propios necesarios para la operación, supervisión y seguridad de la instalación. Estos consumos comprenden los sistemas de protección y control, comunicaciones, SCADA, alumbrado, climatización, SAI, motores de maniobra de la aparamenta y otros equipos auxiliares.

La alimentación de los servicios auxiliares se realizará desde las barras de media tensión de la subestación, mediante una celda específica conectada a la red de 30 kV. Desde dicha celda se alimentará un transformador auxiliar 30/0,4 kV, que reducirá la tensión hasta el nivel de baja tensión necesario para el cuadro general de servicios auxiliares.

El transformador de SSAA escogido es el siguiente:

PARÁMETRO	VALOR
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	30/0,4 kV
POTENCIA NOMINAL	100 kVA
GRUPO DE CONEXIÓN	Dyn11

Tabla 20: Características del transformador de SSAA de MT

5.5.1.7 Sistemas de Protección y Control (P&C)

Los sistemas de protección y control de la subestación permiten supervisar el estado de la instalación, detectar condiciones anómalas de funcionamiento y ordenar la apertura de los interruptores automáticos cuando sea necesario. Estos sistemas estarán formados por relés digitales, equipos de control, señales de medida y comunicaciones con el sistema SCADA [40].

Se dispondrán protecciones frente a sobreintensidades, faltas a tierra, subtensiones, sobretensiones y desviaciones de frecuencia. En la posición del transformador principal se incluirán protecciones específicas como diferencial de transformador, sobreintensidad, falta a tierra, protección térmica y señales propias del transformador [40].

5.5.2 TRANSFORMADOR MT/AT

El transformador principal de la subestación tiene como función elevar la tensión de la red de media tensión del parque eólico hasta el nivel de alta tensión necesario para la evacuación de la energía.

En el Anexo III se ha estudiado el contexto del transformador de potencia, asignándole una relación de transformación de 30/220 kV y una potencia aparente de 50 MVA, a pesar de que el cálculo con un factor de potencia de 0,9 indicase lo siguiente:

$$S_{T,MT/AT} = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{36 \text{ MW}}{0,9} = 40 \text{ MVA}$$

Para proporcionar un margen suficiente y siguiendo la serie R10 de la IEC 60076-1 [56], se ha escogido el siguiente transformador:

PARÁMETRO	ELECCIÓN
Tipo	Transformador elevador MT/AT
Potencia nominal	50 MVA
Relación	30/220 kV
Frecuencia	50 Hz
Fases	Trifásico
Instalación	Intemperie
Refrigeración	Aceite, ONAN/ONAF
Regulación	Regulación en carga
Grupo de conexión	YNd11
Ucc	12 %

Tabla 21: Características del transformador elevador MT/AT

5.5.3 ALTA TENSION

La parte de alta tensión de la subestación MT/AT es el conjunto de equipos que quedan aguas arriba del transformador principal, en el lado de 220 kV, y que permiten conectar la subestación del parque con la línea de evacuación hacia la red.

5.5.3.1 Interruptor AT

Igual que en MT, el interruptor será de corte en vacío, con mecanismo de accionamiento por muelles motorizados y mando eléctrico alimentado desde los servicios auxiliares de corriente continua de la subestación. [60]

Ur [kV]	In [A]	PODER DE CORTE [kA]	TIEMPO DE FALTA [s]
245	630	20	3

Tabla 22: Características del interruptor automático elegido para alta tensión [58]

Como la I_n se reduciría de 962 A a 131,18 A (factor 30/220), es prudente reducir también la intensidad nominal del interruptor con respecto al interruptor de MT colocado en la posición del transformador MT/AT.

5.5.3.2 Seccionadores AT

Los seccionadores de 220 kV tampoco necesitan una corriente nominal de 1250 A, por lo que se escoge nuevamente una corriente de 630 A.

U_r [kV]	I_n [A]	INTENSIDAD DE CORTA DURACIÓN ADMISIBLE [kA]
245	630	20/3s

Tabla 23: Características del seccionador elegido para alta tensión

5.5.3.3 Equipos de medida AT

5.5.3.3.1 Transformador de medida de intensidad AT

La relación de transformación de los TI de alta tensión será 200/1 A. Se colocan tres transformadores de intensidad monofásicos, uno por fase:

U_n [kV]	U_r [kV]	INTENSIDAD DE CORTA DURACIÓN [kA]	INTENSIDAD DE SERVICIO [A]	INTENSIDAD EN EL SECUNDARIO [A]
220	245	31,5/3s	131,18	0,66

Tabla 24: Características de los TI elegidos para alta tensión

En función del uso que tienen, sus clases y potencias son las siguientes:

USO	RELACIÓN	POTENCIA	CLASE
MEDIDA	200/1 A	10 VA	0,5S
PROTECCIÓN	200/1 A	15 VA	5P20
DIFERENCIAL TRAFO	200/1 A	15 VA	5P20

Tabla 25: Potencias y clase de los TI de alta tensión

5.5.3.3.2 Transformador de medida de tensión AT

Se colocan tres transformadores capacitivos de tensión monofásicos, uno por fase, conectados entre fase y tierra. Las características son las siguientes:

PARÁMETRO	VALOR
TENSIÓN DE RED	220 kV
TENSIÓN ASIGNADA	245 kV
TENSIÓN PRIMARIA	$220/\sqrt{3}$ kV
TENSIÓN SECUNDARIA	$110/\sqrt{3}$ V
CLASE DE MEDIDA	25 VA, CL0,5
CLASE DE PROTECCIÓN	50 VA, CL3P

Tabla 26: Características de los TT elegidos para alta tensión

5.5.3.4 Autoválvulas AT

Se instalarán 3 autoválvulas de AT, una por fase y conectadas entre fase y tierra.

PARÁMETRO	VALOR
TENSIÓN NOMINAL DE RED	220 kV
TENSIÓN ASIGNADA DE APARAMENTA	245 kV
TIPO DE AUTOVÁLVULA	ÓXIDO METÁLICO DE ZINC - ZnO
CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA	10 kA
NIVEL DE PROTECCIÓN U_p	465 kV
UBICACIÓN	BORNES AT DEL TRANSFORMADOR

Tabla 27: Características de las autoválvulas elegidas para alta tensión

5.6 LÍNEA DE ALTA TENSION (LAT)

La línea de alta tensión es el elemento encargado de evacuar la energía generada por el parque eólico desde la subestación MT/AT del propio parque hasta la subestación Gazules 220 kV, punto previsto para la conexión con la red.

La distancia aproximada entre ambas subestaciones es de 17,9 km. A pesar de ello, para el dimensionamiento de la línea se adopta una longitud de cálculo de 18,5 km, con el objetivo de contemplar posibles desviaciones del trazado debidas a condicionantes del terreno, cruces con carreteras y limitaciones en la ubicación óptima de los apoyos.



Figura 34: Distancia Subestación MT/AT hasta Subestación Gazules 220 kV en Google Earth

5.6.1 TIPO DE CIRCUITO DE LA LAT

Como se ha comprobado a lo largo del Anexo III y de la presente memoria, en alta tensión, la intensidad de servicio será de 131,18 A. La línea está muy poco cargada eléctricamente, y por lo tanto no es necesario incorporar un circuito complejo. Por ello, se ha optado por una línea aérea trifásica de 220 kV, en simple circuito y con un conductor simplex por fase.

5.6.2 MATERIAL DEL CONDUCTOR

El cobre tiene buena conductividad, pero es más pesado y caro. Debido a ello, se ha descartado en favor de conductores de aluminio o aluminio reforzado. La opción más razonable es un conductor de aluminio-acero de tipo ACSR LA-380, formado por hilos de aluminio AL1 y alma de acero galvanizado ST1A [61]. Sus características son las siguientes:

CONDUCTOR ACSR LA-380	
PARÁMETRO	VALOR
SECCIÓN TOTAL [mm ²]	381
DIAMETRO [mm]	25,4
RESISTENCIA A 20°C [Ω/km]	0,0857

Tabla 28: Características del conductor LA-380 [61]

Se podría haber optado por un conductor LA-280, pero debido al mejor comportamiento mecánico, las menores pérdidas y el mayor diámetro (menor efecto corona y ruido), se ajusta mejor a los requisitos de la Guía Técnica de la ITC-LAT-07 [62].

5.6.3 PÉRDIDAS EN LA LAT

Con $I_{servicio} = 131,18$ A, $L = 18,5$ km y $R_{20} = 0,0857$ Ω/km, se calculan las pérdidas por la línea con el conductor seleccionado:

Se ajusta la resistencia a unos 85 °C de temperatura de servicio, con un $\alpha = 0,00403$ °C⁻¹ y se obtiene la resistencia de la línea multiplicando por la longitud de la misma:

$$R_{85} = R_{20} * [1 + \alpha (T - 20)] = 0,0857 * [1 + 0,00403 * (85 - 20)] \\ = 0,108 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$R_{linea} = 0,108 * 18,5 = 2 \text{ } \Omega$$

Las pérdidas en la línea por Joule:

$$P_{Joule} = 3 * I_{servicio}^2 * R_{linea} = 3 * 131,18^2 * 2 = 103,3 \text{ kW}$$

Esto representa el 0,29% de la potencia nominal instalada del parque (36MW), es decir, unas pérdidas muy razonables.

5.6.4 ALTURA Y DISTANCIA DE LOS APOYOS

Para una línea de 220 kV un valor razonable de distancia entre apoyos es 400 metros. Si dividimos la longitud de la línea entre la distancia entre apoyos obtenemos el número de vanos:

$$N_{\text{vanos}} = \frac{L}{D_{\text{apoyos}}} = \frac{18,5 \text{ km}}{0,4 \text{ km}} = 46,25 \text{ vanos} \approx 47 \text{ vanos}$$

Esto puede servir para realizar una estimación aproximada de unos 50 apoyos.

Siguiendo la ITC-LAT-07 y el RD 223/2008 y teniendo en cuenta las características de la línea en cuestión, sabemos que los conductores deben de estar por lo menos a 7 metros de altura sobre el terreno y por lo menos a 9,2 metros de altura sobre carreteras. [24] [62]

Si el vano medio es de 400 metros, la flecha podría estar en torno a los 10 – 15 metros. Por ello, una altura razonable podría ser 30 metros y 35 metros cuando se crucen carreteras o zonas restringidas.

5.6.5 PROTECCIONES DE LA LAT

La línea debe disponer de un cable OPGW que sirve a la vez como cable de tierra y como soporte de fibra óptica para comunicaciones y SCADA [63]. Además, los apoyos deben conectarse a tierra mediante electrodos o anillos de puesta a tierra.

En cuanto a las protecciones que deben tener las subestaciones de ambos extremos para proteger la línea, podemos diferenciar:

PROTECCIÓN	CÓDIGO ANSI	FUNCIÓN
DIFERENCIAL DE LÍNEA	87L	COMPARA CORRIENTES EN LOS EXTREMOS DE LA LINEA
DISTANCIA	21	MIDE LA IMPEDANCIA
SOBREINTENSIDAD DE FASE	50/51	CONTRA SOBRECARGA DE LA LINEA
FALTA A TIERRA DIRECCIONAL	67N	DETECCIÓN DE DEFECTOS FASE-TIERRA
SOBRETENSIÓN/SUBTENSIÓN	59 / 27	SUPERVISIÓN DE TENSIÓN
FRECUENCIA	81	SUPERVISIÓN DE RED
REENGANCHE AUTOMÁTICO	79	REPOSICIÓN TRAS FALTAS TRANSITORIAS, SI EL OPERADOR LO PERMITE

Tabla 29: Protecciones de la línea de alta tensión

5.7 PUESTA A TIERRA (PAT)

La red de puesta a tierra constituye uno de los elementos fundamentales para garantizar la seguridad eléctrica de las instalaciones del parque eólico. Su función principal es proporcionar un camino de baja impedancia para la disipación de corrientes de defecto, descargas atmosféricas y sobretensiones, evitando que aparezcan diferencias de potencial peligrosas para las personas, los equipos y las estructuras metálicas de la instalación.

En el Anexo III se han calculado la tensión de contacto U_c y la tensión de paso U_p para un tiempo de eliminación de falta de 0,5s, obteniendo los siguientes valores que no se podrán superar:

$$U_p = 12036 V; U_c = 453,9 V$$

La puesta a tierra estaría definida como una red general equipotencial para todo el parque con un conductor de cobre desnudo de 95 mm² enterrado para la red principal, malla de la subestación, aerogeneradores y zanjas. Esta sección del conductor asegura que la intensidad máxima admisible a través de este es inferior a la intensidad de cortocircuito en MT (15,35kA).

Para mejorar la disipación de corriente en zonas delicadas (transformador principal, autoválvulas...), además de la malla horizontal, se instalan electrodos verticales de acero cobreado de unos 2,5 metros aproximadamente, separadas 10 metros entre ellas.

Cada aerogenerador debe tener su propia red de puesta a tierra local, que estará compuesta por un anillo de cobre desnudo de la misma sección que el conductor principal, al que estará conectado.

Capítulo 6. RESUMEN DE LOS PRESUPUESTOS

En este capítulo se recoge el resumen económico de los Presupuestos de Ejecución Material del parque eólico, elaborados en el Documento 3: Presupuestos.

Tabla 30: Desarrollo del Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC)

DESCRIPCIÓN	DESGLOSE	IMPORTE TOTAL
APARTADO 1: OBRA CIVIL		5.436.924,00 €
Limpieza y desbroces	75.508,00 €	
Excavaciones	1.087.156,45 €	
Rellenos	4.234.689,62 €	
Otros	39.569,93 €	
APARTADO 2: AEROGENERADORES		30.675.000,00 €
APARTADO 3: MEDIA TENSIÓN		2.880.638,00 €
Cableado de potencia	1.273.438,68 €	
Cableado de puesta a tierra	623.598,11 €	
Cableado de fibra óptica	161.930,63 €	
Cabinas de media tensión de los aerogeneradores	821.670,58 €	
APARTADO 4: EDIFICIO DE CONTROL		583.000,00 €
APARTADO 5: SUBESTACIÓN MT/AT		2.537.832,00 €
Lado de Media Tensión	254.190,99 €	
Lado de Alta Tensión	1.802.654,35 €	
Construcción y puesta en marcha	480.986,66 €	
APARTADO 6: TORRE ANEMOMÉTRICA		95.000,00 €
APARTADO 7: LINEA AÉREA AT		3.222.763,00 €
-		
PPTO DE EJECUCIÓN MATERIAL		45.431.157,00 €
Gastos generales	16%	7.268.985,12 €
Beneficio industrial	3%	1.362.934,71 €
PPTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA		54.063.076,83 €

El Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC) del Parque Eólico ‘Medina I’ se cifra en: CINCUENTA Y CUATRO MILLONES SESENTA Y TRES MIL SETENTA Y SEIS CON OCHENTA Y TRES CENTAVOS (54.063.076,83 €).

Capítulo 7. ESTUDIO ECONÓMICO

En este capítulo se recogen los principales resultados obtenidos en el Anexo IV: Estudio económico del parque eólico. A partir de las estimaciones de este anexo, se han calculado los indicadores económicos más relevantes para evaluar la rentabilidad del parque: el VAN, la TIR y el Payback.

7.1 ESTIMACIONES PARA EL CASO BASE

El desglose de las estimaciones correspondientes al caso base es el siguiente:

PARÁMETRO	VALOR	OBSERVACIONES
Inversión inicial [M€]	57,11	Se toma un incremento del PEC de un 8,5% para dimensionar la inversión inicial
Precio de venta de la energía del primer año [€/MWh]	50	Se actualiza con una tasa del 2% anual. Se estudia una disminución en el análisis de sensibilidad
Producción energética anual [GWh]	129,6	Se estudia una disminución en el análisis de sensibilidad
WACC	5,03%	Calculado en el Anexo IV
Costes de explotación del primer año [k€]	706	Se actualiza con una tasa del 2% anual
Financiación por fondos propios	30%	No se considera subvención pública
Financiación externa	70%	Ke = 8%
Periodo de devolución de la deuda	15 años	20 años de vida útil total del parque

Tabla 31: Datos de entrada para el caso base

7.2 RESULTADOS DEL CASO BASE

Los resultados obtenidos en el caso base del Anexo IV son los siguientes:

PARÁMETRO	VALOR
VAN	15,13
TIR	7,79%
Payback	10-11 años
WACC	5,03%

Tabla 32: Principales indicadores económicos obtenidos en el caso base

Aunque los resultados obtenidos en el escenario base son favorables, la rentabilidad del proyecto depende en gran medida de variables como el precio de venta de la energía, la producción energética anual o la inversión inicial. Por este motivo, se ha realizado un análisis de sensibilidad en el que se estudia el comportamiento del proyecto ante escenarios menos favorables, permitiendo valorar la solidez de su viabilidad económica.

7.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

7.3.1 DISMINUCIÓN EN EL PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA

Se ha considerado una hipótesis conservadora en la que el precio de venta de la energía se reduce hasta 40 €/MWh.

Los resultados obtenidos muestran una reducción importante de la rentabilidad del parque eólico. A pesar de ello, el parque eólico continuaría siendo económicamente viable, aunque con una rentabilidad considerablemente más ajustada que en el escenario base. Un VAN de tan solo 910.000 € y una TIR de 5,2%, ligeramente superior al WACC. El Payback también se ha alargado hasta los 12-13 años.

PARÁMETRO	VALOR
VAN	0,91
TIR	5,20%
Payback	12-13 años
WACC	5,03%

Tabla 33: Parámetros obtenidos con un precio de venta de la energía disminuido

7.3.2 DISMINUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

En este segundo escenario de sensibilidad se ha reducido la producción energética anual del parque en un 15 % respecto al caso base, manteniéndose constantes el resto de las hipótesis del modelo económico.

PARÁMETRO	VALOR
VAN	4,47
TIR	5,88%
Payback	13-14 años
WACC	5,03%

Tabla 34: Parámetros obtenidos con una producción energética disminuida

Al reducir la producción anual de 129,6 GWh a 110,2 GWh, y al igual que en el apartado 7.3.1, se han obtenido unos parámetros económicos mucho más ajustados. El VAN es de 4,47 M€, la TIR es de 5,88% y el Payback está entre el año 13 y el 14. Esto demuestra la importancia que tiene la producción energética sobre la rentabilidad del proyecto.

7.4 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

En el Anexo IV se ha llevado a cabo un desglose de la cuenta de resultados, de los flujos de caja del proyecto y de los accionistas y finalmente de la deuda del proyecto. En los próximos apartados se va a resumir aquellas tablas que están elaboradas en detalle en el mencionado anexo.

7.4.1 CUENTA DE RESULTADOS

La cuenta de resultados permite estimar el beneficio anual del proyecto a partir de los ingresos por venta de energía y los costes asociados a su explotación. A través de ella se obtiene una primera visión de la rentabilidad operativa del parque antes de analizar los flujos de caja y los indicadores económicos finales.

	Resultado neto [M€]
2028	0,69
2029	0,85
2030	1,01
2031	1,17
2032	1,35
2033	1,52
2034	1,71
2035	1,9
2036	2,1
2037	2,3
2038	2,51
2039	2,73
2040	2,96
2041	3,19
2042	3,43
2043	3,69
2044	3,8
2045	3,92
2046	4,04
2047	4,17

Tabla 35: Resultado neto del caso base

7.4.2 FLUJOS DE CAJA

El flujo de caja del proyecto permite analizar la capacidad del parque eólico para generar liquidez a partir de su actividad. El desglose es:

	FCF proyecto [M€]	FCF proyecto descontado [M€]	FCF proyecto acumulado [M€]
2027	-57,11	-57,11	-57,11
2028	5,04	4,8	-52,06
2029	5,13	4,65	-46,93
2030	5,22	4,51	-41,71
2031	5,31	4,36	-36,4
2032	5,4	4,23	-31
2033	5,5	4,09	-25,51
2034	5,59	3,97	-19,92
2035	5,69	3,84	-14,23
2036	5,79	3,72	-8,44
2037	5,89	3,61	-2,55
2038	5,99	3,49	3,44
2039	6,1	3,39	9,54
2040	6,21	3,28	15,75
2041	6,32	3,18	22,06
2042	6,43	3,08	28,49
2043	6,54	2,99	35,03
2044	6,66	2,89	41,69
2045	6,78	2,8	48,47
2046	6,9	2,72	55,37
2047	7,02	2,63	62,39

Tabla 36: Flujo de caja libre del proyecto (FCFF)

La diferencia principal entre ambos flujos es que el flujo de caja del proyecto analiza la rentabilidad de la inversión sin tener en cuenta cómo se financia, es decir, antes de deuda. En cambio, el flujo de caja del accionista considera únicamente el dinero que recibe el inversor una vez descontados los pagos asociados a la financiación externa, como intereses y amortización de deuda.

El flujo de caja del accionista permite analizar la rentabilidad obtenida por los fondos propios aportados al proyecto, mostrando la liquidez disponible para el inversor:

	FCFE [M€]	FCFE descontado [M€]	FCFE acumulado [M€]
2027	-17,13	-17,13	-17,13
2028	1,69	1,57	-15,44
2029	1,76	1,51	-13,68
2030	1,82	1,45	-11,86
2031	1,88	1,39	-9,98
2032	1,95	1,33	-8,03
2033	2,02	1,27	-6,01
2034	2,08	1,21	-3,93
2035	2,15	1,16	-1,78
2036	2,21	1,11	0,43
2037	2,28	1,06	2,71
2038	2,35	1,01	5,06
2039	2,42	0,96	7,48
2040	2,49	0,91	9,97
2041	2,55	0,87	12,52
2042	2,62	0,83	15,14
2043	6,54	1,91	21,69
2044	6,66	1,8	28,34
2045	6,78	1,7	35,12
2046	6,9	1,6	42,02
2047	7,02	1,51	49,04

Tabla 37: Flujo de caja para el accionista (FCFE)

A través de los resultados del FCFE, sabemos que el VAN del accionista es de 9M€, mientras que el TIR es de 12,74%:

PARÁMETRO	VALOR
VAN ACCIONISTA	9,0 M€
TIR ACCIONISTA	12,74%
Ke	8%
Payback	11-12 años

Tabla 38: Resultados del accionista

7.4.3 DEUDA DEL PROYECTO

El desglose de la deuda permite analizar cómo evoluciona la financiación externa del proyecto a lo largo del periodo de devolución considerado. A través de este calendario se determinan los pagos anuales de intereses y amortización, necesarios para calcular correctamente el flujo de caja del accionista.

	Deuda inicial [M€]	Amortización principal [M€]	Deuda final [M€]
2028	39,98	1,85	38,12
2029	38,12	1,95	36,18
2030	36,18	2,04	34,14
2031	34,14	2,14	31,99
2032	31,99	2,25	29,74
2033	29,74	2,36	27,37
2034	27,37	2,48	24,89
2035	24,89	2,61	22,29
2036	22,29	2,74	19,55
2037	19,55	2,87	16,67
2038	16,67	3,02	13,66
2039	13,66	3,17	10,49
2040	10,49	3,33	7,16
2041	7,16	3,49	3,67
2042	3,67	3,67	0
2043	0	-	0
2044	0	-	0
2045	0	-	0
2046	0	-	0
2047	0	-	0

Tabla 39: Desglose de la deuda del proyecto

7.5 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO ECONÓMICO

A partir del análisis económico realizado, puede concluirse que el parque eólico presenta viabilidad económica. Los resultados obtenidos muestran que el proyecto mantiene una viabilidad económica positiva, al presentar un VAN de 15,13M€ y una TIR del 7,79%

Estos indicadores muestran que el proyecto no solo permite recuperar la inversión inicial dentro del horizonte temporal de 20 años, sino que además genera valor económico adicional y ofrece una rentabilidad superior a la tasa de descuento empleada.

El análisis de sensibilidad indica que el parque eólico conserva su viabilidad económica incluso bajo hipótesis más restrictivas que las consideradas en el caso base.

Además, los resultados del flujo de caja del accionista muestran una rentabilidad positiva para los fondos propios aportados, con un VAN de 9,0 M€ y una TIR del 12,74 %. Al ser la TIR superior al coste de los fondos propios considerado, $K_e = 8 \%$, puede concluirse que la inversión resulta atractiva para el accionista.

Capítulo 8. PLANIFICACIÓN

ETAPA DE DESARROLLO	MES 1				MES 2				MES 3				MES 4				MES 5				MES 6				MES 7				MES 8				MES 9				MES 10				MES 11				MES 12			
Semana	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
INGENIERÍA BÁSICA	█	█	█	█	█	█																																										
Anteproyecto	█	█	█																																													
DIA/IIA/EIA			█	█	█	█																																										
INGENIERÍA DETALLADA					█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█																																
Obra Civil					█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█																																
Instalación Eléctrica									█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█								
CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE									█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█								
OBRA CIVIL									█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█																				
Caminos									█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█																				
Plataformas de montaje									█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█																				
Zanjas									█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█																				
Cimentaciones													█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█																				
Edificio de Control																					█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█								
INSTALACIONES ELÉCTRICAS																	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█								
Cableado de BT y MT																	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█								
Subestación MT/AT																	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█								
Cableado de AT																	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█								
AEROGENERADORES																									█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█								
PUESTA EN MARCHA																																					█	█	█	█								

Tabla 40: Planificación del desarrollo del parque eólico

Capítulo 9. IMPACTO AMBIENTAL Y SOCIAL

9.1 ABASTECIMIENTO Y CONTAMINACIÓN EVITADA

La contaminación evitada del parque eólico se podrá medir por la cantidad de CO₂ que no se ha empleado para producir la misma cantidad de energía que vertería el parque eólico a la red.

El informe de Datos Energéticos de Andalucía 2024 indica que el mix de emisiones de la generación eléctrica andaluza se sitúa en 164 tCO₂/GWh [71]. Como el parque vierte 129,6 GWh/año a la red, las emisiones CO₂ evitadas al año es:

$$CO_2 \text{ Evitado} = 164 * 129,6 = 21254,4 \text{ tCO}_2/\text{año}$$

Además, el Informe de Medio Ambiente en Andalucía recoge un consumo de energía eléctrica de 33.280,5 GWh en 2023 [71]. Considerando una población de 8.631.862 habitantes en Andalucía a 1 de enero del 2024 según el INE [72], se deduce que el consumo eléctrico por persona es:

$$\text{Consumo eléctrico por persona} = \frac{33280,5 \text{ GWh}}{8.631.862 \text{ personas}} = 3,856 \text{ GWh/hab}$$

Con los 129,6 GWh vertidos a la red al año, se podrían abastecer 33.614 personas al año con el parque eólico.

9.2 PLAN DE RESTAURACIÓN DEL TERRENO

El plan de restauración del terreno tiene como objetivo reducir la afección producida durante la construcción del parque eólico y garantizar que las superficies alteradas recuperen las condiciones iniciales del entorno [40].

Antes del inicio de las obras se delimitarán las zonas de actuación, reduciendo la ocupación del terreno a las superficies estrictamente necesarias. Durante los movimientos de tierra se retirará y almacenará por separado la capa de tierra, para poder reutilizarla posteriormente en las labores de restauración.

Una vez finalizada la fase de construcción, se procederá a la retirada de instalaciones temporales, residuos y materiales sobrantes. Las zonas afectadas de forma provisional serán desmanteladas y cubiertas con la tierra almacenada. Además, se favorecerá la revegetación natural, especialmente en superficies alteradas. También se mantendrá el drenaje natural del terreno en la medida de lo posible, prestando especial atención a los cauces derivados del río Iro, cuyo estrechamiento se encuentra a unos 16km del parque.

Finalmente, durante la fase de explotación se realizará un seguimiento del estado de las zonas restauradas, corrigiendo posibles problemas de erosión, pérdida de suelo o mala recuperación vegetal.

9.3 VISIBILIDAD E IMPACTO ACÚSTICO

Como se ha justificado en el Anexo I, el parque eólico se ha situado a una distancia suficiente de los núcleos de población próximos, minimizando así la afección acústica sobre las zonas.

En cuanto al impacto visual, se buscará reducir la afección mediante la elección de colores y materiales compatibles con el entorno, especialmente en el edificio de control, la subestación y los aerogeneradores. Además, los aerogeneradores incorporarán el balizamiento luminoso exigido por la normativa aeronáutica aplicable, con el objetivo de garantizar su correcta señalización como obstáculos para la navegación aérea [36].

Capítulo 10. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) [38] constituyen una agrupación de 17 objetivos de alcance mundial aprobados por las Naciones Unidas dentro del marco de la Agenda 2030 [39]. Estos objetivos entraron en vigor el 1 de enero de 2016 y buscan dar respuesta a algunos de los principales desafíos globales actuales, como la pobreza, la desigualdad, el cambio climático, la degradación ambiental, el acceso a la energía, el desarrollo económico sostenible y la protección de los ecosistemas.



Figura 35: ODS mostrados en la página de las Naciones Unidas [39]

El presente Trabajo de Fin de Grado se alinea con varios de estos objetivos, al plantear el estudio de una instalación de generación eólica renovable. El proyecto no solo contribuye al análisis de una alternativa energética baja en emisiones, sino que también incorpora criterios técnicos, económicos, ambientales y territoriales para evaluar la viabilidad de su implantación:

- Objetivo 7. Energía asequible y no contaminante: El proyecto se alinea directamente con este objetivo al estudiar la implantación de un parque eólico

terrestre destinado a la generación de energía eléctrica a partir de una fuente renovable, autóctona e inagotable a corto plazo como es el viento. La energía eólica permite incrementar la participación de tecnologías renovables en el sistema eléctrico y reducir la dependencia de combustibles fósiles importados, contribuyendo así a un modelo energético más sostenible y seguro. Además, durante su fase de operación, los aerogeneradores no producen emisiones directas de CO₂, lo que convierte a esta tecnología en una alternativa adecuada para avanzar hacia una generación eléctrica más limpia.



Figura 36: Objetivo de Desarrollo Sostenible N°7

- Objetivo 8. Trabajo decente y crecimiento económico: El desarrollo de un parque eólico puede contribuir al crecimiento económico mediante la generación de actividad durante las distintas fases del proyecto. En la etapa de diseño y tramitación intervienen servicios de ingeniería, estudios ambientales, análisis técnicos y trabajos administrativos. Durante la fase de construcción se requieren actividades de obra civil, transporte, montaje de aerogeneradores, ejecución de infraestructuras eléctricas y acondicionamiento de accesos. Durante la fase de explotación posterior, son necesarias labores de operación, mantenimiento, supervisión y control de la instalación. Todo ello puede favorecer la creación de empleo directo e indirecto, así como la dinamización económica de las localidades próximas, especialmente en entornos rurales.



Figura 37: Objetivo de Desarrollo Sostenible N°8

- Objetivo 9. Industria, innovación e infraestructura: El proyecto se relaciona con el ODS 9 al plantear el diseño y análisis de una infraestructura energética moderna, eficiente y conectada al sistema eléctrico. Para ello, se emplean herramientas y metodologías propias del sector energético, como el análisis del recurso eólico, el estudio estadístico de series de viento, la simulación energética, la selección de aerogeneradores, el diseño de la red eléctrica interna y la definición del sistema de evacuación de la energía generada. Además, el parque eólico requiere infraestructuras auxiliares como caminos de acceso, plataformas de montaje, zanjas, líneas eléctricas, subestación colectora y sistemas de control, todos ellos necesarios para garantizar el correcto funcionamiento de la instalación. De este modo, el trabajo contribuye al desarrollo de soluciones técnicas orientadas a una infraestructura energética más sostenible.



Figura 38: Objetivo de Desarrollo Sostenible N°9

- Objetivo 13. Acción por el clima: El proyecto contribuye a este objetivo al estar orientado al desarrollo de generación eléctrica renovable, lo que permite reducir las emisiones asociadas a tecnologías basadas en la combustión de combustibles fósiles. La energía eólica no produce emisiones directas de gases de efecto invernadero durante su operación, por lo que su incorporación al sistema eléctrico favorece la descarbonización del mix energético. En este sentido, el estudio de viabilidad de un parque eólico terrestre se enmarca dentro de las actuaciones necesarias para mitigar el cambio climático y avanzar hacia un modelo energético bajo en carbono.



Figura 39: Objetivo de Desarrollo Sostenible N°13

- Objetivo 15. Vida de ecosistemas terrestres: El proyecto también guarda relación con el ODS 15, al incorporar criterios ambientales en la selección del emplazamiento y en la configuración del parque. Durante el estudio se han analizado posibles afecciones sobre espacios protegidos, cauces, fauna, flora y usos del suelo, con el objetivo de seleccionar una alternativa que minimice el impacto sobre el entorno natural. La ubicación elegida se encuentra fuera de espacios pertenecientes a la Red Natura 2000 y no incide directamente sobre los cauces próximos identificados en el entorno. La reducción del número de aerogeneradores y la necesidad de optimizar caminos, plataformas, zanjas y líneas de evacuación permiten disminuir la ocupación del terreno y reducir posibles afecciones ambientales. Por tanto, aunque todo proyecto de infraestructura

implica una transformación del territorio, el trabajo incorpora criterios de protección ambiental orientados a compatibilizar la generación renovable con la conservación del medio natural, su flora y su fauna.



Figura 40: Objetivo de Desarrollo Sostenible N°15

Capítulo 11. CONCLUSIONES

El Parque Eólico “Medina I” se ha ubicado en el término municipal de Medina Sidonia, en la provincia de Cádiz, Andalucía. El acceso principal al entorno del parque se realiza desde la carretera A-390, entre Medina Sidonia y Chiclana.

El estudio del recurso eólico, realizado mediante Windographer, ha permitido confirmar que el emplazamiento dispone de un recurso eólico excelente para la explotación energética.

El parque cuenta con cinco aerogeneradores Vestas V172 de 7,2 MW de potencia nominal, de 150 metros de altura de buje y 172 metros de diámetro de rotor. La potencia total instalada del parque es de 36 MW. La simulación del parque realizada con WAsP atribuye al parque una producción anual estimada de 129,6 GWh/año, con un factor de carga del 45,5%, un rendimiento global del 88,26% y unas pérdidas por estela reducidas, del orden del 2,34%.

La energía generada se transporta hasta la subestación elevadora del parque mediante una red interna de media tensión a 30 kV. En ella, la tensión se eleva hasta 220 kV para evacuar la energía mediante una línea aérea de alta tensión hasta la subestación Gazules 220 kV, situada aproximadamente a 17,9 km del emplazamiento.

A nivel económico, el proyecto presenta una inversión inicial estimada de 54.063.076,83 €. El parque presenta unas condiciones técnicas y económicas favorables para su desarrollo, como bien se ha demostrado a través de los indicadores económicos estudiados: VAN = 15,13 M€, TIR = 7,79 % y Payback entre 10 y 11 años.

En definitiva, los resultados obtenidos permiten concluir que el Parque Eólico Medina I constituye una propuesta técnica y económica viable.

Capítulo 12. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Global Wind Report 2026 – GWEC
<https://www.gwec.net/reports/globalwindreport>
- [2] Informe del Sistema Eléctrico 2025 - Red Eléctrica de España
<https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/informes/2026/ise-2025.pdf>
- [3] Pacto Verde Europeo - Comisión Europea
https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/story-von-der-leyen-commission/european-green-deal_en?prefLang=es
- [4] Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030 - Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO)
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf
- [5] Mapa Interactivo de Viento - Global Wind Atlas
<https://globalwindatlas.info/en/>
- [6] Google Earth
<https://earth.google.com/web/>
- [7] Google Maps
<https://www.google.com/maps>
- [8] Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se autoriza a «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima», la subestación a 220 kV de «Gazules», en el término municipal de Alcalá de los Gazules, en la provincia de Cádiz, y se declara su utilidad pública.
<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-B-2007-147125>
- [9] Ley 24/2013, del Sector Eléctrico: marco general del sistema eléctrico español.
<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>
- [10] Real Decreto 1955/2000: regula transporte, distribución, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones eléctricas.

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2000-24019>

[11] Real Decreto 413/2014: regula la producción eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos.

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2014-6123>

[12] Ley 7/2021, de impulso para la sostenibilidad del territorio de Andalucía

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-20916>

[13] Normativa urbanística municipal de Medina Sidonia: planeamiento local, clasificación del suelo, usos permitidos.

<https://www.medinasidonia.es/index.php/ciudadania/ordenanzas-y-reglamentos-municipales?download=17:urbanisticas-peprich&start=15>

[14] Ley 8/2001, de Carreteras de Andalucía: por la cercanía y accesos desde la A-390.

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2001-15384>

[15] UNE-EN IEC 61400-1: requisitos de diseño de aerogeneradores, cargas, integridad estructural, sistemas eléctricos, mecánicos y de control.

<https://revista.une.org/24/une-en-iec-61400-1-referente-para-el-sector-eolico-espanol.html>

[16] Real Decreto 470/2021, Código Estructural: aplicable a cimentaciones y estructuras de hormigón, acero o mixtas.

<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2021-13681>

[17] Real Decreto 314/2006, Código Técnico de la Edificación (CTE).

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2006-5515>

[18] Real Decreto 105/2008, sobre gestión de residuos de construcción y demolición.

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2008-2486>

[19] Real Decreto 1183/2020: acceso y conexión a redes de transporte y distribución.

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-17278>

[20] Real Decreto 647/2020: implementación de los códigos de red de conexión.

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-7439>

[21] Reglamento UE 2016/631: requisitos de conexión de generadores a la red.

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX:32016R0631>

- [22] Orden TED/749/2020: requisitos técnicos de conexión de generadores.
<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-8965>
- [23] Real Decreto 337/2014: instalaciones eléctricas de alta tensión.
<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2014-6084>
- [24] Real Decreto 223/2008: líneas eléctricas de alta tensión.
<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2008-5269>
- [25] Real Decreto 842/2002, REBT, para instalaciones de baja tensión auxiliares.
<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2002-18099>
- [26] Ley 31/1995, de Prevención de Riesgos Laborales.
<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1995-24292>
- [27] Real Decreto 1627/1997, disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción.
<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1997-22614>
- [28] Real Decreto 614/2001, protección frente al riesgo eléctrico.
<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2001-11881>
- [29] Ley 21/2013, de Evaluación Ambiental.
<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-12913>
- [30] Ley 42/2007, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.
<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-21490>
- [31] Directiva Hábitats 92/43/CEE y Directiva Aves 2009/147/CE, por Red Natura 2000, hábitats y avifauna.
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX:31992L0043>
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX:32009L0147>
- [32] Ley 7/2007, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental de Andalucía (GICA).
<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-15158>
- [33] Ley 37/2003, del Ruido, y/o Real Decreto 1367/2007, por afecciones acústicas.
<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2003-20976>

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-18397>

[34] Real Decreto 1432/2008, por protección de avifauna frente a colisión y electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.

<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2008-14914>

[35] Ley de Aguas y Reglamento del Dominio Público Hidráulico, para los cauces del río Iro.

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2001-14276>

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1986-10638>

[36] Real Decreto 369/2023, sobre servidumbres aeronáuticas de protección de la navegación aérea, y/o requisitos de la Agencia Estatal de Seguridad Aérea (AESA) para seguridad aérea (balizamiento luminoso).

<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2023-13092>

<https://www.seguridadaerea.gob.es/sites/default/files/ssaa-17-gui-126-a01.pdf>

[37] Ley 2/2026, de 12 de marzo, para la Gestión Ambiental de Andalucía.

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2026-7558>

[38] Objetivos de Desarrollo Sostenible

<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-development-goals/>

[39] Agenda 2030

<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2015/09/la-asamblea-general-adopta-la-agenda-2030-para-el-desarrollo-sostenible/>

[40] Apuntes de Consolación Alonso Alonso - Material docente no publicado

[41] Función de distribución de Weibull

<http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica3/datos/viento/estadistica.html>

[42] Wind power calculation

<https://www.npro.energy/main/en/help/wind-power-calculation>

[43] Wind Resource Variation with Height

https://homerenergy.com/products/pro/docs/latest/wind_resource_variation_with_height.html

[44] Gumbel Distribution (& Return Period)

<https://support.ul-renewables.com/windographer/def-gumbel-distribution.htm>

- [45] Extreme Value Type I Distribution
<https://www.itl.nist.gov/div898/handbook/eda/section3/eda366g.htm>
- [46] DIA - BOE — Parque Eólico Buniel, Burgos
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-9085
- [47] Verification of anchoring in foundations of wind turbine towers - University of Birmingham
<https://research.birmingham.ac.uk/en/publications/verification-of-anchoring-in-foundations-of-wind-turbine-towers/>
- [48] Cálculos Topográficos - Roberto José Romano
https://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/192999/Documento_completo.pdf?sequence=1
- [49] PARQUE EÓLICO LINTE
https://gobiernoabierto.navarra.es/sites/default/files/assets/files/propuestas-gobierno/1.3_separata_che_c.pdf
- [50] Cimentaciones de aerogeneradores - Esteyco
<https://www.esteyco.com/proyectos-esteyco/energia/energia-ingenieria-estructural/cimentaciones-de-aerogeneradores/>
- [51] BALANCE OF PLANT
https://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/11-12/Wind_BOP/bop.html
- [52] Control House
<https://electrical-engineering-portal.com/control-house-switchyards-substations>
- [53] How a Wind Turbine Works - US Department of Energy
<https://www.energy.gov/cmei/systems/how-wind-turbine-works-text-version>
- [54] V172-7.2 MWTM at a glance
<https://www.vestas.com/en/energy-solutions/onshore-wind-turbines/enventus-platform/V172-7-2-MW>
- [55] Allgemeine Beschreibung EnVentusTM
https://www.erfurt.de/mam/ef/service/mediathek/publikationen/auslegungen/3.1.1_allgemeine-beschreibung-enventus-0112-2836.v01.pdf

- [56] IEC 60076-1: Power transformers — Part 1: General.
<https://electrical-engineering-portal.com/wp-content/uploads/2024/10/IEC-60076-1-Power-Transformers-General.pdf>
- [57] AL RHZ1-2OL (S)
<https://es.prysmian.com/sites/es.prysmian.com/files/media/documents/Tap-Al-Voltalene-H-S-AL-RHZ1-2OL-S-Fca-MAR23.pdf>
- [58] IEC 62271-100 - High-voltage switchgear and controlgear
<https://cdn.standards.iteh.ai/samples/115394/1ee391c0fdc2413faf02fea012b19008/IEC-62271-100-2021-AMD1-2024.pdf>
- [59] RHZ1-2OL(S) 18/30 kV Al
<https://www.selt.es/cable/rhz1-2ols-18-30-kv-al/>
- [60] Reglamento (UE) 2024/573
<https://www.boe.es/doue/2024/573/L00001-00067.pdf>
- [61] Conductores desnudos - ACSR (LA)
<https://www.selt.es/cable/acsr-la>
- [62] ITC-LAT-07
<https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/lineas-alta-tension/Documents/guia-itc-lat-07-rev-2.pdf>
- [63] Cable óptico de tierra HexaCore (OPGW)
<https://www.aflglobal.com/es-mx/products/fiber-optic-cable/aerial/opgw/hexacore-optical-ground-wire-opgw>
- [64] LISTADO DE PRECIOS BASICOS por capítulos
<https://www.juntadeandalucia.es/sites/default/files/inline-files/2024/01/03.-%20LISTADO%20DE%20PRECIOS%20UNITARIOS.pdf>
- [65] Precio del mercado diario - OMIE
<https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/day-ahead-price>
- [66] Precio final anual de la demanda nacional - OMIE
<https://www.omie.es/es/market-results/interannual/continuous-intradaily-market/spanish-demand?scope=interannual>

[67] ¿Qué es la estrategia de política monetaria del BCE?

<https://www.bde.es/wbe/es/areas-actuacion/politica-monetaria/politica-monetaria-area-euro/bce-estrategia-politica-monetaria/que-es-la-estrategia-de-politica-monetaria-del-bce.html>

[68] El BCE mantiene sin cambios los tipos de interés en abril

<https://www.bde.es/wbe/es/noticias-eventos/actualidad-bce/decisiones-politica-monetaria/bce-tipos-abril26.html>

[69] Spain 10-Year Government Bond Yield

<https://tradingeconomics.com/spain/government-bond-yield>

[70] Tipo impositivo

<https://sede.agenciatributaria.gob.es/Sede/impuesto-sobre-sociedades/que-base-imponible-se-determina-sociedades/tipo-impositivo.html>

[71] DATOS ENERGÉTICOS DE ANDALUCÍA 2024

https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/Documentos/Planificaci%C3%B3n/DEA_2024_web_202512.pdf

[72] Población a 1 de enero de 2024 - INE

https://www.ine.es/ss/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobheadername1=Content-Disposition&blobheadervalue1=attachment%3B+filename%3D21_ANEXO.pdf&blobkey=urldata&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=819%2F872%2F21_ANEXO%2C0.pdf&ssbinary=true

[73] Potencia instalada - REE

<https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-de-energias-renovables/viento/potencia-instalada-viento>

[74] La eólica roza los 33 GW en España, avanza en repotenciación y se consolida como pilar estratégico del sistema energético - AEE

<https://aeeolica.org/wp-content/uploads/2026/03/23032026-NP-La-eolica-roza-los-33-GW-en-Espana.pdf>



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**ESTUDIO DE VIABILIDAD DEL PARQUE EÓLICO
TERRESTRE “MEDINA I”**

DOCUMENTO 2: PLANOS

Autor: Óscar Herencia Martín

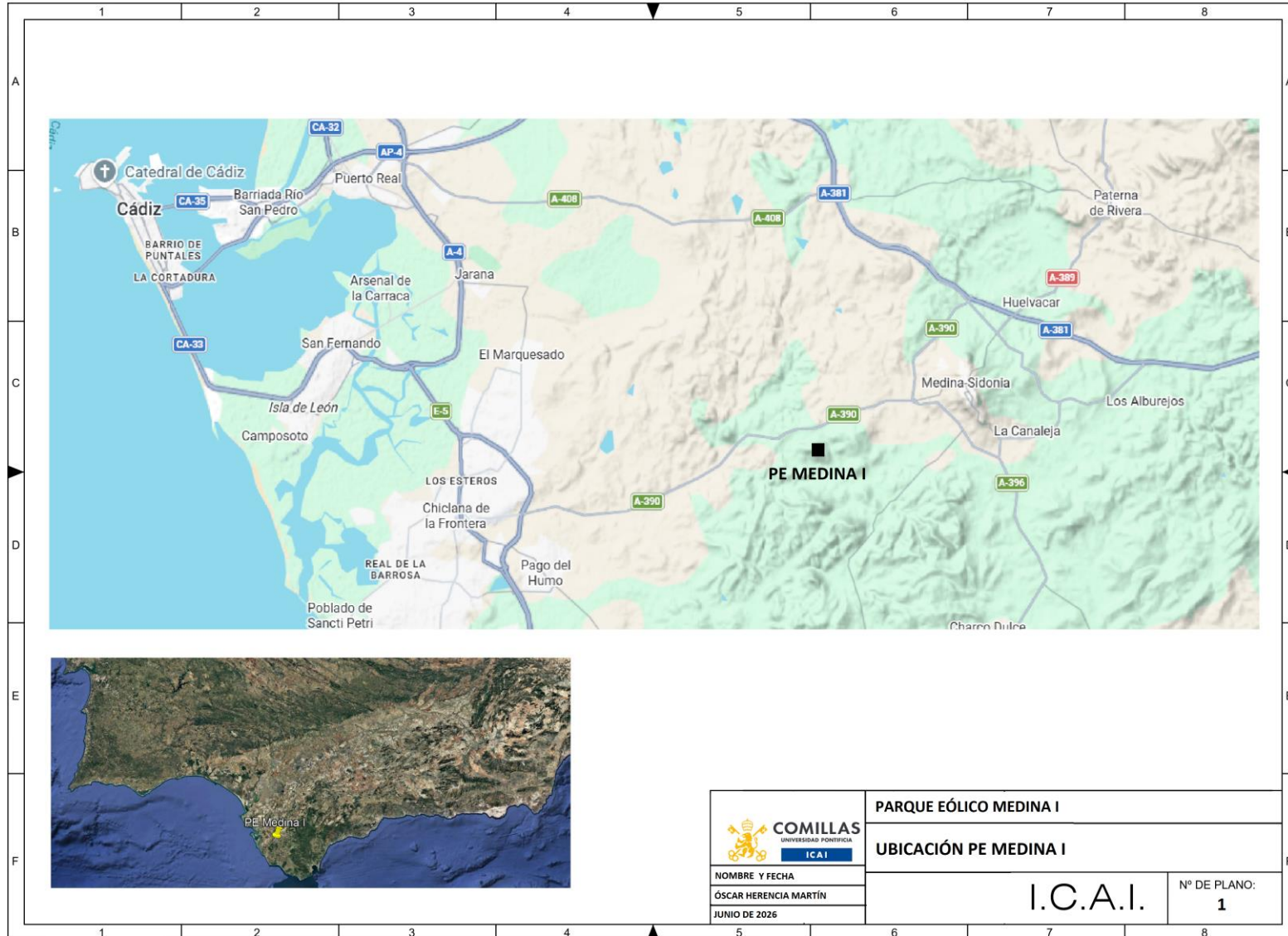
Director: Consolación Alonso Alonso

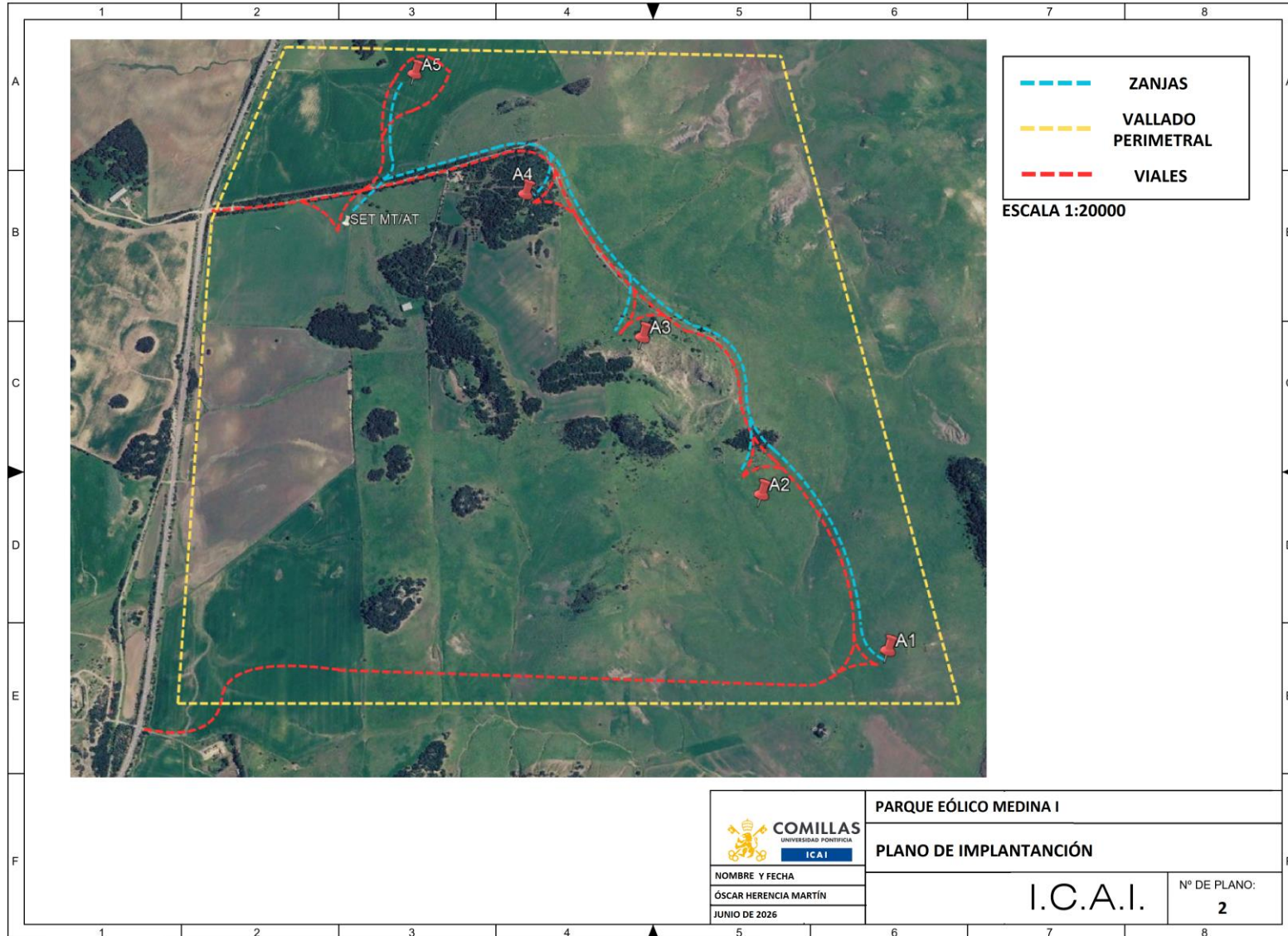
Madrid

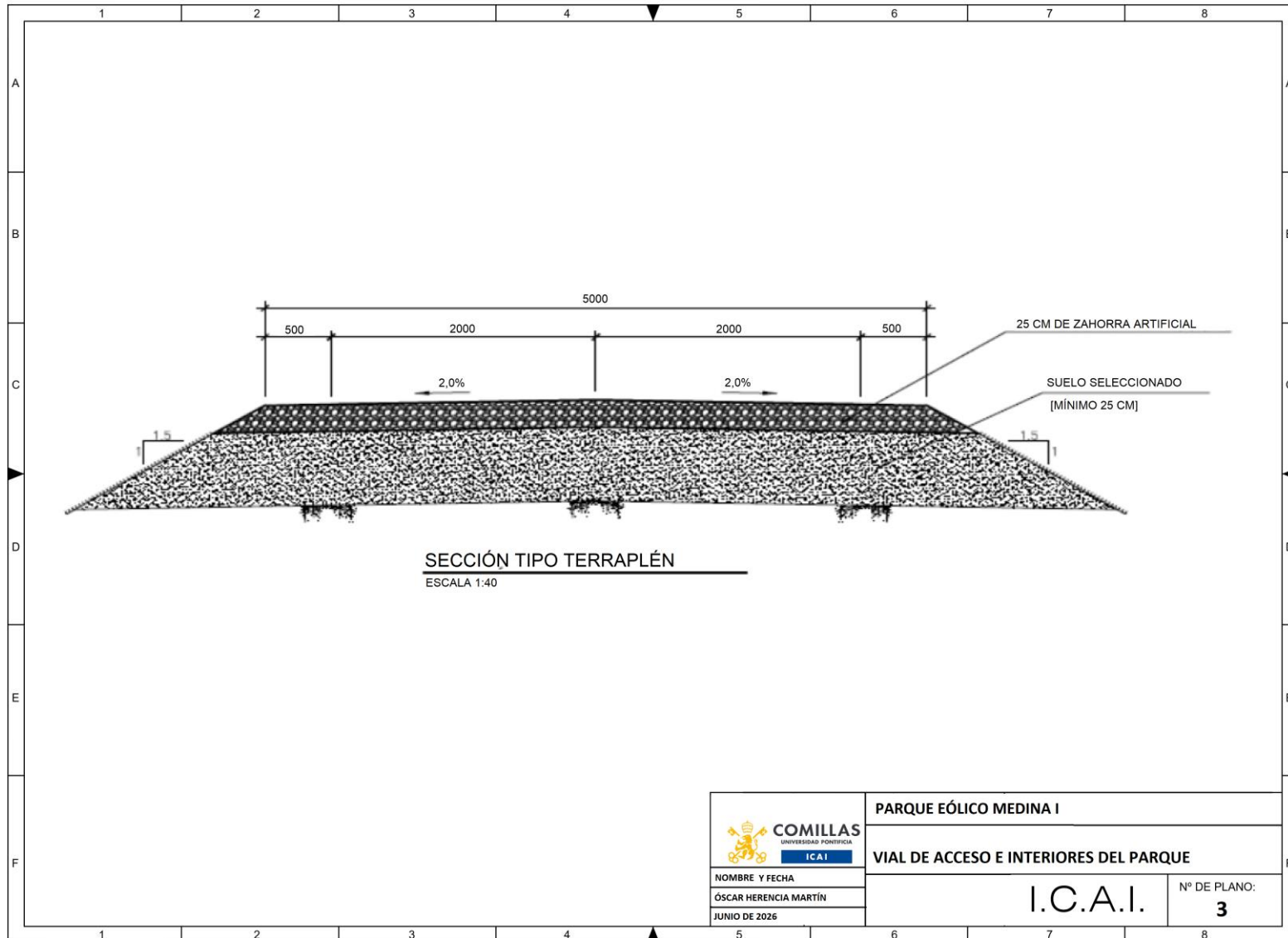
Junio de 2026

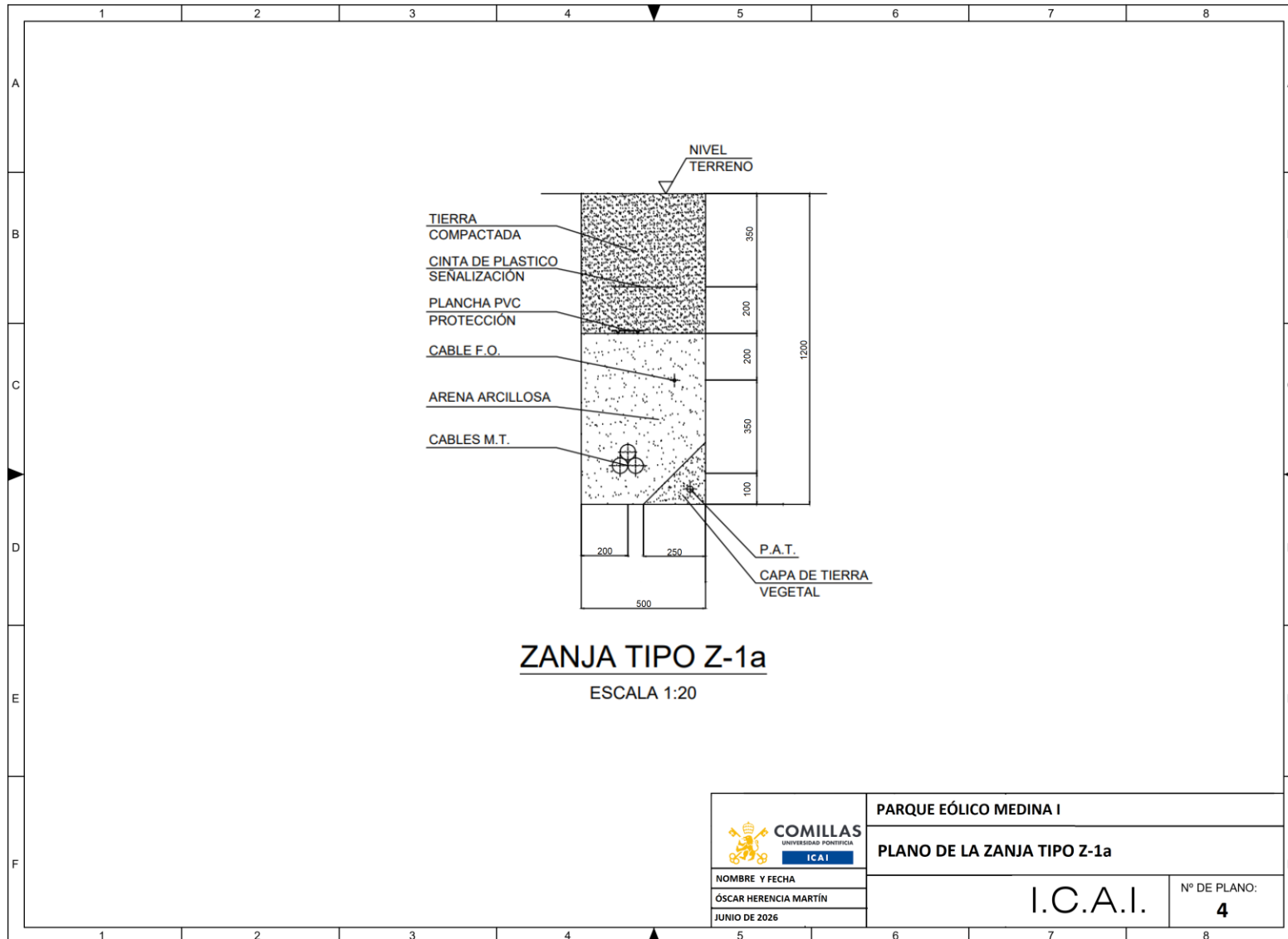
Índice de planos


Plano N°1: Ubicación del PE Medina I – S/E.....	3
Plano N°2: Implantación del PE Medina I – Escala 1:20000.....	4
Plano N°3: Vial de acceso e interior del PE Medina I – Escala 1:40.....	5
Plano N°4: Zanja Tipo Z-1a – Escala 1:20.....	6
Plano N°5: Prediseño de cimentación – Escala 1:125.....	7
Plano N°6: Edificio de Control – S/E.....	8
Plano N°7: Red de Comunicaciones – S/E.....	9
Plano N°8: Red de Puesta a Tierra – S/E.....	10
Plano N°9: Unifilar Simplificado Celdas MT Aerogeneradores + SET MT/AT – S/E.....	11

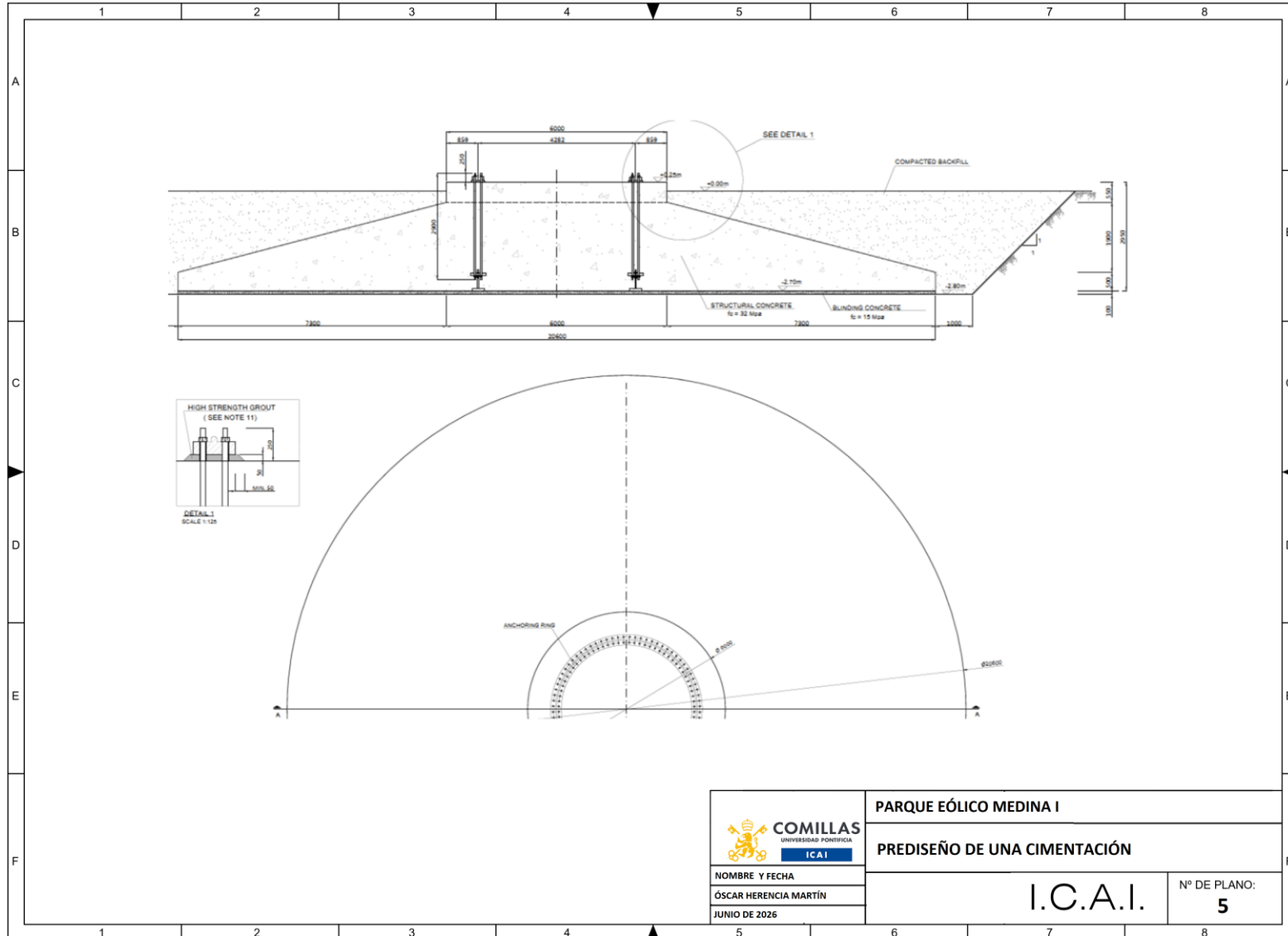


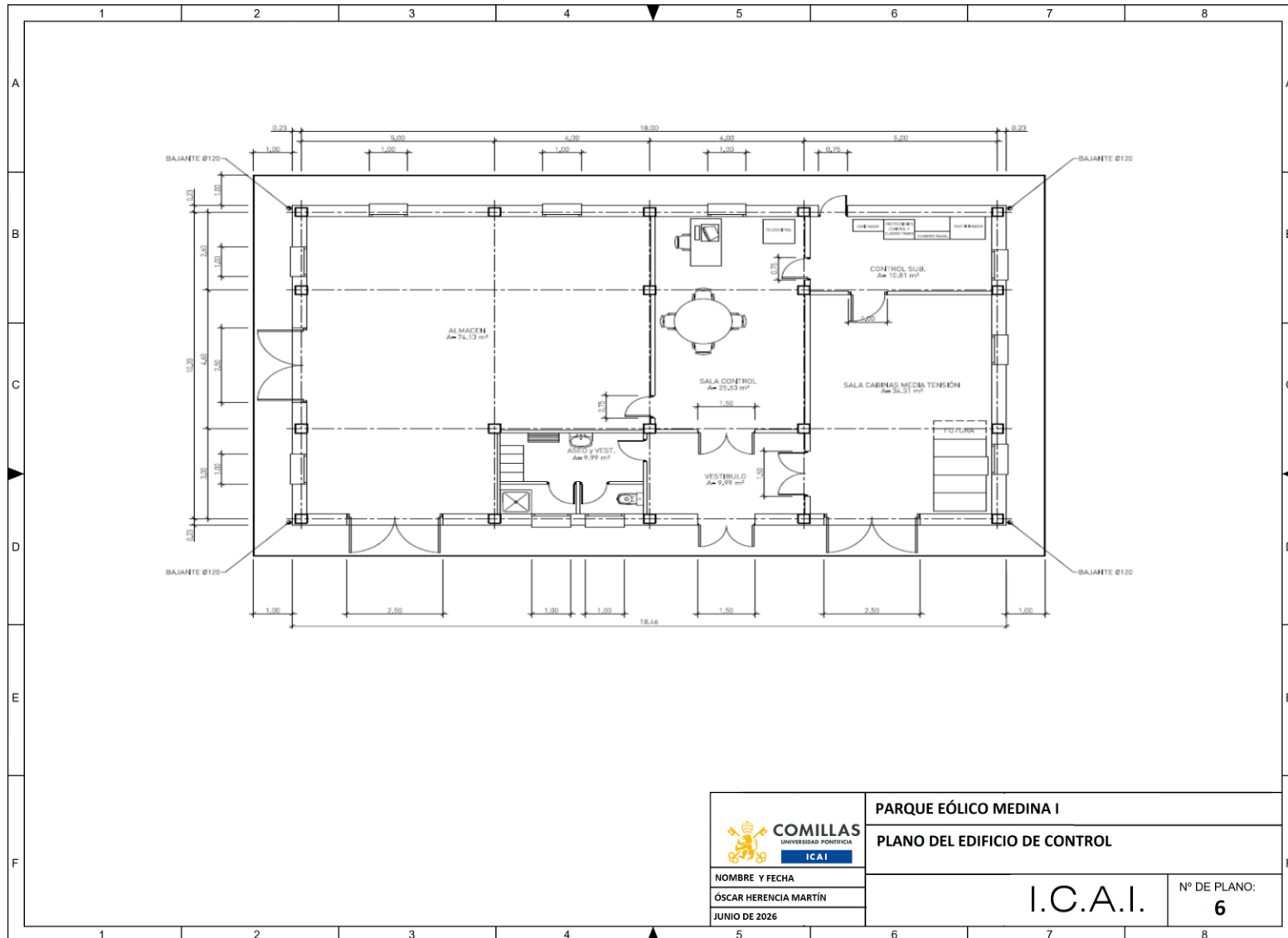


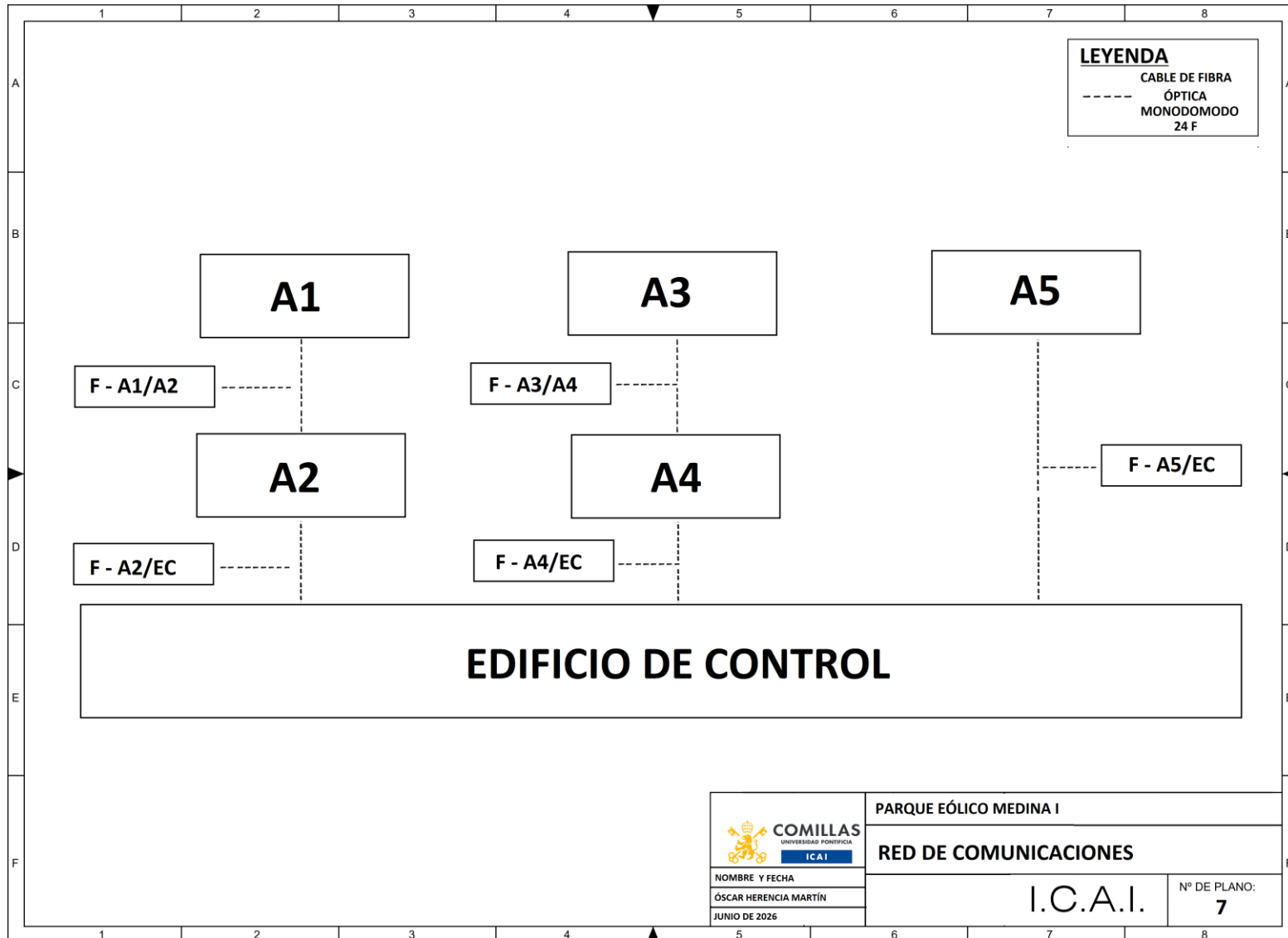


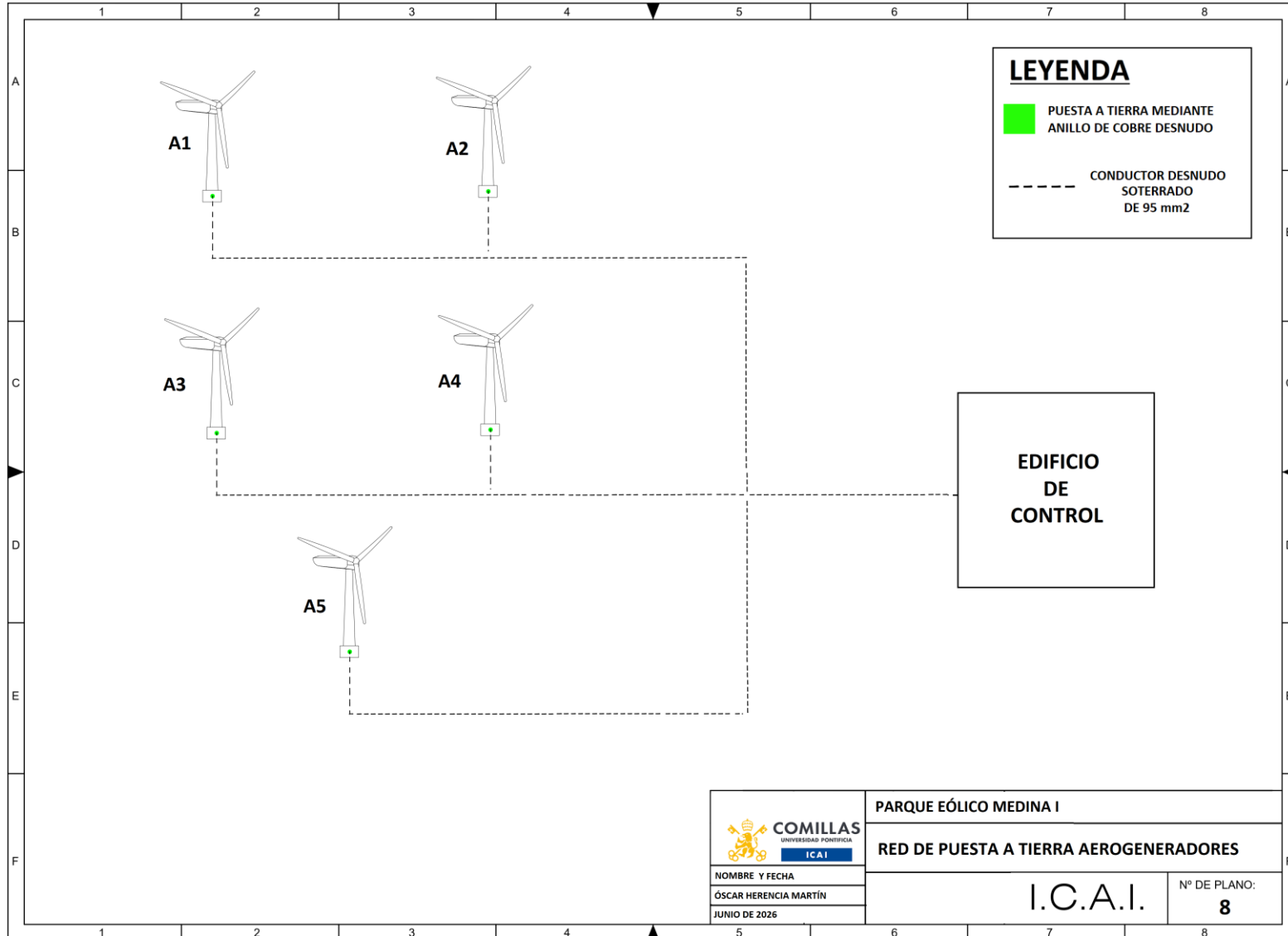


	PARQUE EÓLICO MEDINA I	
	PLANO DE LA ZANJA TIPO Z-1a	
NOMBRE Y FECHA	I.C.A.I.	Nº DE PLANO:
ÓSCAR HERENCIA MARTÍN		4
JUNIO DE 2026		











COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**ESTUDIO DE VIABILIDAD DEL PARQUE EÓLICO
TERRESTRE “MEDINA I”**

DOCUMENTO 3: PRESUPUESTOS

Autor: Óscar Herencia Martín

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Junio de 2026

Índice del documento

<i>Capítulo 1. Cálculos</i>	<i>3</i>
<i>Capítulo 2. Presupuestos</i>	<i>10</i>

Índice de tablas

Tabla 1: Desglose de precios unitarios e importes	9
Tabla 2: Desarrollo del Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC)	10

Capítulo 1. CÁLCULOS

En este capítulo se desarrolla la estimación económica del parque eólico mediante el desglose de los costes asociados a los principales elementos que componen la instalación.

Para la determinación de la mayoría de los precios unitarios se ha recurrido al Listado de Precios Básicos por capítulos de la Junta de Andalucía, utilizado como referencia para la obra civil, movimiento de tierras, canalizaciones, cimentaciones y otros trabajos auxiliares asociados a la ejecución del parque eólico [64].

En aquellos casos en los que no se dispone de un valor del precio unitario exacto, se han adoptado precios orientativos basados en los precios actuales del mercado, ajustándolos a las características particulares del proyecto.

APARTADO 1: OBRA CIVIL								5.436.924 €
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDS	LONGITUD [m]	ANCHURA [m]	PROFUNDIDAD [m]	NºUDS	PRECIO UNITARIO [€]	IMPORTE TOTAL [€]
1.0	LIMPIEZA Y DESBROCE							75.508,00 €
1.0	Limpieza y desbroce de terreno, con medios mecánicos. Medida la superficie en verdadera magnitud.	-	-	-	-	-	-	-
1.00	Viales de acceso exterior	m2	2540	6	-	1	1,59 €	24.194,31 €
1.01	Viales interiores	m2	2970	6	-	1	1,59 €	28.293,75 €
1.02	Plataformas de montaje	m2	50	50	-	5	7,94 €	19.844,77 €

1.03	Cimentación aerogeneradores	m2	20	20	-	5	7,94 €	3.175,16 €
1.1	EXCAVACIONES							1.087.156,45 €
1.1	Excavación de tierras de consistencia media, realizada con medios mecánicos, incluso transporte a terraplén.	-	-	-	-	-	-	- €
1.10	Viales de acceso exterior	m3	2540	6	0,5	1	19,45 €	148.194,24 €
1.11	Viales interiores	m3	2970	6	0,5	1	19,45 €	173.285,64 €
1.12	Zanjas	m3	2382	0,5	1,2	1	39,52 €	56.484,20 €
1.13	Plataformas de montaje	m3	50	50	2	5	97,24 €	486.202,37 €
1.14	Cimentación aerogeneradores	m3	-	20	3	5	3.716,59 €	222.995,44 €
1.2	RELLENOS							4.234.689,62 €
1.20	Relleno viales exteriores con zahorra artificial y tierra compacta	m3	2540	6	0,5	1	64,35 €	490.383,36 €
1.21	Relleno viales interiores con zahorra artificial y tierra compacta	m3	2970	6	0,5	1	64,35 €	573.399,75 €
1.22	Relleno zanjas con arena arcillosa	m3	2382	0,5	1,2	1	119,64 €	170.985,82 €
1.23	Relleno plataformas de montaje con zahorra artificial	m3	50	50	0,2	5	116,23 €	58.115,28 €
1.24	Relleno hormigón de limpieza para cimentación de aerogeneradores	m3	-	20	0,1	5	1.311,93 €	13.119,30 €
1.25	Relleno hormigón armado para cimentación de aerogeneradores	m3	-	20	2,5	5	11.712,27 €	2.928.066,29 €
1.26	Relleno acero B500S para cimentación de aerogeneradores	m3	-	20	0,2	5	30,72 €	614,37 €

1.3	OTROS							39.569,93 €
1.30	Sistema de pernos de anclaje de la cimentación de aerogeneradores	ud	-	-	-	5	2.511,86 €	12.559,29 €
1.31	Plancha de PVC enterrada para protección de cables eléctricos en zanja enterrada	m	2382	-	-	-	11,34 €	27.010,64 €
APARTADO 2: AEROGENERADORES								30.675.000 €
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDS	LONGITUD [m]	ANCHURA [m]	PROFUNDIDAD [m]	NºUDS	PRECIO UNITARIO [€]	IMPORTE TOTAL [€]
2.0	Aerogenerador Enventus VESTAS V172	ud	-	-	-	5	5.521.500,00 €	27.607.500,00 €
2.1	Transporte y montaje del aerogenerador	ud	-	-	-	5	613.500,00 €	3.067.500,00 €
APARTADO 3: MEDIA TENSIÓN								2.880.638 €
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDS	LONGITUD [m]	ANCHURA [m]	PROFUNDIDAD [m]	NºUDS	PRECIO UNITARIO [€]	IMPORTE TOTAL [€]
3.0	CABLEADO DE POTENCIA							1.273.438,68 €
3.00	Conductor RHZ1-2OL 18/30 kV Al 1x240 mm ² XLPE	m	2899,38	-	-	-	346,51 €	1.004.653,18 €
3.01	Conductor RHZ1-2OL 18/30 kV Al 1x185 mm ² XLPE	m	446,55	-	-	-	259,88 €	116.049,26 €
3.02	Conexión del cableado de potencia	m	3345,93	-	-	-	45,65 €	152.736,24 €
3.1	CABLEADO DE PUESTA A TIERRA							623.598,11 €
3.10	Conductor cobre desnudo 95 mm ²	m	2382	-	-	-	207,17 €	493.486,93 €
3.11	Electrodos verticales	m	2,5	-	-	-	252,96 €	632,41 €
3.12	Anillo de cobre 95 mm ²	m	120	-	-	-	126,27 €	15.152,45 €

3.13	Conexión del cableado de puesta a tierra	m	2504,5	-	-	-	45,65 €	114.326,33 €
3.2	CABLEADO DE FIBRA ÓPTICA							161.930,63 €
3.20	Cableado fibra óptica monomodo 24 hilos	m	2382	-	-	-	22,33 €	53.196,22 €
3.21	Conexión del cableado de fibra óptica	m	2382	-	-	-	45,65 €	108.734,41 €
3.3	CABINAS DE MEDIA TENSIÓN DE LOS AEROGENERADORES							821.670,58 €
3.30	Cabina 0L+1V	ud	-	-	-	3	105.342 €	316.027 €
3.31	Cabina 0L+1L+1V	ud	-	-	-	2	252.822 €	505.643 €
APARTADO 4: EDIFICIO DE CONTROL								583.000 €
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDS	LONGITUD [m]	ANCHURA [m]	PROFUNDIDAD [m]	NºUDS	PRECIO UNITARIO [€]	IMPORTE TOTAL [€]
4.0	Edificio prefabricado de hormigón, 18x11x3 m3	ud	-	-	-	1	233.811 €	233.811 €
4.1	SSAA del edificio de control	ud	-	-	-	1	103.916 €	103.916 €
4.2	Montaje del edificio de control	ud	-	-	-	1	41.566 €	41.566 €
4.3	Cuadro CGBT 400V	ud	-	-	-	1	11.463 €	11.463 €
4.4	Servicios Auxiliares	ud	-	-	-	1	77.937 €	77.937 €
4.5	Sistemas P&C	ud	-	-	-	1	114.307 €	114.307 €
APARTADO 5: SUBESTACIÓN MT/AT								2.537.832 €
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDS	LONGITUD [m]	ANCHURA [m]	PROFUNDIDAD [m]	NºUDS	PRECIO UNITARIO [€]	IMPORTE TOTAL [€]
5.0	LADO DE MEDIA TENSIÓN							254.190,99 €

5.00	Celda de entrada de línea a 30 kV, embarrado, interruptor automático 630 A (20kA) y seccionador 630 A, TI (400/1-1-1) A, TT (30 kV/ $\sqrt{3}$ / 110/ $\sqrt{3}$)	ud	-	-	-	2	52.281 €	104.562,32 €
5.01	Celda de entrada de línea a 30 kV, embarrado, interruptor automático 630 A (20kA) y seccionador 630 A, TI (200/1-1-1) A, TT (30 kV/ $\sqrt{3}$ / 110/ $\sqrt{3}$)	ud	-	-	-	1	49.144 €	49.144,29 €
5.02	Celda de transformador embarrado, interruptor automático 1250A (20kA), seccionador con puesta a tierra 1250 A, transformador de medida de intensidad 1200/5-5-5, transformador de medida de tensión 30 kV/ $\sqrt{3}$ / 110/ $\sqrt{3}$	ud	-	-	-	1	83.650 €	83.649,85 €
5.03	Transformador de SSAA potencia nominal 100kVA	ud	-	-	-	1	14.639 €	14.638,73 €
5.04	Autoválvula 30 kV (87,5 kV) (10kA)	ud	-	-	-	3	732 €	2.195,81 €
5.1	LADO DE ALTA TENSIÓN							1.802.654,35 €
5.10	Transformador elevador MT/AT, 50 MVA, 30/220 kV, YNd11, 12%	ud	-	-	-	1	1.568.435 €	1.568.434,76 €
5.11	Interruptor automático 220 kV de corte en vacío, muelles motorizados, Ur = 245 kV, In = 630 A, PdC = 20 kA	ud	-	-	-	1	73.194 €	73.193,62 €

5.12	Seccionador 220kV, Ur = 245 kV, In = 630 A, Icd = 20 kA/3s	ud	-	-	-	2	25.095 €	50.189,91 €
5.13	Transformador de intensidad 200/1-1-1 A, 15VA, Clase 5P20, 31,5kA/3s	ud	-	-	-	2	15.684 €	31.368,69 €
5.14	Transformador de intensidad 200/1-1-1 A, 10VA, Clase 0,5S, 31,5kA/3s	ud	-	-	-	1	18.821 €	18.821,22 €
5.15	Transformador de medida de tensión 220 kV/ $\sqrt{3}$ / 110/ $\sqrt{3}$, Clase 0,5, 25 VA	ud	-	-	-	1	12.547 €	12.547,48 €
5.16	Transformador de medida de tensión 220 kV/ $\sqrt{3}$ / 110/ $\sqrt{3}$, Clase 3P, 50 VA	ud	-	-	-	2	17.776 €	35.551,19 €
5.17	Autoválvula 220 kV (465 kV) (10kA)	ud	-	-	-	3	4.182 €	12.547,48 €
5.2	CONSTRUCCIÓN Y PUESTA EN MARCHA							480.986,66 €
5.20	Construcción de la subestación (Obra civil, estructuras metálicas...)	ud	-	-	-	1	418.249,27 €	418.249,27 €
5.21	Montaje de la aparamenta y puesta en marcha	ud	-	-	-	1	62.737,39 €	62.737,39 €
APARTADO 6: TORRE ANEMOMÉTRICA								95.000 €
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDS	LONGITUD [m]	ANCHURA [m]	PROFUNDIDAD [m]	NºUDS	PRECIO UNITARIO [€]	IMPORTE TOTAL [€]
6.0	Torre anemométrica de 100 metros de altura con sensores de temperatura, humedad, presión, dirección y velocidad de viento. Sistemas SCADA, protección y auxiliares	ud	-	-	-	1	95.000 €	95.000 €
APARTADO 7: LÍNEA AEREA DE ALTA TENSIÓN								3.222.763 €

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDS	LONGITUD [m]	ANCHURA [m]	PROFUNDIDAD [m]	NºUDS	PRECIO UNITARIO [€]	IMPORTE TOTAL [€]
7.0	Cimentación de los apoyos de la LAT	ud	-	-	-	50	23.563 €	1.178.152 €
7.1	Apoyos metálicos de la LAT	ud	-	-	-	50	20.735 €	1.036.773 €
7.2	Conductor LA-380 ACSR	ud	18500	-	-	1	22,43 €	414.992 €
7.3	Montaje conductor y puesta en marcha	ud	18500	-	-	1	32,05 €	592.846 €
TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL								45.431.157 €

Tabla 1: Desglose de precios unitarios e importes

Capítulo 2. PRESUPUESTOS

En este apartado se recoge el resumen económico del Presupuesto de Ejecución Material del parque eólico, agrupando los importes correspondientes a los distintos apartados que componen el proyecto. A partir de este valor, se aplican los porcentajes correspondientes de gastos generales y beneficio industrial, obteniéndose así el Presupuesto de Ejecución por Contrata.

Tabla 2: Desarrollo del Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC)

DESCRIPCIÓN	DESGLOSE	IMPORTE TOTAL
APARTADO 1: OBRA CIVIL		5.436.924,00 €
Limpieza y desbroces	75.508,00 €	
Excavaciones	1.087.156,45 €	
Rellenos	4.234.689,62 €	
Otros	39.569,93 €	
APARTADO 2: AEROGENERADORES		30.675.000,00 €
APARTADO 3: MEDIA TENSIÓN		2.880.638,00 €
Cableado de potencia	1.273.438,68 €	
Cableado de puesta a tierra	623.598,11 €	
Cableado de fibra óptica	161.930,63 €	
Cabinas de media tensión de los aerogeneradores	821.670,58 €	
APARTADO 4: EDIFICIO DE CONTROL		583.000,00 €
APARTADO 5: SUBESTACIÓN MT/AT		2.537.832,00 €
Lado de Media Tensión	254.190,99 €	
Lado de Alta Tensión	1.802.654,35 €	
Construcción y puesta en marcha	480.986,66 €	
APARTADO 6: TORRE ANEMOMÉTRICA		95.000,00 €
APARTADO 7: LINEA AÉREA AT		3.222.763,00 €
-		
PPTO DE EJECUCIÓN MATERIAL		45.431.157,00 €
Gastos generales	16%	7.268.985,12 €
Beneficio industrial	3%	1.362.934,71 €
PPTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA		54.063.076,83 €

El Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC) del Parque Eólico ‘Medina I’ se cifra en: CINCUENTA Y CUATRO MILLONES SESENTA Y TRES MIL SETENTA Y SEIS CON OCHENTA Y TRES CENTAVOS (54.063.076,83 €).



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**ESTUDIO DE VIABILIDAD DEL PARQUE EÓLICO
TERRESTRE “MEDINA I”**

ANEXO I: SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Autor: Óscar Herencia Martín

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Mayo de 2026

Índice del anexo

Capítulo 1. Objetivo del presente anexo	7
Capítulo 2. Criterios y puntuaciones para la selección del emplazamiento.....	8
Capítulo 3. Estudio de las opciones	9
3.1 Opción 1	9
3.1.1 Localización	9
3.1.2 Recurso Eólico.....	10
3.1.3 Potencia Estimada.....	12
3.1.4 Accesos	13
3.1.5 Interconexión Eléctrica	15
3.1.6 Restricciones medioambientales.....	16
3.1.7 Orografía y Terreno	18
3.1.8 Otros Aspectos.....	19
3.1.9 Puntuación.....	22
3.2 Opción 2	23
3.2.1 Localización	23
3.2.2 Recurso Eólico.....	24
3.2.3 Potencia Estimada.....	26
3.2.4 Accesos	27
3.2.5 Interconexión Eléctrica	29
3.2.6 Restricciones medioambientales.....	30
3.2.7 Orografía y Terreno	31
3.2.8 Otros Aspectos.....	32
3.2.9 Puntuación.....	34
3.3 Opción 3	35
3.3.1 Localización	35
3.3.2 Recurso Eólico.....	36
3.3.3 Potencia Estimada.....	38
3.3.4 Accesos	38
3.3.5 Interconexión Eléctrica	39

3.3.6 Restricciones medioambientales.....	41
3.3.7 Orografía y Terreno	42
3.3.8 Otros Aspectos.....	43
3.3.9 Puntuación.....	45
Capítulo 4. Conclusiones y decisión final.....	46

Índice de figuras

Figura 1: Ubicación en Google Earth del primer emplazamiento	9
Figura 2: Poligonal del primer emplazamiento en Google Earth	9
Figura 3: Perfil de velocidades de viento del primer emplazamiento (Global Wind Atlas)	10
Figura 4: Rosa de vientos del primer emplazamiento (Global Wind Atlas)	10
Figura 5: Variabilidad diaria de velocidades de viento en el primer emplazamiento (Global Wind Atlas)	11
Figura 6: Variabilidad anual y mensual de velocidades de viento en el primer emplazamiento (Global Wind Atlas)	11
Figura 7: Localización aproximada de los aerogeneradores en el primer emplazamiento..	12
Figura 8: Posibles accesos al primer emplazamiento	13
Figura 9: Acceso al primer emplazamiento CC-227 (Google Earth)	13
Figura 10: Acceso al primer emplazamiento por el desvío de CC-227 (Google Earth).....	14
Figura 11: Acceso al primer emplazamiento por carretera secundaria (Google Earth)	14
Figura 12: Mapa del Sistema Eléctrico Ibérico 2018, zona de Plasencia.....	15
Figura 13: Leyenda de tensiones de línea del Mapa del Sistema Eléctrico Ibérico 2018 ...	15
Figura 14: Distancia hacia subestaciones eléctricas cercanas al primer emplazamiento	16
Figura 15: Mapa Interactivo Red Natura 2000 en la zona del primer emplazamiento.....	17
Figura 16: Potenciales impedimentos medioambientales del primer emplazamiento.....	17
Figura 17: Orografía del emplazamiento (Global Wind Atlas).....	18
Figura 18: Vista del emplazamiento desde un camino secundario (Google Earth).....	19
Figura 19: Hoja de características con niveles de ruido registrados por aerogeneradores Vestas V172-7.2 MW	19
Figura 20: Distancia desde el aerogenerador 2 hasta "Escuela Infantil El Principito"	20
Figura 21: Ubicación del primer emplazamiento en el mapa de red de fibra oscura de Reintel	21
Figura 22: Ubicación en Google Earth del segundo emplazamiento	23

Figura 23: Poligonal del segundo emplazamiento en Google Earth	23
Figura 24: Perfil de velocidades de viento del segundo emplazamiento (Global Wind Atlas)	24
Figura 25: Rosa de vientos del segundo emplazamiento (Global Wind Atlas).....	24
Figura 26: Variabilidad diaria de velocidades de viento en el segundo emplazamiento (Global Wind Atlas)	25
Figura 27: Variabilidad anual y mensual de velocidades de viento en el segundo emplazamiento (Global Wind Atlas).....	25
Figura 28: Localización aproximada de los aerogeneradores en el segundo emplazamiento	26
Figura 29: Vista aérea de los accesos al segundo emplazamiento en Google Earth	27
Figura 30: SO-160, carretera paralela al segundo emplazamiento	27
Figura 31: Carretera SO-P-4135.....	28
Figura 32: Camino secundario (28 SO-160) que transcurre por el segundo emplazamiento	28
Figura 33: Mapa del Sistema Eléctrico Ibérico 2018, zona de Soria	29
Figura 34: Distancia en Google Earth desde el segundo emplazamiento hasta las posibles subestaciones	29
Figura 35: Mapa Interactivo Red Natura 2000 en la zona del segundo emplazamiento	31
Figura 36: Potenciales impedimentos medioambientales del segundo emplazamiento (Red Natura 2000).....	31
Figura 37: Vista del terreno del segundo emplazamiento en Google Earth	32
Figura 38: Distancia desde el segundo aerogenerador hasta el núcleo poblacional más cercano (Nograles) en Google Earth	32
Figura 39: Ubicación del segundo emplazamiento en el mapa de red de fibra oscura de Reintel.....	33
Figura 40: Ubicación en Google Earth del emplazamiento final	35
Figura 41: Poligonal del tercer emplazamiento en Google Earth.....	35
Figura 42: Perfil de velocidades de viento del tercer emplazamiento (Global Wind Atlas)	36
Figura 43: Rosa de vientos del tercer emplazamiento (Global Wind Atlas).....	36

Figura 44: Variabilidad diaria de velocidades de viento en el tercer emplazamiento (Global Wind Atlas)	37
Figura 45: Variabilidad anual y mensual de velocidades de viento en el tercer emplazamiento (Global Wind Atlas)	37
Figura 46: Localización aproximada de los aerogeneradores en el tercer emplazamiento .	38
Figura 47: Vista aérea de los accesos al emplazamiento en Google Earth.....	39
Figura 48: Tramo de la A-390 paralelo al tercer emplazamiento y acceso secundario en Google Earth.....	39
Figura 49: Mapa del Sistema Eléctrico Ibérico 2018, zona de Chiclana de la Frontera	40
Figura 50: Distancia en Google Earth desde el tercer emplazamiento hasta la Subestación de Puerto Real	40
Figura 51: Distancia hacia otras posibles alternativas.....	41
Figura 52: Mapa Interactivo Red Natura 2000 en la zona del tercer emplazamiento	42
Figura 53: Potenciales impedimentos medioambientales del tercer emplazamiento (Red Natura 2000).....	42
Figura 54: Vista aérea y terrestre del terreno de la zona en Google Earth	43
Figura 55: Distancia desde el segundo aerogenerador hasta el núcleo poblacional más cercano (Medina Sidonia) en Google Earth	43
Figura 56: Ubicación del tercer emplazamiento en el mapa de red de fibra oscura de Reintel.	44

Índice de tablas

Tabla 1: Criterios de selección y puntuaciones	8
Tabla 2: Puntuación del primer emplazamiento	22
Tabla 3: Puntuación del segundo emplazamiento	34
Tabla 4: Puntuación del emplazamiento final	45

Capítulo 1. OBJETIVO DEL PRESENTE

ANEXO

El objeto del presente anexo es evaluar y comparar tres emplazamientos potenciales para la implantación del parque eólico, con el fin de seleccionar la alternativa más adecuada para el desarrollo del proyecto.

Para ello, cada ubicación será analizada mediante una metodología basada en distintos criterios técnicos, económicos y legales, a los que se les asignará una puntuación en función de su grado de cumplimiento. A partir de la valoración global obtenida, se determinará cuál de los tres emplazamientos presenta las condiciones más favorables.

El emplazamiento finalmente seleccionado será el que se empleará posteriormente como base para el estudio de viabilidad completo del parque eólico.

Capítulo 2. CRITERIOS Y PUNTUACIONES PARA LA SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Los criterios empleados para la selección del emplazamiento se analizarán y verificarán en los apartados posteriores del presente anexo. Dichos criterios permitirán comparar de forma objetiva las distintas alternativas consideradas y valorar su idoneidad para el desarrollo del parque eólico. En concreto, se tendrán en cuenta y se puntuarán los siguientes aspectos:

CRITERIOS	PUNTUACIÓN		
	1	2	3
VELOCIDAD DE VIENTO	Menor a 7 m/s	Entre 7 y 8,5 m/s	Mayor a 8,5 m/s
POTENCIA ESTIMADA	Menos de 40 MW	Entre 40 y 50 MW	Más de 50 MW
ACCESOS	Accesos inexistentes o muy pobres	Accesos aceptables o fáciles de renovar	Accesos en buen estado
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA	A más de 25 Km	Alrededor de 20 Km de distancia	A menos de 15 Km
RESTRICCIONES MEDIOAMBIENTALES	Ocupando espacios protegidos	Espacios protegidos cerca	Lejos de espacios protegidos
OROGRAFÍA Y TERRENO	Grandes pendientes con gran vegetación y obstáculos	Pendientes considerables con vegetación y obstáculos puntuales	Pendientes bajas con ausencia de vegetación u obstáculos
OTROS	Influencia directa en redes de comunicación y núcleos urbanos	Alguna influencia en redes de comunicación o núcleos urbanos	Sin influencia en redes de comunicación o núcleos urbanos

Tabla 1: Criterios de selección y puntuaciones

Capítulo 3. ESTUDIO DE LAS OPCIONES

3.1 OPCIÓN 1

3.1.1 LOCALIZACIÓN

La primera opción se sitúa en Plasencia, en la provincia de Cáceres. En concreto, en el entorno de Olivar del Puerto. Las coordenadas son las siguientes: 40.011366° , -6.070358°



Figura 1: Ubicación en Google Earth del primer emplazamiento

La poligonal que ha sido trazada para el parque eólico es la siguiente:



Figura 2: Poligonal del primer emplazamiento en Google Earth

3.1.2 RECURSO EÓLICO

Siguiendo los datos del mapa eólico Global Wind Atlas, a velocidades de buje de 100 metros, la media de velocidad de viento en esta zona es de 8,26 m/s, superando ampliamente el umbral mínimo de 6,5 m/s definido como criterio de selección del emplazamiento.

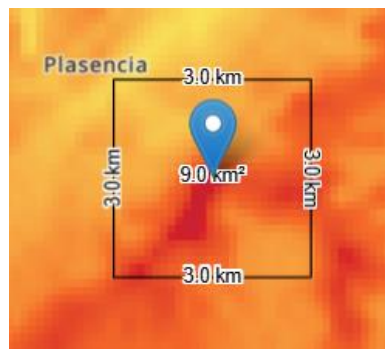


Figura 3: Perfil de velocidades de viento del primer emplazamiento (Global Wind Atlas)

Por otro lado, la rosa de vientos de Global Wind Atlas es la siguiente:

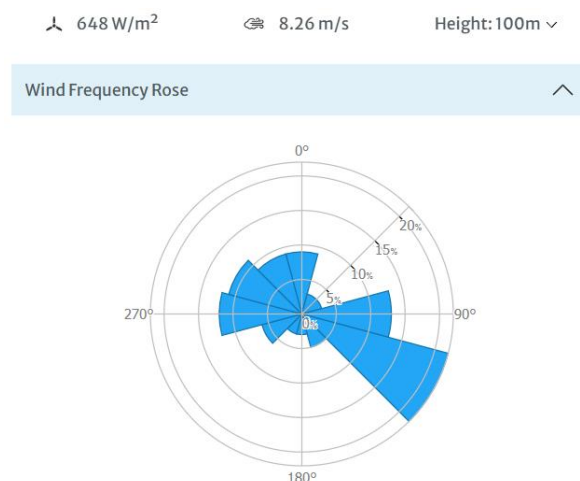


Figura 4: Rosa de vientos del primer emplazamiento (Global Wind Atlas)

Además, la variabilidad de velocidades de viento:

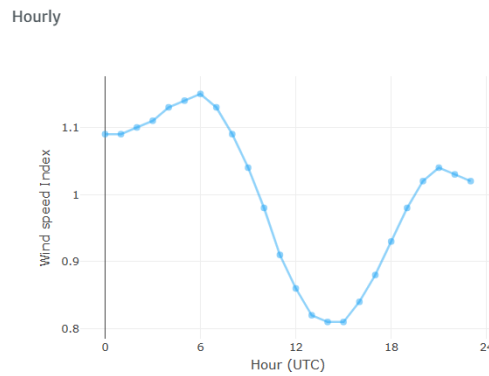


Figura 5: Variabilidad diaria de velocidades de viento en el primer emplazamiento (Global Wind Atlas)

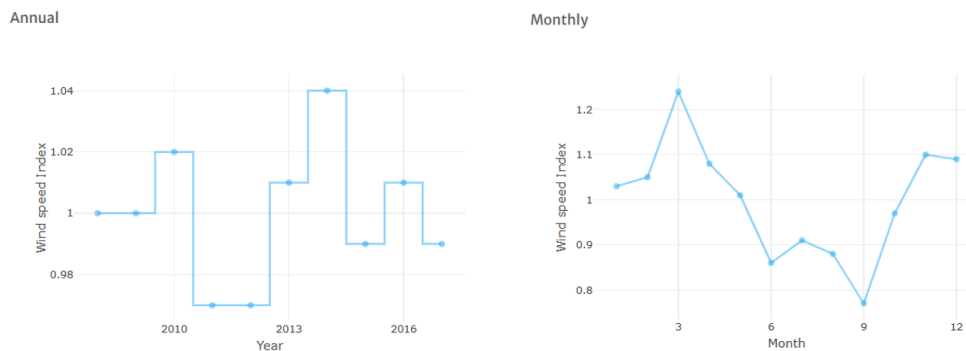


Figura 6: Variabilidad anual y mensual de velocidades de viento en el primer emplazamiento (Global Wind Atlas)

El análisis horario muestra que las mayores velocidades se concentran durante la madrugada y primeras horas de la mañana. Por el contrario, el mínimo diario se produce durante las horas centrales del día. No obstante, incluso en este periodo de menor intensidad, el recurso eólico sigue manteniéndose en valores razonables.

Los meses más favorables se sitúan principalmente en marzo, noviembre y diciembre, mientras que los valores más reducidos se observan en verano, especialmente en septiembre. Esta distribución indica que la producción esperada del parque estaría condicionada por una mayor aportación durante los meses de invierno, primavera y final de otoño, y una menor

generación durante el verano. La variabilidad anual es reducida, lo que sugiere una cierta estabilidad del recurso eólico a largo plazo, sin grandes desviaciones entre años.

La rosa de frecuencias muestra una dirección predominante clara de los vientos procedentes del sureste. Esta información resulta relevante para fases posteriores del diseño, ya que la disposición de los aerogeneradores deberá tener en cuenta las direcciones dominantes del viento con el fin de reducir las pérdidas por estela entre máquinas.

3.1.3 POTENCIA ESTIMADA

Siguiendo los 30° aproximadamente respecto al Este que indica la rosa de vientos de Global Wind Atlas, se han dispuesto la mayor cantidad de aerogeneradores posibles dentro del perímetro del emplazamiento. Se han colocado a una distancia de 3 veces el diámetro del rotor si se encuentran en la misma fila, y a 9 veces el diámetro del rotor si pertenecen a filas distintas. En este caso, unos 500 metros y 1300 metros respectivamente.

Si estimamos una potencia de 6,5 MW por aerogenerador, teniendo siete generadores, la potencia final del parque sería de 39 MW, un valor algo escaso para los objetivos del estudio.



Figura 7: Localización aproximada de los aerogeneradores en el primer emplazamiento

3.1.4 ACCESOS

Se estudia el acceso al emplazamiento tanto desde la carretera CC-227 (situada a unos metros del aerogenerador 1 y 2), como a través de una carretera secundaria que sube la cuesta hasta la cima. Al estar cerca de Plasencia, se espera que las carreteras y accesos sean idóneos.

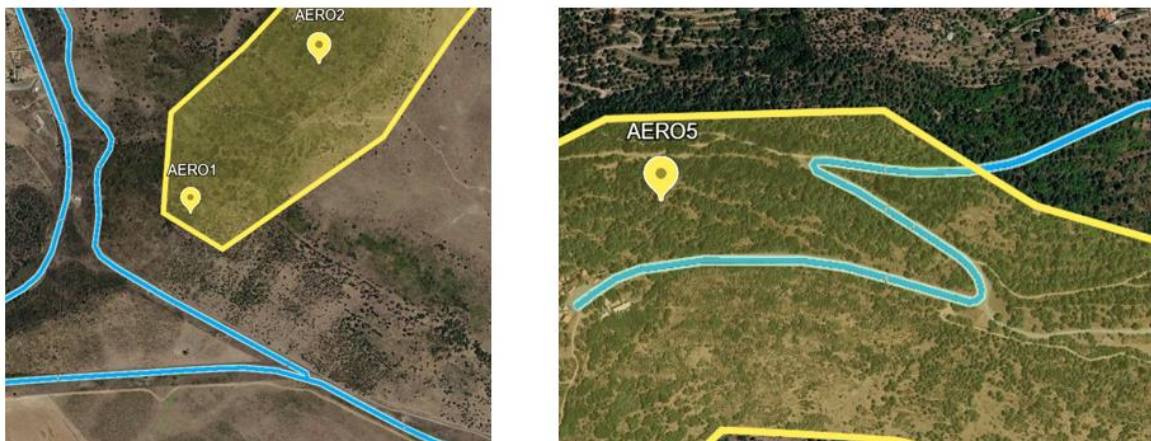


Figura 8: Posibles accesos al primer emplazamiento

Como se puede observar en la figura 8, los accesos al emplazamiento a través de la carretera CC-227 están en perfecto estado.



Figura 9: Acceso al primer emplazamiento CC-227 (Google Earth)

Incluso el desvío indicado está asfaltado y libre de obstáculos y vegetación.



Figura 10: Acceso al primer emplazamiento por el desvío de CC-227 (Google Earth)

Por otro lado, el acceso a través de la carretera secundaria parece algo más estrecho, con mayor pendiente y vegetación a los lados. Aun así, también está asfaltado, lo cual puede ser de gran utilidad para transportes menores.



Figura 11: Acceso al primer emplazamiento por carretera secundaria (Google Earth)

En definitiva, podemos considerar que el emplazamiento está bien conectado y la inversión en accesibilidad será muy asequible.

3.1.5 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA



Figura 12: Mapa del Sistema Eléctrico Ibérico 2018, zona de Plasencia

Tomando el mapa del sistema eléctrico ibérico del 2018, destacamos varias subestaciones capaces de aguantar los 45,5MW que tendría este parque. Las opciones más claras son la ST Plasencia Industrial, que opera a 220kV, o la ST de Almaraz. Descartamos a su vez la ST Valdeobispo, ya que solamente que opera a 45kV, aunque cuenta con futuras ampliaciones para soportar líneas de 132kV y la ST Galisteo, también de 45kV.

Cuesta pensar que se consiga acceso y conexión en la subestación de Almaraz, debido a la magnitud del proyecto nuclear que soporta dicha subestación.

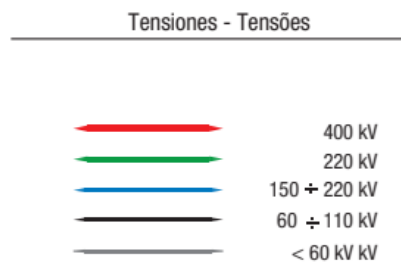


Figura 13: Leyenda de tensiones de línea del Mapa del Sistema Eléctrico Ibérico 2018

Por otro lado, aunque no aparezca en el mapa que proporciona Red Eléctrica, tras investigar la zona se han encontrado otra subestación, perteneciente al PE Merengue.

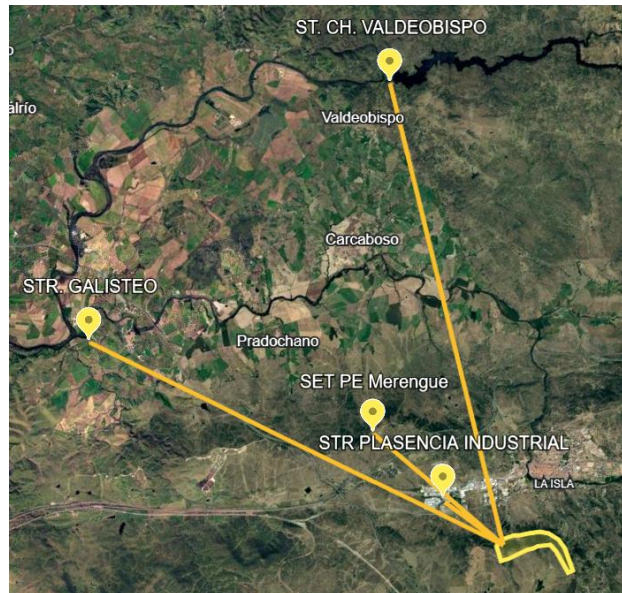


Figura 14: Distancia hacia subestaciones eléctricas cercanas al primer emplazamiento

Se desconoce la disponibilidad que tiene el parque eólico cercano para ampliar su subestación o permitir acceso y conexión a ella, pero, aun así, la subestación de Plasencia se encuentra a solamente 2,7 Km. Se trata de un buen emplazamiento para la interconexión

3.1.6 RESTRICCIONES MEDIOAMBIENTALES

En cuanto a las restricciones medioambientales, se ha recurrido al mapa interactivo de Red Natura 2000. A pesar de que el emplazamiento no se sobrepondría encima de ninguna zona protegida, hay varios ríos y arroyos protegidos que fluyen justo a las afueras del perímetro delimitado para el parque.

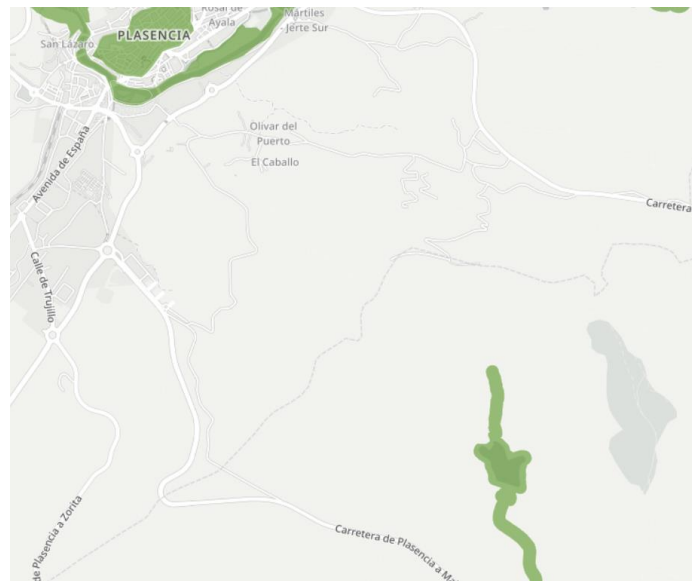


Figura 15: Mapa Interactivo Red Natura 2000 en la zona del primer emplazamiento

Arroyos Barbaon y Calzones (ES4320060)	Ríos Alagon y Jerte (ES4320071)
<p>Country: Spain Type: Protected under the Habitats Directive Area: 2055.7 ha Established date: Dec. 2000 EU protected species: 41 EU protected habitats: 13</p> <p>Show site information in a new tab</p>	<p>Country: Spain Type: Protected under the Habitats Directive Area: 3131.7 ha Established date: Dec. 2000 EU protected species: 46 EU protected habitats: 11</p> <p>Show site information in a new tab</p>

Figura 16: Potenciales impedimentos medioambientales del primer emplazamiento

Al ser un hábitat de tantas especies protegidas, es imperial que el parque eólico no entre en disonancia con ellos. A pesar de que hay una distancia de más de 1,5Km hasta cualquiera de los dos espacios protegidos, la coexistencia con ellos podría implicar una Declaración de Impacto Ambiental negativa, lo cual lo sitúa como un emplazamiento muy desfavorable en este aspecto.

3.1.7 OROGRAFÍA Y TERRENO

Al encontrarse en el comienzo de una zona con perfil orográfico creciente, hay grandes cambios de altitud en la zona. Solamente entre la cima del emplazamiento y la carretera de acceso hay aproximadamente 140 metros de altura de diferencia.

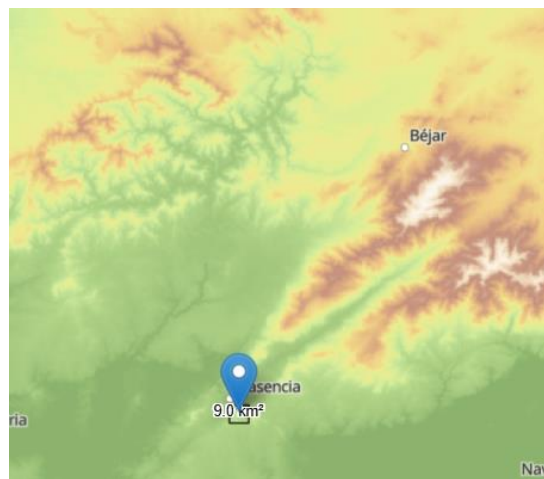


Figura 17: Orografía del emplazamiento (Global Wind Atlas)

Los cambios fuertes de pendientes y una mala disposición para cimentar los aerogeneradores son un inconveniente a la hora de mantener la viabilidad económica y técnica del parque. A pesar de que el perfil de velocidades de viento sea bueno, si la construcción y movimiento de tierras del parque no es rentable desde el punto de vista económico, es improbable que el proyecto salga adelante.

Como se puede comprobar al fondo de la figura siguiente, la zona cuenta con multitud de árboles y vegetación que habría que retirar, no solo agravando el criterio medioambiental, sino disparando los costes.



Figura 18: Vista del emplazamiento desde un camino secundario (Google Earth)

3.1.8 OTROS ASPECTOS

Por un lado, se ha comprobado que no hay contaminación acústica o visual que afecte a las poblaciones cercanas. Para ello, se han tomado los datos de ruido más desfavorables posibles. Entre todos los fabricantes, Vestas indica unos niveles de decibelios máximos de 107,8 dB, mayores a los niveles registrados por otros como Nordex o Siemens.

Vestas		Energy Solutions	Investor	Media	Care
POWER REGULATION OPERATIONAL DATA		Pitch regulated with variable speed			
Standard rated power	7,200kW				
Cut-in wind speed	3m/s				
Cut-out wind speed	25m/s				
Wind class	IEC S				
Standard operating temperature range	from -20°C* to +45°C				
*High wind Operation available as standard					
SOUND POWER					
Maximum	107.8dB(A)**				
**Sound Optimised Modes available dependent on site and country					

Figura 19: Hoja de características con niveles de ruido registrados por aerogeneradores Vestas V172-7.2

MW

Se ha tomado la distancia desde el núcleo poblacional más cercano y el aerogenerador más pegado a él. La distancia medida es de unos 1,4 Km.



Figura 20: Distancia desde el aerogenerador 2 hasta "Escuela Infantil El Principito"

Para estimar de forma aproximada, tomamos la aproximación más típica de campo libre con fuente puntual:

$$L_p = L_w - 20 * \log_{10}(r) - 11$$

Siendo $L_w = 107,8$ dB y $r = 1400$ metros:

$$L_p = 107.8 - 62,95 - 11 = 33,85 \text{ dB}$$

Si bien es cierto que es un valor que puede tener una variación considerable, al no tener en cuenta factores como el resto de los aerogeneradores, el relieve, la propagación esférica o hemisférica o la absorción acústica del terreno, este valor nos sirve para saber que los aerogeneradores seguirían las recomendaciones de la OMS de mantener unos niveles entre 35 y 45 dB por la noche y de 45-55 dB por el día.

En cuanto a la contaminación visual, se trata de una zona con una población extensa (40132 habitantes según el Instituto Nacional de Estadística en 2025). Es muy probable que la instalación de 7 grandes aerogeneradores a la vista de tantas personas genere descontento y/o algo de oposición social.

Finalmente, se ha comprobado mediante el Mapa de la red de fibra oscura de Reintel que el emplazamiento no interfiere con dicha red, aunque es rodeado por ella.



Figura 21: Ubicación del primer emplazamiento en el mapa de red de fibra oscura de Reintel

3.1.9 PUNTUACIÓN

Teniendo en cuenta los criterios definidos en el apartado anterior, se le asigna la siguiente puntuación al tercer emplazamiento:

CRITERIOS	EMPLAZAMIENTO
	I
VELOCIDAD DE VIENTO	2
POTENCIA ESTIMADA	1
ACCESOS	3
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA	3
RESTRICCIONES MEDIOAMBIENTALES	1
OROGRAFÍA Y TERRENO	1
OTROS	2
PUNTUACIÓN TOTAL	13

Tabla 2: Puntuación del primer emplazamiento

3.2 OPCIÓN 2

3.2.1 LOCALIZACIÓN

La segunda opción se sitúa en Brías, que pertenece al municipio de Berlanga de Duero, en la provincia de Soria. Las coordenadas son las siguientes: 41.37887°, -2.960815°



Figura 22: Ubicación en Google Earth del segundo emplazamiento



Figura 23: Poligonal del segundo emplazamiento en Google Earth

3.2.2 RECURSO EÓLICO

A partir de los datos obtenidos en Global Wind Atlas para el emplazamiento de Brías, se observa que la velocidad media estimada alcanza los 8,36 m/s, superando ampliamente el umbral mínimo de 6,5 m/s definido como criterio de selección.

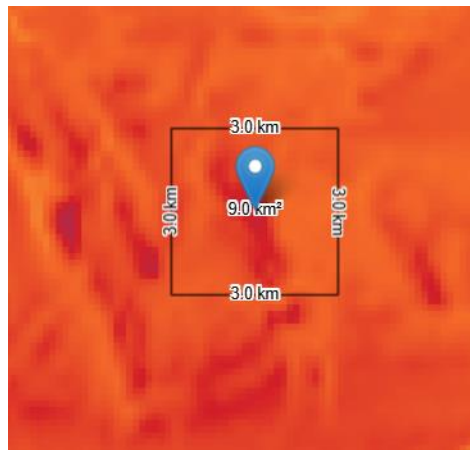


Figura 24: Perfil de velocidades de viento del segundo emplazamiento (Global Wind Atlas)

Por otro lado, la rosa de vientos de Global Wind Atlas es la siguiente:

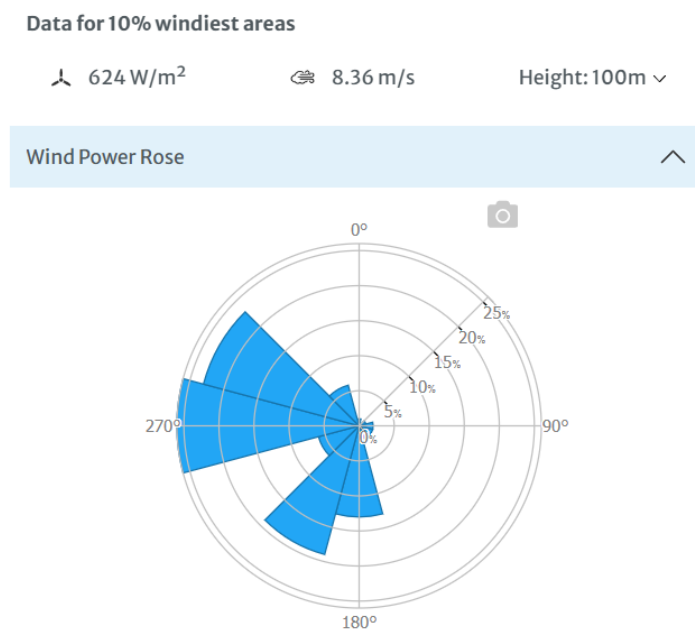


Figura 25: Rosa de vientos del segundo emplazamiento (Global Wind Atlas)

Además, la variabilidad de velocidades de viento:

Hourly

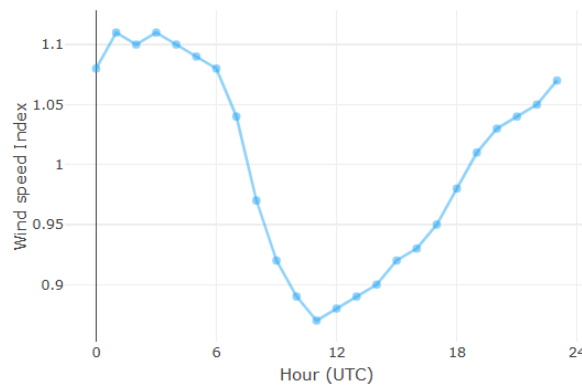
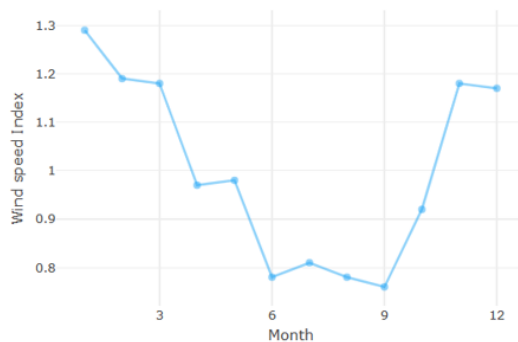


Figura 26: Variabilidad diaria de velocidades de viento en el segundo emplazamiento (Global Wind Atlas)

Monthly



Annual

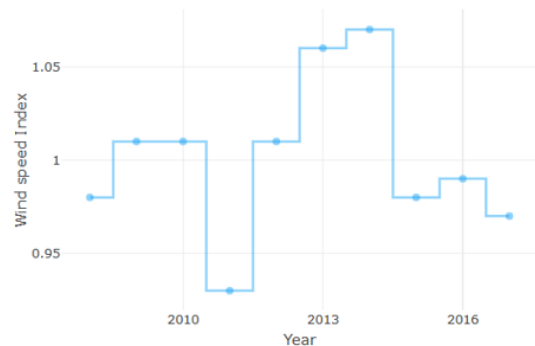


Figura 27: Variabilidad anual y mensual de velocidades de viento en el segundo emplazamiento (Global Wind Atlas)

El análisis horario muestra una mayor intensidad del viento durante la noche y las primeras horas del día, mientras que los valores mínimos se producen en torno al mediodía. Incluso en las horas menos favorables, el recurso es elevado en relación con el criterio mínimo establecido.

Desde el punto de vista mensual, el emplazamiento presenta una marcada variabilidad, con mayores velocidades durante los meses de invierno y finales de otoño, especialmente entre

noviembre y marzo. Por el contrario, los meses de verano presentan los valores más reducidos, aunque sin comprometer de forma significativa la idoneidad general del recurso. La variabilidad anual es moderada, lo que indica una cierta estabilidad del recurso a lo largo del periodo considerado.

La rosa de potencia muestra una clara predominancia de los vientos procedentes del oeste y noroeste.

3.2.3 POTENCIA ESTIMADA

Siguiendo la rosa de vientos de Global Wind Atlas, se toman vientos procedentes del oeste. Se ha utilizado de nuevo el mismo criterio que en el apartado 3.1.3 para ubicar los aerogeneradores. En este caso, unos 500 metros entre aerogeneradores de la misma fila y 1300 metros entre filas distintas.

Si estimamos una potencia de 6,5 MW por aerogenerador, teniendo once generadores, la potencia final del parque sería de 71 MW.

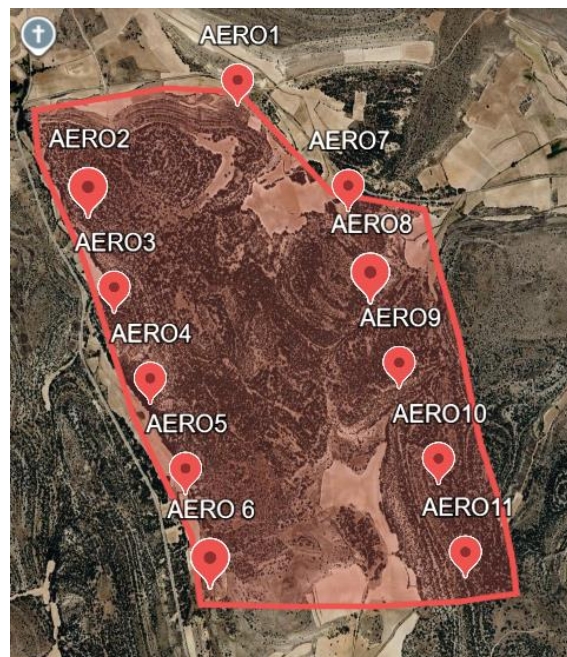


Figura 28: Localización aproximada de los aerogeneradores en el segundo emplazamiento

3.2.4 ACCESOS

Se estudia el acceso al emplazamiento tanto desde la carretera SO-160 (paralela a la primera fila de aerogeneradores) como a través de una carretera secundaria llamada SO-P-4135, cercana al aerogenerador 1.



Figura 29: Vista aérea de los accesos al segundo emplazamiento en Google Earth

Para acceder al emplazamiento desde las siguientes carreteras, se debe construir un desvío nuevo que sirva como a vía de acceso, ya que no hay uno existente. Aun así, la carretera SO-160 está en buen estado y es suficientemente ancha.



Figura 30: SO-160, carretera paralela al segundo emplazamiento

Por otro lado, la carretera SO-P-4135 es bastante estrecha, se sitúa como una opción menos interesante que la SO-160.



Figura 31: Carretera SO-P-4135

Existe un camino cercano que comienza desde la SO-160 y se adentra en el emplazamiento. Este camino no está asfaltado, pero se ha retirado algo de vegetación y obstáculos, por lo que podría servir para posteriormente ensancharlo y acceder a los aerogeneradores.



Figura 32: Camino secundario (28 SO-160) que transcurre por el segundo emplazamiento

3.2.5 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

Tomando el mapa del sistema eléctrico ibérico del 2018, se ve claramente que no hay tantas subestaciones cercanas capaces de sostener una potencia de 71 MW.

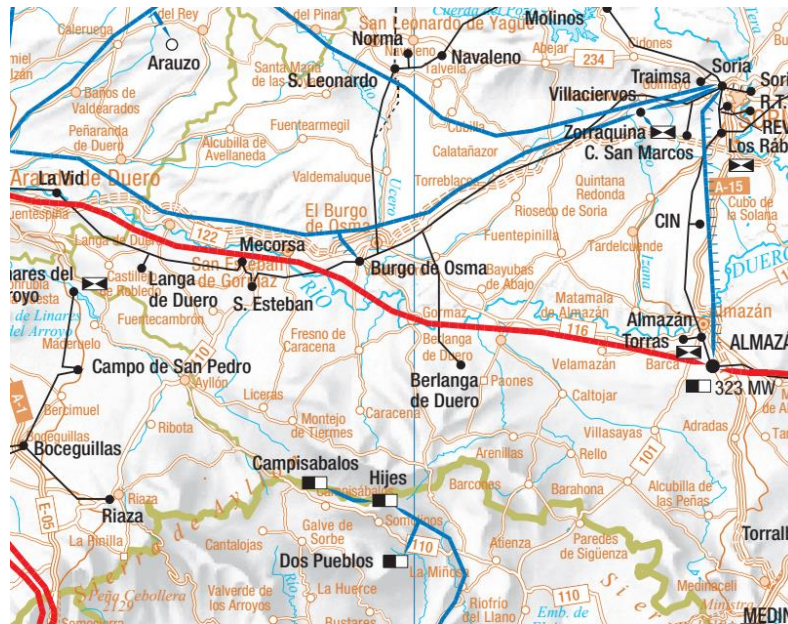


Figura 33: Mapa del Sistema Eléctrico Ibérico 2018, zona de Soria

Se muestran a continuación las distintas opciones para la interconexión:

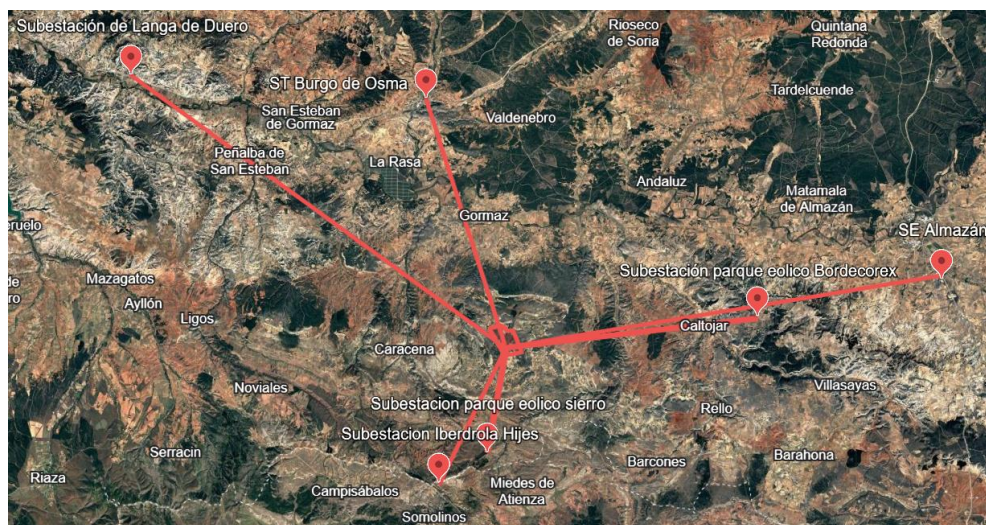


Figura 34: Distancia en Google Earth desde el segundo emplazamiento hasta las posibles subestaciones

Entre las distintas alternativas de evacuación eléctrica identificadas alrededor del emplazamiento destacan las subestaciones de Langa de Duero, Burgo de Osma y Almazán, todas ellas representadas en el mapa del sistema eléctrico ibérico. Según dicho mapa, la subestación de Langa de Duero figura con una tensión de 45 kV; no obstante, la información disponible de Iberdrola indica una tensión de 132 kV, al igual que ocurre con la subestación de Burgo de Osma.

La alternativa más próxima entre las subestaciones consideradas sería Burgo de Osma, situada a aproximadamente 23,6 km. Por su parte, la subestación de Almazán se localiza a unos 40 km, mientras que Langa de Duero se encuentra a aproximadamente 42,85 km. Por tanto, aunque todas ellas podrían constituir posibles puntos de conexión, las distancias de Almazán y Langa de Duero las hacen menos favorables desde el punto de vista técnico y económico, debido al mayor coste asociado a la línea de evacuación y a las posibles pérdidas eléctricas.

Podrían considerarse las infraestructuras eléctricas asociadas a parques eólicos cercanos, como PE Sierro, situado a aproximadamente 9,7 km, PE Hijes, a unos 13,9 km, o PE Bordecorex a 23 km.

3.2.6 RESTRICCIONES MEDIOAMBIENTALES

En cuanto a las restricciones medioambientales, se ha recurrido al mapa interactivo de Red Natura 2000. En este mapa, se muestra que a aproximadamente 2 km del emplazamiento se encuentran los Altos de Barahona.

Se le asigna una puntuación baja, ya que a pesar de que, el parque se encuentra relativamente apartado, los Altos de Barahona presenta un elevado valor ornitológico, especialmente por la presencia de aves esteparias. La especie más condicionante desde el punto de vista de la implantación eólica es la alondra ricotí, debido a su fuerte dependencia de hábitats abiertos y a su sensibilidad frente a la alteración y pérdida de calidad del hábitat. Por tanto, aunque la proximidad al espacio protegido no implica necesariamente la inviabilidad automática del emplazamiento, sí supone un condicionante ambiental importante.

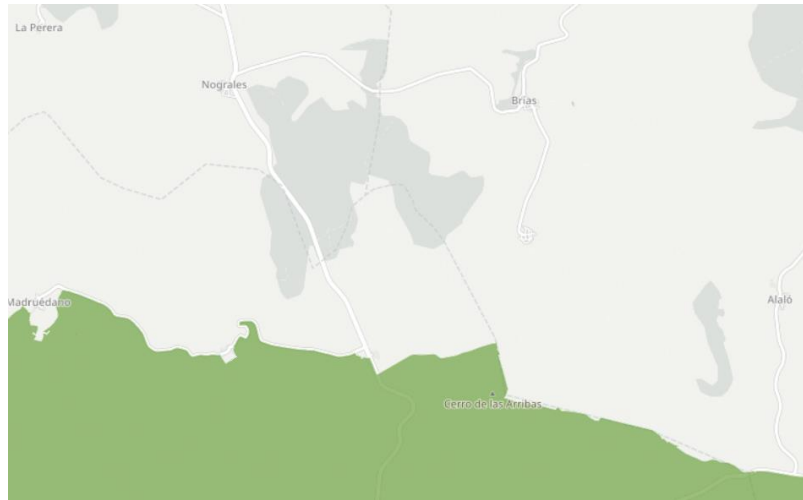


Figura 35: Mapa Interactivo Red Natura 2000 en la zona del segundo emplazamiento

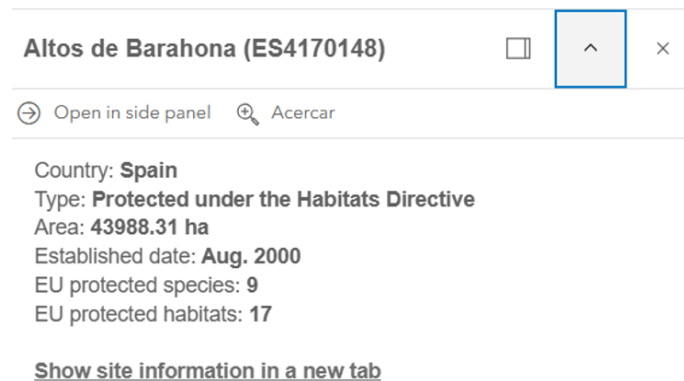


Figura 36: Potenciales impedimentos medioambientales del segundo emplazamiento (Red Natura 2000)

3.2.7 OROGRAFÍA Y TERRENO

El emplazamiento presenta un terreno con pendientes suaves, lo que resulta favorable desde el punto de vista del movimiento de tierras y facilita la implantación de las plataformas, y cimentaciones de los aerogeneradores. El principal condicionante orográfico y constructivo de esta alternativa se encuentra en la presencia de vegetación, cuya retirada parcial sería necesaria para permitir la correcta ejecución de las infraestructuras del parque.



Figura 37: Vista del terreno del segundo emplazamiento en Google Earth

3.2.8 OTROS ASPECTOS

Por un lado, se comprueba que no hay contaminación acústica o visual que afecte a las poblaciones cercanas. Tomando los mismos criterios que en el apartado 3.1.8, se escoge el aerogenerador Vestas V172-7.2 MW, al ser el más ruidoso.

Se ha tomado la distancia desde el núcleo poblacional más cercano y el aerogenerador más pegado a él. La distancia medida es de unos 750 m.



Figura 38: Distancia desde el segundo aerogenerador hasta el núcleo poblacional más cercano (Nograles) en Google Earth

Para estimar de forma aproximada, tomamos la aproximación más típica de campo libre con fuente puntual:

$$L_p = L_w - 20 * \log_{10}(r) - 11$$

Siendo $L_w = 107,8$ dB (Vestas V172-7.2 MW) y $r = 750$ metros:

$$L_p = 107.8 - 57,5 - 11 = 39.29 \text{ dB}$$

Si bien es cierto que es un valor que puede tener una variación considerable, al no tener en cuenta factores como el resto de los aerogeneradores, el relieve, la propagación esférica o hemisférica o la absorción acústica del terreno, este valor nos sirve para saber que los aerogeneradores seguirían las recomendaciones de la OMS de mantener unos niveles entre 35 y 45 dB por la noche y de 45-55 dB por el día.

En cuanto a la contaminación visual, se trata de una zona muy poco poblada, que ya cuenta con multitud de aerogeneradores. Al ser un factor con el que ya conviven las poblaciones cercanas, es difícil pensar que hubiera gran oposición y descontento ante la implantación de otro parque.

Finalmente, se ha comprobado mediante el Mapa de la red de fibra oscura de Reintel que el emplazamiento no interfiere con dicha red.



Figura 39: Ubicación del segundo emplazamiento en el mapa de red de fibra oscura de Reintel.

3.2.9 PUNTUACIÓN

CRITERIOS	EMPLAZAMIENTO
	II
VELOCIDAD DE VIENTO	2
POTENCIA ESTIMADA	3
ACCESOS	2
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA	2
RESTRICCIONES MEDIOAMBIENTALES	1
OROGRAFÍA Y TERRENO	2
OTROS	2
PUNTUACIÓN TOTAL	14

Tabla 3: Puntuación del segundo emplazamiento

3.3 OPCIÓN 3

3.3.1 LOCALIZACIÓN

La última opción se sitúa en el término municipal de Medina Sidonia, en la provincia de Cádiz. Las coordenadas son las siguientes: 36.440011°, -5.975807°.



Figura 40: Ubicación en Google Earth del emplazamiento final

La poligonal que ha sido trazada para el parque eólico es la siguiente:



Figura 41: Poligonal del tercer emplazamiento en Google Earth

3.3.2 RECURSO EÓLICO

Siguiendo los datos del mapa eólico Global Wind Atlas, a velocidades de buje de 100 metros, la media de velocidad de viento en esta zona es de 8,71 m/s. Se trata de un valor muy significativo, lo que asigna un gran interés a este emplazamiento.

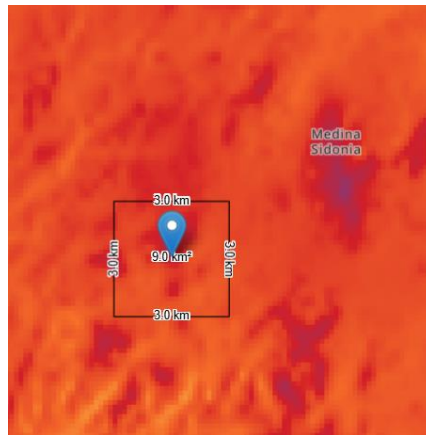


Figura 42: Perfil de velocidades de viento del tercer emplazamiento (Global Wind Atlas)

Por otro lado, la rosa de vientos de Global Wind Atlas es la siguiente:

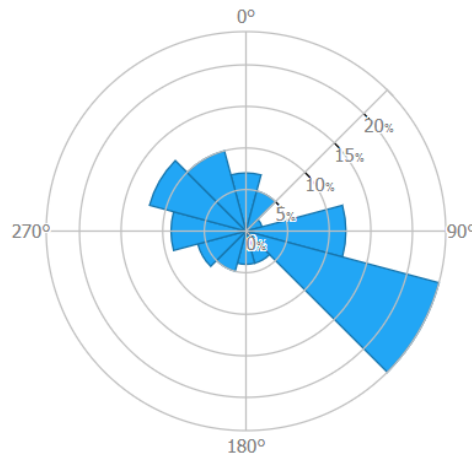


Figura 43: Rosa de vientos del tercer emplazamiento (Global Wind Atlas)

Además, la variabilidad de velocidades de viento:

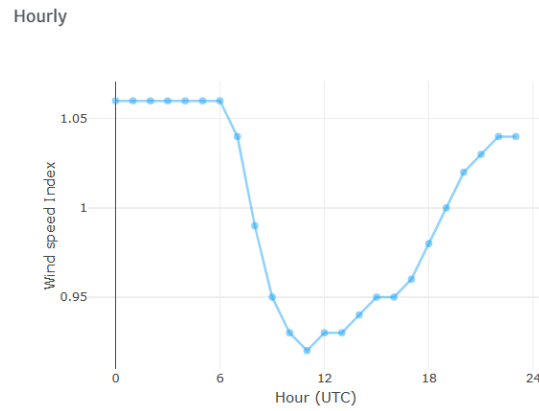


Figura 44: Variabilidad diaria de velocidades de viento en el tercer emplazamiento (Global Wind Atlas)

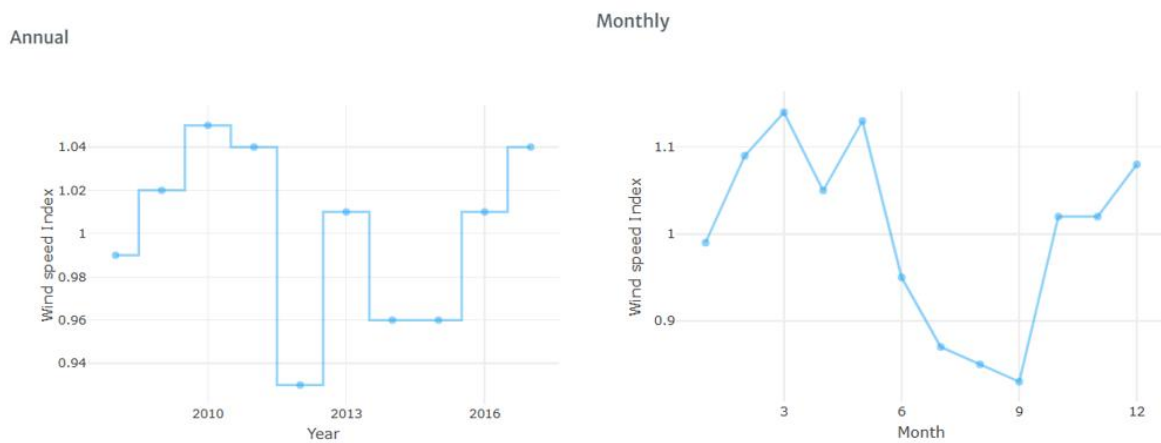


Figura 45: Variabilidad anual y mensual de velocidades de viento en el tercer emplazamiento (Global Wind Atlas)

Como en el resto de los emplazamientos estudiados, el viento es mayor durante la noche y primeras horas de la mañana y el mínimo se produce en torno al mediodía. Posteriormente, el recurso vuelve a aumentar durante la tarde y noche.

Mensualmente, el periodo entre junio y septiembre presenta los valores más bajos, especialmente agosto y septiembre. Anualmente, la variación es baja, indicando estabilidad a largo plazo.

Por último, la rosa de vientos muestra una dirección dominante procedente del sureste.

3.3.3 POTENCIA ESTIMADA

Al igual que para el primer emplazamiento, se toman 30° aproximadamente respecto al Este como indica la rosa de vientos de Global Wind Atlas. Se ha utilizado de nuevo el mismo criterio que en el apartado 3.1.3 para ubicar los aerogeneradores. En este caso, unos 500 metros entre aerogeneradores de la misma fila y 1300 metros entre filas distintas.

Si estimamos una potencia de 6,5 MW por aerogenerador, teniendo siete generadores, la potencia final del parque sería de 45,5 MW.



Figura 46: Localización aproximada de los aerogeneradores en el tercer emplazamiento

3.3.4 ACCESOS

El tercer emplazamiento es perfectamente accesible tomando la A-390. A su vez, hay un camino secundario ya formado. Es cierto que este camino no está asfaltado ni es especialmente ancho, pero su vegetación y obstáculos han sido parcialmente retirados, lo que facilita la operación.

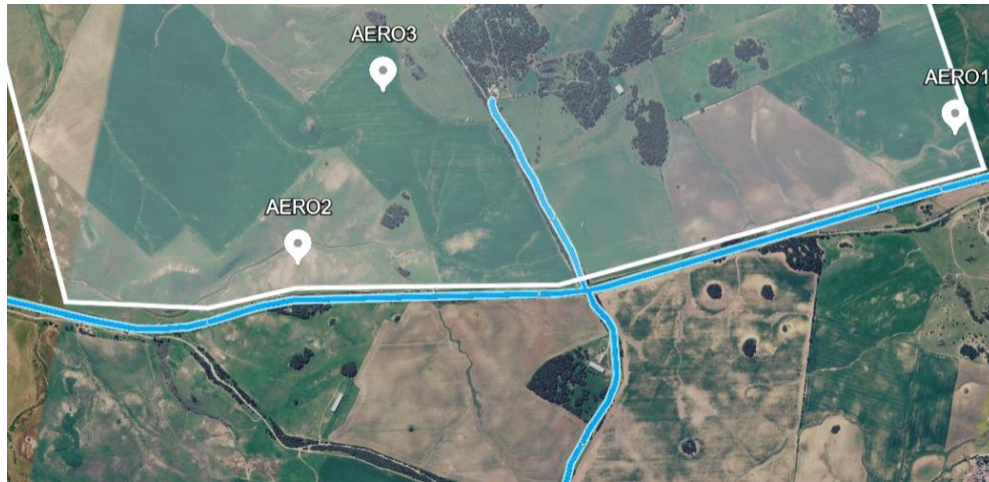


Figura 47: Vista aérea de los accesos al emplazamiento en Google Earth



Figura 48: Tramo de la A-390 paralelo al tercer emplazamiento y acceso secundario en Google Earth

En definitiva, podemos considerar que el emplazamiento está bien conectado y la inversión en accesibilidad no será extremadamente alta.

3.3.5 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

Tomando el mapa del sistema eléctrico ibérico del 2018, se ve claramente que hay varias subestaciones cercanas como la de Medina Sidonia o Chiclana que operan (66kV-110kV) por debajo de los voltajes deseados para una potencia considerable de 45,5 MW. Si bien es posible que el mapa esté desactualizado, lo más sensato sería pedir acceso y conexión a la subestación de Puerto Real, que opera a 220kV o en su defecto, a alguna subestación correspondiente a otro parque eólico de la zona.



Figura 49: Mapa del Sistema Eléctrico Ibérico 2018, zona de Chiclana de la Frontera

La medida en Google Earth de distancia hasta la subestación de Puerto Real es de 17,9 Km. A pesar de no poder conectarse a las subestaciones más cercanas indicadas por Red Eléctrica, esta opción sigue siendo muy competitiva.



Figura 50: Distancia en Google Earth desde el tercer emplazamiento hasta la Subestación de Puerto Real

Por otro lado, aunque no aparezcan en el mapa que proporciona Red Eléctrica, tras investigar la zona se han encontrado otras subestaciones cercanas de dimensiones y voltaje adecuados para albergar una posición correspondiente a un parque eólico de aproximadamente 50 MW.

En este caso, se trata de dos subestaciones correspondientes a parques eólicos ya instalados (Parque Eólico Las Monjas y Parque Eólico Viento de Alcalá) y otras dos subestaciones (SET Álamo y Subestación Gazules). La distancia más corta es de 5,7Km (Parque Eólico Las Monjas), seguido de 16,12Km (Hacia SET Álamo y Gazules) y por último 17,47km (Parque Eólico Viento de Alcalá).



Figura 51: Distancia hacia otras posibles alternativas

Se desconoce la disposición de ampliar en capacidad las subestaciones correspondientes a parques eólicos cercanos, pero se puede deducir a partir de todas las opciones de conexión de la zona, que el tercer emplazamiento es una gran opción en cuanto a la interconexión del parque.

3.3.6 RESTRICCIONES MEDIOAMBIENTALES

En cuanto a las restricciones medioambientales, se ha recurrido al mapa interactivo de Red Natura 2000. En este mapa, se muestra como cerca del emplazamiento fluye el Río Iro a las afueras del perímetro delimitado para el parque.

En comparación con los otros emplazamientos, este río cuenta con significativamente menos especies protegidas. Además, la poligonal del parque no incide en el trayecto del río. No se trata de una situación idónea para una Declaración de Impacto Ambiental positiva, lo cual lo sitúa como un emplazamiento intermedio en este aspecto.

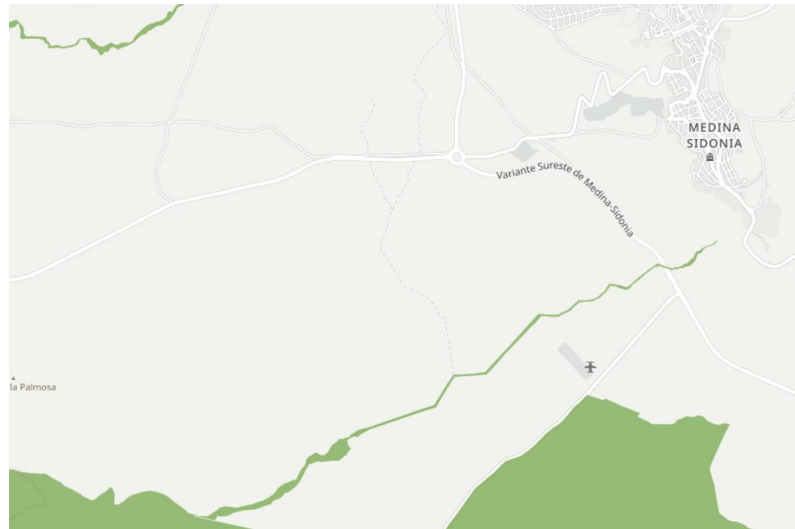


Figura 52: Mapa Interactivo Red Natura 2000 en la zona del tercer emplazamiento

Río Iro (ES6120025) □ ▾ ✕

➔ [Open in side panel](#) 🔍 [Acercar](#)

Country: **Spain**
 Type: **Protected under the Habitats Directive**
 Area: **273.84 ha**
 Established date: **Dec. 2000**
 EU protected species: **4**
 EU protected habitats: **6**

[Show site information in a new tab](#)

Figura 53: Potenciales impedimentos medioambientales del tercer emplazamiento (Red Natura 2000)

3.3.7 OROGRAFÍA Y TERRENO

Es un terreno llano, sin prácticamente pendientes. Esto podría suponer un gran punto a favor a la hora de llevar a cabo labores de movimiento de tierras y cimentación de los aerogeneradores. Además, se trata de una zona con vegetación y obstáculos escasos. Se considera un emplazamiento bueno en este aspecto.



Figura 54: Vista aérea y terrestre del terreno de la zona en Google Earth

3.3.8 OTROS ASPECTOS

Por un lado, se comprueba que no hay una contaminación acústica o visual que afecte a las poblaciones cercanas. Tomando los mismos criterios que en el apartado 3.1.8, se escoge el aerogenerador Vestas V172-7.2 MW, al ser el más ruidoso.

Se ha tomado la distancia desde el núcleo poblacional más cercano y el aerogenerador más pegado a él. La distancia medida es de unos 2,2 Km.



Figura 55: Distancia desde el segundo aerogenerador hasta el núcleo poblacional más cercano (Medina Sidonia) en Google Earth

Para estimar de forma aproximada, tomamos la aproximación más típica de campo libre con fuente puntual:

$$L_p = L_w - 20 * \log_{10}(r) - 11$$

Siendo $L_w = 107,8$ dB (Vestas V172-7.2 MW) y $r = 2200$ metros:

$$L_p = 107.8 - 66.85 - 11 = 29.95 \text{ dB}$$

Si bien es cierto que es un valor que puede tener una variación considerable, al no tener en cuenta factores como el resto de los aerogeneradores, el relieve, la propagación esférica o hemisférica o la absorción acústica del terreno, este valor nos sirve para saber que los aerogeneradores seguirían las recomendaciones de la OMS de mantener unos niveles entre 35 y 45 dB por la noche y de 45-55 dB por el día.

En cuanto a la contaminación visual, se trata de una zona que ya cuenta con multitud de aerogeneradores. Al ser un factor con el que ya conviven las poblaciones cercanas, es difícil pensar que hubiera gran oposición y descontento ante la implantación de otro parque.

Finalmente, se ha comprobado mediante el Mapa de la red de fibra oscura de Reintel que el emplazamiento no interfiere con dicha red.



Figura 56: Ubicación del tercer emplazamiento en el mapa de red de fibra oscura de Reintel.

3.3.9 PUNTUACIÓN

Teniendo en cuenta los criterios definidos en el apartado anterior, se le asigna la siguiente puntuación al tercer emplazamiento:

CRITERIOS	EMPLAZAMIENTO
	III
VELOCIDAD DE VIENTO	3
POTENCIA ESTIMADA	2
ACCESOS	2
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA	2
RESTRICCIONES MEDIOAMBIENTALES	2
OROGRAFÍA Y TERRENO	3
OTROS	3
PUNTUACIÓN TOTAL	17

Tabla 4: Puntuación del emplazamiento final

Capítulo 4. CONCLUSIONES Y DECISIÓN FINAL

Tras valorar todas opciones, el emplazamiento que ha obtenido la mayor puntuación es el tercer emplazamiento, en **Medina Sidonia, Cádiz**.

El primer emplazamiento en Plasencia, a pesar de contar con unas grandes facilidades para la interconexión o accesos viales, posee grandes dificultades para mantener los requisitos medioambientales al estar expuesto a dos zonas protegidas por la Red Natura 2000 que contaban con aproximadamente 40 especies vigiladas. Al disponer, además, una potencia total escasa y una orografía desfavorable, ha sido la primera ubicación descartada.

Por otro lado, el segundo emplazamiento, situado en Berlanga de Duero (Soria), se presentaba como la alternativa más favorable en términos de potencia total instalable. Sin embargo, en el resto de los criterios analizados no destacaba de forma significativa, obteniendo una valoración global intermedia. Su descarte se debe principalmente a su posible afección sobre el espacio Altos de Barahona y, en particular, sobre la avifauna protegida asociada a este entorno.

Finalmente, se ha seleccionado el tercer emplazamiento en Medina Sidonia como la alternativa más adecuada para el desarrollo del proyecto. Esta opción destaca por presentar una orografía favorable, un recurso eólico elevado y una afección acústica y visual reducida en comparación con el resto de las alternativas analizadas.

Si bien este emplazamiento no ofrece las mejores condiciones en términos de accesibilidad o potencia total instalable, su menor afección medioambiental ha sido el factor determinante en la elección final. No obstante, deberá prestarse especial atención al diseño de las infraestructuras auxiliares del parque, especialmente en lo relativo al drenaje, los caminos de acceso o las líneas de evacuación, con el fin de evitar posibles influencias indirectas negativas sobre el entorno natural del río Iro.



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**ESTUDIO DE VIABILIDAD DEL PARQUE EÓLICO
TERRESTRE “MEDINA I”**

**ANEXO II: ESTUDIO ENERGÉTICO Y DEL
RECURSO EÓLICO**

Autor: Óscar Herencia Martín

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Mayo de 2026

Índice del anexo

Capítulo 1. Objeto y Alcance del Anexo II	6
Capítulo 2. Datos de Entrada	7
2.1 Datos necesarios para Windographer	7
2.2 Correlación entre los datos para Windographer	9
2.3 Datos necesarios para WASP - Modelaje del Parque Eólico Medina I en WASP	11
2.3.1 Mapa Topográfico y de rugosidad	11
2.3.2 Datos de viento y densidad del aire	13
2.3.3 Selección de los aerogeneradores	14
Capítulo 3. Estudio del Recurso Eólico	17
3.1 Velocidades de Viento	17
3.1.1 Velocidades medias y máximas	17
3.1.2 Variabilidad de las Velocidades de Viento	18
3.2 Función de Distribución de Weibull	20
3.2.1 Función de Distribución de Weibull con Windographer	21
3.2.2 Función de Probabilidad Acumulada de Weibull	22
3.3 Rosas de Viento	24
3.3.1 Rosa de Frecuencia	24
3.3.2 Rosa de Velocidad	25
3.3.3 Rosa de Energía	26
3.4 Limitaciones del análisis de Turbulencia	28
3.5 Cizallamiento	29
3.6 Rafagosidad	32
3.6.1 Probabilidad de Excedencia	33
3.6.2 Periodo de retorno	34
3.6.3 Función de Probabilidad Acumulada	35
Capítulo 4. Estudio Energético	37
4.1 NORDEX N163 de 7 MW	38
4.2 Vestas V172 de 7.2 MW	40
4.3 SIEMENS GAMESA SG 6.6-170	41

4.4	GENERAL ELECTRIC - GE164 DE 6 MW	42
4.5	Comparativa final	43
Capítulo 5.	Conclusiones.....	45

Índice de figuras

Figura 1: Ubicación de la torre anemométrica en la poligonal (Google Earth)	7
Figura 2: Datos de viento en formato de texto para 120 metros.....	8
Figura 3: Reconocimiento de datos introducidos a Windographer	8
Figura 4: Tabla de datos Windographer a 150 metros de altura de buje	9
Figura 5: Recta de regresión comparando los datos a 120 y 150 metros	9
Figura 6: Series temporales de velocidades de viento a 120 y 150 metros en enero del 2016	10
Figura 7: Mapa topográfico de la zona del emplazamiento.....	11
Figura 8: Captura Google Earth Pro con rugosidad digitalizada.....	12
Figura 9: Mapas de rugosidad y topografía superpuestos con aerogeneradores	13
Figura 10: Análisis de viento WAsP	13
Figura 11: Cálculo WAsP de densidad de aire en función de la altura y la temperatura	14
Figura 12: Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador NORDEX N163 (7MW)	14
Figura 13: Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador VESTAS V172 (7,2MW)	15
Figura 14: Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador SIEMENS GAMESA SG-170 (6,6MW).....	15
Figura 15: Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador GENERAL ELECTRIC GE164 (6MW).....	16
Figura 16: Variabilidad diaria y mensual de las velocidades de viento	19
Figura 17: Variabilidad anual de las velocidades de viento	19
Figura 18: Diagrama Box and Whiskers de la variabilidad mensual de vientos.....	20
Figura 19: Tabla de parámetros de la distribución de Weibull	21
Figura 20: Distribución de Weibull de velocidades de viento del emplazamiento	22

Figura 21: Función de probabilidad acumulada de Weibull de velocidades de viento del emplazamiento.....	23
Figura 22: Rosa de frecuencias de viento en el emplazamiento.....	24
Figura 23: Rosa de velocidades de viento en el emplazamiento.....	25
Figura 24: Rosa de energía en el emplazamiento.....	26
Figura 25: Obtención de la dirección perpendicular para la disposición final de los aerogeneradores.....	27
Figura 26: Poligonal y aerogeneradores recolocados tras analizar rosas de viento.....	27
Figura 27: Longitudes de rugosidad superficial del terreno z_0 [43].....	30
Figura 28: Cizallamiento vertical comparando velocidades de viento y altura. Power law y Log law.....	31
Figura 29: Variación diaria del coeficiente de cizalladura en cada mes.....	32
Figura 30: Probabilidad de excedencia de vientos extremos.....	34
Figura 31: Periodo de retorno de velocidades extremas en el emplazamiento.....	35
Figura 32: Función de distribución acumulada de Gumbel con periodo de retorno 50 años.....	36
Figura 33: Interfaz WAsP para las simulaciones energéticas (Caso 4.4.: GE164).....	38
Figura 34: Distribución final de los aerogeneradores.....	45

Índice de tablas

Tabla 1: Coordenadas de la torre anemométrica	7
Tabla 2: Velocidades de viento y desviaciones estándar a distintas alturas.....	17
Tabla 3: Coordenadas finales de los aerogeneradores.....	28
Tabla 4: Coordenadas finales de los vértices de la poligonal.....	28
Tabla 5: Desglose pérdidas de energía [40]	37
Tabla 6: Resultados de la simulación del Parque Eólico con aerogeneradores Nordex N163 en WAsP.....	38
Tabla 7: Resultados de la simulación del Parque Eólico con aerogeneradores Vestas V172 en WAsP.....	40
Tabla 8: Resultados de la simulación del Parque Eólico con aerogeneradores Siemens Gamesa SG 6.6 - 170 en WAsP.....	41
Tabla 9: Resultados de la simulación del Parque Eólico con aerogeneradores GE164 en WAsP.....	42
Tabla 10: Comparativa final entre todos los modelos	43
Tabla 11: Valores más significativos de la serie de 10 años de viento a 150 metros en el emplazamiento.....	45
Tabla 12: Parámetros condicionantes en la elección del aerogenerador Vestas V172.....	46

Capítulo 1. OBJETO Y ALCANCE DEL ANEXO II

El objeto del presente anexo es realizar un estudio del recurso eólico disponible en el emplazamiento seleccionado, así como una estimación de la producción energética esperada, con el fin de disponer de una base técnica sólida para el diseño posterior del parque eólico.

El análisis del recurso eólico se llevará a cabo mediante Windographer, herramienta que permite procesar la serie temporal de viento y obtener resultados relevantes como la velocidad media, la distribución de frecuencias, la rosa de vientos, la variabilidad temporal del recurso y otros parámetros estadísticos asociados. Por su parte, el estudio energético se desarrollará mediante WAsP, software que permite modelizar el comportamiento del viento sobre el terreno, representar la disposición de los aerogeneradores y estimar la producción energética del parque.

En primer lugar, se describirán los datos de entrada empleados, así como sus principales características. Posteriormente, se analizará la información obtenida a partir de dichos datos y su utilidad para la evaluación técnica del emplazamiento.

Los datos de entrada del viento han sido generados de forma virtual y proporcionados por Vortex. Estos datos reproducen de manera aproximada el comportamiento que podría registrar una estación anemométrica situada en el emplazamiento.

Capítulo 2. DATOS DE ENTRADA

2.1 DATOS NECESARIOS PARA WINDOGRAPHER

La torre anemométrica virtual se ha dispuesto en la misma posición donde se ubicaría el tercer aerogenerador. Sus coordenadas se muestran en la siguiente tabla:

TORRE ANEMOMÉTRICA	COORDENADAS GEOGRÁFICAS	COORDENADAS UTM [m]
	36°26'44.53"N, 5°58'25.51"O	771243, 4037643

Tabla 1: Coordenadas de la torre anemométrica

A través de la recopilación de datos en este punto se lleva a cabo el estudio completo del recurso eólico a través de Windographer.



Figura 1: Ubicación de la torre anemométrica en la poligonal (Google Earth)

Los datos que se introducen en el software vienen en formato .txt y se muestran de la siguiente forma:

Lat=36.44572 Lon=-5.973755 Hub-Height=120 Timezone=02.0 ASL-Height(avg. 3km-grid)=99
VORTEX (www.vortexfdc.com) - Computed at 3km resolution based on ERA5 data

YYYYMMDD	HHMM	M(m/s)	D(deg)	T(C)	De(k/m3)	PRE(hPa)	RiNumber	RH(%)	RMOL(1/m)
20160101	0200	6.6	210	15.2	1.21	998.5	0.56	97.9	0.0115
20160101	0300	6.7	211	15.2	1.21	998.3	0.34	98.2	0.0111
20160101	0400	6.4	213	15.2	1.21	997.9	0.22	99.2	0.0104
20160101	0500	6.3	217	15.1	1.21	997.7	0.19	100.0	0.0096
20160101	0600	6.2	222	15.1	1.21	997.4	0.18	100.0	0.0105
20160101	0700	6.0	223	15.0	1.21	997.4	0.19	100.0	0.0101
20160101	0800	5.9	220	15.0	1.21	997.4	0.20	100.0	0.0081
20160101	0900	6.1	213	15.0	1.21	997.7	0.24	100.0	0.0065
20160101	1000	6.9	205	14.9	1.21	997.9	0.32	100.0	0.0055
20160101	1100	7.8	201	14.7	1.21	998.2	0.39	100.0	-0.0027
20160101	1200	7.9	197	14.5	1.21	998.9	0.27	100.0	-0.0066
20160101	1300	7.7	204	15.1	1.21	998.7	-2.68	99.8	-0.0060
20160101	1400	8.9	212	15.3	1.21	998.4	-5.55	99.1	-0.0056
20160101	1500	9.3	217	15.3	1.21	997.5	-4.98	99.3	-0.0054

Figura 2: Datos de viento en formato de texto para 120 metros

Los datos se han solicitado tanto a 120 como a 150 metros sobre el terreno, y estos contienen fecha y hora exacta, velocidades y dirección de viento, temperatura, densidad, humedad relativa y presión del aire y parámetros para medir la estabilidad del aire. Se han recopilado datos correspondientes a cada hora durante 10 años.

Los parámetros de estabilidad del aire, RiNumber y RMOL, son respectivamente el Número de Richardson (Valores positivos indican atmosfera estable, negativos indican inestable y próximos a cero indican neutra) y la inversa de la longitud de Monin-Obukhov (Relativa al perfil vertical del viento).

Una vez introducidos los datos, el software los reconoce y genera otros parámetros útiles como el WPD (Wind Power Distribution).

Column ID	Label	Units	Color	Height	Mean	Min	Max
M(m/s)	Spd 150m	m/s	Blue	150 m	8.56	0	30.1
D(deg)	Dir 150m	°	Green	150 m	126	0	360
T(C)	Tmp 150m	°C	Red	150 m	17.4	1.5	35.8
De(k/m3)	De(k/m3)	m			1.19	1.11	1.25
PRE	Pres 150m	hPa	Pink	150 m	988	962	1,008
RiNumber	RiNumber		Black		-7.73	-436,...	45,587
RH(%)	RH 150m	%	Olive	150 m	71.6	12.1	100
RMOL(1/m)	RMOL(1/m)	m	Dark Green		0.112	-0.0849	4,185
Air Density	Air Density 15...	kg/m³	Yellow	150 m	1.18	1.11	1.25
M(m/s) WPD	Spd 150m WPD	W/m²	Blue	150 m	745	0	16,179

Figura 3: Reconocimiento de datos introducidos a Windographer

Finalmente, Windographer permite obtener tablas más exhaustivas con datos como la desviación estándar, número de medidas o MoMM.

#	Data Column Properties			Possible	Valid	DRR	Statistical Summary					
	Label	Units	Height	Data Points	Data Points	(%)	Mean	MoMM	Median	Min	Max	Std. Dev.
1	Spd 150m	m/s	150 m	90,696	90,696	100.00	8.564	8.537	7.800	0.000	30.100	4.679
2	Dir 150m	°	150 m	90,696	90,696	100.00	125.7	189.9	185.0	0.0	360.0	100.6
3	Tmp 150m	°C	150 m	90,696	90,696	100.00	17.40	17.53	16.80	1.50	35.80	5.01
4	Pres 150m	hPa	150 m	90,696	90,696	100.00	987.7	987.7	987.0	961.9	1,007.5	5.2
5	RH 150m	%	150 m	90,696	90,696	100.00	71.6	71.6	73.8	12.1	100.0	16.5
6	Air Density 150m	kg/m³	150 m	90,696	90,696	100.00	1.178	1.178	1.179	1.106	1.249	0.024
7	Spd 150m WPD	W/m²	150 m	90,696	90,696	100.00	745	738	275	0	16,179	1,177
8	De(k/m3)	m		90,696	90,696	100.00	1.185	1.185	1.190	1.110	1.250	0.023
9	RiNumber			90,696	90,696	100.00	-8	-8	0	-436,714	45,587	1,505
10	RMOL(1/m)	m		90,696	90,696	100.00	0	0	0	-0	4,185	14

Figura 4: Tabla de datos Windographer a 150 metros de altura de buje

2.2 CORRELACIÓN ENTRE LOS DATOS PARA WINDOGRAPHER

Para comprobar que las series tienen una buena correlación y siguen una serie temporal similar, se han obtenido tanto la recta de regresión como una representación gráfica de los valores obtenidos en un mes completo, en este caso, enero de 2016.

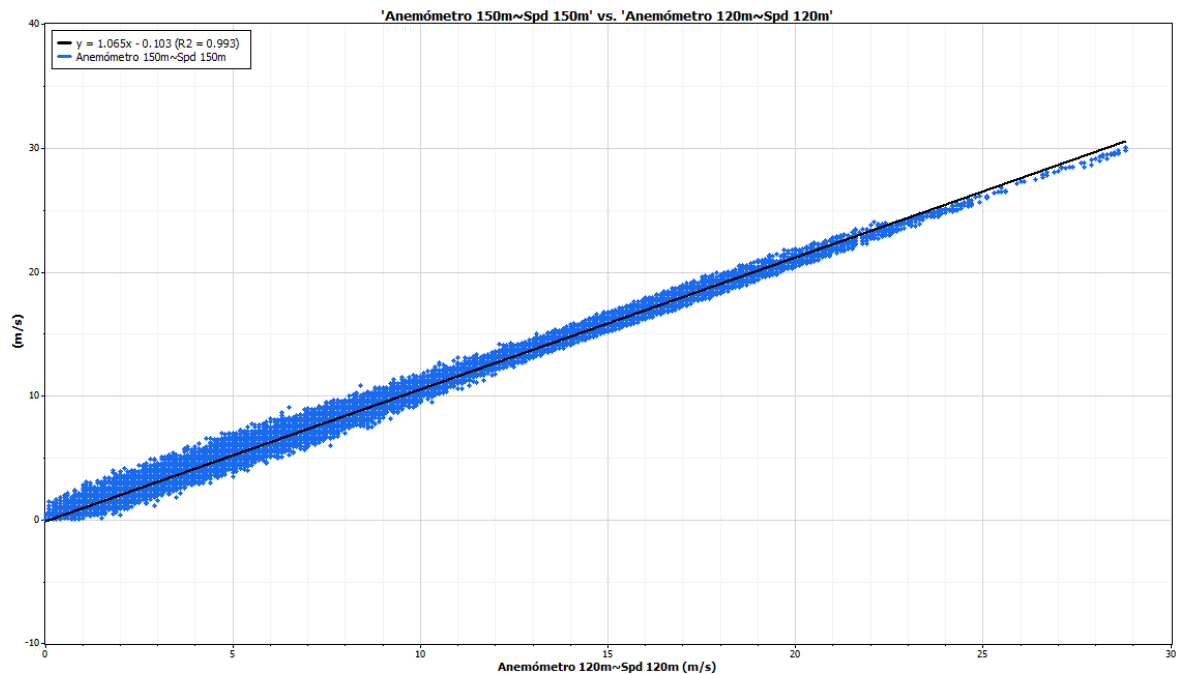


Figura 5: Recta de regresión comparando los datos a 120 y 150 metros

Se ha mostrado en la gráfica de la Figura 5 la recta que muestra el coeficiente de determinación. En este caso, el coeficiente es $R^2 = 0,993$ y, por lo tanto, el coeficiente de Pearson es: $r = \sqrt{0,993} = 0,996$

Al ser un valor muy próximo al 1, demuestra que las velocidades registradas a ambas alturas presentan una fuerte relación lineal, como cabría esperar al tratarse del mismo emplazamiento y de alturas relativamente próximas.

Además, la pendiente de la recta de regresión es superior a la unidad (1,065), lo que refleja que las velocidades estimadas a 150 m son, en general, superiores a las obtenidas a 120 m debido al efecto de la cizalladura vertical del viento.

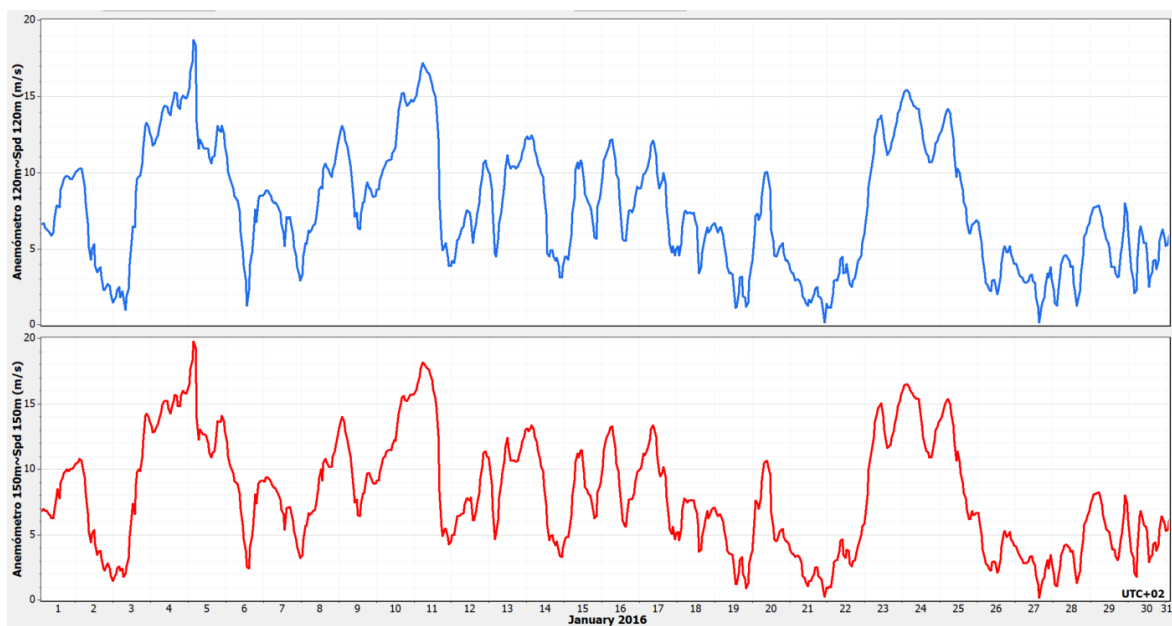


Figura 6: Series temporales de velocidades de viento a 120 y 150 metros en enero del 2016

La serie temporal muestra que ambas series presentan un comportamiento muy similar, con máximos y mínimos coincidentes. Esta comparación temporal refuerza los resultados obtenidos en la regresión lineal, donde se obtuvo una relación lineal muy elevada entre ambas series.

2.3 DATOS NECESARIOS PARA WASP - MODELAJE DEL PARQUE EÓLICO MEDINA I EN WASP

Para poder realizar el estudio energético del parque eólico en WASP es necesario disponer de un modelo completo del emplazamiento. Para ello, se han recopilado y generado los principales datos de entrada requeridos por el programa.

2.3.1 MAPA TOPOGRÁFICO Y DE RUGOSIDAD

En primer lugar, se ha empleado un mapa topográfico suministrado por la directora del presente proyecto, Consolación Alonso. Este mapa representa la forma del terreno mediante curvas de nivel, permitiendo conocer la altitud y la orografía de la zona de estudio.

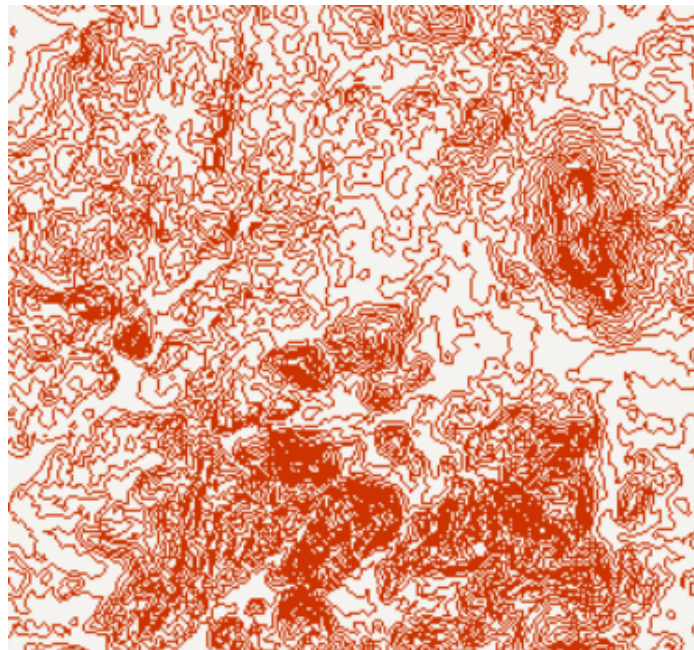


Figura 7: Mapa topográfico de la zona del emplazamiento

La rugosidad superficial permite conocer el efecto que tienen los distintos tipos de suelo sobre el viento. Por ello, conocer la rugosidad del terreno es importante para estimar

correctamente el perfil vertical del viento y la velocidad a la altura del buje de los aerogeneradores.

Para definir la rugosidad del emplazamiento se ha utilizado una captura del terreno obtenida mediante Google Earth Pro, a partir de la cual se han identificado y digitalizado los tipos de superficie destacables. En este caso, se ha asignado una longitud de rugosidad $z_0 = 0,3$ a las zonas de matorral y $z_0 = 0,8$ a las zonas urbanas.

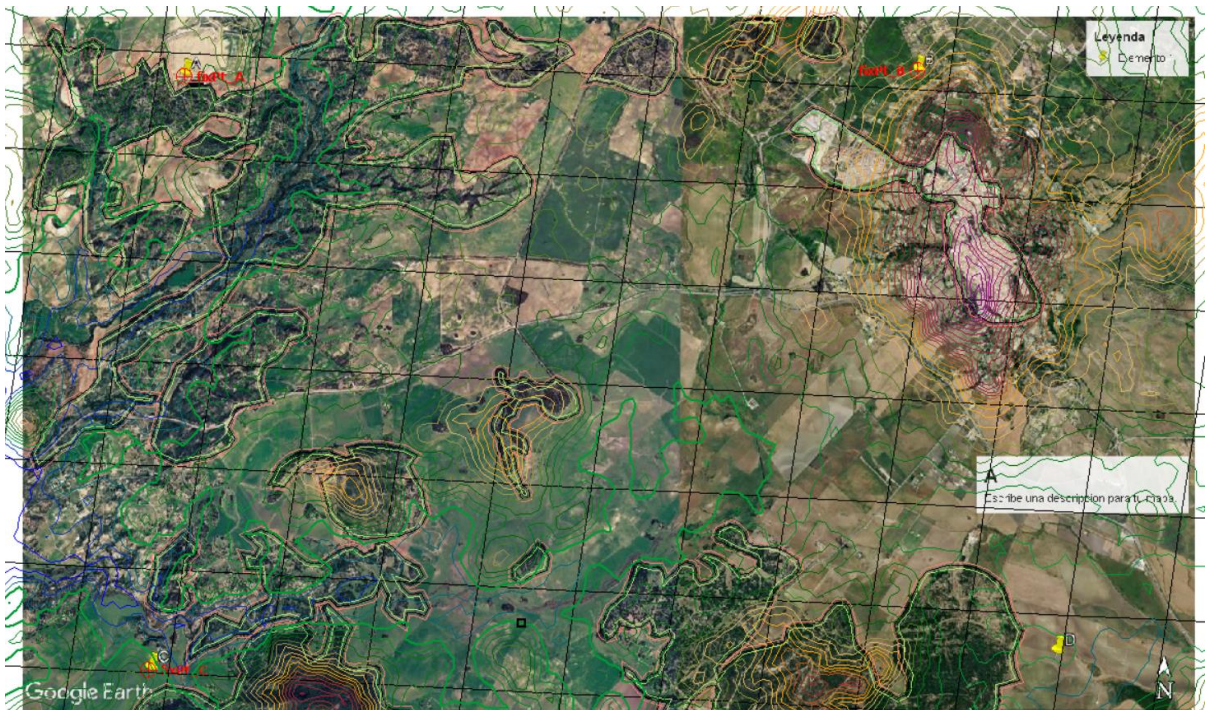


Figura 8: Captura Google Earth Pro con rugosidad digitalizada

Se han superpuesto el mapa topográfico y el mapa de rugosidad. Sobre este modelo se han incorporado las posiciones de los aerogeneradores, calculadas previamente en Windographer, tal y como se recoge en el apartado 3.3.

El resultado final se recoge en la Figura 9:

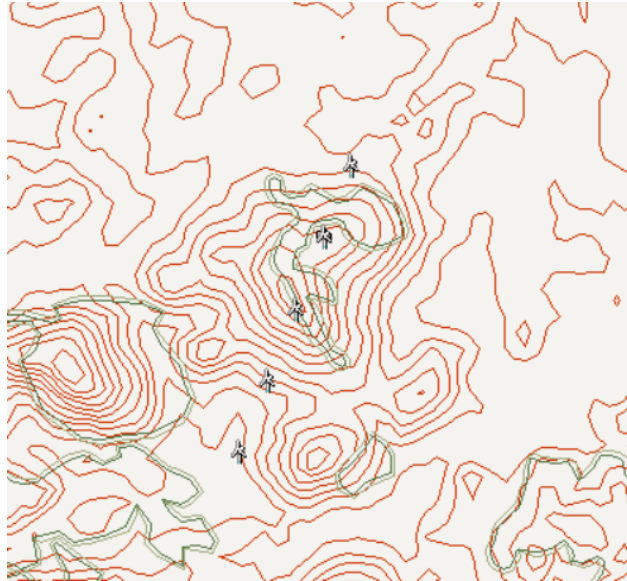


Figura 9: Mapas de rugosidad y topografía superpuestos con aerogeneradores

2.3.2 DATOS DE VIENTO Y DENSIDAD DEL AIRE

Mediante WAsP Climate Analyst se han introducido y procesado los datos de velocidad y dirección del viento. Además, se ha definido la densidad del aire a través de la temperatura del aire y la altitud con WAsP Air Density Calculator.

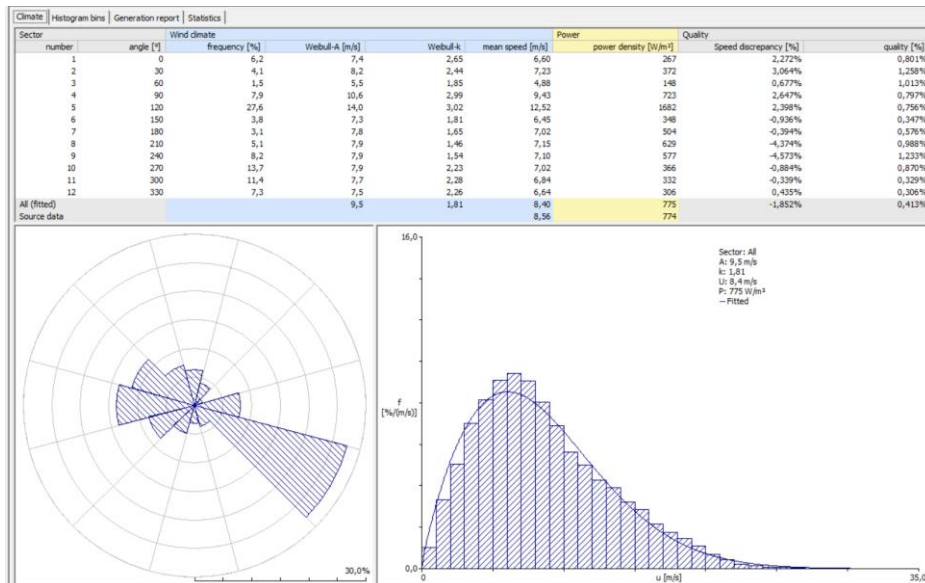


Figura 10: Análisis de viento WAsP

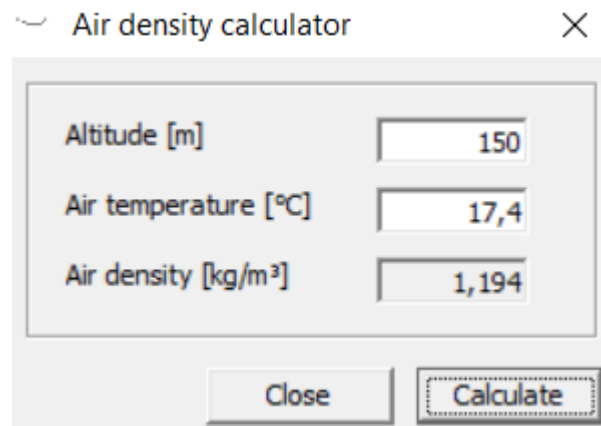


Figura 11: Cálculo WASP de densidad de aire en función de la altura y la temperatura

Aunque la densidad del aire ya había sido obtenida previamente en Windographer, se incluye también en WASP para mantener la coherencia del modelo.

2.3.3 SELECCIÓN DE LOS AEROGENERADORES

A través de las tablas de potencia y coeficiente de empuje C_t , en función de las velocidades de viento y la densidad del aire, se ha procedido al estudio de la mejor opción. Se van a estudiar, para una densidad de $1,194 \text{ kg/m}^3$, los modelos siguientes, junto con sus gráficas:

2.3.3.1 NORDEX N163 de 7 MW (MODO 0)

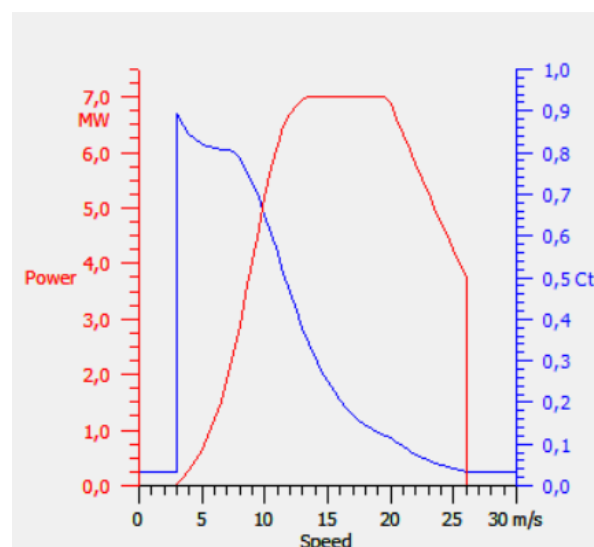


Figura 12: Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador NORDEX N163 (7MW)

2.3.3.2 VESTAS V172 DE 7,2 MW

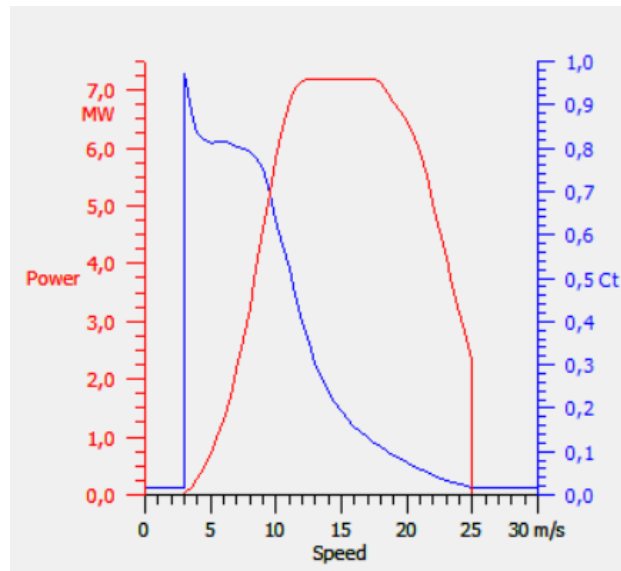


Figura 13: Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador VESTAS V172 (7,2MW)

2.3.3.3 SIEMENS GAMESA SG-170 6,6 MW

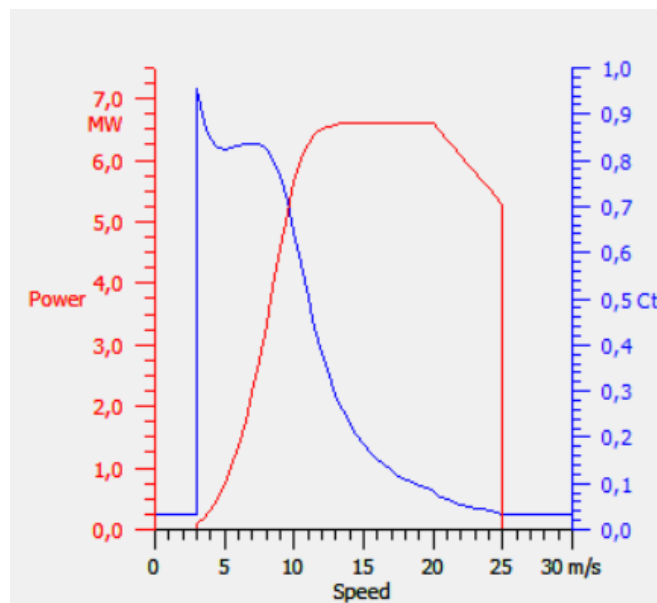


Figura 14: Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador SIEMENS GAMESA SG-170 (6,6MW)

2.3.3.4 GENERAL ELECTRIC GE164 DE 6 MW

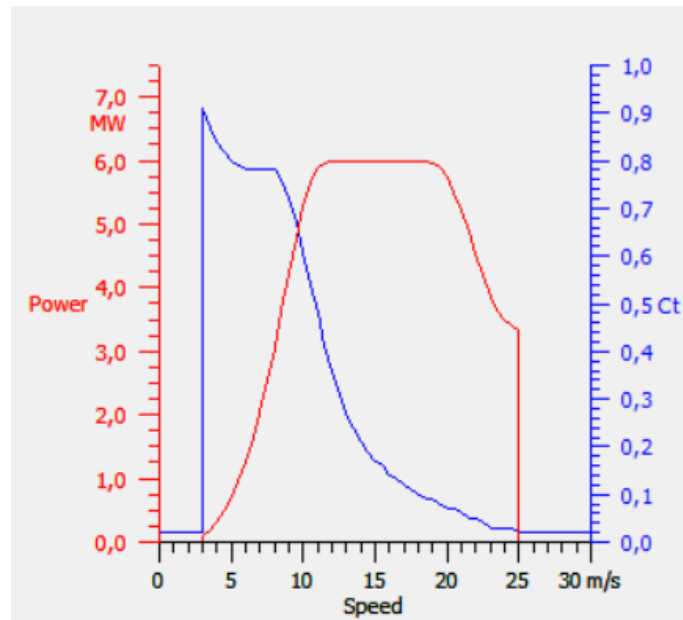


Figura 15: Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador GENERAL ELECTRIC GE164 (6MW)

Capítulo 3. ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO

3.1 VELOCIDADES DE VIENTO

3.1.1 VELOCIDADES MEDIAS Y MÁXIMAS

La velocidad del viento constituye uno de los parámetros fundamentales en el estudio de viabilidad de un parque eólico, ya que determina de forma directa la cantidad de energía que puede ser extraída por los aerogeneradores. La energía disponible y aprovechable en el viento no aumenta de forma lineal con la velocidad, sino que depende del cubo de esta:

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

Ecuación 1: Fórmula de la potencia aprovechable de un aerogenerador [40]

P_{ap} es la potencia aprovechable, ρ es la densidad del aire, A es el área barrida por el rotor y v la velocidad del viento. El coeficiente C_p corresponde al límite de Betz y su valor máximo es de 16/27 o 0,59, representa el máximo rendimiento posible de un aerogenerador. En la práctica se obtienen valores típicos de 0,42 o 0,44 para aerogeneradores tripalpas [40].

Esta relación cúbica implica que pequeños aumentos en la velocidad media del viento producen incrementos muy significativos en la energía disponible.

A través de la Figura 4 y la tabla correspondiente a 120 metros se obtienen las siguientes velocidades:

ALTURA [m]	VELOCIDAD MEDIA [m/s]	VELOCIDAD MÁXIMA [m/s]	DESVIACIÓN ESTÁNDAR
150	8,564	30,1	4,679
120	8,139	28,8	4,380

Tabla 2: Velocidades de viento y desviaciones estándar a distintas alturas

Los resultados mostrados en la Tabla 2, evidencian que el recurso eólico es muy favorable, superando ampliamente los prerequisites que se habían fijado en la selección del emplazamiento.

Por otro lado, las velocidades máximas registradas, en torno a los 30 m/s, indican la presencia de rachas puntuales de viento intenso. Estos valores deberán ser considerados en fases posteriores de diseño, como la selección del modelo de aerogenerador y la comprobación de sus límites de operación. Además, el incremento de la velocidad media con la altura pone de manifiesto la existencia de cizalladura vertical, con un incremento de 0,43 o 5,2% de incremento relativo. Ambas velocidades mínimas, tanto para 150 metros como para 120 metros, son 0 m/s.

3.1.2 VARIABILIDAD DE LAS VELOCIDADES DE VIENTO

También es necesario analizar la variabilidad del recurso eólico porque un régimen de viento excesivamente irregular puede resultar menos interesante desde el punto de vista energético. Velocidades demasiado bajas provocan que las máquinas trabajen durante muchas horas por debajo de su potencia nominal o incluso por debajo de la velocidad de arranque. Por el contrario, velocidades excesivamente elevadas pueden obligar a la parada del aerogenerador al superar la velocidad de corte, además de incrementar las cargas mecánicas sobre los componentes.

El análisis de la serie temporal de velocidades y el diagrama Box and Whiskers permite evaluar no solo la magnitud del recurso eólico, sino también su comportamiento a lo largo del tiempo.

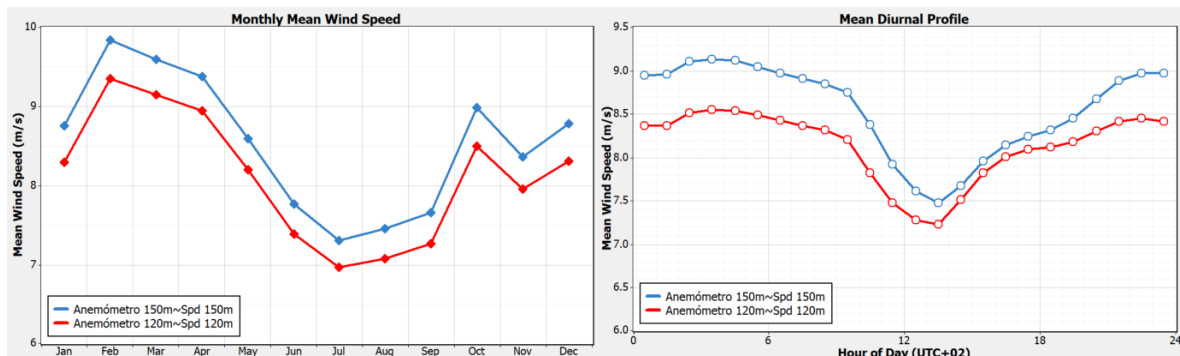


Figura 16: Variabilidad diaria y mensual de las velocidades de viento

A escala mensual, las velocidades medias son mayores durante los meses de invierno y primavera, mientras que los valores mínimos se concentran en verano. En el perfil diario se observa una reducción de la velocidad media durante las horas centrales del día, con mínimos en torno al mediodía, y valores más elevados durante la noche y primeras horas de la mañana.

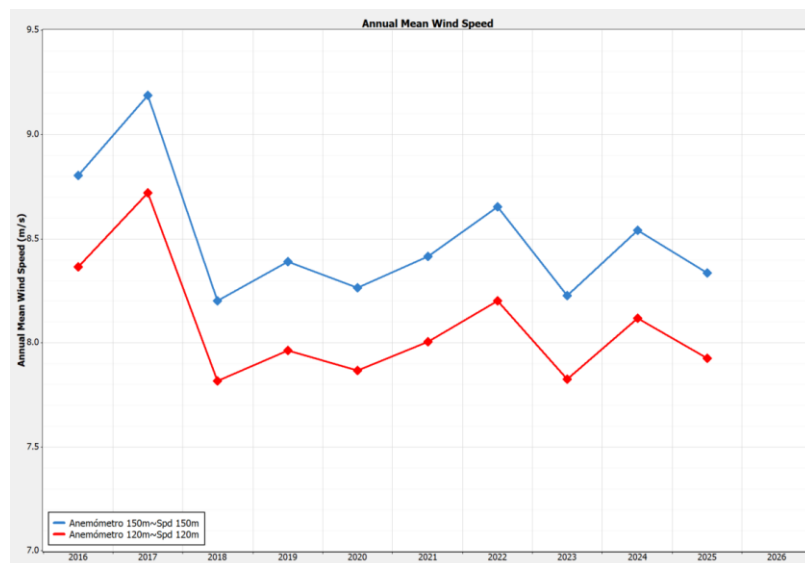


Figura 17: Variabilidad anual de las velocidades de viento

A escala anual, las velocidades medias se mantienen relativamente estables a lo largo del periodo estudiado, con años más favorables como 2017 y otros algo menos energéticos como 2018 o 2023. En cualquier caso, no se aprecia una tendencia descendente clara, sino una variabilidad interanual normal.

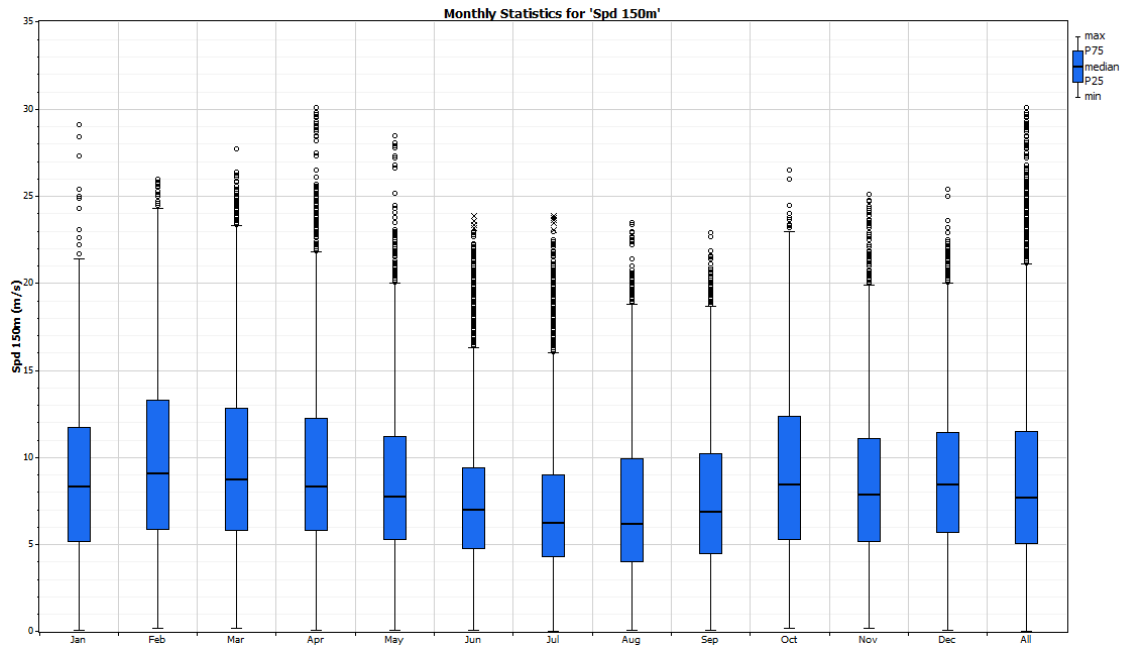


Figura 18: Diagrama Box and Whiskers de la variabilidad mensual de vientos

El diagrama de cajas de la figura superior confirma que el emplazamiento presenta una variabilidad normal para un recurso eólico, con un comportamiento estacional claro y velocidades suficientemente altas durante todo el año, aunque con una clara reducción en los meses de verano.

3.2 FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

La distribución de Weibull es una herramienta que permite representar la probabilidad de que el viento sople a determinada velocidad. A partir de esta distribución se conocen qué velocidades son más frecuentes en el emplazamiento y, por tanto, se puede estimar mejor la producción energética esperada del parque eólico. Su fórmula es la siguiente:

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

Ecuación 2: Fórmula de la función de distribución de Weibull [41]

Donde x es la velocidad de viento, k es el factor de forma que indica la dispersión de las velocidades y c es el factor de escala, en unidades de velocidad, cuyo valor es cercano a la velocidad media [40].

Valores altos de k indican una distribución más concentrada alrededor de la velocidad media, mientras que valores bajos reflejan una mayor variabilidad. Cuanto mayor es c , en general, mayores son las velocidades predominantes en el emplazamiento.

3.2.1 FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL CON WINDOGRAPHER

A partir de los datos de viento introducidos en Windographer, se obtiene tanto una tabla con los principales parámetros representativos de la distribución de Weibull en función de los distintos métodos de obtención, como la gráfica de la distribución de frecuencias de velocidad del viento y su correspondiente aproximación mediante Weibull.

Algorithm	Weibull	Weibull	Mean	Proportion	Power	R	Elapsed
	k	A		Above	Density	Squared	Time
		(m/s)	(m/s)	8.564 m/s	(W/m ²)		(ms)
Maximum likelihood	1.917	9.665	8.574	0.452	770.4	0.9864	56
Least squares	1.973	9.617	8.525	0.451	735.0	0.9844	4
WAsP	1.812	9.461	8.411	0.434	773.7	0.9861	2
Openwind	1.902	9.651	8.564	0.451	773.7	0.9869	2
Actual data	(90,696 time steps)		8.564	0.434	773.7		

Figura 19: Tabla de parámetros de la distribución de Weibull

Los distintos métodos presentan resultados muy parecidos. Los coeficientes R^2 son todos superiores a 0,98 y la velocidad media real obtenida es de 8,564 m/s.

El parámetro de escala c , denominado en Windographer como Weibull A, se sitúa en torno a 9,6 m/s, valor elevado que confirma la existencia de velocidades características favorables para el aprovechamiento energético.

La densidad de potencia obtenida es de 773,7 W/m² e indica un recurso eólico muy favorable. Representa una elevada disponibilidad energética por unidad de área barrida por el rotor.

En conjunto, los valores de velocidad media, parámetro de escala c y densidad de potencia confirman la buena aptitud del emplazamiento para el desarrollo de un parque eólico.

Además, los valores del parámetro de forma k se sitúan próximos a 2. Esto implica que la distribución de Weibull se aproxima a una distribución de Rayleigh, que es un caso particular de la distribución de Weibull cuando $k=2$.

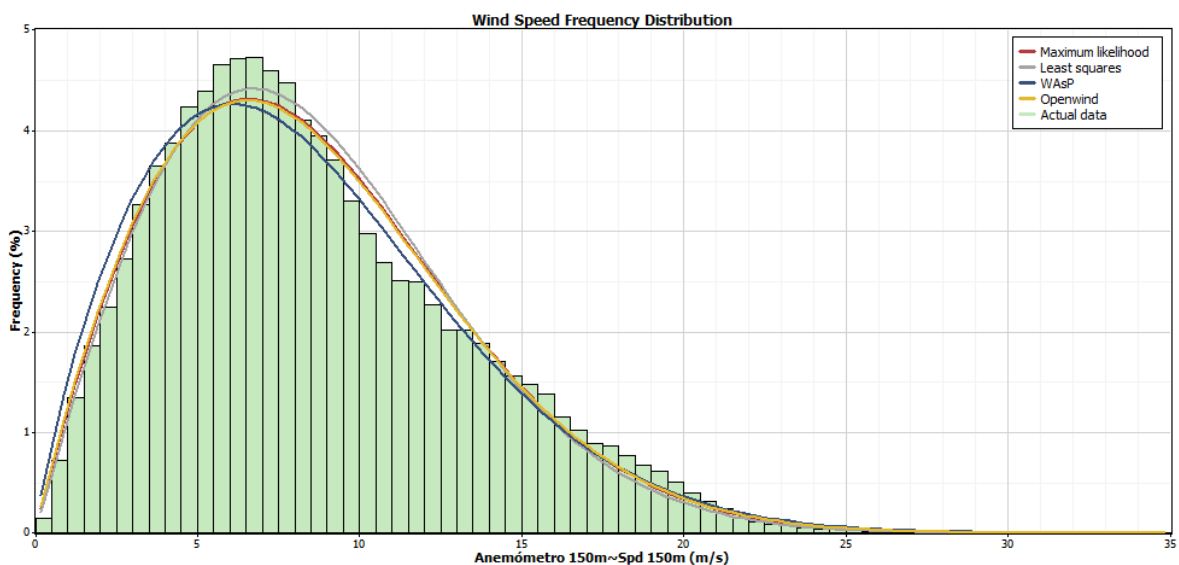


Figura 20: Distribución de Weibull de velocidades de viento del emplazamiento

La distribución de velocidades muestra una mayor frecuencia de velocidades medias entre 6 y 8 m/s y una disminución progresiva de la frecuencia a medida que aumentan las velocidades. La curva presenta una cola hacia la derecha, lo que indica la existencia de episodios puntuales de viento elevado con menor probabilidad de ocurrencia.

3.2.2 FUNCIÓN DE PROBABILIDAD ACUMULADA DE WEIBULL

La función de probabilidad acumulada de Weibull sirve para conocer la probabilidad de que la velocidad del viento sea menor o igual que un valor determinado.

Esto es especialmente importante para saber cuántas horas puede trabajar el aerogenerador dentro de su rango útil. De esta manera, se puede saber la probabilidad de que el viento esté, por ejemplo, encima de la velocidad de arranque o por debajo de la velocidad de corte.

$$F(x) = \int_0^x f(x) \cdot dx = 1 - \exp \left[- \left(\frac{x}{c} \right)^k \right]$$

Ecuación 3: Fórmula de la función de probabilidad acumulada de Weibull [41]

La gráfica siguiente muestra que la mayor parte de los registros (50%) se concentran por debajo de aproximadamente 8 m/s a 150 metros de altura de buje.

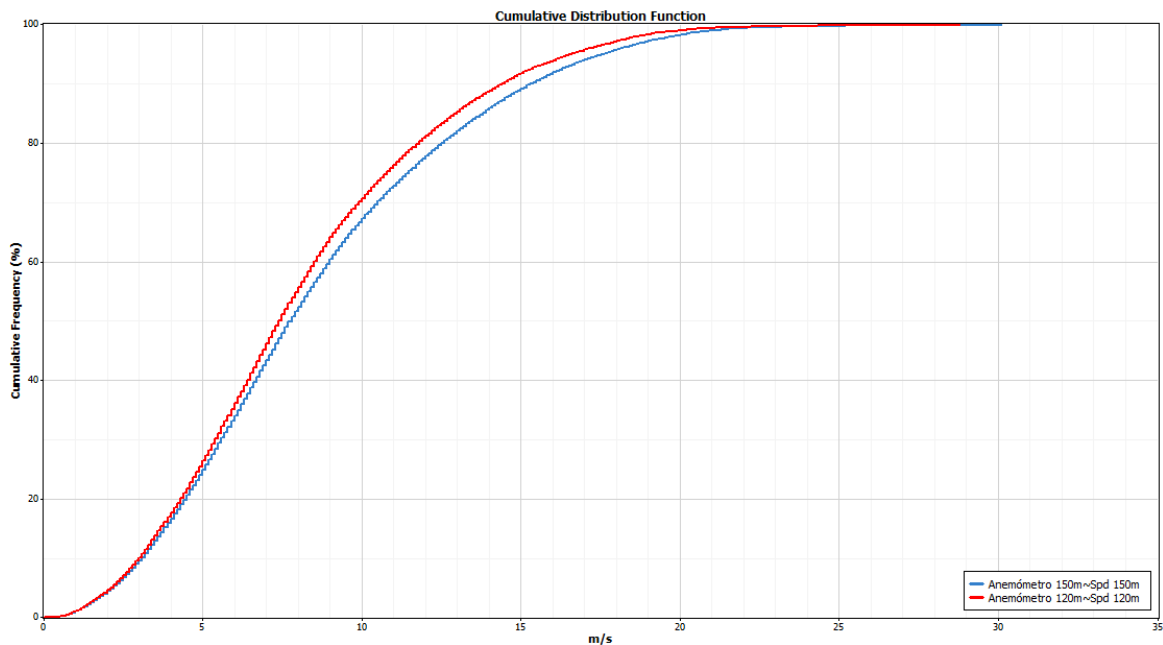


Figura 21: Función de probabilidad acumulada de Weibull de velocidades de viento del emplazamiento

Las velocidades superiores a 20 m/s son poco frecuentes. Por lo tanto, el emplazamiento presenta un recurso eólico elevado, pero sin que las rachas de viento extremo representen una proporción significativa del total de datos (alrededor del 2%).

3.3 ROSAS DE VIENTO

Las rosas de viento permiten representar gráficamente la frecuencia y dirección predominante del viento en una ubicación.

Para un parque eólico, esta información sirve para conocer los sectores desde los que llega la mayor parte del recurso eólico y así optimizar la disposición de los aerogeneradores.

Además, permiten identificar qué direcciones concentran las velocidades más elevadas y, por lo tanto, cuales contribuyen más a la producción energética del parque. Su análisis es especialmente relevante para reducir las pérdidas por estela y mejorar el diseño preliminar del parque [40].

3.3.1 ROSA DE FRECUENCIA

La rosa de frecuencias representa la frecuencia con la que el viento procede de cada dirección. Es decir, indica qué sectores son los más habituales en el emplazamiento, independientemente de que esas velocidades sean más o menos elevadas.

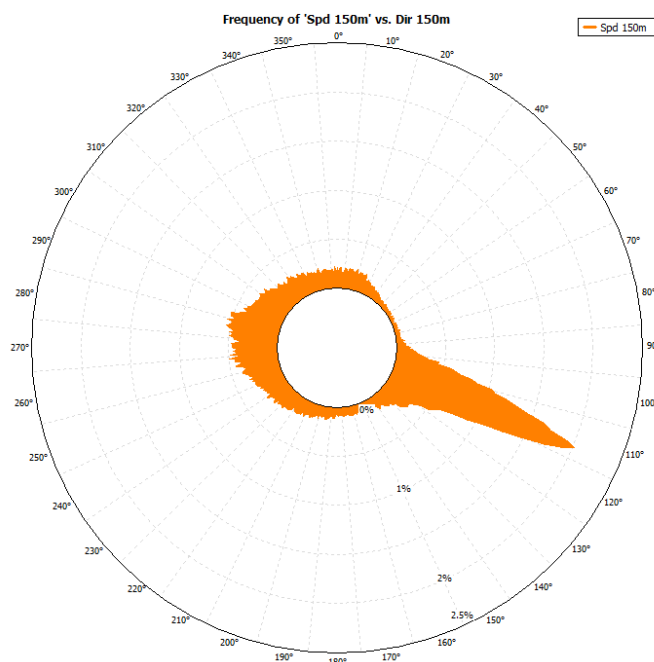


Figura 22: Rosa de frecuencias de viento en el emplazamiento

Se observa una dirección claramente predominante en torno a 115° con respecto al norte. Esto se alinea con la estimación que se había hecho durante la selección del emplazamiento en el Anexo I.

3.3.2 ROSA DE VELOCIDAD

La rosa de velocidad representa la velocidad media del viento en función de la dirección de procedencia. A diferencia de la rosa de frecuencias, no indica cuántas veces sopla el viento desde cada sector, sino con qué velocidad media sopla cuando procede de cada dirección.

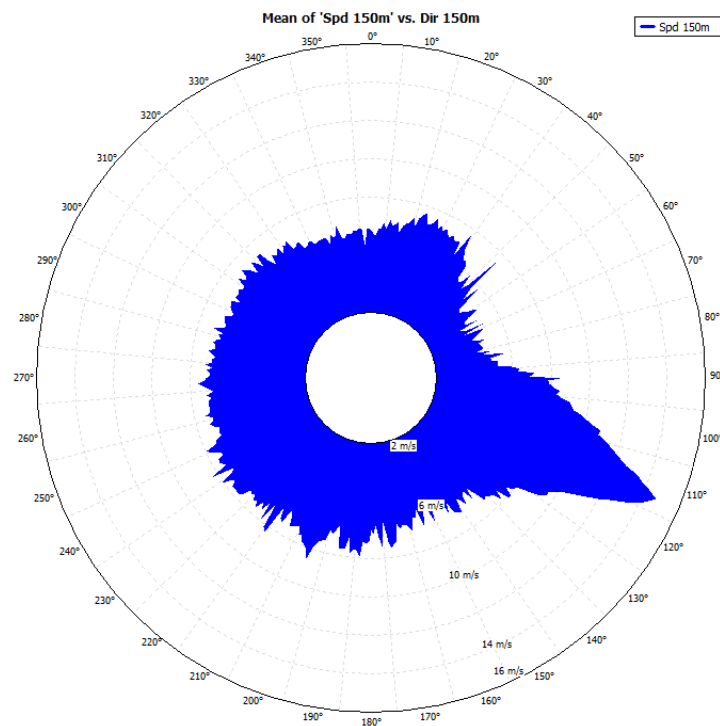


Figura 23: Rosa de velocidades de viento en el emplazamiento

De nuevo, se aprecia que las velocidades medias más altas se concentran en torno a los 115°. Esto indica que, además de ser una dirección frecuente, ese sector también aporta vientos intensos.

3.3.3 ROSA DE ENERGÍA

La rosa de energía combina la información que proporcionan las anteriores rosas para mostrar qué proporción de energía total disponible en el viento procede de cada dirección.

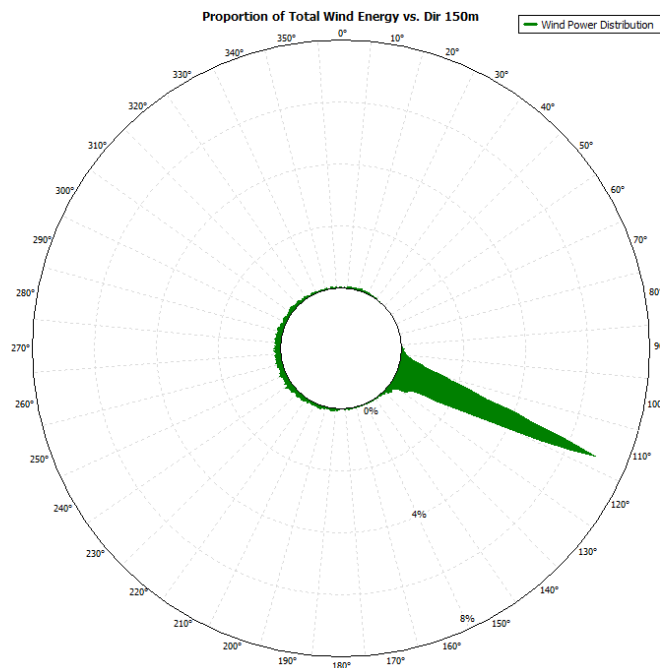


Figura 24: Rosa de energía en el emplazamiento

Como era de esperar, la gran parte de la energía se concentra alrededor de los 115°, ya que, no solo es la dirección más frecuente, sino que también es la dirección con los vientos de mayor velocidad.

El resto de las direcciones tienen una contribución energética muy reducida en comparación. Por tanto, este sector será especialmente importante para el diseño del parque, ya que condiciona la orientación y la disposición de los aerogeneradores para maximizar la producción energética y reducir las pérdidas por estela.

Tras analizar las tres rosas de los vientos, se ha tomado la decisión de variar las posiciones de los aerogeneradores para colocar de manera perpendicular sobre ese viento que incide a 110-115° con respecto al norte. A través de trigonometría simple y tomando un ángulo de 112,5°, se han dispuesto los generadores de la siguiente forma:

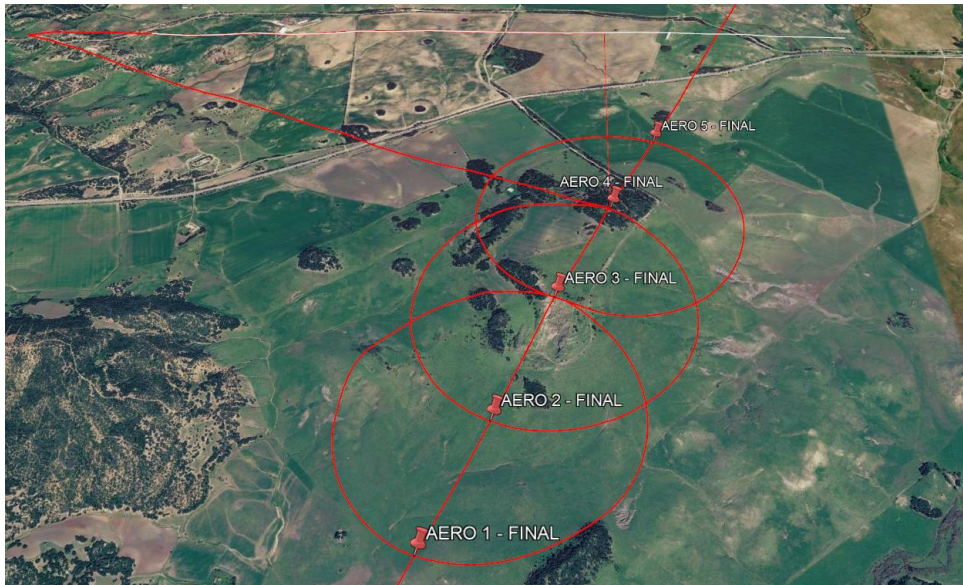


Figura 25: Obtención de la dirección perpendicular para la disposición final de los aerogeneradores

La poligonal descrita y las posiciones de los distintos aerogeneradores es la siguiente:

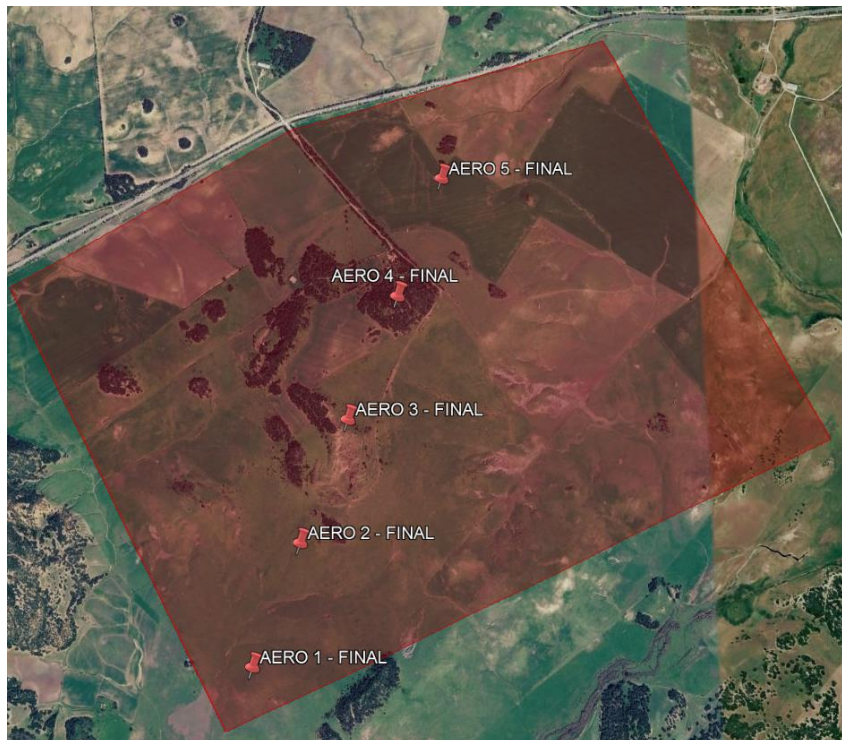


Figura 26: Poligonal y aerogeneradores recolocados tras analizar rosas de viento

Las coordenadas en formato tabla de los aerogeneradores y de la poligonal final son las siguientes:

AEROGENERADOR [1-5]	COORDENADAS GEOGRÁFICAS [LAT, LONG]	COORDENADAS UTM 29 [m]
1	36°26'0.17"N, 5°58'49.15"O	770697, 4036257
2	36°26'14.97"N, 5°58'41.40"O	770876, 4036719
3	36°26'29.64"N, 5°58'33.55"O	771057, 4037178
4	36°26'44.53"N, 5°58'25.51"O	771243, 4037643
5	36°26'59.54"N, 5°58'18.10"O	771413, 4038111

Tabla 3: Coordenadas finales de los aerogeneradores

VÉRTICES DE LA POLIGONAL	COORDENADAS GEOGRÁFICAS [LAT, LONG]	COORDENADAS UTM 29 [m]
1	36°26'49.01"N, 5°59'24.67"O	769765, 4037735
2	36°25'54.09"N, 5°58'52.64"O	770616, 4036067
3	36°26'27.24"N, 5°57'19.13"O	772913, 4037162
4	36°27'18.33"N, 5°57'51.40"O	772060, 4038712
5	36°27'07.74"N, 5°58'40.79"O	770840, 4038346

Tabla 4: Coordenadas finales de los vértices de la poligonal

Se han empleado coordenadas UTM 29 para mantener la coherencia con el mapa topográfico de WAsP.

3.4 LIMITACIONES DEL ANÁLISIS DE TURBULENCIA

La intensidad de turbulencia permite caracterizar las fluctuaciones rápidas de la velocidad del viento respecto a su valor medio. Una intensidad de turbulencia elevada implica un flujo más irregular, lo que puede incrementar las cargas sobre el aerogenerador y acelerar la fatiga de sus componentes principales (palas, buje, etc.). Se define como:

$$TI = \frac{\sigma_u}{\bar{U}}$$

Ecuación 4: Ecuación de la intensidad de turbulencia

σ_u representa la desviación estándar de la velocidad del viento dentro de un determinado intervalo temporal, y \bar{U} es la velocidad media del viento en ese mismo intervalo.

No obstante, los datos proporcionados por Vortex no incluyen una desviación estándar asociada a cada valor de velocidad de viento. Por este motivo, no es posible realizar un análisis riguroso de turbulencia a partir de la información disponible.

3.5 CIZALLAMIENTO

La variación vertical del viento o cizallamiento describe cómo cambia la velocidad del viento con la altura. En general, cuanto mayor es la altura sobre el terreno, mayor suele ser la velocidad del viento, porque disminuye el efecto de la rugosidad del suelo, la vegetación, edificios, irregularidades del terreno, etc.

Es un fenómeno a tener en cuenta para la implantación de parques eólicos. Es aquello que hace que los aerogeneradores se dispongan a elevadas alturas sobre el suelo [40].

La forma más habitual de representar la cizalladura vertical es mediante la ley potencial de Hellmann, que sigue el Power Law Profile:

$$v(z) = v_{ref} \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^\alpha$$

Ecuación 5: Ecuación de la ley potencial de Hellman [42]

Donde $v(z)$ es la velocidad del viento a la altura z , v_{ref} es la velocidad conocida a una altura de referencia z_{ref} , z es la altura a la que se quiere estimar la velocidad y α es el coeficiente de cizalladura o exponente de Hellmann.

El coeficiente α indica la intensidad con la que aumenta la velocidad del viento con la altura. Si α es bajo, la velocidad cambia poco con la altura. Si α es alto, la velocidad aumenta de forma más marcada al elevarse sobre el terreno.

También se puede expresar siguiendo el Logarithmic Profile o Log law:

$$\frac{U_{hub}}{U_{anem}} = \frac{\ln(z_{hub} / z_0)}{\ln(z_{anem} / z_0)}$$

Ecuación 6: Fórmula del Log law [43]

Donde U_{hub} representa la velocidad del viento a la altura del buje del aerogenerador, U_{anem} representa la velocidad del viento a la altura del anemómetro, z_{hub} es la altura del buje del aerogenerador, z_{anem} es la altura a la que se encuentra el anemómetro y z_0 es la longitud de rugosidad superficial del terreno.

En el estudio del cizallamiento con Windographer, el software proporciona varias gráficas conteniendo los valores calculados tanto de z_0 como de α .

A continuación, se muestra una tabla con valores típicos de z_0 para distintos terreno, además de múltiples gráficas obtenidas:

Terrain Description	z_0
Very smooth, ice or mud	0.00001 m
Calm open sea	0.0002 m
Blown sea	0.0005 m
Snow surface	0.003 m
Lawn grass	0.008 m
Rough pasture	0.010 m
Fallow field	0.03 m
Crops	0.05 m
Few trees	0.10 m
Many trees, few buildings	0.25 m
Forest and woodlands	0.5 m
Suburbs	1.5 m
City center, tall buildings	3.0 m

Figura 27: Longitudes de rugosidad superficial del terreno z_0 [43]

La gráfica siguiente muestra el perfil vertical medio de velocidad entre 120 m y 150 m. Como era esperable, la velocidad media aumenta con la altura, pasando de aproximadamente 9,25 m/s a 120 m a 9,75 m/s a 150 m. Las velocidades medias han subido ya que

Windographer filtra aquellas menores de 4 m/s. Este incremento confirma la existencia de cizalladura vertical del viento en el emplazamiento.

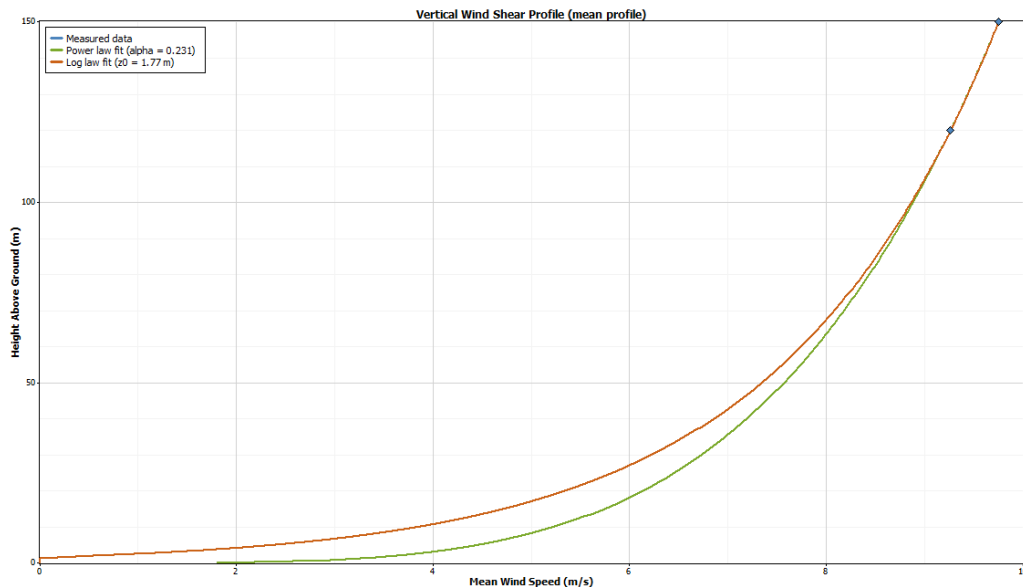


Figura 28: Cizallamiento vertical comparando velocidades de viento y altura. Power law y Log law

El ajuste mediante Power Law proporciona un coeficiente de cizalladura $\alpha = 0,231$, indicando una variación vertical moderada o alta de la velocidad con la altura. Como las velocidades de viento suben apreciablemente con la altura, desde un punto de vista energético, es conveniente emplear alturas de buje elevadas para aprovechar ese incremento en velocidad y por lo tanto potencia eólica disponible.

Por otro lado, el ajuste mediante Log law proporciona una longitud de rugosidad $z_0 = 1,77$ m. Este valor es elevado y se asocia más a entornos muy rugosos como zonas suburbanas [43], que a un emplazamiento rural abierto. Por ello, este valor no representa correctamente la rugosidad real del terreno. Esta discrepancia puede deberse a que el ajuste se ha realizado únicamente con dos alturas, 120 y 150 metros, ambas bastante elevadas y próximas entre sí.

Con tan pocos puntos, el cálculo de z_0 puede dar lugar a valores poco representativos. Por ello, para este estudio resulta más prudente emplear el coeficiente de cizalladura α como indicador del incremento de velocidad con la altura:

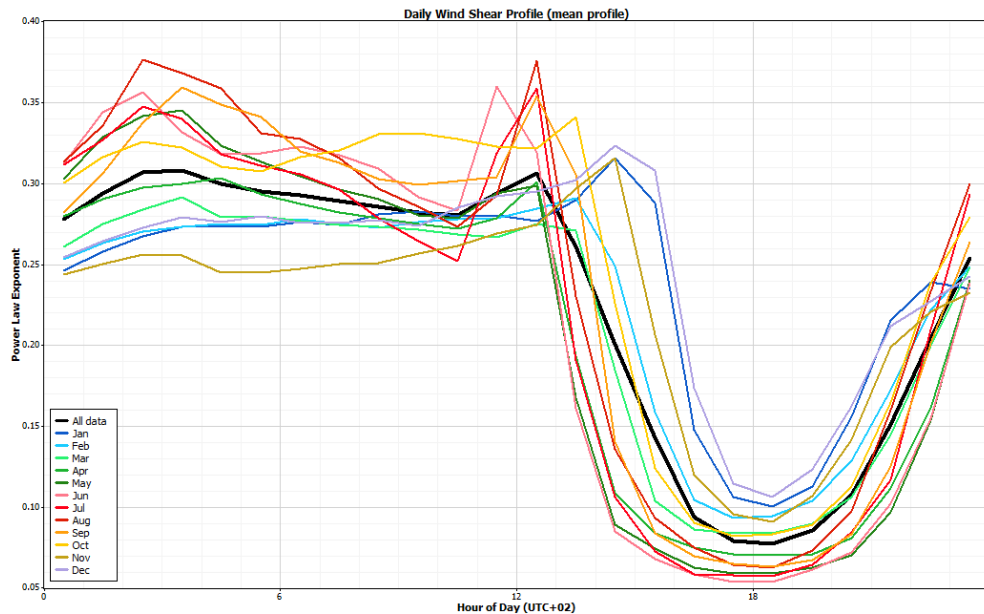


Figura 29: Variación diaria del coeficiente de cizalladura en cada mes

La gráfica anterior muestra la evolución diaria del coeficiente de cizalladura α para cada mes. La cizalladura es más elevada durante la noche y primeras horas de la mañana, con valores generalmente entre 0,25 y 0,35, mientras que desciende de forma marcada durante la tarde, alcanzando mínimos en torno a las 17:00-19:00 h, con valores próximos a 0,06-0,10. Los meses de invierno son aquellos con menor variación de cizalladura, y los de verano los de valores mayores.

3.6 RAFAGOSIDAD

Para un parque eólico, es importante estudiar la rafagosidad y los vientos extremos porque interesa saber qué velocidades máximas puede y debe llegar a soportar el aerogenerador.

Estos valores condicionan la selección de la máquina y las cargas sobre sus elementos, la velocidad de corte, la fatiga estructural y la seguridad del parque. Un emplazamiento que presenta vientos extremos muy elevados puede exigir aerogeneradores más robustos o mayores márgenes de diseño, incrementando los costes y pudiendo hacer el parque inviable.

La distribución de Gumbel resulta útil para modelar la probabilidad de velocidades extremas del viento. Las siguientes ecuaciones expresan la función de densidad de probabilidad y la función de distribución de probabilidad acumulativa de la distribución de Gumbel:

$$f(x) = \exp\left\{-\exp\left[\frac{-(x-\mu)}{\beta}\right]\right\} \cdot \exp\left[\frac{-(x-\mu)}{\beta}\right] \cdot \frac{1}{\beta}$$
$$F(x) = \exp\left\{-\exp\left[\frac{-(x-\mu)}{\beta}\right]\right\}$$

Ecuación 7: Función de densidad y de distribución acumulada de Gumbel [44]

Donde x es el valor extremo, β es el parámetro de escala y determina la amplitud de la distribución, mientras que μ es el parámetro de localización y especifica el valor más probable de x [44].

3.6.1 PROBABILIDAD DE EXCEDENCIA

La probabilidad de excedencia indica la probabilidad de que la velocidad extrema supere un valor x . Se obtiene como el complementario de la función acumulada:

$$P(X > x) = 1 - F(x)$$

$$P(X > x) = 1 - e^{-e^{-\frac{x-\mu}{\beta}}}$$

Ecuación 8: Fórmula de la probabilidad de excedencia

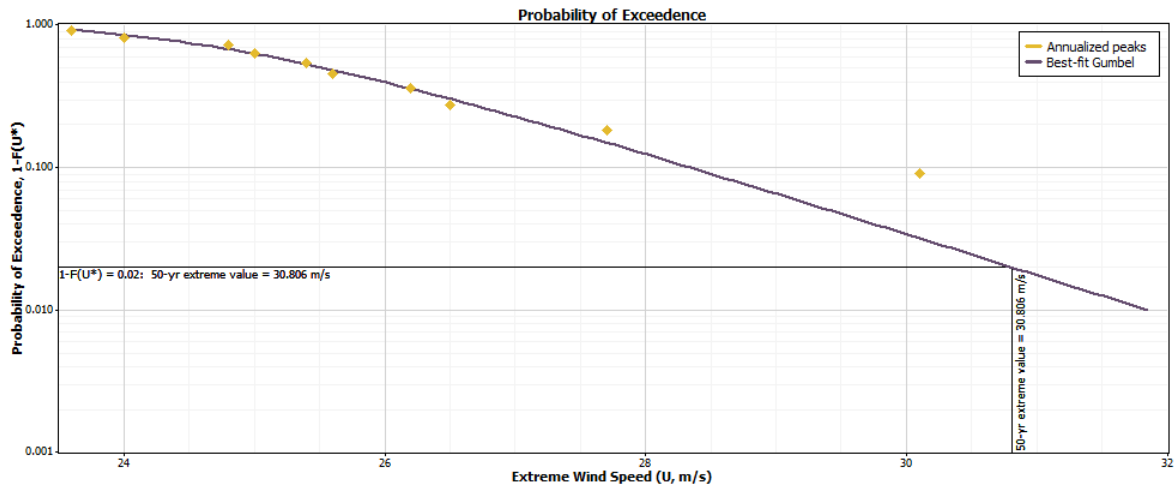


Figura 30: Probabilidad de excedencia de vientos extremos

A partir de la Figura anterior, vemos que los puntos entre 23,5 y 25 m/s tienen probabilidades de excedencia altas, del orden de 60-90%. Eso significa que son valores extremos relativamente habituales dentro de la serie anual. Los valores próximos a 28 m/s bajan a probabilidades del orden de 10-20%, mientras que el valor marcado por la línea vertical señala una velocidad extrema de 30,8 m/s y tendría una probabilidad anual de superarse del 2%.

3.6.2 PERIODO DE RETORNO

El periodo de retorno representa cada cuánto tiempo, se espera que se supere una determinada velocidad extrema. Se calcula como el inverso de la probabilidad de excedencia:

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

Ecuación 9: Fórmula del periodo de retorno (Inverso de la probabilidad de excedencia)

También se puede calcular la velocidad asociada a un periodo de retorno R [44], Esta fórmula permite estimar la velocidad extrema de 50 años, que es un valor habitual en el diseño y comprobación de aerogeneradores. Es el rango de tiempo que usa Windographer:

$$x = \mu - \beta \cdot \ln \left[-\ln \left(1 - \frac{1}{R} \right) \right]$$

Ecuación 10: Fórmula del periodo de retorno [44]

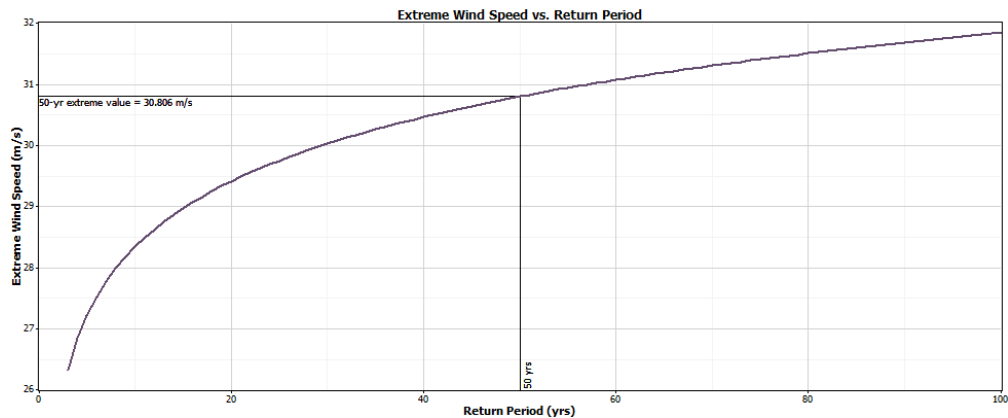


Figura 31: Periodo de retorno de velocidades extremas en el emplazamiento

Según el cálculo estadístico realizado con Windographer, la velocidad extrema asociada a un periodo de retorno de 50 años es de aproximadamente 30,8 m/s. Este valor ya venía indicado en la gráfica de probabilidad de excedencia.

3.6.3 FUNCIÓN DE PROBABILIDAD ACUMULADA

La función de distribución acumulada indica la probabilidad de que la velocidad extrema sea menor o igual que un valor determinado x . En este caso, Windographer ha tomado una velocidad asociada al periodo de retorno de 50 años (30,806 m/s) a partir de la ecuación y la figura que figuran en el apartado de Periodo de Retorno (3.6.2):

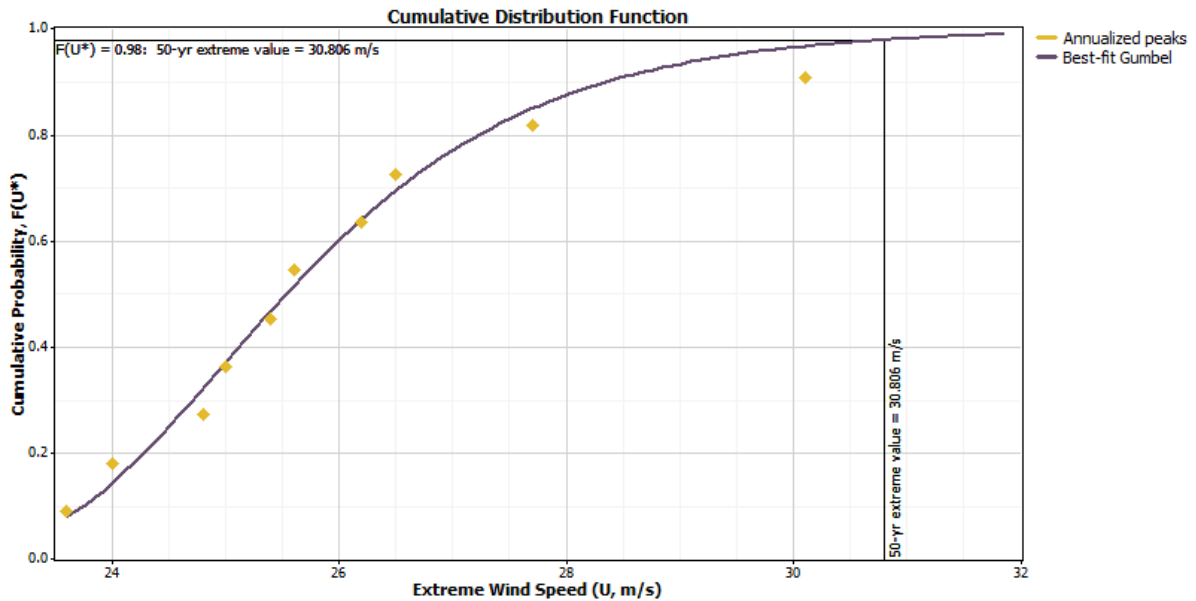


Figura 32: Función de distribución acumulada de Gumbel con periodo de retorno 50 años

En la Figura se ve como $F(30,806) = 0,98$, es decir, hay un 98% de probabilidad de que el máximo anual a 50 años vista sea menor o igual que 30,806 m/s. Esto coincide con lo que marcaba la probabilidad de excedencia.

Capítulo 4. ESTUDIO ENERGÉTICO

El objetivo del estudio energético es seleccionar qué modelo de aerogeneradores es el más adecuado para colocar en el parque eólico. Para ello, utilizando WAsP y los datos de entrada descritos en el apartado 2.3., se va a estimar la energía producida por el parque en el caso de tomar cada uno de los aerogeneradores descritos en el apartado 2.3.3.

Al no contar con valores del coste de la energía, el criterio para seleccionar un aerogenerador u otro será el qué mayor capacidad de producción tenga. Al igual que para la mayor parte de las hipótesis de viento del Capítulo 3, se van a tomar alturas de buje de 150 metros. La densidad del aire será la calculada por el programa WAsP Air Density Calculator, en este caso 1.194 kg/m³. Los aerogeneradores estarán dispuestos según la Tabla 3 del presente anexo.

No toda la energía que produce cada aerogenerador alcanza la red eléctrica por culpa de las pérdidas. Se descuentan alrededor de un 10% de las pérdidas, el desglose es el siguiente [40]:

MOTIVO DE LAS PÉRDIDAS	MAGNITUD DE LAS PÉRDIDAS [%]
ELÉCTRICAS	3%
O&M	2%
CURVAS DE POTENCIA Y OTROS	5%
RENDIMIENTO PÉRDIDAS	90,37%

Tabla 5: Desglose pérdidas de energía [40]

$$\eta_{PÉRDIDAS} = 0,97 * 0,98 * 0,95 = 0,9037$$

Ecuación 11: Rendimiento debido a las pérdidas [40]

Se estudiará para cada aerogenerador la potencia bruta, la potencia neta, las pérdidas por estela y su factor de capacidad. En cuanto al parque completo se tendrá en cuenta la energía vertida a la red, las horas equivalentes, el factor de capacidad y su rendimiento total.

Una vez introducidos todos los datos de entrada, se puede proceder con la simulación.

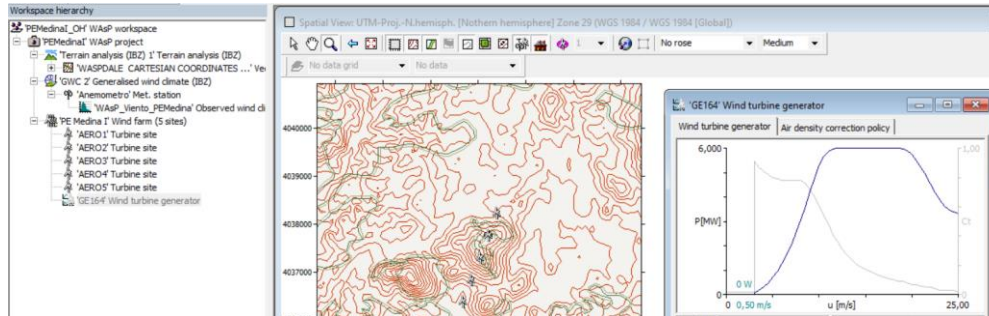


Figura 33: Interfaz WAsP para las simulaciones energéticas (Caso 4.4.: GE164)

4.1 NORDEX N163 DE 7 MW

La primera alternativa analizada corresponde al modelo Nordex N163 de 7 MW. Esta opción resulta interesante debido a la elevada potencia unitaria de los aerogeneradores, únicamente superada por el modelo Vestas V172 dentro de las alternativas estudiadas. Además, el diámetro de rotor del Nordex N163 es menor que el de otros modelos de potencia similar, lo que puede favorecer una menor interacción entre estelas. Con cinco aerogeneradores de 7 MW, la potencia total instalada del parque sería de 35 MW.

Nordex N163 - 7 MW				
AEROGENERADOR	ENERGÍA BRUTA [GWh]	ENERGÍA NETA [GWh]	PERDIDAS POR ESTELA [%]	FACTOR DE CAPACIDAD [%]
1	25,183	24,736	1,77	40,3
2	25,892	25,215	2,61	41,1
3	29,334	28,557	2,65	46,5
4	29,059	28,352	2,43	46,2
5	27,457	27,118	1,23	44,2
TOTAL	136,925	133,978	2,15%	43,70%
RENDIMIENTO PÉRDIDAS	90,37%	RENDIMIENTO TOTAL	88,43%	
ENERGÍA VERTIDA A LA RED [GWh]	121,0787314	HORAS EQUIVALENTES	3459,392325	
POTENCIA AEROGENERADORES NORDEX N163 [MW]	7			

Tabla 6: Resultados de la simulación del Parque Eólico con aerogeneradores Nordex N163 en WAsP

Los resultados obtenidos para el modelo Nordex N163 muestran una producción energética elevada y unas bajas pérdidas por estela. La energía bruta total del parque es de 136,925 GWh, mientras que la energía neta tras considerar las pérdidas por estela es de 133,978 GWh. Esto supone unas pérdidas por estela medias de solo 2,15 %, un valor que indica que la disposición de los aerogeneradores es adecuada respecto a las direcciones predominantes del viento.

El rendimiento total del parque se obtiene considerando simultáneamente las pérdidas generales y las pérdidas por estela entre aerogeneradores. En este caso, el rendimiento asociado a pérdidas generales es del 90,37 %, mientras que el rendimiento debido a estelas es del 97,85%. La combinación de ambos efectos da lugar a un rendimiento total del 88,43 %, que representa la fracción de la energía bruta que finalmente puede ser vertida a la red. Se empleará de esta misma manera para el resto de los aerogeneradores.

Tras aplicar el conjunto de pérdidas adicionales mencionadas anteriormente, se obtiene una energía final vertida a la red de 121,078 GWh. Esto equivale a 3.459 horas equivalentes y a un factor de capacidad medio del 43,70 %, valores muy positivos para un parque eólico terrestre.

4.2 VESTAS V172 DE 7.2 MW

Este aerogenerador corresponde al modelo de mayor potencia unitaria y mayor diámetro de rotor de entre las alternativas analizadas en el presente trabajo. La instalación de cinco máquinas Vestas V172 de 7,2 MW supondría una potencia total instalada de 36 MW.

VESTAS V172 7.2 MW				
AEROGENERADOR	ENERGÍA BRUTA [GWh]	ENERGÍA NETA [GWh]	PERDIDAS POR ESTELA [%]	FACTOR DE CAPACIDAD [%]
1	27,156	26,628	1,94	42,2
2	27,885	27,095	2,83	42,9
3	31,363	30,459	2,88	48,3
4	31,049	30,225	2,65	47,9
5	29,442	29,055	1,31	46
TOTAL	146,895	143,462	2,34	45,5
RENDIMIENTO PÉRDIDAS	90,37%	RENDIMIENTO TOTAL	88,26%	
ENERGÍA VERTIDA A LA RED [GWh]	129,6426846	HORAS EQUIVALENTES	3601,185684	
POTENCIA AEROGENERADORES VESTAS V172 [MW]			7,2	

Tabla 7: Resultados de la simulación del Parque Eólico con aerogeneradores Vestas V172 en WASP

Los resultados obtenidos para el Vestas V172 de 7,2 MW son muy favorables. La energía bruta total del parque sería de 146,895 GWh, mientras que la energía neta, una vez consideradas las pérdidas por estela, sería de 143,462 GWh. Las pérdidas por estela medias son del 2,34 %, ligeramente superior al valor obtenido con el Nordex N163.

Tras aplicar el rendimiento de pérdidas generales del parque, la energía final vertida a la red sería de 129,64 GWh. Esto equivale a 3.601 horas equivalentes y a un factor de capacidad medio del 45,5 %, valores muy buenos para un parque eólico terrestre.

Comparado con el Nordex N163 de 7 MW, el Vestas V172 presenta mejores resultados energéticos, ya que el Vestas produce aproximadamente 8,562 GWh/año más de energía vertida a red que el Nordex, lo que supone una mejora cercana al 7,07 %. Este aumento de producción compensa el aumento de pérdidas por estela.

4.3 SIEMENS GAMESA SG 6.6-170

La tercera alternativa considerada es el modelo SG 6.6-170, con una potencia nominal de 6,6 MW y un diámetro de rotor de 170 metros. Aunque presenta una potencia unitaria inferior a la del Nordex N163 y el Vestas V172, permite analizar si una máquina de menor potencia puede resultar competitiva en el emplazamiento. La instalación de cinco unidades supondría una potencia total instalada de 33 MW.

SIEMENS GAMESA SG 6.6-170				
AEROGENERADOR	ENERGÍA BRUTA [GWh]	ENERGÍA NETA [GWh]	PERDIDAS POR ESTELA [%]	FACTOR DE CAPACIDAD [%]
1	26,212	25,696	1,97	44,4
2	26,886	26,112	2,88	45,1
3	30,157	29,289	2,88	50,6
4	29,886	29,089	2,67	50,3
5	28,36	27,99	1,31	48,4
TOTAL	141,501	138,176	2,35	47,8
RENDIMIENTO PÉRDIDAS	90,37%	RENDIMIENTO TOTAL	88,25%	
ENERGÍA VERTIDA A LA RED [GWh]	124,869404	HORAS EQUIVALENTES	3783,921334	
POTENCIA AEROGENERADORES SG 6.6-170 [MW]			6,6	

Tabla 8: Resultados de la simulación del Parque Eólico con aerogeneradores Siemens Gamesa SG 6.6 - 170 en WAsP

Los resultados del Siemens Gamesa SG 6.6-170 son muy buenos desde el punto de vista energético. Una energía bruta total de 141,501 GWh y una energía neta tras estelas de 138,176 GWh son valores muy competitivos comparados al resto de aerogeneradores estudiados.

Las pérdidas por estela medias son del 2,35 %, muy parecido al valor obtenido con el Vestas V172. El factor de capacidad medio es del 47,8 %, que es un valor muy alto para un parque eólico terrestre. De hecho, es superior al obtenido con Nordex N163 y Vestas V172, lo que indica que este modelo aprovecha muy bien el recurso eólico del emplazamiento en relación con su potencia nominal.

4.4 GENERAL ELECTRIC - GE164 DE 6 MW

La cuarta alternativa analizada corresponde al modelo General Electric GE164 de 6 MW. Se trata de un aerogenerador con una potencia unitaria inferior a la de los modelos Nordex N163, Vestas V172 y SG 6.6-170, por lo que, a priori, es el modelo menos alentador.

GENERAL ELECTRIC - GE164 DE 6 MW				
AEROGENERADOR	ENERGÍA BRUTA [GWh]	ENERGÍA NETA [GWh]	PERDIDAS POR ESTELA [%]	FACTOR DE CAPACIDAD [%]
1	24,129	23,699	1,78	45,1
2	24,737	24,101	2,57	45,8
3	27,655	26,948	2,56	51,2
4	27,394	26,745	2,37	50,9
5	26,041	25,735	1,17	48,9
TOTAL	129,956	127,228	2,1	48,4
RENDIMIENTO PÉRDIDAS	90,37%	RENDIMIENTO TOTAL	88,47%	
ENERGÍA VERTIDA A LA RED [GWh]	114,9749712	HORAS EQUIVALENTES	3832,499041	
POTENCIA AEROGENERADORES GE164 [MW]			6	

Tabla 9: Resultados de la simulación del Parque Eólico con aerogeneradores GE164 en WAsP

El factor de capacidad medio indicado en la tabla es el más alto de todos con un valor de 48,4%, pero la energía finalmente vertida a la red serían 114,975 GWh. El GE164 no es el modelo que más energía total produce, porque tiene menor potencia instalada que las otras alternativas. Aun así, presenta un rendimiento total muy alto.

4.5 COMPARATIVA FINAL

En la siguiente tabla se comparan los principales resultados obtenidos para los cuatro modelos de aerogenerador analizados.

PARÁMETRO	N163	V172	SG 6.6-170	GE164
POTENCIA INSTALADA	35 MW	36 MW	33 MW	30 MW
PÉRDIDAS POR ESTELA	2,15%	2,34%	2,35%	2,10%
RENDIMIENTO TOTAL	88,43%	88,26%	88,25%	88,47%
ENERGÍA VERTIDA A LA RED	121,079 GWh	129,643 GWh	124,869 GWh	114,975 GWh

Tabla 10: Comparativa final entre todos los modelos

A partir de la tabla comparativa final, se observa que todos los modelos analizados presentan resultados energéticos favorables, con pérdidas por estela reducidas (entre 2,1 y 2,35%), y rendimientos totales muy similares (entre el 88,25 y el 88,47%). Esto indica que, desde el punto de vista de pérdidas aerodinámicas y rendimiento global, no existen diferencias especialmente significativas entre las alternativas estudiadas.

Sin embargo, la opción más lógica desde el punto de vista energético es el Vestas V172 de 7,2 MW. Este modelo presenta la mayor potencia instalada (36 MW) y es también el que obtiene la mayor energía vertida a la red. Aunque sus pérdidas por estela (2,34%), son ligeramente superiores a las del Nordex N163 y el GE164, siguen siendo bajas y muy próximas a las del resto de modelos. Por tanto, el incremento de producción compensa claramente esta pequeña diferencia.

A lo largo de todo el estudio energético, los aerogeneradores 3 y 4 presentan de forma general los factores de capacidad más altos. Esto puede deberse a que son los aerogeneradores situados a mayor altitud dentro del emplazamiento (151,2 y 142,5 metros sobre el nivel del mar respectivamente). En contraposición, el aerogenerador 1 suele presentar el menor factor de capacidad, lo cual puede relacionarse con su menor altitud (49,9 m sobre el nivel del mar).

Por último, los valores tan reducidos de pérdidas por estela obtenidos en todos los modelos se deben en gran medida al estudio previo realizado con Windographer. Este análisis permitió identificar las direcciones predominantes del viento y disponer los aerogeneradores de forma que se aprovechara mejor el viento incidente, reduciendo pérdidas por estela y aumentando la energía generada.

Capítulo 5. CONCLUSIONES

A través del estudio del recurso eólico realizado con Windographer, se ha confirmado que el emplazamiento seleccionado presenta un recurso eólico muy favorable para la implantación del parque. La velocidad media del viento obtenida es elevada y adecuada para generación eólica, con una variabilidad aprovechable durante todo el año. El análisis de vientos extremos muestra la existencia de episodios de velocidades elevadas, aunque con baja probabilidad de ocurrencia, por lo que no condicionan negativamente la viabilidad preliminar del emplazamiento.

ALTURA [m]	VELOCIDAD MEDIA [m/s]	VELOCIDAD MÁXIMA [m/s]	DESVIACIÓN ESTÁNDAR
150	8,564	30,1	4,679

Tabla 11: Valores más significativos de la serie de 10 años de viento a 150 metros en el emplazamiento

El estudio de las distribuciones de velocidad, la distribución de Weibull y las rosas de viento ha permitido identificar con mayor precisión el comportamiento del viento en la zona. En particular, las rosas de viento han mostrado una dirección predominante clara, permitiendo modificar y optimizar la disposición de los aerogeneradores, reduciendo pérdidas por estela.

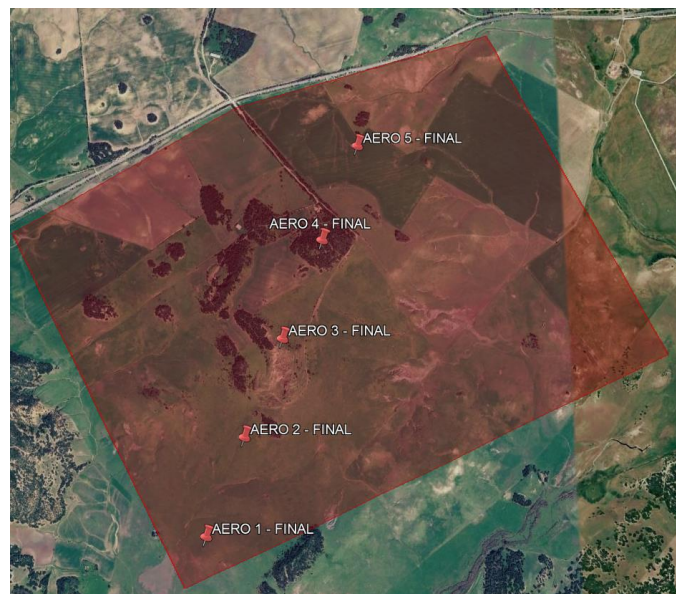


Figura 34: Distribución final de los aerogeneradores

Aunque no ha sido posible realizar un estudio de la intensidad de turbulencia, debido a que los datos proporcionados por Vortex no incluyen una desviación estándar asociada a cada intervalo de velocidad, sí se ha podido analizar la cizalladura vertical del viento. La comparación entre las velocidades a 120 y 150 metros confirma un aumento de la velocidad con la altura, lo que justifica la elección de una altura de buje de 150 metros.

Por otro lado, mediante el software WASP se han llevado a cabo las simulaciones energéticas del parque, incorporando datos de viento, el mapa topográfico, la rugosidad del terreno, las posiciones de los aerogeneradores, las curvas de potencia y los coeficientes de empuje C_T de los distintos modelos analizados. Estas simulaciones han permitido comparar varias alternativas y seleccionar el aerogenerador con el mejor equilibrio entre producción energética, pérdidas por estela y rendimiento global.

Se ha seleccionado el aerogenerador Vestas V172 de 7,2 MW como la opción más adecuada para el Parque Eólico Medina I. Este modelo es el que presenta la mayor potencia instalada total y la mayor energía vertida a la red, manteniendo unas pérdidas por estela y un rendimiento total muy similares a los del resto de alternativas estudiadas.

En consecuencia, el **Parque Eólico Medina I** estará formado por **5 aerogeneradores Vestas V172 de 7,2 MW**, alcanzando una potencia total instalada de **36 MW**.

PARÁMETRO	V172
POTENCIA INSTALADA	36 MW
PÉRDIDAS POR ESTELA	2,34%
RENDIMIENTO TOTAL	88,26%
ENERGÍA VERTIDA A LA RED	129,643 GWh

Tabla 12: Parámetros condicionantes en la elección del aerogenerador Vestas V172



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**ESTUDIO DE VIABILIDAD DEL PARQUE EÓLICO
TERRESTRE “MEDINA I”**

**ANEXO III: DESGLOSE DE CÁLCULOS Y
SELECCIÓN DE COMPONENTES**

Autor: Óscar Herencia Martín

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Junio de 2026

Índice del anexo

Capítulo 1. Objeto del Anexo III.....	3
Capítulo 2. Dimensionamiento de la red de media tensión.....	4
2.1 Agrupación de Circuitos de Potencia	4
2.2 Elección del Nivel de Tensión.....	5
2.3 Dimensionamiento del Conductor.....	6
2.3.1 Aislamiento del Cable.....	6
2.3.2 Sección del Conductor.....	7
2.3.3 Intensidad de Cortocircuito Admisible en el Conductor	8
2.3.4 Caída de Tensión En el Conductor.....	10
2.3.5 Pérdidas en el Conductor.....	11
2.4 Dimensionamiento del Transformador de Potencia	12
Capítulo 3. Dimensionado de Interruptores Automáticos	14
3.1 Impedancias del Sistema	14
3.1.1 Impedancia de la red de 220 kV.....	14
3.1.2 Impedancia del Transformador MT/AT.....	15
3.1.3 Impedancia de los Conductores de MT.....	16
3.1.4 Impedancia de los Transformadores BT/MT.....	17
3.1.5 Impedancia de los Aerogeneradores	17
3.2 Intensidad de Cortocircuito en Media Tensión	17
3.2.1 Interruptores en Media Tensión	18
3.3 Intensidad de cortocircuito en Alta Tensión.....	19
3.3.1 Interruptores en Alta Tensión.....	20
Capítulo 4. Puesta a Tierra	21
4.1 Tensión de Paso.....	21
4.2 Tensión de Contacto.....	22

Índice de tablas

Tabla 1: Agrupamiento de los circuitos de potencia en media tensión	4
Tabla 2: Pautas de la red de media tensión según la ITC-LAT 06 del RD 223/2008 [24]....	6
Tabla 3: Intensidades máximas para cada circuito	7
Tabla 4: Selección inicial sin factores de corrección [24].....	7
Tabla 5: Selección inicial de la sección del cable	8
Tabla 6: Selección final de la sección del cable	9
Tabla 7: Caídas de tensión en los conductores con sus secciones, resistencias y longitudes	10
Tabla 8: Pérdidas de potencia en los conductores con sus secciones, resistencias y longitudes	11
Tabla 9: Características del transformador elevador MT/AT	12
Tabla 10: Potencia de cortocircuito en el nudo Gazules 220kV, percentil 99.....	15
Tabla 11: Valores eléctricos del cable AL RHZ1-2OL de Prysmian	16
Tabla 12: Longitudes de línea, secciones y resistencia de los distintos circuitos del parque eólico	16
Tabla 13: Características del interruptor automático elegido para alta tensión [58].....	19
Tabla 14: Características del interruptor automático elegido para alta tensión [58].....	20

Capítulo 1. OBJETO DEL ANEXO III

El presente anexo tiene como objeto recoger y justificar los principales cálculos técnicos realizados para el dimensionamiento de las infraestructuras eléctricas y civiles del parque eólico.

A partir de las características del emplazamiento, del aerogenerador seleccionado y de la configuración general del parque, se desarrollan los cálculos y criterios empleados para la selección de los componentes principales de la instalación.

El alcance del anexo incluye el cálculo y elección de los elementos necesarios para la evacuación interna de la energía, prestando especial atención a la red de media tensión, la agrupación de aerogeneradores en circuitos, la selección de cables, la tipología de zanjas, los sistemas de puesta a tierra y los componentes asociados a la subestación.

Capítulo 2. DIMENSIONAMIENTO DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN

2.1 AGRUPACIÓN DE CIRCUITOS DE POTENCIA

Para la agrupación de los aerogeneradores en circuitos de media tensión se ha optado por dividir el parque en tres líneas de generación. La primera línea estará formada por los aerogeneradores 1 y 2, la segunda por los aerogeneradores 3 y 4, y la tercera por el aerogenerador 5.

CIRCUITO	AEROGENERADORES	POTENCIA EVACUADA
C1	1, 2	14,4 MW
C2	3, 4	14,4 MW
C3	5	7,2 MW

Tabla 1: Agrupamiento de los circuitos de potencia en media tensión

Considerando que el aerogenerador seleccionado presenta una potencia nominal de 7,2 MW, una agrupación de cuatro máquinas en un mismo circuito (aerogeneradores 1 al 4) implicaría transportar hasta 28,8 MW por una única línea, concentrando una intensidad más elevada.

En cambio, mediante la división en tres circuitos, las dos primeras líneas evacúan aproximadamente 14,4 MW cada una, mientras que la tercera evacúa 7,2 MW. Esta configuración permite repartir de forma más equilibrada la potencia evacuada por cada circuito.

Esta solución reduce la intensidad máxima que debe soportar cada circuito. De este modo, la selección de los cables de media tensión es más sencilla al disminuir las pérdidas por efecto Joule y limitando la caída de tensión en la impedancia del cable. Además, separando los circuitos, se protege el parque contra averías asegurando que el número de aerogeneradores afectados sea el mínimo.

2.2 ELECCIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN

El aerogenerador Vestas V172 dispone de una tensión nominal del estátor de 800V. Para elevar esta tensión y poder distribuir más eficientemente la potencia generada, cuenta con un transformador incorporado de 8,4MVA cuya tensión nominal en el lado del aerogenerador es de 720V. La tensión nominal en el secundario puede configurarse dentro de un rango de 20 a 36 kV.

Para escoger la tensión entre los valores normalizados de 20 y 30 kV, se han realizado los siguientes cálculos. Empleando la Ley de Ohm:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * U}$$

Particularizando para una potencia aparente de 8400 kVA por aerogenerador y unas tensiones nominales de 20 o 30 kV, obtenemos las intensidades que circularían por cada transformador/aerogenerador:

$$I_{20kV} = \frac{8,4 * 10^6}{\sqrt{3} * 20 * 10^3} = 242,5 A$$

$$I_{30kV} = \frac{8,4 * 10^6}{\sqrt{3} * 30 * 10^3} = 161,7 A$$

Como era de esperar, al pasar de 20 kV a 30 kV, la intensidad baja un 33 %. Es importante mantener unas intensidades adecuadas, ya que la sección de los cables de media tensión se determinará considerando la intensidad máxima admisible, el cortocircuito y la caída de tensión.

Por ello, la tensión elegida para los conductores será de 30kV, con una tensión de aislamiento de 36kV. La ITC-LAT 06 define la categoría A como aquella en la que los defectos a tierra se eliminan antes de 1 minuto, y la categoría B como aquella en la que el

funcionamiento con una fase a tierra se mantiene durante un tiempo limitado, generalmente no superior a 1 hora. Siguiendo las pautas marcadas en [24], los valores de U_s , U_o/U y U_p son:

PARÁMETRO	VALOR
Tensión nominal de la red, U_n	30 kV
Tensión más elevada de la red, U_s	36 kV
Característica/categoría de red	A-B
Tensión asignada mínima del cable y accesorios, U_o/U	18/30 kV
Tensión soportada a impulsos tipo rayo, (U_p)	170 kV , valor de cresta

Tabla 2: Pautas de la red de media tensión según la ITC-LAT 06 del RD 223/2008 [24]

2.3 DIMENSIONAMIENTO DEL CONDUCTOR

2.3.1 AISLAMIENTO DEL CABLE

Los aislamientos habituales en cables de media tensión son XLPE, EPR y HEPR. Las intensidades máximas admisibles dependen de la temperatura máxima que el aislamiento puede soportar sin alteraciones en sus propiedades eléctricas, mecánicas o químicas. Para cables con aislamiento seco, el XLPE y el EPR admiten una temperatura máxima de servicio permanente de 90 °C y una temperatura máxima de cortocircuito de 250 °C.

En este proyecto se adopta como solución el aislamiento XLPE, al tratarse de una alternativa ampliamente utilizada en redes subterráneas de media tensión, disponible comercialmente para tensiones 18/30 kV y adecuada para instalaciones de evacuación en parques eólicos.

2.3.2 SECCIÓN DEL CONDUCTOR

Se toma la potencia aparente de 8,4MVA del trafo para un cálculo más conservador. A través de ello, se calculan sus intensidades máximas siguiendo el mismo proceso que en el apartado 2. 2.. Teniendo en cuenta que los circuitos con dos aerogeneradores cuentan con el doble de intensidad se llega a esta tabla:

CIRCUITO	AEROGENERADORES	INTENSIDAD MÁXIMA DEL CIRCUITO
C1	1, 2	323,3 A
C2	3, 4	323,3 A
C3	5	161,7 A

Tabla 3: Intensidades máximas para cada circuito

Siguiendo la ITC-LAT 06 para cables de aluminio XLPE 18/30 kV directamente enterrados a 1 m, terreno de resistividad térmica 1,5 K·m/W y temperatura del terreno 30 °C, la tabla da, entre otros, estos valores que serán de gran interés:

Sección Al XLPE	Intensidad admisible
70 mm ²	170 A
95 mm ²	205 A
185 mm ²	295 A
240 mm ²	345 A

Tabla 4: Selección inicial sin factores de corrección [24]

A pesar de ello, estas secciones sirven como primera aproximación, no como sección final. Por ello se aplican los factores de corrección, que son: temperatura del terreno, resistividad térmica del terreno, profundidad de instalación y agrupamiento de ternas en la misma zanja.

Suponiendo los siguientes valores conservadores para aplicar los factores de corrección:

- Temperatura del terreno: 30°C; $F_T = 0,96$
- Profundidad de la zanja de 1,2 metros; $F_P = 0,984$
- No agrupando varios circuitos en la misma zanja durante tramos largos; $F_a = 1$
- Resistividad térmica del terreno de 1,5 K·m/W (Al rellenar zanja de arena arcillosa); $F_\rho = 1$

$$F = 0,96 * 0,984 * 1 * 1 = 0,945$$

Tomando las intensidades de la Tabla 3 y el factor de corrección:

$$I = \frac{I_{Tabla3}}{F}$$

Obtenemos las siguientes intensidades corregidas y las secciones para los tres circuitos:

CIRCUITO	AEROGENERADORES	INTENSIDAD MÁXIMA DEL CIRCUITO	SECCIÓN AI XLPE [mm ²]
C1	1, 2	342,3 A < 345 A	240 mm ²
C2	3, 4	342,3 A < 345 A	240 mm ²
C3	5	170 A < 171,1 A < 205 A	95 mm ²

Tabla 5: Selección inicial de la sección del cable

2.3.3 INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO ADMISIBLE EN EL CONDUCTOR

Para conocer la intensidad máxima admisible en el conductor para el caso habitual de referencia (cortocircuito de t = 1s) se emplea la siguiente expresión:

$$I_{cc,adm} = \frac{K * S}{\sqrt{t}}$$

donde I_{cc} es la intensidad de cortocircuito admisible en el conductor, t es la duración del cortocircuito, S es la sección del conductor en mm² y K es un coeficiente que depende del material conductor y de la temperatura inicial y final alcanzadas durante el cortocircuito. Para conductores de aluminio se adopta $K=93$, considerando que el conductor parte de su temperatura máxima de régimen y alcanza la temperatura admisible al final del cortocircuito [40].

El cable seleccionado para la red de media tensión es de tipo RHZ1-2OL, con conductor de aluminio y aislamiento XLPE. Este tipo de cable presenta una temperatura máxima del conductor de 90 °C en servicio permanente y 250 °C en cortocircuito.

Para los circuitos C1 y C2, con sección de 240 mm², la intensidad máxima de cortocircuito admisible durante 1 segundo es:

$$I_{cc,adm} = \frac{93 * 240}{\sqrt{1}} = 22320 A = 22,32 kA$$

Para el circuito C3, con sección de 95 mm², la intensidad máxima de cortocircuito admisible durante 1 segundo es:

$$I_{cc,adm} = \frac{93 * 95}{\sqrt{1}} = 8835 A = 8,84 kA$$

En el apartado 3.2. del presente anexo se ha comprobado que la corriente de cortocircuito del C3 no es suficiente, ya que la intensidad en caso de cortocircuito superaría la intensidad máxima del conductor. Tomando la corriente de cortocircuito de 15,35 kA obtenida, la sección mínima para el C3 será:

$$S_{C3,mín} = \frac{15350 * \sqrt{1}}{93} = 165,05 mm^2$$

Por lo tanto, se escoge la sección normalizada inmediatamente superior, correspondiente a 185 mm² con una I_{cc} admisible de 17,2 kA.

CIRCUITO	SECCIÓN AI XLPE [mm ²]
C1	240 mm ²
C2	240 mm ²
C3	185 mm ²

Tabla 6: Selección final de la sección del cable

2.3.4 CAÍDA DE TENSIÓN EN EL CONDUCTOR

Para la comprobación de la caída de tensión en la red de media tensión se ha considerado la expresión trifásica:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * L * (R * \cos\varphi + X * \sen\varphi)$$

donde I es la intensidad que circula por el circuito. Su expresión es:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi}$$

L la longitud de la línea, R la resistencia del conductor por unidad de longitud, X la reactancia por unidad de longitud y $\cos\varphi$ el factor de potencia considerado. Para el cálculo se ha adoptado una tensión nominal de 30 kV y un factor de potencia de 0,95. Las resistencias y reactancias se han tomado de [59].

CIRCUITO	POTENCIA EVACUADA [MW]	LONGITUD [km]	SECCIÓN [mm ²]	R (90°C) [Ω/km]	X [Ω/km]	CAÍDA DE TENSIÓN [V]	CAÍDA PORCENTUAL [ΔU/U]
C1	14,4	1,80	1x240 Al	0,161	0,108	193,1	0,64%
C2	14,4	0,97	1x240 Al	0,161	0,108	104,0	0,35%
C3	7,2	0,46	1x185 Al	0,210	0,2	30,4	0,10%

Tabla 7: Caídas de tensión en los conductores con sus secciones, resistencias y longitudes

La caída de tensión máxima obtenida en la red interna de media tensión corresponde al circuito C1, con un valor aproximado del 0,64% respecto a la tensión nominal de 30 kV. Este valor puede considerarse bajo, al encontrarse por debajo del 1%, por lo que la caída de tensión no resulta un criterio limitante en la selección de los conductores de media tensión del parque eólico.

2.3.5 PÉRDIDAS EN EL CONDUCTOR

Para la estimación de las pérdidas activas en los conductores de media tensión se ha considerado el efecto Joule en régimen trifásico, mediante la expresión:

$$P_{Perd,Cx} = 3 * I^2 * R * L$$

Se mantienen las mismas condiciones de potencia, tensión, factor de potencia e impedancias del apartado anterior. Los resultados son los siguientes:

CIRCUITO	POTENCIA EVACUADA [MW]	LONGITUD [km]	SECCIÓN [mm ²]	R (90°C) [Ω/km]	X [Ω/km]	PÉRDIDAS EN EL CONDUCTOR [kW]
C1	14,4	1,80	1x240 Al	0,161	0,108	73,6
C2	14,4	0,97	1x240 Al	0,161	0,108	39,7
C3	7,2	0,46	1x185 Al	0,210	0,2	6,2

Tabla 8: Pérdidas de potencia en los conductores con sus secciones, resistencias y longitudes

La pérdida total en la red de media tensión sería:

$$P_{Perd,tot} = 73,6 + 39,7 + 6,2 = 119,5 \text{ kW}$$

Respecto a la potencia total del parque:

$$P_{Perd,tot} = \frac{119,5 \text{ kW}}{36 \text{ MW}} = 0,33\%$$

Con un valor de pérdidas de alrededor del 0,33 % de la potencia nominal del parque, las pérdidas en la red de media tensión pueden considerarse reducidas.

2.4 DIMENSIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El transformador principal de la subestación tiene como función elevar la tensión de la red de media tensión del parque eólico hasta el nivel de alta tensión necesario para la evacuación de la energía. En este caso, la red del parque es de 30 kV, mientras que el punto de conexión en la subestación Gazules se encuentra en la red de 220 kV. Por ello, se selecciona un transformador elevador de relación 30/220 kV.

La potencia activa máxima del parque eólico es de 36 MW. Para el dimensionamiento del transformador se emplea un factor de potencia $\cos\varphi = 0,90$ y la expresión:

$$S_{T,MT/AT} = \frac{P}{\cos\varphi} = \frac{36 \text{ MW}}{0,9} = 40 \text{ MVA}$$

No obstante, esta potencia coincide exactamente con el valor mínimo requerido, por lo que no proporciona margen adicional. Se adopta la potencia normalizada inmediatamente superior de la serie R10 de la IEC 60076-1 [56].

PARÁMETRO	ELECCIÓN
Tipo	Transformador elevador MT/AT
Potencia nominal	50 MVA
Relación	30/220 kV
Frecuencia	50 Hz
Fases	Trifásico
Instalación	Intemperie
Refrigeración	Aceite, ONAN/ONAF
Regulación	Regulación en carga
Grupo de conexión	YNd11
Ucc	12 %

Tabla 9: Características del transformador elevador MT/AT

Por tanto, el transformador seleccionado será un transformador trifásico elevador de 50 MVA, relación 30/220 kV, frecuencia 50 Hz, instalación en intemperie y refrigeración en aceite.

Se recomienda que disponga de regulación de tensión en carga, ya que los transformadores de potencia de subestación incorporan regulación para mantener la tensión de salida dentro de los valores exigidos por la compañía eléctrica. Se han escogido un grupo de conexión de YNd11 y una Ucc de 12% como hipótesis preliminar.

Capítulo 3. DIMENSIONADO DE INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS

El dimensionamiento de los interruptores automáticos está directamente ligado al estudio de las corrientes de cortocircuito, porque estos interruptores son los equipos que deben abrir el circuito cuando aparece una falta.

El estudio de las corrientes de cortocircuito tiene como objetivo determinar las intensidades que pueden aparecer en la red eléctrica del parque eólico ante una falta. Estas corrientes son muy superiores a las de funcionamiento normal y pueden producir esfuerzos térmicos y electrodinámicos importantes sobre cables, transformadores o interruptores.

La corriente máxima de cortocircuito sirve para comprobar que el interruptor tiene suficiente poder de corte. Además, su cálculo permite comprobar que los componentes seleccionados son capaces de soportar la falta durante el tiempo necesario hasta que actúen las protecciones.

3.1 IMPEDANCIAS DEL SISTEMA

En el cálculo de las corrientes de cortocircuito, las impedancias del sistema tienen un papel fundamental, ya que son las que limitan la intensidad que circula durante una falta. La corriente de cortocircuito depende de la tensión de la red y de la impedancia equivalente vista desde el punto donde se produce el defecto.

3.1.1 IMPEDANCIA DE LA RED DE 220 kV

En el cálculo de cortocircuitos se emplea una impedancia equivalente en el punto de conexión. Dado que el parque eólico evacúa su energía hacia la red de transporte de 220 kV, se toma como referencia el nudo Gazules 220 kV de Red Eléctrica.

Los datos de cortocircuito se obtienen del informe anual de corrientes de cortocircuito publicado por Red Eléctrica. Para el nudo GAZULES 220 kV, el informe de 2025 recoge

una corriente de cortocircuito trifásica de 11,4 kA en el percentil 99, equivalente a una potencia de cortocircuito de 4332 MVA. Asimismo, se indica una relación X/R = 7,6 para dicho nudo [2]. Al tener una relación alta, se consideran impedancias reactivas en su totalidad.

CÓDIGO	NUDO	kV	P99 [MVA]
25129	GAZULES	220	4332

Tabla 10: Potencia de cortocircuito en el nudo Gazules 220kV, percentil 99

A partir de la potencia de cortocircuito se puede obtener la impedancia equivalente de red:

$$Z_{Red\ eq,220} = \frac{U_n^2}{S_{cc}} = \frac{220^2}{4332} = j11,17\ \Omega$$

Referida al lado de media tensión de 30 kV, la impedancia equivalente es:

$$Z_{Red\ eq,30} = Z_{eq,220} \left(\frac{30}{220} \right)^2 = j0,208\ \Omega$$

3.1.2 IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR MT/AT

Para el cálculo de cortocircuitos se adopta el transformador de 50 MVA, relación 30/220 kV, con una tensión de cortocircuito del 12%.

Referida al lado de alta tensión, 220 kV:

$$Z_{T(MT/AT)\ eq,220} = U_{cc} * \frac{U_n^2}{S_n} = 0,12 * \frac{220^2}{50} = j116,16\ \Omega$$

Referida al lado de media tensión, 30 kV:

$$Z_{T(MT/AT)\ eq,30} = U_{cc} * \frac{U_n^2}{S_n} = 0,12 * \frac{30^2}{50} = j2,16\ \Omega$$

En ausencia del dato de pérdidas en cortocircuito, la impedancia se considera totalmente reactiva para el cálculo preliminar.

3.1.3 IMPEDANCIA DE LOS CONDUCTORES DE MT

Para el cálculo de las impedancias de los conductores de media tensión se emplean los valores eléctricos del cable AL RHZI-2OL de Prysmian, con conductor de aluminio y aislamiento XLPE. La ficha técnica proporciona la resistencia en corriente alterna a 90 °C y la reactancia inductiva a 50 Hz [57]. El cálculo de impedancia de los conductores se ha realizado con secciones de C3 de 95 mm², aunque posteriormente se ha aumentado la sección a 185 mm².

SECCIÓN	R (90°C) [Ω/km]	X [Ω/km]
1x95 Al	0,403	0,125
1x240 Al	0,161	0,108

Tabla 11: Valores eléctricos del cable AL RHZI-2OL de Prysmian

Tras medir aproximadamente las longitudes de los circuitos C1, C2 y C3, se han obtenido las siguientes longitudes y resistencias:

CIRCUITO	LONGITUD [km]	SECCIÓN [mm ²]	RESISTENCIA MT [Ω]	RESISTENCIA AT [Ω]
C1	1,80	240	0,290+j0,194 Ω	15,59 + j10,45 Ω
C2	0,97	240	0,156+j0,105 Ω	8,40 + j5,63 Ω
C3	0,46	95	0,185+j0,058 Ω	9,97 + j3,09 Ω

Tabla 12: Longitudes de línea, secciones y resistencia de los distintos circuitos del parque eólico

También se han obtenidos las resistencias referidas al lado de alta tensión, multiplicando las resistencias en media tensión por el cuadrado de la relación de transformación:

$$\left(\frac{220}{30}\right)^2 = 53,78$$

3.1.4 IMPEDANCIA DE LOS TRANSFORMADORES BT/MT

Para el cálculo de cortocircuitos se adopta el transformador de 8,4 MVA, relación 0,72/30kV, con una tensión de cortocircuito del 9,9% [55].

$$Z_{T(BT/MT) eq,30} = U_{CC} * \frac{U_n^2}{S_n} = 0,099 * \frac{30^2}{8,4} = j10,61 \Omega$$

3.1.5 IMPEDANCIA DE LOS AEROGENERADORES

Se desprecia la impedancia interna del generador, ya que la aportación del aerogenerador al cortocircuito queda limitada por el convertidor de potencia. La contribución de cada aerogenerador se modela mediante una corriente limitada de cortocircuito, adoptada como $1,2I_n$.

3.2 INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO EN MEDIA TENSIÓN

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito en el embarrado de media tensión de la subestación se consideran las aportaciones procedentes tanto de la red externa como de los aerogeneradores del parque. Por tanto, la impedancia equivalente en el punto de falta se obtiene a partir del paralelo entre la rama de alta tensión, formada por la impedancia de red reducida al lado de 30 kV y la impedancia del transformador principal, y la rama de media tensión, formada por las impedancias de los transformadores BT/MT de los aerogeneradores y los conductores de media tensión.

La rama procedente de la red externa queda definida por:

$$Z_{AT,30} = Z_{RED,30} + Z_{T(MT/AT),30} = j2,366 \Omega$$

Para la rama de generación se consideran las impedancias de los transformadores BT/MT de los aerogeneradores y de los cables de cada circuito. La impedancia de cada transformador de aerogenerador referida a 30 kV es:

$$Z_{T(AERO),30} = 0,954 + j10,56 \Omega$$

Teniendo en cuenta que los circuitos C1 y C2 están formados por dos aerogeneradores cada uno, y que el circuito C3 está formado por un único aerogenerador, la admitancia equivalente de la rama de generación será:

$$Z_{MT,30} = \left(\frac{2}{Z_{T(AERO),30} + Z_{C1}} + \frac{2}{Z_{T(AERO),30} + Z_{C2}} + \frac{1}{Z_{T(AERO),30} + Z_{C3}} \right)^{-1} = j2,138 \Omega$$

La impedancia equivalente total vista desde el embarrado de 30 kV se obtiene mediante el paralelo de ambas ramas:

$$Z_{eq,MT} = \left(\frac{1}{Z_{MT,30}} + \frac{1}{Z_{AT,30}} \right)^{-1} = 1,128 \Omega$$

Por tanto, la corriente de cortocircuito trifásica en el embarrado de media tensión será:

$$I_{cc,MT} = \frac{30 * 10^3}{\sqrt{3} * 1,128} = 15,35 \text{ kA}$$

3.2.1 INTERRUPTORES EN MEDIA TENSIÓN

A partir del cálculo de cortocircuito en el lado de alta tensión, se ha obtenido una corriente de cortocircuito trifásica de 15,35 kA. El interruptor automático de alta tensión debe tener

un poder de corte superior a ese valor. Para ello se selecciona un interruptor, basándose en la IEC 62271-100 [58]:

Ur [kV]	In [A]	PODER DE CORTE [kA]	TIEMPO DE FALTA [s]
36	1250	20	3

Tabla 13: Características del interruptor automático elegido para alta tensión [58]

La selección de una corriente de corte de 20 kA proporciona un margen del 30%, suficiente respecto a la corriente de cortocircuito calculada.

3.3 INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO EN ALTA TENSIÓN

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito trifásica en el lado de alta tensión se considera una falta en el embarrado de 220 kV de la subestación. Con el criterio adoptado, la corriente de cortocircuito recibe aportación tanto de la red externa como del parque eólico, por lo que la impedancia equivalente se obtiene mediante el paralelo entre la impedancia de red y la impedancia equivalente del parque vista desde el lado de alta tensión.

La impedancia de la red externa en el lado de 220 kV es:

$$Z_{AT,220} = Z_{RED,220} = j11,17 \Omega$$

Por otro lado, la impedancia equivalente de la parte de generación en el lado de 30 kV ya ha sido calculada y es:

$$Z_{gen,220} = Z_{gen,30} * \left(\frac{222}{30}\right)^2 = j115,68 \Omega$$

A esta impedancia debe añadirse la impedancia del transformador principal referida al lado de 220 kV:

$$Z_T (MT/AT),220 = j116,16 \Omega$$

Por tanto, la impedancia equivalente del parque vista desde el lado de alta tensión es:

$$Z_{MT,220} = j231,48 \Omega$$

La impedancia equivalente total en el punto de falta es:

$$Z_{eq,AT} = \left(\frac{1}{Z_{MT,220}} + \frac{1}{Z_{AT,220}} \right)^{-1} = 10,662 \Omega$$

Finalmente, la corriente de cortocircuito trifásica en el embarrado de alta tensión resulta:

$$I_{cc,AT} = \frac{220 * 10^3}{\sqrt{3} * 10,662} = 11,91 \text{ kA}$$

3.3.1 INTERRUPTORES EN ALTA TENSIÓN

A partir del cálculo de cortocircuito en el lado de alta tensión, se ha obtenido una corriente de cortocircuito trifásica de 11,91 kA. El interruptor automático de alta tensión debe tener un poder de corte superior a ese valor. Para ello se selecciona un interruptor, basándose en la IEC 62271-100 [58]:

Ur [kV]	In [A]	PODER DE CORTE [kA]	TIEMPO DE FALTA [s]
245	630	20	3

Tabla 14: Características del interruptor automático elegido para alta tensión [58]

La selección de una corriente de corte de 20 kA proporciona un margen del 74%, suficiente respecto a la corriente de cortocircuito calculada. La In se reduce a 630 A, al reducirse la intensidad con un factor igual a la relación de transformación.

Capítulo 4. PUESTA A TIERRA

Para diseñar la puesta a tierra del parque eólico se van a estudiar tanto la tensión de paso como la tensión de contacto.

4.1 TENSIÓN DE PASO

Se define la tensión de paso como la tensión a tierra que aparece durante un defecto a tierra entre dos puntos del terreno separados una distancia de un metro.

Para la comprobación de la tensión de paso se ha seguido el criterio establecido en la ITC-RAT 13. La tensión de paso máxima admisible se obtiene a partir de la tensión de contacto aplicada admisible, dependiente del tiempo de eliminación de la falta [23].

La expresión empleada para calcular la tensión de paso máxima admisible es:

$$U_p = 10 U_{ca} \left[1 + \frac{R_{a1} + \rho_s}{1000} \right]$$

donde U_p es la tensión de paso máxima admisible, U_{ca} es la tensión de contacto aplicada admisible, R_{a1} es la resistencia equivalente del calzado de un pie y ρ_s es la resistividad superficial aparente del terreno. Considerando un tiempo de eliminación de la falta de 0,5 s, se obtiene de la ITC-RAT 13 un valor de $U_{ca} = 204 V$. Para una resistividad superficial aparente del terreno de $150 \Omega m$ (arena arcillosa en zanjas), y considerando una resistencia equivalente del calzado de $R_{a1} = 2000 \Omega$, la tensión de paso máxima admisible resulta [23]:

$$U_p = 12036 V$$

La red de puesta a tierra será admisible desde este punto de vista siempre que la tensión de paso calculada en la instalación sea inferior a este valor.

4.2 TENSIÓN DE CONTACTO

Para la comprobación de la tensión de contacto se ha seguido el criterio establecido en la ITC-RAT 13. La tensión de contacto se define como la fracción de la tensión de puesta a tierra que puede quedar aplicada entre la mano de una persona y un punto del terreno situado a un metro de separación, o entre ambas manos.

La tensión de contacto máxima admisible se calcula mediante la expresión:

$$U_c = U_{ca} \left[1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1,5\rho_s}{1000} \right]$$

donde U_c es la tensión de contacto máxima admisible en la instalación, U_{ca} es la tensión de contacto aplicada admisible, R_{a1} es la resistencia equivalente del calzado de un pie y ρ_s es la resistividad superficial aparente del terreno. Considerando, de nuevo, un despeje de falta de 0,5s y los mismos valores de resistividad de terreno y calzado:

$$U_c = 204 \left[1 + \frac{\frac{2000}{2} + 1,5 * 150}{1000} \right] = 453,9 V$$

La red de puesta a tierra será admisible desde el punto de vista de la tensión de contacto siempre que la tensión de contacto calculada para la instalación sea inferior al valor máximo admisible U_c calculado.



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**ESTUDIO DE VIABILIDAD DEL PARQUE EÓLICO
TERRESTRE “MEDINA I”**

**ANEXO IV: ESTUDIO ECONÓMICO DEL PARQUE
EÓLICO**

Autor: Óscar Herencia Martín

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Junio de 2026

Índice del anexo

Capítulo 1. Objeto del Anexo IV	4
Capítulo 2. Inversión Inicial	5
Capítulo 3. Ingresos Estimados.....	6
3.1 Datos de entrada	6
3.1.1 Energía generada	6
3.1.2 Precio de venta de la energía generada	6
3.2 Desglose de los Ingresos estimados	9
Capítulo 4. Costes Estimados.....	10
4.1 Desglose de los costes estimados	11
Capítulo 5. Modelo de Financiación	12
Capítulo 6. Análisis de Rentabilidad.....	13
6.1 VAN	13
6.2 TIR	13
6.3 PAYBACK.....	14
6.4 Conclusiones del Análisis	14
6.5 Cuenta de resultados.....	15
6.6 Flujos de caja del proyecto y de los accionistas	16
6.7 Desglose de la deuda del proyecto	17
Capítulo 7. Análisis de Sensibilidad.....	18
7.1 Disminución en el precio de venta de la energía	18
7.2 Disminución de la Producción energética	19
Capítulo 8. Conclusiones.....	21

Índice de figuras

Figura 1: Precio del mercado diario 11/06/26 por OMIE [65]	7
Figura 2: Precio final anual de la demanda nacional [66]	7

Índice de tablas

Tabla 1: Estimación de la inversión inicial	5
Tabla 2: Resultados WAsP de producción energética del parque eólico	6
Tabla 3: Precios de la energía generada por año [66].....	8
Tabla 4: Ingresos del parque eólico esperados	9
Tabla 5: Valores iniciales de los costes de explotación del parque eólico	10
Tabla 6: Desglose costes de explotación del parque eólico.....	11
Tabla 8: Valores de los principales indicadores económicos obtenidos	14
Tabla 9: Cuenta de resultados.....	15
Tabla 10: Flujos de caja del proyecto y de los accionistas.....	16
Tabla 11: Desglose de la deuda del proyecto	17
Tabla 12: Parámetros obtenidos con un precio de venta de la energía disminuido.....	19
Tabla 13: Parámetros obtenidos con una producción energética disminuida.....	20

Capítulo 1. OBJETO DEL ANEXO IV

El presente anexo tiene como objetivo analizar la viabilidad económica del parque eólico, evaluando si la inversión necesaria para su construcción y puesta en marcha puede recuperarse de forma razonable durante su vida útil.

Para ello, se emplearán los datos del estudio energético, que permitirán estimar la energía anual producida por el parque, y el presupuesto de ejecución, donde se recogen los principales costes de inversión asociados al desarrollo del parque eólico.

A partir de estos datos, se realizará un análisis económico considerando un horizonte temporal de 20 años. Durante este periodo se estudiarán distintos indicadores financieros, como el VAN o TIR, con el fin de determinar si el proyecto presenta una rentabilidad suficiente y si puede considerarse económicamente viable bajo las hipótesis adoptadas.

Capítulo 2. INVERSIÓN INICIAL

Para la estimación de la inversión inicial se han tomado como base los datos obtenidos en el Documento 3: Presupuestos. A partir de los cálculos realizados, se ha obtenido un Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC) de 54.063.076,83 €.

Sin embargo, se deben considerar también los costes de los estudios técnicos y ambientales necesarios (DIA/IIA), la elaboración de documentación administrativa, la obtención de licencias, autorizaciones y permisos, los trabajos de ingeniería básica y de detalle, la planificación y dirección de obra, los controles de calidad, los ensayos en campo, la seguridad y salud durante la ejecución, los seguros asociados a la construcción y los costes derivados de la conexión a la red de transporte de 220 kV.

Por tanto, la inversión inicial queda definida como:

DESCRIPCIÓN	% DEL PEC	IMPORTE TOTAL
PPTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA		54.063.076,83 €
Tramitación administrativa y permisos	0,63%	340.597,38 €
Capacidad de conexión a red e interconexión	2,68%	1.448.890,46 €
Diseño, ingeniería básica y de detalle del proyecto	0,94%	508.192,92 €
Planificación, gestión y dirección de obra	0,59%	318.972,15 €
Controles de calidad y ensayos en campo	0,37%	200.033,38 €
Estudio de seguridad y salud	0,12%	64.875,69 €
Seguro de construcción	0,31%	167.595,54 €
TOTAL COSTES ADICIONALES	5,64%	3.049.157,53 €
INVERSIÓN INICIAL ESTIMADA		57.112.234,37 €

Tabla 1: Estimación de la inversión inicial

Capítulo 3. INGRESOS ESTIMADOS

3.1 DATOS DE ENTRADA

Para hacer una estimación de los ingresos es necesario conocer tanto la energía generada como el precio al que se va a vender dicha energía.

3.1.1 ENERGÍA GENERADA

En el estudio energético del Anexo II realizado con WAsP, se han llegado a los siguientes resultados:

PARÁMETRO	V172
POTENCIA INSTALADA	36 MW
PÉRDIDAS POR ESTELA	2,34%
RENDIMIENTO TOTAL	88,26%
ENERGÍA VERTIDA A LA RED	129,64 GWh
HORAS EQUIVALENTES	3601,2 h

Tabla 2: Resultados WAsP de producción energética del parque eólico

El dato más relevante es la energía vertida a la red, en este caso, 129,64 GWh.

3.1.2 PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA GENERADA

OMIE realiza la casación del mercado diario cruzando las ofertas de venta de los generadores con las ofertas de compra de los demandantes para cada periodo del día. Las ofertas de venta

se ordenan de menor a mayor precio hasta cubrir la demanda prevista, y el precio de casación queda determinado por la última oferta necesaria para satisfacer dicha demanda. Este precio se denomina precio marginal y es el precio que perciben las unidades de generación que resultan casadas en ese periodo [65].

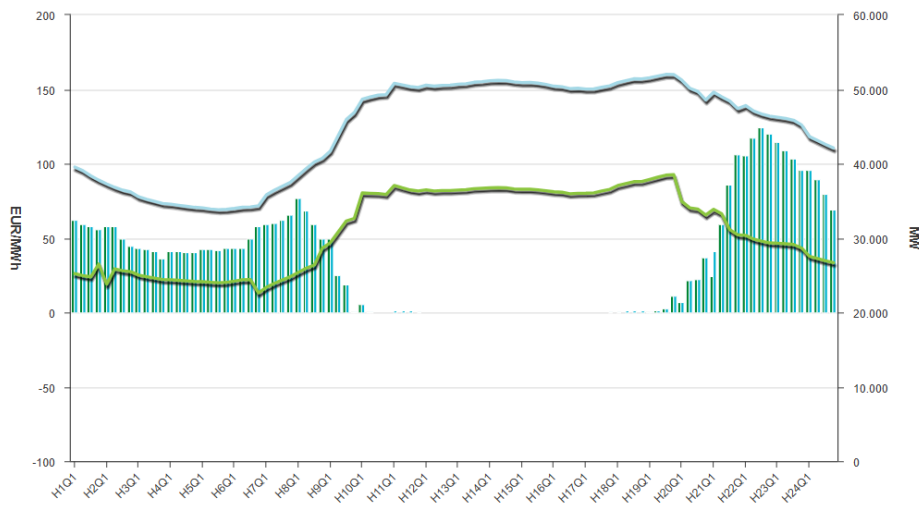


Figura 1: Precio del mercado diario 11/06/26 por OMIE [65]

El precio medio diario se obtiene como la media aritmética de los precios marginales de todos los periodos del día. Del mismo modo, el precio medio anual procede de la media de los precios marginales obtenidos en el mercado diario a lo largo del año [66].

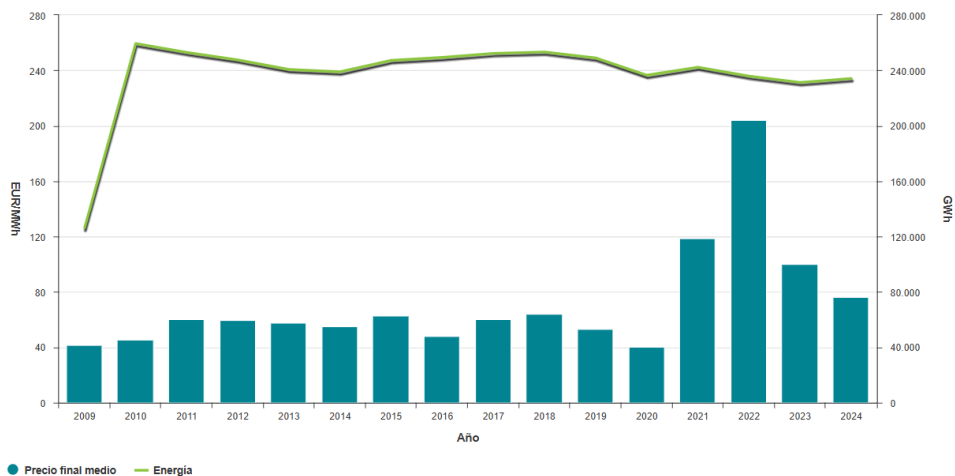


Figura 2: Precio final anual de la demanda nacional [66]

Para estudiar el precio de venta para el presente anexo, se ha realizado la media de precios anuales desde 2009, mostrados en la Figura 2 [66]:

AÑO	PRECIO DE LA ENERGÍA GENERADA [€/MWh]
2009	41,62
2010	45,83
2011	60,22
2012	59,57
2013	57,8
2014	55,05
2015	62,85
2016	48,43
2017	60,54
2018	64,35
2019	53,41
2020	40,39
2021	118,69
2022	204,33
2023	100,02
2024	76,29
MEDIA	71,8
MEDIA SIN AÑOS CONFLICTIVOS	55,4

Tabla 3: Precios de la energía generada por año [66]

Se ha decidido no incorporar los años desde 2020 hasta 2024, ya que presentan valores alterados por los recientes conflictos internacionales entre Ucrania y Rusia, además de la pandemia mundial del COVID-19.

A través de la tabla anterior se ha obtenido una media de 55,4€/MWh. De todos modos, se toma un valor del precio de la energía menos favorable de 50 €/MWh.

El Banco Central Europeo establece un objetivo del 2% para la inflación a medio plazo en la zona euro [67]. Este será el valor que se tome para la actualización anual del precio de venta de la energía.

El desglose de los ingresos anuales es el siguiente:

3.2 *DESGLOSE DE LOS INGRESOS ESTIMADOS*

PARÁMETRO	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
ENERGÍA VERTIDA A RED [GWh]	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6
PRECIO DE VENTA DE ENERGÍA [€/MWh]	50,0	51,0	52,0	53,1	54,1	55,2	56,3	57,4	58,6	59,8	60,9	62,2	63,4	64,7	66,0	67,3	68,6	70,0	71,4	72,8
INGRESOS [M€]	6,48	6,61	6,74	6,88	7,01	7,15	7,30	7,44	7,59	7,74	7,90	8,06	8,22	8,38	8,55	8,72	8,90	9,07	9,26	9,44

Tabla 4: Ingresos del parque eólico esperados

Capítulo 4. COSTES ESTIMADOS

Para realizar el cálculo de costes de explotación a lo largo de la vida útil del parque eólico, se ha diseñado esta tabla conteniendo unos valores iniciales razonables para cada uno de ellos:

DESCRIPCIÓN	COSTE ANUAL [€]
O&M Aerogeneradores	5x100.000 €
O&M Aparamenta	40.000 €
Mantenimiento obra civil	10.000 €
Administración	11.000 €
Personal	25.000 €
Seguros	50.000 €
Impuestos	40.000 €
Repuestos y residuos	5.000 €
Desmantelamiento	(500000/20) €

Tabla 5: Valores iniciales de los costes de explotación del parque eólico

Estos valores, al igual que el precio de venta de la energía se van a actualizar con una tasa del 2% anual.

El desglose de los gastos de explotación anuales en miles de euros es el siguiente:

4.1 DESGLOSE DE LOS COSTES ESTIMADOS

DESCRIPCIÓN	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
O&M Aerogeneradores [k€]	500,0	510,0	520,2	530,6	541,2	552,0	563,1	574,3	585,8	597,5	609,5	621,7	634,1	646,8	659,7	672,9	686,4	700,1	714,1	728,4
O&M Aparamenta [k€]	40,0	40,8	41,6	42,4	43,3	44,2	45,0	45,9	46,9	47,8	48,8	49,7	50,7	51,7	52,8	53,8	54,9	56,0	57,1	58,3
Mantenimiento obra civil [k€]	10,0	10,2	10,4	10,6	10,8	11,0	11,3	11,5	11,7	12,0	12,2	12,4	12,7	12,9	13,2	13,5	13,7	14,0	14,3	14,6
Administración [k€]	11,0	11,2	11,4	11,7	11,9	12,1	12,4	12,6	12,9	13,1	13,4	13,7	14,0	14,2	14,5	14,8	15,1	15,4	15,7	16,0
Personal [k€]	25,0	25,5	26,0	26,5	27,1	27,6	28,2	28,7	29,3	29,9	30,5	31,1	31,7	32,3	33,0	33,6	34,3	35,0	35,7	36,4
Seguros [k€]	50,0	51,0	52,0	53,1	54,1	55,2	56,3	57,4	58,6	59,8	60,9	62,2	63,4	64,7	66,0	67,3	68,6	70,0	71,4	72,8
Impuestos [k€]	40,0	40,8	41,6	42,4	43,3	44,2	45,0	45,9	46,9	47,8	48,8	49,7	50,7	51,7	52,8	53,8	54,9	56,0	57,1	58,3
Repuestos y residuos [k€]	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	5,9	6,0	6,1	6,2	6,3	6,5	6,6	6,7	6,9	7,0	7,1	7,3
Desmantelamiento [k€]	25,0	25,5	26,0	26,5	27,1	27,6	28,2	28,7	29,3	29,9	30,5	31,1	31,7	32,3	33,0	33,6	34,3	35,0	35,7	36,4
Total costes de explotación [k€]	706,0	720,1	734,5	749,2	764,2	779,5	795,1	811,0	827,2	843,7	860,6	877,8	895,4	913,3	931,6	950,2	969,2	988,6	1008,3	1028,5

Tabla 6: Desglose costes de explotación del parque eólico

Capítulo 5. MODELO DE FINANCIACIÓN

La financiación del parque eólico se plantea mediante una estructura mixta, compuesta por fondos propios y financiación externa. Se considera que el 30 % de la inversión inicial será cubierto mediante aportaciones de capital propio, mientras que el 70 % restante se financiará mediante recursos ajenos procedentes de entidades financieras u otros agentes externos.

Para el presente análisis económico no se contempla la existencia de subvenciones públicas ni ayudas estatales, por lo que la viabilidad del proyecto se evaluará únicamente a partir de los ingresos generados por la venta de energía y de la estructura de financiación definida anteriormente.

Para la financiación ajena del proyecto se ha considerado un tipo de interés fijo nominal anual del 5%. Esta hipótesis se adopta teniendo en cuenta el contexto actual de tipos de interés en la zona euro [68] [69].

El periodo de devolución de la deuda se ha fijado en 15 años a pesar de que el horizonte temporal del proyecto es de 20 años. De esta manera, se permite que los últimos años de explotación del parque se desarrollen con la deuda completamente amortizada y una mejor generación de caja en la fase final de su vida útil. El desglose es el siguiente:

Para la actualización de los flujos de caja del proyecto se ha empleado el Coste Medio Ponderado del Capital, o WACC. Aplicando los coeficientes descritos en la Tabla 7:

$$WACC = \frac{K_e * E + K_d * D * (1-T)}{D+E} = 5,03 \%$$

El coste de los fondos propios se ha fijado en un $K_e = 8\%$ y se ha aplicado un tipo impositivo del 25%, correspondiente al tipo general del Impuesto sobre Sociedades en España [70]. El resultado obtenido es un WACC nominal del 5,03%.

Capítulo 6. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

El análisis de rentabilidad del parque eólico se realizará a partir de los principales indicadores económicos del proyecto: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión o Payback. Para obtener estos indicadores, se han elaborado previamente la cuenta de resultados, el desglose de la deuda y los flujos de caja, tanto del proyecto como del accionista.

A partir de dichas tablas, se obtienen los siguientes resultados económicos:

6.1 VAN

El VAN mide cuánto valor económico genera el proyecto, actualizando todos sus flujos de caja al momento inicial. Su fórmula es:

$$VAN = -I_o + \sum_{t=1}^{20} \frac{FC_t}{(1 + WACC)^t} = 15,13 \text{ M€}$$

Donde I_o es la inversión inicial y FC_t es el flujo de caja del año t .

Al obtener un VAN positivo, significa que el parque eólico no solo recupera la inversión, sino que además genera valor por encima de la rentabilidad mínima exigida.

6.2 TIR

La TIR es la tasa de rentabilidad que hace que el VAN sea igual a cero. Su fórmula es:

$$0 = -I_o + \sum_{t=1}^{20} \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} ; TIR = 7,79\%$$

La TIR es superior al valor del WACC, por lo tanto, el parque sería económicamente viable.

6.3 PAYBACK

El Payback indica cuánto tiempo tarda el proyecto en recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja generados.

El Payback en el parque eólico se alcanza entre el año 10 y 11, lo que significa una recuperación rápida y favorable.

6.4 CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS

Los indicadores obtenidos muestran una rentabilidad favorable para el parque eólico bajo las hipótesis consideradas.

PARÁMETRO	VALOR
VAN	15,13
TIR	7,79%
Payback	10-11 años
WACC	5,03%

Tabla 7: Valores de los principales indicadores económicos obtenidos

No obstante, estos resultados deben interpretarse con prudencia, ya que la rentabilidad del proyecto depende en gran medida de las hipótesis adoptadas, en especial del precio de venta de la energía. Por ello, aunque el escenario base permite considerar el parque eólico como económicamente viable, resulta lógico complementar el análisis con escenarios de sensibilidad sobre el precio de venta de la energía, la producción anual neta y los costes de explotación.

6.5 CUENTA DE RESULTADOS

CUENTA DE RESULTADOS																				
DESCRIPCIÓN	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Ingresos [M€]	6,48	6,61	6,74	6,88	7,01	7,15	7,30	7,44	7,59	7,74	7,90	8,06	8,22	8,38	8,55	8,72	8,90	9,07	9,26	9,44
Costes de explotación [M€]	0,71	0,72	0,73	0,75	0,76	0,78	0,80	0,81	0,83	0,84	0,86	0,88	0,90	0,91	0,93	0,95	0,97	0,99	1,01	1,03
EBITDA [M€]	5,77	5,89	6,01	6,13	6,25	6,38	6,50	6,63	6,77	6,90	7,04	7,18	7,32	7,47	7,62	7,77	7,93	8,09	8,25	8,41
Amortización contable [M€]	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86
EBIT [M€]	2,92	3,03	3,15	3,27	3,39	3,52	3,65	3,78	3,91	4,05	4,18	4,32	4,47	4,61	4,76	4,92	5,07	5,23	5,39	5,56
Intereses de la deuda [M€]	2,00	1,91	1,81	1,71	1,60	1,49	1,37	1,24	1,11	0,98	0,83	0,68	0,52	0,36	0,18	-	-	-	-	-
Resultado antes de impuestos [M€]	0,92	1,13	1,34	1,57	1,80	2,03	2,28	2,53	2,80	3,07	3,35	3,64	3,94	4,26	4,58	4,92	5,07	5,23	5,39	5,56
Impuesto sobre Sociedades [M€]	0,23	0,28	0,34	0,39	0,45	0,51	0,57	0,63	0,70	0,77	0,84	0,91	0,99	1,06	1,14	1,23	1,27	1,31	1,35	1,39
Resultado neto [M€]	0,69	0,85	1,01	1,17	1,35	1,52	1,71	1,90	2,10	2,30	2,51	2,73	2,96	3,19	3,43	3,69	3,80	3,92	4,04	4,17

Tabla 8: Cuenta de resultados

6.6 FLUJOS DE CAJA DEL PROYECTO Y DE LOS ACCIONISTAS

FLUJOS DE CAJA DEL PROYECTO Y DEL ACCIONISTA																					
DESCRIPCIÓN	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Flujo de caja libre del proyecto (FCFF)																					
Inversión inicial [M€]	(57,11)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA [M€]	-	5,77	5,89	6,01	6,13	6,25	6,38	6,50	6,63	6,77	6,90	7,04	7,18	7,32	7,47	7,62	7,77	7,93	8,09	8,25	8,41
Impuesto operativo EBIT [M€]	-	0,73	0,76	0,79	0,82	0,85	0,88	0,91	0,94	0,98	1,01	1,05	1,08	1,12	1,15	1,19	1,23	1,27	1,31	1,35	1,39
FCF proyecto [M€]	(57,11)	5,04	5,13	5,22	5,31	5,40	5,50	5,59	5,69	5,79	5,89	5,99	6,10	6,21	6,32	6,43	6,54	6,66	6,78	6,90	7,02
Factor de descuento WACC	1,000	0,952	0,907	0,863	0,822	0,783	0,745	0,709	0,676	0,643	0,612	0,583	0,555	0,529	0,503	0,479	0,456	0,435	0,414	0,394	0,375
FCF proyecto descontado [M€]	(57,11)	4,80	4,65	4,51	4,36	4,23	4,09	3,97	3,84	3,72	3,61	3,49	3,39	3,28	3,18	3,08	2,99	2,89	2,80	2,72	2,63
FCF proyecto acumulado [M€]	(57,11)	(52,06)	(46,93)	(41,71)	(36,40)	(31,00)	(25,51)	(19,92)	(14,23)	(8,44)	(2,55)	3,44	9,54	15,75	22,06	28,49	35,03	41,69	48,47	55,37	62,39
Flujo de caja para el accionista (FCFE)																					
Aportación fondos propios [M€]	(17,13)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado neto [M€]	-	0,69	0,85	1,01	1,17	1,35	1,52	1,71	1,90	2,10	2,30	2,51	2,73	2,96	3,19	3,43	3,69	3,80	3,92	4,04	4,17
Amortización contable [M€]	-	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86
Amortización de deuda [M€]	-	1,85	1,95	2,04	2,14	2,25	2,36	2,48	2,61	2,74	2,87	3,02	3,17	3,33	3,49	3,67	-	-	-	-	-
FCFE [M€]	(17,13)	1,69	1,76	1,82	1,88	1,95	2,02	2,08	2,15	2,21	2,28	2,35	2,42	2,49	2,55	2,62	6,54	6,66	6,78	6,90	7,02
Factor de descuento Ke	1,000	0,926	0,857	0,794	0,735	0,681	0,630	0,583	0,540	0,500	0,463	0,429	0,397	0,368	0,340	0,315	0,292	0,270	0,250	0,232	0,215
FCFE descontado [M€]	(17,13)	1,57	1,51	1,45	1,39	1,33	1,27	1,21	1,16	1,11	1,06	1,01	0,96	0,91	0,87	0,83	1,91	1,80	1,70	1,60	1,51
FCFE acumulado [M€]	(17,13)	(15,44)	(13,68)	(11,86)	(9,98)	(8,03)	(6,01)	(3,93)	(1,78)	0,43	2,71	5,06	7,48	9,97	12,52	15,14	21,69	28,34	35,12	42,02	49,04

Tabla 9: Flujos de caja del proyecto y de los accionistas

6.7 *DESGLOSE DE LA DEUDA DEL PROYECTO*

DEUDA DEL PROYECTO																				
DESCRIPCIÓN	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Deuda inicial [M€]	39,98	38,12	36,18	34,14	31,99	29,74	27,37	24,89	22,29	19,55	16,67	13,66	10,49	7,16	3,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Intereses [M€]	2,00	1,91	1,81	1,71	1,60	1,49	1,37	1,24	1,11	0,98	0,83	0,68	0,52	0,36	0,18	-	-	-	-	-
Cuota anual [M€]	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	-	-	-	-	-
Amortización principal [M€]	1,85	1,95	2,04	2,14	2,25	2,36	2,48	2,61	2,74	2,87	3,02	3,17	3,33	3,49	3,67	-	-	-	-	-
Deuda final [M€]	38,12	36,18	34,14	31,99	29,74	27,37	24,89	22,29	19,55	16,67	13,66	10,49	7,16	3,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 10: Desglose de la deuda del proyecto

Capítulo 7. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Una vez evaluada la rentabilidad del parque eólico en el escenario base, resulta necesario analizar cómo varían los principales indicadores económicos ante posibles desviaciones en las hipótesis consideradas. Este análisis permite comprobar la robustez del proyecto y determinar qué variables tienen una mayor influencia sobre su viabilidad económica.

En primer lugar, se analizará el efecto de una disminución en el precio de venta de la energía, al tratarse de una variable expuesta a la evolución del mercado eléctrico.

En segundo lugar, se evaluará el impacto de una reducción en la producción energética anual, debido a la incertidumbre asociada al recurso eólico, las pérdidas de explotación, la disponibilidad de los aerogeneradores o posibles limitaciones de vertido.

Por último, se considerará un aumento de la inversión inicial, con el objetivo de valorar cómo afectaría al proyecto una desviación al alza en los costes de construcción, equipos, tramitación o conexión a red.

A partir de estos escenarios se recalcularán los principales indicadores de rentabilidad, comparándolos con los resultados obtenidos en el caso base.

7.1 DISMINUCIÓN EN EL PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA

En este primer escenario de sensibilidad se ha considerado una hipótesis conservadora en la que el precio de venta de la energía se reduce hasta 40 €/MWh. Este valor se sitúa claramente por debajo de los precios medios anuales registrados en los últimos años en el mercado diario español, por lo que permite evaluar la respuesta económica del proyecto ante un escenario de ingresos significativamente menos favorable que el caso base.

Los resultados obtenidos muestran una reducción importante de la rentabilidad del parque eólico.

PARÁMETRO	VALOR
VAN	0,91
TIR	5,20%
Payback	12-13 años
WACC	5,03%

Tabla 11: Parámetros obtenidos con un precio de venta de la energía disminuido

El VAN disminuye hasta 0,91 M€, lo que evidencia la elevada sensibilidad del proyecto al precio de venta de la energía. No obstante, el VAN continúa siendo positivo, por lo que el proyecto seguiría generando valor económico bajo esta hipótesis.

La TIR obtenida es del 5,2%, valor inferior al del caso base, pero todavía superior al WACC empleado en el análisis. Esto indica que, incluso con una reducción notable del precio de venta de la energía, el proyecto mantendría una rentabilidad superior a la mínima exigida. Por su parte, el Payback se incrementa hasta un periodo comprendido entre 11 y 12 años, reflejando una recuperación más lenta de la inversión inicial.

Este escenario confirma que el precio de venta de la energía es una de las variables más críticas del modelo económico. Aun así, bajo una hipótesis conservadora de 40 €/MWh, el parque eólico continuaría siendo económicamente viable, aunque con una rentabilidad considerablemente más ajustada que en el escenario base.

7.2 DISMINUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

En este segundo escenario de sensibilidad se ha analizado el efecto de una reducción significativa de la producción energética anual del parque. Para ello, se ha considerado que la energía vertida a red disminuye hasta el 85 % respecto al caso base, manteniéndose constantes el resto de las hipótesis del modelo económico.

De este modo, la producción anual pasaría de 129,6 GWh a 110,2 GWh, lo que permite evaluar la viabilidad del proyecto ante un escenario de menor recurso eólico efectivo, mayores pérdidas, menor disponibilidad de los aerogeneradores o posibles limitaciones de vertido a red.

PARÁMETRO	VALOR
VAN	4,47
TIR	5,88%
Payback	13-14 años
WACC	5,03%

Tabla 12: Parámetros obtenidos con una producción energética disminuida

El VAN disminuye hasta 4,47 M€, la TIR obtenida es del 5,88%, y el Payback se sitúa entre 13-14 años.

Este escenario confirma que la producción energética anual es una variable crítica dentro del análisis económico del parque eólico, pero no compromete completamente la viabilidad del proyecto.

Capítulo 8. CONCLUSIONES

A partir del análisis económico realizado, puede concluirse que el parque eólico presenta una viabilidad económica favorable bajo las hipótesis consideradas en el escenario base. Los resultados obtenidos muestran un VAN de 15,13M€, una TIR del 7,79% y un periodo de recuperación de la inversión situado entre 10 y 11 años. Estos valores indican que el proyecto no solo permite recuperar la inversión inicial dentro del horizonte temporal de 20 años, sino que además genera valor económico adicional y ofrece una rentabilidad claramente superior a la tasa de descuento empleada.

No obstante, dado que los resultados económicos de un parque eólico dependen de variables sujetas a incertidumbre, se ha realizado un análisis de sensibilidad para evaluar la solidez del proyecto ante escenarios menos favorables. Los resultados del análisis de sensibilidad muestran una reducción clara de la rentabilidad respecto al caso base, con menores valores de VAN y TIR y con periodos de recuperación más largos.

A pesar de esta caída en los indicadores, en todos los casos estudiados, el VAN continúa siendo superior a cero, la TIR permanece por encima de la tasa de descuento empleada y el Payback se mantiene dentro del horizonte temporal de 20 años. Esto indica que el parque eólico conserva su viabilidad económica incluso bajo hipótesis más restrictivas que las consideradas inicialmente.



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**ESTUDIO DE VIABILIDAD DEL PARQUE EÓLICO
TERRESTRE “MEDINA I”**

**ANEXO V: DECLARACIÓN DE USO RESPONSABLE DE
LA INTELIGENCIA ARTIFICIAL**

Autor: Óscar Herencia Martín

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Junio de 2026

Declaración de originalidad


Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **ESTUDIO DE VIABILIDAD DEL PARQUE EÓLICO TERRESTRE “MEDINA I”** de la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico **4ºGITI** es de mi autoría 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.

Uso de Inteligencia Artificial¹

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

- No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.
- He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

La Inteligencia Artificial se ha empleado para labores relacionadas con la descripción y redacción adecuada del contenido del Trabajo de Fin de Grado, además de un búsqueda inicial de fuentes bibliográficas.



Firmado (alumno): Óscar Herencia Martín

Fecha: 12/06/2026

¹ Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
Fdo: Consuelo Alonso Alonso	Fdo:
Fecha: 12/06/2026	Fecha: