



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

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

Autor: Jesús Llaveró Valero

Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid, junio 2023

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

“Proyecto de ejecución de un parque eólico terrestre”

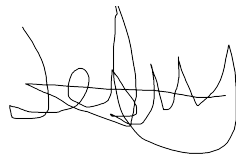
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2022/23 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.: Jesús Llaveró Valero

Fecha: 26/06/2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha://



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

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

Autor: Jesús Llaveró Valero

Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid, junio 2023

Agradecimientos

A Consuelo, directora del proyecto, por su dedicación y por enseñarme tanto.

A la empresa *Vortex*, por la cesión de los datos necesarios para realizar el proyecto.

A mi familia, que siempre me ha dado su cariño y apoyo.

EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE

Autor: Llaveró Valero, Jesús.

Directora: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El proyecto de ejecución de parque eólico terrestre consta de las siguientes etapas: selección del emplazamiento, análisis de los datos de viento, cálculo de la energía producida y vertida a la red, diseño de la instalación eléctrica y de la obra civil y viabilidad económica.

Palabras clave: Energía eólica, estudio de viabilidad, diseño

1. Introducción

En los últimos años, tanto la situación climática como económica han impulsado la búsqueda de alternativas a las fuentes de energía convencionales. El aumento de las emisiones de gases contaminantes, el incremento de precios y otros factores como las consideraciones geopolíticas, han llevado a la sociedad a orientarse hacia el uso de fuentes de energía renovable para contrarrestar dichos efectos. En línea con este objetivo, se presenta este proyecto, que propone la implementación de un parque eólico de 54,4 MW de potencia compuesto por ocho aerogeneradores *Vestas* de 6,8 MW de potencia nominal en la localidad de Pozuelo, Albacete.

Se realiza un estudio que abarca las principales etapas necesarias para la ejecución de un parque eólico, desde los aspectos técnicos hasta el análisis de su viabilidad económica.

2. Fases del proyecto

El proyecto abarcará las etapas necesarias para su diseño e implementación. Constará de las siguientes fases:

- En primer lugar, se lleva a cabo la **búsqueda de emplazamiento** que cumpla con las características necesarias para la ejecución del parque. Se consideran criterios adecuados, como la accesibilidad, condiciones eólicas favorables y orografía adecuada. En este caso, se selecciona un terreno en la localidad de Pozuelo, en la provincia de Albacete. Además de cumplir con las condiciones mencionadas, el emplazamiento respeta zonas naturales protegidas, mantiene una distancia suficiente con los núcleos urbanos cercanos y permite la evacuación de la energía generada.
- **Análisis de datos meteorológicos** de viento en la zona. Estos se obtienen a partir de una serie virtual proporcionada por la empresa *Vortex* que incluyen los valores de velocidad, dirección, temperatura, presión y densidad del viento de 10 años. El análisis se realiza mediante el software *Windographer*, que permite realizar cálculos estadísticos a partir de una serie de datos de recurso eólico proporcionada.

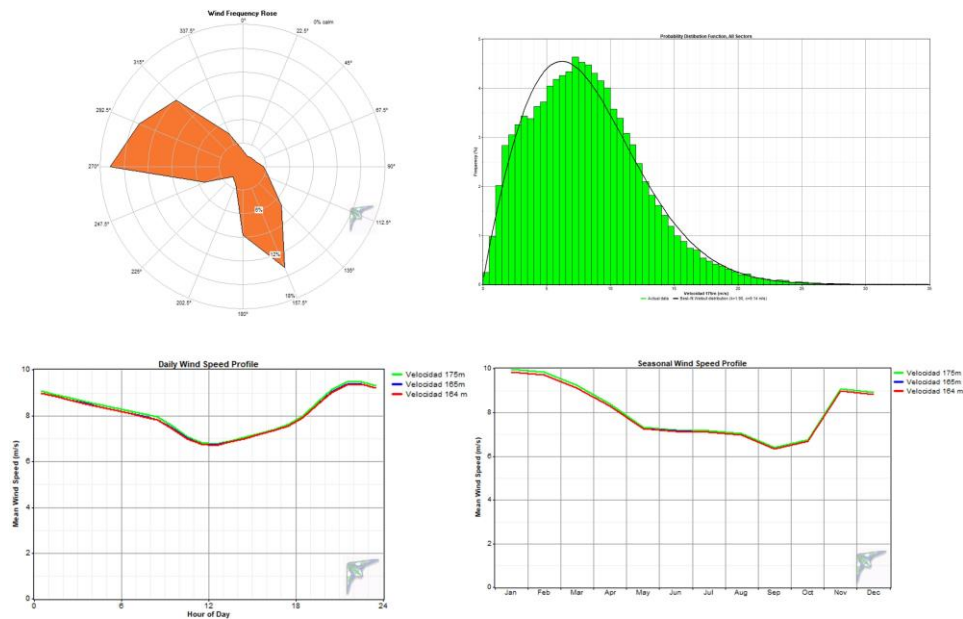


Ilustración 1: Análisis estadístico de los datos de viento. Como se aprecia en la rosa de los vientos la dirección dominante del viento es de 270° y aunque la velocidad presente variaciones, toma un valor medio superior a los 8 m/s, válido para la generación de energía eólica. Se muestra también la distribución de frecuencia de los valores de la velocidad

- **Estimación de energía generada**, mediante simulación empleando el programa WAsP que estima la energía generada por el parque a partir de los datos de viento, topografía y rugosidad del emplazamiento y las curvas de potencia y coeficientes de empuje de los aerogeneradores. En esta simulación se comparan tres tecnologías de generadores diferentes y se elige la más eficiente. La simulación estima una producción neta anual del parque de 197,221 GWh/año y un factor de carga del 36,99% y muestra que el aerogenerador de los comparados que proporciona un mejor rendimiento en el emplazamiento es el *Vestas EnVentus V172-6.8 MW*.
- **Diseño de la instalación eléctrica**. La producción de energía se realiza a baja tensión, a 690 V y es elevada dentro de la góndola del aerogenerador hasta un nivel de media tensión de 30 kV. La red de media tensión conecta los generadores con la subestación elevadora de alta tensión, donde alcanza un nivel de 66 kV para poder ser conectada a la red. Esta conexión se realiza mediante cables de aluminio con aislamiento HEPR y una sección de 300 mm². El dimensionamiento de los cables se realiza atendiendo a criterios de intensidad máxima admisible en régimen permanente y caídas de tensión. El nivel de tensión de 66 kV se alcanza a través de un transformador de potencia de relación 30/66 kV y 60 MVA. Se incluye también una red comunicaciones mediante cables de fibra óptica monomodo y multimodo y la puesta a tierra de la instalación se lleva a cabo con cables de cobre desnudo de 95 mm² de sección.
- En la **obra civil**, se implementan viales tanto de acceso al emplazamiento como internos para conectar los aerogeneradores y se diseña una red de zanjas para albergar los cables de la instalación. Se especifica también las características de la cimentación de los aerogeneradores.



Ilustración 2: Posición del parque eólico sobre el emplazamiento en el que se muestra la disposición de los aerogeneradores, los viales, las zanjas y la subestación en el emplazamiento.

- Comprobación de la **viabilidad económica** del proyecto. Se elabora un presupuesto que asciende a 61.657.332,34 € y se calculan los indicadores de viabilidad VAN y TIR.

3. Resultados

La producción neta del parque se estima en 197,221 GWh/año, cifra que implica un factor de carga del 36,99%. Aplicando coeficientes por pérdidas eléctricas, operación y mantenimiento e incumplimiento de la curva de potencia de los aerogeneradores, la energía vertida a la red por el parque es de 176,287 GWh/año.

En cuanto a la viabilidad económica, se elabora un presupuesto que asciende a un total de 61.657.332,34 €. Considerando un precio medio de venta de energía a red de 46,09€/MWh y una tasa de descuento igual al WACC de 5,40%, se obtiene que el proyecto es viable ya que se han obtenido los siguientes resultados económicos:

	VAN	TIR	Recuperación de la inversión
Proyecto	1.976.385,92 €	6,67%	11 años
Accionista	6.519.477,81 €	10,49%	12 años

4. Conclusiones

Con el estudio realizado y atendiendo a los resultados obtenidos se puede concluir que el proyecto es técnicamente viable y económicamente rentable. Su implementación proporciona una fuente de energía limpia y renovable, siendo su impacto global positivo.

EXECUTION OF AN ONLAND WIND FARM

Author: Llaveró Valero, Jesús.

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The onshore wind farm execution project consists of the following stages: site selection, wind data analysis, calculation of energy produced and fed into the grid, electrical installation design, civil engineering design, and economic feasibility.

Keywords: Wind energy, feasibility study, design.

1. Introduction

In recent years, both the climate and economic situations have driven the search for alternatives to conventional energy sources. The increase in greenhouse gas emissions, rising prices, and other factors such as geopolitical considerations have led society to focus on the use of renewable energy sources to counteract these effects. In line with this objective, this project proposes the implementation of a 54,4 MW wind farm consisting of eight *Vestas* wind turbines with a nominal power of 6,8 MW each in the town of Pozuelo, Albacete.

A study is conducted that encompasses the main stages necessary for the execution of a wind farm, from technical aspects to the analysis of its economic viability.

2. Project phases

The project will encompass the necessary stages for its design and implementation. It will consist of the following phases:

- Firstly, the **search for a suitable site** that meets the necessary criteria for the wind farm's execution is carried out. Adequate criteria, such as accessibility, favourable wind conditions, and suitable topography, are taken into consideration. In this case, a site in the town of Pozuelo, in the province of Albacete, is selected. In addition to meeting the mentioned conditions, the site respects protected natural areas, maintains a sufficient distance from nearby urban areas, and allows for the evacuation of the generated energy.
- **Analysis of wind meteorological data** in the area. This data is obtained from a virtual dataset provided by *Vortex*, which includes wind speed, direction, temperature, pressure, and wind density values over a 10-year period. The analysis is performed using the *Windographer* software, which allows for statistical calculations based on the provided wind resource data series.

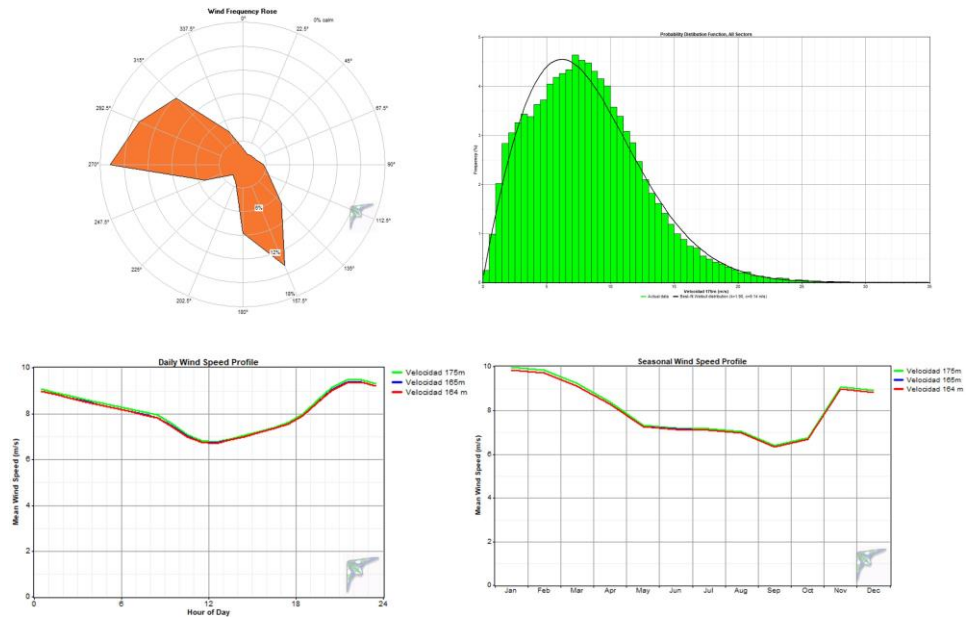


Illustration 1: Statistical analysis of wind data. As shown in the wind rose, the dominant wind direction is 270°, and although the wind speed varies, it has an average value exceeding 8 m/s, which is suitable for wind energy generation. The frequency distribution of the wind speed values is also displayed.

- **Estimation of generated energy** through simulation using the *WAsP* software, which estimates the energy generated by the wind farm based on wind data, site topography, and roughness, as well as the power curves and thrust coefficients of the wind turbines. In this simulation, three different generator technologies are compared, and the most efficient one is selected. The simulation estimates an annual net production of the wind farm to be 197,221 GWh/year, with a capacity factor of 36.99%. It shows that among the compared wind turbines, the *Vestas EnVentus V172-6.8 MW* provides the best performance at the site.
- **Design of the electrical installation.** The energy production is carried out at low voltage, at 690 V, and it is elevated within the wind turbine nacelle to a medium voltage level of 30 kV. The medium voltage network connects the generators to the high voltage step-up substation, where it reaches a level of 66 kV to be connected to the grid. This connection is made using aluminium cables with HEPR insulation and a cross-section of 300 mm². The sizing of the cables is done considering criteria such as maximum permissible current in steady-state operation and voltage drops. The 66 kV voltage level is achieved through a power transformer with a ratio of 30/66 kV and 60 MVA. Additionally, a communication network is included using both single-mode and multimode fibre optic cables, and the grounding of the installation is carried out using bare copper cables with a cross-section of 95 mm².
- In the **civil works**, access roads are implemented both for reaching the site and internally to connect the wind turbines, and a network of trenches is designed to house the installation cables. The characteristics of the wind turbine foundations are also specified.

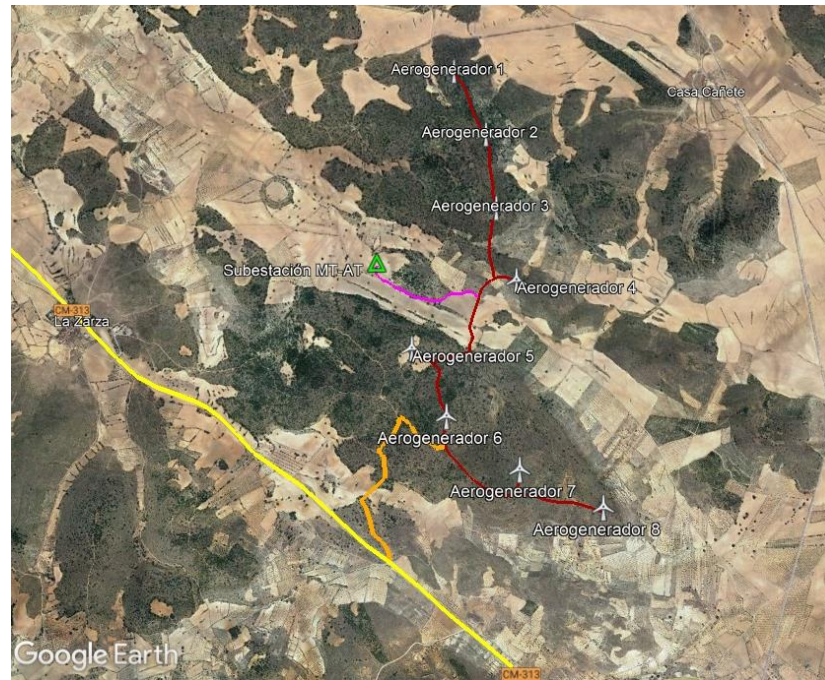


Illustration 2: Wind farm layout on the site, showing the arrangement of the wind turbines, access roads, trenches, and substation at the site.

- **Economic feasibility** assessment of the project. A budget is prepared amounting to €61,657,332.34, and the viability indicators Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR) are calculated.

3. Results

The net production of the wind farm is estimated to be 197,221 GWh/year, which corresponds to a capacity factor of 36.99%. Accounting for coefficients for electrical losses, operation and maintenance, and non-compliance with the power curve of the wind turbines, the energy fed into the grid by the wind farm is 176,287 GWh/year.

Regarding economic viability, a budget is prepared amounting to a total of €61,657,332.34. Considering an average selling price of electricity to the grid of €46.09/MWh and a discount rate equal to the WACC of 5.40%, it is determined that the project is feasible as the following economic results have been achieved:

	NPV	IRR	Pay back
Project	1.976.385,92 €	6,67%	11 years
Shareholder	6.519.477,81 €	10,49%	12 years

4. Conclusions

Based on the conducted study and the obtained results, it can be concluded that the project is technically feasible and economically profitable. Its implementation provides a source of clean and renewable energy, with a positive overall impact.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	10
1.1 Motivación del proyecto.....	10
1.2 La energía eólica	11
1.3 Caracterización del Potencial Eólico.....	16
1.4 Energía Eólica en la actualidad	19
Capítulo 2. Descripción de las Tecnologías.....	22
2.1 Tecnología eólica en la actualidad	22
2.2 Componentes de un aerogenerador	24
2.2.1 Palas.....	25
2.2.2 Buje.....	26
2.2.3 Multiplicador.....	26
2.2.4 Generador eléctrico.....	28
2.3 Características de los aerogeneradores estudiados	29
2.3.1 Aerogenerador Vestas EnVentus V172-6.8 MW.....	30
2.3.2 Aerogenerador SG 6.6-155	31
2.3.3 Aerogenerador Nordex N163/6.X.....	32
Capítulo 3. Selección del emplazamiento	33
3.1 Datos de viento	33
3.2 Orografía	35
3.3 Protección de reservas naturales.....	37
3.3.1 Impacto ambiental.....	39
3.4 Accesos.....	40
3.5 Ubicación de los aerogeneradores	42
Capítulo 4. Estudio de los datos de viento	46
4.1 Velocidad del viento.....	47
4.2 Rosa de los vientos.....	50
4.2.1 Rosa de los vientos de frecuencia.....	50
4.2.2 Rosa de los vientos de energía	52
4.2.3 Rosa de los vientos de velocidad	54

4.3	Función de distribución de Weibull	56
4.4	Función de distribución de probabilidad acumulada.....	58
4.5	Diagrama de cajas	59
Capítulo 5. Simulación con WAsP.....		61
5.1	Datos de viento.....	61
5.2	Orografía y rugosidad.....	63
5.3	Aerogeneradores.....	66
5.3.1	Modelos de aerogeneradores	68
5.4	Resultados de la simulación	70
5.4.1	Vestas EnVentus V172.....	70
5.4.2	Siemens Gamesa 6.6-155.....	71
5.4.3	Nordex N163/6.X.....	72
Capítulo 6. Instalación eléctrica		76
6.1	Transformador elevador de baja a media tensión.....	76
6.2	Celdas de media tensión.....	76
6.3	Posición de línea en la red interna del parque	77
6.4	Cables de media tensión.....	79
6.5	Red de cables de puesta a tierra.....	85
6.6	Subestación eléctrica	86
6.6.1	Transformador de potencia	86
6.6.2	Bobina de bloqueo.....	88
6.6.3	Autoválvula.....	88
6.6.4	Seccionador	89
6.6.5	Transformador de intensidad	90
6.6.6	Transformador de tensión	91
6.6.7	Interruptor automático	92
6.7	Sistema de protecciones	93
6.8	Sistema de comunicaciones.....	94
6.9	Evacuación del parque en alta tensión.....	95
Capítulo 7. Obra civil.....		97
7.1	Viales del parque	97
7.2	Cimentación y plataforma de montaje de los aerogeneradores	98

7.3 Zanjas	99
7.4 Edificio de control	100
Capítulo 8. Planificación del proyecto.....	102
Capítulo 9. Viabilidad económica.....	103
9.1 Estimación de los ingresos	103
9.2 Estimación de los costes.....	103
9.3 Flujos de caja.....	104
9.3.1 Financiación.....	105
9.3.2 Impuestos.....	105
9.3.3 Amortización.....	105
9.3.4 Necesidades Operativas de Fondos (NOF)	105
9.4 Indicadores financieros.....	106
9.4.1 Coste Ponderado del Capital (WACC).....	106
9.4.2 Valor Actual Neto (VAN).....	107
9.4.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)	107
9.4.4 Periodo de recuperación de la inversión (Pay Back).....	108
Capítulo 10. Ahorro y contaminación evitada.....	110
Capítulo 11. Objetivos de desarrollo sostenible.....	112
Capítulo 12. Conclusiones.....	116
Capítulo 13. Bibliografía.....	118
Anexo I: Cálculos Eléctricos.....	122
Anexo II: Normativa	130
Anexo III: Presupuesto	131
Anexo IV: Flujos de Caja.....	134
Anexo V: Planos	135

Índice de figuras

Figura 1: Circulación del aire a nivel global [3].....	12
Figura 2: Formación viento geostrófico [4].....	13
Figura 3: Efecto de la superficie de la tierra sobre el efecto Coriolis [5].....	13
Figura 4: Vientos dominantes en España [6].....	14
Figura 5: Valores de rugosidad Z_0 [7]	15
Figura 6: Variación de la velocidad del viento con la altura para distintos valores de α [1]	16
Figura 7: Variación diaria de la velocidad del viento.....	18
Figura 8: Variación anual de la velocidad del viento	18
Figura 9: Potencia instalada prevista a nivel mundial hasta el año 2027 [8].....	19
Figura 10: Precio medio de la electricidad por cuatrimestres [8].....	20
Figura 11: Potencia eólica total instalada terrestre y marina [8]	20
Figura 12: Generación renovable por tecnología en España durante el año 2022 [2].....	21
Figura 13: Aerogeneradores de eje vertical: Giromill, Darrieus y Savonius.....	23
Figura 14: Coeficiente de potencia según tipo de aerogenerador [10]	24
Figura 15: Buje aerogenerador	26
Figura 16: Engranajes recto y helicoidal	27
Figura 17: Multiplicador.....	27
Figura 18: Esquema aerogenerador con generador síncrono [1].....	28
Figura 19: Curva de potencia y coeficiente de empuje VESTAS ENVENTUS V172-6.8 MW [11]	30
Figura 20: Curva de potencia y coeficiente de empuje SG 6.6-155 [12]	31
Figura 21: Curva de potencia y coeficiente de empuje NORDEX N163/6.X [13]	32
Figura 22: Mapa de vientos de la Península Ibérica [14]	34
Figura 23: Rosa de la frecuencia del viento en el emplazamiento elegido. [14].....	35
Figura 24: Mapa del emplazamiento obtenido del IGN [15].....	36
Figura 25: Mapa litográfico de la Península Ibérica del IGN [15].....	37

Figura 26: Mapa del Ministerio de Transición Ecológica de los espacios naturales protegidos de España [16]	38
Figura 27: Mapa de España (IGN) [15].....	39
Figura 28: Detalle de la carretera de acceso al emplazamiento.....	40
Figura 29: Caminos de tierra desde la carretera al emplazamiento	41
Figura 30: Vista desde Google Earth del acceso por camino de tierra al emplazamiento ..	41
Figura 31: Posición de los aerogeneradores sobre el emplazamiento	42
Figura 32: Detalle posición aerogeneradores	43
Figura 33: Distancias entre aerogeneradores y a núcleos urbanos	45
Figura 34: Detalle posición anemómetro (Zona 30 S, 583281.70 m E, 4292392.35 m N). 46	
Figura 35: Datos de velocidad viento totales a las alturas de buje de los aerogeneradores .	48
Figura 36: Velocidad media mensual a las alturas de buje	49
Figura 37: Velocidad media horaria a las alturas de buje.....	49
Figura 38: Rosa de los vientos de frecuencia	51
Figura 39: Rosa de los vientos de frecuencia por meses	52
Figura 40: Rosa de los vientos de energía	53
Figura 41: Rosa de los vientos de energía por meses	54
Figura 42: Rosa de los vientos de velocidad	55
Figura 43: Rosa de los vientos de velocidad separada por meses	56
Figura 44: Distribución de Weibull del emplazamiento.....	57
Figura 45: Distribución de Weibull por meses.....	58
Figura 46: Función de distribución de probabilidad acumulada	59
Figura 47: Gráfico de cajas de la velocidad del viento.....	60
Figura 48: Análisis estadístico de los datos de viento realizado con WASP Climate Analyst	62
Figura 49: Rosa de los vientos de frecuencia y Distribución de Weibull	62
Figura 50: Mapa de curvas de nivel del emplazamiento	64
Figura 51: Mapa con imagen georreferenciada, curvas de nivel y rugosidad del emplazamiento.....	65
Figura 52: Imágenes del terreno	66

Figura 53: Posición de aerogeneradores y anemómetro sobre el mapa de curvas de nivel y rugosidad en <i>WAsP</i>	68
Figura 54: Densidad de potencia de cada aerogenerador	74
Figura 55: Esquema celda 0L + 1V [21]	78
Figura 56: Esquema celda 0L + 1L + 1V [21].....	78
Figura 57: Niveles de aislamiento según tensión y categoría de red [22]	80
Figura 58: Temperatura máxima, en °C, asignada al conductor [22].....	82
Figura 59: Intensidad máxima admitida y sección según material y aislamiento	82
Figura 60: Cable de cobre desnudo <i>Prysmian</i> para la red de puesta a tierra [23]	85
Figura 61: Vista en alzado del transformador de potencia	87
Figura 62: Bobina de bloqueo [25].....	88
Figura 63: Autoválvula [26]	89
Figura 64: Seccionador de tres columnas <i>LAGO</i>	90
Figura 65: Transformador de intensidad <i>ARTECHE</i>	91
Figura 66: Transformador de tensión <i>ARTECHE</i>	92
Figura 67: Interruptor <i>Siemens 3AP1</i>	93
Figura 68: Características cable FO monomodo	95
Figura 69: Características cable FO multimodo	95
Figura 70: Ubicación de la subestación.....	96
Figura 71: Vista de la subestación.....	96
Figura 72: Viales internos del parque eólico	97
Figura 73: Ubicación de las zanjas en el emplazamiento.....	99
Figura 74: Edificio de control.....	101
Figura 75: Desglose del presupuesto	104
Figura 76: Costes de explotación.....	104
Figura 77: Representación gráfica del TIR [34].....	108
Figura 78: Lista de los ODS	112

Índice de tablas

Tabla 1: Posición y altura de los aerogeneradores	44
Tabla 2: Tabla resumen datos Windographer.....	60
Tabla 3: Condiciones ambientales del emplazamiento	67
Tabla 4: Posición de los aerogeneradores.....	67
Tabla 5: Características aerogenerador Vestas EnVentus V172	69
Tabla 6: Características aerogenerador Siemens Gamesa 6.6-155.....	69
Tabla 7: Características aerogenerador Nordex N163/6.X.....	69
Tabla 8: Resumen resultados para Aerogenerador Vestas	70
Tabla 9: Resultados por aerogenerador Vestas.....	71
Tabla 10: Resumen resultados para Aerogenerador SG.....	71
Tabla 11: Resultados por aerogenerador SG	72
Tabla 12: Resumen resultados para Aerogenerador Nordex	72
Tabla 13: Resultados por aerogenerador Nordex	73
Tabla 14: Cálculo energía vertida a la red [18]	75
Tabla 15: Características celdas de media tensión	77
Tabla 16: Tipo de posición de cada aerogenerador	79
Tabla 17: Características del aislamiento	81
Tabla 18: Factores de corrección.....	83
Tabla 19: Resultados cálculo de caída de tensión	84
Tabla 20: Resultados pérdidas.....	84
Tabla 21: Características transformador de tensión	87
Tabla 22: Relés empleados en el sistema de protecciones	94
Tabla 23: Longitud y número de cables por zanja.....	100
Tabla 24: Variables para el cálculo del WACC	106
Tabla 25: Resumen de los indicadores financieros	109
Tabla 26: Emisiones por MWh de energía producida [35]	110

Tabla 27: Toneladas de emisiones ahorradas	110
Tabla 28: Resultados económicos del proyecto	117

Acrónimos

AT	Alta tensión
BT	Baja tensión
ITC	Instrucción técnica complementaria
MT	Media tensión
NOF	Necesidades operativas de fondos
ODS	Objetivos de desarrollo sostenible
ST	Subestación
TIR	Tasa interna de retorno
UTM	Universal transversal de Mercator
VAN	Valor actual neto
WACC	Coste ponderado del capital

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El proyecto presenta las diferentes etapas que comprenden el desarrollo de la ejecución de un parque eólico terrestre, desde la selección del emplazamiento hasta la viabilidad económica, pasando por la selección del emplazamiento y la caracterización y diseño de la obra civil y la infraestructura eléctrica.

En el Capítulo 1 [1] se presenta una introducción a la energía eólica, su caracterización y tratamiento, su papel en el contexto energético actual y las tecnologías empleadas en el sector.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

En los últimos años, tanto la situación climática como la económica han obligado a buscar alternativas a las fuentes de energía tradicionales. El aumento de la emisión de gases contaminantes, la subida de los precios y otros factores como el geopolítico empujan a la sociedad hacia fuentes de energía renovables que sirvan para paliar estos efectos.

Con el fin de cuidar el planeta, preservar espacios naturales y lograr una mayor independencia energética, países como España llevan ya años implementando ambiciosos planes que impulsen el desarrollo de tecnologías renovables rentables y limpias, en sustitución de los tradicionales combustibles fósiles.

El caso de España es muy concreto. Debido a su situación de limitados recursos naturales que puedan ser empleados como combustibles y su localización geográfica que limita la posibilidad de conexiones eléctricas con el resto de Europa más allá de Francia y Portugal, se presenta como indispensable el recurrir a otras tecnologías que solventen estas dificultades. La implementación de energías renovables cuenta por tanto con un gran potencial dentro del territorio español.

En épocas recientes ya ha sido grande la apuesta del país por este tipo de tecnologías. En el año 2022, las fuentes de generación renovables ya suponían un 59,2% de la potencia total instalada y su participación en el mix energético alcanzó un valor del 42,2%, y en concreto la producción de energía eólica y solar fotovoltaica han alcanzado máximos históricos [2]

En línea con esta tendencia se presenta este proyecto que pretende proponer una solución a estos grandes retos a los que se enfrenta nuestra sociedad.

1.2 LA ENERGÍA EÓLICA

Se entiende como energía eólica aquella que proviene del viento. Una masa de aire influye sobre las palas de un aerogenerador accionando un rotor y produciendo energía. Dicha energía se define como:

$$E = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot t$$

Siendo ρ la densidad del aire, A el área cubierta por las palas del aerogenerador, v la velocidad del viento y t el tiempo.

El viento que origina esta energía se debe a la diferencia de temperatura presente en la tierra como consecuencia de la variación de la intensidad con la que la radiación solar incide sobre la tierra, siendo esta más intensa en el ecuador, lo que origina un transporte de calor desde el ecuador hacia los polos. De no ser por la rotación de la tierra, el aire caliente subiría, circularía por la parte superior de la atmósfera y caería en las zonas más frías. Sin embargo; por la actuación de la rotación de la tierra tiene lugar la Fuerza de Coriolis, que tiene su efecto sobre la circulación en la atmósfera, haciendo que en el hemisferio norte el viento se desvíe hacia el este en las capas más altas y hacia el oeste en las capas bajas. En el hemisferio sur se produce al contrario. Dicho efecto puede apreciarse en la Figura 1, en la que se aprecia como cada hemisferio puede dividirse en tres grandes sectores.

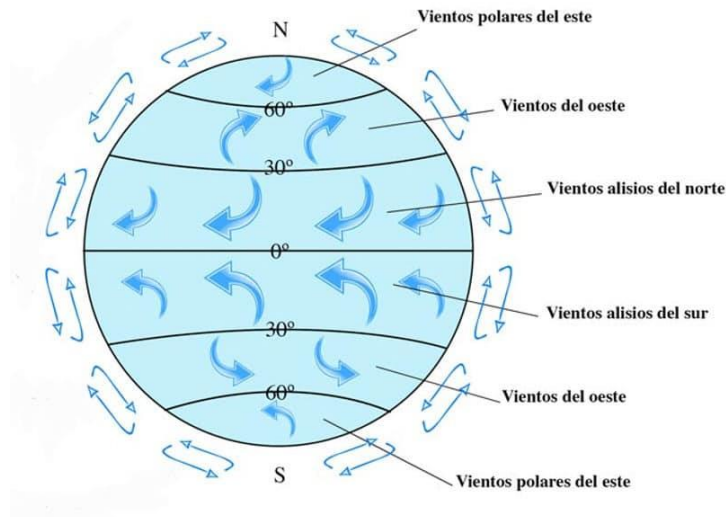


Figura 1: Circulación del aire a nivel global [3]

A nivel de macroescala, la formación del viento se puede estudiar como la consecuencia del equilibrio presente entre la fuerza de presión de la atmósfera y la de Coriolis, de tal manera que este circula de forma paralela a las isobaras. Este equilibrio origina el viento geostrófico, que sirve como aproximación del viento real. Dicha aproximación se desvía en torno a un 10% del valor real y puede ser empleado para estimaciones a nivel de macroescala. Su formación se puede ver detallada en la Figura 2, en la que se observa como este viento geostrófico resulta del equilibrio entre las fuerzas de presión y Coriolis y cómo este se mueve paralelamente a las líneas isobaras.

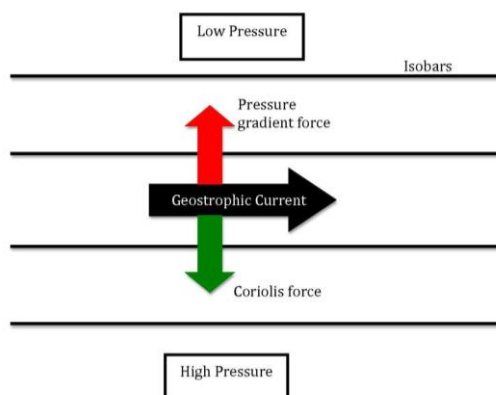


Figura 2: Formación viento geostrofico [4]

A bajas alturas, la superficie de la tierra tiene efecto sobre la circulación del viento. El rozamiento con el suelo hace que este se frene y disminuya la fuerza de Coriolis, dando lugar a un nuevo equilibrio en el que el viento corta a las isobaras de forma oblicua, desde presiones altas a presiones bajas, dejando a la derecha a las altas en el hemisferio norte y al contrario en el sur, tal y como puede observarse en la Figura 3.

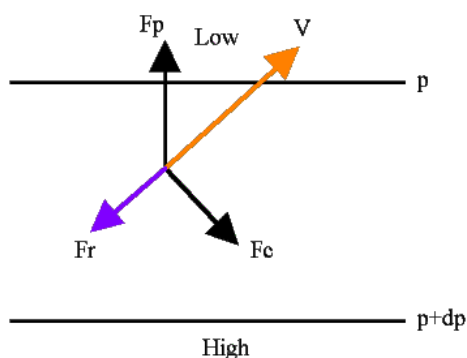


Figura 3: Efecto de la superficie de la tierra sobre el efecto Coriolis [5]

Si se estudia el viento a nivel de mesoscala hay que considerar los efectos de las condiciones geográficas locales. Estas irregularidades geográficas propician calentamientos (o enfriamientos) de la atmósfera que originan diferencias de presión que dan lugar a vientos locales. Este tipo de vientos puede clasificarse en dos: aquellos que son únicamente de origen térmico y los que son producto de la orografía.

Los vientos de origen térmico se pueden producir en los valles entre montañas. Cuando sale el sol, las laderas de las montañas se calientan e inciden sobre ellas flujos de aire ascendentes. Al anochecer, el sentido del aire se invierte por la caída de las temperaturas y el flujo tiene lugar ladera abajo.

La orografía da lugar también a perturbaciones en la circulación del viento. Colinas, montañas o acantilados favorecen la aparición de puntos en los que se acentúa la velocidad del viento. En la Figura 4 se observa la dirección de los vientos dominantes presentes en la Península Ibérica y como se ven influenciados por los principales accidentes geográficos del área.

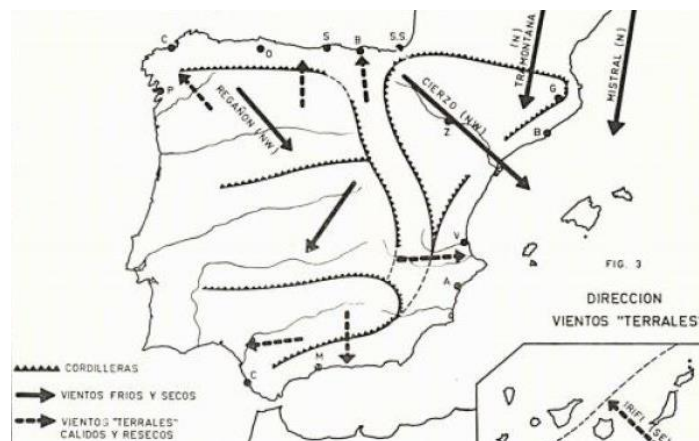


Figura 4: Vientos dominantes en España [6]

A nivel de microescala el viento puede encontrar otros pequeños obstáculos, como árboles o edificios, que originan perturbaciones o turbulencias.

Si se estudia el comportamiento del viento a la altura del suelo se observa la influencia de la rugosidad del terreno sobre este. Cuanto mayor es la rugosidad, mayor es la fricción y el rozamiento y, por tanto, también mayor la ralentización que sufre el viento. Es mucho mayor el efecto sobre el viento de un bosque o una ciudad que un lago o una llanura.

La rugosidad se evalúa mediante un parámetro denominado longitud de rugosidad, Z_0 , que representa la altura a la cual la velocidad medida es cero cuando el viento tiene una variación

logarítmica con la altura. En la Figura 5 se muestran algunos valores del parámetro Z_0 según las características del terreno.

Clases	Rugosidad Z_0 , m	Rasgos del paisaje
Sup. acuáticas	0.0002	Aguas abiertas (mar, lago, embalse, nieve sobre terreno plano, desiertos, concreto. Varios km sin obstáculos desde el sitio de medición del viento)
Suave	0.005	Superficie sin obstáculo notable y sin vegetación: playas, hielo, pantanos
Abierto	0.03	Terreno llano con gramíneas o muy poca vegetación. Obstáculos aislados con separación de al menos 50 veces la altura, h
Aprox. abierto	0.10	Área cultivada o natural con cobertura vegetal baja. Obstáculos ocasionales (edificaciones o árboles) con distancia de al menos 20 h el obstáculo
Rugoso	0.25	Área natural o cultivada con cultivos altos, obstáculos porosos escasos separados por 12h o 15 h, o con objetos sólidos, (edificaciones) distancia de 8 h a 12 h
Muy rugoso	0.5	Zona de cultivos intensos con obstáculos en grupos (granjas, bosque) etc., separados por 8 h: Plantaciones, frutales, bosques jóvenes, zonas urbanas de baja altura con separación de 3 a 4 edificaciones y sin árboles altos
Skimming	1.0	Zonas con obstáculos altos de altura similar y separación de igual distancia que la altura, como bosques adultos y zonas urbanas densas
Caótico	~ 2.0	Centros de las ciudades con mezcla de edificaciones de alturas diversas, bosques de altura irregular con zonas deforestadas

Figura 5: Valores de rugosidad Z_0 [7]

La altura es otro factor que tiene influencia sobre el viento. Como ya se ha comentado, a partir de cierta altura, la denominada capa límite terrestre, existe un equilibrio entre las fuerzas de Coriolis y de presión. Sin embargo; por debajo de esta altura son notables los efectos de rozamiento y el viento se ve frenado. Por tanto, la velocidad del viento por debajo de la capa límite es función de la altura y responde a la siguiente ecuación:

$$\frac{U(z_2)}{U(z_1)} = \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^\alpha$$

En esta ecuación, la ley potencial de variación del viento con la altura relaciona los siguientes parámetros:

$U(z_2)$: Velocidad del viento a la altura 2 (m/s)

$U(z_1)$: Velocidad del viento a la altura 1 (m/s)

z_2 : Altura 2 (m)

z_1 : Altura 1 (m)

α : Factor que depende de la temperatura, tipo de terreno y viento y rugosidad. Su efecto sobre la velocidad en función de la altura se muestra en la Figura 6.

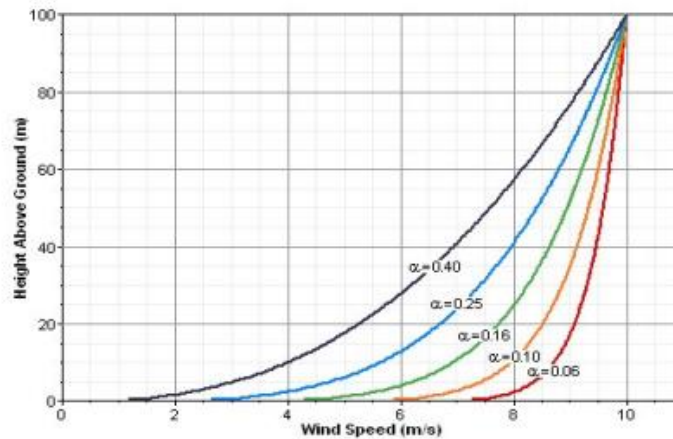


Figura 6: Variación de la velocidad del viento con la altura para distintos valores de α [1]
El cálculo del parámetro α se puede aproximar mediante la expresión:

$$\alpha = \frac{0,37 - 0.088 \cdot \ln(U)}{1 - 0.088 \cdot \ln\left(\frac{z}{10}\right)}$$

Del mismo modo, también puede calcular la relación entre velocidad del viento y altura empleando la Ley Logarítmica, cuya expresión es:

$$\frac{U(z_2)}{U(z_1)} = \frac{\ln(z_2/z_0)}{\ln(z_1/z_0)}$$

Siendo Z_0 la rugosidad a la altura 1 (m).

1.3 CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO

La potencia eólica disponible proveniente de una masa de aire de densidad ρ , a través de un área A a una velocidad v , responde a la ecuación

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

No obstante; existe una diferencia entre las potencias disponible y la aprovechable. Toda la potencia mecánica del viento no puede ser extraída, por tanto, se multiplica la expresión anterior por un coeficiente de potencia (C_p) que expresa la fracción de potencia que sí puede ser capturada por el rotor de un generador

$$P_a = C_p \cdot P_d$$

El valor de C_p viene limitado por la Ley de Betz que establece un máximo teórico de 0,59. En la práctica se alcanza un valor aproximado de 0,42 [1].

De igual forma que el viento ejerce una fuerza sobre el aerogenerador, este ejerce sobre el primero una fuerza igual y opuesta, que frena el aire y origina una estera. Cuanto mayor sea esta fuerza y la estela mayor será la turbulencia. Este fenómeno se expresa mediante el coeficiente de empuje que responde a la expresión siguiente

$$C_T = \frac{F}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_h^2 \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4}}$$

Siendo:

F: Fuerza de empuje

V_h : Velocidad del viento a la altura de buje

D: Diámetro del aerogenerador

A la hora de caracterizar el potencial eólico se ha de considerar que el viento presenta variaciones temporales tanto en cortos periodos (a lo largo de un día o de un mes) como en periodos largos (estacionales o anuales).

En el presente proyecto se trata la ejecución de un parque eólico en la localidad de Pozuelo en la provincia de Albacete. Para ello se realiza un estudio de caracterización del recurso

eólico. En las Figuras 7 y 8 se observan las variaciones tanto diarias como anuales de los datos del viento en el emplazamiento de estudio. Estas variaciones son importantes y han de ser consideradas para lograr un óptimo aprovechamiento del viento.

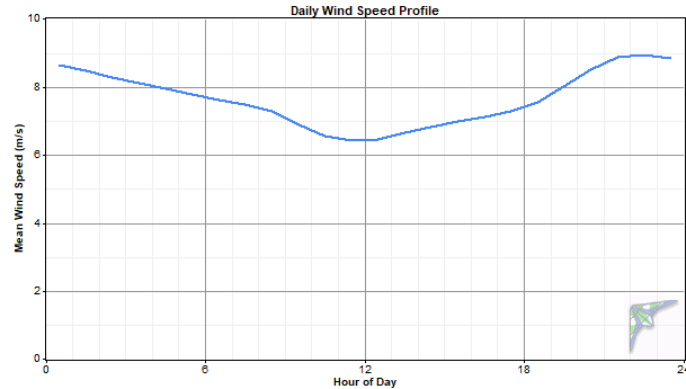


Figura 7: Variación diaria de la velocidad del viento

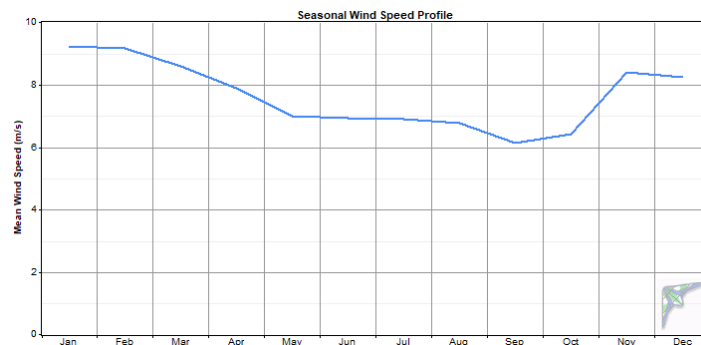


Figura 8: Variación anual de la velocidad del viento

La turbulencia atmosférica se define como la desviación de la velocidad instantánea con respecto a la media. Se mide con el parámetro intensidad de turbulencia, que se define como el cociente de la desviación típica y la velocidad media.

$$I = \frac{\sigma_i}{U_i}$$

La turbulencia es relevante en la caracterización del potencial eólico pues disminuye la efectividad a la hora de aprovechar energía en un aerogenerador. Las turbulencias pueden provocar desgaste y roturas en las turbinas.

1.4 ENERGÍA EÓLICA EN LA ACTUALIDAD

El contexto ambiental y geopolítico actual invita ahora más que nunca a la búsqueda de fuentes de energía limpias y renovables. En este campo, va cobrando cada vez mayor importancia la generación de energía eólica. Este tipo de energía cuenta ya con un largo recorrido, sin embargo; su potencial parece ser aún mayor. Según datos del *Global Wind Report 2023* [8], se prevé un aumento del 15% de la potencia eólica instalada a nivel mundial en los próximos 5 años, con un creciente papel de la eólica marina.

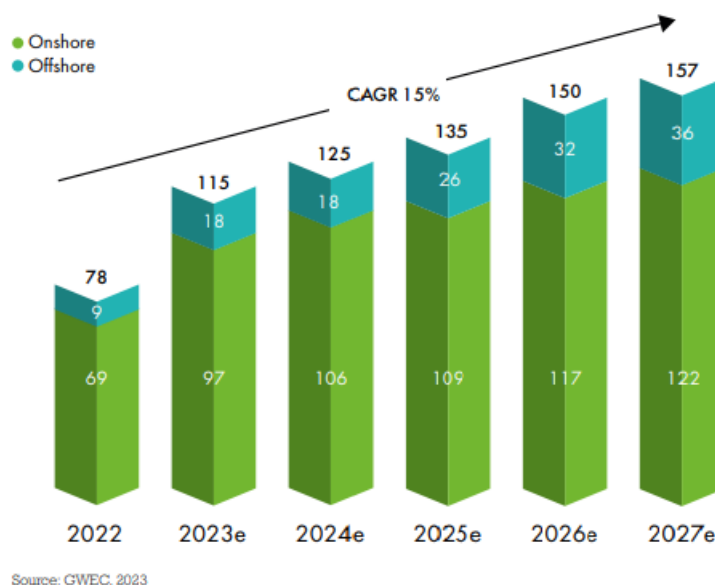


Figura 9: Potencia instalada prevista a nivel mundial hasta el año 2027 [8]

Estas cifras muestran el compromiso existente por parte de los países por la búsqueda de fuentes de energía que sirvan de alternativa para los tradicionales combustibles fósiles, más contaminantes y dañinos. También ponen de manifiesto como la situación actual empuja a la búsqueda de la independencia energética y la autosuficiencia.

También juega un papel fundamental en el desarrollo de la eólica la acusada subida de precios de la energía vivida recientemente. Las energías renovables potencialmente podrían contribuir a paliar estas subidas. En la Figura 10 se muestra la fluctuación de los precios de

la energía en los últimos años y una predicción para los siguientes. Estas cifras explican que se busque desarrollar fuentes de energía alternativas que disminuyan los precios.

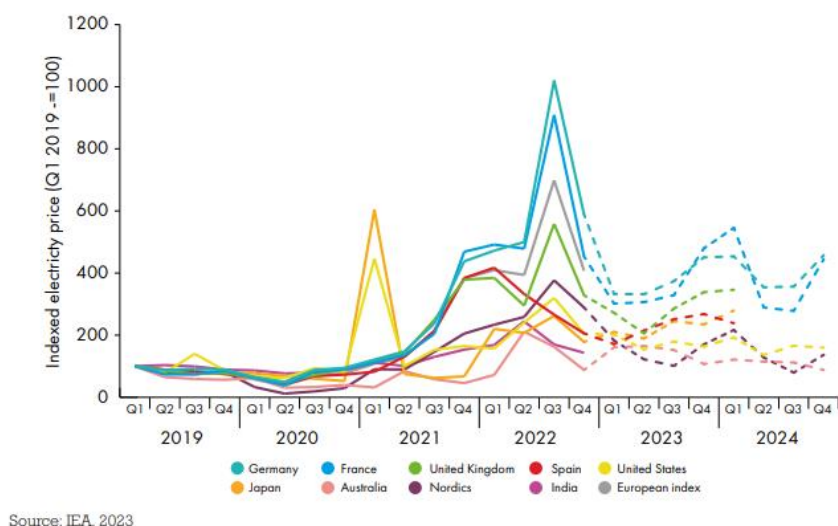


Figura 10: Precio medio de la electricidad por cuatrimestres [8]

En la Figura 11 se presenta la distribución por países de la potencia eólica instalada tanto terrestre como marina. Destaca la fuerte apuesta de China por este tipo de tecnología, siendo con diferencia el país con más potencia eólica instalada.

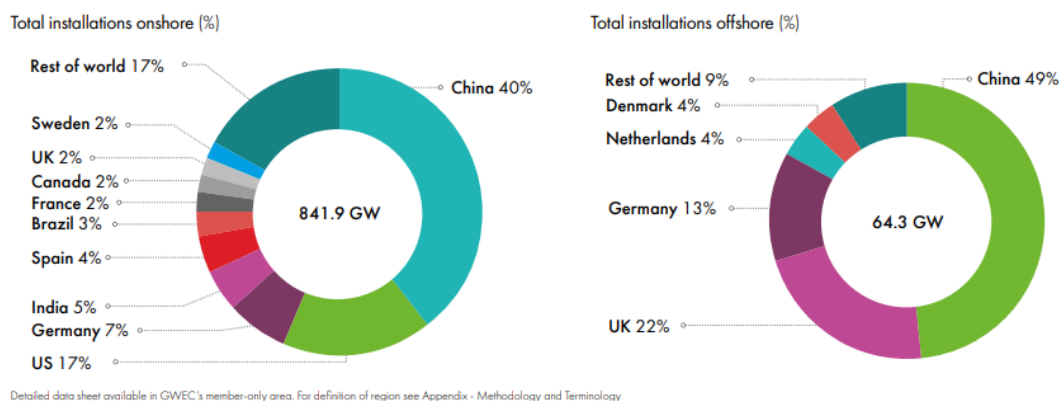


Figura 11: Potencia eólica total instalada terrestre y marina [8]

España por su parte ocupa un 4% de la energía eólica terrestre. Según datos de la *Asociación Empresarial Eólica* (AEE) [9]. España cuenta con una potencia eólica instalada superior a los 28 GW y en el año 2021 supuso una cobertura del 23,3% de la demanda, siendo además el quinto país con mayor potencia eólica instalada del mundo.

En España, país que está apostando fuertemente por las energías renovables, la eólica como puede apreciarse en la Figura 12, proveniente de datos de Red Eléctrica, es ya la primera tecnología entre las renovables en generación de energía.

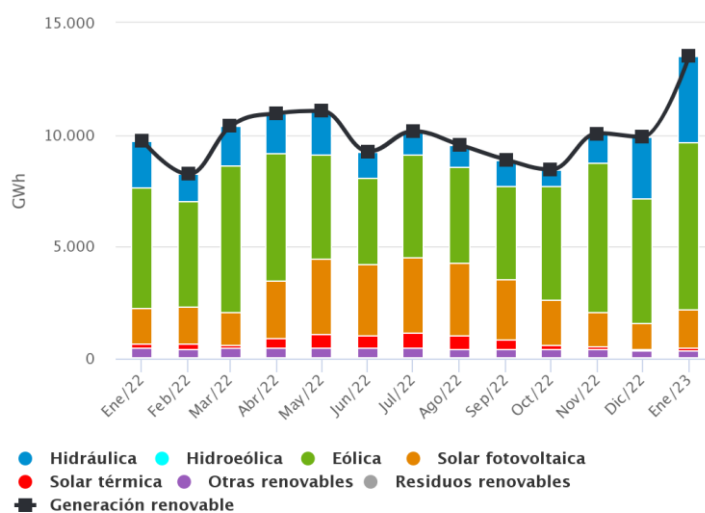


Figura 12: Generación renovable por tecnología en España durante el año 2022 [2]

Este proyecto se alinea por tanto con uno de los grandes retos a los que se enfrenta la sociedad hoy en día con la búsqueda de alternativas energéticas. En concreto la eólica goza de una posición ya muy asentada dentro del sector energético, mundo en el que aún cuenta con mucho futuro. A medida que avanza la investigación y la tecnología se logran sistemas más eficientes y rentables, que disminuyan la contaminación y doten a la sociedad de una fuente de energía limpia que sustituya a los combustibles fósiles tradicionales.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

En este capítulo se presenta la tecnología empleada en la generación de energía eólica. Se introducen los diferentes tipos de aerogeneradores disponibles en el mercado con la finalidad de justificar una correcta selección de la tecnología empleada en el proyecto.

2.1 *TECNOLOGÍA EÓLICA EN LA ACTUALIDAD*

El uso del viento como fuente de energía lleva presente en el mundo desde las primeras civilizaciones. El uso de velas en naves para recorrer ríos y mares fue una de las primeras aplicaciones del viento. Más adelante surgieron los primeros molinos, máquinas que constaban de un eje horizontal con un rotor fijo que permitía facilitar labores como moler grano o bombear agua.

Estas primeras aplicaciones demuestran el arraigo del viento como fuente de energía en la sociedad desde hace siglos y cómo esta tecnología lleva perfeccionándose desde entonces. Sin embargo; no fue hasta finales del siglo XIX cuando empezó a emplearse como fuente de energía eléctrica. Desde entonces, los aerogeneradores han irrumpido con fuerza en el sector energético perfeccionándose hasta llegar a las máquinas que conocemos actualmente.

Los diferentes tipos de aerogeneradores que existen se pueden clasificar atendiendo a diversos criterios: potencia que generan, posición del eje, orientación al viento o número de palas.

En cuanto a la orientación del eje, este puede ser vertical u horizontal. En el caso de los aerogeneradores con rotor de eje vertical, estos tienen la ventaja de no tener que estar orientados al viento. También permiten colocar el generador eléctrico en la base. Sin embargo; tienen el inconveniente de dificultar la regulación de potencia cuando se enfrentan a vientos altos. Su rendimiento es por tanto generalmente peor que los de eje horizontal. Los

principales tipos de aerogeneradores de eje vertical se muestran en la Figura 13 y son los de tipo: Giromill, Darrieus y Savonius



Figura 13: Aerogeneradores de eje vertical: Giromill, Darrieus y Savonius

Los aerogeneradores con el eje en posición horizontal cuentan con palas que giran perpendicularmente al viento. Se pueden clasificar atendiendo al número de palas, distinguiéndose aerogeneradores monopala, bipala y tripala. La velocidad con la que puede girar la turbina es mayor cuanto menor es el número de palas, no obstante; teniendo en cuenta otros factores y estudiando el coeficiente de potencia, se observa que la mayor eficiencia se obtiene para aerogeneradores de tres palas [1].

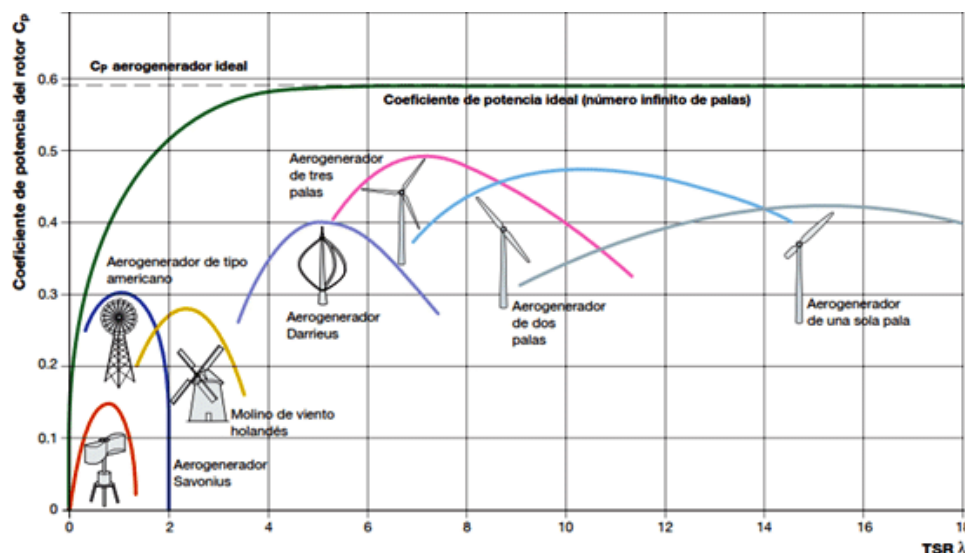


Figura 14: Coeficiente de potencia según tipo de aerogenerador [10]

Atendiendo a este criterio, en el proyecto presente se emplean aerogeneradores de tres palas.

2.2 COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR

El aerogenerador es la máquina encargada de realizar la conversión de energía cinética del aire en energía eléctrica. Con la tecnología actual, la eficiencia en esta conversión de energía se sitúa en torno al 40%.

El primer elemento del aerogenerador es el rotor. Este está formado por las palas y el buje, que es el elemento que las une y que se apoya en el eje. Es el primer elemento encargado de convertir energía. El viento incide sobre las palas que hacen girar el rotor. La velocidad de giro de las palas es baja y varía entre 10 y 25 rpm.

Este eje que gira a velocidades bajas se acopla a un multiplicador, que permite elevar la velocidad de rotación hasta aproximadamente 1500 rpm.

Por su parte el eje de alta velocidad es el que se acopla al generador. Este generador es el encargado de producir la electricidad. Lo hace a unos valores de tensión de entre 400 y 700V,

por tanto; para acoplarse a la red es necesaria la intervención de un transformador elevador que lleve la tensión al valor necesario.

Además de estos elementos principales, un aerogenerador puede contar con otros servicios auxiliares que permiten un funcionamiento óptimo y más eficiente. Algunos de estos servicios auxiliares son: frenos de emergencia, sistemas de orientación o estructuras de soporte.

Otro factor para tener en cuenta es que, como norma general, la velocidad del viento aumenta con la altura. Es por eso por lo que los aerogeneradores se instalan sobre torres para elevarlos y lograr así un mejor aprovechamiento del recurso eólico.

2.2.1 PALAS

La fuerza que incide sobre la pala de un aerogenerador es la resultante de la velocidad relativa del aire, compuesta por la velocidad del propio aire y la de rotación de la pala. Y, por otra parte, la fuerza encargada de hacer girar la pala resulta de la composición de dos fuerzas: por un lado, la de sustentación, perpendicular a la velocidad relativa de aire; y la fuerza de arrastre, que es una fuerza de resistencia aerodinámica paralela a la velocidad relativa.

El diseño óptimo de una pala es aquel que minimiza los coeficientes de arrastre y maximiza los de sustentación. El coeficiente de sustentación es función del ángulo de ataque de la pala y su valor suele ser inferior a los 15°.

En cuanto a la fabricación de las palas, los materiales tradicionalmente empleados han sido la fibra de vidrio-poliéster y la fibra de vidrio-epoxi. Actualmente se está apostando por diseños con compuestos híbridos que unen fibras de carbón y vidrio con resinas epoxi, lo que las hace más ligeras y resistentes.

2.2.2 BUJE

El buje es el elemento que une las palas y el eje de baja velocidad. Se encarga de transmitir la energía mecánica hacia el eje. Es un elemento crítico dentro del aerogenerador si este incluye un sistema de orientación para las palas, pues este se ubicará dentro del buje.



Figura 15: Buje aerogenerador

2.2.3 MULTIPLICADOR

El multiplicador o caja multiplicadora se encarga de elevar la velocidad del eje del rotor hasta 1500 rpm, velocidad necesaria para acoplarlo al generador. El cociente entre las velocidades de alta y baja es crítico en el diseño del multiplicador. Cuanto menor sea, menor será el tamaño del multiplicador y como consecuencia, su coste.

Los tipos de multiplicadores pueden dividirse en dos según el sistema de ejes. Por un lado, están los multiplicadores con engranajes paralelos, que constan de un sistema de ejes paralelos, y por otro los helicoidales, en los que el sistema es de ejes planetarios. Se muestran ambos en la Figura 16.



Figura 16: Engranajes recto y helicoidal

Se suelen emplear engranajes helicoidales frente a los rectos debido a su menor peso y a su facilidad de montaje. Habitualmente, la elevación de velocidad se realiza mediante 2 o 3 etapas. Las pérdidas de potencia en cada etapa oscilan entre el 1% y el 2%, por lo que el rendimiento del multiplicador varía entre el 95% y el 99%. En la Figura 17 se muestra un multiplicador.

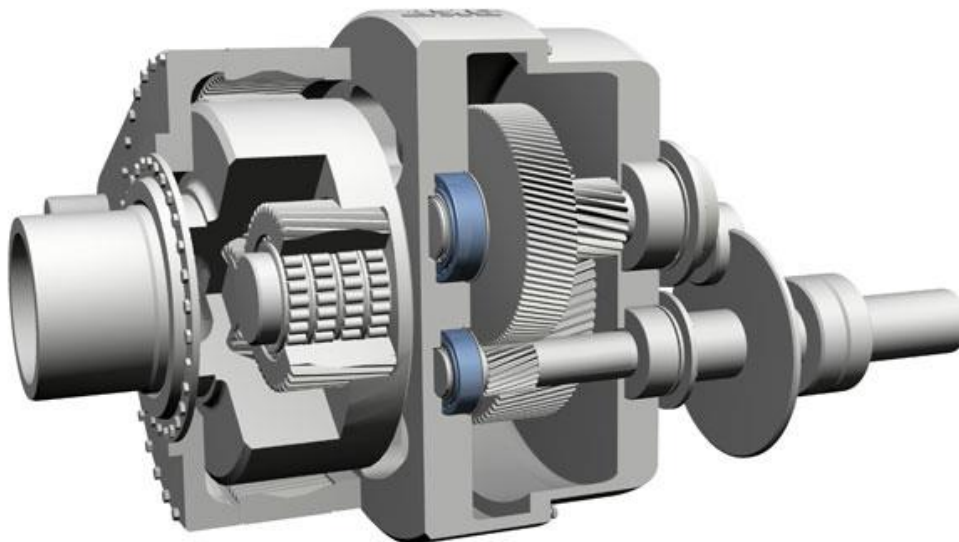


Figura 17: Multiplicador

2.2.4 GENERADOR ELÉCTRICO

El generador eléctrico cumple con la tarea de convertir la energía mecánica de la rotación del eje en energía eléctrica. Funciona conectado al eje de alta velocidad y puede ser de dos tipos: síncrono o de inducción.

El generador síncrono está conectado a la red mediante un convertidor de frecuencia que tiene como objetivo el independizar la frecuencia del generador de la de la red. Esto le permite trabajar a velocidad variable además de dotar al generador de un control de la potencia reactiva que es vertida a la red.

La conexión a red del generador síncrono se realiza con un convertidor CA-CC-CA en el estator. La potencia se convierte a continua y luego vuelve a alterna. Esto se conoce como *full converter* y permite un control de la potencia con velocidad variable del generador. En la Figura 18 se presenta el esquema de un generador síncrono en un aerogenerador.

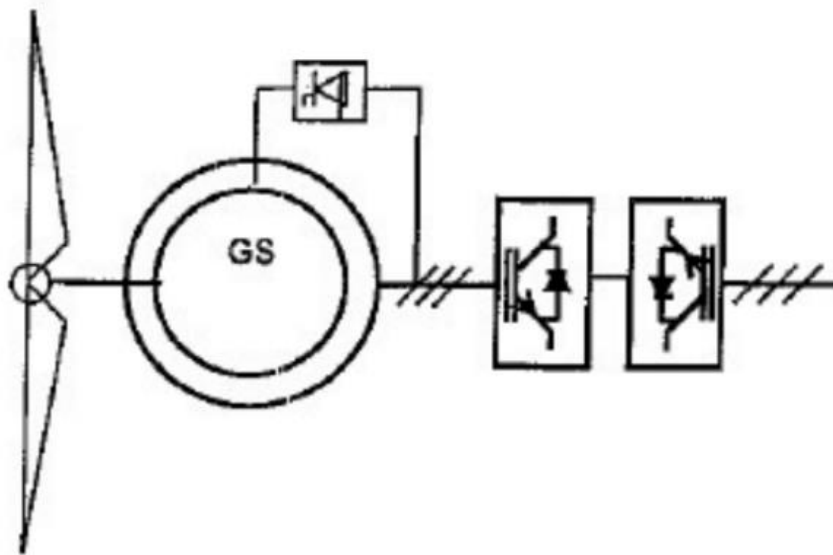


Figura 18: Esquema aerogenerador con generador síncrono [1]

El generador de inducción, también llamado asíncrono, permite ligeras variaciones de la velocidad de giro, no obstante; la frecuencia en bornes del generador es constante. Este tipo

de máquina cuenta con gran robustez y tienen un coste menor que los síncronos. Como desventaja presentan que necesitan excitación a través de la red.

La electricidad producida por los aerogeneradores es elevada en los transformadores ubicados en la propia góndola del aerogenerador hasta niveles de media tensión de aproximadamente 30kV. Esta tensión es posteriormente elevada de nuevo hasta el valor adecuado de alta tensión y la energía es entonces vertida a la red.

2.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS AEROGENERADORES ESTUDIADOS

Para la realización de este proyecto se comparan aerogeneradores de tres fabricantes distintos: Vestas, Siemens Gamesa y Nordex. Se analiza cada una de las tecnologías con el fin de identificar cuál es la que mejor se adapta a las condiciones del estudio y proporciona una mayor eficiencia.

Los dos parámetros fundamentales a la hora de seleccionar aerogenerador son su curva de potencia y su coeficiente de empuje.

La curva de potencia de un aerogenerador da información sobre cuál será la potencia disponible según la velocidad del viento. El coeficiente de empuje informa sobre qué efecto tiene la fuerza del aerogenerador sobre el viento. Cuanto mayor es esta fuerza mayor es la turbulencia del aire. Ambos valores se expresan mediante gráficas y son propios de cada aerogenerador. Los valores de ambos parámetros varían según la densidad del aire.

2.3.1 AEROGENERADOR VESTAS ENVENTUS V172-6.8 MW

Este generador, fabricado por la empresa danesa Vestas, cuenta con tres palas, una potencia nominal de 6,8MW, una altura de buje de 175 m y un diámetro de palas de 172 m.

Su curva de potencia y coeficiente de empuje se presenta en la Figura 19.

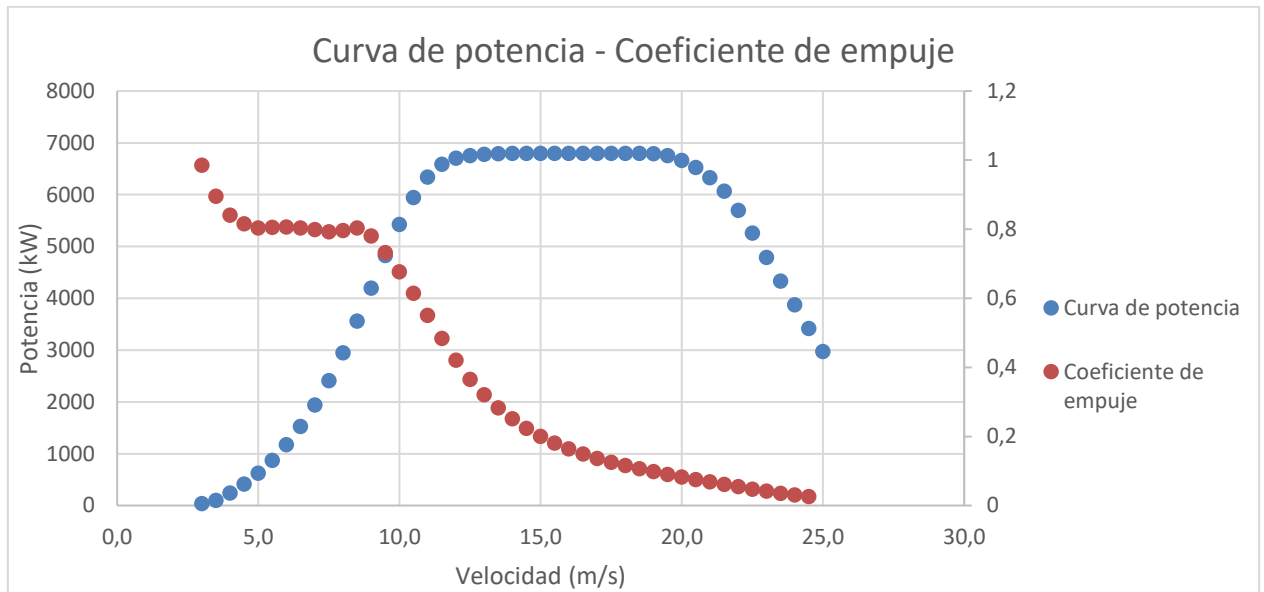


Figura 19: Curva de potencia y coeficiente de empuje VESTAS ENVENTUS V172-6.8 MW [11]

2.3.2 AEROGENERADOR SG 6.6-155

El aerogenerador SG 6.6-155 fabricado por Siemens Gamesa tiene tres palas, una potencia nominal de 6.6 MW, una altura de buje de 165 m y un diámetro de palas de 155 m.

Su curva de potencia y coeficiente de empuje se presenta en la Figura 20.

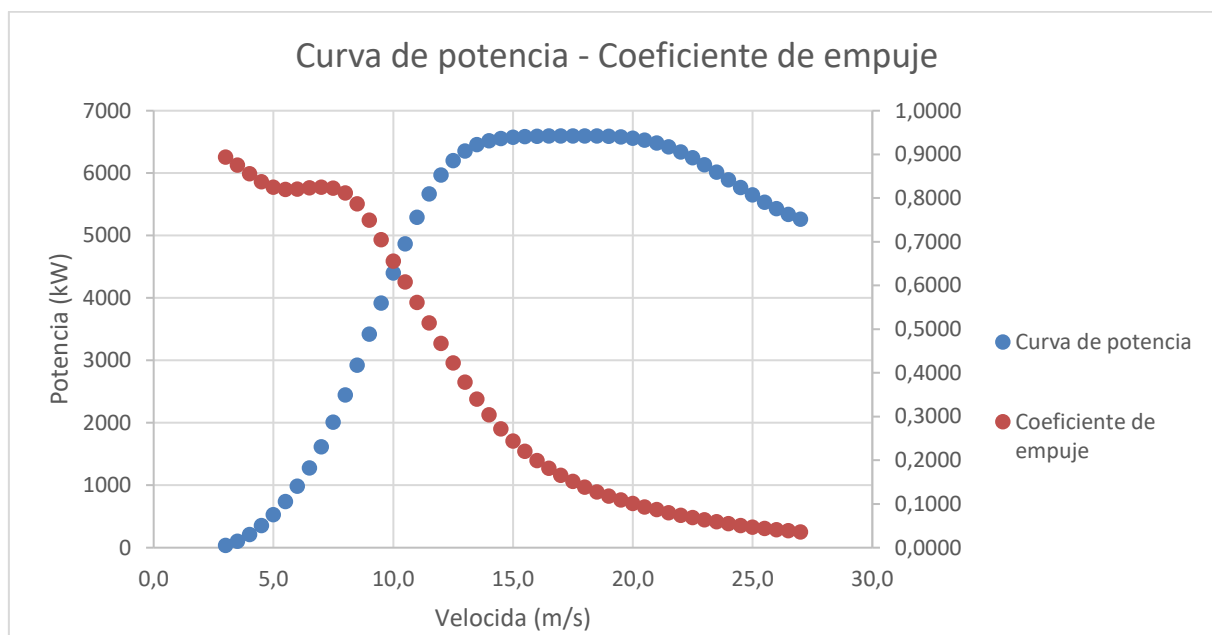


Figura 20: Curva de potencia y coeficiente de empuje SG 6.6-155 [12]

2.3.3 AEROGENERADOR NORDEX N163/6.X

El aerogenerador Nordex N163/6.X, es producido por la empresa Nordex y cuenta con tres palas, una potencia nominal de 7 MW, una altura de buje de 164 m y un diámetro de palas de 163 m.

Su curva de potencia y coeficiente de empuje se presenta en la Figura 21.

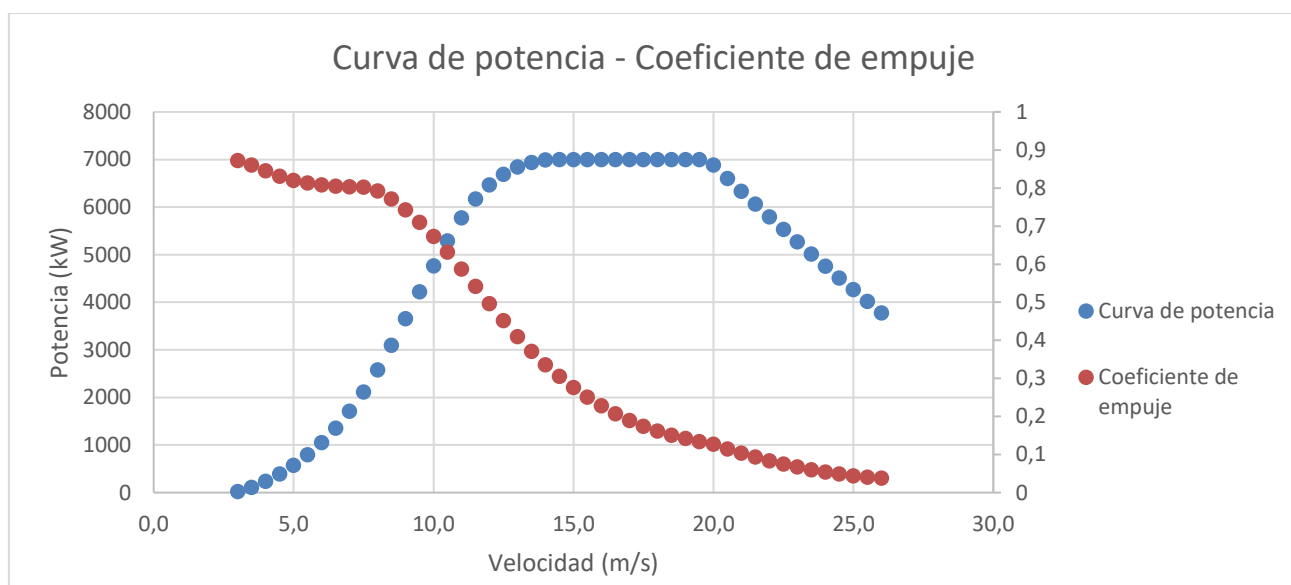


Figura 21: Curva de potencia y coeficiente de empuje NORDEX N163/6.X [13]

Capítulo 3. SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

El primer paso en la ejecución del parque eólico consiste en elegir la ubicación donde se va a situar. Se realiza un profundo análisis con el fin de encontrar un lugar óptimo que maximice la producción de energía y minimice los costes. Los criterios para tener en cuenta en la búsqueda de un emplazamiento adecuado incluyen: datos del viento, orografía, tipo de terreno, accesibilidad, interconexión eléctrica y estimación de la potencia extraída. También debe cuidarse el respeto por el medioambiente y la minimización del impacto social.

Para el presente proyecto se ha elegido un emplazamiento ubicado en la localidad de Pozuelo, en la provincia de Albacete. La justificación de dicha elección se realiza a lo largo de este capítulo.

3.1 DATOS DE VIENTO

El primer factor que se estudia es el recurso eólico. Se observa su velocidad media, su variabilidad y su direccionalidad. La velocidad media debe ser elevada, las variaciones diurnas y estacionales deben ser aceptables y los vientos deben presentar pocos valores extremos que puedan comprometer la seguridad de la estructura del aerogenerador.

En cuanto a la velocidad, para que un aerogenerador sea eficiente, esta debe ser superior a los 6 m/s a alturas mayores que 100 m. Con este primer criterio se puede realizar una primera criba de territorios que resultan aptos para la instalación de parques eólicos. Se realiza un primer estudio empleando el atlas de viento ofrecido por la web *Global Wind Atlas*, desarrollado por la Universidad Técnica de Dinamarca. Esta web ofrece datos de viento de todo el mundo y permite conocer su velocidad, variabilidad y dirección. La Figura 22 muestra el mapa de velocidades de viento de la Península Ibérica.

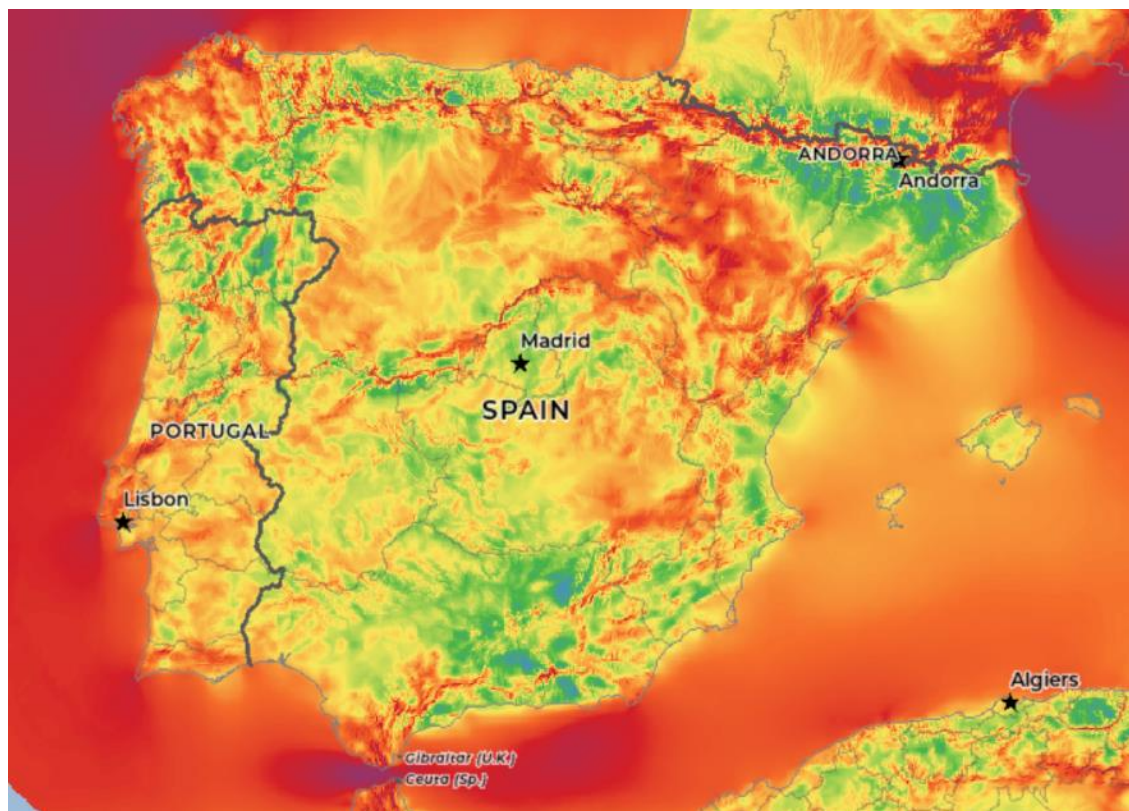


Figura 22: Mapa de vientos de la Península Ibérica [14]

En esta figura se observa en colores rojos y morados aquellos lugares con mayor velocidad media de viento. Mirando el mapa, dentro de España destacan las zonas de Aragón, Galicia, norte de Castilla y León y este de Castilla la Mancha.

Los datos ofrecidos por *Global Wind Atlas* en el emplazamiento elegido muestran una velocidad media de 8.3 m/s a una altura de 100 m. Otro dato importante que se presenta es la direccionalidad del viento. En la Figura 23 se muestra la rosa de la frecuencia del viento, e indica que la dirección predominante del viento es 270°. Este dato es tenido en cuenta a la hora de elegir la orientación de los aerogeneradores.

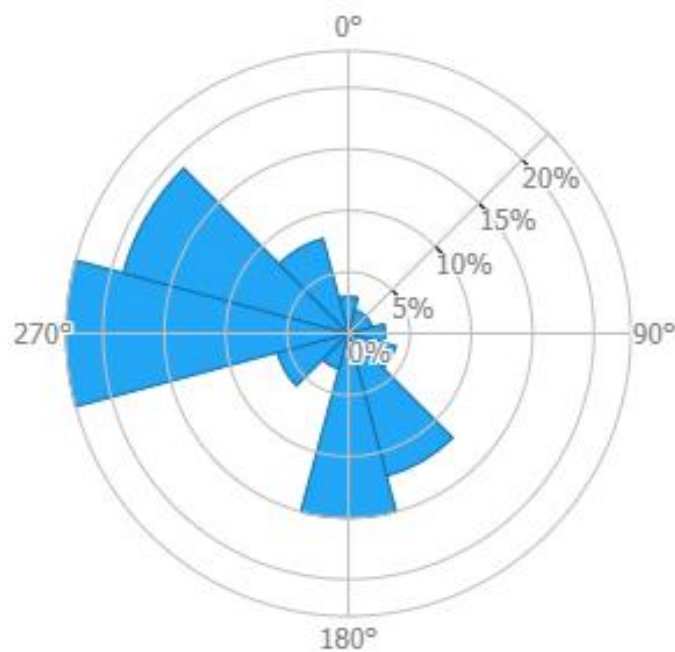


Figura 23: Rosa de la frecuencia del viento en el emplazamiento elegido. [14]

Cabe destacar que la información ofrecida por *Global Wind Atlas* sirve para realizar una primera aproximación a los datos de viento en el emplazamiento. Más adelante en el proyecto se realiza una segunda estimación con datos más precisos proporcionados por la empresa *Vortex* para la realización de este proyecto.

3.2 OROGRAFÍA

La orografía en el que se ubica el parque eólico no puede ser excesivamente abrupta ni demasiado rocosa. Un terreno desfavorable complica excesivamente la construcción del parque. Los accesos tanto para la construcción como para el mantenimiento serían complicados y el coste del parque aumentaría sustancialmente. Otro factor considerado es la pendiente del terreno. El desnivel no debe superar el 20%. Para comprobar que el emplazamiento elegido cumple con las características necesarias se recurre al mapa que ofrece el Instituto Geográfico Nacional y que se muestra en la Figura 24.



En el mapa se muestra como el emplazamiento elegido presenta poco desnivel. No obstante; la ubicación de los aerogeneradores se elige aprovechando los lugares de mayor altitud.

En cuanto al tipo de terreno, el del emplazamiento es arcilloso. No es rocoso y es por tanto válido para la implantación de los aerogeneradores. La Figura 25 es también extraída del IGN y muestra los diferentes tipos de terreno predominantes en la Península.



Figura 25: Mapa litográfico de la Península Ibérica del IGN [15]

3.3 PROTECCIÓN DE RESERVAS NATURALES

En la selección del emplazamiento se vigila también que este no se encuentre ubicado dentro de ningún espacio natural protegido y que por tanto respete el entorno en el que se encuentra. En la Figura 26 se presenta un mapa proporcionado por el Ministerio de Transición Ecológica en el que se detallan los Espacios Naturales protegidos de España.

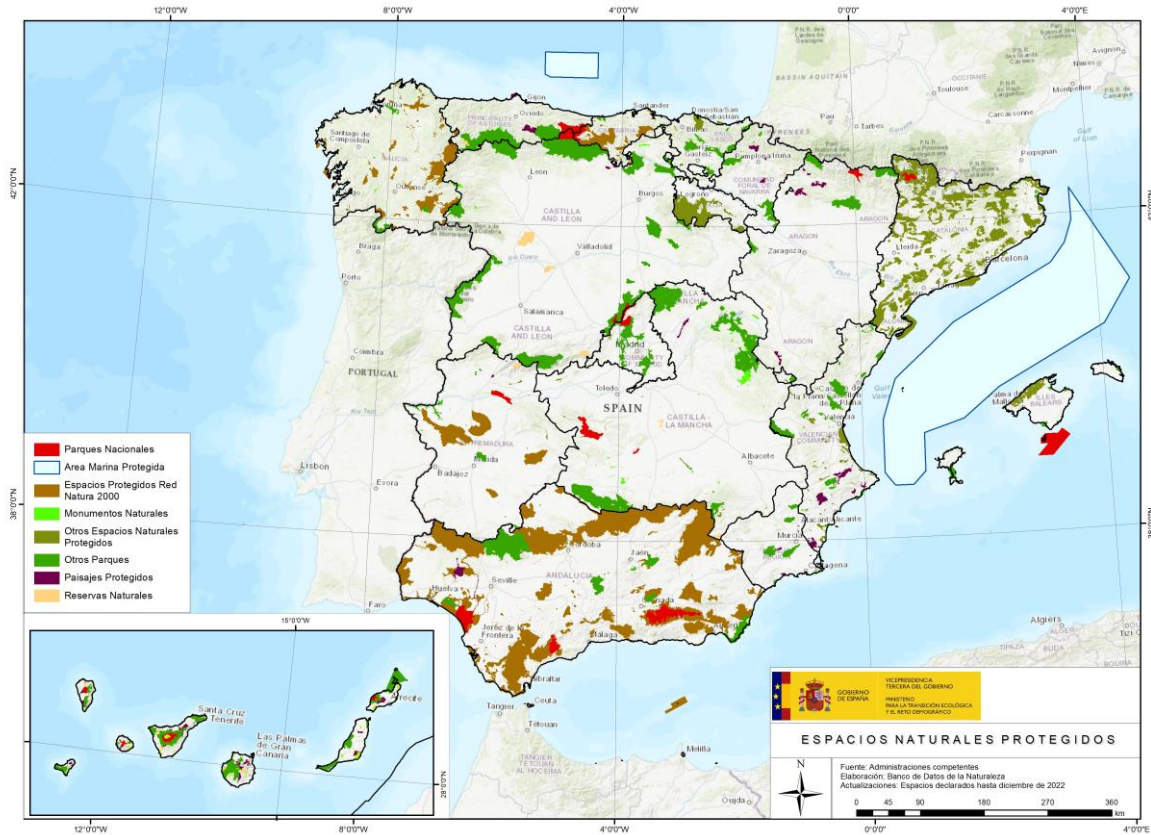


Figura 26: Mapa del Ministerio de Transición Ecológica de los espacios naturales protegidos de España [16]

Sobre el mapa de la Figura 27 se marca la posición del parque eólico del proyecto y se comprueba que este no está ubicado dentro de un espacio natural protegido.



Figura 27: Mapa de España (IGN) [15]

3.3.1 IMPACTO AMBIENTAL

Aun respetando los espacios naturales protegidos, independientemente del emplazamiento elegido se busca minimizar el impacto ambiental en la zona.

En general, el efecto de la eólica sobre el medioambiente es positivo, pues supone una fuente de energía limpia. No obstante, a nivel local tiene un impacto negativo sobre el paisaje y sobre la flora y la fauna, en especial las aves, que pueden sufrir un mayor perjuicio. Este impacto debe tratarse de minimizar.

3.4 ACCESOS

Para facilitar la obra civil es necesario que el emplazamiento cuente con vías de acceso que permitan la entrada de los elementos de los aerogeneradores, así como la maquinaria necesaria para la realización de la obra. El acceso se realiza mediante carretera. En la Figura 28 se detalla el acceso principal que conduce hasta el emplazamiento donde se ubica el parque. Se trata de la carretera CM-313.

Desde la carretera existen caminos de tierra que facilitan la llegada al emplazamiento y que son aprovechados para las labores de construcción del parque eólico. En la Figura 29 se muestran marcados estos caminos y en la 30 una vista de ellos desde Google Earth Pro.

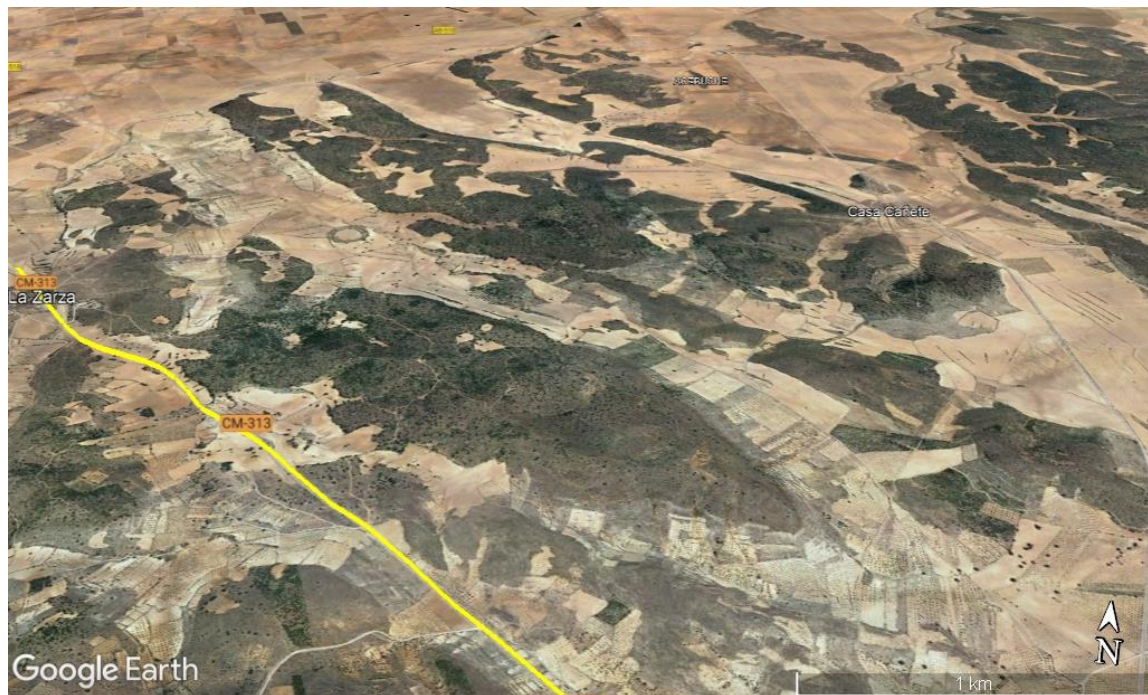


Figura 28: Detalle de la carretera de acceso al emplazamiento



Figura 29: Caminos de tierra desde la carretera al emplazamiento



Figura 30: Vista desde Google Earth del acceso por camino de tierra al emplazamiento

3.5 UBICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

Para ubicar los aerogeneradores se aprovechan los puntos más altos dentro del emplazamiento. Se considera también la dirección del viento para orientarlos según la dirección dominante del viento (Figura 23). En las Figura 31 y 32 se muestra la disposición de los aerogeneradores sobre el terreno.

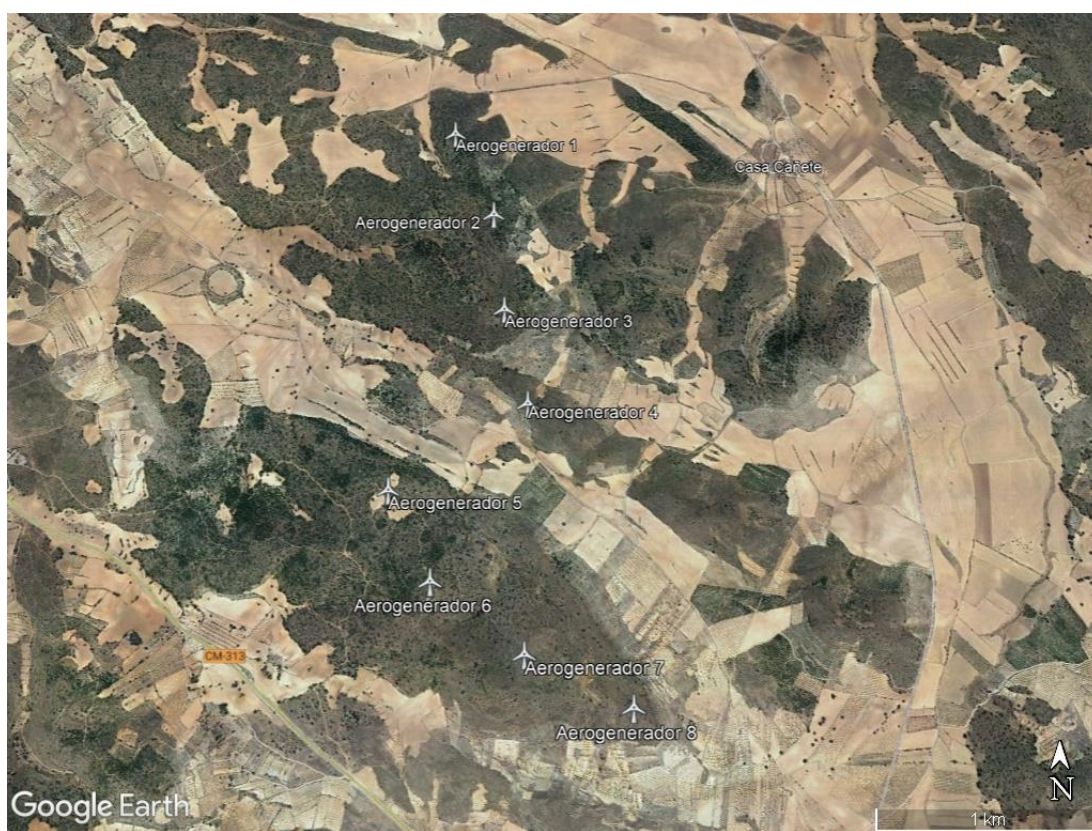


Figura 31: Posición de los aerogeneradores sobre el emplazamiento



Figura 32: Detalle posición aerogeneradores

Para minimizar las pérdidas que se producen por las turbulencias en el aire por efecto estela al colocar aerogeneradores próximos, se guarda una distancia de al menos 500 m entre aerogeneradores en la misma alineación (1-2-3-4 y 5-6-7-8) y al menos 1500 m entre ambas alineaciones.

Las coordenadas exactas de los aerogeneradores se detallan en la Tabla 1 empleando coordenadas UTM. La zona para las coordenadas UTM es la 30S. También se detalla la altura de los aerogeneradores.

Aerogenerador	Coordenadas UTM		Altitud sobre el terreno (m)
	X (m)	Y (m)	
1	583.316,00	4.294.674,00	901
2	583.525,63	4.294.218,66	939
3	583.588,34	4.293.721,06	942
4	583.710,31	4.293.247,64	948
5	583.064,10	4.292.817,31	914
6	583.281,70	4.292.392,35	1028
7	583.716,56	4.292.072,06	1034
8	584.206,10	4.291.846,54	1026

Tabla 1: Posición y altura de los aerogeneradores

La distancia entre los aerogeneradores más alejados es de 2900 m. El que se encuentra a mayor altura es el Aerogenerador 7, a 1034 m y el que se encuentra a menor es el 1, a 901 m. Se trata de alturas razonablemente altas que permiten un mejor aprovechamiento del recurso eólico disponible.

En la Figura 33 se señalan en amarillo las líneas que separan los aerogeneradores de la misma alineación. Todas ellas miden más de 500 m. En verde se señala la distancia entre alineaciones, mayor que 1500 m. Por último, se señala con circunferencias rojas de radio 1 km los núcleos urbanos cercanos. La distancia de un kilómetro es la mínima que ha de separar el parque eólico de los núcleos urbanos para minimizar su impacto sobre ellos.



Figura 33: Distancias entre aerogeneradores y a núcleos urbanos

Capítulo 4. ESTUDIO DE LOS DATOS DE VIENTO

Tras un primer análisis realizado con los datos de *Global Wind Atlas* se realiza un segundo estudio más preciso a partir de los datos cedidos por la empresa *Vortex*. Estos datos constan de una serie virtual con información sobre velocidad, dirección, temperatura, densidad y presión del viento. La serie recoge los datos de 10 años en intervalos de una hora, desde 2012 a 2022. Esta serie tan detallada permite realizar estimaciones precisas a futuro.

En un caso ideal, se colocarían anemómetros en el emplazamiento que recogerían mediciones durante años. En el caso de este proyecto se toman los datos de la serie virtual de *Vortex* que proporciona los datos en un punto del emplazamiento, en este caso del Aerogenerador 6.

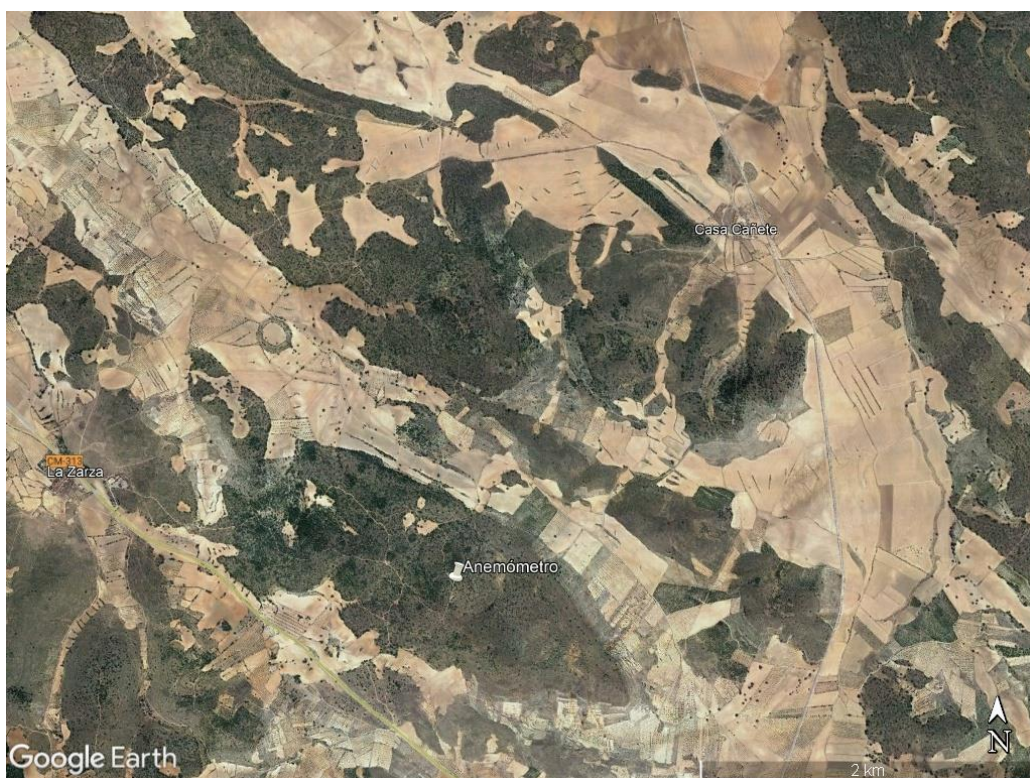


Figura 34: Detalle posición anemómetro (Zona 30 S, 583281.70 m E, 4292392.35 m N)

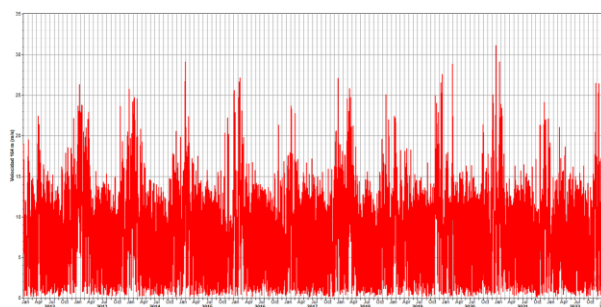
Los datos cedidos por *Vortex* son analizados con el software *Windographer*, que permite realizar análisis y cálculos estadísticos sobre la serie de datos de viento.

Las alturas de buje de los diferentes modelos de aerogeneradores presentados en el capítulo 2.3 son las siguientes: 175 m para el aerogenerador Vestas, 165 m para Siemens Gamensa y 164 m para Nordex. Se trata de aerogeneradores de última tecnología con alturas de buje muy elevadas que permiten un mejor aprovechamiento del recurso eólico.

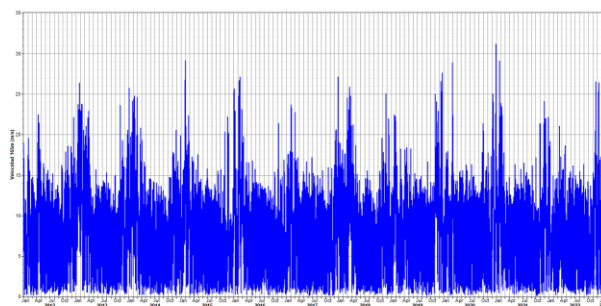
La serie de datos de *Vortex* se toma a las alturas de buje de los aerogeneradores y se analizan mediante *Windographer*.

4.1 VELOCIDAD DEL VIENTO

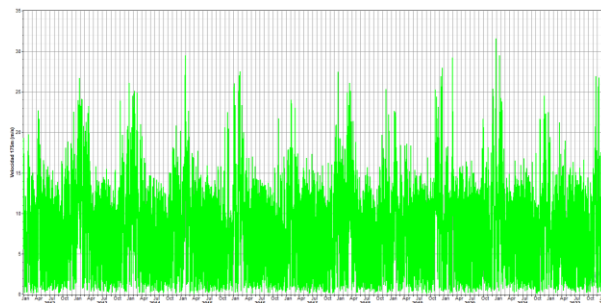
Al introducir los datos de viento en *Windographer* se comprueba la gran variabilidad de los mismo. En la Figura 35 se presentan los datos de velocidad totales a las alturas de buje de los tres aerogeneradores que se comparan, donde puede apreciarse como en una serie tan amplia (intervalos de una hora durante 10 años) existen grandes variaciones.



164 m



165 m



175 m

Figura 35: Datos de velocidad viento totales a las alturas de buje de los aerogeneradores

Esta gran variabilidad de los datos sugiere emplear otros métodos para realizar un análisis más exhaustivo del recurso eólico. El software *Windographer* realiza cálculos estadísticos que facilitan esta tarea. Otra de las ventajas del software es que tiene la capacidad de detectar datos erróneos y outliers para hacer cálculos con mayor precisión. Se presenta a continuación los valores medios anuales y diarios.

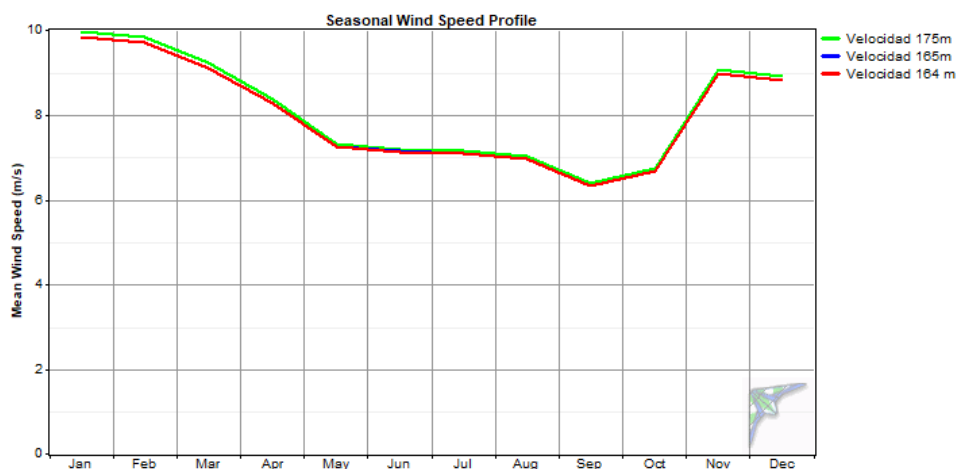


Figura 36: Velocidad media mensual a las alturas de buje

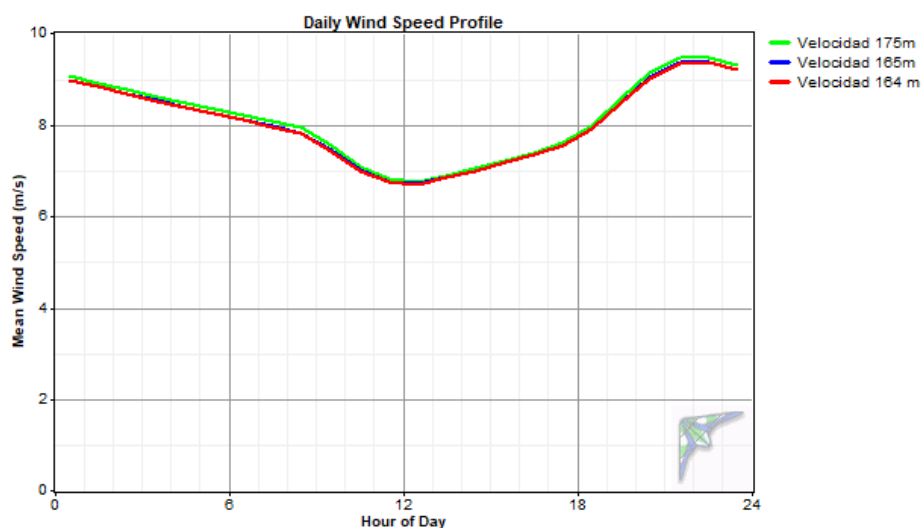


Figura 37: Velocidad media horaria a las alturas de buje

Las velocidades medias según la altura de buje son las siguientes:

- 175 m: 8,112 m/s
- 165 m: 8,033 m/s
- 164 m: 8,025 m/s

Aunque los valores medios nos dan información útil sobre las condiciones de viento en el emplazamiento, en las Figuras 36 y 37 se ve como existen variaciones considerables según la estación y la hora del día. Se comprueba como los meses de invierno cuentan con una velocidad de viento mayor y que a lo largo del día las horas iniciales y finales del día son aquellas con una velocidad mayor.

4.2 ROSA DE LOS VIENTOS

La rosa de los vientos es un diagrama que proporciona información acerca de la dirección del viento. El software *Windographer* proporciona la rosa de los vientos a partir de la serie temporal de datos de viento de *Vortex*.

Con la información de velocidad y dirección se puede elegir de manera óptima la dirección en la que se colocarán los aerogeneradores para aprovechar al máximo el recurso eólico en el emplazamiento.

Existen tres tipos de rosas de viento: de frecuencia, que proporciona información sobre la dirección dominante del viento; de energía, que muestra la cantidad de energía que se puede aprovechar del viento en cada dirección; y de velocidad, que permite identificar la velocidad según su dirección.

4.2.1 ROSA DE LOS VIENTOS DE FRECUENCIA

La rosa de los vientos de frecuencia informa sobre cuál es la dirección dominante del viento. Se realiza un análisis estadístico que tiene como resultado las direcciones más habituales del viento. Los aerogeneradores se colocarán perpendicularmente a esta dirección.

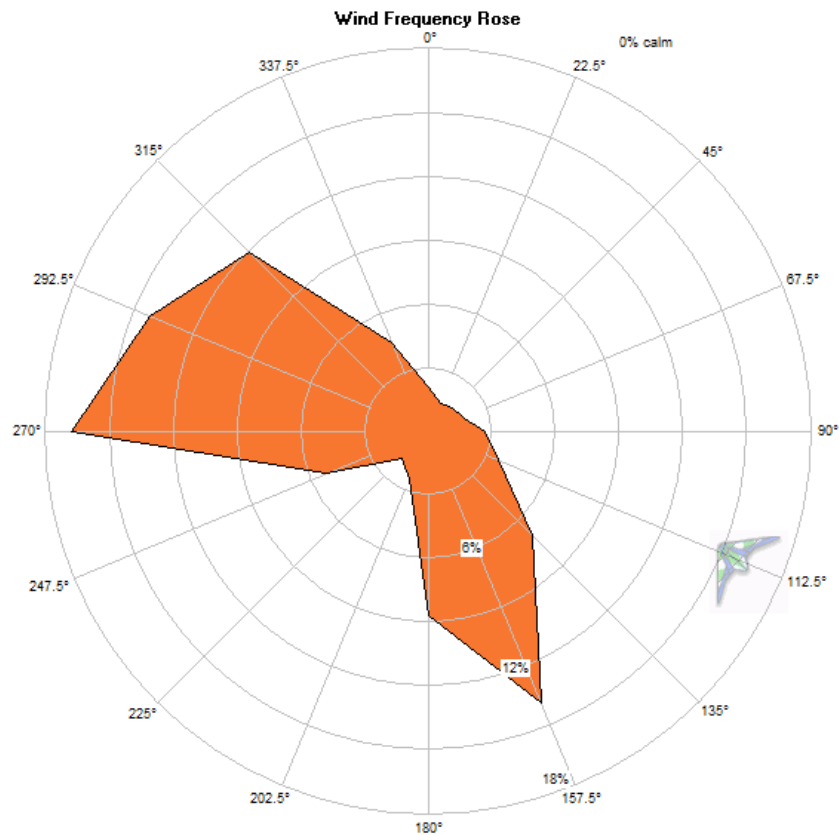


Figura 38: Rosa de los vientos de frecuencia

La rosa de los vientos de frecuencia muestra que la dirección dominante del viento es la de 270°. Se muestra también la rosa de los vientos de frecuencia por meses, en la que se confirma que la dirección dominante es la de 270°, aunque existe una componente significativa a 157, 5°.

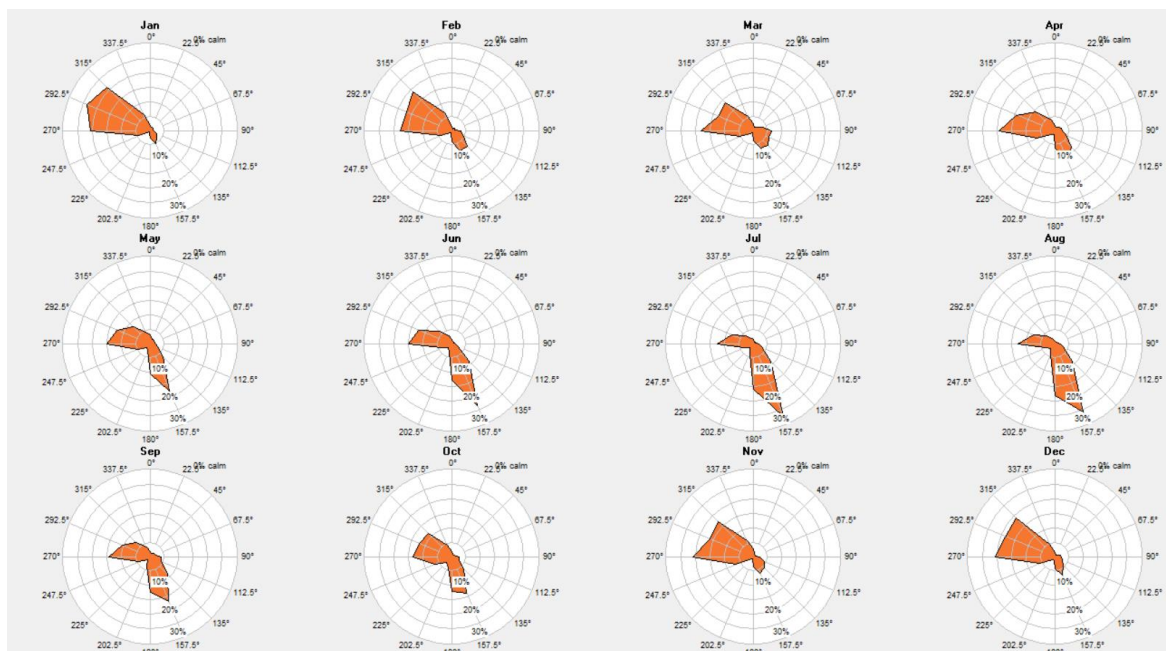


Figura 39: Rosa de los vientos de frecuencia por meses

4.2.2 ROSA DE LOS VIENTOS DE ENERGÍA

La rosa de los vientos de energía proporciona información acerca de la energía aprovechable del viento según la dirección. En la Figura 40 se presenta la rosa de los vientos de energía del viento en el emplazamiento. Como sucedía con la rosa de los vientos de frecuencia, la dirección dominante del viento vuelve a ser la de 270°.

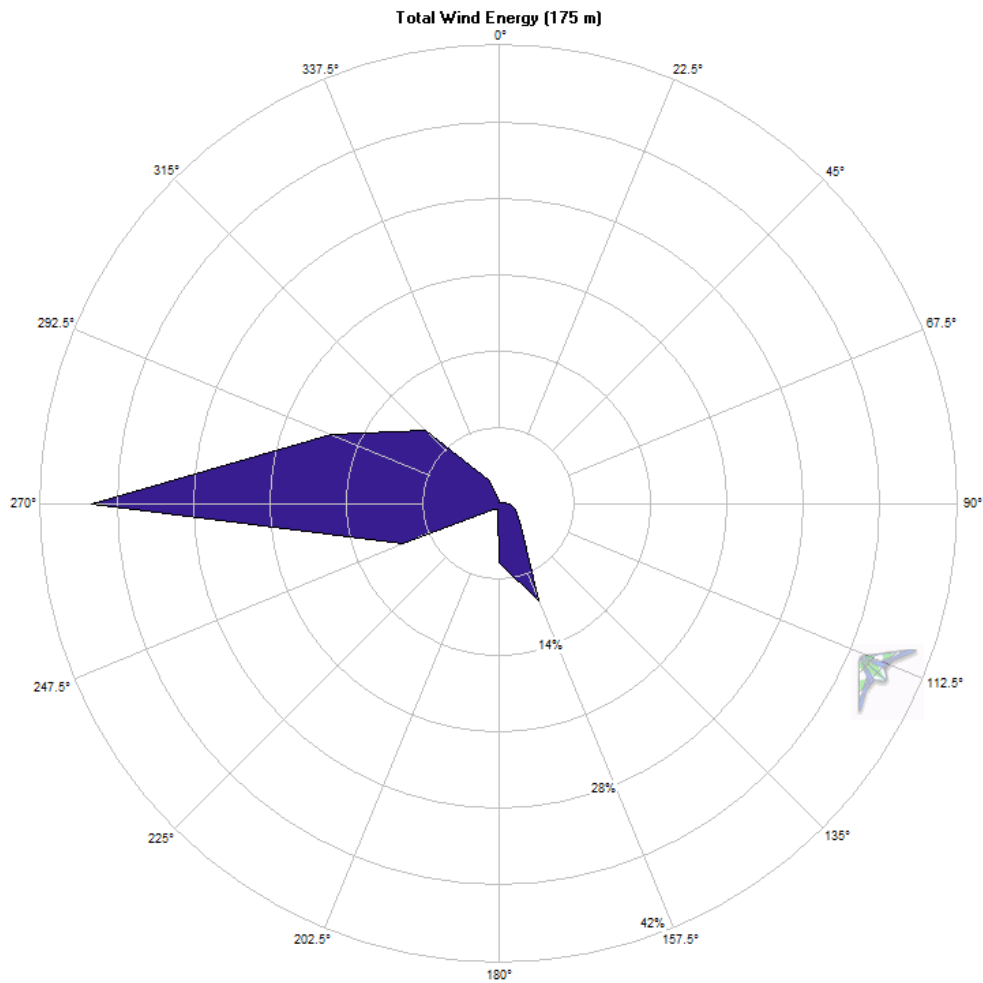


Figura 40: Rosa de los vientos de energía

Se presenta también las diferentes rosas de los vientos de energía separadas por meses.

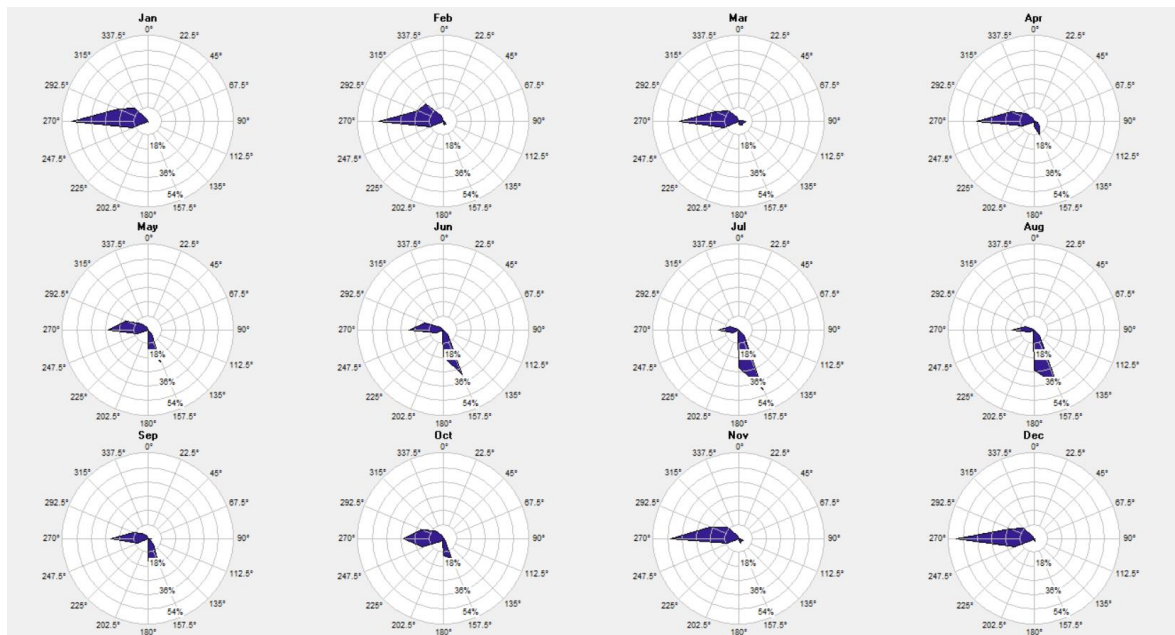


Figura 41: Rosa de los vientos de energía por meses

4.2.3 ROSA DE LOS VIENTOS DE VELOCIDAD

Se presenta por último la rosa de los vientos de velocidad, tanto de la serie completa como separa por meses.

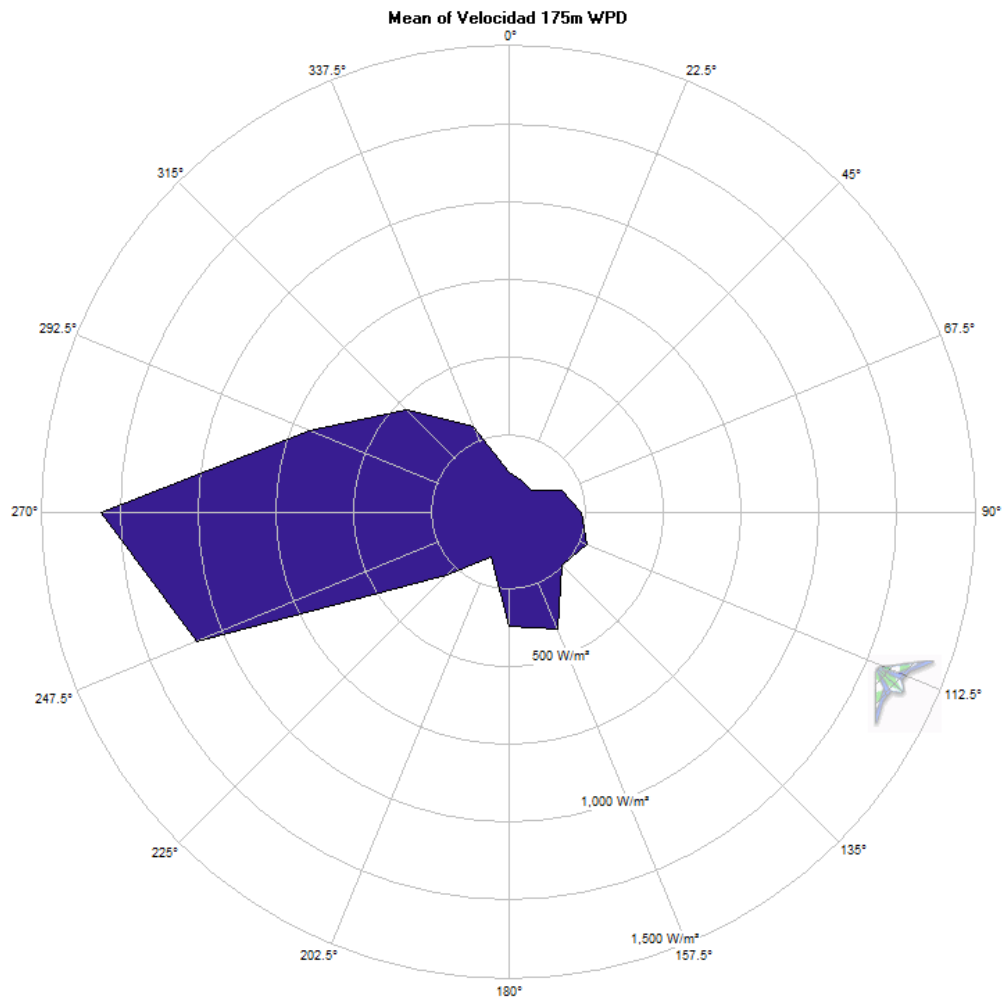


Figura 42: Rosa de los vientos de velocidad

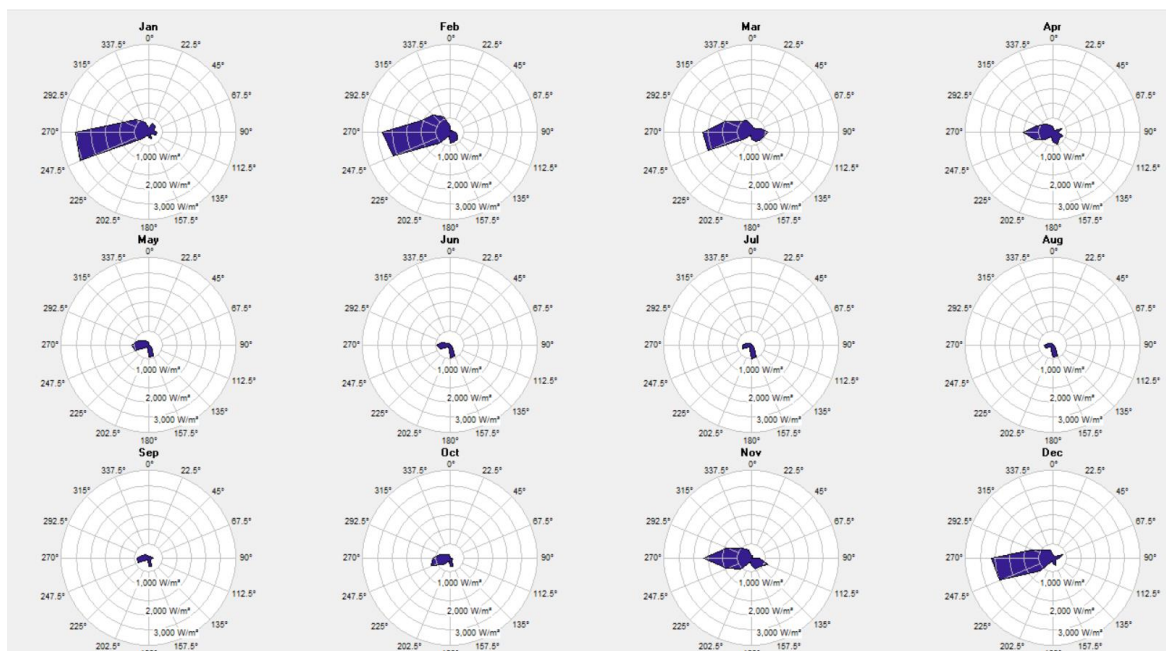


Figura 43: Rosa de los vientos de velocidad separada por meses

A la luz de esos resultados se decide posicionar los aerogeneradores perpendicularmente a la dirección de 270°, para obtener el máximo aprovechamiento del recurso eólico del emplazamiento.

4.3 FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

La distribución de Weibull es otro de los cálculos estadísticos que proporciona *Windographer*. Esta distribución permite conocer la probabilidad de que cierta velocidad de viento se encuentre dentro de un intervalo. Esta distribución se define según los parámetros k y c , siendo k el coeficiente de forma y c el de escala.

El coeficiente k da información sobre cómo es la distribución de los datos. Un valor de k igual a 3 se corresponde con una distribución normal. Un valor inferior a este límite implica una asimetría en la distribución de los datos.

Por su parte, el parámetro c marca qué dato se corresponde con el percentil 63,2 de la serie.

Es interesante realizar este estudio pues marca cómo se distribuyen las velocidades. Valores de velocidad demasiado bajos implican que los aerogeneradores no puedan generar energía y valores de velocidad muy altos darían lugar al bloqueo de las palas del aerogenerador por motivos de seguridad.

La distribución de Weibull del emplazamiento se muestra en la Figura 44. Los valores de k y c son, respectivamente 1,90 y 9,14 m/s. La distribución de Weibull se presenta en intervalos de 0,5 m/s.

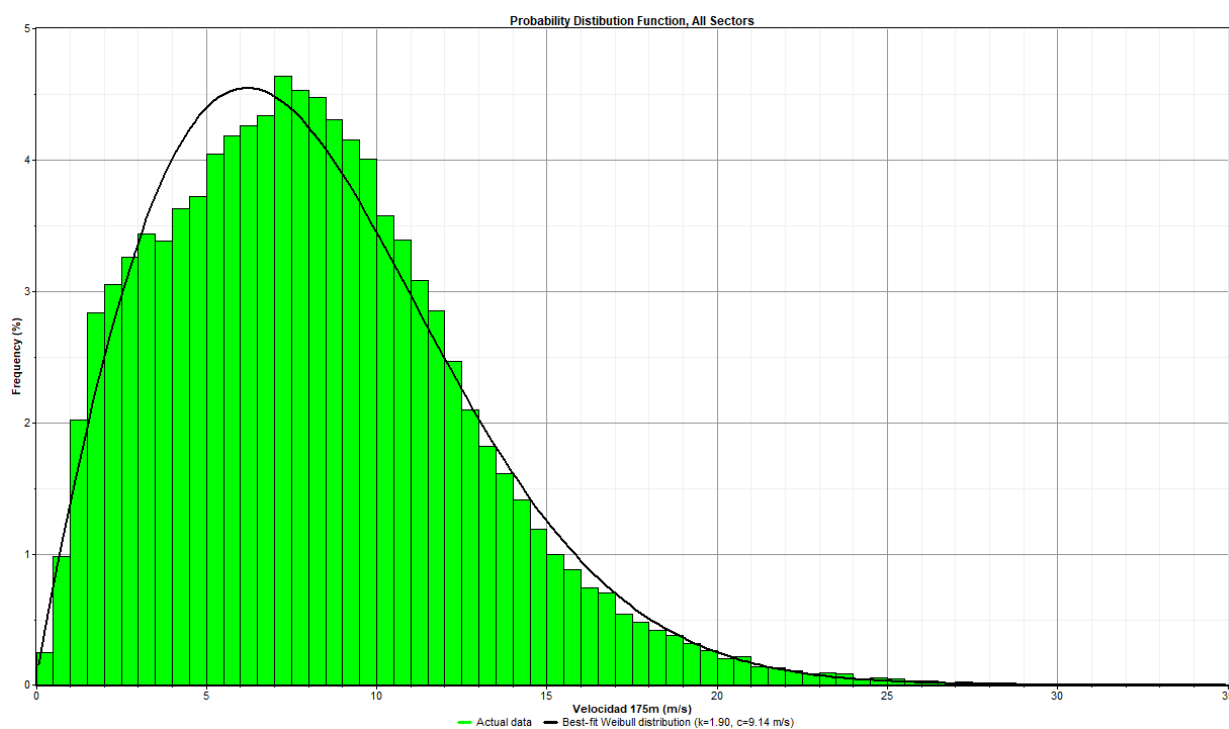


Figura 44: Distribución de Weibull del emplazamiento

Del mismo modo se presenta la distribución de Weibull separada por meses en el emplazamiento para identificar posibles valores singulares.

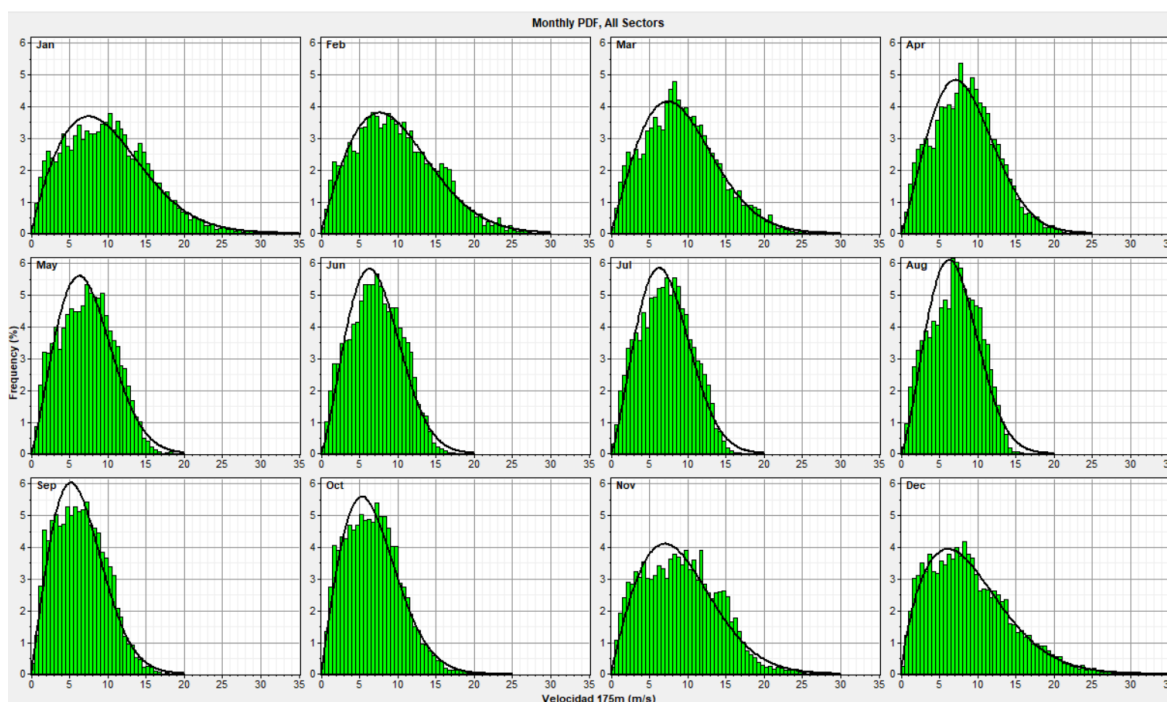


Figura 45: Distribución de Weibull por meses

De este estudio se extrae que la velocidad más habitual es la de 7,5 m/s, siendo esta apropiada para la instalación de aerogeneradores y el aprovechamiento del recurso eólico.

Del mismo modo, un valor de c de 9,14 implica que las velocidades extremas que pudieran comprometer la seguridad de las máquinas son residuales.

4.4 FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD ACUMULADA

La función de distribución de probabilidad acumulada manifiesta cuál es la probabilidad de que cierta variable, en este caso la velocidad del viento en el emplazamiento tome un valor inferior a cierto umbral.

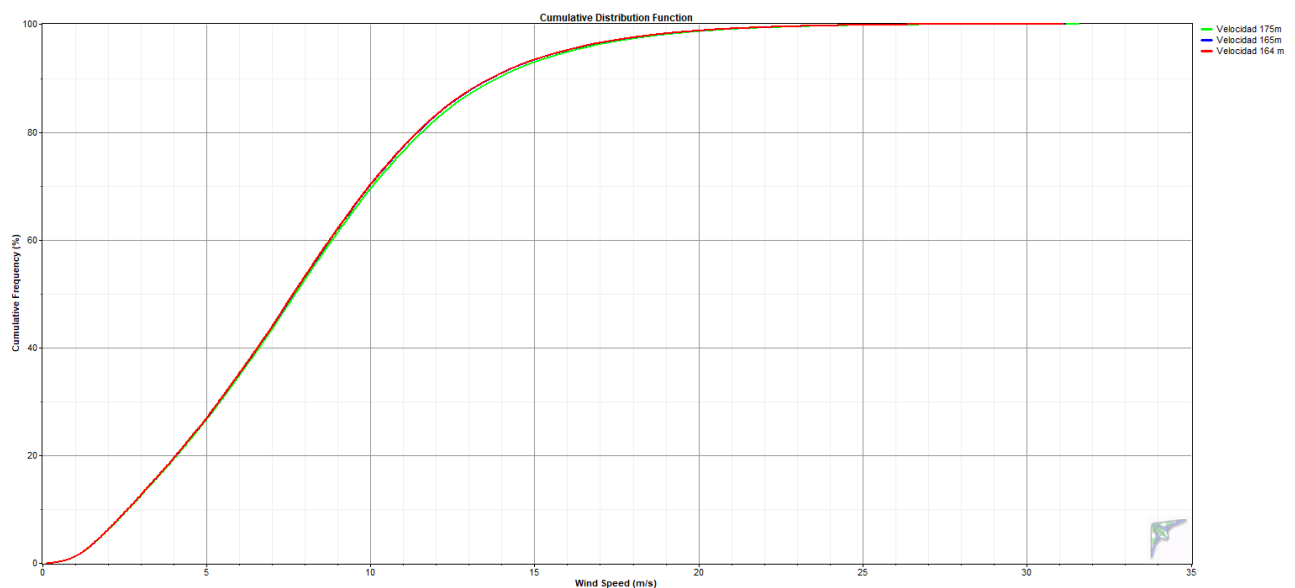


Figura 46: Función de distribución de probabilidad acumulada

En la Figura 46 se aprecia como datos de velocidad superiores a 20 m/s son poco frecuentes y como los valores bajos se dan también con poca frecuencia.

4.5 DIAGRAMA DE CAJAS

El diagrama de cajas proporciona información sobre los valores máximos, mínimos y medios. Sirve de muestra de la dispersión de los valores de velocidad del viento. También da información sobre valores extremos.

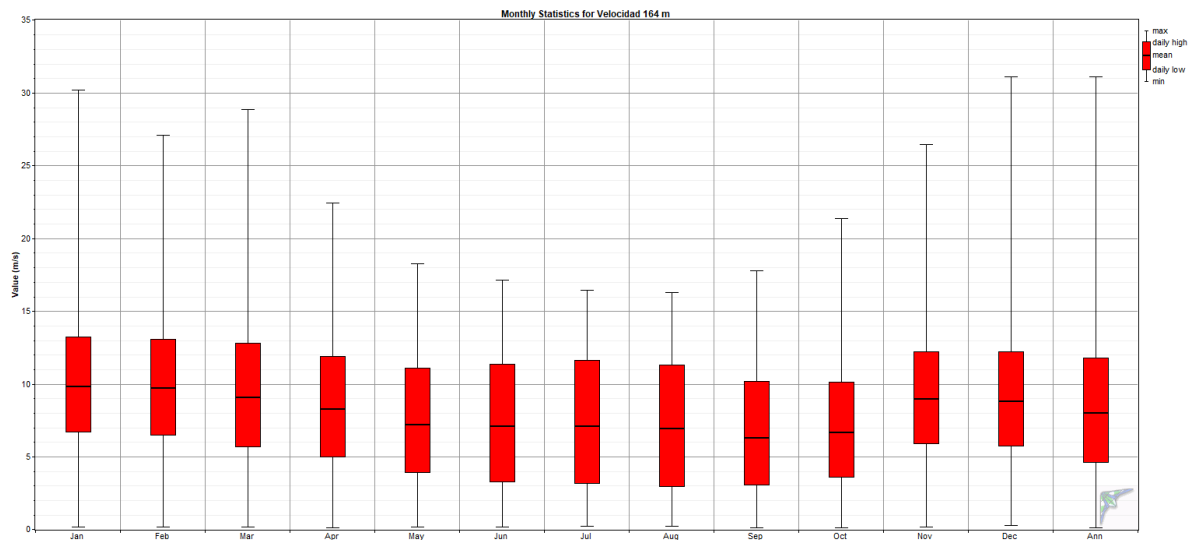


Figura 47: Gráfico de cajas de la velocidad del viento

El estudio con *Windographer* de los datos del viento permite concluir que las condiciones de velocidad, dirección y variabilidad del viento hacen del emplazamiento elegido un lugar apropiado para la implantación de aerogeneradores. En la Tabla 2 se muestra un resumen con los datos más relevantes, obtenidos con *Windographer*.

Variable	Altura de buje		
	175 m	165 m	164 m
Velocidad media (m/s)	8,112	8,033	8,025
Velocidad mediana (m/s)	7,712	7,656	7,650
Velocidad mínima (m/s)	31,573	31,162	31,120
Velocidad máxima (m/s)	0,124	0,124	0,125
Weibull k	1,904	1,913	1,914
Weibull c	9,139	9,051	9,042

Tabla 2: Tabla resumen datos Windographer

Capítulo 5. SIMULACIÓN CON WAsP

En este capítulo se presenta la simulación realizada con el software *WAsP*, desarrollado por la Universidad Técnica de Dinamarca, que permite estudiar el recurso eólico y calcular el rendimiento y la eficiencia de aerogeneradores. El software toma como datos de partida una serie temporal con la información de la velocidad y dirección del viento, datos de la orografía y rugosidad del terreno y las curvas de potencia y coeficientes de empuje de los aerogeneradores.

5.1 DATOS DE VIENTO

Para realizar la simulación con *WAsP* se emplea la serie de datos cedida por la empresa *Vortex*. De esta serie de datos se toma para realizar la simulación: la velocidad del viento, su dirección y la densidad del aire. El dato de densidad de aire es necesario a la hora de elegir aerogenerador, pues tanto la curva de potencia como el coeficiente de empuje varían según la densidad del viento.

Para introducir los datos en *WAsP* es necesario que estos estén en un formato propio, es por ello por lo que previamente a la simulación han de pasar por la herramienta *WAsP Climate Analyst* que ofrece el propio software. Esta herramienta, además de adecuar los datos al formato pertinente ofrece un estudio estadístico sobre el recurso eólico. En la Figura 48 se muestra este análisis, que viene a confirmar lo ya estudiado en el capítulo anterior: variabilidad de los datos de velocidad a lo largo de la serie temporal de 10 años y dirección dominante de 270°.

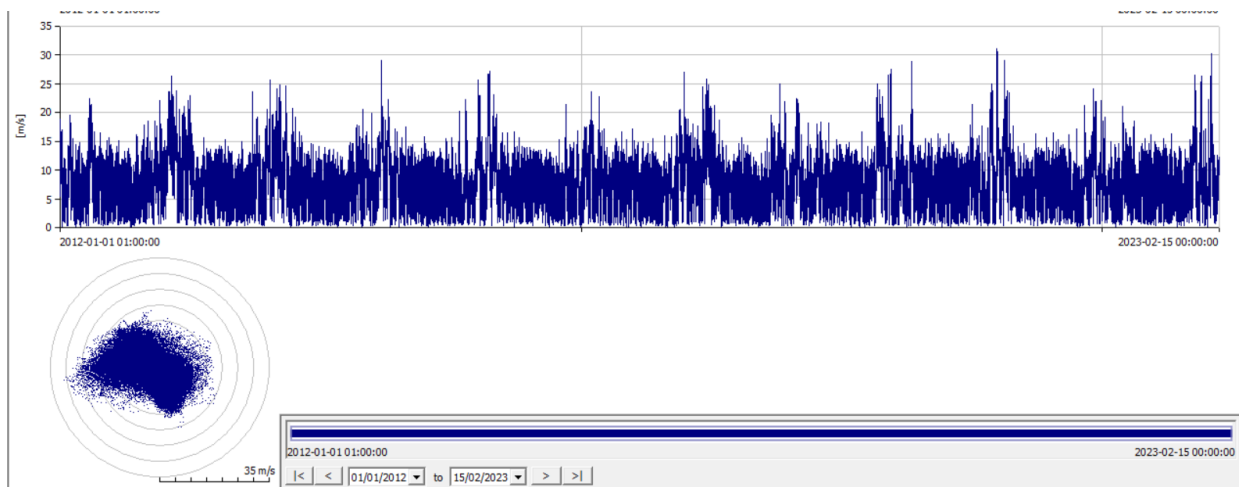


Figura 48: Análisis estadístico de los datos de viento realizado con WAsP Climate Analyst. Como se van a comparar tres aerogeneradores distintos con la finalidad de encontrar el óptimo, este tratamiento de datos con *WAsP Climate Analyst* se ha de realizar tres veces, una por cada altura de buje de los aerogeneradores.

Al introducir los datos, el software proporciona también una rosa de los vientos de frecuencia y una función de distribución de Weibull, que se muestran en la Figura 49.

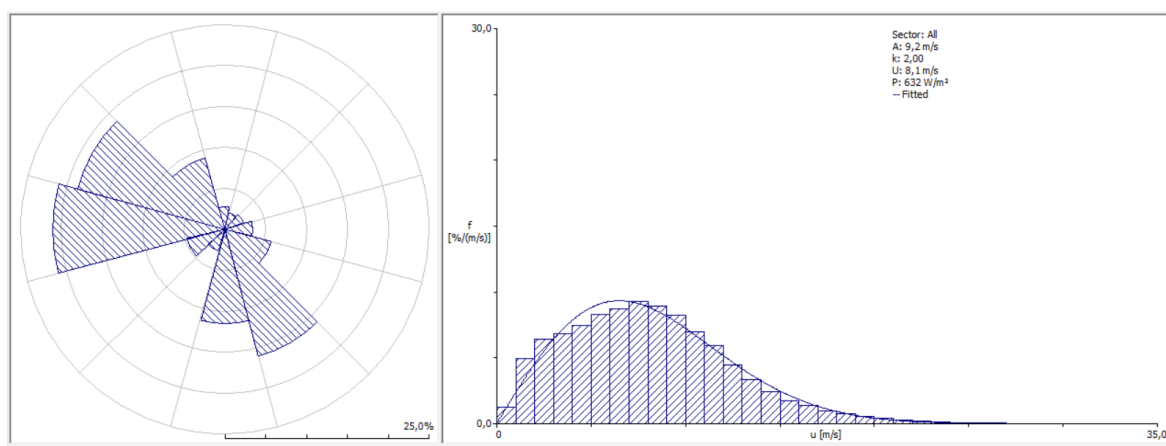


Figura 49: Rosa de los vientos de frecuencia y Distribución de Weibull

WAsP Climate Analyst también permite identificar datos erróneos o valores fuera de rango. En el caso de este proyecto, cada una de las series a las diferentes alturas de buje de los aerogeneradores presenta un total de 97.512 datos de los cuales el software toma como válidos el 100%.

Es también necesario proporcionar al software las coordenadas exactas del punto en el cual se han tomado los datos de velocidad y dirección del viento. En el caso de este proyecto este anemómetro virtual se ha colocado coincidiendo con la ubicación del Aerogenerador 6, en las coordenadas UTM: 583281.70 m E, 4292392.35 m N (Zona 30 S).

5.2 OROGRAFÍA Y RUGOSIDAD

Para realizar la simulación se introduce en *WAsP* los datos del terreno. Se toma un mapa con las curvas de nivel del emplazamiento, que proporciona al software información de las variaciones de altura de la ubicación. También se dota al software de información de la rugosidad del terreno.

Para introducir estos datos en *WAsP*, se deben tratar primero con la herramienta *WAsP Map Editor*. Esta herramienta permite unir los datos de las curvas de nivel con los de rugosidad. También permite georreferenciar el mapa para poder posteriormente unir estos datos con los de viento previamente introducidos. Para ajustar correctamente los mapas de curvas de nivel y el de rugosidad, la herramienta *WAsP Map Editor* permite introducir una imagen de fondo también georreferenciada para una precisa incorporación de ambos mapas al software.

El mapa de curvas de nivel es el que se presenta en la Figura 50. Las curvas de nivel tienen una diferencia de altura de dos metros, lo que dota a la simulación de una mayor fiabilidad.

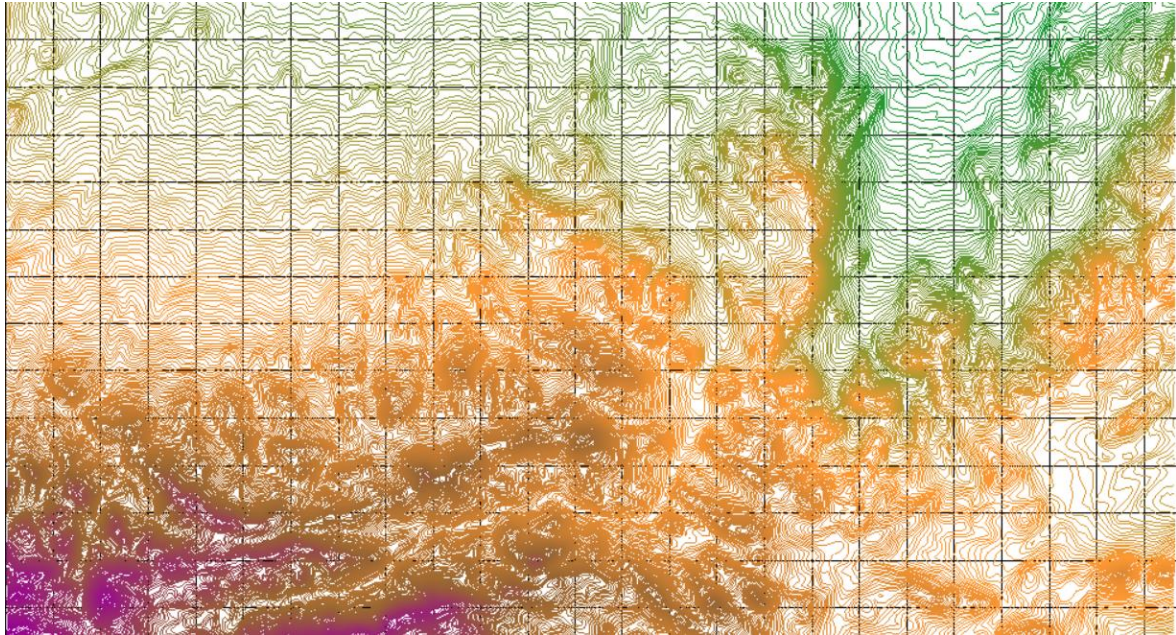


Figura 50: Mapa de curvas de nivel del emplazamiento

En la Figura 51 se presentan juntas las curvas de nivel, las líneas de rugosidad y la imagen de fondo georreferenciada.

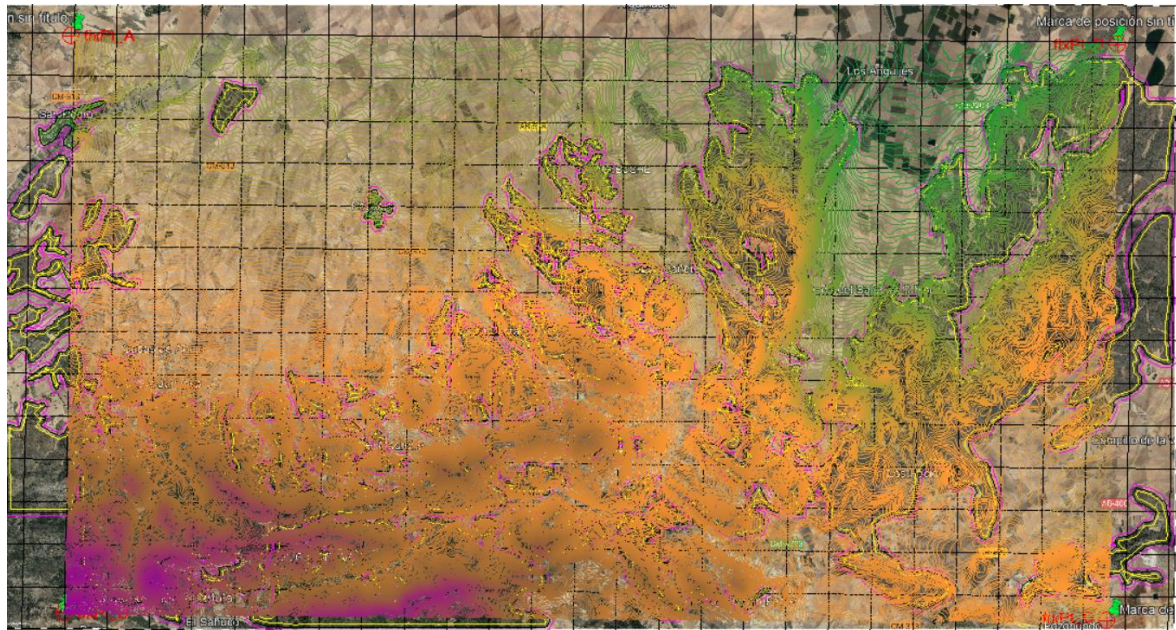


Figura 51: Mapa con imagen georreferenciada, curvas de nivel y rugosidad del emplazamiento

Para los datos de rugosidad, se toman los valores de la Figura 5, en la que esta propiedad se definía mediante el parámetro Z_o . En las zonas abiertas el valor de Z_o oscila entre 0,01 y 0,03 metros. En aquellos lugares con mayor cobertura vegetal, zonas semiabiertas, el valor de Z_o va desde 0,6 a 0,7 metros. En la Figura 52 se muestran imágenes de Google Earth en las que se observa el tipo de terreno que existe en el emplazamiento.



Figura 52: Imágenes del terreno

Una vez obtenidos los datos de orografía y rugosidad del terreno, y habiéndolos tratado con *WAsP Map Editor*, se pueden introducir en *WAsP* para ser considerados en la simulación.

5.3 AEROGENERADORES

Para obtener el máximo beneficio y la máxima eficiencia del parque eólico presentado en el proyecto se busca emplear la mejor tecnología de las opciones posibles. En este proyecto se estudian tres aerogeneradores distintos y se selecciona el que con las condiciones dadas obtiene mejores resultados.

Los datos de los aerogeneradores que se van a comparar simulando su rendimiento con *WAsP* se introducen en el software mediante la herramienta *WAsP Turbine Editor*. Esta herramienta permite definir aerogeneradores para ser posteriormente utilizados en simulaciones con *WAsP*. *WAsP Turbine Editor* define los aerogeneradores a partir de su altura de buje, el diámetro de las palas y su curva de potencia y coeficiente de empuje. Las curvas de potencia se obtienen de los catálogos de los fabricantes, sin embargo; este dato varía según la densidad del aire en el emplazamiento en el que se ubique el aerogenerador. Esta información forma parte de los datos cedidos por la empresa *Vortex* y para el emplazamiento de estudio de este proyecto su valor es de $1,085 \text{ kg/m}^3$. Este dato se puede obtener junto con otros acerca de las condiciones ambientales usando *Windographer*, que

los calcula a partir de la serie de *Vortex*. En la Tabla 3 se encuentran estas condiciones ambientales.

Variable	Valor
Temperatura media	13,1 °C
Presión media	891,3 hPa
Densidad media del aire	1,085 kg/m ³

Tabla 3: Condiciones ambientales del emplazamiento

Para realizar la simulación se proporciona al software la ubicación de los aerogeneradores. Esta se presenta en la Tabla 4.

Aerogenerador	Coordenadas UTM (Zona 30S)	
	X (m)	Y (m)
1	583.316,00	4.294.674,00
2	583.525,63	4.294.218,66
3	583.588,34	4.293.721,06
4	583.710,31	4.293.247,64
5	583.064,10	4.292.817,31
6	583.281,70	4.292.392,35
7	583.716,56	4.292.072,06
8	584.206,10	4.291.846,54

Tabla 4: Posición de los aerogeneradores

En la Figura 53 se observa la ubicación de los aerogeneradores, así como la del anemómetro, sobre el mapa de curvas de nivel y rugosidad.

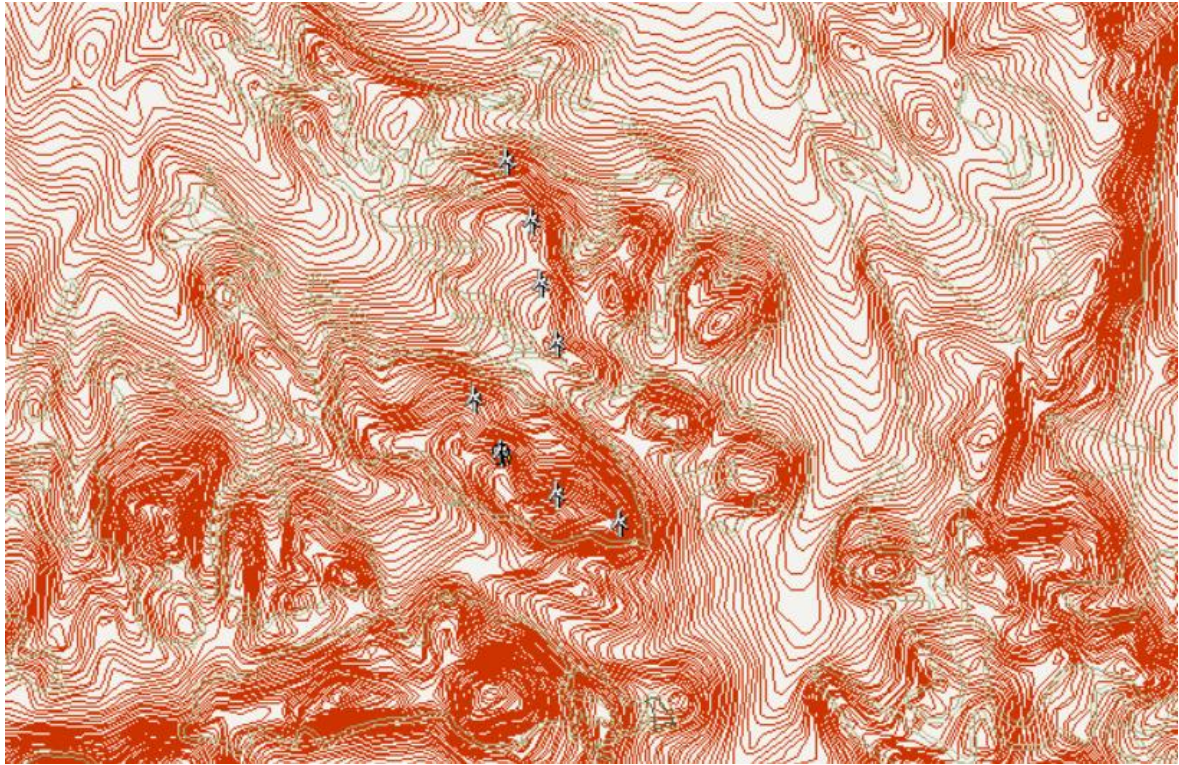


Figura 53: Posición de aerogeneradores y anemómetro sobre el mapa de curvas de nivel y rugosidad en WASP

5.3.1 MODELOS DE AEROGENERADORES

Se comparan tres tecnologías distintas. Se introducen los valores de altura de buje, diámetro de palas y curvas de potencia y coeficiente de empuje. Para obtener esto dos últimos parámetros, que son función de la densidad, se interpola dentro de las tablas que ofrece el fabricante.

Los datos principales de los aerogeneradores sujetos a estudio se presentan en las Tablas 5, 6 y 7. Todos ellos cuentan con tres palas.

Vestas EnVentus V172	
Potencia nominal	6,8 MW
Altura de buje	175 m
Diámetro de palas	172 m

Tabla 5: Características aerogenerador Vestas EnVentus V172

Siemens Gamesa 6.6-155	
Potencia nominal	6,6 MW
Altura de buje	165 m
Diámetro de palas	155 m

Tabla 6: Características aerogenerador Siemens Gamesa 6.6-155

Nordex N163/6.X	
Potencia nominal	7 MW
Altura de buje	164 m
Diámetro de palas	163 m

Tabla 7: Características aerogenerador Nordex N163/6.X

Se introducen los valores necesarios en la herramienta *WASP Turbine Editor*, y pueden ser ya los aerogeneradores empleados para realizar la simulación con *WASP*.

La decisión de emplear un aerogenerador u otro se toma a partir de los resultados que se obtengan de la simulación. La simulación proporciona como resultado, entre otros valores, la potencia neta generada, que será el criterio empleado para discriminar.

5.4 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Una vez parametrizados tanto los datos de viento, como los mapas de curvas de nivel y rugosidad y los datos de los aerogeneradores, se puede realizar la simulación.

La simulación se realiza tres veces, una vez para cada tipo de aerogenerador. Los resultados indican la producción anual del conjunto de los ocho aerogeneradores y la producción de cada aerogenerador

Se presentan los resultados a continuación:

5.4.1 VESTAS ENVENTUS V172

Vestas EnVentus V172	
Potencia bruta	212,873 GWh
Potencia neta	197,221 GWh
Pérdidas por efecto estela	7,35 %

Tabla 8: Resumen resultados para Aerogenerador Vestas

Aerogenerador	RIX [%]	d.RIX [%]	Velocidad [m/s]	Potencia bruta [GWh]	Potencia neta [GWh]	Pérdidas efecto estela [%]
1	0,0	-0,3	7,74	25,298	23,155	8,47
2	0,1	-0,2	7,84	25,908	24,396	5,84
3	0,1	-0,2	7,93	26,299	24,089	8,4
4	0,1	-0,2	7,93	26,313	23,842	9,39
5	0,2	-0,1	7,94	26,460	24,519	7,34
6	0,6	0,3	8,03	27,183	25,166	7,42
7	0,3	0,0	8,11	27,277	25,793	5,44
8	0,3	0,0	8,24	28,137	26,263	6,66

Tabla 9: Resultados por aerogenerador Vestas

5.4.2 SIEMENS GAMESA 6.6-155

Siemens Gamesa 6.6-155	
Potencia bruta	184,202 GWh
Potencia neta	172,366 GWh
Pérdidas por efecto estela	6,43 %

Tabla 10: Resumen resultados para Aerogenerador SG

Aerogenerador	RIX [%]	d.RIX [%]	Velocidad [m/s]	Potencia bruta [GWh]	Potencia neta [GWh]	Pérdidas efecto estela [%]
1	0,0	-0,3	7,66	21,772	20,188	7,28
2	0,1	-0,2	7,85	22,763	20,903	8,17
3	0,1	-0,2	7,85	22,745	21,103	7,22
4	0,1	-0,2	7,75	22,325	21,192	5,07
5	0,2	-0,1	7,86	22,864	21,388	6,45
6	0,3	0,0	8,04	23,686	22,578	4,68
7	0,3	0,0	8,17	24,495	23,033	5,97
8	0,6	0,3	7,96	23,552	21,981	6,67

Tabla 11: Resultados por aerogenerador SG

5.4.3 NORDEX N163/6.X

Nordex N163/6.X	
Potencia bruta	196,196 GWh
Potencia neta	182,683 GWh
Pérdidas por efecto estela	6,89 %

Tabla 12: Resumen resultados para Aerogenerador Nordex

Aerogenerador	RIX [%]	d.RIX [%]	Velocidad [m/s]	Potencia bruta [GWh]	Potencia neta [GWh]	Pérdidas efecto estela [%]
1	0,0	-0,3	7,64	23,185	21,365	7,85
2	0,1	-0,2	7,84	24,245	22,143	8,67
3	0,1	-0,2	7,83	24,220	22,343	7,75
4	0,1	-0,2	7,73	23,778	22,488	5,42
5	0,2	-0,1	7,85	24,348	22,660	6,94
6	0,3	0,0	8,02	25,219	23,967	4,96
7	0,3	0,0	8,15	26,095	24,430	6,38
8	0,6	0,3	7,95	25,105	23,286	7,24

Tabla 13: Resultados por aerogenerador Nordex

Fruto de la simulación se concluye que el modelo de aerogenerador que se va a emplear es el *Vestas EnVentus V172*. Se instalan 8 aerogeneradores de 6,8MW, dotando al parque eólico de una potencia instalada total de 54,4 MW.

Este aerogenerador cuenta con la mayor producción bruta y neta de los tres modelos comparados. Las pérdidas por efecto estela tienen lugar por las turbulencias que sufre el viento al atravesar un aerogenerador. La presencia de varios generadores en un mismo emplazamiento y su interacción da lugar a este tipo de pérdidas. Su valor se corresponde con la diferencia entre producción bruta y neta en la simulación. Empleando el aerogenerador *Vestas* se obtienen unas pérdidas por efecto estela del 7,35%, valor considerado aceptable por ser inferior al 10%. [17]

En la Figura 54 se muestra el diagrama que ofrece *WASP* con la densidad de potencia de cada aerogenerador según la dirección. Se comprueba como casi la totalidad de la energía generada se produce en la orientación de la dirección dominante del viento, a 270°.

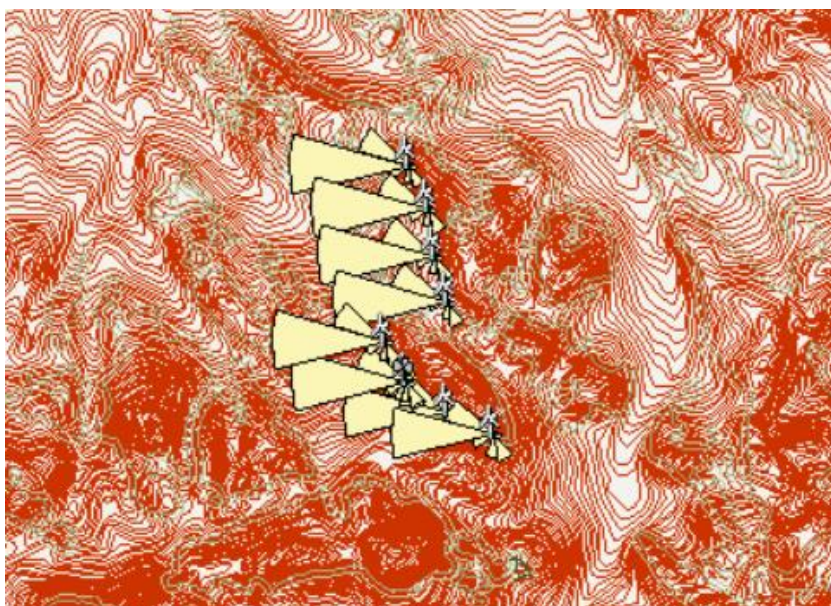


Figura 54: Densidad de potencia de cada aerogenerador

Entre los resultados se presenta también el índice de RIX. Este índice da información sobre la pendiente y la variabilidad del terreno. Indica que porcentaje del terreno cuenta con una pendiente superior a un límite (WAsP establece por defecto 17°). Un valor del índice de RIX superior al 10% implica grandes cambios en la pendiente del terreno, lo que da lugar a desprendimientos de capa límite en los flujos del aire y la simulación no sería por tanto válida. Es índice de RIX es un parámetro que permite conocer la validez de la simulación realizada. Como se puede comprobar en las Tablas 9, 11 y 13, los índices de RIX para la simulación de este proyecto varían entre -0,3% y 0,3%; muy lejos por tanto del límite del 10%. Se puede entonces concluir que la simulación realizada es válida.

El valor de energía neta producida es de 197,221 GWh. No obstante; este valor no es el de la energía vertida a la red, pues hay que tener en cuenta rendimientos y pérdidas. Se establecen unos factores de pérdidas del 3% por pérdidas eléctricas, otro 3% por operación y mantenimiento de los aerogeneradores y un 5% por incumplimiento de la curva de potencia.

La energía volcada a la red es entonces de 176,287 GWh/año.

Producción neta	197,221 GWh/año
Pérdidas eléctricas	3%
Operación y mantenimiento	3%
Incumplimiento curva de potencia	5%
Energía vertida a la red	176,287 GWh/año

Tabla 14: Cálculo energía vertida a la red [18]

Se calcula también el factor de carga del parque eólico a partir de las horas equivalentes:

$$\text{Horas equivalentes} = \frac{\text{Energía vertida a la red}}{\text{Potencia instalada}} = \frac{176,287 \text{ GWh}}{54,4 \text{ MW}} = 3240,57h$$

$$\text{Factor de carga (\%)} = \frac{\text{Horas equivalentes}}{\text{Horas en un año}} = \frac{3240,57}{8760} \cdot 100 = 36,99\%$$

El factor de carga de un parque eólico puede variar entre el 30 y el 40% [19], por lo que se encuentra dentro del rango.

Capítulo 6. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Habiendo realizado la simulación de la producción del parque eólico y conocida la potencia vertida se diseña la instalación eléctrica del parque.

La energía eléctrica que genera cada uno de los aerogeneradores en baja tensión (BT) es en primer lugar elevada a media tensión (MT), después es transportada hasta la subestación donde el transformador de potencia vuelve a elevar la tensión a alta tensión (AT) para que la energía pueda ser vertida a la red. La energía es vertida en la subestación *POZOHONDO-N*, de 66 kV.

En este capítulo se describe en detalle todo este proceso. Del mismo modo se detallan los equipos empleados como cables, transformadores y cabinas que permiten que la energía que genera el parque eólico llegue a la red.

6.1 TRANSFORMADOR ELEVADOR DE BAJA A MEDIA TENSIÓN

Cuando se genera la electricidad en el aerogenerador se realiza a baja tensión, a 690 V. Dicho valor ha de ser elevado para que la energía pueda alcanzar la subestación del parque. Para minimizar las pérdidas en este transporte el valor de media tensión que se alcanza es de 30 kV.

Esta transformación se puede realizar o bien dentro de la góndola del aerogenerador o en su base. En este caso se realiza dentro de la góndola del propio aerogenerador para evitar pérdidas mediante un transformador de 7,6 MVA y relación de transformación 690/30.000.

6.2 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

Conectadas al lado de media tensión del transformador se encuentran las celdas o cabinas. Estas celdas cumplen la función de proteger el lado de media y la línea de generación en el

caso de que tuviera lugar algún incidente aguas abajo del transformador. Estas celdas deben por tanto soportar la intensidad nominal y de cortocircuito en media tensión. La intensidad que deben soportar las celdas en funcionamiento normal es la de la línea de generación más solicitada, en el caso de este proyecto 327,17 A. Los cálculos eléctricos se detallan en el Anexo I *Cálculos Eléctricos*. Estas celdas se ubican dentro del edificio de control de la subestación del parque.

Se seleccionan las celdas de media tensión del fabricante *Ormazabal* [20] y sus características se detallan en la Tabla 15

Fabricante	Ormazabal
Modelo	CGM.3-L
Tensión nominal	36 kV
Intensidad nominal	400 A
Poder de corte de corriente principalmente activa	400 A
Tipo de celda	GIS
Tipo de aislamiento	SF ₆

Tabla 15: Características celdas de media tensión

6.3 POSICIÓN DE LÍNEA EN LA RED INTERNA DEL PARQUE

El tipo de celda empleada para la conexión de media tensión depende de la ubicación del aerogenerador dentro de la red interna del parque.

Para posiciones iniciales en líneas de generación se emplea la nomenclatura 0L + 1V. Esto indica que la celda es de salida, también llamada de remonte (0L) y que posee un módulo de protección con interruptor automático (1V). La representación de este tipo de celda se muestra en la Figura 55.

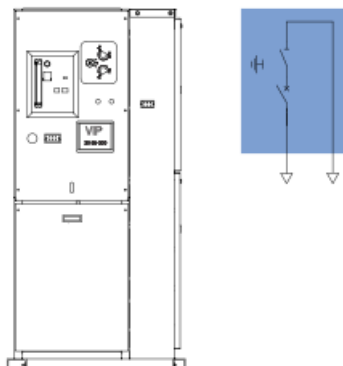


Figura 55: Esquema celda 0L + 1V [21]

Sin embargo; si la celda se encuentra entre la celda de la posición de remonte y la subestación, es decir, se trata de una posición intermedia, se emplea la nomenclatura 0L + 1L + 1V, que indica que además de la salida y la protección, se trata de una posición intermedia con entrada y salida (1L). El esquema se muestra en la Figura 56.

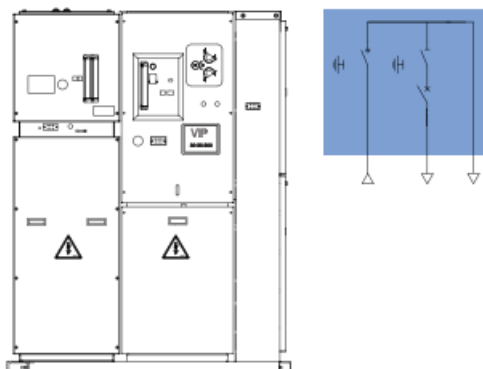


Figura 56: Esquema celda 0L + 1L + 1V [21]

El tipo de posición de cada aerogenerador del parque se muestra en la Tabla 16. En el Anexo V *Planos*, se encuentra un plano explicativo con el tipo de posición de los aerogeneradores.

Aerogenerador	Posición
Aerogenerador 1	0L + 1V
Aerogenerador 2	0L + 1L + 1V
Aerogenerador 3	0L + 1V
Aerogenerador 4	0L + 1L + 1V
Aerogenerador 5	0L + 1L + 1V
Aerogenerador 6	0L + 1V
Aerogenerador 7	0L + 1L + 1V
Aerogenerador 8	0L + 1V

Tabla 16: Tipo de posición de cada aerogenerador

Se instalan cuatro líneas de generación. Estas líneas empiezan en los aerogeneradores 1, 3, 6 y 8, y pasan por los aerogeneradores 2, 4, 5 y 7 antes de llegar a la subestación de media a alta tensión. Se diseña de esta manera para reducir la corriente que circula por cada línea y optimizar así la sección de los cables. Otro criterio a la hora de diseñar las alineaciones es la capacidad de corte del interruptor automático de la celda, en este caso 400 A.

6.4 CABLES DE MEDIA TENSIÓN

Para el diseño de cables de media tensión se debe cumplir lo establecido en el RD 223/2008 y en sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT-01 a 09, que establecen las condiciones técnicas y la garantía de seguridad para líneas de alta tensión. En concreto, la ITC-LAT-06 es la que establece las condiciones para líneas subterráneas de cables aislados, que es el caso de la red de media tensión de este proyecto.

La red diseñada entra dentro de lo que el reglamento establece como Categoría A, esto implica que el conductor de cualquier fase en caso de contacto con tierra puede ser desconectado en menos de un minuto del sistema. La categoría de red es necesaria para elegir

el tipo de cables y accesorios que se emplean en el diseño, pues marca su nivel de aislamiento.

Lo establecido en el reglamento se presenta en la Figura 57.

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

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

Donde:

U_0 : Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre cada conductor y la pantalla del cable, para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

U : Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre dos conductores cualesquiera para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

Nota: Esta magnitud afecta al diseño de cables de campo no radial y a sus accesorios.

U_p : Valor de cresta de la tensión soportada a impulsos de tipo rayo aplicada entre cada conductor y la pantalla o la cubierta para el que se ha diseñado el cable o los accesorios.

Figura 57: Niveles de aislamiento según tensión y categoría de red [22]

La red de media tensión del parque se encuentra a una tensión de 30 kV y pertenece a la Categoría A, luego el aislamiento de cables y accesorios ha de reunir las características recogidas en la Tabla 17, siendo U_0 la tensión simple, U la compuesta y U_p el valor de cresta soportada para impulsos de tipo rayo.

Tensión nominal de la red	Categoría	Uo/U	Up
30 kV	A	18/30 kV	170 kV

Tabla 17: Características del aislamiento

Conocidas las condiciones de aislamiento se puede dimensionar la sección del cable. Para realizar este dimensionamiento ha de controlarse diferentes criterios, entre ellos se encuentra la intensidad máxima admisible por el cable en servicio permanente, la intensidad máxima admisible en cortocircuito y las caídas de tensión.

En este proyecto se calcula en base a la intensidad máxima en servicio permanente y a las caídas de tensión. En redes de media tensión el factor limitante suele ser la intensidad máxima admisible, pues las pérdidas por caída de tensión suelen ser despreciables. En el caso de redes de baja tensión sucede lo contrario.

Los cálculos detallados se presentan en el Anexo I *Cálculos Eléctricos*, pero en este capítulo se exponen los principales resultados.

Como se expuso previamente, la red de media tensión del parque eólico diseñado consta de cuatro líneas de generación, que van desde los aerogeneradores hasta la subestación de media a alta tensión. Sin aplicar correcciones, la intensidad máxima que circula por cada una de estas líneas es de 327,17 A. Se trata de una red de media tensión subterránea, por lo que se recurre a la ITC-LAT-06 para el correcto dimensionamiento de la sección de los cables.

En la norma se distinguen cuatro tipos de aislamientos que pueden presentar los cables:

- Policloruro de vinilo (PVC)
- Polietileno reticulado (XLPE)
- Etileno – Propileno (EPR)
- Etileno – Propileno de alto módulo (HEPR)

Según el tipo de aislamiento el cable cuenta con temperaturas máximas admisibles diferentes. Los establecido por la norma se muestra en la Figura 58.

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente θ_s	Cortocircuito θ_{cc} ($t \leq 5$ s)
Policloruro de vinilo (PVC)* $S \leq 300 \text{ mm}^2$ $S > 300 \text{ mm}^2$	70	160
	70	140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno - Propileno (EPR)	90	250
Etileno - Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para $U_0/U < 18/30 \text{ kV}$ 90 para $U_0/U > 18/30 \text{ kV}$	250

Figura 58: Temperatura máxima, en °C, asignada al conductor [22]

La sección de cable e intensidad máxima en servicio permanente admitida según tipo de conductor y aislamiento se muestra en la Figura 59.

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

Figura 59: Intensidad máxima admitida y sección según material y aislamiento

Se aprecia en la Figura 59 que se realiza distinción entre cables de cobre (Cu) y aluminio (Al). Se decide emplear cables de aluminio por ser su precio menor que los de cobre.

La intensidad máxima teórica que circula por los cables es de 327,17 A, sin embargo; para el correcto dimensionamiento de la sección de los cables, la normativa establece una serie de factores de corrección que han de aplicarse a la intensidad según tipo de terreno,

profundidad, temperatura de terreno y distancia entre ternas para conductores que comparten zanja.

El cálculo de estos factores se detalla en el Anexo I *Cálculos Eléctricos* y en la Tabla 18 se presentan los resultados obtenidos:

Correcciones		Factor de corrección
Terreno arcilloso	1,2 Km/W	1,108
Profundidad	1,10 m	0,992
Temperatura de terreno	20 °C	1,104
Distancia entre ternas	0,2 m	0,82

Tabla 18: Factores de corrección

$$Intensidad\ máxima\ teórica = 327,17\ A$$

$$Factor\ de\ corrección\ total = 1,108 \cdot 0,992 \cdot 1,104 \cdot 0,82 = 0,937$$

$$Intensidad\ máxima\ corregida = \frac{327,17A}{0,937} = 349,03\ A$$

Se dimensiona por tanto para una intensidad de 349,03 A. Según lo establecido en la ITC-LAT-06 y presentado en la Figura 59, se selecciona un cable de sección de 300 mm² de aluminio y con aislamiento HEPR.

Para la instalación se implementa el cable *Al EPROTENAX H COMPACT Al HEPRZ1*, del proveedor *Prysmian*. Este cable puede emplearse en redes con tensión asignada de 18/30kV y sigue la norma UNE-HD 620-9E para su diseño y aguata una temperatura de 105°C en servicio permanente, por lo que cumple con las condiciones requeridas [23].

El segundo aspecto que debe considerarse al dimensionar los cables es la caída de tensión por los mismos y sus pérdidas de potencia. Nuevamente, se detallan los cálculos en el Anexo I *Cálculos Eléctricos* y en el presente capítulo se muestran los resultados principales.

		Caída tensión (V)	Caída de tensión (%)
Circuito 1	1 a 2	13.98	0.05
	2 a ST	104.12	0.35
Circuito 2	3 a 4	17.24	0.06
	4 a ST	61.16	0.20
Circuito 3	6 a 5	14.78	0.05
	5 a ST	83.03	0.28
Circuito 4	8 a 7	17.71	0.06
	7 a ST	124.54	0.42

Tabla 19: Resultados cálculo de caída de tensión

Se observa como en ninguno de los circuitos las caídas de tensión superan el 1% [1].

		Pérdidas (W)
Circuito 1	1 a 2	4256.73
	2 a ST	63421.05
Circuito 2	3 a 4	5251.37
	4 a ST	37256.92
Circuito 3	6 a 5	4501.18
	5 a ST	50575.00
Circuito 4	8 a 7	5394.67
	7 a ST	75862.50
	Total	246519.41

Tabla 20: Resultados pérdidas

Se estiman unas pérdidas de 246.519,41 W, que en una instalación de 8x6,8MW de potencia supone unas pérdidas del 0,453%, nuevamente inferiores al 1%.

A la vista de estos resultados se puede dar por válido el dimensionamiento de los cables.

En el Anexo V *Planos* se presenta un esquema unifilar completo de la red de media tensión.

6.5 RED DE CABLES DE PUESTA A TIERRA

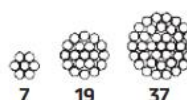
La red de cables de puesta a tierra de la instalación tiene como fin proporcionar seguridad a tanto a los equipos presentes en el parque eólico como a las personas que puedan hallarse en el área. Cualquier defecto o fallo que provoque una desviación de corriente debe ser solventado por este sistema de puesta a tierra.

Para implementar la red de cables de puesta a tierra se busca un cable que cuente con impedancia mínima y que sea capaz de soportar altas corrientes de cortocircuito. Se decide usar cable de cobre desnudo de 95 mm² de sección.

Estos cables se obtienen del proveedor *Prysmian*.

Normas de referencia: IRAM 2004

Descripción: Conductor
Metal: Alambres de cobre electrolítico duro.
Forma: Cuerdas redondas.
Formación: Según IRAM 2004.



Identificación:
Hilado de color negro identificatorio del fabricante.

Normativas:
IRAM 2004 u otras bajo pedido.

Conductor eléctrico de cobre para distribución de energía en líneas aéreas y para puestas a tierra.

Certificaciones:
Todos los cables de PRYSMIAN están elaborados bajo el Sistema de Gestión de Calidad ISO 9001:2015 y Medio Ambiente ISO 14001:2015, certificados por SGS.

Figura 60: Cable de cobre desnudo *Prysmian* para la red de puesta a tierra [23]

6.6 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Para que la energía pueda ser vertida a la red la tensión debe ser elevada. Esta transformación se realiza en la subestación eléctrica del parque eólico. La energía producida en los aerogeneradores es elevada hasta 66 kV para incorporarse a la red y mejorar la efectividad del transporte reduciendo pérdidas.

De elevar la tensión se encarga el transformador de potencia, elemento central de la subestación eléctrica. Debido a su criticidad, el transformador es acompañado por un equipo de protecciones que se encarga de velar por la seguridad tanto de personas como de equipos.

La subestación se encuentra aislada en aire, es decir se trata de una subestación AIS (*Air Insulated Switchgear*). Junto a la subestación se encuentra el edificio de control de la subestación, dentro del cual se encuentran las celdas de media tensión. A estas celdas llegan las líneas de generación que son posteriormente conducidas al transformador de la subestación para elevar la tensión.

También en la subestación se colocan transformadores de tensión e intensidad para alimentar equipos de medida y protecciones.

En el Anexo V *Planos* se muestran diagramas unifilares de las redes de media y alta tensión y un plano con el alzado de la subestación eléctrica.

6.6.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El transformador de potencia es el elemento central de la subestación. Su función es la de elevar la tensión de media a alta. El nivel de tensión necesario para verter energía a la red en el caso del parque diseñado es de 66 kV.

Las características de transformador de potencia se detallan en la Tabla 21.

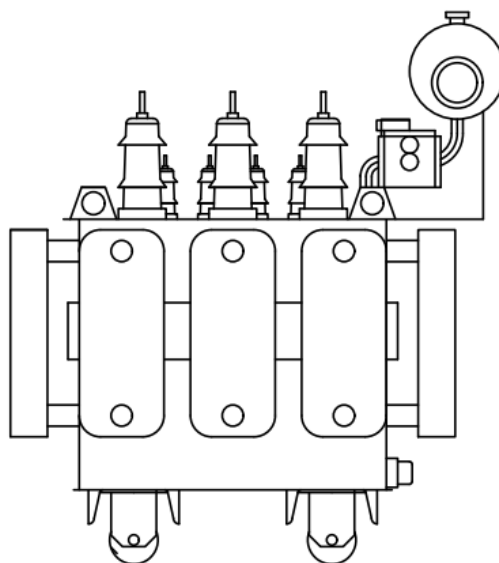


Figura 61: Vista en alzado del transformador de potencia

Transformador de potencia	
Potencia	60 MVA
Tensión nominal primario	66 kV
Tensión nominal secundario	30 kV
Grupo de conexión	Ynd11
Refrigeración	ONAN/ONAF

Tabla 21: Características transformador de tensión

6.6.2 BOBINA DE BLOQUEO

La bobina de bloqueo forma parte del sistema de comunicación del parque. Su función es la de dirigir señales de comunicación de alta frecuencia por las líneas y bloquear las demás para prevenir pérdidas de señal. Cuentan con una impedancia muy alta a altas frecuencias y evitan así que la señal se pierda cuando pasa a través de ella. A baja frecuencias (la de la red, 50 Hz) su impedancia es muy baja y evita así influir sobre la transmisión de la energía [24]



Figura 62: Bobina de bloqueo [25]

6.6.3 AUTOVÁLVULA

La autoválvula o pararrayos tiene como fin absorber sobretensiones originadas por descargas atmosféricas (rayos). Estas sobretensiones, de no impactar sobre las autoválvulas producirían daños sobre el transformador de potencia u otros equipos.

Estos dispositivos se conectan entre cada fase y tierra. Cuentan con una gran impedancia en caso de tensiones nominales. Es decir, en condiciones normales de funcionamiento, la corriente que circula por las autoválvulas es del orden de miliamperios. En el caso de sobretensiones, su valor de impedancia es mucho menor, produciendo la derivación a tierra de las corrientes que pudieran causar daño a los equipos.



Figura 63: Autoválvula [26]

6.6.4 SECCIONADOR

El seccionador tiene la capacidad de abrir el circuito eléctrico. Aísla de forma visible un tramo del tendido eléctrico cuando es necesario por motivos de seguridad o mantenimiento. El seccionador solo puede maniobrar en vacío, es decir, no puede abrir en carga. Sin embargo; sí debe ser capaz de aguantar corrientes nominales en servicio continuo sí como corrientes de cortocircuito.

Para la subestación se elige un seccionador de tres columnas de doble apertura con una intensidad nominal de 3150 A del fabricante *LAGO electromecánica* [27].



Figura 64: Seccionador de tres columnas *LAGO*

6.6.5 TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD

El transformador de intensidad tiene como objetivo alimentar aparatos de medida y protecciones. Adecúa el nivel de corriente al necesario para el correcto funcionamiento de los equipos. Se emplea en la subestación un transformador de intensidad *ARTECHE CA-72*, con una tensión máxima de servicio de 72,5 kV y una intensidad primaria de hasta 5000 A [28].



Figura 65: Transformador de intensidad *ARTECHE*

6.6.6 TRANSFORMADOR DE TENSIÓN

El transformador de tensión tiene una función similar a la de los transformadores de intensidad. Su objetivo es el de adaptar el nivel de tensión al necesario para el funcionamiento adecuado de los aparatos de medida y las protecciones.

Para la subestación diseñada se emplea un transformador de tensión *ARTECHE UTE-72*, con una tensión máxima de servicio de 72,5 kV [24].



Figura 66: Transformador de tensión *ARTECHE*

6.6.7 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

El interruptor automático es capaz de abrir el circuito en carga. Por sus características está diseñado para soportar la corriente nominal y corrientes de cortocircuito. Es capaz de abrir el circuito en caso de que tenga lugar una falta y así aislarla. También tiene la capacidad de reengancharse una vez se ha solventado dicha falta.

En la subestación se implementa un interruptor *Siemens 3AP1*, con una tensión nominal de 72,5 kV, una corriente nominal de 2500 A y una corriente de cortocircuito soportada de 31,5 kA [29].



Figura 67: Interruptor *Siemens 3AP1*

6.7 SISTEMA DE PROTECCIONES

El sistema eléctrico del parque se protege de sobreintensidades, sobretensiones y cortocircuitos mediante un equipo de protecciones.

Estas protecciones o relés miden una señal (tensión o intensidad) y si se encuentra fuera del valor de referencia establecido dan orden de disparo al interruptor de forma que el circuito se abre y la falta queda aislada. El sistema de protecciones implementado se detalla en el Anexo V Planos.

Los equipos empleados en el sistema de protecciones, así como su código se detallan en la Tabla 22.

Protección	Código
Protección de sobreintensidad y cortocircuito de fases	50/51
Protección de sobreintensidad y cortocircuito de neutro	50N/51N
Sobretensión	59
Subtensión	27
Protección direccional de neutro	67N
Reenganchador	79
Relé diferencial de transformador	87T
Relé de mínima y máxima frecuencia	81M/81m
Relé de distancia	21
Relé diferencial de línea	87L

Tabla 22: Relés empleados en el sistema de protecciones

6.8 SISTEMA DE COMUNICACIONES

La red del sistema de comunicaciones se realiza mediante cables de fibra óptica que comunican los aerogeneradores con el edificio de control. El esquema del sistema de comunicaciones se encuentra en el Anexo V *Planos*.

Según la distancia que recorre el cable de fibra óptica se emplea un modelo u otro. Para distancias largas (superiores a dos kilómetros), se emplean cables monomodo y para distancias inferiores a ese umbral, cables multimodo. Estos cables, al igual que los de media tensión, los proporciona el fabricante *Prysmian*.

Para el cable monomodo se elige el modelo *SMF – G652* y para el multimodo el *MM50 50/125*. Sus características se detallan en las Figuras 68 y 69 [23].

PROPIEDADES GEOMÉTRICAS / MECÁNICAS	G.652.D
Diámetro Revestimiento	$125 \pm 0.7 \mu\text{m}$
Concentricidad Núcleo / Revestimiento	$\leq 0.5 \mu\text{m}$
No Circularidad Revestimiento	$\leq 0.7 \%$
Diámetro Recubrimiento Primario	$242 \pm 7 \mu\text{m}$
No Circularidad Recubrimiento Primario	$\leq 5 \%$
Concentricidad Recubrimiento Primario / Revestimiento	$\leq 12 \mu\text{m}$
Proof Test	$\geq 8.8 \text{ N} / \geq 1 \% / \geq 100 \text{ Kpsi}$

Figura 68: Características cable FO monomodo

PROPIEDADES GEOMÉTRICAS / MECÁNICAS	VALOR
Diámetro núcleo	$50 \pm 2.5 \mu\text{m}$
No circularidad núcleo	$\leq 5 \%$
Error concentricidad núcleo / revestimiento	$\leq 1.5 \mu\text{m}$
Diámetro revestimiento	$125 \pm 1.0 \mu\text{m}$
No circularidad revestimiento	$\leq 1.0 \%$
Diámetro recubrimiento primario	$245 \pm 10 \mu\text{m}$
Error concentricidad recubrimiento primario	$\leq 12.0 \mu\text{m}$
Proof Test	$\geq 8.8 \text{ N} / \geq 1 \% / \geq 100 \text{ Kpsi}$

Figura 69: Características cable FO multimodo

6.9 EVACUACIÓN DEL PARQUE EN ALTA TENSION

La evacuación del parque eólico desde el lado de alta de la subestación hasta su incorporación a la red se realiza vertiendo la energía generada en la subestación POZOHONDO-N [30], que cuenta con un nivel de tensión de 66 kV y que se encuentra a 13 km del emplazamiento. Las coordenadas UTM de la subestación son las siguientes: Zona 30S 594944,07 m E 4287987,23 m N. En las figuras siguientes se muestran la ubicación de la subestación de entronque con la red y una imagen de la misma tomada de *Google Earth Pro*.

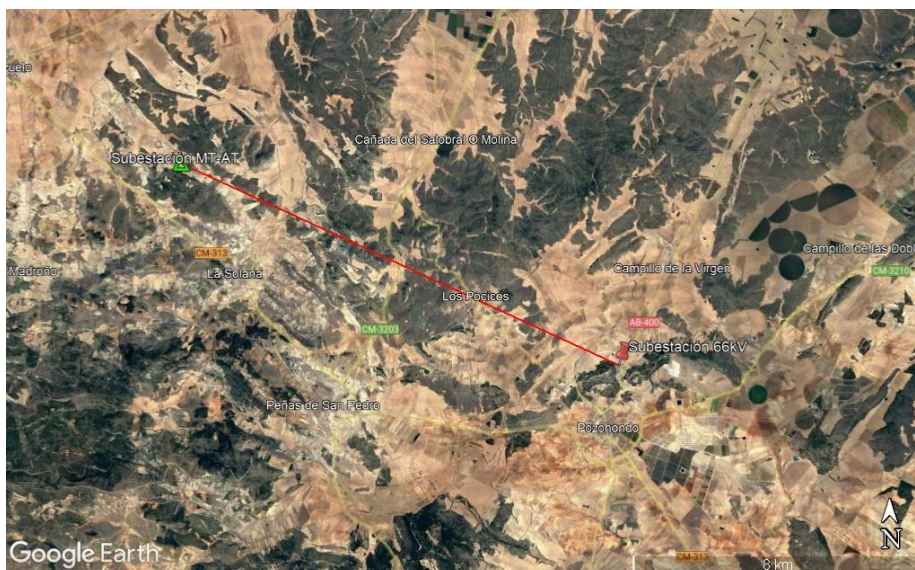


Figura 70: Ubicación de la subestación



Figura 71: Vista de la subestación

En este capítulo se describen las principales infraestructuras con las que cuenta el parque eólico. Se describe la obra que se realiza para la construcción de viales de acceso, cimentaciones de los aerogeneradores y zanjas para los cables.

Sobre el mapa de la Figura 70 se muestran los caminos interiores que unen los aerogeneradores. Se diseñan de tal modo que sea posible el acceso de la maquinaria necesaria para instalar los aerogeneradores. Sobre el mapa con las curvas de nivel se trazan los viales intentando atravesar el menor número de curvas posible.

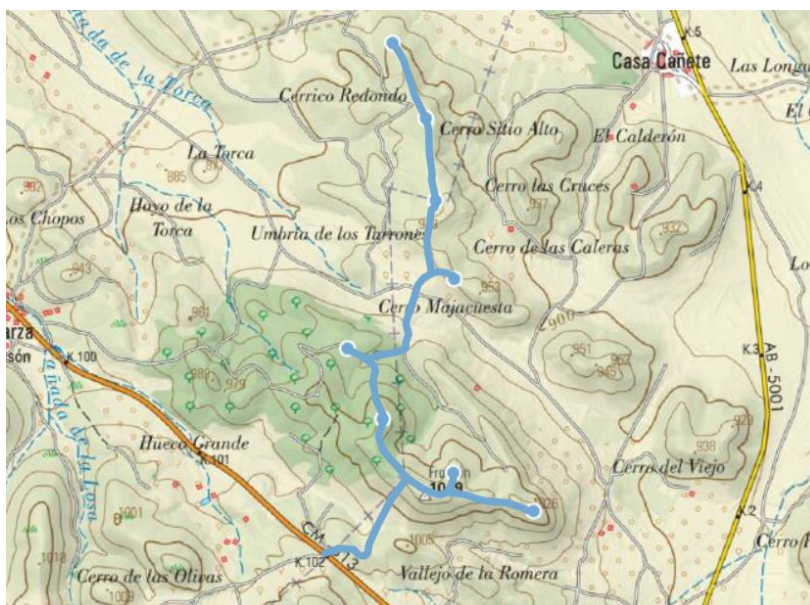


Figura 72: Viales internos del parque eólico

Para que sea posible el acceso y el tránsito de maquinaria, la pendiente máxima de los viales debe encontrarse alrededor del 10% y excepcionalmente puede alcanzar el 15% si se refuerzan con hormigón o cemento.

Las características que deben cumplir los viales son las siguientes: al menos 5 metros de anchura, una sección compactada al 95% de próctor modificado (PM) de 0,25 m de espesor y otra capa superficial de 0,25 m de espesor de PM compactado al 98% [1].

En el Anexo V *Planos*, se detalla la sección de los viales implementados.

Para que puedan acceder las palas de los aerogeneradores los radios de curvatura de los viales tienen un valor de entre 35 y 50 metros.

En cuanto a los caminos de acceso, es decir, aquellos que van desde el acceso principal hasta los viales internos del parque, se utilizan los caminos de tierra ya presentes en el emplazamiento que tienen acceso a la carretera. Estos caminos se detallaron en las Figuras 29 y 30 y deben cumplir con las mismas características que los viales internos para permitir el acceso y la maniobra de los equipos de construcción.

7.2 CIMENTACIÓN Y PLATAFORMA DE MONTAJE DE LOS AEROGENERADORES

Para la cimentación de los aerogeneradores se realiza en primer lugar la excavación de una zanja dentro de la cual se vierte hormigón. Posteriormente, se añade tierra y se compacta para permitir que se instalen los aerogeneradores. En el Anexo V *Planos* se detalla la cimentación de los aerogeneradores.

Es también necesaria la construcción de unas plataformas de montaje que sirven de apoyo para la realización de las tareas de construcción. Estas plataformas cuentan con unas dimensiones aproximadas de 40x40m² y deben contar con una pequeña pendiente que facilite el drenaje en caso de lluvia.

7.3 ZANJAS

Tanto los cables de media y baja tensión como los de fibra óptica de las comunicaciones se encuentran instalados dentro de zanjas subterráneas. Estas zanjas conectan los aerogeneradores entre sí y con la subestación eléctrica. El esquema de la ubicación de las zanjas se muestra en la Figura 71.

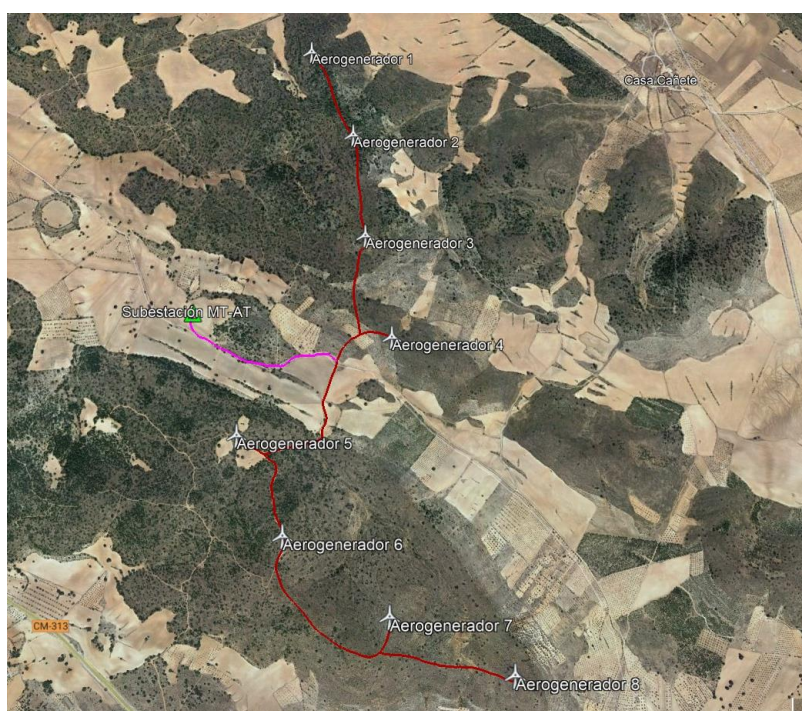


Figura 73: Ubicación de las zanjas en el emplazamiento

Dentro de las zanjas se colocan tierra compactada, así como planchas de señalización y de separación de los cables. Los planos detallados de las zanjas se encuentran en el Anexo V *Planos*. Según la ubicación de las zanjas, éstas portan uno o dos cables. El número de cables por zanja y su longitud se presentan en la Tabla 23.

Zanja	Longitud (m)	Cables por zanja
1 a 2	505	1
2 a 3	1881	1
3 a ST	1244	2
4 a 3	623	1
3 a ST	1105	2
6 a 5	534	2
5 a ST	1500	2
8 a 7	640	1
7 a 6	800	1
6 a ST	1500	2

Tabla 23: Longitud y número de cables por zanja

7.4 EDIFICIO DE CONTROL

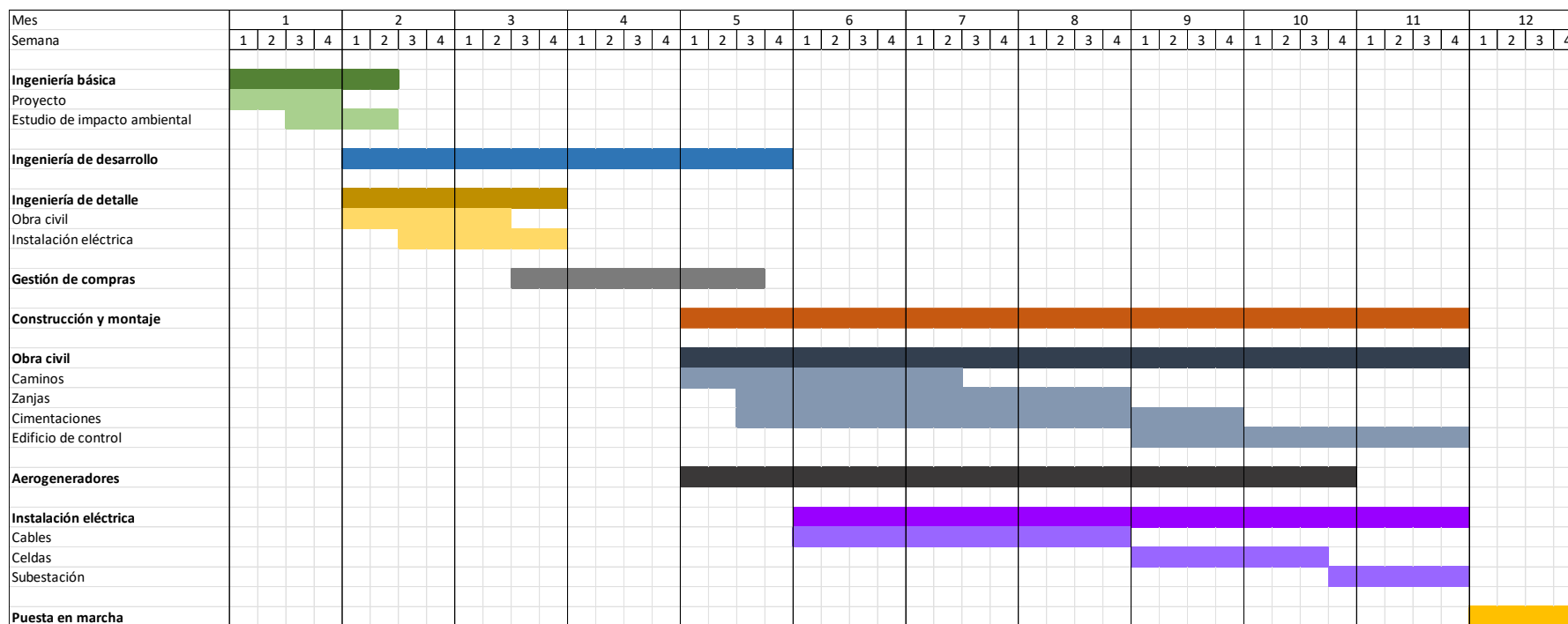
El edificio de control se ubica junto a la subestación. Cuenta con unas dimensiones de 20x10 m² en planta y 3 m de altura. Su función es la de albergar las celdas de media tensión y el centro de control. Puede tener otras funciones secundarias como servir de almacén. En la Figura 74 se muestra un ejemplo de edificio de control de un parque eólico situado junto a la subestación.



Figura 74: Edificio de control

Capítulo 8. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

Se detalla la planificación del proyecto desglosada por semanas y meses. Se estima un tiempo de puesta en funcionamiento de 12 meses.



Capítulo 9. VIABILIDAD ECONÓMICA

En este capítulo se presenta el estudio de viabilidad económica del proyecto. Para realizar el estudio se consideran los costes de inversión, los ingresos obtenidos fruto de la venta de la energía y los gastos de operación y mantenimiento del parque.

Se calculan los indicadores VAN y TIR para determinar si el proyecto es viable.

9.1 ESTIMACIÓN DE LOS INGRESOS

Los ingresos generados por el parque eólico provienen de la venta de la energía. La energía vertida a la red anualmente por el parque según la simulación realizada es de 176,287 GWh. El precio de venta de la energía se estima en 46,09 €/MWh, que se corresponde con la media de precios anual que ofrece el OMIE entre los años 2007 y 2020 [31]. Se excluyen de la media los datos de 2021 y 2022 por estar demasiado alejados de la media y suponiendo que en los próximos años los precios se estabilicen de nuevo. Para el primer año de puesta en funcionamiento del parque se establece el precio de 46,09 €/MWh, que se incrementa un 1% anualmente debido a la inflación. Si se supone una vida útil del parque eólico de 25 años, en el último año el precio de la energía será de 58,53 €/MWh.

9.2 ESTIMACIÓN DE LOS COSTES

El presupuesto detallado del proyecto se presenta en el Anexo III *Presupuesto*, el valor total, incluyendo los costes de desarrollo e interconexión eléctrica a la red, asciende a 61.657.332,34 €.

El presupuesto total del proyecto puede desglosarse de la siguiente manera:

Inversión total (k€)	61.657,33 €
CAPEX	49.347,88 €
Costes de desarrollo	665,00 €
Costes de interconexión eléctrica	1.800,00 €
Total de ejecución	51.812,88 €
Total de ejecución por contrata	61.657,33 €

Figura 75: Desglose del presupuesto

Se estiman un presupuesto de CAPEX de 49.347,88 k€ a los que se le suman los costes de ingeniería y desarrollo (665 k€) y de interconexión eléctrica (1.800 k€). Sobre esta suma se aplica un incremento del 3% debido a beneficios industriales y del 16% debido a gastos generales de los proveedores.

A este valor se le añaden anualmente los costes de operación y mantenimiento del parque eólico, también conocidos como OPEX. Estos costes representan los gastos funcionales y operativos de la instalación y van incrementando con el paso de los años. Los valores considerados en el proyecto se detallan en la Figura siguiente.

Costes de Explotación (k€) /año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Aerogeneradores	440,00 €	440,00 €	480,00 €	480,00 €	480,00 €	576,00 €	576,00 €	576,00 €	576,00 €	576,00 €
Terrenos	72,00 €	73,08 €	74,18 €	75,29 €	76,42 €	77,56 €	78,73 €	79,91 €	81,11 €	82,32 €
Resto	300,00 €		309,07 €	313,70 €	318,41 €	323,19 €	328,03 €	332,95 €	337,95 €	343,02 €
Total	812,00 €	513,08 €	863,24 €	868,99 €	874,83 €	976,75 €	982,76 €	988,86 €	995,06 €	1.001,34 €
Costes de Explotación (k€) /año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Aerogeneradores	644,00 €	644,00 €	644,00 €	644,00 €	644,00 €	665,60 €	665,60 €	665,60 €	665,60 €	665,60 €
Terrenos	83,56 €	84,81 €	86,08 €	87,38 €	88,69 €	90,02 €	91,37 €	92,74 €	94,13 €	95,54 €
Resto	348,16 €	353,38 €	358,69 €	364,07 €	369,53 €	375,07 €	380,70 €	386,41 €	392,20 €	398,09 €
Total	1.075,72 €	1.082,20 €	1.088,77 €	1.095,44 €	1.102,21 €	1.130,69 €	1.137,66 €	1.144,74 €	1.151,93 €	1.159,23 €

Figura 76: Costes de explotación

El aumento en el coste de explotación de los aerogeneradores se debe a la degradación de estos. En cuanto al resto de costes de explotación, su aumento se estima de acuerdo con la inflación interanual, a la que se le asigna un valor del 1,5 %.

9.3 FLUJOS DE CAJA

El estudio de viabilidad económica se realiza a partir de las siguientes estimaciones.

9.3.1 FINANCIACIÓN

El capital para financiar el proyecto se divide en un 20% de fondos propios y un 80% fondos ajenos.

Los fondos propios son aportados por la entidad que gestiona el funcionamiento y la explotación del parque, en este proyecto ascienden a 12.331.466,47 €.

Los fondos ajenos, o deuda, son proporcionados por entidades financieras. Representan un total de 49.325.865,87 €. Esta deuda se amortiza en 17 años y se estima un tipo de interés para la misma del 5%.

9.3.2 IMPUESTOS

Se han de tener en cuenta dos impuestos en el proyecto. Por un lado, el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica, que supone un 7 % del importe recibido por la generación de energía [32] y por otro el impuesto de sociedades, que en España corresponde al 25 % de los beneficios anuales generados [33].

9.3.3 AMORTIZACIÓN

La amortización de la inversión inicial se realiza en un periodo de 17 años, lo que supone una amortización anual de 3.626.901,90 €.

9.3.4 NECESIDADES OPERATIVAS DE FONDOS (NOF)

Las NOF se tratan de un fondo de maniobra que tiene el objetivo de acometer inversiones necesarias en el corto plazo. Se fijan en un 7 % de los ingresos.

Los flujos detallados se presentan en el Anexo IV *Flujos de Caja*

9.4 INDICADORES FINANCIEROS

La viabilidad económica del proyecto se determina a través de indicadores financieros. Estos son el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

9.4.1 COSTE PONDERADO DEL CAPITAL (WACC)

El WACC consiste en la suma del coste de la deuda y de los fondos propios ponderada según el porcentaje de cada una de las partes en el proyecto [34]. Sirva para valorar los flujos de caja que se esperan en el futuro. Se calcula a partir de la deuda (D), el coste de la deuda (Kd), el impuesto sobre las ganancias (T), los fondos propios (E) y la rentabilidad solicitada por los mismos (Ke). Su ecuación es la siguiente:

$$WACC = \frac{Kd \cdot D \cdot (T + 1) + Ke \cdot E}{D + E}$$

Los valores tomados por cada una de las variables, así como el valor del WACC se presentan en la tabla siguiente:

D	49.325.865,87 €
Kd	5%
T	25%
E	12.331.466,47 €
Ke	9%
WACC	5,40%

Tabla 24: Variables para el cálculo del WACC

9.4.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN) de un proyecto se define como la diferencia entre cobros y pagos actualizados según una tasa de descuento. Un VAN mayor que cero implica que la tasa de descuento elegida generará beneficios [34].

La ecuación para el cálculo del VAN es la siguiente:

$$VAN = -I_o + \sum_{t=0}^{20} \frac{FC_t}{(1 + WACC)^t}$$

Siendo I_o la inversión inicial, t el año y FC_t el flujo de caja correspondiente a cada año. Como tasa de descuento se aplica el WACC.

Sustituyendo y considerando una inflación anual del 1,5%, el valor de VAN obtenido es de 6.519.477,81 €.

Calculando a partir de los datos de flujo de caja del accionista, se obtiene un valor de VAN del accionista de 1.976.385,92 €.

Ambos valores son mayores que cero, por lo que el proyecto es viable.

9.4.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

El TIR se corresponde con la tasa de descuento que iguala el VAN de los flujos de caja a cobrar y a pagar, siendo por tanto el Valor Actual Neto igual a cero.

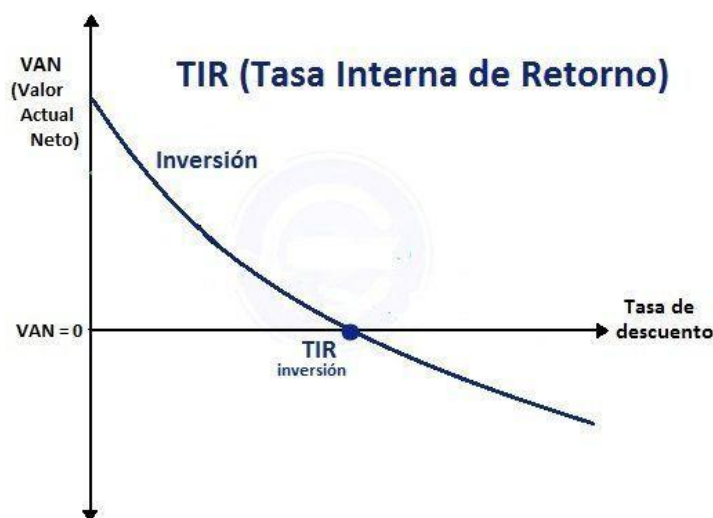


Figura 77: Representación gráfica del TIR [34]

La fórmula para calcular el TIR es:

$$\sum_{t=0}^{20} \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

El TIR calculado es del 6,67 % y para el accionista, 10,49 %. Ambos valores son mayores que la tasa de descuento aplicada (5,40 %).

9.4.4 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PAY BACK)

Los flujos de caja se detallan en el Anexo IV Flujos de Caja. En ellos se recogen los datos tanto de los fondos propios como de la deuda. Se comprueba que para el caso del proyecto la inversión se recupera en 11 años para el proyecto y en 12 para el accionista.

La Tabla 25 recoge los valores obtenidos para los indicadores financieros del proyecto

WACC	5,40 %
VAN	6.519.477,81 €.
TIR	6,67 %
VAN del accionista	1.976.385,92 €
TIR del accionista	10,49 %.
Pay back proyecto	11 años
Pay back accionista	12 años

Tabla 25: Resumen de los indicadores financieros

Capítulo 10. AHORRO Y CONTAMINACIÓN EVITADA

El parque eólico planteado en el proyecto permite la generación de energía no contaminante y renovable, lo que supone una ventaja frente a otros tipos de tecnologías en cuanto a ahorro y sostenibilidad.

Se instalan ocho aerogeneradores de 6,8 MW de potencia nominal cada uno y que se estima que vierten a la red 176,287 GWh anualmente. En este capítulo se estima la contaminación ahorrada anualmente por la producción de energía eólica. En la tabla siguiente, se muestran las emisiones por MWh producido a partir de fuentes de energía no renovables.

Combustible	CO ₂ (kg/MWh)	SO ₂ (kg/MWh)	NO _x (kg/MWh)	Partículas (kg/MWh)
Carbón	0,977	3,1	2,2	0,2
Gas natural	0,383	0,007	1,2	0,02
Fuel + gas	0,799	2,9	1,2	0,1

Tabla 26: Emisiones por MWh de energía producida [35]

A partir de los datos presentados se calculan las emisiones evitadas por producir energía limpia en el parque eólico frente a si se produjera mediante otros combustibles.

Combustible	CO ₂ (toneladas/año)	SO ₂ (toneladas/año)	NO _x (toneladas/año)	Partículas (toneladas/año)
Carbón	172,2	546,5	387,8	35,3
Gas natural	67,5	1,2	211,5	3,5
Fuel + gas	140,9	511,2	211,5	17,6

Tabla 27: Toneladas de emisiones ahorradas

Además del ahorro de contaminación, la implementación del parque eólico tiene otras ventajas socioeconómicas en la zona. Un proyecto de esta magnitud tiene una gran repercusión sobre la comarca en la que se implementa. En primer lugar, tiene efecto sobre

el empleo. Durante la fase de producción es necesario el trabajo de entre 80 y 90 personas, después durante la fase de explotación, el número de operarios que realizan tareas en el parque se encuentra en torno a 10 o 15. Se produce también una mejora en las infraestructuras, como carreteras y accesos para construir el parque que repercuten positivamente en la zona.

Capítulo 11. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) fueron propuestos por las Naciones Unidas en el año 2015 con el objetivo de abordar los principales desafíos sociales, económicos y ambientales a los que se enfrenta la sociedad.

Los ODS constan de 17 objetivos cuyo fin es promover un desarrollo sostenible en todas sus dimensiones para lograr un mundo más justo y sostenible tanto para las generaciones presentes como para las futuras [36].

La lista con los 17 objetivos se presenta en la Figura siguiente:



Figura 78: Lista de los ODS

Este proyecto se alinea con algunos de los ODS presentados por las Naciones Unidas, en concreto:

- Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante:



El objetivo 7 de los ODS sostiene que debe garantizarse el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna. En los últimos años se ha avanzado mucho en este aspecto. La energía es cada vez más eficiente y la energía renovable tiene cada vez más peso en el sector eléctrico.

El proyecto contribuye con este objetivo en cuanto a que permite lograr una fuente de energía limpia y sostenible que por ser renovable limita las emisiones. Contribuye a este objetivo introduciendo fuentes de energía eficaces que ayudan a satisfacer las necesidades energéticas de la población sin comprometer tampoco a generaciones futuras.

- Objetivo 9: Industria, innovación e infraestructura



El objetivo 9 busca construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación. Se pretende favorecer una economía dinámica y competitiva que genere empleos e ingresos. Del mismo modo, se tiene como objetivo acercar y promover nuevas tecnologías y mejorar la eficiencia del consumo.

Un proyecto de este tipo favorece el desarrollo de la industria de una manera sostenible. Permite generar empleo y aumentar los ingresos de la zona. También mejora la infraestructura del área dotándola de los accesos que son necesarios para el acceso de la maquinaria. De igual forma mejora la infraestructura eléctrica construyendo y renovando las líneas de la zona.

- Objetivo 11: Ciudades y comunidades sostenibles



La finalidad del objetivo 11 es la de lograr ciudades más seguras, resilientes y sostenibles. En un mundo cada vez más urbanizado este objetivo cobra mayor importancia. Las ciudades son los centros del crecimiento económico, pero también las mayores fuentes de contaminación. Por ello, ha de lucharse por conseguir su sostenibilidad.

Un parque eólico ofrece la fuente de energía limpia que necesitan las ciudades para asegurar el poder continuar con su actividad si perjudicar por ello al medio ambiente emitiendo gases contaminantes. Este tipo de tecnologías se presentan como indispensables si se busca conseguir la sostenibilidad de las ciudades.

- Objetivo 12: Producción y consumo responsables



El ODS 12 busca garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles. El consumo y la producción de recursos depende en gran medida del uso del medio ambiente. Es responsabilidad de la sociedad implementar un modelo en el que se dé un correcto uso a estos recursos sin comprometer al resto del planeta.

Este proyecto presenta un modelo en el que se logra obtener una fuente de energía limpia haciendo un uso de un recurso natural como es el viento. Se realiza un aprovechamiento sostenible de este recurso y se busca minimizar el impacto sobre el medioambiente, ya que la actividad del parque eólico emite una cantidad casi nula de residuos.

- Objetivo 13: Acción por el clima



El objetivo 13 aboga por adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos. Se busca no solo paliar los efectos ya causados sobre el clima si no también contribuir a no incrementarlos.

En el proyecto presenta un compromiso con la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero. El parque eólico presentado ofrece una alternativa para la generación de energía que cada vez cuenta con mayor peso y que está comprometida con la preservación del clima. Emplear fuentes de energía limpia permite frenar el aumento de las temperaturas y cuidar el estado del planeta.

Capítulo 12. CONCLUSIONES

Habiendo realizado los estudios pertinentes y atendiendo a los resultados obtenidos se puede concluir que el proyecto es viable tanto técnica como económicamente. Además, se puede afirmar que su implementación tiene un impacto global positivo, pues proporciona una fuente de energía limpia y renovable, que contribuye tanto a la disminución de las emisiones de gases contaminantes como a la independencia energética con respecto a los combustibles fósiles convencionales.

El emplazamiento elegido, en la localidad de Pozuelo, posee los atributos necesarios para albergar un parque eólico. Cuenta con una orografía no muy abrupta y con accesos suficientes, tiene la posibilidad de evacuar la energía generada a la red mediante la subestación de Pozohondo, ubicada a 13 km y, sobre todo, el potencial eólico es suficiente. Las velocidades medias de viento a la altura de buje de los aerogeneradores superan los 8 m/s y existe una dirección dominante a 270°.

En cuanto a la simulación con *WAsP*, se obtiene de ella que el generador más eficiente en el emplazamiento es el *Vestas EnVentus V172-6.8 MW* y que las 8 máquinas producen anualmente un total de 197,221 GWh, de los cuáles debido a pérdidas son vertidos a la red 176,287 GWh. El factor de carga de la instalación es del 36,99 %.

La instalación eléctrica y la obra civil se diseñan de acuerdo con los criterios necesarios para la correcta instalación, explotación y mantenimiento del parque.

Por último, el estudio económico muestra la viabilidad del proyecto. El presupuesto del proyecto asciende a un total de 61.657.332,34 €, desglosado en: 58.723.982,34 € de CAPEX, 791.350 € de costes de desarrollo y 2.142.000 € de costes de interconexión eléctrica. Considerando un precio medio de venta de energía a red de 46,09€/MWh y una tasa de descuento igual al WACC de 5,40%, se obtiene que el proyecto es viable ya que se han obtenido los siguientes resultados económicos:

	VAN	TIR	Recuperación de la inversión
Proyecto	1.976.385,92 €	6,67%	11 años
Accionista	6.519.477,81 €	10,49%	12 años

Tabla 28: Resultados económicos del proyecto

Del mismo modo, el proyecto tiene un impacto positivo sobre el planeta y la sociedad. Está comprometido con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas y contribuye a cuidar tanto del clima y el medio ambiente como de las personas. A nivel local también tiene un efecto positivo, mejorando las infraestructuras del área donde se ubica y generando puestos de trabajo tanto en la fase de producción como en la de explotación.

Capítulo 13. BIBLIOGRAFÍA

- [1] C. A. Alonso, «Sesiones y Documentación Curso Energía Eólica,» 2023.
- [2] Red Eléctrica, 2022. [En línea]. Available: https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2023-03/ISE_2022.pdf.
- [3] Náutica Formación, [En línea]. Available: <https://nauticaformacion.es/vientos-planetarios-circulacion-atmosferica-vientos-alisios-del-oeste-polares/>.
- [4] Wikipedia, «Geostrophic currente,» [En línea]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Geostrophic_current.
- [5] Regional and Mesoscale Meteorology Branch, «Regional and Mesoscale Meteorology Branch,» [En línea]. Available: <https://rammb.cira.colostate.edu/wmovl/vrl/tutorials/euromet/courses/spanish/nwp/n2200/n2200010.htm>.
- [6] AEMET, «AEMET blog,» [En línea]. Available: <https://aemetblog.es/2018/11/26/vientos-maritimos-y-terrales-en-espana/>.
- [7] J. M. G. Díaz, «Cuantificación del perfil del viento hasta 100 m de altura,» [En línea]. Available: <https://www.divulgameteo.es/fotos/meteoroteca/Viento-hasta-100m.pdf>.
- [8] Global Wind Energy Council, 2023. [En línea]. Available: <https://gwec.net/globalwindreport2023/>.

- [9] Asociación Empresarial Eólica, [En línea]. Available: <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/#:~:text=Con%2028.139%20MW%20de%20potencia,electricidad%20genera%20en%20nuestro%20pa%C3%ADs..>
- [10] M. B. López, «Researchgate,» [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Figura-4-Coeficiente-de-potencia-en-funcion-de-la-velocidad-especifica-y-el-angulo-de_fig3_321807468.
- [11] Vestas, «Early Customer Engagement».
- [12] Siemens Gamesa, «Developer Package».
- [13] Nordex, «Noise level, Power curves, Thrust curves».
- [14] Global Wind Atlas, «Global Wind Atlas,» [En línea]. Available: <https://globalwindatlas.info/es>.
- [15] IGN, «Instituto Geográfico Nacional,» [En línea]. Available: <https://www.ign.es/web/cbg-area-cartografia>.
- [16] Ministerio de Transición Ecológica, [En línea]. Available: https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/ENP_Descargas.aspx.
- [17] NREL, [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/news/program/2022/reducing-wind-turbine-wakes.html>.
- [18] Efecto Estela, [En línea]. Available: <https://efectoestela.wordpress.com/2013/06/24/perdidas-de-energia-en-un-parque-eolico/>.

- [19] EIA, [En línea]. Available: https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_6_07_b.
- [20] Omarzabal, [En línea]. Available: <https://www.ormazabal.com/>.
- [21] MESA, «Celdas para Parques Eólicos,» [En línea]. Available: <https://www.mesa.es/productos/pdf/DVCAS%20MESA%20-%20330%20-%200413.pdf>.
- [22] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, [En línea]. Available: [\[https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2008-5269\]](https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2008-5269).
- [23] Prysmian, [En línea]. Available: <https://es.prysmiangroup.com/>.
- [24] Arteche, [En línea]. Available: <https://www.artech.com/es/bobinas-de-bloqueo>.
- [25] hilkar, [En línea]. Available: <http://www.hilkar.com/es/bobinasdebloqueplc.html>.
- [26] O. X. C. Ruiz, «Pontificia Universidad Católica de Valparaíso,» [En línea]. Available: http://opac.pucv.cl/pucv_txt/txt-3500/UCC3896_01.pdf.
- [27] Lago electromecánica, [En línea]. Available: <https://lagoelectromecanica.com/wp-content/uploads/2020/12/Fo212R05-SERIE-SLA-3C.pdf>.
- [28] Arteche, [En línea]. Available: https://www.discarel.com/wp-content/uploads/2019/01/ARTECHE_CT_trafAT_ES.pdf.
- [29] Siemens, [En línea]. Available: <https://pdf.directindustry.es/pdf/siemens-high-voltage-power-transmission/interruptores-potencia-alta-tension/32878-962203.html>.

- [30] i-DE, «Datos Mapa de Capacidad Generación i-DE,» [En línea]. Available: <https://www.i-de.es/documents/1951486/2086188/mapa-capacidad.pdf/0d9cb5fa-c3ec-0f01-9b7b-56c882571afa?t=1680191524156>.
- [31] OMIE, «Contratación anual en la casación del mercado diario,» [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual>.
- [32] Agencia Tributaria, «Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica,» [En línea]. Available: <https://sede.agenciatributaria.gob.es/Sede/impuestos-especiales-medioambientales/impuesto-sobre-valor-produccion-energia-electrica.html>.
- [33] Golden Soft, «NOVEDADES EN EL IMPUESTO SOBRE SOCIEDADES 2023,» [En línea]. Available: [https://www.goldensoft.com/blog-goldensoft/269-novedades-en-el-impuesto-sobre-sociedades-2023#:~:text=25%25%20tipo%20de%20gravamen%20general,a%201%20mill%C3%B3n%20de%20euros.\],..](https://www.goldensoft.com/blog-goldensoft/269-novedades-en-el-impuesto-sobre-sociedades-2023#:~:text=25%25%20tipo%20de%20gravamen%20general,a%201%20mill%C3%B3n%20de%20euros.],..)
- [34] J. F. López, «Economipedia,» [En línea]. Available: <https://economipedia.com/definiciones/coste-medio-ponderado-del-capital-wacc.html>.
- [35] CNMC, [En línea]. Available: https://www.cnmc.es/sites/default/files/1574914_11.pdf.
- [36] ONU, «Objetivos de Desarrollo Sostenible,» [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>.

ANEXO I: CÁLCULOS ELÉCTRICOS

En este anexo se detallan los cálculos eléctricos realizados en la instalación. Se incluye el cálculo del dimensionamiento de los cables de media tensión, el de la caída de tensión y el de las pérdidas.

1. Dimensionamiento de los cables de media tensión

En primer lugar, se calcula la intensidad que sale de cada aerogenerador a partir de su potencia nominal, tensión nominal en el lado de media tensión y factor de potencia.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos(\varphi)} = \frac{6.800.000}{\sqrt{3} \cdot 30.000 \cdot 0,8} = 163,58 \text{ A}$$

Los cables de media tensión se dimensionan para el caso más desfavorable de la instalación, es decir, aquel que transporta una mayor intensidad. Estos cables son los que van desde el último aerogenerador de cada línea de generación hasta la subestación del parque. En estos casos, la intensidad que transportan es la correspondiente a dos aerogeneradores, es decir, 327,17 A.

Las intensidades que circulan por cada línea se detallan en la tabla siguiente:

		P (MW)	I (A)
Circuito 1	1 a 2	6.8	163.58
	2 a ST	13.6	327.17
Circuito 2	3 a 4	6.8	163.58
	4 a ST	13.6	327.17
Circuito 3	6 a 5	6.8	163.58
	5 a ST	13.6	327.17
Circuito 4	8 a 7	6.8	163.58
	7 a ST	13.6	327.17

Sin embargo; por tratarse de un cable subterráneo ubicado dentro de una zanja, se deben aplicar ciertos coeficientes a esta corriente para dimensionar correctamente los cables.

Estas correcciones se detallan en instrucción técnica ITC-LAT-06 del RD 223/2008 y dependen de diversos factores, que se detallan a continuación.

- Factor de corrección, F_T , para temperatura del terreno distinta de 25° C.

La temperatura del terreno donde se ubica el parque es de 20°C, por lo que se aplica un factor de corrección, de acuerdo con la siguiente tabla extraída de la ITC-LAT-06.

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

La temperatura en servicio permanente hace referencia al tipo de aislamiento. Por ser un cable HEPR y contar con unos valores de tensión simple y compuesta de 18 y 30 kV respectivamente, la temperatura en servicio permanente es de 90°C, según lo establecido en el propio reglamento.

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

Por tanto, el factor de corrección por temperatura, F_T , tiene un valor de 1,04.

- Factor de corrección, F_R , para resistividad térmica distinta de 1,5 Km/W

El tipo de terreno presente en el emplazamiento es arcilloso. Se muestra un mapa litográfico del IGN con los tipos de terreno presentes en la Península.



La ITC-LAT-06 detalla la resistividad térmica del terreno según el tipo de terreno.

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

Terrenos arcillosos presentan una resistividad térmica de 1,2 Km/W, por lo que se aplica un factor de corrección, F_R , de 1,108.

Este valor no se encuentra directamente en la tabla, se obtiene interpolando.

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W							
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3	
Cables directamente enterrados.	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75	
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75	
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74	
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74	
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74	
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74	
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74	
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74	
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73	
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73	
	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73	

- Factor de corrección, F_D , por distancia entre ternos o cables tripolares

Las zanjas cuentan con dos cables separados una distancia de 0,2 m. La disposición de los cables en la zanja se detalla en el Anexo V *Planos*.

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

Según lo establecida en la ITC-LAT-06, se aplica un factor de 0,82.

- Factor de corrección, F_P , para profundidades distintas de 1m.

Los cables dentro de las zanjas se posicionan a una profundidad de 1,1 m y Cuentan con una sección superior a los 185 mm². La ITC-LAT-06 estable un factor de corrección en este caso de 0,992.

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

Para calcular la intensidad para la cual hay que dimensionar los cables se aplica el factor de corrección total, calculado como el producto de todos los factores de corrección.

En la tabla siguiente se detallan los valores de los factores de corrección, así como el valor total.

Correcciones:		Factor de corrección
Terreno arcilloso	1.2 Km/W	1.108
Profundidad	1.10m	0.992
Temperatura terreno	20 °C	1.04
Distancia entre ternas	0.2m	0.82
		Total = 0.937

El factor de corrección total, F, es de 0,937. Se dimensiona por tanto para un valor de intensidad de:

$$I' = \frac{I}{F} = \frac{327,17}{0,937} = 349,03 \text{ A}$$

Según la tabla presentada en la ITC-LAT-06 y mostrada a continuación, es necesaria una sección mínima de 300 mm² para cables de aluminio.

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

2. Cálculo de la caída de tensión

Se detallan los cálculos de la caída de tensión en los cables de la red de media. Este cálculo se realiza a partir de los datos de longitud de línea, intensidad, factor de potencia y conductividad del material.

La ecuación para calcular la caída de tensión es la siguiente:

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

Siendo:

- L: Longitud de la línea [m]
- I: Intensidad que circula por la línea [A]
- Cos(φ): factor de potencia [-]
- S: sección del conductor [mm²]
- γ: Conductividad [m/Ω·mm²]

El valor del factor de potencia es fijo e igual a 0,8, la sección del conducto es de 300 mm² y la conductividad del material es la del aluminio, que tiene un valor de 27,3 m/Ω·mm².

Se detalla a continuación el valor de la caída de tensión en cada uno de los tramos de los diferentes circuitos de la instalación.

		I (A)	L (m)	Caída tensión (V)	Caída de tensión (%)
Circuito 1	1 a 2	163.58	505	13.98	0.05
	2 a ST	327.17	1881	104.12	0.35
Circuito 2	3 a 4	163.58	623	17.24	0.06
	4 a ST	327.17	1105	61.16	0.20
Circuito 3	6 a 5	163.58	534	14.78	0.05
	5 a ST	327.17	1500	83.03	0.28
Circuito 4	8 a 7	163.58	640	17.71	0.06
	7 a ST	327.17	2250	124.54	0.42

El valor porcentual se calcula tomando como base los 30 kV de la red de media tensión.

Se comprueba que en ninguno de los circuitos se supera el límite del 1%

3. Cálculo de pérdidas

Las pérdidas de potencia en redes de media tensión son debidas principalmente al efecto Joule. Su valor por tramo se calcula mediante la ecuación:

$$P = 3 \cdot R \cdot L$$

Siendo R la resistencia del cable en Ω/km y L la longitud de la línea en km.

La resistencia la detalla el proveedor, *Prysmian*, y para el cable elegido (*Al EPROTENAX H COMPACT Al HEPRZ1*), tiene un valor de 0,105 Ω/km.

Las pérdidas de potencia en cada uno de los tramos de los circuitos se muestran en la tabla siguiente:

		I (A)	L (m)	Pérdidas (W)
Circuito 1	1 a 2	163.58	505	4256.73
	2 a ST	327.17	1881	63421.05
Circuito 2	3 a 4	163.58	623	5251.37
	4 a ST	327.17	1105	37256.92
Circuito 3	6 a 5	163.58	534	4501.18
	5 a ST	327.17	1500	50575.00
Circuito 4	8 a 7	163.58	640	5394.67
	7 a ST	327.17	2250	75862.50
			Total	246519.41
				0.453 %

Se estiman unas pérdidas de 246519.41 W, lo que supone menos de un 0,5% de la capacidad total del parque eólico.

ANEXO II: NORMATIVA

Instalación eléctrica:

- Real Decreto 223/2008: Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 337/2014: Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Norma UNE-EN 211435-1:2021: Para la elección de cables eléctricos de distribución de energía eléctrica
- Norma UNE-EN 50522:2012: Puesta a tierra en instalaciones de tensión superior a 1 kV en corriente alterna.
- Norma UNE -EN 50575:2015: Cables de energía, control y comunicación. Cables para aplicaciones generales en construcciones sujetos a requisitos de reacción al fuego.

Obra civil:

- Real Decreto 470/2021: Aprueba el Código Estructural
- Real Decreto 1627/1997: Establece disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción
- UNE-EN 61386-24:2011. Sistemas de tubos para la conducción de cables

ANEXO III: PRESUPUESTO

CAPEX

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidades	Coste unitario	Importe
Obra civil					
Movimiento de tierras	Limpieza y desbroce del emplazamiento				
	Viales acceso	1365	m	1,10 €	1.501,50 €
	Viales internos	4298	m	1,10 €	4.727,80 €
	Zanjas cables de media tensión	10332	m	1,10 €	11.365,20 €
	Cimentación aerogeneradores	200	m2	1,10 €	220,00 €
	Plataforma aerogeneradores	2000	m2	1,10 €	2.200,00 €
				Total	20.014,50 €
Movimiento de tierras	Excavaciones del terreno				
	Viales acceso	2730	m3	4,00 €	10.920,00 €
	Viales internos	10315,2	m3	4,00 €	41.260,80 €
	Zanjas cables de media tensión	6819,12	m3	7,00 €	47.733,84 €
	Desmonte terreno compacto	12000	m3	3,50 €	42.000,00 €
	Cimentación aerogeneradores	14400	m3	8,50 €	122.400,00 €
	Plataformas aerogeneradores	4800	m3	1,10 €	5.280,00 €
				Total	269.594,64 €
Relleno	Relleno del terreno				
	Cimentación aerogeneradores	6412,8	m3	17,00 €	109.017,60 €
	Viales 95% PM	26090,4	m3	10,00 €	260.904,00 €
	Viales 98% PM	26090,4	m3	11,00 €	286.994,40 €
	Formación de cunetas	4247,25	m3	2,00 €	8.494,50 €
	Zanjas arena arcillosa	3409,56	m3	25,00 €	85.239,00 €
	Zanjas tierra compactada	2789,64	m3	12,00 €	33.475,68 €
	Hormigón de limpieza	2500	m3	80,00 €	200.000,00 €
	Hormigón armado	5000	m3	90,00 €	450.000,00 €
	Junta de hormigón	750	m2	60,00 €	45.000,00 €
	Encofrado	800	m2	75,00 €	60.000,00 €
				Total	1.539.125,18 €
Anclajes	Sistema de anclaje				
	Anclaje cimentación aerogeneradores	8		500,00 €	4.000,00 €
	Acero corrugado	450000	kg	2,00 €	900.000,00 €
				Total	904.000,00 €
Zanjas	Complementos				
	Plancha PVC	10332	m	3,00 €	30.996,00 €
	Placha señalización	10332	m	0,50 €	5.166,00 €
				Total	36.162,00 €

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidades	Coste unitario	Importe
Instalación eléctrica					
Cables					
	Conductor red MT Al HEPR 300 mm2	10332	m	23,00 €	237.636,00 €
	Cable PaT cobre desnudo 95 mm2	10332	m	7,00 €	72.324,00 €
	Cable FO Monomodo 8F, 9/125	2250	m	4,00 €	9.000,00 €
	Cable FO Multimodo 8F, 50/125	6788	m	6,00 €	40.728,00 €
				Total	359.688,00 €
Celdas					
	Celda 0L + 1V	4		12.000,00 €	48.000,00 €
	Celda 0L + 1L + 1V	4		16.000,00 €	64.000,00 €
				Total	112.000,00 €
Transformadores					
	Transformador de potencia 30/66 kV 60 MVA	1		1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
	Transformador de intensidad	1		24.000,00 €	24.000,00 €
	Tranformador de tensión	1		24.000,00 €	24.000,00 €
				Total	1.048.000,00 €
Subestació MT/AT					
	Construcción	1		200.000,00 €	200.000,00 €
	Autaválvula	3		1.600,00 €	4.800,00 €
	Alumbrado	1		20.000,00 €	20.000,00 €
	Equipo de comunicaciones	1		60.000,00 €	60.000,00 €
	Seccionador	1		12.000,00 €	12.000,00 €
	Banco de condensadores	1		20.000,00 €	20.000,00 €
	Interruptor automático	1		30.000,00 €	30.000,00 €
	Equipo de medida de facturación	1		30.000,00 €	30.000,00 €
	Montaje aparellaje eléctrico	1		50.000,00 €	50.000,00 €
	Unidad de control y protecciones	1		70.000,00 €	70.000,00 €
	Suministro de SS.AA	1		7.500,00 €	7.500,00 €
	Edificio de control	1		125.000,00 €	125.000,00 €
	Supervisión y puesta en marcha	1		30.000,00 €	30.000,00 €
				Total	659.300,00 €
Aerogeneradores					
	Aerogenerador	8		5.550.000,00 €	44.400.000,00 €
				TOTAL CAPEX	49.347.884,32 €

Interconexión a red

Interconexión a red					
Interconexión a red					
Interconexión a red AT desde subestación	13	km	120.000,00 €	1.560.000,00 €	
Equipo de comunicaciones	1		60.000,00 €	60.000,00 €	
Unidad de control y protecciones	1		90.000,00 €	90.000,00 €	
Montaje aparellaje eléctrico	1		60.000,00 €	60.000,00 €	
Supervisión y puesta en marcha	1		30.000,00 €	30.000,00 €	
			Total	1.800.000,00 €	
			TOTAL INTERCONEXIÓN	1.800.000,00 €	

Costes de desarrollo

Desarrollo del proyecto					
Desarrollo del proyecto					
Ingeniería del Parque Eólico	1		600.000,00 €	600.000,00 €	
Dirección de la obra	1		50.000,00 €	50.000,00 €	
Control de calidad	1		15.000,00 €	15.000,00 €	
			Total	665.000,00 €	
			TOTAL DESARROLLO	665.000,00 €	

			Total	51.812.884,32 €	
Gastos generales	16%			8.290.061,49 €	
Beneficio Industrial	3%			1.554.386,53 €	
			Total ejecución por contrata	61.657.332,34 €	

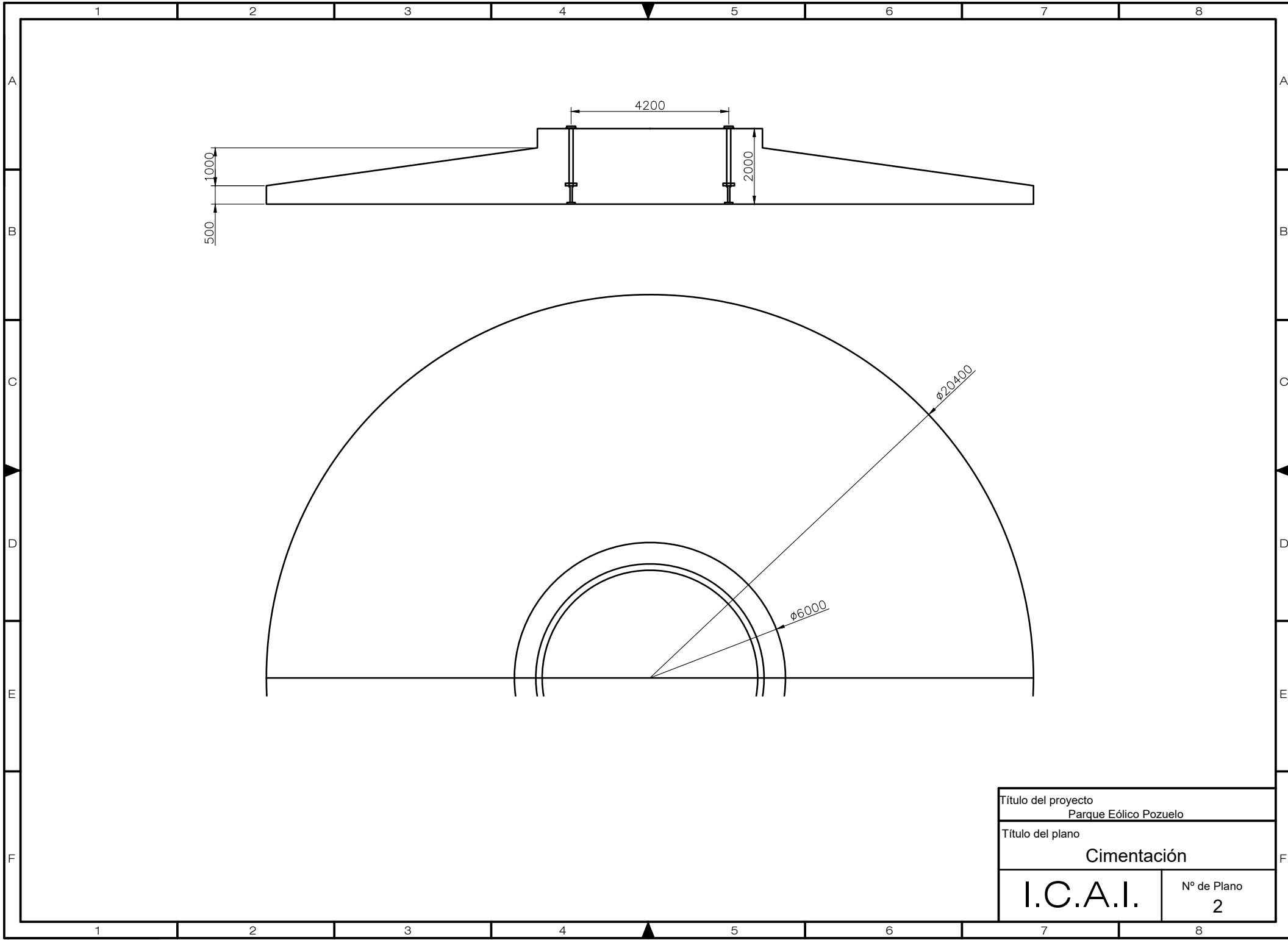
ANEXO IV: FLUJOS DE CAJA

		Año																				
Cuenta de pérdidas y ganancias (k€)		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ingresos de explotación			8.125,57 €	8.206,83 €	8.288,90 €	8.371,78 €	8.455,50 €	8.540,06 €	8.625,46 €	8.711,71 €	8.798,83 €	8.886,82 €	8.975,69 €	9.065,44 €	9.156,10 €	9.247,66 €	9.340,14 €	9.433,54 €	9.527,87 €	9.623,15 €	9.719,38 €	9.816,58 €
Costes de explotación			812,00 €	817,58 €	863,24 €	868,99 €	874,83 €	976,75 €	982,76 €	988,86 €	995,06 €	1.001,34 €	1.075,72 €	1.082,20 €	1.088,77 €	1.095,44 €	1.102,21 €	1.130,69 €	1.137,66 €	1.144,74 €	1.151,93 €	1.159,23 €
Impuesto de generación			568,79 €	574,48 €	580,22 €	586,02 €	591,89 €	597,80 €	603,78 €	609,82 €	615,92 €	622,08 €	628,30 €	634,58 €	640,93 €	647,34 €	653,81 €	660,35 €	666,95 €	673,62 €	680,36 €	687,16 €
Amortización			3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €
Beneficio antes de impuestos			3.117,88 €	3.187,87 €	3.218,53 €	3.289,87 €	3.361,89 €	3.338,60 €	3.412,01 €	3.486,13 €	3.560,95 €	3.636,50 €	3.644,77 €	3.721,76 €	3.799,50 €	3.877,98 €	3.957,21 €	4.015,60 €	4.096,36 €	4.177,88 €	4.260,19 €	4.343,29 €
61.657.332.340,80 €																						
		Año																				
Free Cash Flow (FCF) (k€)		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Beneficios antes de impuestos			3.117,88 €	3.187,87 €	3.218,53 €	3.289,87 €	3.361,89 €	3.338,60 €	3.412,01 €	3.486,13 €	3.560,95 €	3.636,50 €	3.644,77 €	3.721,76 €	3.799,50 €	3.877,98 €	3.957,21 €	4.015,60 €	4.096,36 €	4.177,88 €	4.260,19 €	4.343,29 €
Impuesto sociedades			779,47 €	796,97 €	804,63 €	822,47 €	840,47 €	834,65 €	853,00 €	871,53 €	890,24 €	909,12 €	911,19 €	930,44 €	949,87 €	969,49 €	989,30 €	1.003,90 €	1.024,09 €	1.044,47 €	1.065,05 €	1.085,82 €
Amortización			3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €	3.626,90 €
Inversión inmovilizado		61.657,33 €																				
Inversión NOF (Necesidades Operativas de Fondos)			568,79 €	574,48 €	580,22 €	586,02 €	591,89 €	597,80 €	603,78 €	609,82 €	615,92 €	622,08 €	628,30 €	634,58 €	640,93 €	647,34 €	653,81 €	660,35 €	666,95 €	673,62 €	680,36 €	687,16 €
Free Cash Flow		-61.657,33 €	5.396,52 €	5.443,32 €	5.460,57 €	5.508,28 €	5.556,43 €	5.533,05 €	5.582,13 €	5.631,68 €	5.681,70 €	5.732,20 €	5.732,18 €	5.783,64 €	5.835,60 €	5.888,05 €	5.941,00 €	5.978,26 €	6.032,22 €	6.086,69 €	6.141,69 €	6.197,21 €

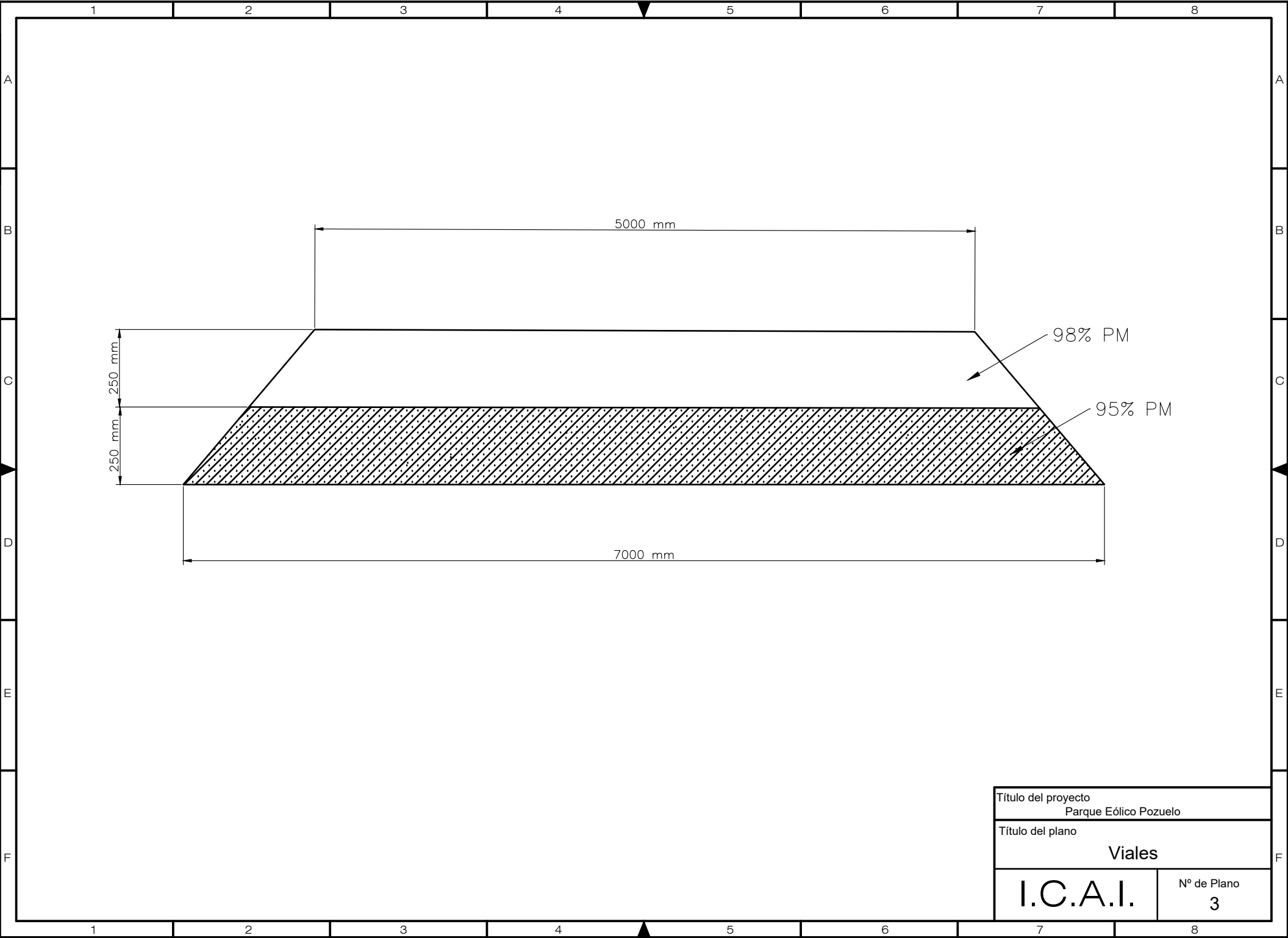
		Año																				
Deuda (k€)		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Préstamo pendiente de amortizar	49.325,87 €																					
Cuota anual			5.861,07 €	5.686,98 €	5.512,89 €	5.338,80 €	5.164,71 €	4.990,62 €	4.816,53 €	4.642,43 €	4.468,34 €	4.294,25 €	4.120,16 €	3.946,07 €	3.771,98 €	3.597,89 €	3.423,80 €	3.249,70 €	3.075,61 €	- €	- €	- €
Amortización préstamo			2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	- €	- €	- €
Deuda pendiente amortizar			46.424,34 €	43.522,82 €	40.621,30 €	37.719,78 €	34.818,26 €	31.916,74 €	29.015,22 €	26.113,69 €	23.212,17 €	20.310,65 €	17.409,13 €	14.507,61 €	11.606,09 €	8.704,56 €	5.803,04 €	2.901,52 €	2.901,52 €	- €	- €	- €
Intereses			2.959,55 €	2.785,46 €	2.611,37 €	2.437,28 €	2.263,19 €	2.089,10 €	1.915,00 €	1.740,91 €	1.566,82 €	1.392,73 €	1.218,64 €	1.044,55 €	870,46 €	696,37 €	522,27 €	348,18 €	174,09 €	- €	- €	- €
		Año																				
Flujo de caja para la deuda (k€)		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Préstamo	49.325,87 €																					
Intereses			2.959,55 €	2.785,46 €	2.611,37 €	2.437,28 €	2.263,19 €	2.089,10 €	1.915,00 €	1.740,91 €	1.566,82 €	1.392,73 €	1.218,64 €	1.044,55 €	870,46 €	696,37 €	522,27 €	348,18 €	174,09 €	- €	- €	- €
Amortización préstamo			2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	2.901,52 €	- €	- €	- €
Ahorro Fiscal			739,89 €	696,37 €	652,84 €	609,32 €	565,80 €	522,27 €	478,75 €	435,23 €	391,71 €	348,18 €	304,66 €	261,14 €	217,61 €	174,09 €	130,57 €	87,05 €	43,52 €	- €	- €	- €
Flujo de caja para la deuda	49.325,87 €	-	5.121,19 €	- 4.990,62 €	- 4.860,05 €	- 4.729,48 €	- 4.598,91 €	- 4.468,34 €	- 4.337,77 €	- 4.207,21 €	- 4.076,64 €	- 3.946,07 €	- 3.815,50 €	- 3.684,93 €	- 3.554,36 €	- 3.423,80 €	- 3.293,23 €	- 3.162,66 €	- 3.032,09 €	- €	- €	- €
		Año																				
Cash Flow para el accionista		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Free Cash Flow (FCF)	- 61.657,33 €		5.396,52 €	5.443,32 €	5.460,57 €	5.508,28 €	5.556,43 €	5.533,05 €	5.582,13 €	5.631,68 €	5.681,70 €	5.732,20 €	5.732,18 €	5.783,64 €	5.835,60 €	5.888,05 €	5.941,00 €	5.978,26 €	6.032,22 €	6.086,69 €	6.141,69 €	6.197,21 €
Flujo de Caja de la Deuda	49.325,87 €	-	5.121,19 €	- 4.990,62 €	- 4.860,05 €	- 4.729,48 €	- 4.598,91 €	- 4.468,34 €	- 4.337,77 €	- 4.207,21 €	- 4.076,64 €	- 3.946,07 €	- 3.815,50 €	- 3.684,93 €	- 3.554,36 €	- 3.423,80 €	- 3.293,23 €	- 3.162,66 €	- 3.032,09 €	- €	- €	- €
Cash Flow para el accionista	- 12.331,47 €		275,34 €	452,71 €	600,53 €	778,80 €	957,52 €	1.064,71 €	1.244,36 €	1.424,47 €	1.605,06 €	1.786,13 €	1.916,68 €	2.098,71 €	2.281,24 €	2.464,25 €	2.647,77 €	2.815,60 €	3.000,13 €	6.086,69 €	6.141,69 €	6.197,21 €

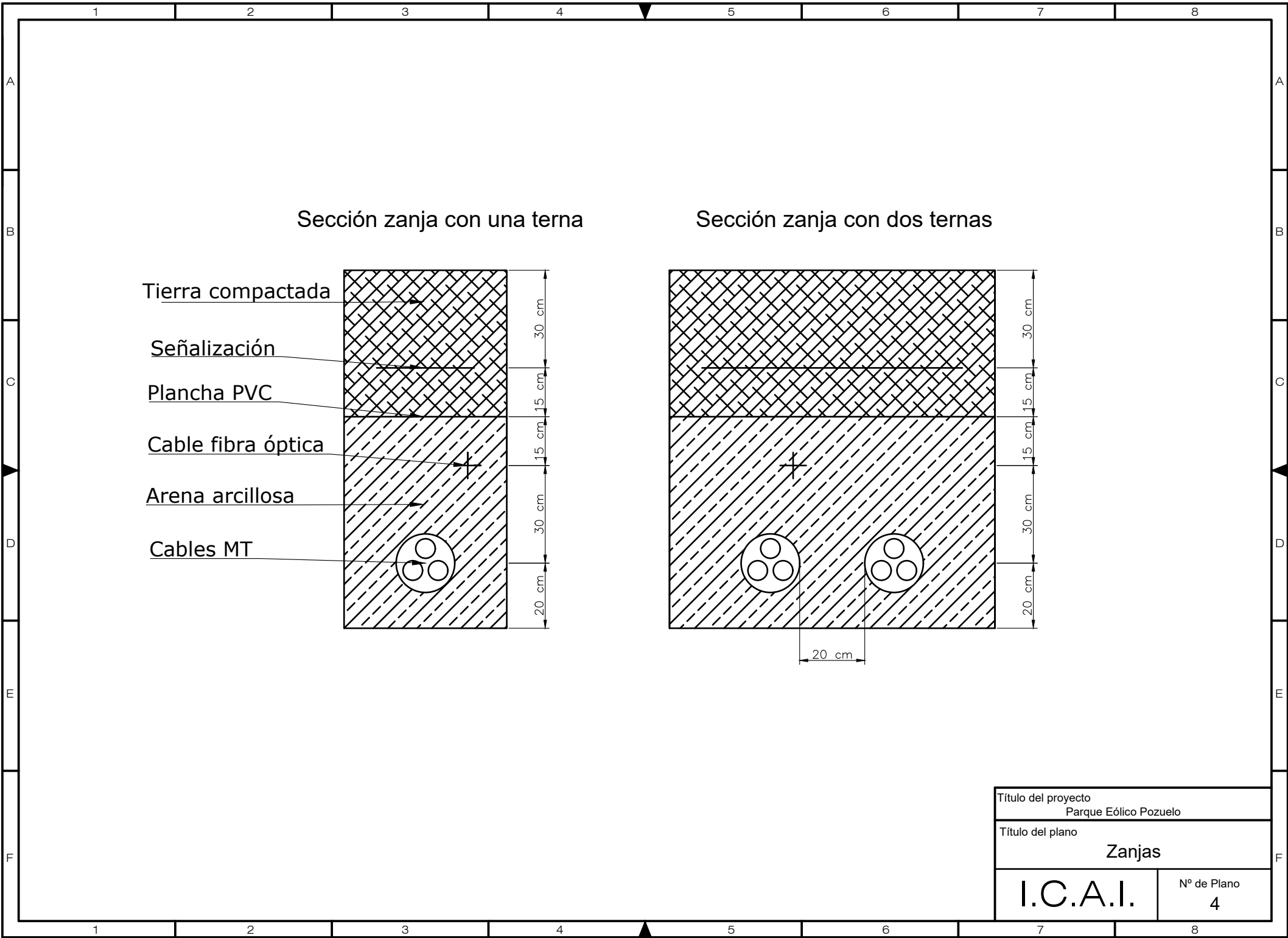
ANEXO V: PLANOS

- Plano 1: Detalle ubicación emplazamiento
- Plano 2: Cimentación
- Plano 3: Viales
- Plano 4: Zanjas
- Plano 5: Red de media tensión
- Plano 6: Unifilar red de MT
- Plano 7: Detalle celdas
- Plano 8: Unifilar AT/MT
- Plano 9: Alzado subestación
- Plano 10: Red de comunicaciones

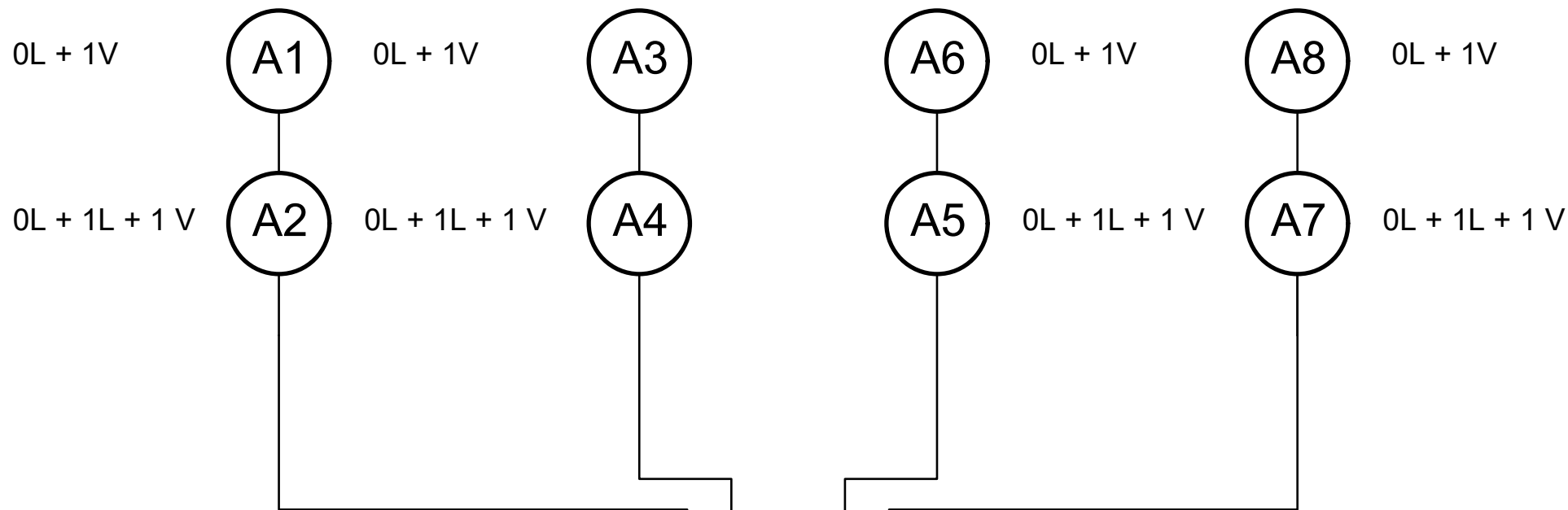


Título del proyecto Parque Eólico Pozuelo	
Título del plano Cimentación	
I.C.A.I.	Nº de Plano 2

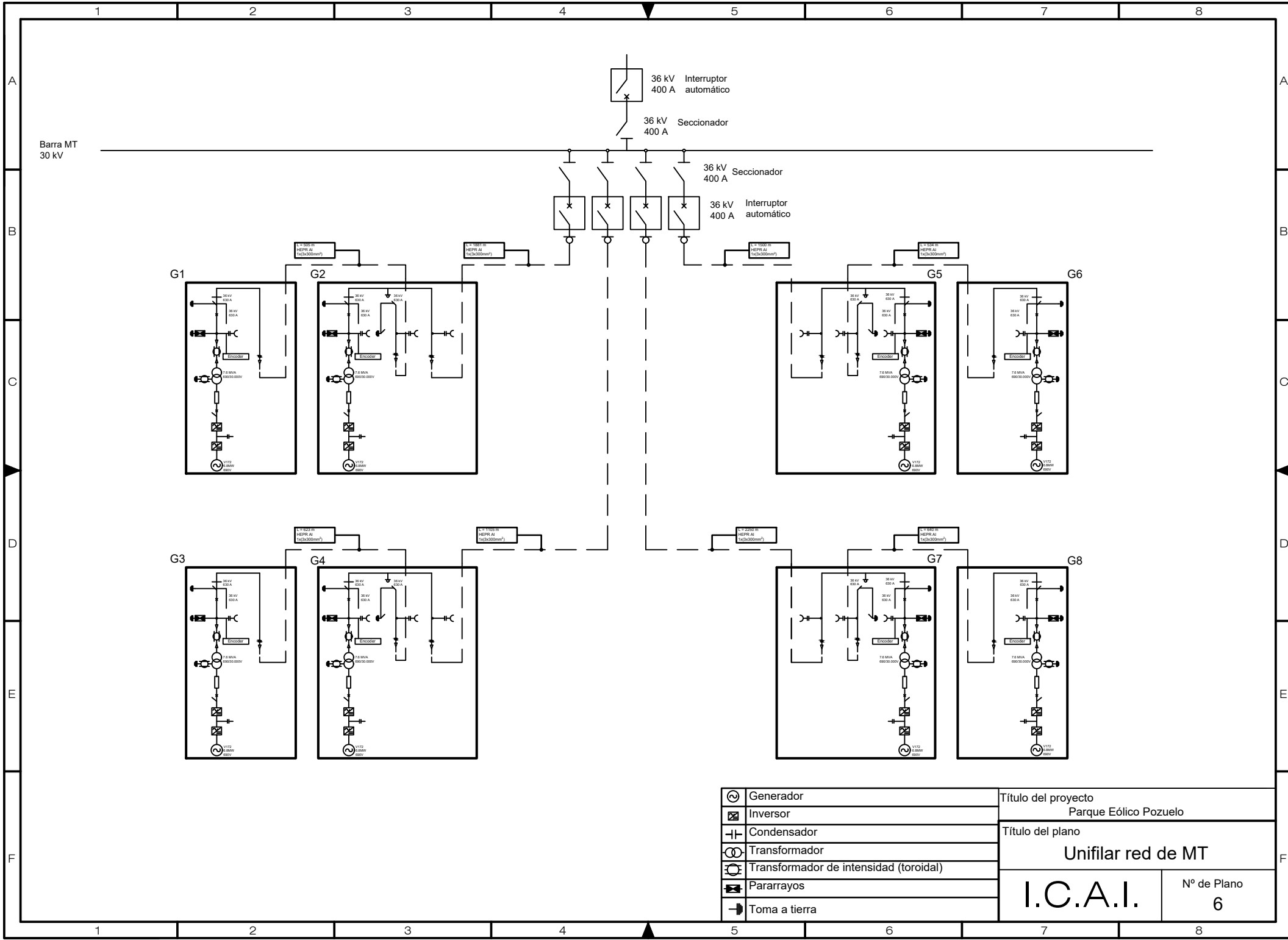




Subestación MT/AT

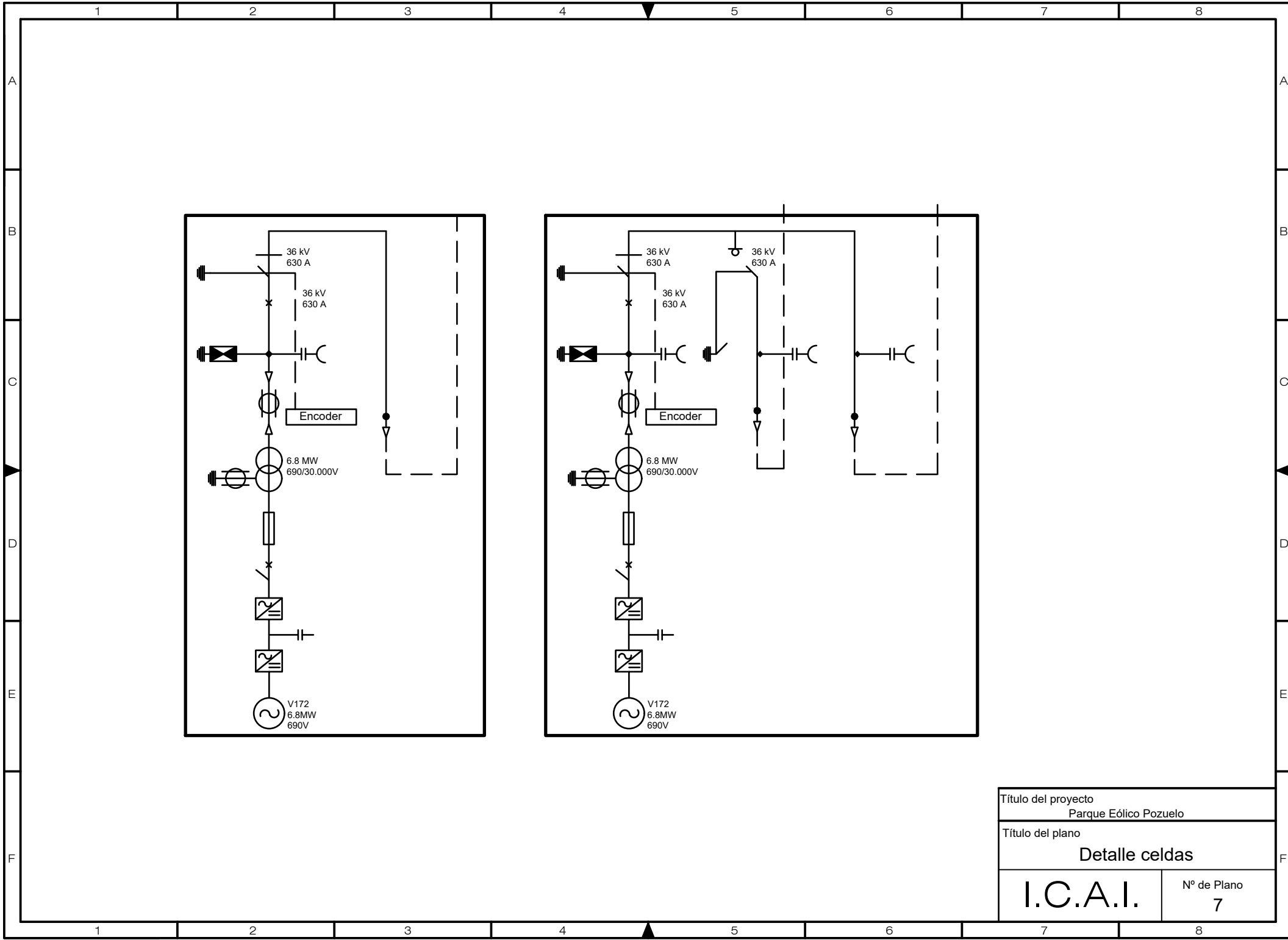


Título del proyecto Parque Eólico Pozuelo	
Título del plano Red de MT	
I.C.A.I.	Nº de Plano 5

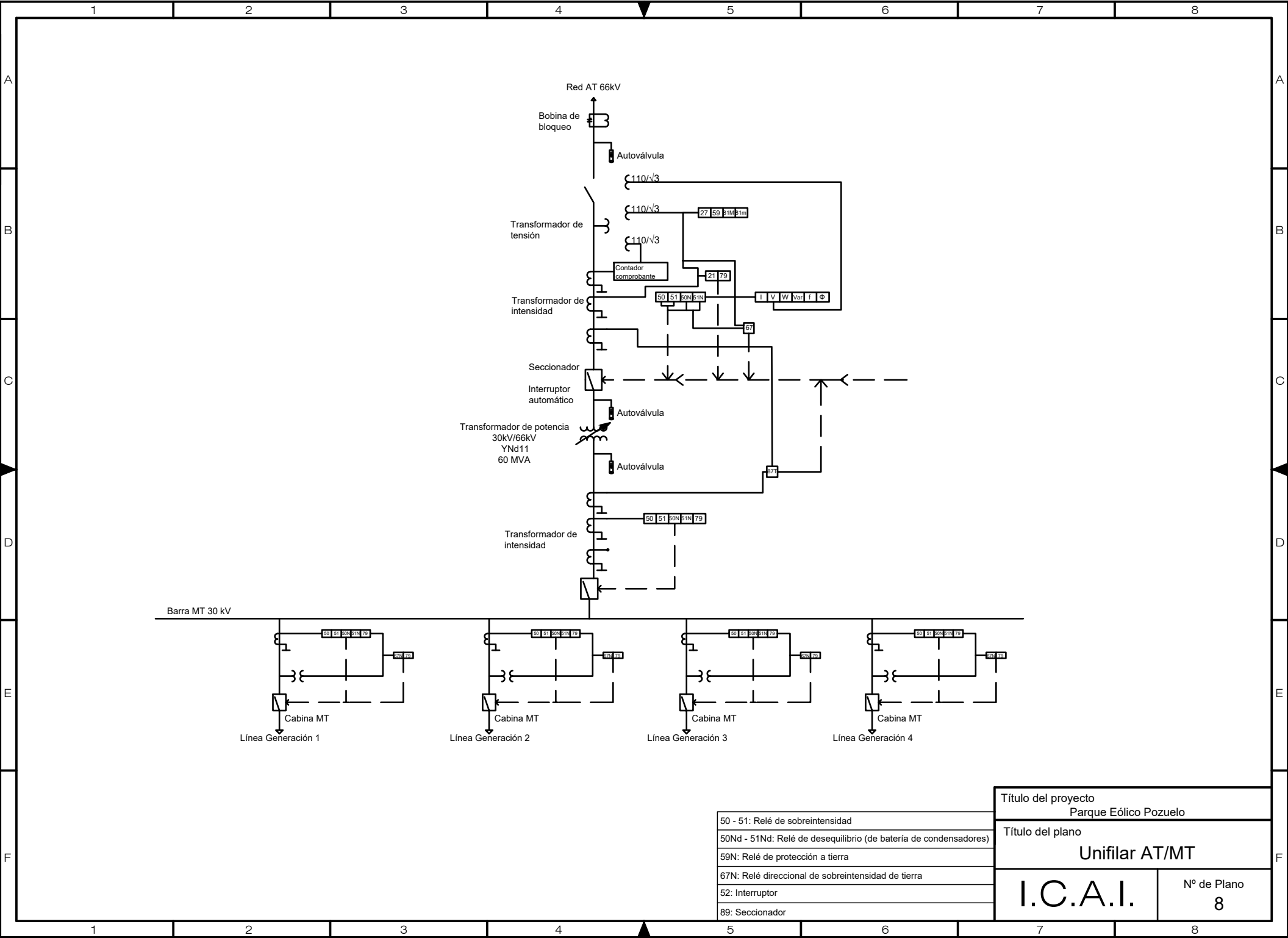


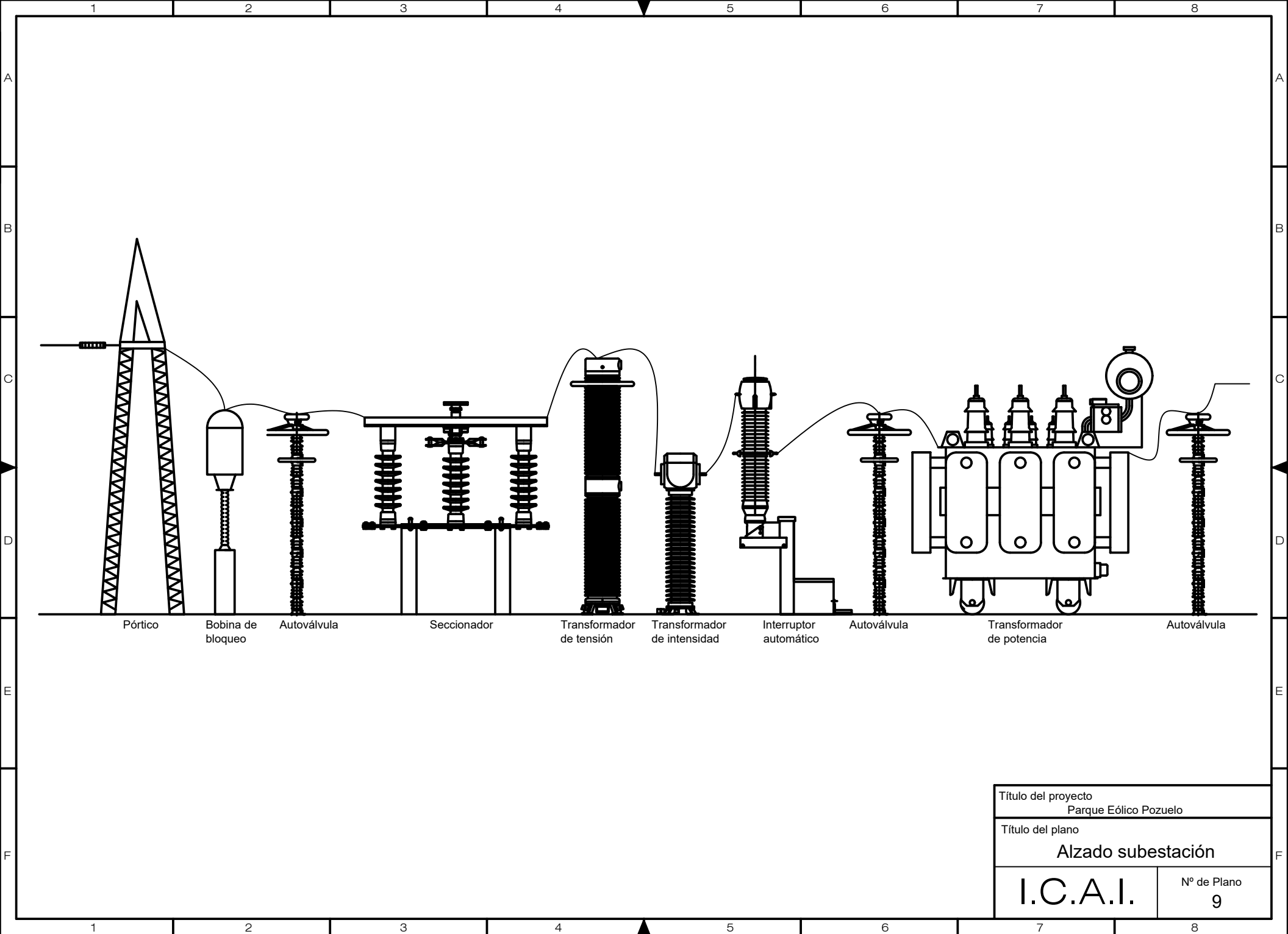
	Generador
	Inversor
	Condensador
	Transformador
	Transformador de intensidad (toroidal)
	Pararrayos
	Toma a tierra

Título del proyecto Parque Eólico Pozuelo	
Título del plano Unifilar red de MT	
I.C.A.I.	Nº de Plano 6



Título del proyecto Parque Eólico Pozuelo	
Título del plano Detalle celdas	
I.C.A.I.	Nº de Plano 7





Título del proyecto Parque Eólico Pozuelo	
Título del plano Alzado subestación	
I.C.A.I.	Nº de Plano 9

