



# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

## TRABAJO FIN DE MÁSTER INGENIERÍA BÁSICA Y ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO DE 52,8 MW EN BURGOS

Autor: Lucía Ureta Alegre

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Mayo de 2026

## Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título *Ingeniería básica y estudio de viabilidad técnica y económica de un parque eólico de 52,8 MW en Burgos* de la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2025/2026 es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

## Uso de Inteligencia Artificial<sup>1</sup>

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, la Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

Se ha utilizado para proporcionar ideas, para la búsqueda de proyectos similares en la investigación inicial y como apoyo en el aprendizaje de las herramientas técnicas.

Toda esta información ha sido revisada y contrastada, y ha servido para desarrollar estas ideas independientemente.

---

<sup>1</sup> Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

--



Firmado (alumno): Lucía Ureta Alegre

Fecha: 25/05/2026

**Autorización para la entrega del Proyecto**

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
<p>ALONSO ALONSO CONSOLACION - 05408293G</p> <p>Firmado digitalmente por ALONSO ALONSO CONSOLACION - 05408293G Fecha: 2026.05.25 23:00:44 +02'00'</p>	
Fdo:	Fdo:
Fecha:	Fecha:



# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

## TRABAJO FIN DE MÁSTER INGENIERÍA BÁSICA Y ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO DE 52,8 MW EN BURGOS

Autor: Lucía Ureta Alegre

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Mayo de 2026

## **Agradecimientos**

A mi familia, por su apoyo incondicional, por estar siempre presentes en cada etapa de este camino.

A Consolación, por su dedicación, por compartir su conocimiento sobre energía eólica y por su acompañamiento constante.

A la empresa Vortex, por facilitar los datos necesarios para el desarrollo de este proyecto y por su compromiso con el aprendizaje.

Y a todas las personas que me han acompañado a lo largo de estos años de universidad.

Gracias.

# INGENIERÍA BÁSICA Y ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO DE 52,8 MW EN BURGOS

**Autor:** Ureta Alegre, Lucía.

**Supervisor:** Alonso Alonso, Consolación.

**Entidad colaboradora:** ICAI - Universidad Pontificia Comillas

## RESUMEN DEL PROYECTO

En este proyecto se ha diseñado un parque eólico de 8 aerogeneradores Siemens Gamesa 170 en el municipio de Barrios de Colina, en la provincia de Burgos España, que proporcionará energía renovable con una potencia instalada de 52,8MW, alineándose con los Objetivos de Desarrollo Sostenibles, y es viable desde un punto de vista técnico y económico.

**Palabras clave:** energía, eólica, viento, potencia, aerogenerador, viabilidad

### 1. Introducción

En los últimos años, la energía eólica ha adquirido gran relevancia dentro del sistema energético debido a la necesidad de avanzar hacia modelos de generación más sostenibles y reducir la dependencia de combustibles fósiles. El aumento de la demanda energética, junto con los retos derivados del cambio climático, ha impulsado la transición hacia fuentes renovables capaces de disminuir las emisiones contaminantes y contribuir a la descarbonización del sector eléctrico.

En este contexto, la energía eólica se consolida como una de las tecnologías más relevantes por su madurez, competitividad y bajo impacto ambiental. Su papel estratégico se encuentra respaldado por iniciativas internacionales como el Acuerdo de París, que busca limitar el calentamiento global por debajo de 1,5°C, y el *European Green Deal*, que impulsa la transición hacia una economía más sostenible, así como por objetivos nacionales como los recogidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030, que busca alcanzar un 81% de generación eléctrica renovable.

En España, la energía eólica ocupa una posición destacada dentro del *mix* energético, con 33.274 MW de potencia instalada en 2025, equivalentes al 23,3% del total nacional, y una generación de 58.800 GWh, que representa el 21,6% de la electricidad producida, reflejando su papel clave en la transición energética y la transformación del modelo energético.

### 2. Definición del Proyecto

El proyecto integra un enfoque técnico y económico para evaluar la viabilidad del parque eólico en Burgos, lo que permite la consecución de los objetivos de viabilidad técnica y económica.

Para ello, se ha realizado una revisión bibliográfica y un análisis del contexto actual de la energía eólica, junto con el estudio del recurso y la tecnología asociada. Posteriormente, se ha seleccionado el emplazamiento más adecuado mediante criterios relacionados con el potencial eólico, la orografía, la accesibilidad y las restricciones ambientales. A continuación, se han analizado los datos del recurso eólico utilizando herramientas especializadas como Windographer y WASP, lo que permite caracterizar el recurso eólico y simular distintas configuraciones de aerogeneradores para estimar la producción energética.

Se ha desarrollado el dimensionamiento eléctrico y el diseño de la obra civil de la instalación, seleccionado los componentes más adecuados y elaborando los planos necesarios.

Finalmente, se ha llevado a cabo un análisis económico que incluye la estimación de costes, ingresos en base a distintos escenarios y determinación de los principales indicadores financieros, además de elaboración de un análisis de sensibilidad a las principales variables económicas, con el fin de determinar la viabilidad técnica y económica del proyecto.

### 3. Resultados

#### *Dimensionamiento técnico*

Se ha diseñado un parque eólico de 8 generadores de 6,6MW, situados en el municipio de Barrios de Colina, en Burgos.

Así, el análisis estadístico del viento, realizado con los programas Windographer y WASP y con los datos proporcionados por la empresa Vortex, muestra que el emplazamiento seleccionado presenta condiciones favorables para el aprovechamiento eólico, con una velocidad media del viento de 7,708 m/s a 120 metros de altura y una dirección predominante de 225°, lo que permite optimizar la disposición de los aerogeneradores. El análisis estadístico del recurso eólico mediante distribución de Weibull obtuvo parámetros de c de 8,6 m/s y k de 1,93, reflejando una adecuada intensidad y regularidad del viento.

La configuración del parque está formada por 8 aerogeneradores Siemens Gamesa Renewable Energy modelo SG 170 de 6,6 MW, de 170 metros de rotor y una altura de buje de 120 metros, con una producción estimada a red de 178 GWh al año y un factor de capacidad de 38,49% lo que refleja un buen aprovechamiento del recurso disponible.

	Producc. bruta (GWh/año)	Producc. neta (GWh/año)	Producc. a red (GWh/año)	Horas equiv. (h)	Factor de capacidad (%)
Siemens Gamesa	201,80	199,18	178,04	3.371,98	38,49

*Tabla 1. Resultados de generación de energía eólica del parque.*

Además, el dimensionamiento eléctrico incluye un transformador de potencia de Siemens Energy de media tensión a alta tensión con relación 30/220 kV, conectado a la subestación eléctrica Redeia de Villímar, a 14 km, además de otros elementos clave. Adicionalmente, se ha desarrollado el diseño de obra civil e infraestructuras asociadas, incluyendo viales de

acceso, cimentaciones, zanjas eléctricas, edificio de control y otros elementos auxiliares necesarios para la operación del parque.

#### *Análisis económico*

El análisis económico del proyecto considera una inversión inicial de 59.763.458 € y unos costes de operación y mantenimiento anuales estimados en 1.129.260 €.

Para la estimación de ingresos se evaluaron dos escenarios, la venta de energía en el mercado diario y la comercialización mediante un contrato Power Purchase Agreement o PPA a 10 años. En el primer caso, se consideró un precio medio de venta de 48,35 €/MWh con un crecimiento anual compuesto del 1,6 %, mientras que el segundo escenario plantea un precio fijo de 50 €/MWh mediante contrato PPA.

Aunque la venta en mercado puede ofrecer mayores ingresos potenciales en determinados contextos, el escenario PPA se considera más favorable debido a la elevada incertidumbre y volatilidad existente en los precios energéticos, el contexto geopolítico actual, y los cambios regulatorios y económicos, que incrementan el riesgo asociado a la exposición directa al mercado. Por tanto, el escenario seleccionado es el del PPA que aporta mayor estabilidad y previsibilidad de ingresos, reduciendo la incertidumbre financiera y garantizando una rentabilidad sólida a largo plazo, con un VAN para el accionista de 13.054.564 €, un TIR de 13,45% y un periodo de payback de 8,91 años.

Indicadores financieros del Proyecto		Indicadores financieros del Accionista	
VAN	10.305.672 €	VAN	13.054.564 €
TIR	7,46%	TIR	13,45%
Payback	10,46	Payback	8,91

*Tabla 2. Resultados financieros del escenario de venta por contrato PPA.*

#### **4. Conclusiones**

El proyecto cumple los objetivos técnicos y de viabilidad económica establecidos, verificándose que la instalación satisface los criterios técnicos definidos en el dimensionamiento del recurso, la tecnología seleccionada y el diseño de la infraestructura asociada.

Desde un punto de vista económico, los resultados muestran la viabilidad económica del proyecto para ambos escenarios, y su generación de valor y potencial de retorno para el accionista.

Además, la puesta en marcha del parque eólico contribuye de forma significativa a la reducción de emisiones de carbono, al generar energía renovable, reforzando su papel en la descarbonización del sistema eléctrico. En este sentido, el proyecto se alinea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, así como con el PNIEC y los compromisos internacionales del Acuerdo de París, en un contexto en el que la energía eólica aumenta su contribución al mix energético y consolida su papel clave en la transición hacia un modelo energético más sostenible.

# **BASIC ENGINEERING AND TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY STUDY OF A 52,8 MW WIND FARM IN BURGOS**

**Author:** Ureta Alegre, Lucía.

**Supervisor:** Alonso Alonso, Consolación.

**Collaborating Entity:** ICAI - Universidad Pontificia Comillas

## **ABSTRACT**

In this project, a wind farm consisting of 8 Siemens Gamesa 170 turbines has been designed in the municipality of Barrios de Colina, in the province of Burgos, Spain. It will provide renewable energy with an installed capacity of 52.8 MW, aligning with the Sustainable Development Goals, and it is viable from both a technical and economic perspective.

**Keywords:** energy, eolic, wind, power, windmill, feasibility

## **1. Introduction**

In recent years, wind energy has become increasingly important within the energy system due to the need to move towards more sustainable generation models and reduce dependence on fossil fuels. Rising energy demand, coupled with the challenges posed by climate change, has driven the transition towards renewable sources capable of reducing pollutant emissions and contributing to the decarbonisation of the electricity sector.

In this context, wind energy is establishing itself as one of the most important technologies due to its maturity, competitiveness and low environmental impact. Its strategic role is supported by international initiatives such as the Paris Agreement, which aims to limit global warming to below 1.5°C, and the European Green Deal, which drives the transition towards a more sustainable economy, as well as by national targets such as those set out in the National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC) 2023–2030, which aims to achieve 81% of electricity generation from renewable sources.

In Spain, wind energy occupies a prominent position within the energy mix, with 33,274 MW of installed capacity by 2025, equivalent to 23.3% of the national total, and generation of 58,800 GWh, representing 21.6% of the electricity produced, reflecting its key role in the energy transition and the transformation of the energy model.

## **2. Project definition**

The project combines a technical and economic approach to assess the viability of the wind farm in Burgos, thereby enabling the achievement of technical and economic viability objectives.

To this end, a literature review and an analysis of the current wind energy landscape have been carried out, alongside a study of the wind resource and associated technology. Subsequently, the most suitable site was selected using criteria related to wind potential,

topography, accessibility and environmental constraints. The wind resource data was then analysed using specialised tools such as Windographer and WAsP, enabling the characterisation of the wind resource and the simulation of different wind turbine configurations to estimate energy production.

The electrical sizing and civil engineering design of the installation were developed, the most suitable components were selected, and the necessary plans were drawn up.

Finally, an economic analysis was carried out, including cost estimates, revenue projections based on different scenarios, and the determination of key financial indicators, as well as a sensitivity analysis of the main economic variables, in order to determine the technical and economic viability of the project.

### 3. Results

#### *Technical design*

A wind farm comprising eight 6.6 MW turbines has been designed, located in the municipality of Barrios de Colina, in Burgos.

Thus, the statistical analysis of wind conditions, carried out using the Windographer and WAsP software programmes and data provided by the company Vortex, shows that the selected site offers favourable conditions for wind energy generation, with an average wind speed of 7.708 m/s at a height of 120 metres and a predominant wind direction of 225°, which allows for the optimisation of the wind turbine layout. The statistical analysis of the wind resource using the Weibull distribution yielded parameters of  $c = 8.6$  m/s and  $k = 1.93$ , reflecting adequate wind intensity and regularity.

The wind farm comprises eight Siemens Gamesa Renewable Energy SG 170 wind turbines, each with a capacity of 6.6 MW, a rotor diameter of 170 metres and a hub height of 120 metres, with an estimated annual grid-connected output of 178 GWh and a capacity factor of 38.49%, reflecting good utilisation of the available resource.

	Gross production (GWh/year)	Net production (GWh/year)	Grid-injected production (GWh/year)	Equivalent hours (h)	Capacity factor (%)
Siemens Gamesa	201,80	199,18	178,04	3.371,98	38,49

*Table 1. Wind farm's eolic energy generation results*

In addition, the electrical design includes a power transformer from Siemens Energy, stepping up from medium voltage to high voltage with a 30/220 kV ratio, connected to the Villimar substation of Redeia, along with other key components. Furthermore, the civil works and associated infrastructure have been designed, including access roads, foundations, electrical trenches, the control building, and other auxiliary elements required for the operation of the wind far.

#### *Economic analysis*

The economic analysis of the project considers an initial investment of €59.763.458 and estimated annual operation and maintenance costs of €1.129.260.

To estimate revenues, two scenarios were evaluated, electricity sales on the day-ahead market and commercialisation through a 10 year Power Purchase Agreement or PPA. In the first case, an average selling price of € 48,35/MWh was assumed, with a compound annual growth rate of 1,6%, while the second scenario assumes a fixed price of € 50/MWh under a PPA contract.

Although market sales may offer higher potential revenues in certain contexts, the PPA scenario is considered more favourable due to the high uncertainty and volatility in energy prices, the current geopolitical context, and ongoing regulatory and economic changes, which increase the risk associated with direct market exposure. Therefore, the selected scenario is the PPA, as it provides greater stability and predictability of revenues, reducing financial uncertainty and ensuring solid long-term profitability, with an equity NPV of €13.054.564, an IRR of 13,45%, and a payback period of 8,91 years.

Project financial indicators		Shareholder financial indicators	
NPV	10.305.672 €	NPV	13.054.564 €
IRR	7,46%	IRR	13,45%
Payback	10,46	Payback	8,91

*Table 2. PPA scenario financial results.*

## 5. Conclusions

The project meets the established technical and economic feasibility objectives, confirming that the installation satisfies the technical criteria defined in the resource assessment, the selected technology, and the associated infrastructure design.

From an economic perspective, the results demonstrate the project's viability under both scenarios, as well as its value generation and return potential for the shareholder.

Furthermore, the commissioning of the wind farm significantly contributes to the reduction of carbon emissions by generating renewable energy, reinforcing its role in the decarbonisation of the electricity system. In this regard, the project is aligned with the Sustainable Development Goals, as well as with the PNIEC and the international commitments of the Paris Agreement, in a context where wind energy is increasing its contribution to the energy mix and consolidating its key role in the transition towards a more sustainable energy model.

## *Índice de la memoria*

<b>Capítulo 1. Introducción .....</b>	<b>16</b>
1.1 Motivación del proyecto.....	16
1.2 Objetivos del proyecto.....	17
1.3 Metodología.....	17
1.4 Estado de la cuestión .....	20
1.4.1 Energía eólica en Europa y en el mundo .....	20
1.4.2 Energía eólica en España.....	24
1.4.3 Casos de estudio en España .....	28
1.4.4 Marco regulatorio de la energía eólica .....	29
<b>Capítulo 2. Recurso eólico.....</b>	<b>32</b>
2.1 El viento .....	32
2.2 Parámetros clave.....	33
2.2.1 Velocidad del viento y distribución de Weibull .....	33
2.2.2 Dirección del viento .....	34
2.2.3 Cizallamiento.....	35
2.2.4 Rugosidad del terreno .....	36
2.2.5 Densidad del aire .....	36
2.2.6 Turbulencia.....	37
2.2.7 Rafagosidad.....	37
2.3 Potencia eólica.....	38
2.4 Aerogeneradores.....	39
2.5 Estación anemométrica.....	41
<b>Capítulo 3. Descripción del emplazamiento .....</b>	<b>43</b>
3.1 Emplazamiento seleccionado .....	43
3.2 Ubicación de los aerogeneradores .....	44
<b>Capítulo 4. Análisis estadístico del recurso eólico .....</b>	<b>46</b>
4.1.1 Resultados del análisis .....	47
4.2 Análisis de la velocidad del viento.....	48

4.3	Análisis de la dirección del viento.....	52
4.3.1	Rosa de los vientos de frecuencia.....	53
4.3.2	Rosa de los vientos de velocidad.....	55
4.3.3	Rosa de los vientos de energía.....	58
4.3.4	Distribución de Weibull.....	61
4.3.5	Diagrama de cajas.....	65
4.3.6	Conclusiones del análisis.....	66
<b>Capítulo 5. Simulación mediante WAsP.....</b>		<b>68</b>
5.1	WAsP Climate Analyst.....	68
5.2	WAsP Map editor.....	70
5.3	Densidad del aire.....	72
5.4	Curva de potencia y coeficientes de los aerogeneradores.....	73
5.4.1	Modelo Nordex N163 de 7MW (Modo 0).....	74
5.4.2	Modelo Siemens Gamesa SG-170 de 6,6 MW.....	75
5.4.3	Modelo Vestas V162 de 7,2 MW.....	76
5.5	Simulación mediante WAsP.....	77
5.5.1	Modelo en WAsP.....	77
5.5.2	Calibración del modelo.....	78
5.5.3	Viento geostrófico.....	79
5.5.4	Isoventas.....	79
5.5.5	Resultados de la simulación para las distintas tecnologías.....	80
<b>Capítulo 6. Aerogenerador Siemens Gamesa SG-170 6,6 MW.....</b>		<b>86</b>
6.1	Descripción técnica.....	86
6.1.1	Diseño y dimensiones de la góndola.....	87
6.2	Especificaciones eléctricas.....	89
6.3	Curva de potencia y coeficientes.....	91
<b>Capítulo 7. Instalación eléctrica.....</b>		<b>93</b>
7.1	Transformador elevador de baja tensión a media tensión (BT/MT).....	93
7.2	Celdas de media tensión.....	94
7.3	Cableado de media tensión.....	97
7.3.1	Criterio de intensidad máxima admisible.....	98

7.3.2	Criterio de máxima caída de tensión.....	106
7.3.3	Criterio de cortocircuito.....	108
7.3.4	Cálculo de pérdidas por efecto Joule.....	108
7.4	Subestación eléctrica.....	110
7.4.1	Transformador de potencia.....	111
7.4.2	Transformador de corriente.....	112
7.4.3	Transformador de tensión.....	113
7.4.4	Interruptor automático.....	114
7.4.5	Seccionador.....	116
7.4.6	Autoválvula o pararrayos.....	116
7.5	Puesta a tierra.....	117
7.6	Línea eléctrica aérea.....	118
7.7	Red de comunicación.....	118
<b>Capítulo 8. Obra civil.....</b>		<b>120</b>
8.1	Etapas de construcción y principales infraestructuras.....	120
8.2	Cimentación del aerogenerador.....	121
8.3	Plataformas de montaje.....	122
8.4	Caminos de acceso e interiores para los aerogeneradores.....	122
8.5	Canalizaciones en zanja.....	124
8.6	Edificio de control y subestación.....	126
<b>Capítulo 9. Inversión inicial.....</b>		<b>127</b>
<b>Capítulo 10. Análisis de viabilidad económica.....</b>		<b>130</b>
10.1	Estimación de costes.....	130
10.1.1	OPEX.....	130
10.1.2	CAPEX.....	131
10.2	Estimación de ingresos.....	132
10.2.1	Escenario 1: venta en el Mercado Diario.....	132
10.2.2	Escenario 2: Venta de energía a través de un contrato privado de 10 años.....	134
10.3	Flujos de caja.....	136
10.3.1	WACC.....	136

10.3.2 VAN .....	137
10.3.3 TIR.....	137
10.3.4 Payback .....	138
10.4 Resultados de Flujos de caja obtenidos .....	138
10.4.1 Resultados del escenario 1: Venta al mercado diario.....	138
10.4.2 Resultados del escenario 2: Venta mediante PPA a 10 años .....	139
10.4.3 Análisis de sensibilidad .....	141
10.4.4 Comparación de los escenarios.....	144
<b>Capítulo 11. Procedimiento de solicitud.....</b>	<b>146</b>
<b>Capítulo 12. Planificación.....</b>	<b>148</b>
<b>Capítulo 13. Emisiones evitadas .....</b>	<b>149</b>
<b>Capítulo 14. Alineamiento con los ODS.....</b>	<b>152</b>
<b>Capítulo 15. Conclusiones.....</b>	<b>155</b>
<b>Capítulo 16. Bibliografía.....</b>	<b>158</b>
<b>ANEXO 168</b>	
ANEXO I: Elección del emplazamiento .....	171
ANEXO II: Análisis de viabilidad económica.....	202
ANEXO III: Planos.....	208
Plano I: Localización del emplazamiento .....	208
Plano II Líneas subterráneas MT.....	208
Plano III: Celdas de Media Tensión.....	208
Plano IV: Red de Media Tensión.....	208
Plano V: Unifilar Red MT.....	208
Plano VI: Unifilar Red MT/AT.....	208
Plano VII: Zanjas .....	208
Plano VIII: Viales.....	208
Plano IX: Cimentaciones.....	208



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

*ÍNDICE DE LA MEMORIA*

---

## *Índice de figuras*

Figura 1. Nueva capacidad eólica instalada en el mundo en 2025. GWEC.[1].....	20
Figura 2. Nueva capacidad instalada por región y mercado. GWEC. [1] .....	21
Figura 3. Capacidad anual instalada onshore y offshore en Europa. Wind Europe. [2] .....	21
Figura 4. Capacidad instalada por país onshore y offshore en Europa. Wind Europe. [2]...	22
Figura 5. Generación eléctrica mediante energía eólica en 2025. Ember. [3].....	23
Figura 6. Generación eólica por país. Ember.[3].....	24
Figura 7. Potencia instalada en España en 2025. Redeia. [4].....	25
Figura 8. Potencia instalada renovable en España. Redeia. [4] .....	25
Figura 9. Potencia instalada en España por CCAA en 2025. Redeia. [4] .....	26
Figura 10. Generación de energía en España por fuente. Redeia. [5] .....	27
Figura 11. Generación de energía eólica en España por CCAA. Redeia. [6].....	27
Figura 12. Contribución de cada CCAA a la generación de eólica en España (%). Redeia. [6] .....	28
Figura 13. Representación gráfica de la distribución de Weibull para distintos parámetros.[27].....	34
Figura 14. Direcciones de la rosa de los vientos. [29].....	35
Figura 15.Escala de rugosidades [23].....	36
Figura 16. Componentes principales de un aerogenerador.[37].....	41
Figura 17. Torre anemométrica. Parque eólico Miravete. Elawan Energy [38].....	42
Figura 18. Ubicación de los aerogeneradores en el emplazamiento. Google Earth Pro.....	45
Figura 19. Coordenadas UTM de los aerogeneradores en el emplazamiento. ....	45
Figura 20. Variables a 100 m. ....	47
Figura 21. Variables a 120 m. ....	47
Figura 22. Resultados obtenidos en Windographer. Datos proporcionados por VORTEX.48	
Figura 23. Histograma de la velocidad del viento 2015-2026 a 100m y 120m. Datos proporcionados por VORTEX.....	49

Figura 24. Histograma de la velocidad del viento 2025-2026 a 100 m y 120m. Datos proporcionados por VORTEX.....	50
Figura 25. Velocidad mensual media a 100m y 120. Datos proporcionados por VORTEX. ....	51
Figura 26. Perfil diario medio a 100 y 120m. Datos proporcionados por VORTEX. ....	51
Figura 27. Evolución mensual del perfil diurno. Datos proporcionados por VORTEX. ....	52
Figura 28. Rosa de los vientos de frecuencia a 100m. Datos proporcionados por VORTEX. ....	53
Figura 29. Rosa de los vientos de frecuencia a 120m. Datos proporcionados por VORTEX. ....	54
Figura 30. Evolución mensual de la rosa de los vientos de frecuencia a 100m. Datos proporcionados por VORTEX.....	54
Figura 31. Evolución mensual de la rosa de los vientos de frecuencia a 120m. Datos proporcionados por VORTEX.....	55
Figura 32. Rosa de los vientos de velocidad a 100m. Datos proporcionados por VORTEX. ....	56
Figura 33. Rosa de los vientos de velocidad a 120m. Datos proporcionados por VORTEX. ....	56
Figura 34. Evolución mensual de la rosa de los vientos de velocidad a 100m. Datos proporcionados por VORTEX.....	57
Figura 35. Evolución mensual de la rosa de los vientos de velocidad a 120m. Datos proporcionados por VORTEX.....	58
Figura 36. Rosa de los vientos de potencia a 100m. Datos proporcionados por VORTEX.	59
Figura 37. Rosa de los vientos de potencia a 120m. Datos proporcionados por VORTEX.	60
Figura 38. Evolución mensual de la rosa de los vientos de potencia a 100m. Datos proporcionados por VORTEX.....	61
Figura 39. Evolución mensual de la rosa de los vientos de potencia a 120m. Datos proporcionados por VORTEX.....	61
Figura 40. Distribución de Weibull a 100m. Datos proporcionados por VORTEX. ....	62

Figura 41. Distribución de Weibull a 120m. Datos proporcionados por VORTEX. ....	63
Figura 42. Evolución mensual de la distribución de Weibull a 120m. Datos proporcionados por VORTEX.....	63
Figura 43. Función acumulada de probabilidad. Datos proporcionados por VORTEX. ....	64
Figura 44. Función de probabilidad de excedencia. Datos proporcionados por VORTEX. ....	65
Figura 45. Diagrama de cajas a 100 m. Datos proporcionados por VORTEX.....	66
Figura 46. Diagrama de cajas a 120 m. Datos proporcionados por VORTEX.....	66
Figura 47. Datos de la veleta, anemómetro y rosa de los vientos introducidos en WAsP. ..	69
Figura 48. Tratamiento de datos de viento en WAsP. ....	70
Figura 49. Mapa de topografía proporcionado por VORTEX. ....	71
Figura 50. Mapa de rugosidad. Elaboración propia a partir de Google Earth Pro. ....	72
Figura 51. Modelo digital del terreno. ....	72
Figura 52. Densidad del aire obtenida mediante el Air Density Calculator de WAsP. ....	73
Figura 53. Curva de potencia y coeficientes del aerogenerador Nordex N163 7MW (Modo 0) generada en WAsP. Datos proporcionados por fabricante.....	75
Figura 54. Curva de potencia y coeficientes del aerogenerador Siemens Gamesa SG-170 6,6MW generada en WAsP. Datos proporcionados por fabricante.....	76
Figura 55. Curva de potencia y coeficientes del aerogenerador Vestas V162 7,2MW generada en WAsP. Datos proporcionados por fabricante. ....	77
Figura 56. Coordenadas de la torre anemométrica. ....	77
Figura 57. Modelo en WAsP. ....	78
Figura 58. Viento geostrófico del modelo en WAsP.....	79
Figura 59. Mapa de curvas isoventas para la dirección predominante. WAsP. ....	80
Figura 60. Resultados de simulación en WAsP para la tecnología Nordex N163 7MW....	81
Figura 61. Resultados de simulación en WAsP para la tecnología Siemens Gamesa SG-170 6,6 MW.....	81
Figura 62. Resultados de simulación en WAsP para la tecnología Vestas V172 7,2 MW. ....	81
Figura 63. Diseño de la góndola. Siemens Gamesa. [50].....	88

Figura 64. Dimensiones de la góndola. Siemens Gamesa.[50] .....	89
Figura 65. Diagrama unifilar simplificado. Siemens Gamesa SG 170.[50] .....	90
Figura 66. Curva de potencia y coeficientes del aerogenerador Siemens Gamesa SG-170 6,6MW generada en WAsP. Datos proporcionados por fabricante.....	92
Figura 67. Ejemplo de transformador de potencia de Siemens en la planta Allgäu Überlandwerke, Alemania [56]. .....	111
Figura 68. Esquema del interruptor automático 3AP1 FG de 245kV de Siemens Energy. Siemens Energy[59] .....	115
Figura 69. Cimentación circular de hormigón armado. Parque Morro del Cuchillo Negro, Fuerteventura.[64] .....	121
Figura 70. Acceso al parque. Google Earth Pro. ....	124
Figura 71. Ejemplo de acceso al parque. Google Earth Pro. ....	124
Figura 72 precio de casación del mercado diario en España. OMIE [73].....	133
Figura 74. Planificación del proyecto.....	148
Figura 75. Emisiones y factor de emisión de CO2 eq. de la generación. Redeia.[83] .....	149
Figura 75. Objetivos de Desarrollo Sostenible. ONU.[86].....	152

## *Índice de tablas*

Tabla 1. Resultados de generación de energía eólica del parque. ....	8
Tabla 2. Resultados financieros del escenario de venta por contrato PPA.....	9
Tabla 3. Producción neta del modelo con tecnología Nordex N163 de 7MW (Modo 0)....	83
Tabla 4.Producción energética final del modelo con tecnología Nordex N163 de 7MW (Modo 0).....	83
Tabla 5.Producción neta del modelo con tecnología Siemens Gamesa SG-170 6,6 MW...	84
Tabla 6. Producción energética final del modelo con tecnología Siemens Gamesa SG-170 6,6 MW.....	84
Tabla 7.Producción neta del modelo con tecnología Vestas V172 7,2 MW.....	84
Tabla 8.Producción energética final del modelo con tecnología Vestas V172 7,2 MW.....	85
Tabla 9.Comparativa de resultados de los modelos con las tres tecnologías. ....	85
Tabla 10.Especificaciones eléctricas. Siemens Gamesa SG170.[50].....	90
Tabla 11.Tabla de potencia y coeficientes. Siemens Gamesa SG170. Datos proporcionados por fabricante.....	91
Tabla 12 Características del transformador ECO 30kV de Siemens.[50].....	94
Tabla 13 Tipología de celda para cada circuito.....	95
Tabla 14. Características de las celdas modulares 8DJH 36 switchgear de Siemens.[52]..	96
Tabla 15..Intensidad por cada circuito. ....	98
Tabla 16.Tabla 2 de ITC-LAT 06 Tensión asignada. Prysmian Group [45].....	99
Tabla 17.Intensidad máxima. ITC-06.....	100
Tabla 18.Factor de corrección para temperatura distinta de 25°C.....	101
Tabla 19.Factor de corrección por profundidad. ITC-06. Prysmian.[45].....	101
Tabla 20.Resistividad térmica en función de la naturaleza del terreno. [48] .....	102
Tabla 21.Factor de corrección por resistividad. ITC-06. Prysmian. [45].....	103
Tabla 22.Factor de corrección por número de ternos. ITC-06. Prysmian. [45].....	104
Tabla 23. Factores de corrección aplicados.....	104

Tabla 24. Características del conductor Al Eprotenax H Compact - Al HEPRZ de Prysmian.[53] .....	105
Tabla 25. Caída de tensión en cada circuito. ....	107
Tabla 26. Pérdidas por efecto Joule por circuito. ....	109
Tabla 27. Características del transformador de potencia. Siemens Energy.....	111
Tabla 28. Características del transformador de corriente. Hitachi Energy [58]. ....	113
Tabla 29. Características del transformador de tensión. Hitachi Energy[59].....	114
Tabla 30. Transformador de tensión. Hitachi Energy [59].....	114
Tabla 31. Características del interruptor automático 3AP1 FG de 245kV de Siemens Energy.[59].....	115
Tabla 32. Características del seccionador de apertura vertical DDV de Hitachi Energy. [60] .....	116
Tabla 33. Características del descargador de sobretensión 3EL2 de Siemens. [61] .....	117
Tabla 34. Inversión inicial .....	128
Tabla 35. Gastos Operacionales. ....	131
Tabla 36.. Resultados del escenario 1. Excel. ....	139
Tabla 37. Indicadores financieros del Escenario 1. ....	139
Tabla 38.. Resultados del escenario 2. Excel. ....	140
Tabla 39. Indicadores financieros del Escenario 2. ....	141
Tabla 40. Indicadores financieros del accionista. Escenario 1. ....	143
Tabla 41. Indicadores financieros del accionista. Escenario 2. ....	144
Tabla 42. Factores de emisión específicos por tecnologías. Redeia. [70].....	150
Tabla 43. Emisiones evitadas por tecnologías. Elaboración propia. ....	150
Tabla 44. Indicadores financieros del Escenario 2: venta mediante PPA.. ....	156

---

## ***INDICE DE ACRÓNIMOS***

AAC: Autorización Administrativa de Construcción

AAP: Autorización Administrativa Previa

AEMET: Agencia Estatal de Meteorología

AEP (Annual Energy Production): Producción anual de energía

AIS (Air Insulated Switchgear): Subestación aislada en aire

ARTPTA: Acuerdo de Redacción y Tramitación de Proyecto Técnico Administrativo

AT: Alta Tensión

BOE: Boletín Oficial del Estado

BOP (Balance of Plant): Balance de planta

BT: Baja Tensión

CAPEX (Capital Expenditure): Gastos de capital

CAGR (Compound Annual Growth Rate): Tasa de crecimiento anual compuesta

CCAA: Comunidades Autónomas

CDF (Cumulative Distribution Function): Función de distribución acumulada

CEP: Contrato de Encargo de Proyecto

CNMC: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

CTA: Contrato Técnico de Acceso

DEVEX (Development Expenditure): Gastos de desarrollo

DFIG (Doubly Fed Induction Generator): Generador asíncrono doblemente alimentado

DIA: Declaración de Impacto Ambiental

EIA: Estudio de Impacto Ambiental

FCF (Free Cash Flow): Flujo de cajas libres

GEI: Gases de Efecto Invernadero

GWEC (Global Wind Energy Council): Consejo Global de Energía Eólica

HEPR (High Energy Performance Requirements): Requisitos de alto rendimiento energético

IDEA: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

IEC (International Electrotechnical Commission): Comisión Electrotécnica Internacional

IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers): Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos

IPC (Consumer Price Index): Índice de Precios al Consumo

IRENA (International Renewable Energy Agency): Agencia Internacional de Energías Renovables

ITC: Instrucción Técnica Complementaria

MITECO: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

MT: Media Tensión

NOF: Necesidades Operativas de Fondos

ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible

O&M (Operation and Maintenance): Operación y mantenimiento

ONAF (Oil Natural Air Forced): Refrigeración por aceite natural y aire forzado

ONAN (Oil Natural Air Natural): Refrigeración por aceite natural y aire natural

OMIE: Operador del Mercado Ibérico de Energía

ONU: Organización de las Naciones Unidas

OEPM: Oficina Española de Patentes y Marcas

OPEX (Operational Expenditure): Gastos operativos

PPA (Power Purchase Agreement): Acuerdo de compra de energía

PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition): Sistema de supervisión, control y adquisición de datos

SE: Subestación Eléctrica

TFM: Trabajo Fin de Máster

TIR: Tasa Interna de Retorno

UE: Unión Europea

UNE (Una Norma Española): normativa de la Asociación Española de Normalización

UTM (Universal Transverse Mercator): Sistema de coordenadas universal transversal de Mercator

VAN (Net Present Value): Valor Actual Neto

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

WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program): Programa de análisis y aplicación del atlas eólico

ZEC: Zona Especial de Conservación

## **Capítulo 1. INTRODUCCIÓN**

En la actualidad, el crecimiento continuo de la demanda energética y los efectos del cambio climático impulsan la búsqueda de fuentes de energía limpias y sostenibles, convirtiéndolas en una prioridad global. Este trabajo explora la importancia de la energía eólica como solución a este problema, destacando cómo esta tecnología no solo contribuye a reducir la huella de carbono, sino que también impulsa el desarrollo económico y la independencia energética.

### ***1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO***

Este proyecto de TFM nace del interés por contribuir al desarrollo de soluciones energéticas limpias que respondan a los retos actuales del sector eléctrico. La creciente demanda energética y la necesidad de combatir el cambio climático y reducir las emisiones contaminantes impulsan la transición hacia fuentes de energía renovable. En este contexto, la energía eólica se presenta como una alternativa viable y sostenible, capaz de cubrir una parte significativa del consumo eléctrico reduciendo el impacto negativo en el medio ambiente.

Además, la importancia que tiene la energía eólica en el *mix* energético nacional, especialmente en un país como España, con un gran potencial eólico por su ubicación geográfica y características climáticas, motiva a profundizar en el estudio y diseño de instalaciones que optimicen su aprovechamiento.

Por último, la realización de este trabajo permite la adquisición de competencias profesionales en ingeniería, especialmente en el ámbito de las energías renovables, lo que contribuirá a afrontar futuros retos en la industria energética.

## ***1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO***

El objetivo principal del proyecto será el diseño de una instalación eólica en España que genere energía renovable y limpia, para contribuir a la reducción de contaminación en la obtención de energía, y que sea económicamente rentable, con el fin de motivar a futuros inversores. Para alcanzar este objetivo general, el proyecto se estructurará en varios subobjetivos.

El primero será establecer un marco teórico sobre el cual se asentarán las bases del proyecto. Para ello, se analizará el contexto de la Energía eólica en España, Europa y en el mundo, los principales parámetros que permiten la caracterización del recurso eólico, así como la tecnología necesaria para la producción de energía eólica.

El segundo subobjetivo será el diseño y dimensionamiento de un parque eólico técnicamente viable, que maximice la producción energética y minimice el impacto medioambiental. Para ello se pondrá el foco a un diseño que cumpla con unos criterios establecidos en la selección del emplazamiento, el dimensionamiento del parque, la calidad del recurso eólico, la selección de la tecnología, el desarrollo de la obra civil y el dimensionamiento eléctrico.

Por último, se establece un objetivo de viabilidad económica, asegurando su rentabilidad y sostenibilidad a largo plazo.

El cumplimiento de todos estos objetivos se evaluará al finalizar el proyecto, para asegurar que el parque diseñado es viable desde un punto de vista técnico y económico.

## ***1.3 METODOLOGÍA***

La metodología del proyecto se basa en un enfoque multidisciplinar que integra el análisis técnico y económico, con el objetivo de diseñar una instalación eólica eficiente y sostenible en España. A lo largo del trabajo se utilizarán distintos recursos, que permitirán garantizar la calidad de los resultados obtenidos.

En primer lugar, se ha mantenido una comunicación constante con la tutora, Consolación Alonso, y distintas reuniones para resolver dudas, recibir sugerencias y asegurar una evolución adecuada del trabajo. Estas sesiones permiten validar decisiones clave y ajustar la metodología en caso necesario.

En segundo lugar, se utilizarán artículos académicos y de investigación de fuentes como Google Scholar, bibliografía académica y fuentes digitales secundarias como Internet y bases de datos de organismos como IRENA, Global Wind Energy Council o Redeia. Como recursos técnicos, destacamos WASP y Windographer, herramientas o software especializados utilizados en el análisis y diseño de proyectos eólicos.

El desarrollo del trabajo se ha estructurado en varias fases. En una primera etapa, se ha analizado el contexto actual de la energía eólica tanto en España como a nivel global, así como el marco teórico asociado, incluyendo los principales parámetros del recurso eólico y la tecnología necesaria para su aprovechamiento. En esta primera etapa han sido especialmente relevantes las fuentes académicas mencionadas anteriormente.

En segundo lugar, se ha procedido a la selección del emplazamiento. Para ello, se han comparado tres posibles ubicaciones, en las provincias de Huesca, Albacete y Burgos, y se ha elegido aquella que mejor cumplía con los criterios establecidos. Estos criterios se centran en la calidad del recurso eólico, la tipología del terreno, la cercanía a puntos de conexión eléctrica, la orografía, la accesibilidad y la distancia a zonas ambientalmente sensibles. Para este análisis se han utilizado herramientas como el Mapa Eólico Ibérico, que proporciona datos de viento para coordenadas específicas; registros catastrales, que permiten conocer la naturaleza del terreno; Google Earth Pro, útil para analizar distancias, altitudes y características del entorno; y cartografía oficial como los mapas de la Red Natura 2000 y la Red Esmeralda, que identifican áreas de especial protección ambiental. Asimismo, se ha definido la ubicación de los aerogeneradores, que se dispondrán en hileras perpendiculares a la dirección predominante del viento y en zonas con baja pendiente.

Los datos de viento se han obtenido gracias a la colaboración de la empresa Vortex, y se ha realizado un análisis estadístico del recurso eólico mediante el programa Windographer, que permite los análisis históricos de datos, caracterizar la distribución del viento, ajustar funciones de Weibull y evaluar parámetros clave como la velocidad media o la densidad de potencia, entre otros.

Posteriormente, se llevará a cabo el tratamiento y análisis de los datos mediante el módulo Climate Analysis de WASP. Se definirá el mapa de topografía y rugosidad del terreno utilizando WASP Map Editor, y se obtendrán las curvas de potencia y los coeficientes de empuje de distintas turbinas mediante WASP Turbine Editor. Con toda esta información, junto con la ubicación de los aerogeneradores y de la torre anemométrica, se realizará una simulación en WASP para tres tecnologías diferentes, con el objetivo de identificar las turbinas más adecuadas según el recurso disponible y estimar la producción energética del parque.

A continuación, se desarrollará el dimensionamiento eléctrico de la instalación, definiendo los principales componentes del sistema, así como las infraestructuras necesarias para la evacuación de la energía generada. De forma paralela, se abordará el diseño de la obra civil, determinando los elementos fundamentales como viales de acceso, plataformas de montaje y cimentaciones. Para esta fase, se ha utilizado la herramienta AutoCAD para la elaboración de los planos necesarios.

Finalmente, se llevará a cabo un análisis de viabilidad económica del proyecto mediante Excel. Se evaluarán dos escenarios de ingresos, siendo el primero la venta de la energía en el mercado diario, para lo que se han utilizado fuentes como OMIE, y, el segundo, mediante un contrato Power Purchase Agreement (PPA), cuyo precio se ha establecido mediante benchmark. Además, se desarrollará la estimación de los costes de inversión, operación y mantenimiento, así como el cálculo de indicadores financieros clave como el valor actual neto o VAN, la tasa interna de retorno o TIR y el período de recuperación o payback. Este análisis permitirá identificar los costes asociados, las posibles fuentes de financiación y los

---

beneficios derivados de la generación de energía limpia. Con todo ello, se realizará una evaluación final que permitirá determinar si la instalación propuesta es viable tanto desde el punto de vista técnico como económico.

## 1.4 ESTADO DE LA CUESTIÓN

### 1.4.1 ENERGÍA EÓLICA EN EUROPA Y EN EL MUNDO

#### *Potencia instalada*

De acuerdo con GWEC, 2025 fue un año récord para la energía eólica mundial, con 165GW de nueva capacidad instalada, de las cuales 155 GW corresponden a eólica terrestre, lo que supone un incremento del 40,4% respecto al año anterior, alcanzando una capacidad instalada total de 1.299GW.

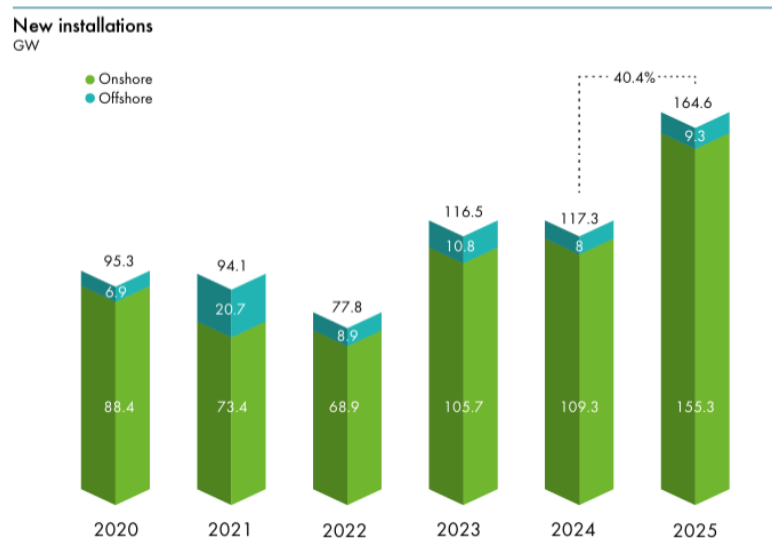


Figura 1. Nueva capacidad eólica instalada en el mundo en 2025. GWEC.[1]

Como se puede observar a continuación, la región APAC supone el 80% de la nueva capacidad instalada, seguido de Europa, con un 12%. Además, si se hace un análisis más

detallado, se observa que China supone el 73% de la nueva capacidad instalada, seguido de Estados Unidos, US, India y Alemania.

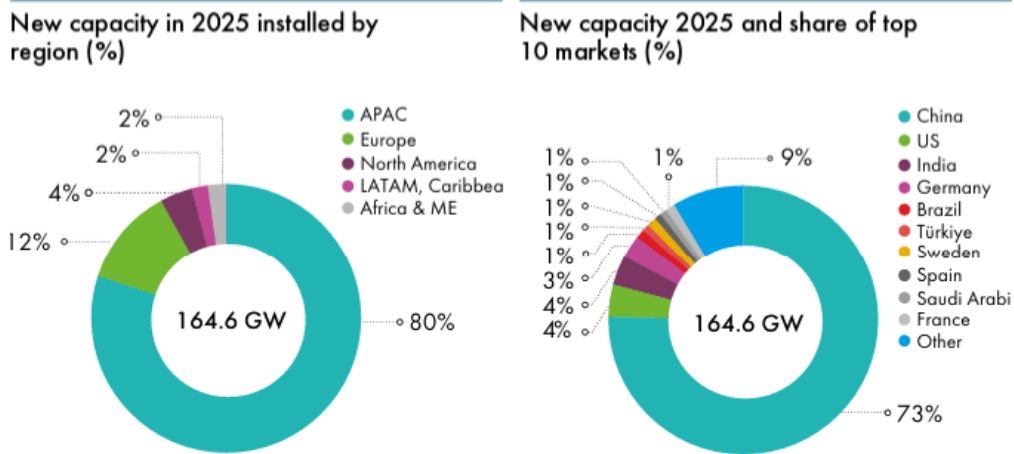


Figura 2. Nueva capacidad instalada por región y mercado. GWEC. [1]

En Europa, en 2025 se instalaron 19,1 GW brutos de nueva capacidad eólica, donde el 90% fueron instalaciones onshore, sumando un total de 17,2 GW. Si consideramos solo EU-27, se instalaron 15,1 GW de nueva capacidad donde 14,2 GW, el 94% era onshore.

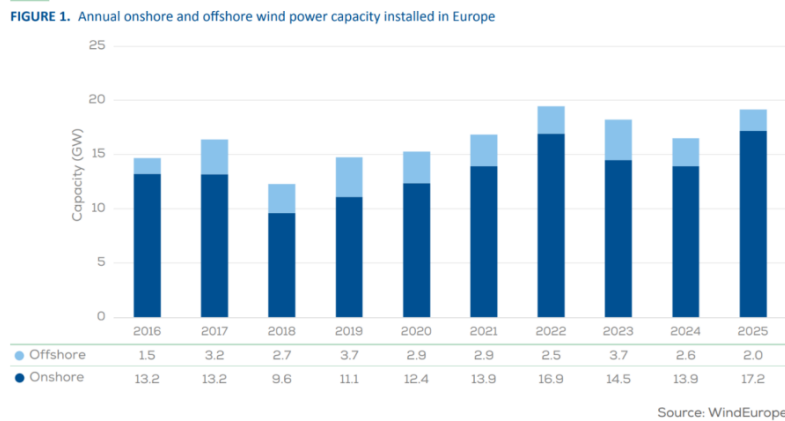


Figura 3. Capacidad anual instalada onshore y offshore en Europa. Wind Europe. [2]

Además, Wind Europe predice un aumento de la capacidad instalada en Europa que alcanzará los 439 GW en 2030.

Analizando los países que conforman la UE, se observa que Alemania fue el país que instaló mayor capacidad, 5,7GW, seguido de Turquía, Suecia y, en cuarto lugar, España.

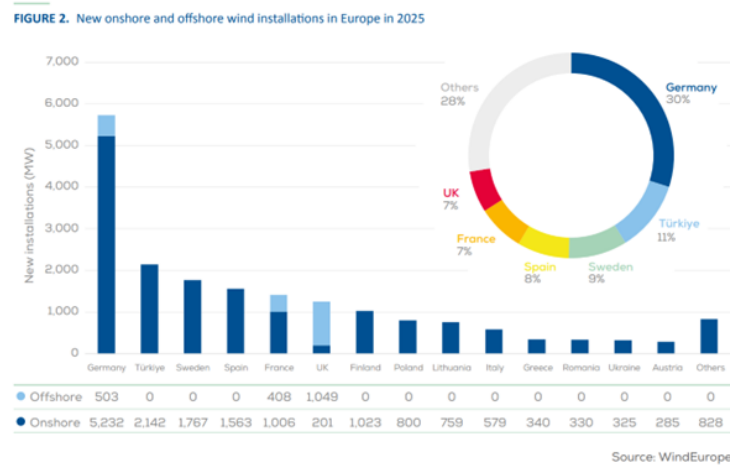


Figura 4. Capacidad instalada por país onshore y offshore en Europa. Wind Europe. [2]

### Generación y consumo energético

La generación eólica mundial alcanzó un máximo histórico de 2.715 TWh en 2025, lo que supone un incremento de 205 TWh, un 8,2% respecto a 2024. Este crecimiento fue el segundo mayor entre todas las fuentes de electricidad, solo por detrás de la energía solar. En los últimos siete años, la producción eólica global prácticamente se ha duplicado, pasando de 1.268 TWh en 2018 a los niveles actuales.

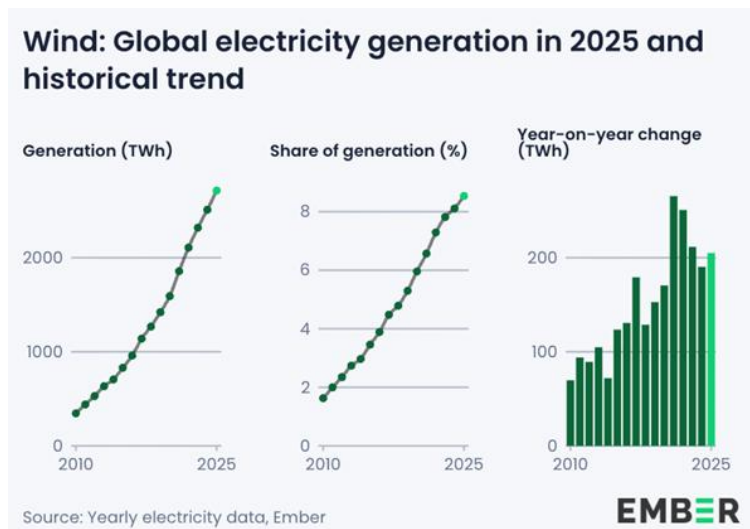


Figura 5. Generación eléctrica mediante energía eólica en 2025. Ember. [3]

La energía eólica representó el 8,5% de la generación eléctrica mundial en 2025, alcanzando su mayor participación histórica dentro del mix energético global. China se mantuvo como el principal productor mundial, con 1.135 TWh, concentrando aproximadamente el 42% de toda la generación eólica mundial, seguido por EEUU y Alemania.

A nivel nacional, los países europeos lideran en penetración de energía eólica dentro de su sistema eléctrico. Dinamarca destaca como el país con mayor peso de esta fuente, ya que el 58% de su electricidad proviene del viento. En términos per cápita, los países nórdicos presentan los mayores niveles de generación, liderados por Finlandia, con 4.015 kWh por habitante.

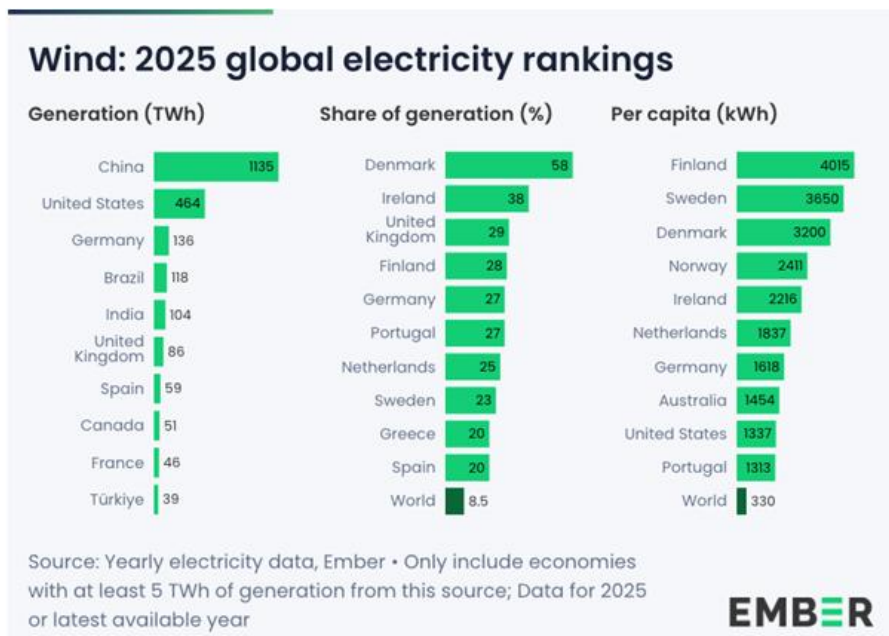


Figura 6. Generación eólica por país. Ember.[3]

## 1.4.2 ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA

### *Potencia eólica instalada*

La potencia total instalada en España en 2025 fue de 142.557 MW, de los cuales 33.274 MW son de energía eólica, lo que corresponde a un 23,3 % total.

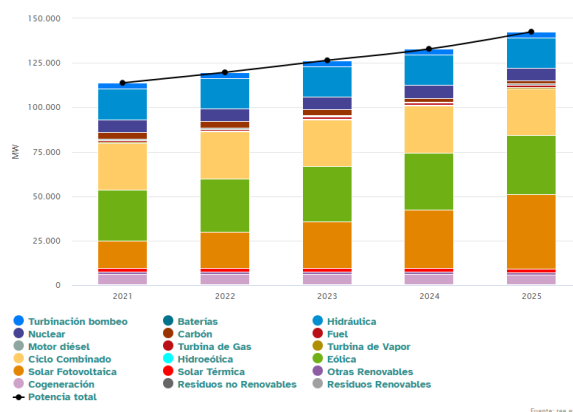


Figura 7. Potencia instalada en España en 2025. Redeia. [4]

Si analizamos únicamente la potencia instalada renovable en España en os últimos, se observa un total 95.638 MW, de los cuales un 34,8% fue eólica en 2025. La energía solar instalada lo supera con un total de 41.660MW, un 43,6%.

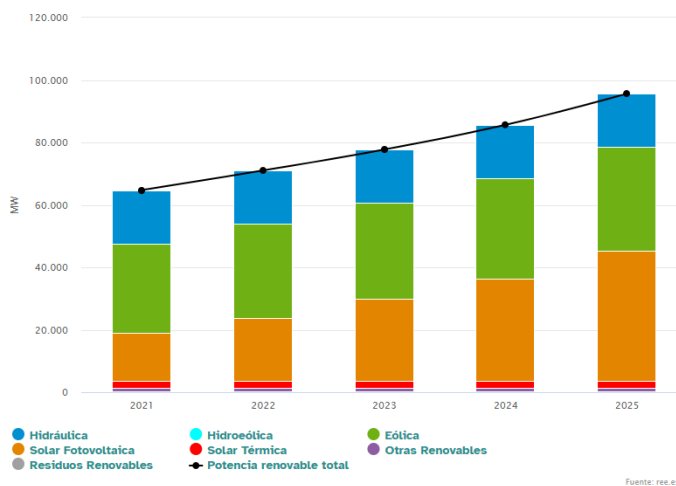


Figura 8. Potencia instalada renovable en España. Redeia. [4]

Si analizamos la potencia eólica instalada por Comunidad Autónoma en 2025, observamos que Castilla y León encabeza con 18.103 MW, un 12,7%, seguido de Castilla la Mancha, con 17.080 MW, un 12%, y Aragón, con 13.731 MW, un 9,6% sobre el total instalado.

## Mapa de potencia instalada por Comunidades Autónomas

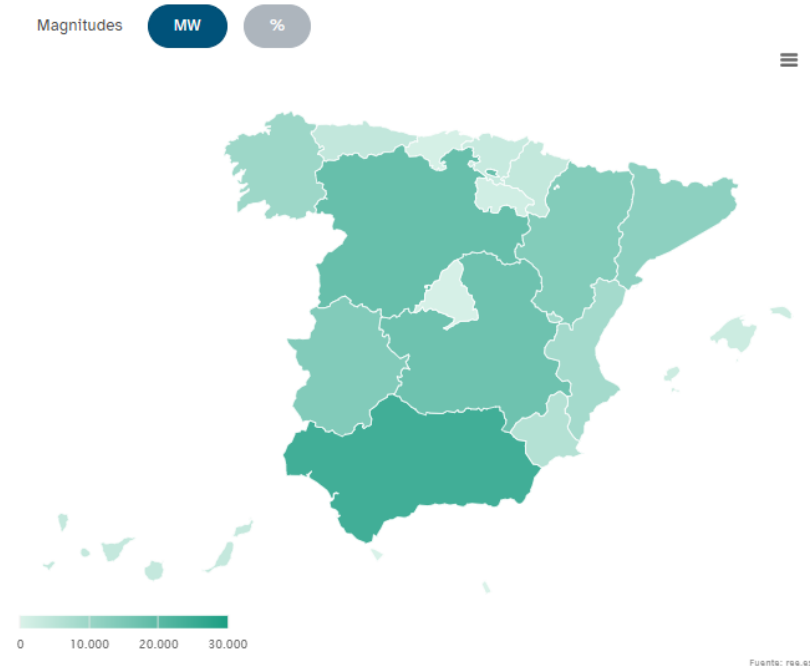


Figura 9. Potencia instalada en España por CCAA en 2025. Redeia. [4]

### ***Generación y consumo energético***

En la siguiente figura, se puede observar la estructura de la generación energética en España de los últimos años, con una generación total en 2025 de 272.200 GWh, de los cuales, 58.800 GWh corresponden a energía eólica, un 21,6%.

Estructura de la generación por tecnologías (GWh) | Sistema eléctrico: Nacional

Del 2020 al 2025

[Copiar URL](#)

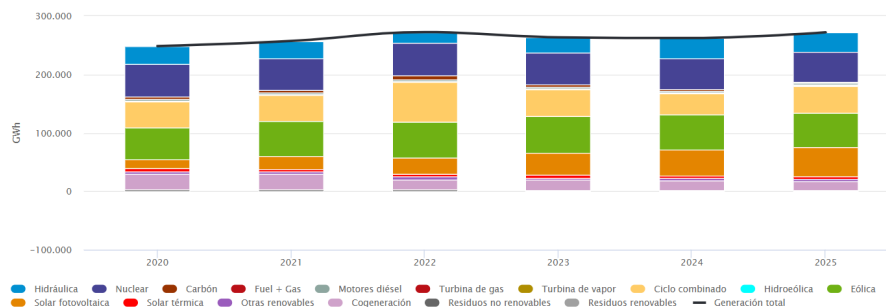


Figura 10. Generación de energía en España por fuente. Redeia. [5]

A continuación, se puede observar el desglose de generación de energía eólica en 2025 por Comunidad Autónoma en España, donde destacan Castilla y León, con 13.279 GWh, un 22,6% sobre el total, y Aragón, con 11.068 GWh, un 18,8% sobre el total de generación de España.

Generación eólica en 2025

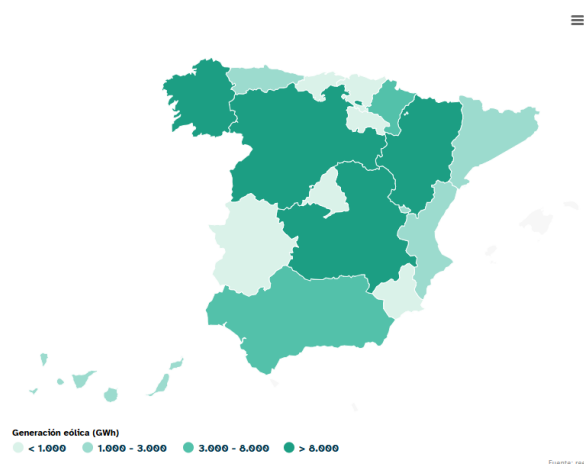


Figura 11. Generación de energía eólica en España por CCAA. Redeia. [6]

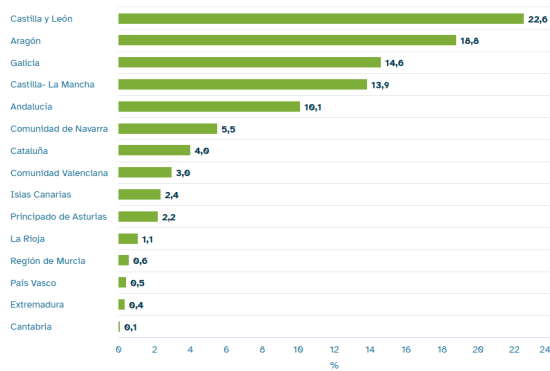


Figura 12. Contribución de cada CCAA a la generación de eólica en España (%). Redeia. [6]

### 1.4.3 CASOS DE ESTUDIO EN ESPAÑA

El primer parque eólico de España se instaló en marzo de 1984 en Garriguella, Gerona. Fue promovido por la empresa ENHER y constaba de cinco aerogeneradores, cada uno con una potencia de 24 kilovatios, lo que daba una capacidad total de 120 kilovatios. En comparación, esta potencia representaba apenas el 2,4 % de la que puede generar hoy en día un aerogenerador promedio. Cada aerogenerador tenía un diámetro de palas de aproximadamente 12 metros, y el conjunto del parque era capaz de abastecer de energía a unas 60 familias. [8]

Actualmente, España cuenta con 1.454 parques eólicos con 22.433 aerogeneradores instalados, que suman una potencia instalada total de 31.679 MW y generan más de 59.300 GWh. Además, durante 2025 se pusieron en marcha 44 nuevos parques eólicos y se repotenciaron 7 parques. [7]

Entre ellos, destaca GECAMA, el mayor parque eólico del país, ubicado en Castilla-La Mancha. Ocupa unas 8.000 hectáreas y cuenta con 69 aerogeneradores que suman 329,2 MW de potencia [9]. Otro complejo importante es El Andévalo de Iberdrola, en la provincia de Huelva, con una potencia instalada de 292 MW distribuidos en ocho parques eólicos [10].

También sobresale el complejo eólico Maranchón, en Guadalajara, desarrollado por Iberdrola, con 7 parques, 104 aerogeneradores y una potencia total de 208 MW [11].

#### **1.4.4 MARCO REGULATORIO DE LA ENERGÍA EÓLICA**

##### *Normativa Europea*

A nivel europeo, se analizan dos marcos regulatorios clave en el contexto de la energía eólica, el Acuerdo de París y el European Green Deal.

En primer lugar, el Acuerdo de París es un tratado internacional jurídicamente vinculante sobre el cambio climático, adoptado por 196 países en 2015 durante la COP21 y en vigor desde 2016. Este acuerdo supone un hito histórico, ya que, por primera vez, todos los países se unen en un compromiso común y legalmente vinculante para combatir el cambio climático y adaptarse a sus impactos.

Su principal objetivo es limitar el calentamiento global a muy por debajo de 2 °C, intentando no superar los 1,5 °C respecto a los niveles preindustriales. Para ello, los países se comprometen a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero lo antes posible y avanzar hacia la neutralidad climática a mediados de siglo [12].

Está estrechamente relacionado con la energía eólica porque impulsa la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la transición hacia sistemas energéticos descarbonizados. En este contexto, la energía eólica juega un papel clave al ser una fuente renovable, limpia e inagotable .

Por otro lado, en 2024, la Unión Europea avanzó en el European Green Deal, modernizando el mercado eléctrico para acelerar el uso de energías renovables, especialmente la eólica terrestre [10].

Se aprobaron la Directiva (UE) 2024/1711 y los Reglamentos (UE) 2024/1747 y 2024/1106, que buscan reducir la volatilidad del mercado, proteger a los consumidores y facilitar la integración de renovables. [13]

### *Normativa en España*

En España, se ha desarrollado una serie de normativas para favorecer la transición ecológica e incrementar el uso de renovables

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030 se constituye como la herramienta de orientación estratégica nacional que integra la política de energía y clima, e incluye los siguientes objetivos a 2030 [14]:

- 32 % de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990
- 48 % de renovables sobre el uso final de la energía
- 43 % de mejora de la eficiencia energética en términos de energía final
- 81 % de energía renovable en la generación eléctrica
- Reducción de la dependencia energética hasta un 50 %

Por su parte, la Resolución de abril de 2024 mejoró la planificación y conexiones de redes eléctricas para nuevos proyectos. La Circular 1/2024 de la CNMC estableció condiciones más claras y seguras para desarrolladores eólicos. [15]

Estas reformas, junto con la Ley de Cambio Climático, la Estrategia de Descarbonización 2050 y el Plan de Recuperación, buscan un crecimiento sostenible de la energía eólica y la descarbonización conforme al Acuerdo de París y la estrategia europea. [16]

Además, a nivel estatal es importante cumplir con toda la normativa vigente [17], entre las que destacan la Ley 24/2013 de 26 de diciembre del Sector Eléctrico, que regula toda la generación eléctrica [18], y el Real Decreto 1955/2000 que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica [19], entre otros.

### *Normativa en Castilla y León*

Además de la normativa a nivel estatal, el parque eólico de este trabajo, situado en Burgos, debe cumplir con la normativa en Castilla y León. Entre la normativa destacada está 46/2022, de 24 de noviembre, por el que se regulan los procedimientos de autorizaciones administrativas de instalaciones eléctricas en Castilla y León, es decir, la competencia para

---

autorizar dichas instalaciones reside en Castilla y León [20] También destaca el Decreto-Ley 2/2022 que incluye varias medidas que afectan a políticas ambientales como la regulación de la ubicación y tramitación de proyectos de generación renovable [21].

## **Capítulo 2. RECURSO EÓLICO**

### ***2.1 EL VIENTO***

El viento es consecuencia directa del calentamiento desigual de la superficie terrestre debido a la radiación solar. Las regiones ecuatoriales reciben mayor energía que las polares, lo que genera diferencias espaciales de temperatura y, en consecuencia, gradientes horizontales de presión. El aire tiende a desplazarse desde las zonas de alta presión hacia las de baja presión para restablecer el equilibrio, siendo la velocidad del viento proporcional a la magnitud de dicho gradiente. [22] [23]

No obstante, la dirección y el comportamiento real del viento no dependen únicamente del gradiente de presión. La rotación de la Tierra introduce la fuerza de Coriolis, que desvía las masas de aire en movimiento y provoca que, en la atmósfera libre, el viento tienda a soplar aproximadamente paralelo a las isobaras, en equilibrio geostrofico. Además, el rozamiento con la superficie reduce la velocidad del viento y modifica su dirección, haciendo que en capas bajas cruce las isobaras con un cierto ángulo desde las altas hacia las bajas presiones.

A escala global, la combinación de gradientes térmicos y efectos dinámicos da lugar a la circulación general atmosférica, responsable de los grandes sistemas de vientos dominantes, los vientos alisios en la célula de Hadley, los vientos del oeste en la célula de Ferrel y los vientos polares en la célula polar [24]. A escala local, factores geográficos como la proximidad al mar o la orografía generan variaciones adicionales, como brisas marinas o vientos de valle y montaña, que modifican el régimen eólico en cada emplazamiento concreto.

## **2.2 PARÁMETROS CLAVE**

En este apartado se analizarán los parámetros clave que caracterizan al viento como son su velocidad, dirección, cizallamiento, rugosidad, densidad, turbulencia y rafagosidad, así como herramientas clave para su análisis como la distribución de Weibull y la rosa de los vientos. [26]

### **2.2.1 VELOCIDAD DEL VIENTO Y DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL**

La velocidad del viento se define como la magnitud que cuantifica la componente horizontal del movimiento del aire en un punto y en un instante determinados. En el ámbito de la energía eólica constituye la variable más relevante, ya que la potencia disponible en el viento es proporcional al cubo de la velocidad, lo que implica que pequeñas variaciones en su valor pueden traducirse en incrementos significativos del potencial energético aprovechable, como se analizará más adelante [27].

La velocidad del viento en un emplazamiento concreto en un momento determinado no es constante ni determinista, sino que representa un carácter estocástico. Es decir, el subsiguiente estado del sistema está determinado tanto por las acciones predecibles del proceso como por elementos aleatorios. Así, la velocidad de viento en el emplazamiento  $x$  en el instante  $i$ , dependerá de las velocidades en los momentos anteriores ( $i-1, i-2, \dots$ ) pero también tendrá un componente totalmente aleatorio [28].

Para modelizar estadísticamente esta variabilidad, en energía eólica se emplea habitualmente la distribución de Weibull, ya que permite representar con buena aproximación la frecuencia de ocurrencia de cada intervalo de velocidades.

La función de densidad de probabilidad de Weibull [29] se expresa como:

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

Donde:

$f(v)$ : probabilidad de ocurrencia de la velocidad  $v$

$v$ : velocidad del viento (m/s)

$k$ : parámetro de forma (adimensional), relacionado con la dispersión de los datos

$c$ : parámetro de escala (m/s), vinculado a la velocidad característica del emplazamiento

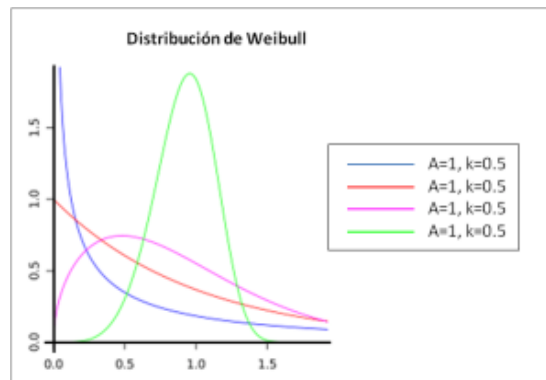


Figura 13. Representación gráfica de la distribución de Weibull para distintos parámetros.[28]

### 2.2.2 DIRECCIÓN DEL VIENTO

La dirección del viento indica el punto cardinal desde el cual procede el flujo de aire. Se representa habitualmente mediante la rosa de los vientos, que muestra la frecuencia y velocidad asociadas a cada sector direccional. La rosa de los vientos representa dieciséis direcciones, ocho primarias y ocho secundarias, como se puede observar en la siguiente tabla. Este parámetro es fundamental para optimizar la orientación de aerogeneradores y minimizar interferencias aerodinámicas [27].

Primarias	Secundarias
N (norte)	NNE (nor noreste)
S (sur)	ENE (este noreste)
E (este)	ESE (este sudeste)
O (oeste)	SSE (sud sudeste)
NE (nordeste)	SSO (sud sudoeste)
NO (noroeste)	OSO (oeste sudoeste)
SE (sudeste)	ONO (oeste noroeste)
SO (sudoeste)	NNO (nor noroeste)

*Tabla 1: Direcciones*

*Figura 14. Direcciones de la rosa de los vientos. [30]*

### 2.2.3 CIZALLAMIENTO

El cizallamiento del viento describe la variación de la velocidad y/o de la dirección del flujo de aire en una distancia relativamente corta. Esta variación puede producirse tanto en el plano horizontal como en el vertical. El cizallamiento horizontal se manifiesta cuando existe un cambio a través de un área horizontal a una altura específica y suele estar asociado a contrastes orográficos, frentes meteorológicos, transiciones entre la costa y el interior, cambios bruscos de rugosidad, entre otros. [31]. Por su parte, el cizallamiento vertical hace referencia a la variación del viento con la altura y constituye uno de los parámetros más relevantes en el análisis del recurso eólico. En condiciones atmosféricas habituales, la velocidad del viento aumenta con la altitud debido a la disminución progresiva de la fricción ejercida por la superficie terrestre. Este comportamiento se modeliza comúnmente mediante la ley potencial [32]:

$$v(h) = v_0 \left( \frac{h}{h_0} \right)^a$$

$v(h)$ : Velocidad del viento a la altura  $h$ (m/s)

$v_0$ : Velocidad del viento a la altura de referencia  $h_0$ (m/s)

$h$ : Altura considerada (m)

$h_0$ : Altura de referencia (m)

$\alpha$ : Exponente de Hellmann (adimensional), dependiente de la rugosidad y estabilidad atmosférica

## 2.2.4 RUGOSIDAD DEL TERRENO

La rugosidad del terreno describe el grado de irregularidad de la superficie terrestre y condiciona directamente la fricción ejercida sobre el flujo de aire en la capa límite atmosférica. Así, la rugosidad del terreno influye en el cizallamiento influyendo directamente en el exponente de Hellmann  $\alpha$  de la ley potencia, así como en la distribución vertical de la velocidad del viento [23].

A continuación, se puede observar la escala de rugosidad para distintos tipos de terreno.



Figura 15. Escala de rugosidades [23]

## 2.2.5 DENSIDAD DEL AIRE

La densidad del aire depende de la presión atmosférica, la temperatura y la altitud. A menor temperatura y mayor presión, mayor densidad del aire y mayor energía disponible para la conversión eólica.

$$\rho = \frac{p}{R_{\text{específica}} T}$$

Donde:

$\rho$ : Densidad del aire ( $\text{kg/m}^3$ )

$p$ : Presión atmosférica (Pa)

$R_{\text{específica}}$ : Constante específica del aire ( $287 \text{ J}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ )

$T$ : Temperatura absoluta (K)

### **2.2.6 TURBULENCIA**

La turbulencia se refiere a las fluctuaciones rápidas y aleatorias de la velocidad del viento en torno a su valor medio. Afecta principalmente a las cargas estructurales y a la fatiga de los aerogeneradores.

En este sentido es importante considerar el ‘efecto estela’, el rastro que deja cada turbina donde las velocidades del viento se reducen. El régimen de viento genera turbulencias adicionales a las ya producidas por el terreno, afectando a los aerogeneradores cercanos e incluso a los parques eólicos vecinos [33].

### **2.2.7 RAFAGOSIDAD**

Una ráfaga, se define como un incremento súbito y de corta duración en la velocidad instantánea del viento que supera de forma significativa su valor medio, considerándose habitualmente como tal cuando excede en más 18 km/h la velocidad promedio registrada en un intervalo determinado. Durante estos episodios no solo aumenta la intensidad del viento, sino que también puede producirse una variación apreciable en su dirección, llegando en ocasiones a desviarse más de  $45^\circ$  respecto a la dirección media.

La velocidad de ráfaga corresponde, por tanto, al valor máximo instantáneo alcanzado por el viento dentro de un periodo de observación específico [34].

## **2.3 POTENCIA EÓLICA**

La energía máxima teórica que puede ser extraída de una masa de aire en movimiento está dada por la expresión [35]:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2$$

$E_c$ : Energía cinética (J)

$m$ : Masa de aire (kg)

$v$ : velocidad del viento (m/s)

Así, la densidad de potencia eólica ( $W/m^2$ ) representa la energía teórica máxima por unidad de tiempo y de superficie transversal al flujo del viento extraíble y será:

$$P_{d,máx} = \frac{1}{2}\rho v^3$$

Por tanto, para un flujo continuo que atraviesa el área barrida por el rotor, la potencia teórica máxima será:

$$P_{máx} = \frac{1}{2}\rho S v^3$$

Donde

$P$ : Potencia eólica disponible (W)

$\rho$ : densidad del aire ( $kg/m^3$ )

$S$ : área barrida por el rotor ( $m^2$ )

$v$ : velocidad del viento (m/s)

***Límite de Betz***

Desde el punto de vista aerodinámico, no es posible extraer la totalidad de la energía cinética del viento. El límite de Betz establece que el coeficiente máximo de potencia es

$$C_p^{max} = 0.593$$

Es decir, ningún aerogenerador puede captar más del 59,3 % de la energía disponible en el flujo incidente. En la práctica, los aerogeneradores modernos alcanzan valores de capacidad  $C_p$  entre 0,4 y 0,5 [36]. La potencia aprovechable será, por tanto:

$$P_a = C_p P_{m\acute{a}x} = C_p \frac{1}{2} \rho S v^3$$

## **2.4 AEROGENERADORES**

Un aerogenerador es un dispositivo diseñado para transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica [37]. Como se ha explicado, en los modelos actuales, los rendimientos en condiciones óptimas de los aerogeneradores se sitúan en torno al 40-50% [36]. Dentro de un parque eólico, el aerogenerador representa aproximadamente el 80% de la inversión inicial [26], lo que refleja su peso técnico y económico en el proyecto.

El proceso de conversión comienza en el rotor, el primer elemento transformador de energía. Está compuesto por el buje y, generalmente, tres palas, que captan la energía del viento y la convierten en energía mecánica de rotación entre 13 y 20 revoluciones por minuto. Las palas pueden girar sobre su propio eje gracias a un sistema denominado cambio de paso, que ajusta continuamente su ángulo en función de la velocidad del viento para optimizar la captación de energía y garantizar la seguridad. El rotor transmite el movimiento al eje de baja velocidad, que se apoya en un cojinete principal.

Posteriormente, el movimiento pasa a una caja multiplicadora, que eleva la velocidad de giro hasta aproximadamente 1.500 rpm en el eje de alta velocidad. En este eje se sitúa un freno de disco y el generador eléctrico, encargado de producir electricidad en baja tensión,

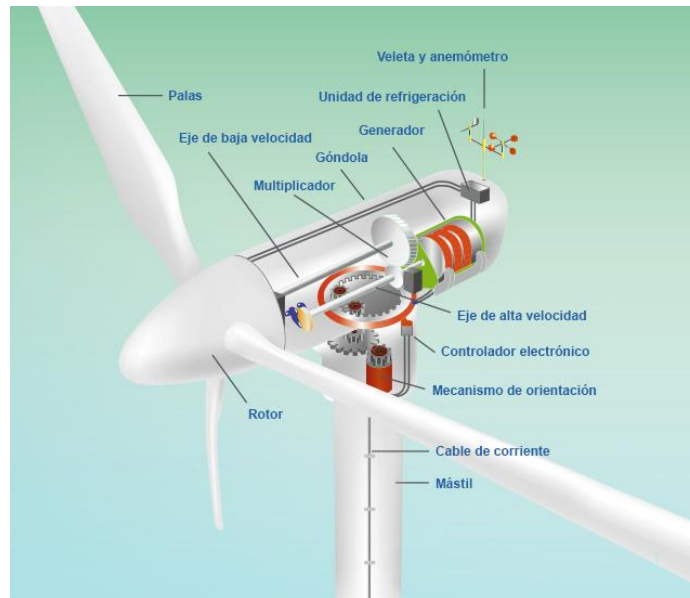
entre 400 y 700 V, mediante la ley de Faraday. Asociada al generador se encuentra la electrónica de potencia, que en muchos casos incorpora convertidores de frecuencia basados en IGBTs. Estos dispositivos permiten que la energía generada cumpla con el código de red del país, en España, regulado por Redeia, controlando parámetros como frecuencia, tensión y contenido armónico.

Si el aerogenerador está conectado a la red, la energía generada debe elevarse de baja tensión a media tensión, normalmente 20 o 30 kV, mediante un transformador situado en la propia góndola o en la torre. Desde ahí, la electricidad se transporta por cable hasta la subestación eléctrica del parque eólico, donde puede volver a transformarse a tensiones superiores como, por ejemplo, 66 o 132 kV, para su evacuación a la red eléctrica mediante líneas aéreas.

Todos estos componentes principales se alojan en la góndola o nacelle, que es el cerramiento situado en la parte superior de la torre. La góndola incluye además diversos sistemas auxiliares esenciales para el funcionamiento seguro del aerogenerador: freno de emergencia, frenos aerodinámicos o aerofreno mediante las palas, sistema de orientación, estructura de soporte y sistemas electrónicos de control. El sistema de orientación permite que la góndola gire sobre la torre mediante un engranaje y motores eléctricos, alineando el rotor perpendicularmente al viento para maximizar la captación de energía.

Con el objetivo de aprovechar vientos más intensos y constantes, el rotor y la góndola se elevan sobre una torre de acero, hormigón o estructura mixta. La altura de buje, que es distancia desde el suelo hasta el centro del rotor, suele situarse entre 150 y 160 metros en los modelos actuales. Las máquinas más recientes instaladas en parques eólicos terrestres tienen potencias nominales del orden de 5 a 6 MW, e incluso alcanzan los 7 MW, con diámetros de rotor de 150 a 170 metros.

Entre los principales fabricantes de aerogeneradores se encuentran Vestas, Siemens Gamesa, Nordex Acciona, Enercon y Goldwind.



*Figura 16. Componentes principales de un aerogenerador.[38]*

## **2.5 ESTACIÓN ANEMOMÉTRICA**

Una torre de medición eólica es una estructura metálica o de hormigón donde se instalan, a distintas alturas, los sensores que miden las variables del viento. Su altura debe ser al menos dos tercios de la altura de buje prevista para los aerogeneradores, con el fin de obtener datos representativos del recurso eólico [23] [26].

El principal instrumento es el anemómetro, que mide la velocidad del viento. Se colocan varios a diferentes alturas para analizar el gradiente vertical y, además, sensores redundantes para evitar pérdidas de datos por avería. Debe instalarse perpendicular a la dirección del viento dominante. Junto a él se sitúa la veleta, que mide la dirección del viento y debe orientarse al norte geográfico.

También se instalan termómetro y barómetro, necesarios para calcular la densidad del aire, parámetro clave en la estimación de la energía eólica. Todos los datos se almacenan en un

data logger, alimentado generalmente por una placa solar y protegido con sistemas auxiliares como pararrayos, puesta a tierra, soportes, cableado y comunicaciones.

A continuación, se muestra un ejemplo de una estación anemométrica instalada en un emplazamiento.



*Figura 17. Torre anemométrica. Parque eólico Miravete. Elawan Energy [39]*

El presente trabajo parte de datos proporcionados por la empresa Vortex, lo que permite iniciar directamente el análisis del recurso eólico, evaluando velocidades medias, distribución de frecuencias, rosa de los vientos y potencial energético del emplazamiento.

## **Capítulo 3. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO**

En el Anexo I se realiza el análisis de tres emplazamientos potenciales, ubicados en Huesca, Albacete y Burgos, evaluados según criterios técnicos y ambientales previamente definidos. Estos criterios incluyen la calidad del recurso eólico, la tipología del terreno, la proximidad a puntos de conexión eléctrica, la orografía, la accesibilidad y la distancia a zonas ambientalmente sensibles.

### ***3.1 EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO***

El emplazamiento seleccionado se sitúa en la localidad de Barrios de Colina, en la provincia de Burgos, Castilla y León.

El análisis inicial del recurso eólico muestra una buena calidad del viento con una velocidad superior a 7,5 m/s a 100m en la ubicación seleccionada y una dirección predominante del viento a 225°, lo convierte en un emplazamiento favorable para la generación eólica.

En cuanto a la orografía, el terreno presenta una baja inclinación, inferior al 6%, lo que facilita tanto la instalación como la operación de los aerogeneradores. La tipología del terreno está compuesta principalmente por conglomerados, proporcionando una base sólida con alta capacidad de carga. Además, se trata de suelo agrícola no urbanizado de labradío de secano, caracterizado por campos de cultivo y parcelas con escasa vegetación, lo que refuerza su idoneidad para este tipo de instalaciones.

Desde el punto de vista de la infraestructura eléctrica, existen varias subestaciones cercanas, como Castil de Peones, a 11 km, y Villímar, a 14 km, lo que facilita la evacuación de la energía generada. El acceso al emplazamiento se realiza a través de vías de alta capacidad y carreteras bien conectadas, como la AP-1 y la BU-701, y será necesaria la adecuación de algunos caminos secundarios para el acceso final.

Por último, el análisis ambiental confirma la ausencia de espacios protegidos que puedan limitar la implantación del parque eólico. Se ha realizado la verificación mediante el visor cartográfico de la red de Parques Nacionales del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), así como el visor de la Agencia Europea de Medioambiente, analizando la posible proximidad del emplazamiento a áreas incluidas en la Red Natura 2000 y en la Red Esmeralda del Convenio de Berna.

### 3.2 UBICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

Se han ubicado los aerogeneradores en hilera en dirección perpendicular a la dirección predominante del viento, que es de 225°.

Además, se han establecido una serie de distancias para maximizar la generación, y asegurar la seguridad.

En primer lugar, para reducir el efecto estela al máximo, se ha establecido una distancia entre aerogeneradores en una misma hilera de entre 2 y 4 veces el diámetro de su rotor [40]. La altura de buje se establece a lo largo de este trabajo a 120m por lo que se estima un diámetro de rotor de alrededor de 170m. Así, se estima la distancia entre aerogeneradores entre 340m y 680m.

$$\text{Separación aerogeneradores} = [2 * D_{\text{rotor}}, 4 * D_{\text{rotor}}] = [340, 680]\text{m}$$

Por otro lado, se han establecido unos criterios de seguridad. Así, se establece una distancia mínima de 1.000 m a núcleos urbanos, siguiendo el criterio establecido por el MITECO, y una distancia de 500 m a infraestructuras aisladas y a carreteras.

A continuación, se muestra la ubicación seleccionada de los aerogeneradores, así como su ubicación en coordenadas UTM.



Figura 18. Ubicación de los aerogeneradores en el emplazamiento. Google Earth Pro.

	X utm (m E)	Y utm (m N)
Aerogenerador 1	461393.00	4692767.00
Aerogenerador 2	461124.00	4693058.00
Aerogenerador 3	460863.00	4693366.00
Aerogenerador 4	459428.00	4694404.00
Aerogenerador 5	459268.00	4694828.00
Aerogenerador 6	458969.00	4695169.00
Aerogenerador 7	458669.90	4695826.83
Aerogenerador 8	458437.78	4696222.04

Figura 19. Coordenadas UTM de los aerogeneradores en el emplazamiento.

## **Capítulo 4. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DEL RECURSO**

### **EÓLICO**

En la práctica, tras la elección del emplazamiento siguiendo los criterios definidos en el capítulo anterior, se procedería a la instalación de una estación anemométrica que permitiría obtener los datos de viento.

En este trabajo, se han obtenido los datos gracias a la empresa Vortex, un servicio de modelización atmosférica en línea que ofrece datos de alta precisión sobre los recursos eólicos, que ha proporcionado los datos para contribuir a este análisis académico. [42]

En este capítulo, se realizará un análisis estadístico del viento, para confirmar que cuenta con un recurso eólico suficiente y que cumple con los criterios de calidad. Así, en este apartado se analizará:

- La distribución de Weibull
- La distribución acumulada del viento
- Análisis de turbulencia
- Análisis de la variación del viento con la altura
- Variación mensual de la velocidad del viento
- Variación horaria de la velocidad del viento
- Vientos extremos y periodo de retorno
- Análisis del viento a altura del buje (120m)

Para su análisis estadístico se utiliza el programa Windographer, un software que permite la visualización y análisis de datos de viento a través de distintas herramientas gráficas y estadísticas.

A continuación, se pueden observar las variables obtenidas de viento a alturas de 100m, correspondiente a la altura de la torre anemométrica que se instalaría en la práctica, y 120m,

potencial altura de buje. Las coordenadas elegidas corresponden al tercer aerogenerador, como punto central aproximado del parque.

A continuación, se muestran las variables introducidas en Windographer para su análisis,

Column ID	Label	Units	Color	Height	Mean	Min	Max
⇒ Velocidad a 100m (m/s)	Spd 100m	m/s		100 m	7.45	0	26.7
↗ Dirección a 100m (deg)	Dir 100m	°		100 m	187	0	360
☼ Temperatura a 100m (C)	Tmp 100m	°C		100 m	10.2	-8.8	32.7
ρ Densidad a 100 m(k/m3)	Densidad a 10...	m			1.11	1.02	1.18
📏 Presión a 100m	Pres 100m	hPa		100 m	898	861	918
📏 RiNumber	RiNumber				-4.34	-31.041	4.564
☁ RH(%)	RH 100m	%		100 m	78.3	6.6	100
RMOL(1/m)	RMOL(1/m)	m			0.195	-0.193	6.179
Air Density	Air Density 10...	kg/m <sup>3</sup>		100 m	1.10	1.02	1.18
M(m/s) WPD	Spd 100m WPD	W/m <sup>2</sup>		100 m	441	0	10.372

Figura 20. Variables a 100 m.

Column ID	Label	Units	Color	Height	Mean	Min	Max
⇒ Velocidad a 120m (m/s)	Spd 120m	m/s		120 m	7.71	0	27.4
↗ Dirección a 120m (deg)	Dir 120m	°		120 m	190	0	360
☼ Temperatura a 120m (C)	Tmp 120m	°C		120 m	10.2	-8.9	32.6
ρ Densidad a 120m (k/m3)	Densidad a 12...	m			1.10	1.02	1.18
📏 Presión a 120m	Pres 120m	hPa		120 m	896	859	915
📏 RiNumber	RiNumber				-4.08	-42.338	13.546
☁ Humedad relativa a 120m(%)	RH 120m	%		120 m	78.1	5.4	100
RMOL(1/m)	RMOL(1/m)	m			0.195	-0.193	6.179
Air Density	Air Density 12...	kg/m <sup>3</sup>		120 m	1.10	1.01	1.17
M(m/s) WPD	Spd 120m WPD	W/m <sup>2</sup>		120 m	486	0	11.189

Figura 21. Variables a 120 m.

#### 4.1.1 RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Como se puede observar en la siguiente tabla resumen, se ha obtenido una velocidad media a 100m de 7,453 m/s y a 120m de 7,708, con vientos mínimos de 0m/s y máximos de 26,7 m/s y 27,4 m/s respectivamente.

Además, se obtienen unos valores de Weibull para el parámetro k de 1,998 para 100m y 1,981 para 120m; y del parámetro A de 8,409 m/s y 8,696m/s; así como una densidad de potencia media de 441 W/m<sup>2</sup> a 100m y de 481 W/m<sup>2</sup> a 120m.

Los resultados obtenidos se analizan más en detalle a continuación.

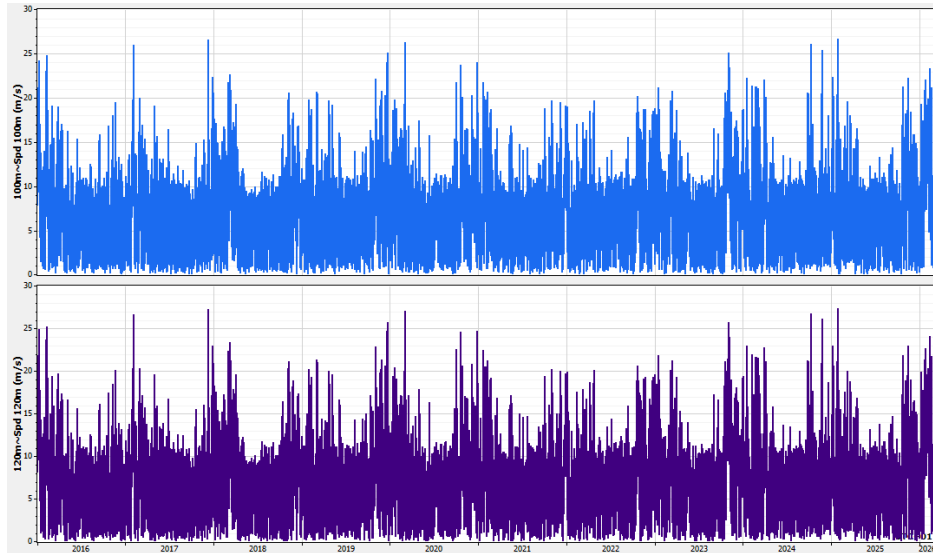
Variable	120m~Spd 120m	100m~Spd 100m
Measurement height (m)	120	100
Mean wind speed (m/s)	7.708	7.453
MoMM wind speed (m/s)	7.682	7.428
Median wind speed (m/s)	7.200	7.000
Min wind speed (m/s)	0.000	0.000
Max wind speed (m/s)	27.400	26.700
CRMC wind speed (m/s)	9.595	9.283
Weibull k	1.981	1.998
Weibull A (m/s)	8.696	8.409
Mean power density (W/m <sup>2</sup> )	486	441
MoMM power density (W/m <sup>2</sup> )	481	436
Mean energy content (kWh/m <sup>2</sup> /yr)	4,259	3,865
MoMM energy content (kWh/m <sup>2</sup> /yr)	4,211	3,821
Energy pattern factor	1.928	1.932
Frequency of calms (%)	0.38	0.41
Calm threshold (m/s)	0.5	0.5
Possible data points	89,232	89,232
Valid data points	89,232	89,232
Missing/invalid data points	0	0
Data recovery rate (%)	100.00	100.00

*Figura 22. Resultados obtenidos en Windographer. Datos proporcionados por VORTEX.*

## 4.2 ANÁLISIS DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO

En primer lugar, se analiza la serie temporal de datos de velocidad de viento. La base de datos utilizada es la ERA5 de Vortex que proporciona datos de velocidad de los últimos 10 años, desde 2016.

A continuación, se puede observar la serie temporal a 100m, en un azul más claro, y a 120m, en azul oscuro. Así, se observa que el viento llega a alcanzar los 27 m/s para el caso de altura de 120 m y en momentos puntuales.



*Figura 23. Histograma de la velocidad del viento 2015-2026 a 100m y 120m. Datos proporcionados por VORTEX.*

Comparando ambos gráficos, se puede observar que la variación de viento es muy similar en función del momento del año, lo que sugiera un comportamiento estacional.

A continuación, se observa una muestra del año 2025 y 2026 con ambos gráficos superpuestos, donde se puede observar la evolución similar, así como la disminución de la velocidad del viento para 120m de altura respecto a 150 m de altura.

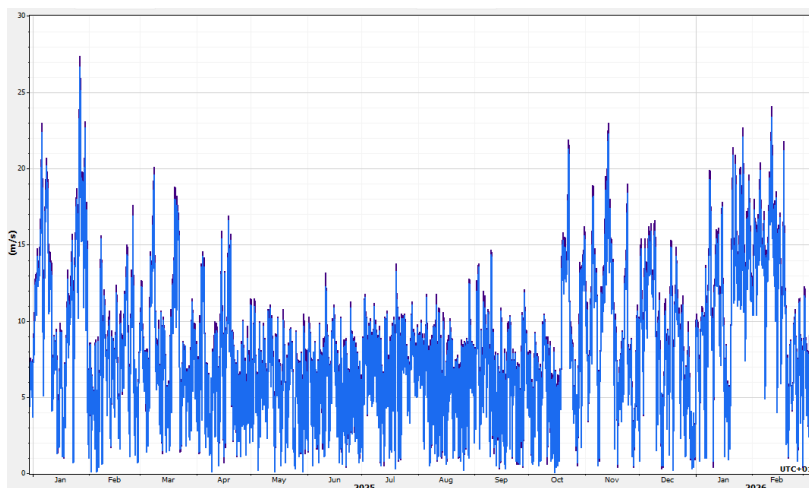


Figura 24. Histograma de la velocidad del viento 2025-2026 a 100 m y 120m. Datos proporcionados por VORTEX.

En segundo lugar, se analizará la media mensual de velocidad de viento. Como se puede observar, se alcanzan velocidades superiores entre los meses de invierno, de noviembre a marzo, con pico en enero, donde se superan los 9 m/s; y velocidades inferiores en verano, sobre todo junio, agosto y septiembre, llegando a alcanzar los 6m/s para una altura de 100m.

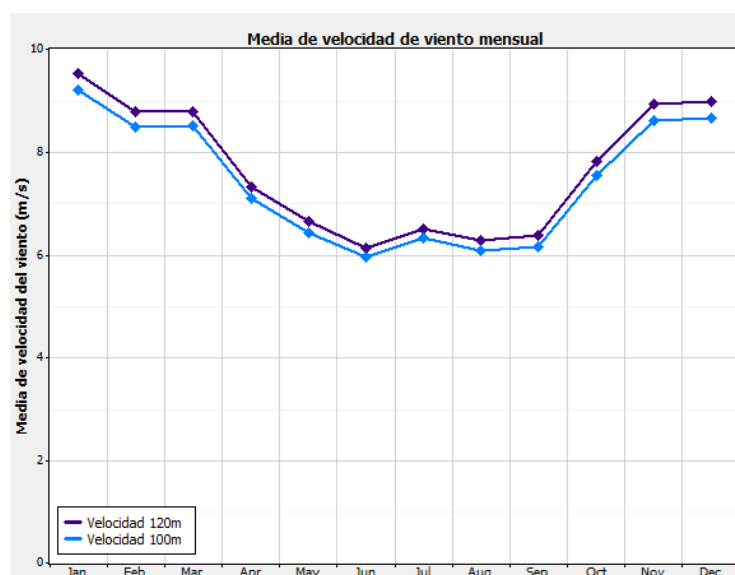


Figura 25. Velocidad mensual media a 100m y 120. Datos proporcionados por VORTEX.

En tercer lugar, se analiza el perfil diario de velocidad del viento. Se observa que las horas con mayor velocidad son entre las 20 pm y las 23 pm donde suele alcanzar más de 8 m/s, y las horas valle son entre las 11 am y las 14 pm, donde se acerca a los 7 m/s aproximadamente.

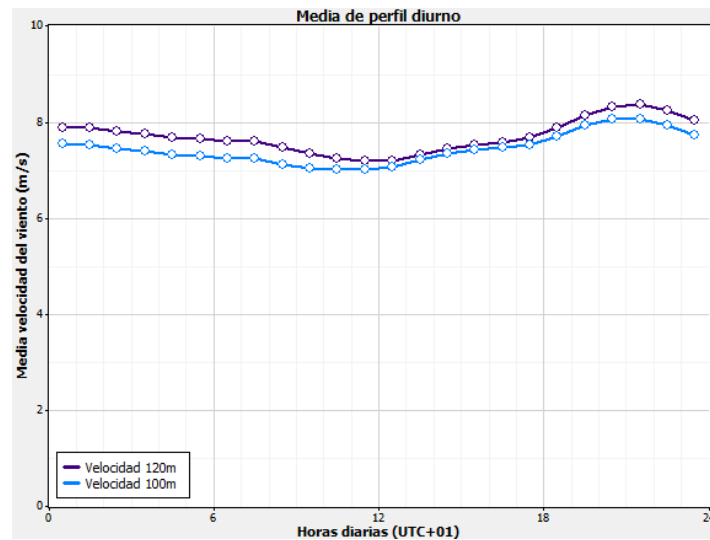
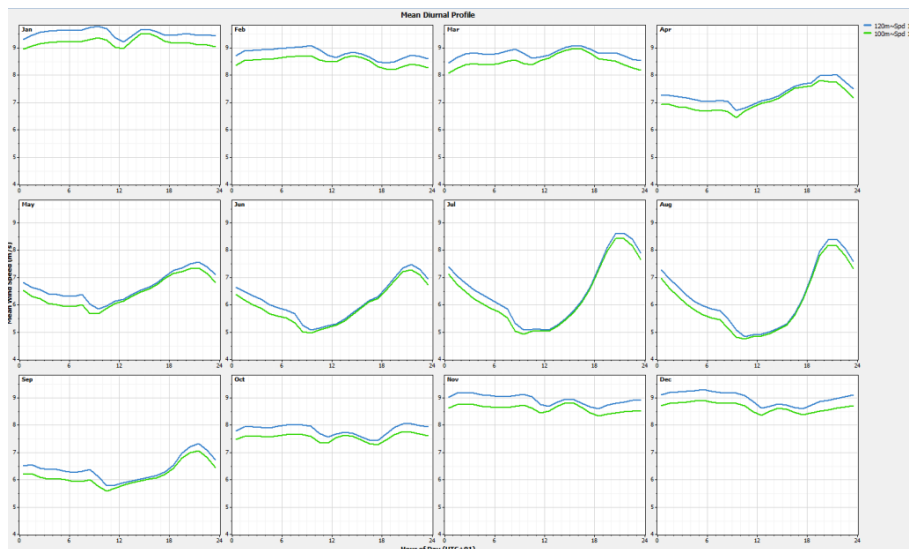


Figura 26. Perfil diario medio a 100 y 120m. Datos proporcionados por VORTEX.

Por último, se muestra el perfil diario en función de los meses de los datos de viento. Así, se muestran valores de velocidad de viento más altos y constantes para los meses de viento, mientras que en los meses de verano, los valores son inferiores y alcanzan valles a mediodía, lo que coincide con las observaciones de las tablas anteriores y confirma que el viento tiene un perfil estacional.



*Figura 27. Evolución mensual del perfil diurno. Datos proporcionados por VORTEX.*

Además, de todo el análisis anterior se concluye un incremento significativo de la velocidad al aumentar la altura de 100m, altura de la torre anemométrica, a 120m. Desde un punto de vista físico por la ley potencial, se confirma que las velocidades de viento son superiores en el gráfico de mayor altura. Por tanto, se situará la altura de buje del aerogenerador a 120m de altura.

### **4.3 ANÁLISIS DE LA DIRECCIÓN DEL VIENTO**

Para entender las características del viento en un emplazamiento, es fundamental analizar además de su velocidad, su dirección y frecuencia.

La rosa de los vientos es una representación gráfica que muestra a distribución del viento según su dirección y permite identificar de forma visual los patrones dominantes del viento, como las direcciones más frecuentes o de mayor energía, fundamentales para la ubicación de los aerogeneradores. Hay tres tipos principales, rosa de frecuencia, de velocidad y de energía.

### 4.3.1 ROSA DE LOS VIENTOS DE FRECUENCIA

En primer lugar, la rosa de frecuencia muestra el porcentaje de tiempo que el viento sopla desde cada dirección, lo que permite identificar la dirección más frecuente. Así, la dirección predominante para ambas alturas es de 45° y su complementario de 225°.

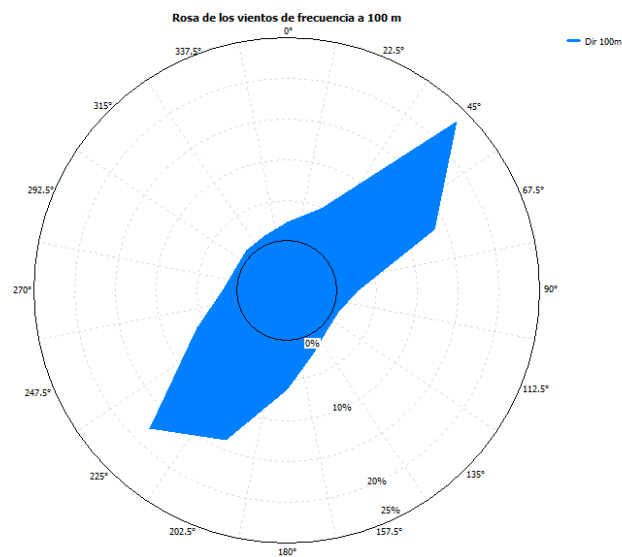
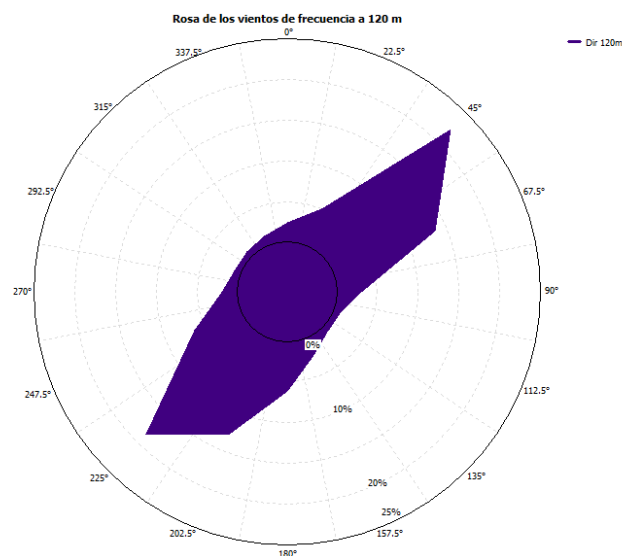
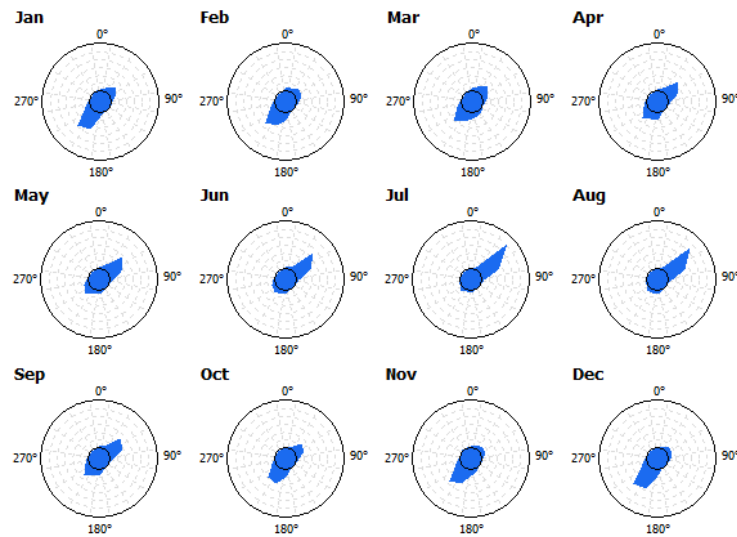


Figura 28. Rosa de los vientos de frecuencia a 100m. Datos proporcionados por VORTEX.

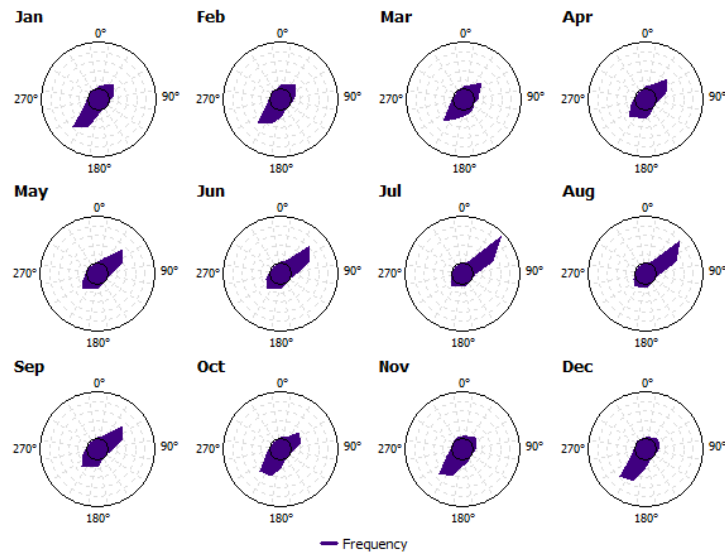


*Figura 29. Rosa de los vientos de frecuencia a 120m. Datos proporcionados por VORTEX.*

Además, si analizamos la frecuencia mensual, observamos que el ángulo predominante es de  $225^\circ$  en la primera mitad del año y de  $45^\circ$  en la segunda, apoyando la conclusión del análisis anterior. A continuación, se muestra la rosa de los vientos mensual para la altura de buje de 100m en azul más claro y para 120m en azul oscuro. Como se puede observar, los datos obtenidos siguen la misma evolución.



*Figura 30. Evolución mensual de la rosa de los vientos de frecuencia a 100m. Datos proporcionados por VORTEX.*



*Figura 31. Evolución mensual de la rosa de los vientos de frecuencia a 120m. Datos proporcionados por VORTEX.*

### 4.3.2 ROSA DE LOS VIENTOS DE VELOCIDAD

En segundo lugar, se ha evaluado la rosa de velocidad, que representa la velocidad media del viento en cada dirección. Así, además de saber la frecuencia predominante, se analizará la velocidad media asociada a cada dirección, ya que no todas contribuyen de igual forma.

A continuación, se puede observar la rosa de los vientos de velocidad para ambas alturas, situándose las máximas velocidades para ángulos entre 225° y 202,5° y, llegando a superar los 9m/s para una altura de 120m.

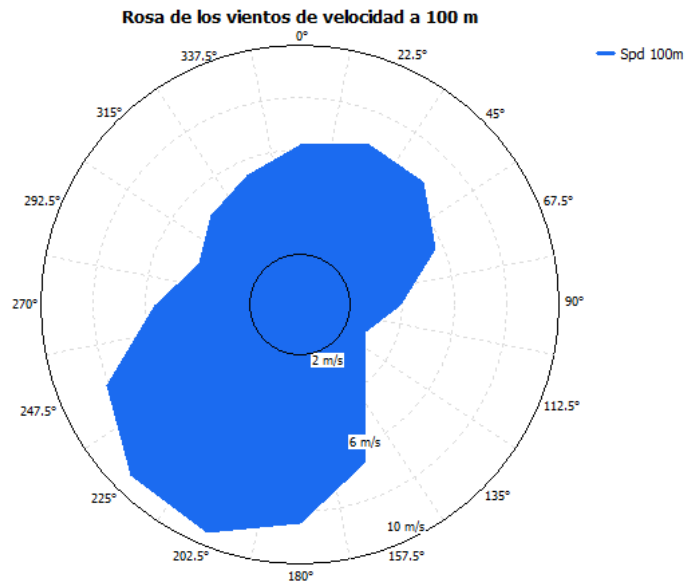


Figura 32. Rosa de los vientos de velocidad a 100m. Datos proporcionados por VORTEX.

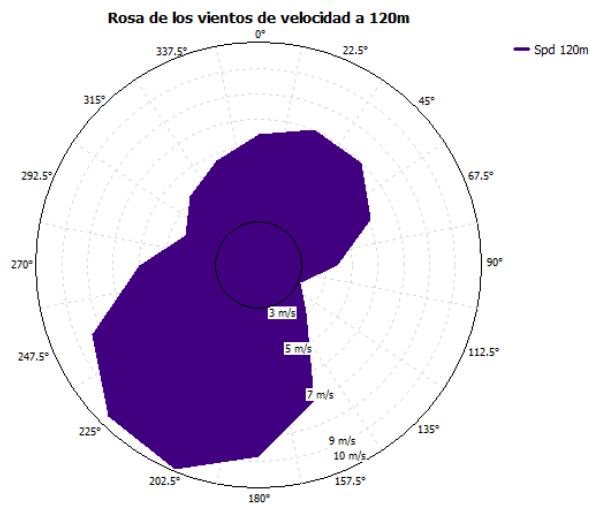
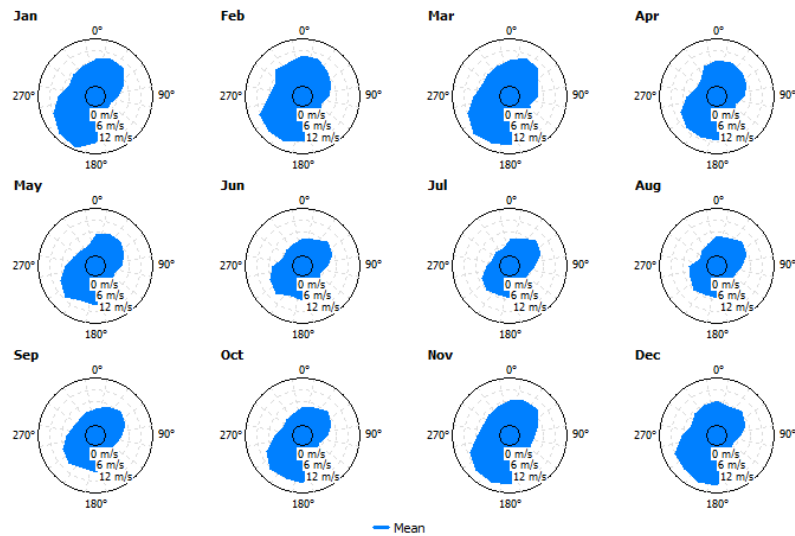
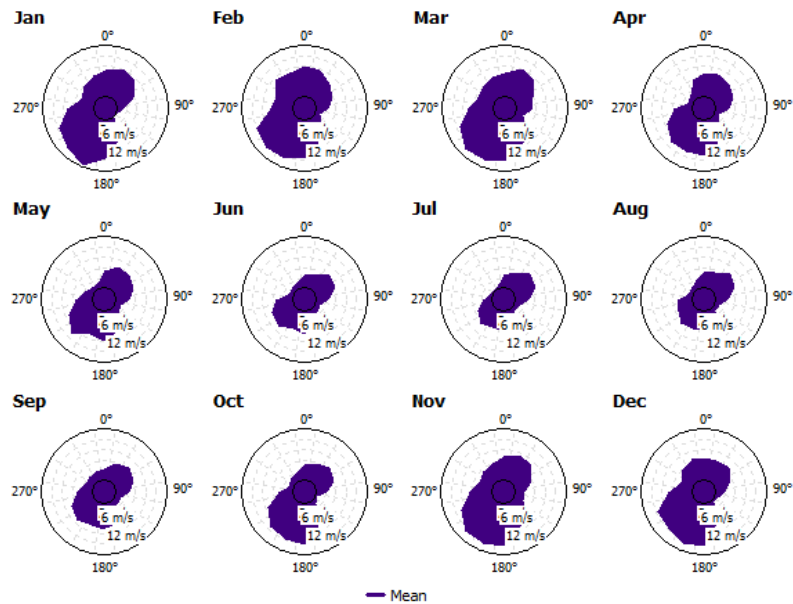


Figura 33. Rosa de los vientos de velocidad a 120m. Datos proporcionados por VORTEX.

Se ha analizado también la evolución mensual de la rosa de los vientos de velocidad, que se muestra a continuación. Se observan velocidades superiores para los meses de invierno e inferiores en verano, y se mantiene la dirección predominante alrededor de 225°.



*Figura 34. Evolución mensual de la rosa de los vientos de velocidad a 100m. Datos proporcionados por VORTEX.*



*Figura 35. Evolución mensual de la rosa de los vientos de velocidad a 120m. Datos proporcionados por VORTEX.*

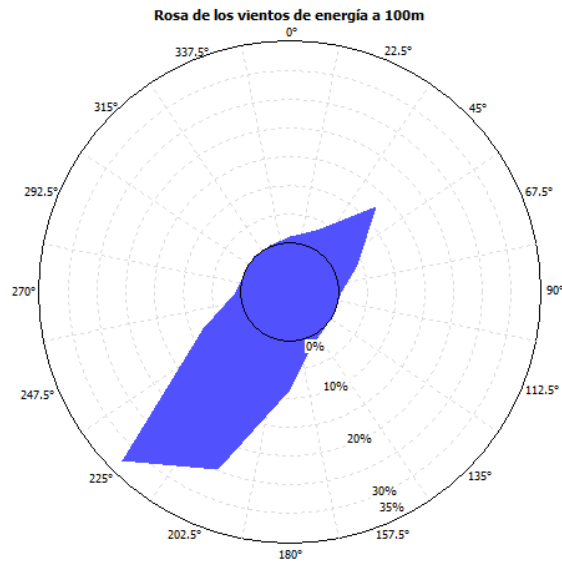
### 4.3.3 ROSA DE LOS VIENTOS DE ENERGÍA

El análisis conjunto de la rosa de los vientos de frecuencia y de la rosa de velocidad permite entender no solo desde qué direcciones sopla el viento con mayor frecuencia a lo largo del tiempo, sino también con qué intensidad lo hace en cada una de ellas. Esta información es clave, ya que una dirección muy frecuente no necesariamente es la más relevante desde el punto de vista energético si sus velocidades son bajas.

Al combinar ambos aspectos, se puede evaluar de forma más completa la importancia real de cada dirección. En este sentido, la rosa de energía o de potencia va un paso más allá, ya que representa directamente la contribución energética del viento según su dirección. Esto es especialmente importante porque la energía del viento depende de manera muy

significativa de la velocidad, aumentando de forma no lineal, por lo que pequeñas diferencias en velocidad pueden traducirse en grandes diferencias en energía disponible.

Coincidiendo con los anteriores análisis, la dirección de mayor producción de energía es para un ángulo de 225° para ambas alturas, superando el 30%. El gráfico muestra una variación de ángulo predominante muy baja, lo que es muy beneficioso a la hora de elegir el ángulo predominante para situar los aerogeneradores,



*Figura 36. Rosa de los vientos de potencia a 100m. Datos proporcionados por VORTEX.*

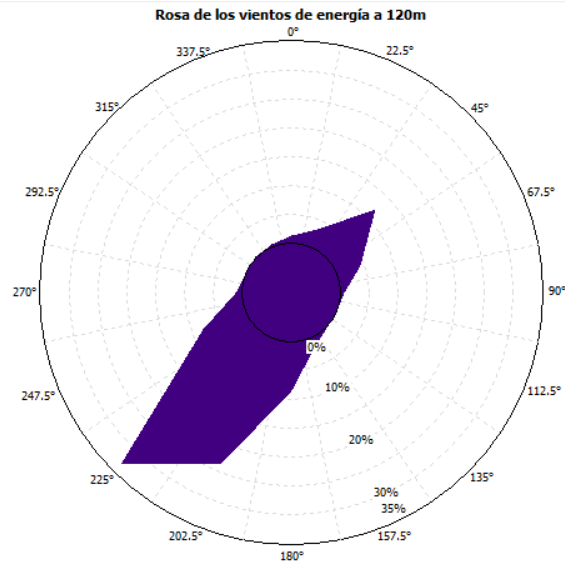


Figura 37. Rosa de los vientos de potencia a 120m. Datos proporcionados por VORTEX.

El gráfico de rosa de vientos de energía por mes, muestra una alternancia de ángulo predominante entre los ángulos complementarios de 225° la primera mitad del año y 45°, la segunda, lo que, como ya se ha comentado, aumenta la eficiencia al situar los aerogeneradores.

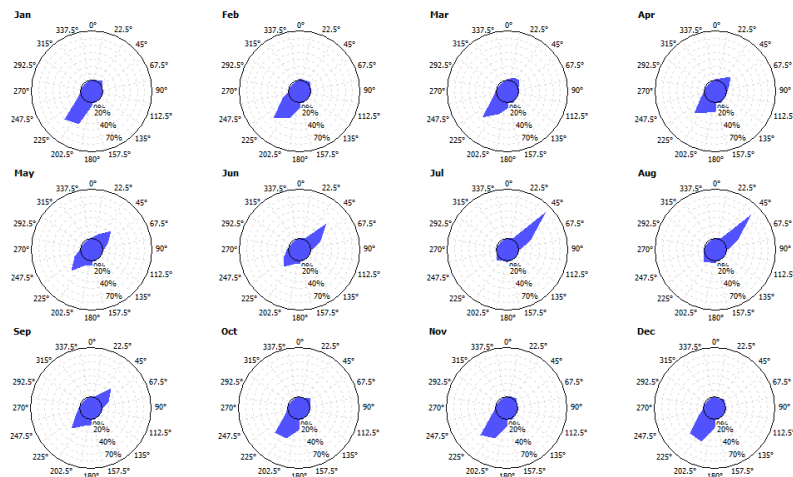


Figura 38. Evolución mensual de la rosa de los vientos de potencia a 100m. Datos proporcionados por VORTEX.

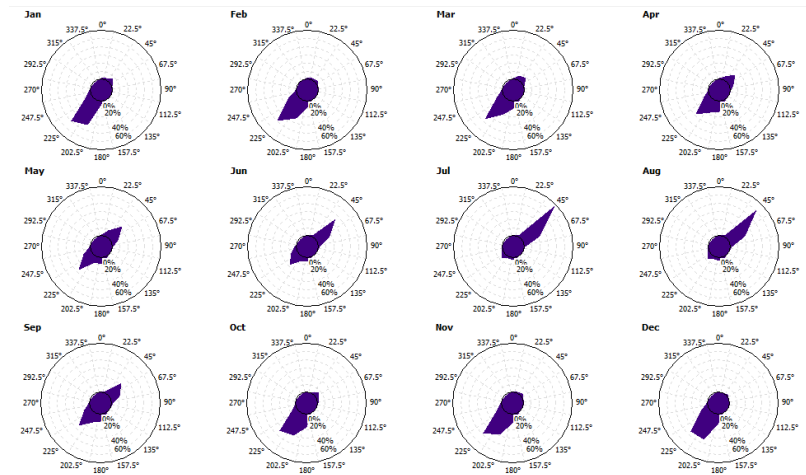


Figura 39. Evolución mensual de la rosa de los vientos de potencia a 120m. Datos proporcionados por VORTEX.

#### 4.3.4 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

La distribución de Weibull es la función de densidad de probabilidad más utilizada para representar la distribución de frecuencias de viento y permite representar cómo se reparten las velocidades del viento a lo largo del tiempo, es decir, con qué frecuencia se dan velocidades bajas, medias o altas.

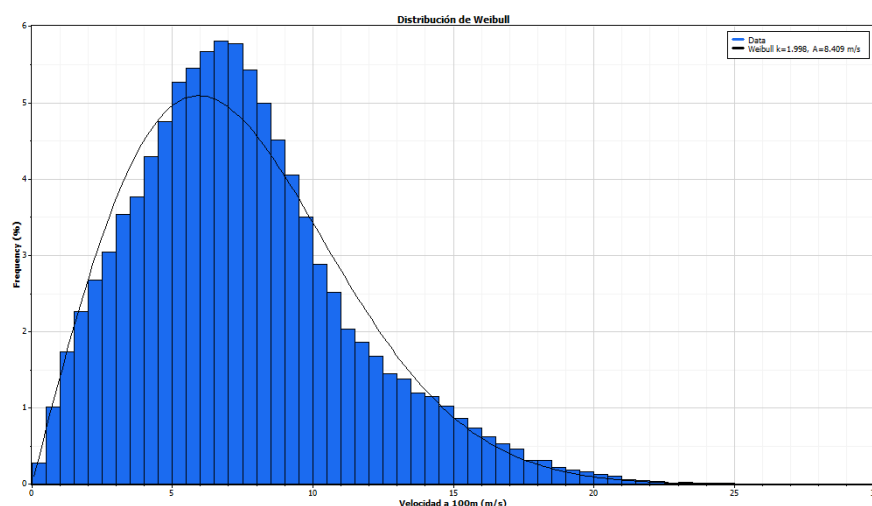
Se define como la probabilidad estadística de que ocurra una determinada probabilidad y depende de la velocidad y de dos factores, A y k.

El parámetro de forma k controla la forma de la distribución e indica cómo de concentradas están las velocidades en torno a un valor. Cuanto menor es la k, más variable es el viento mientras cuanto mayor es la k, más regular y estable. Así, un valor de k cercano a 3 indica una forma similar a una distribución normal, un valor menor de 2 indica una distribución asimétrica con mayor dispersión y cola hacia velocidades altas, y un valor superior a 3 indica una distribución más estrecha y simétrica, con velocidades más constantes. La distribución

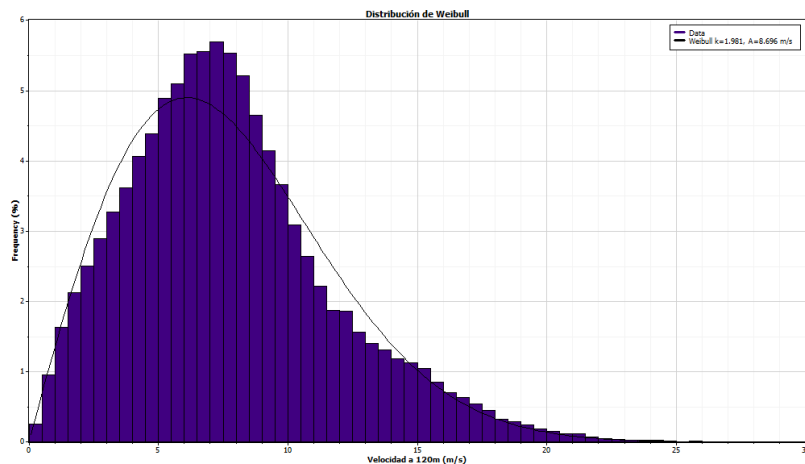
de Rayleigh es un caso particular de la distribución de Weibull, donde la función de densidad de probabilidad se simplifica y pasa a depender de un solo parámetro ( $c$ ) en lugar de dos y es un valor muy común en la mayoría de localizaciones.

El parámetro de escala  $c$  o  $A$  representa la velocidad característica del viento y está directamente relacionado con la velocidad del viento. La mayor parte de las velocidades se concentra alrededor de valores cercanos a  $c$ . Así, valores bajos de  $c$  indican vientos débiles mientras que valores altos indican vientos más intensos [41].

A continuación, se observa el histograma de velocidad y frecuencia del viento, junto con la distribución de Weibull, que se aproxima bien al histograma. Por tanto, la distribución representa correctamente el comportamiento real del viento. En el gráfico se observa que el viento es moderadamente variable con una distribución ligeramente asimétrica con cola hacia la derecha, lo que implica que la probabilidad de encontrar vientos elevados es algo menor que de vientos más bajos, lo que coincide con el parámetro  $k = 1,981$  obtenido. Además, el parámetro de  $c = 8,696\text{m/s}$  indica una velocidad característica relativamente alta y por tanto, una velocidad media también relativamente elevada y un recurso eólico bueno.

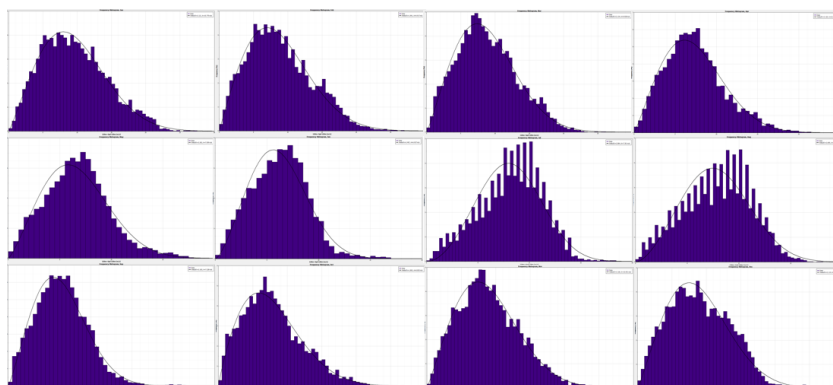


*Figura 40. Distribución de Weibull a 100m. Datos proporcionados por VORTEX.*



*Figura 41. Distribución de Weibull a 120m. Datos proporcionados por VORTEX.*

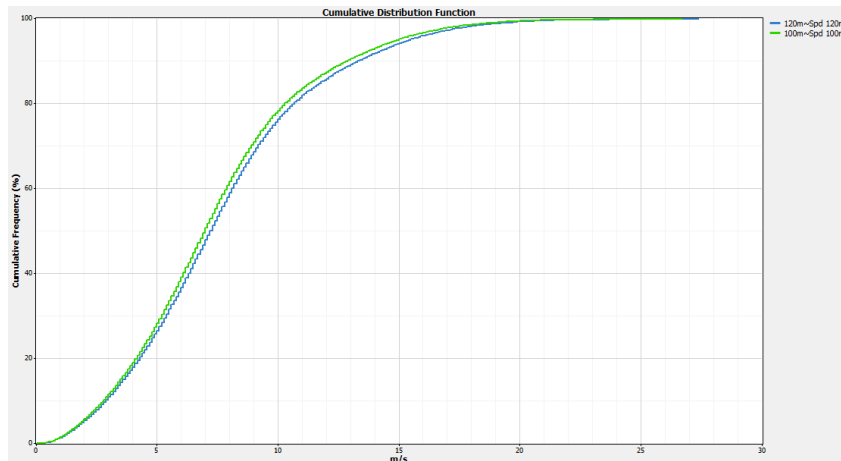
Además, se ha extraído los datos de la distribución de Weibull para cada mes del año. Como se observa, la evolución del viento se adapta mejor a la distribución de Weibull a lo largo de los meses de invierno, y teniendo mayor variabilidad en los de verano, donde se reduce la asimetría a la derecha de la distribución.



*Figura 42. Evolución mensual de la distribución de Weibull a 120m. Datos proporcionados por VORTEX.*

La función de distribución acumulada o CDF (Cumulative Distribution Function) permite estimar la probabilidad de que el viento sea menor o igual a un valor determinado.

La velocidad de arranque de los aerogeneradores suele situarse entre 3 y 4 m/s y, de acuerdo con nuestro análisis, la probabilidad de que el viento sea inferior a este valor es de alrededor del 10%. La probabilidad de que la velocidad sea inferior a 11m/s, valor común de potencia nominal de los aerogeneradores, es del 80%, lo que indica que la mayor parte del tiempo los aerogeneradores trabajarán a carga parcial. Por último, la velocidad de corte que implica un apagado por seguridad, suele establecerse a 25m/s y, de acuerdo con nuestro análisis, la probabilidad de que la velocidad sea menor a este valor se acerca al 100%. [43]



*Figura 43. Función acumulada de probabilidad. Datos proporcionados por VORTEX.*

Por otro lado, la función de probabilidad de excedencia muestra la probabilidad de superar un determinado valor de velocidad del viento. Así, la probabilidad de superar 7,1 m/s es superior al 95% y para un valor de 7,45 m/s es superior al 85%, mostrando buena calidad del recurso eólico.

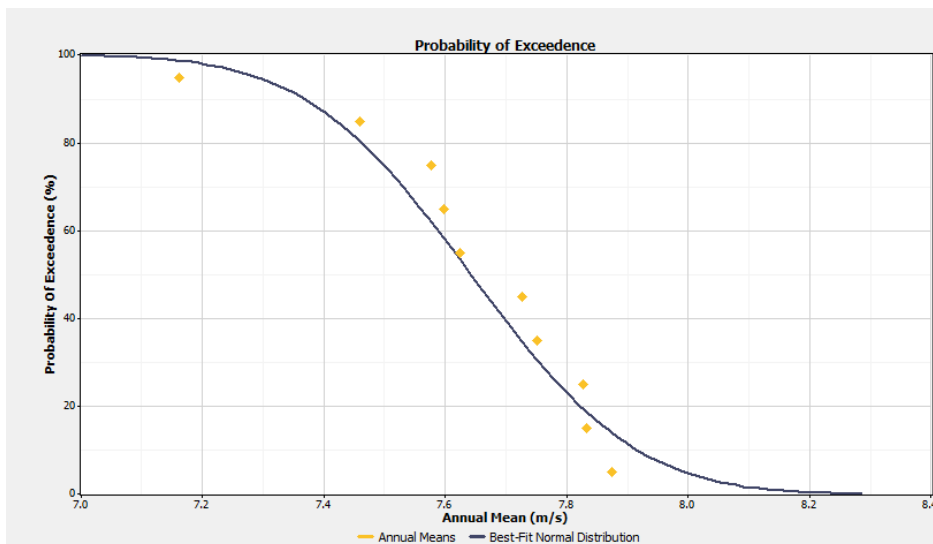


Figura 44. Función de probabilidad de excedencia. Datos proporcionados por VORTEX.

### 4.3.5 DIAGRAMA DE CAJAS

El diagrama de cajas permite visualizar la distribución y variabilidad del viento. Así, en la caja se concentrarán la mayor parte de las velocidades, la mediana mostrará la velocidad típica de cada mes, los bigotes representarán el rango esperado y por tanto la variabilidad, mientras que los outliers mostrarán ráfagas de viento inusualmente altas o bajas.

Como se puede observar, el viento es más regular en los meses de verano, con cajas más estrechas y bigotes cortos, mientras que habrá una variabilidad ligeramente superior en los meses de invierno, que debe tenerse en cuenta en el dimensionamiento.

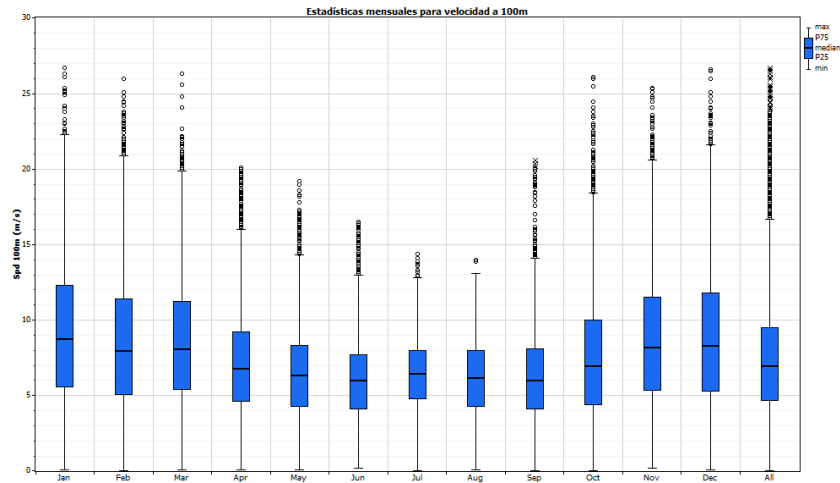


Figura 45. Diagrama de cajas a 100 m. Datos proporcionados por VORTEX.

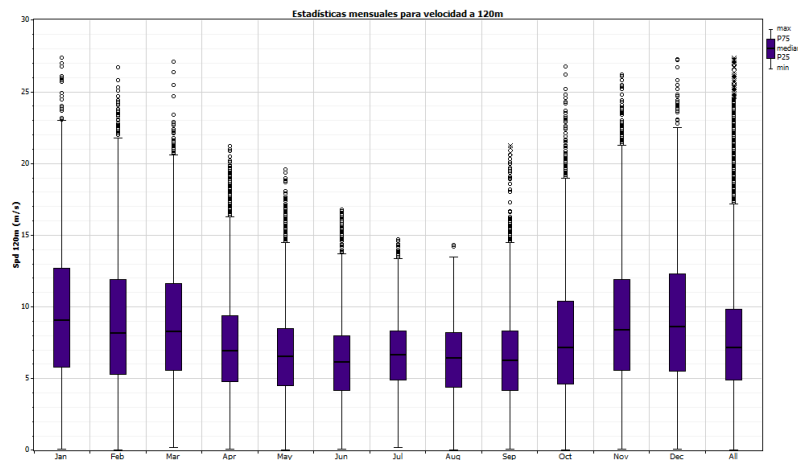


Figura 46. Diagrama de cajas a 120 m. Datos proporcionados por VORTEX.

### 4.3.6 CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS

El valor obtenido de velocidad media a 120m, altura a la que se ha establecido la altura de buje del generador, ha sido de 7,708 m/s, lo que sugiere buena calidad del recurso eólico y alto potencial de generación eléctrica.

El análisis del recurso eólico revela un comportamiento bastante consistente, aunque con ciertos picos. Se observa que el viento alcanza velocidades máximas de hasta 27 m/s a 120 m de altura, en momentos puntuales, lo que indica la presencia de ráfagas importantes que deben considerarse en el diseño de aerogeneradores.

En cuanto a la media mensual, los vientos más fuertes se registran en invierno, con un pico en enero, mientras que los meses de verano presentan velocidades más bajas, reflejando claramente la variación estacional. Por su parte, el perfil diario indica que las velocidades máximas suelen darse por la noche, mientras que las horas valle ocurren al mediodía.

Respecto a la dirección predominante, se identifica un ángulo de 45° y su complementario 225°. La frecuencia mensual muestra que la dirección de 225° domina la primera mitad del año, mientras que 45° predomina en la segunda, confirmando la consistencia de los patrones de viento a lo largo del año. Tanto la rosa de velocidad como la rosa de energía sitúan la dirección predominante para un ángulo de 225°, con velocidades que superan los 9 m/s a 120 m y representando más del 30 % de la energía total.

El ajuste de la distribución de Weibull, con valores del parámetro  $k$  alrededor de 1,98 y de  $c$  cercanos a 8,7 m/s, indica un recurso con variabilidad moderada y velocidades relativamente altas. Por último, el diagrama de cajas confirma que la variabilidad mensual no es muy alta, aunque se observan *outliers* especialmente en invierno, que sugieren a ráfagas extremas.

En conjunto, estos análisis permiten caracterizar de manera precisa el recurso eólico del emplazamiento, identificando altas velocidades en general, dirección predominante estable del viento independientemente del momento y una distribución favorable, lo que indica que el emplazamiento es adecuado para la instalación de un parque eólico viable.

## **Capítulo 5. SIMULACIÓN MEDIANTE WASP**

Para la simulación del parque eólico se utilizará el programa WASP, desarrollado por Riso National Laboratory de Dinamarca.

Este modelo, a partir de una hipótesis basada en la observación del terreno, incluyendo relieve, rugosidad y obstáculos, y de la velocidad del viento puede estimar el viento geostrofico, en términos de velocidad y dirección. El viento geostrofico es un viento “ideal” que no está afectado por parámetros como rugosidad u obstáculos, y se utiliza como hipótesis que es el mismo en la misma zona. Para evaluar el recurso eólico en otro emplazamiento, parte del tiempo geostrofico y se obtiene la velocidad en el segundo emplazamiento aplicando modelos de altitud, rugosidad y obstáculos previamente definidos.

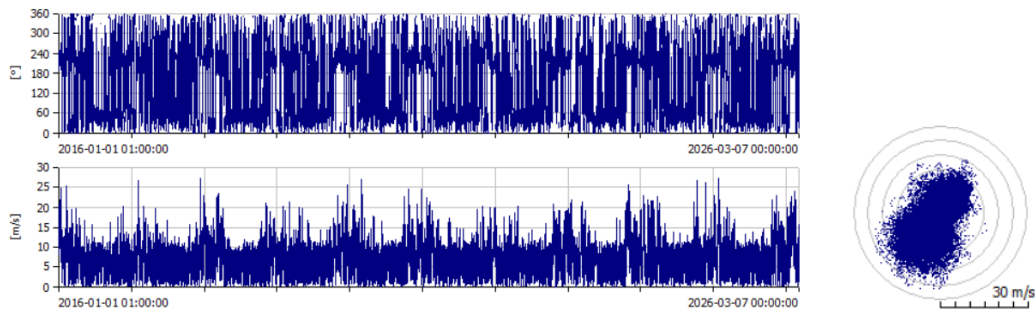
Se utilizarán distintos módulos del programa y recursos:

- WASP Climate Analysis: para el tratamiento y análisis de los datos de viento.
- WASP Map Editor: para la definición del mapa de topografía y rugosidad del terreno.
- WASP Turbine Editor: para la introducción de la curva de potencia y los coeficientes de empuje de la turbina, adaptados a la densidad del emplazamiento.
- Posición de la torre anemométrica y los aerogeneradores

### **5.1 *WASP CLIMATE ANALYST***

En este apartado, se han introducido los datos de viento obtenidos proporcionados por VORTEX y previamente analizados mediante Windographer para la altura de buje de 120m.

A continuación, se pueden observar los datos introducidos de la veleta, en la parte superior, y del anemómetro en la inferior, y de la rosa de vientos de velocidad en formato punto, a la derecha.



*Figura 47. Datos de la veleta, anemómetro y rosa de los vientos introducidos en WASP.*

A continuación, se realiza el análisis de WASP, donde se observan distintos parámetros como el ángulo, la frecuencia, distribución de Weibull, velocidad, densidad de potencia, entre otros, para cada uno de los 12 sectores de la rosa de los vientos.

Así, se observan valores de frecuencia máximos del 22,8%, de velocidad de 10,06 m/s y de densidad de potencia de  $1.015 \text{ W/m}^2$  para el sector 8, con ángulo de  $210^\circ$ . Además, para todos los sectores, se obtiene un valor de velocidad de 7,764 m/s, una potencia de  $542 \text{ W/m}^2$  y unos parámetros de Weibull de  $c=8,6\text{m/}$  y  $k=1,93$ , muy similares a los obtenidos en el anterior capítulo mediante Windographer.

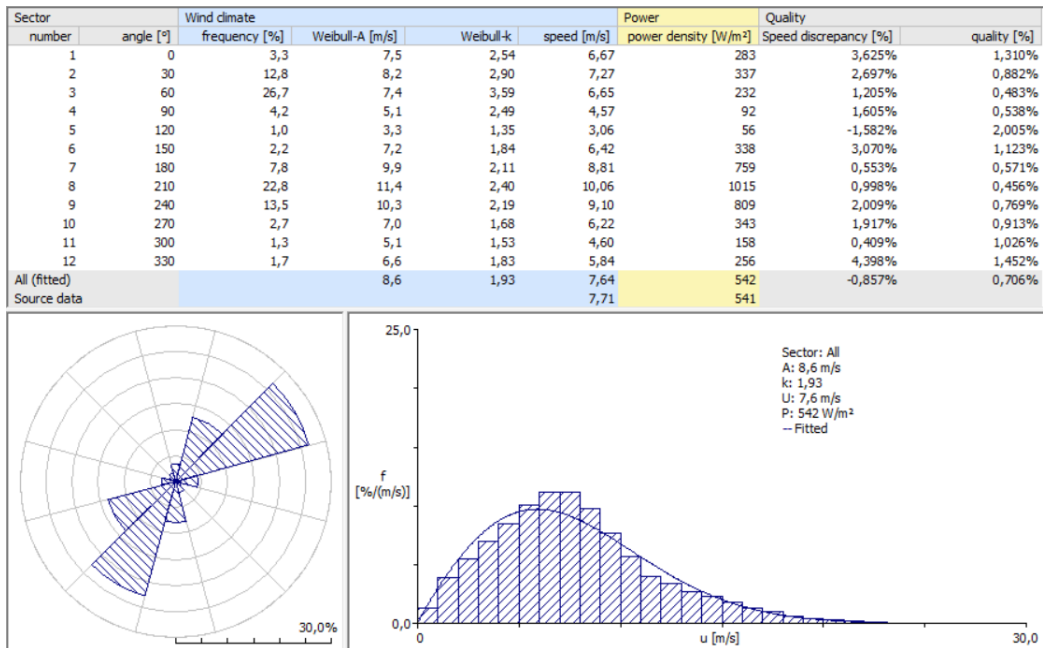
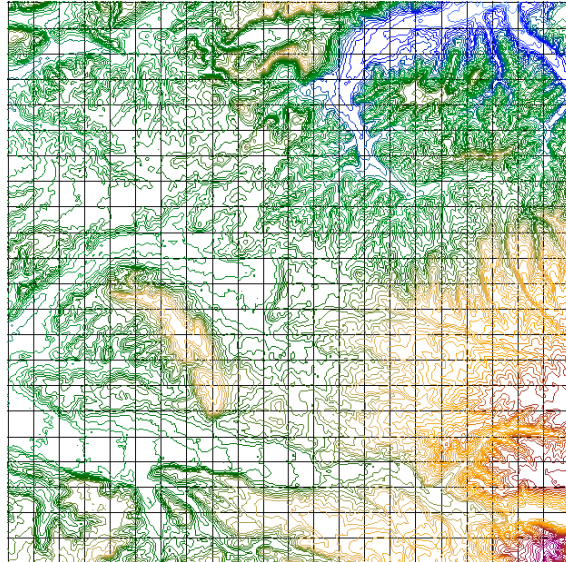


Figura 48. Tratamiento de datos de viento en WASP.

## 5.2 WASP MAP EDITOR

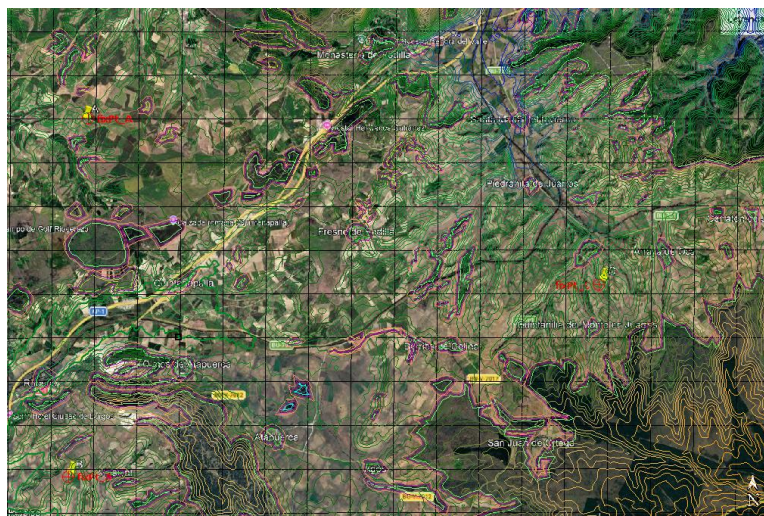
En este apartado se partirá de un modelo digitalizado del terreno, concretamente un mapa de topografía y posteriormente se procederá a la digitalización de la rugosidad del emplazamiento a través de la herramienta WASP Map Editor.

El mapa de topografía ha sido proporcionado por la empresa Vortex que proporciona las curvas de nivel del emplazamiento, como se puede observar a continuación.



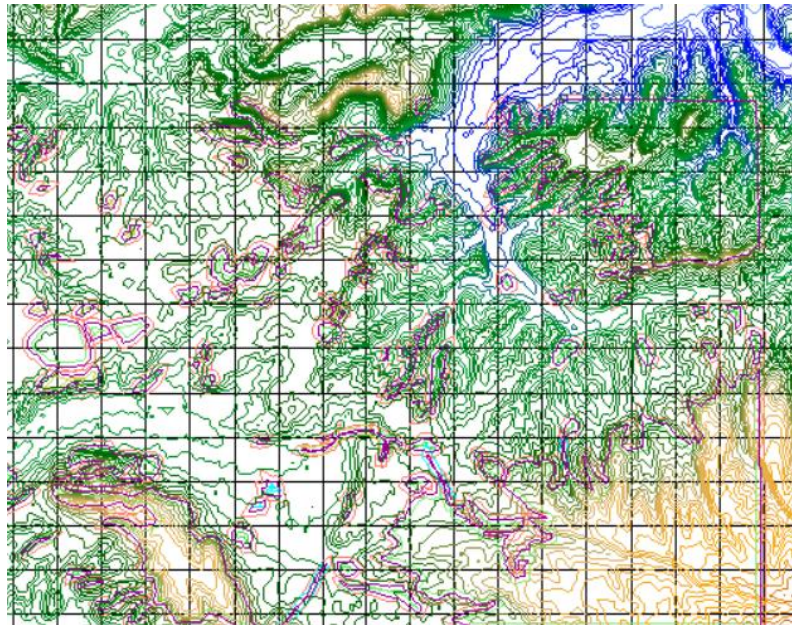
*Figura 49. Mapa de topografía proporcionado por VORTEX.*

A través de WASP Map Editor, y una imagen tomada de Google Earth Pro, se ha aplicado la rugosidad a mano, definiendo la rugosidad externa y externa de elementos como núcleos poblacionales, para los que se ha asignado un valor de rugosidad interna de 0,8m, bosques, con valor de 0,5m, zonas de vegetación arbustiva, con valor de 0,2m, monte bajo, con un valor asignado de 0,03m, y masas de agua, cuyo valor será  $10^{-4}$ m.



*Figura 50. Mapa de rugosidad. Elaboración propia a partir de Google Earth Pro.*

Así, se ha generado el modelo digital, que combina el mapa de topografía con el mapa digitalizado de rugosidad, como se muestra a continuación.



*Figura 51. Modelo digital del terreno.*

### **5.3 DENSIDAD DEL AIRE**

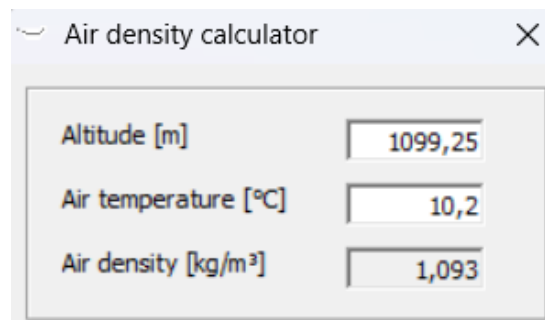
WASP dispone de una herramienta para calcular la densidad a partir de la altitud media y la temperatura, mediante su Air Density Calculator.

La temperatura media se obtenido de los datos obtenidos por Vortex y procesados mediante la herramienta Windographer, que para una altura de 120m es de 10,2°C.

Por otro lado, se ha calculado la altura como la media de alturas del terreno sobre el que se sitúan los aerogeneradores sobre el nivel del mar más la altura de buje, que será de 120m.

La media de altura del terreno sobre el que se ubica los aerogeneradores es de 976,25m, por lo que a altura del centro del rotor será de 1.099,25m.

Así, se obtiene una densidad del aire de 1,093 kg/m<sup>3</sup>.



*Figura 52. Densidad del aire obtenida mediante el Air Density Calculator de WASP.*

Este resultado coincide con el obtenido de los datos de Vortex procesados por Windographer, que establecía de densidad del aire en 1,1 kg/m<sup>3</sup> para una altura sobre el terreno de 120m, pero se utilizará para futuros cálculos el valor de 1,093 kg/m<sup>3</sup> por ofrecer mayor exactitud.

## **5.4 CURVA DE POTENCIA Y COEFICIENTES DE LOS AEROGENERADORES**

La curva de potencia es una herramienta fundamental en el análisis de aerogeneradores, ya que permite conocer la energía eléctrica que es capaz de generar una turbina en función de la velocidad del viento. A través de esta curva se puede evaluar el rendimiento del aerogenerador y estimar su producción energética en un emplazamiento determinado, lo que resulta clave para la selección de la máquina más adecuada.

Por otro lado, el coeficiente de empuje está relacionado con la fuerza que el viento ejerce sobre el rotor del aerogenerador. Esta fuerza provoca una reducción de la velocidad del viento aguas abajo, generando una estela. Dicha estela afecta negativamente a los

aerogeneradores situados detrás, ya que reciben un viento más lento y turbulento, disminuyendo su producción y aumentando las cargas mecánicas.

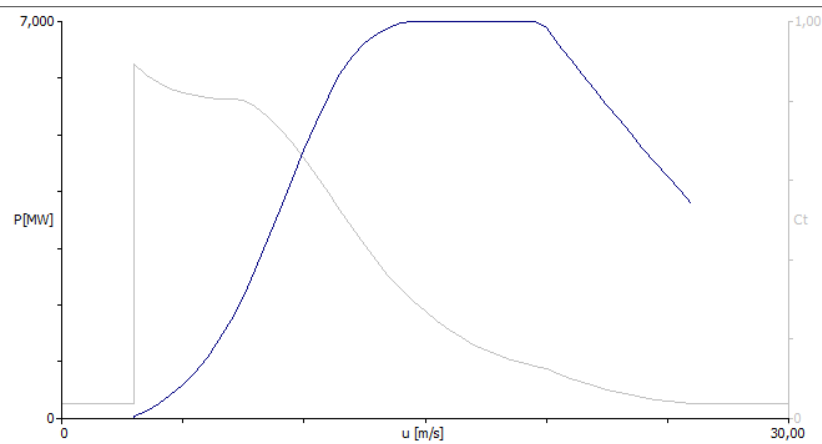
En este contexto, tanto la curva de potencia como el coeficiente de empuje son parámetros esenciales para el diseño y la optimización de un parque eólico, ya que permiten evaluar no solo la producción individual de cada aerogenerador, sino también su interacción con el resto.

Para ello, se analizarán mediante simulación tres modelos de aerogeneradores, de los fabricantes Nordex Acciona, Vestas y Siemens Gamesa, con el objetivo de seleccionar la opción más adecuada para el emplazamiento estudiado.

#### **5.4.1 MODELO NORDEX N163 DE 7MW (MODO 0)**

Se trata de un aerogenerador de la serie Delta4000 de Nordex Acciona diseñado para zonas de vientos bajos y moderados y dirigido a mercado europeo. [44] Tiene un diámetro de rotor de 163m y una potencia nominal de 7MW, que se alcanza para la densidad del aire del emplazamiento de  $1,093 \text{ kg/m}^3$  a una velocidad entre 15m/s y 19 m/s. Además, tiene una velocidad de arranque a 3m/s y una velocidad de parada a 26m/s.

A continuación, se muestra su curva de potencia, en azul, y coeficientes, en gris, para la densidad del aire del emplazamiento de  $1,093 \text{ kg/m}^3$ .

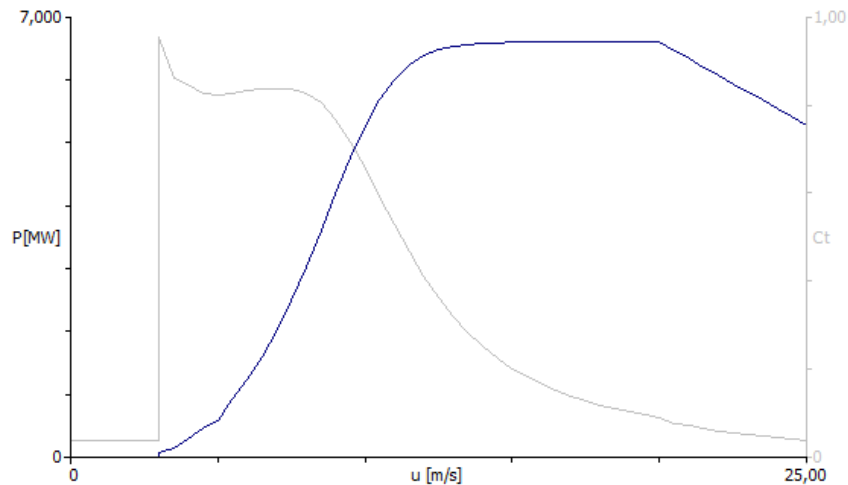


*Figura 53. Curva de potencia y coeficientes del aerogenerador Nordex N163 7MW (Modo 0) generada en WASP. Datos proporcionados por fabricante.*

#### **5.4.2 MODELO SIEMENS GAMESA SG-170 DE 6,6 MW**

La tecnología de Siemens Gamesa tiene un diámetro de rotor de 170m y una potencia nominal de 6,6MW, que para una densidad del aire del emplazamiento de  $1,093 \text{ kg/m}^3$ , se alcanza para velocidades del viento entre 16 m/s y 20 m/s. Además, tiene una velocidad e arranque de 3m/s y una velocidad de corte de 25m/s, compatibles con los datos de viento analizados en Windographer en el capítulo anterior.

En el siguiente gráfico se muestra la curva de potencia, en azul, y coeficientes, en gris, del modelo Siemens Gamesa a una densidad del aire del emplazamiento de  $1,093 \text{ kg/m}^3$ .

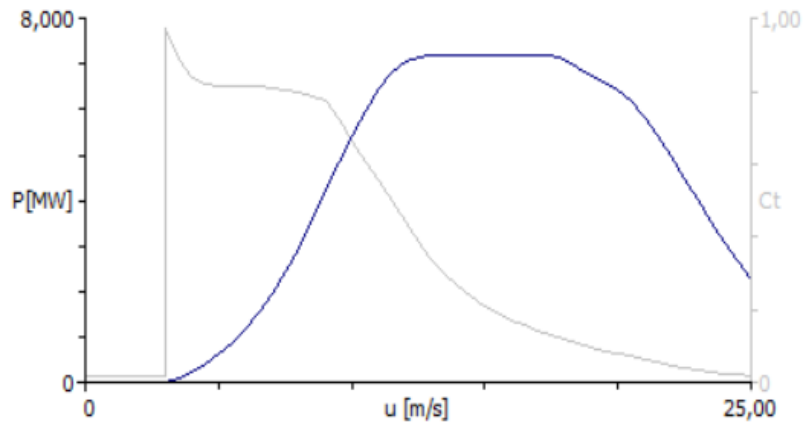


*Figura 54. Curva de potencia y coeficientes del aerogenerador Siemens Gamesa SG-170 6,6MW generada en WASP. Datos proporcionados por fabricante.*

### 5.4.3 MODELO VESTAS V162 DE 7,2 MW

El último modelo analizado es la tecnología Vestas V162, que tiene una potencia nominal de 7,2 MW, diseñada para operar en un amplio rango de condiciones de viento, comenzando a generar energía a partir de 3 m/s y deteniéndose por seguridad a 25 m/s. Cuenta con un rotor de 172 m y un sistema de frenado aerodinámico mediante pitch u orientación de palas, además de buen desempeño medioambiental. [45]

A continuación, se muestra la curva de potencia, en azul, y coeficientes, en gris, del modelo Vestas a una densidad del aire del emplazamiento de  $1,093 \text{ kg/m}^3$ . Como se puede observar, la potencia nominal a esta densidad se alcanza para velocidades entre 14,5 m/s y 17 m/s.



*Figura 55. Curva de potencia y coeficientes del aerogenerador Vestas V162 7,2MW generada en WASP.  
Datos proporcionados por fabricante.*

## 5.5 SIMULACIÓN MEDIANTE WASP

### 5.5.1 MODELO EN WASP

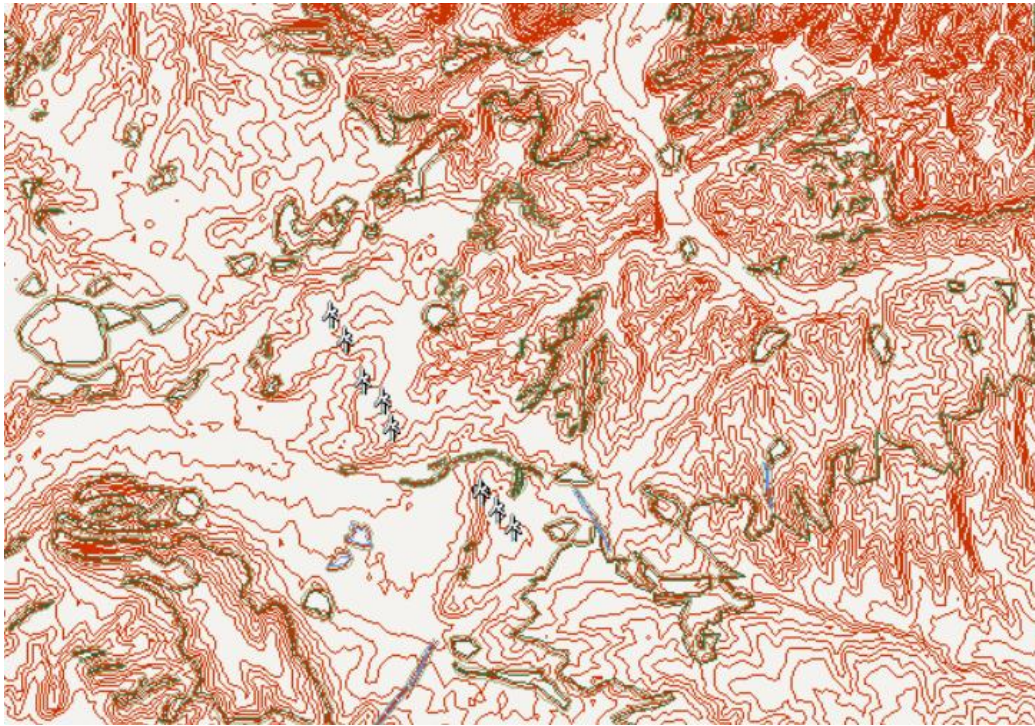
El siguiente input necesario para poder realizar la simulación en WASP es la ubicación de los aerogeneradores y la torre anemométrica.

Así, las coordenadas de la torre anemométrica, donde se han obtenido los datos de viento de Vortex son las siguientes.

X utm	460863.00 m E
Y utm	4693366.00 m N

*Figura 56. Coordenadas de la torre anemométrica.*

Por otro lado, se introducen las coordenadas de los aerogeneradores, obteniendo el siguiente modelo.



*Figura 57. Modelo en WASP*

### 5.5.2 CALIBRACIÓN DEL MODELO

El último paso antes de la simulación es la calibración del modelo.

El viento obtenido de acuerdo con WASP es de 7,88 m/s, lo que indica que está sobreestimado en comparación con los datos obtenidos del análisis en Windographer, donde el resultado es de 7,708m/s. Por tanto, se aplicará el siguiente factor de calibración del modelo.

$$\frac{V_{WASP} - V_{WINDORGRAPHER}}{V_{WASP}} = \frac{7,88\text{m/s} - 7,708\text{m/s}}{7,88\text{m/s}} * 100 = \frac{0,122\text{ m/s}}{7,88\text{ m/s}} * 100$$

$$= 2,1827\%$$

### 5.5.3 VIENTO GEOSTRÓFICO

Una vez calibrado el modelo, se obtiene el viento geostrófico, que como se ha explicado, es una aproximación teórica al viento del emplazamiento sin tener en cuenta factores de rozamiento, topografía o rugosidad, entre otros.

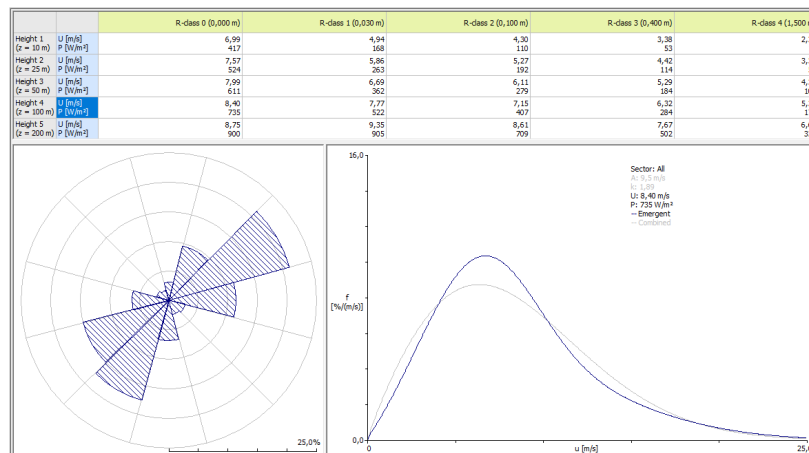
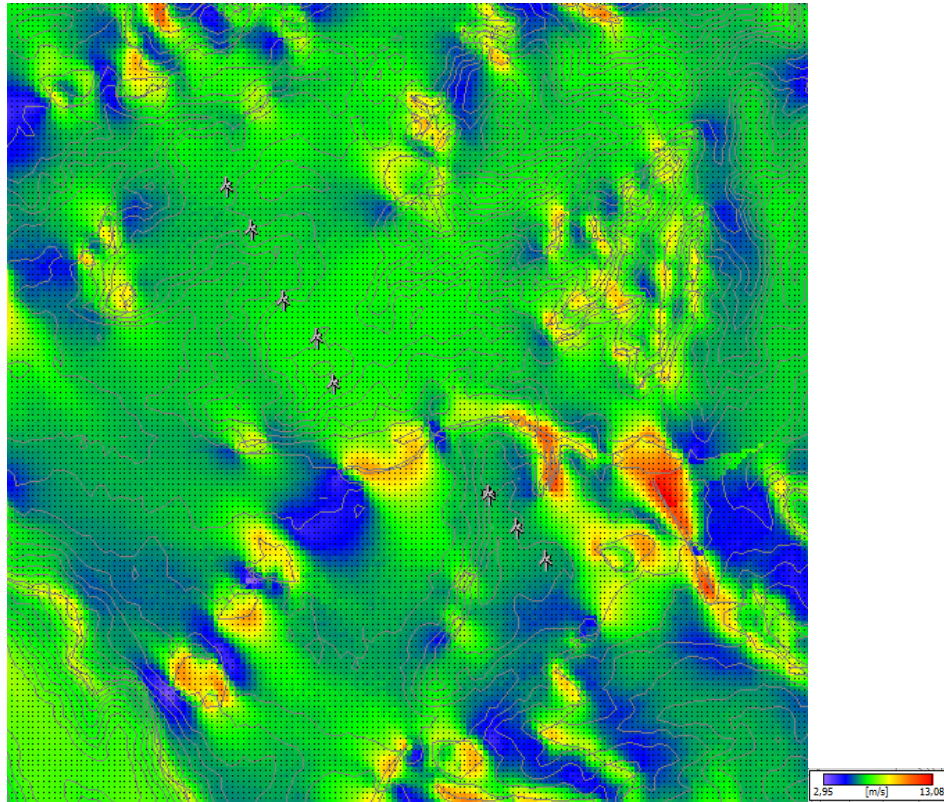


Figura 58. Viento geostrófico del modelo en WASP.

### 5.5.4 ISOVENTAS

Se ha calculado mediante una malla, el mapa de curvas isoventas, las líneas que unen los puntos en los que la velocidad del viento es la misma en un tiempo y altura determinados.

Como se puede observar mediante el código de colores, los puntos en los que se ubican los aerogeneradores tienen la misma velocidad del viento en la dirección predominante, lo que apoya el potencial de la ubicación para la generación eléctrica.



*Figura 59. Mapa de curvas isoventas para la dirección predominante. WASP.*

### **5.5.5 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS**

Con el objetivo de seleccionar la tecnología que mejor se adapta al emplazamiento, se han realizado tres simulaciones de la energía que produciría cada uno de los modelos de aerogeneradores.

En las siguientes tablas se muestran los valores totales, medios, mínimo y máximo de la producción de energía bruta (Total gross AEP [GWh]), es decir la energía que se produciría si no hubiera pérdidas; la producción de energía neta (Total net AEP [GWh]), es decir, la

producción teniendo en cuenta las pérdidas; así como el porcentaje de pérdidas por efecto estela (proportional wake loss [%]).

*Nordex N163 de 7MW (Modo 0)*

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	190,393	23,799	22,885	25,195
Total net AEP [GWh]	188,083	23,510	22,594	24,985
Proportional wake loss [%]	1,21	-	0,63	1,87
Mean speed [m/s]	-	7,83	7,67	8,09
Power density [W/m <sup>2</sup> ]	-	540	514	588
RIX	-	-	10,6	21,0

*Figura 60. Resultados de simulación en WASP para la tecnología Nordex N163 7MW.*

*Siemens Gamesa SG-170 6,6 MW*

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	201,796	25,224	24,284	26,637
Total net AEP [GWh]	199,182	24,898	23,952	26,392
Proportional wake loss [%]	1,3	-	0,69	1,97
Mean speed [m/s]	-	7,83	7,67	8,09
Power density [W/m <sup>2</sup> ]	-	540	514	588
RIX	-	-	10,6	21,0

*Figura 61. Resultados de simulación en WASP para la tecnología Siemens Gamesa SG-170 6,6 MW.*

*Vestas V172 7,2 MW*

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	208,551	26,069	25,072	27,571
Total net AEP [GWh]	205,782	25,723	24,725	27,315
Proportional wake loss [%]	1,33	-	0,69	2,03
Mean speed [m/s]	-	7,83	7,67	8,09
Power density [W/m <sup>2</sup> ]	-	540	514	588
RIX	-	-	10,6	21,0

*Figura 62. Resultados de simulación en WASP para la tecnología Vestas V172 7,2 MW.*

Sin embargo, no toda la energía producida en el aerogenerador será vertida a red, sino que sufrirá una serie de pérdidas, entre ellas [26] [52]:

- Pérdidas eléctricas: corresponden a la energía que se disipa durante el transporte y transformación de la electricidad desde el aerogenerador hasta el punto de conexión, principalmente en cables, transformadores y subestaciones. Se sitúan entre el 3% y 5%, aunque son más comunes valores en torno al 3%.
- Pérdidas por indisponibilidad de los aerogeneradores: se deben a los periodos en los que los aerogeneradores no están operativos por mantenimiento, averías o paradas programadas, y suelen definirse en los contratos de operación y mantenimiento (O&M). Se sitúan entre el 3% y el 5%.
- Pérdidas por incumplimiento de la curva de potencia: reflejan la diferencia entre la producción real del aerogenerador y la teórica indicada por el fabricante, causada por factores como degradación, condiciones reales de operación o desviaciones en el rendimiento. Se estiman entre el 0% y el 5%
- Pérdidas ambientales: incluyen reducciones de producción debidas a condiciones externas como temperaturas extremas, formación de hielo o suciedad en las palas, que afectan a la eficiencia aerodinámica, serán menores al 1%
- Pérdidas por efecto bloqueo: se producen cuando el flujo de viento se ralentiza antes de alcanzar la primera fila de aerogeneradores debido a la presencia del parque, reduciendo ligeramente la energía disponible. Serán entre 0% y 3%.
- Pérdidas por histéresis de altos vientos: ocurren cuando un aerogenerador se detiene por superar la velocidad de corte y no vuelve a arrancar inmediatamente al disminuir el viento, ya que la velocidad de reconexión es inferior, generando pérdidas temporales de producción. Es inferior al 1%

El cálculo del rendimiento considerando las pérdidas será el siguientes.

$$\begin{aligned}\eta_t &= (1 - P_{el\u00e9ctricas}) * (1 - P_{indisponibilidad}) * (1 - P_{curva\ pot\ y\ otras}) \\ &= (1 - 3\%) * (1 - 2\%) * (1 - 5\%) \\ &= 97\% * 98\% * 95\% = 90,3\%\end{aligned}$$

Los resultados de la simulación teniendo incluyendo todas las pérdidas se muestra a continuación.

*Nordex N163 de 7MW (Modo 0)*

	X utm [m]	Y utm [m]	Producción bruta [GWh]	Producción neta [GWh]	Pérdidas por efecto estela [%]
Aerogenerador 1	461393	4692767	22,96	22,81	0,63
Aerogenerador 2	461124	4693058	22,89	22,59	1,27
Aerogenerador 3	460863	4693366	23,15	22,91	1,06
Aerogenerador 4	459428	4694404	25,20	24,99	0,84
Aerogenerador 5	459268	4694828	24,97	24,50	1,87
Aerogenerador 6	458969	4695169	24,41	24,10	1,25
Aerogenerador 7	458669,9	4695827	23,58	23,24	1,43
Aerogenerador 8	458437,8	4696222	23,25	22,95	1,32
<b>Total</b>			<b>190,392</b>	<b>188,084</b>	<b>1,20875</b>

*Tabla 3. Producción neta del modelo con tecnología Nordex N163 de 7MW (Modo 0)*

Potencia del parque (MW)	57,60
Producción bruta (GWh/año)	190,39
Producción neta (GWh/año)	188,08
Producción a red (GWh/año)	168,12
Horas equivalentes (h)	3002,14
Factor de capacidad (%)	34,27

*Tabla 4. Producción energética final del modelo con tecnología Nordex N163 de 7MW (Modo 0)*

*Siemens Gamesa SG-170 6,6 MW*

	X utm [m]	Y utm [m]	Producción bruta [GWh]	Producción neta [GWh]	Pérdidas por efecto estela [%]
Aerogenerador 1	461393	4692767	24,31	24,14	0,69
Aerogenerador 2	461124	4693058	24,28	23,95	1,37
Aerogenerador 3	460863	4693366	24,56	24,28	1,12
Aerogenerador 4	459428	4694404	26,64	26,39	0,92
Aerogenerador 5	459268	4694828	26,43	25,91	1,97

Aerogenerador 6	458969	4695169	25,87	25,53	1,34
Aerogenerador 7	458669,9	4695827	25,02	24,64	1,53
Aerogenerador 8	458437,8	4696222	24,68	24,34	1,40
<b>Total</b>			<b>201,80</b>	<b>199,18</b>	<b>1,29</b>

Tabla 5. Producción neta del modelo con tecnología Siemens Gamesa SG-170 6,6 MW

Potencia del parque (MW)	57,60
Producción bruta (GWh/año)	201,80
Producción neta (GWh/año)	199,18
Producción a red (GWh/año)	178,04
Horas equivalentes (h)	3371,98
Factor de capacidad (%)	38,49

Tabla 6. Producción energética final del modelo con tecnología Siemens Gamesa SG-170 6,6 MW

*Vestas V172 7,2 MW*

	X utm [m]	Y utm [m]	Producción bruta [GWh]	Producción neta [GWh]	Pérdidas por efecto estela [%]
Aerogenerador 1	461393	4692767	25,11	24,93	0,69
Aerogenerador 2	461124	4693058	25,07	24,73	1,39
Aerogenerador 3	460863	4693366	25,36	25,07	1,15
Aerogenerador 4	459428	4694404	27,57	27,32	0,93
Aerogenerador 5	459268	4694828	27,35	26,79	2,03
Aerogenerador 6	458969	4695169	26,75	26,38	1,37
Aerogenerador 7	458669,9	4695827	25,85	25,44	1,58
Aerogenerador 8	458437,8	4696222	25,49	25,12	1,46
<b>Total</b>			<b>208,551</b>	<b>205,782</b>	<b>1,325</b>

Tabla 7. Producción neta del modelo con tecnología Vestas V172 7,2 MW

Potencia del parque (MW)	57,60
Producción bruta (GWh/año)	208,55
Producción neta (GWh/año)	205,78
Producción a red (GWh/año)	183,94
Horas equivalentes (h)	3.193,39
Factor de capacidad (%)	36,45

*Tabla 8. Producción energética final del modelo con tecnología Vestas V172 7,2 MW*

Finalmente, se ha llevado a cabo una tabla comparativa de los resultados obtenidos con cada una de las tres tecnologías, con el objetivo de evaluar cuál ofrece mejor resultado.

	Potencia unitaria (MW)	Potencia total (MW)
Nordex	7	56
Siemens Gamesa	6,6	52,8
Vestas	7,2	57,6

	Producc. bruta (GWh/año)	Producc. neta (GWh/año)	Producc. a red (GWh/año)	Horas equiv. (h)	Factor de capacidad (%)
Nordex	190,39	188,08	168,12	3.002,14	34,27
Siemens Gamesa	201,80	199,18	178,04	3.371,98	<b>38,49</b>
Vestas	208,55	205,78	183,94	3.193,39	36,45

*Tabla 9. Comparativa de resultados de los modelos con las tres tecnologías.*

Como se puede observar, las tecnologías Siemens Gamesa y Vestas ofrecen unos resultados muy similares. Así, Vestas ofrece mayor producción a red, 183,94 GWh/año frente a 178,04GWh/año, a pesar de ser una diferencia menor al 3% mientras que Siemens Gamesa ofrece un mayor factor de potencia, de 38,49% frente a 36,45% de Vestas.

Puesto que la diferencia de AEP es muy pequeña, se ha decidido elegir la tecnología de Siemens Gamesa, que ofrece un factor de capacidad superior, y por tanto un mejor aprovechamiento del viento.

## **Capítulo 6. AEROGENERADOR SIEMENS GAMESA**

### **SG-170 6,6 MW**

En este capítulo se realizará una descripción en detalle del aerogenerador seleccionado por equipo principal del parque eólico y clave en la viabilidad del mismo.

#### **6.1 DESCRIPCIÓN TÉCNICA**

El aerogenerador Siemens Gamesa tiene una altura de rotor de 170m y se solicitará para una altura de buje de 120m. A continuación, se incluye su descripción técnica [51].

El rotor y la góndola constituyen la parte más visible del aerogenerador. El rotor, formado por tres palas situadas a barlovento de la torre, capta la energía del viento y gira a velocidad variable para maximizar la producción, controlando al mismo tiempo las cargas y el ruido. La potencia generada se controla mediante regulación del paso de pala o *pitch* y del par o *torque*. La góndola, situada en la parte superior, alberga los componentes principales y está diseñada para facilitar el acceso seguro del personal de mantenimiento, incluso durante pruebas con la turbina en funcionamiento.

Las palas están fabricadas con materiales compuestos de fibra de vidrio con elementos de carbono, optimizados aerodinámicamente según perfiles propios desarrollados por Siemens Gamesa para mejorar el rendimiento. El buje, que conecta las palas con el eje principal, es de gran tamaño y permite el acceso interior para labores de mantenimiento

El tren de potencia, encargado de transmitir y transformar la energía mecánica en eléctrica, es un concepto de suspensión de 4 puntos: eje principal con dos rodamientos principales y la caja de cambios con dos brazos de reacción montados al bastidor principal.

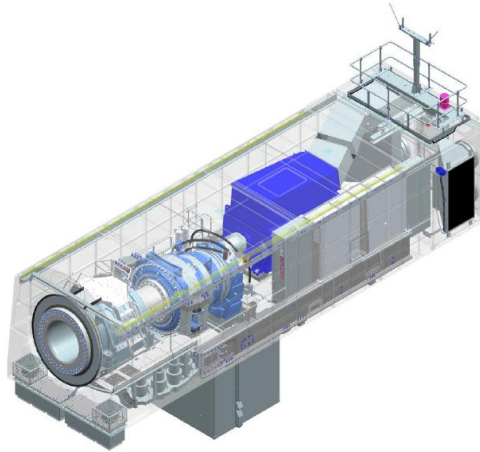
Tiene también un freno mecánico, que funciona como sistema de seguridad y parada del aerogenerador, y un sistema de orientación que permiten girar la góndola para orientarla correctamente hacia el viento.

Por otro lado, el aerogenerador cuenta con avanzados sistemas eléctricos y de control, como el convertidor de frecuencia, que permite operar a velocidad variable manteniendo una salida eléctrica estable, y el controlador, que gestiona automáticamente el funcionamiento de la turbina. A esto se suman sistemas de supervisión como el SCADA y el sistema de monitorización de condición, que permiten el control remoto, el análisis del estado de los componentes y la detección temprana de fallos.

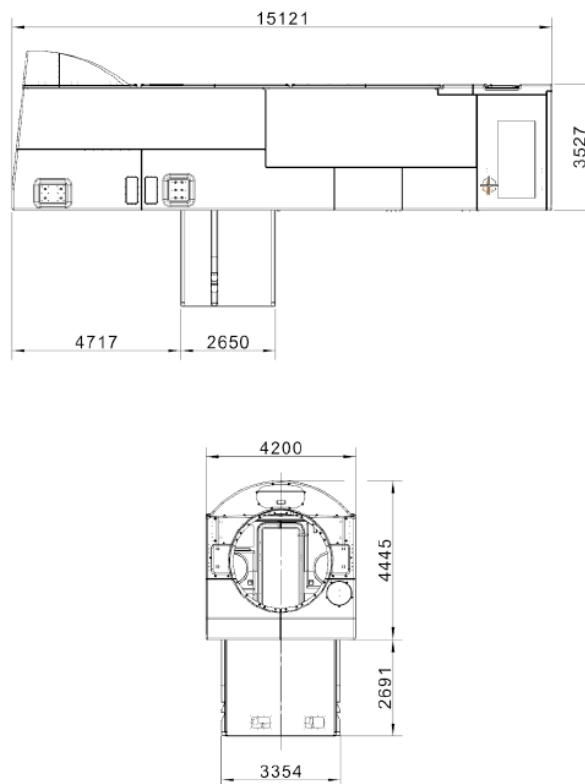
Finalmente, el sistema de operación está completamente automatizado. El aerogenerador se pone en marcha cuando el viento alcanza una velocidad mínima, optimiza su producción en función de las condiciones y regula su funcionamiento para mantener una potencia constante. En situaciones de viento excesivo, el sistema ajusta o detiene la turbina para garantizar la seguridad, reanudando automáticamente su funcionamiento cuando las condiciones vuelven a ser adecuadas.

### **6.1.1 DISEÑO Y DIMENSIONES DE LA GÓNGOLA**

A continuación, se muestran el diseño y dimensiones de la góndola.



*Figura 63. Diseño de la góndola. Siemens Gamesa. [51]*



*Figura 64. Dimensiones de la góndola. Siemens Gamesa.[51]*

## **6.2 ESPECIFICACIONES ELÉCTRICAS**

El aerogenerador presenta una potencia nominal de 6,6 MW y opera a una tensión nominal de 690 V. Incorpora un generador asíncrono de doble alimentación DFIG con sistema de refrigeración por aire, lo que permite un funcionamiento eficiente en un amplio rango de velocidades.

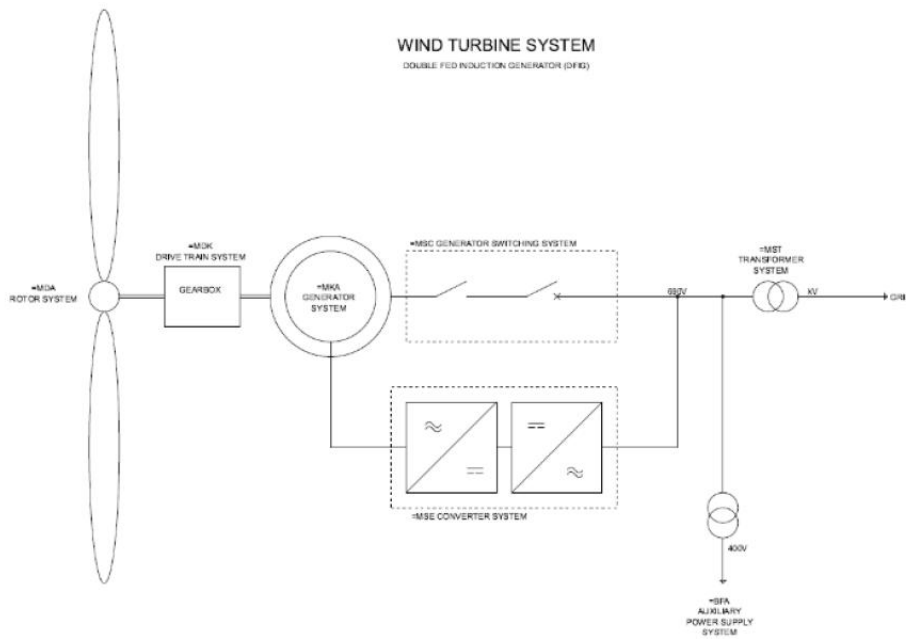
El sistema eléctrico se completa con un convertidor de frecuencia 4Q B2B Partial Load, tipo back-to-back de cuatro cuadrantes, basado en tecnología de conmutación PWM, que posibilita el control de la potencia y la operación a velocidad variable manteniendo la estabilidad del sistema. Asimismo, el aerogenerador está diseñado para suministrar energía eléctrica a una frecuencia nominal de 50 Hz, en línea con los estándares de la red eléctrica. Las principales especificaciones eléctricas se detallan en la siguiente tabla.

Potencia nominal	6.600 W
Tensión nominal	690 V
Rango del factor de corrección	0,9 capacitivo a 0,9 inductivo a tensión nominal
Velocidad nominal del generador	1.120 rpm-6p a 50 Hz
Rango de tensión	85% - 113% de la tensión nominal
Rango de frecuencia	92% - 108% de la tensión nominal

Nivel máximo de cortocircuito en los terminales de red del controlador (690 V)	82 kA
--	-------

*Tabla 10. Especificaciones eléctricas. Siemens Gamesa SG170. [51]*

A continuación, se incluye el diagrama unifilar simplificado.



*Figura 65. Diagrama unifilar simplificado. Siemens Gamesa SG 170. [51]*

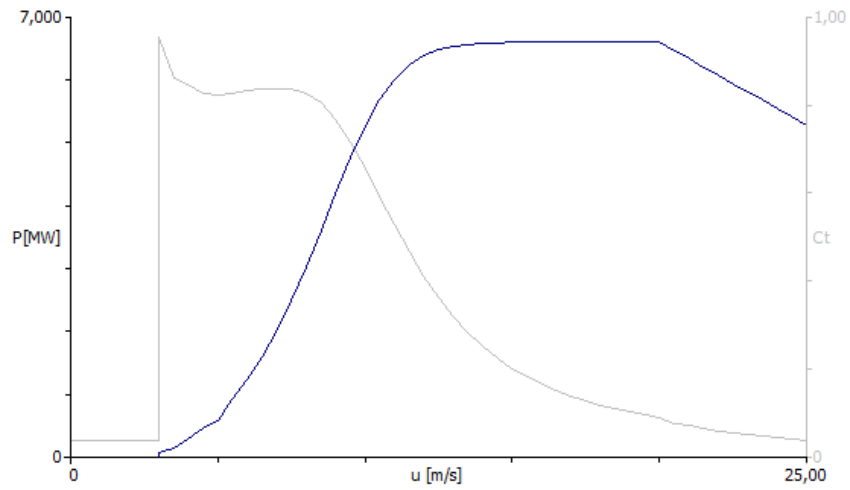
### 6.3 CURVA DE POTENCIA Y COEFICIENTES

Se han obtenido las curvas de potencia y de coeficientes del aerogenerador, proporcionados por la tutora del proyecto, que se incluyen a continuación. El gráfico de curva de potencia y coeficientes se ha obtenido mediante simulación en apartados anteriores, para las condiciones concretas del emplazamiento, de densidad del aire de 1,093 kg/m<sup>3</sup> y una velocidad del viento de 7,708 m/s.

SG 6.6 - 170 Mode AM 0 Power curves [kW]										
Ws hub [m/s]	Air density [kg/m <sup>3</sup> ]									
	1.225	1.03	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27
3.0	89	72	75	77	80	82	85	88	90	93
3.5	178	139	145	151	157	163	169	175	181	187
4.0	328	261	272	282	292	302	312	323	333	343
4.5	522	424	439	454	470	485	500	515	530	545
5.0	759	624	645	665	686	707	728	749	769	790
5.5	1046	866	894	921	949	977	1005	1033	1060	1088
6.0	1393	1157	1194	1230	1266	1303	1339	1375	1411	1448
6.5	1801	1500	1547	1593	1639	1685	1732	1778	1824	1870
7.0	2272	1987	1955	2012	2070	2128	2186	2243	2301	2358
7.5	2800	2350	2421	2491	2562	2633	2703	2774	2844	2915
8.0	3407	2856	2940	3025	3110	3195	3280	3365	3449	3533
8.5	4045	3307	3498	3598	3698	3798	3897	3996	4094	4191
9.0	4895	3950	4066	4181	4296	4410	4522	4632	4738	4842
9.5	5272	4484	4614	4743	4869	4991	5108	5219	5324	5421
10.0	5753	4973	5113	5249	5378	5498	5608	5707	5796	5876
10.5	6101	5399	5541	5674	5793	5898	5989	6067	6134	6191
11.0	6327	5753	5896	6033	6162	6284	6399	6504	6598	6685
11.5	6460	6031	6185	6327	6458	6578	6687	6784	6870	6947
12.0	6531	6238	6392	6531	6658	6774	6879	6974	7058	7134
12.5	6567	6300	6462	6606	6738	6853	6958	7053	7137	7211
13.0	6585	6473	6643	6794	6923	7038	7143	7237	7320	7393
13.5	6593	6529	6694	6843	6968	7073	7168	7252	7325	7388
14.0	6597	6562	6726	6873	6996	7101	7196	7279	7352	7415
14.5	6599	6600	6762	6907	7029	7134	7229	7312	7385	7448
15.0	6599	6600	6762	6907	7029	7134	7229	7312	7385	7448
15.5	6600	6600	6762	6907	7029	7134	7229	7312	7385	7448
16.0	6600	6600	6762	6907	7029	7134	7229	7312	7385	7448
16.5	6600	6600	6762	6907	7029	7134	7229	7312	7385	7448
17.0	6600	6600	6762	6907	7029	7134	7229	7312	7385	7448
17.5	6600	6600	6762	6907	7029	7134	7229	7312	7385	7448
18.0	6600	6600	6762	6907	7029	7134	7229	7312	7385	7448
18.5	6600	6600	6762	6907	7029	7134	7229	7312	7385	7448
19.0	6600	6600	6762	6907	7029	7134	7229	7312	7385	7448
19.5	6600	6600	6762	6907	7029	7134	7229	7312	7385	7448
20.0	6600	6600	6762	6907	7029	7134	7229	7312	7385	7448
20.5	6468	6468	6468	6468	6468	6468	6468	6468	6468	6468
21.0	6336	6336	6336	6336	6336	6336	6336	6336	6336	6336
21.5	6204	6204	6204	6204	6204	6204	6204	6204	6204	6204
22.0	6072	6072	6072	6072	6072	6072	6072	6072	6072	6072
22.5	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940
23.0	5808	5808	5808	5808	5808	5808	5808	5808	5808	5808
23.5	5676	5676	5676	5676	5676	5676	5676	5676	5676	5676
24.0	5544	5544	5544	5544	5544	5544	5544	5544	5544	5544
24.5	5412	5412	5412	5412	5412	5412	5412	5412	5412	5412
25.0	5280	5280	5280	5280	5280	5280	5280	5280	5280	5280

SG 6.6 - 170 Mode AM 0 Ct curves [-]										
Ws hub [m/s]	Air density [kg/m <sup>3</sup> ]									
	1.225	1.03	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27
3.0	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953
3.5	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880
4.0	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847
4.5	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828
5.0	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824
5.5	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828
6.0	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833
6.5	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836
7.0	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837
7.5	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835
8.0	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825
8.5	0.803	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.803	0.803
9.0	0.765	0.767	0.767	0.767	0.767	0.767	0.767	0.767	0.766	0.766
9.5	0.709	0.717	0.717	0.717	0.717	0.717	0.717	0.717	0.715	0.715
10.0	0.640	0.658	0.658	0.657	0.655	0.652	0.648	0.643	0.637	0.630
10.5	0.560	0.590	0.595	0.593	0.589	0.584	0.578	0.570	0.561	0.552
11.0	0.493	0.535	0.533	0.528	0.523	0.516	0.507	0.498	0.488	0.478
11.5	0.428	0.478	0.474	0.467	0.460	0.451	0.442	0.433	0.423	0.413
12.0	0.371	0.425	0.419	0.412	0.403	0.394	0.385	0.376	0.366	0.357
12.5	0.323	0.378	0.371	0.362	0.354	0.345	0.336	0.328	0.319	0.311
13.0	0.284	0.335	0.328	0.320	0.311	0.303	0.295	0.288	0.280	0.273
13.5	0.251	0.298	0.291	0.283	0.275	0.268	0.261	0.254	0.246	0.242
14.0	0.223	0.265	0.259	0.252	0.245	0.238	0.232	0.226	0.220	0.215
14.5	0.200	0.238	0.231	0.225	0.219	0.213	0.207	0.202	0.197	0.192
15.0	0.180	0.214	0.208	0.202	0.197	0.191	0.187	0.182	0.177	0.173
15.5	0.162	0.193	0.188	0.183	0.178	0.173	0.169	0.164	0.160	0.157
16.0	0.148	0.175	0.170	0.166	0.161	0.157	0.153	0.149	0.146	0.143
16.5	0.135	0.160	0.155	0.151	0.147	0.143	0.140	0.136	0.133	0.130
17.0	0.124	0.147	0.142	0.139	0.135	0.132	0.128	0.125	0.122	0.120
17.5	0.114	0.135	0.131	0.128	0.125	0.121	0.118	0.116	0.113	0.110
18.0	0.106	0.125	0.122	0.118	0.115	0.113	0.110	0.107	0.105	0.102
18.5	0.099	0.117	0.113	0.110	0.108	0.105	0.102	0.100	0.098	0.096
19.0	0.093	0.109	0.106	0.103	0.101	0.098	0.096	0.094	0.091	0.089
19.5	0.087	0.102	0.100	0.097	0.095	0.092	0.090	0.088	0.086	0.084
20.0	0.082	0.096	0.094	0.091	0.089	0.087	0.085	0.083	0.081	0.079
20.5	0.069	0.081	0.079	0.077	0.075	0.073	0.072	0.070	0.069	0.067
21.0	0.064	0.074	0.072	0.071	0.069	0.067	0.066	0.064	0.063	0.062
21.5	0.058	0.068	0.066	0.065	0.063	0.062	0.060	0.059	0.058	0.057
22.0	0.054	0.063	0.061	0.059	0.058	0.057	0.055	0.054	0.053	0.052
22.5	0.049	0.057	0.056	0.055	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048
23.0	0.046	0.053	0.052	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044
23.5	0.042	0.049	0.048	0.047	0.045	0.044	0.044	0.043	0.042	0.041
24.0	0.039	0.045	0.044	0.043	0.042	0.041	0.040	0.039	0.039	0.038
24.5	0.036	0.042	0.041	0.040	0.039	0.038	0.037	0.037	0.036	0.035
25.0	0.034	0.039	0.038	0.037	0.036	0.035	0.035	0.034	0.033	0.033

Tabla 11. Tabla de potencia y coeficientes. Siemens Gamesa SG170. Datos proporcionados por fabricante



*Figura 66. Curva de potencia y coeficientes del aerogenerador Siemens Gamesa SG-170 6,6MW generada en WAsP. Datos proporcionados por fabricante.*

## **Capítulo 7. INSTALACIÓN ELÉCTRICA**

Una vez realizada la simulación y seleccionada la tecnología a emplear, y conociendo la energía generada por el aerogenerador, se procederá al diseño de la instalación eléctrica, cuyo objetivo será permitir la evacuación de la energía hacia la red eléctrica.

En este proceso se analizarán los principales componentes de la instalación eléctrica, incluyendo la red de baja tensión, los centros de transformación de los aerogeneradores, la red de cables canalizados en zanja, en tierra, media tensión y fibra óptica, la subestación de MT/AT, y la línea eléctrica aérea de evacuación de la energía.

### ***7.1 TRANSFORMADOR ELEVADOR DE BAJA TENSIÓN A MEDIA TENSIÓN (BT/MT)***

El transformador tiene como función la transformación de la energía generada por el aerogenerador a media tensión. Sus componentes principales incluyen la parte activa, formada por el núcleo ferromagnético, los arrollamientos y las conexiones de baja y media tensión; además, dispone de una envolvente metálica y un dieléctrico líquido, que proporcionan aislamiento eléctrico.

El transformador de baja tensión se sitúa en la góndola del aerogenerador, inmediatamente después del generador, con el fin de reducir el recorrido del cableado en baja tensión, disminuir las pérdidas y maximizar el rendimiento energético. Posteriormente, los cables de media tensión recorren la torre hasta llegar a la cabina de interconexión, que facilita la conexión entre aerogeneradores, y está situada en la base del aerogenerador, en su interior, lo que reduce el impacto visual en el entorno.

La potencia del transformador se determina a partir de la potencia nominal del generador eléctrico (P) y el factor de potencia ( $\cos \varphi$ ), que de acuerdo con el proveedor será 0,9. La potencia aparente se calculará de acuerdo con la fórmula:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}$$

De acuerdo con las especificaciones del proveedor de los aerogeneradores, Siemens Gamesa, el transformador será el ECO 30 kV, cuyas especificaciones se incluye en la siguiente tabla.

Tipo	Refrigerante líquido, clase K
Intensidad máxima	7,11 kA + armónicos a tensión nominal $\pm 10\%$
Tensión nominal	30/0,69 kV
Frecuencia	50 Hz
Tensión de cortocircuito	9.5% $\pm$ 8.3% at ref. 6.5 MVA
Pérdidas (P0 /Pk75°C)	4.77/84.24 kW
Grupo vectorial	Dyn11
Reglamento	IEC 60076 ECO Design Directive
Monitorización	Digital, sensor de temperatura PT100

*Tabla 12 Características del transformador ECO 30kV de Siemens.[51]*

## **7.2 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN**

Las cabinas de media tensión se conectan al transformador con el objetivo de aislar y proteger el lado de media tensión del generador y de la línea de generación ante cualquier fallo que pueda producirse en equipos aguas abajo del transformador.

Estas cabinas se diseñarán para soportar tanto la corriente nominal como la corriente de cortocircuito de media tensión.

El esquema de conexión de las cabinas de red depende de su posición en la línea interna. Así, se utilizará una celda de tipo 0L+1V para la posición inicial de la línea de generación, una celda de tipo 0L+1L+1V para la posición intermedia entre dos aerogeneradores de una línea de generación y una celda 0L+2L+1V para la posición intermedia entre más de dos aerogeneradores de una línea de generación. Cada cabina dispondrá de un circuito de salida hacia el remonte, un circuito de entrada y un elemento de protección, garantizando seguridad y confiabilidad en toda la red de media tensión del parque eólico.

En el Anexo Plano III: Celdas de Media Tensión se puede observar en detalle el diagrama de las celdas de media tensión de tipo 0L+1V y 0L+1L+1V utilizadas en este proyecto con sus principales componentes.

Se han definido los siguientes circuitos y sus correspondientes cabinas de red.

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

*Tabla 13 Tipología de celda para cada circuito.*

En el Anexo Plano IV: Red de Media Tensión, se puede observar en detalle la disposición de las celdas de Media tensión y en el Plano V: Unifilar Red MT, el diagrama unifilar de estas celdas en media tensión de acuerdo con estos circuitos.

Serán de tipo modular, lo que, a pesar de su mayor coste inicial, ofrece ventajas significativas en operación y mantenimiento (O&M), ya que, en caso de avería de algún componente, no será necesario sustituir toda la unidad. Además, las cabinas seleccionadas emplean aislamiento con  $SF_6$ , lo que permite reducir el espacio requerido respecto a soluciones con aire.

Para este proyecto se ha optado por el modelo 8DJH 36 switchgear de Siemens, diseñado específicamente para su uso en parques eólicos, plantas fotovoltaicas, aeropuertos y otras aplicaciones de distribución de media tensión, cuyas características se pueden observar en la siguiente tabla.

Tipo	Modular
Aislamiento	$SF_6$
Tensión máxima	36kV
Frecuencia	50Hz
Corriente máxima	630 A
Corriente de cortocircuito 3s	25kA

*Tabla 14. Características de las celdas modulares 8DJH 36 switchgear de Siemens.[53]*

### **7.3 CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN**

El cableado de media tensión se ha diseñado de acuerdo con el Reglamento de Líneas de Alta Tensión, incluyendo todos los cálculos detallados en el Anexo II. Se han determinado las intensidades que circulan entre aerogeneradores y por cada circuito, y el dimensionamiento se ha realizado considerando la intensidad máxima más restrictiva, con un valor de 423,39 A.

Todos los cables se dimensionarán con la misma sección, lo que permite reducir el coste de adquisición por volumen, simplificar la instalación de la obra civil y ofrecer mayor flexibilidad operativa.

En este apartado se llevará a cabo el dimensionamiento de los conductores, asegurando que cumplen los criterios de admisible por el cable en servicio permanente, intensidad máxima admisible en cortocircuito durante un tiempo determinado y caídas de tensión, y se evaluarán sus pérdidas por efecto Joule.

En primer lugar, se calculará la corriente máxima permanente que el cable debe transportar teniendo en cuenta la potencia a transmitir y la tensión de trabajo nominal.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\phi} = \frac{6.600}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot \cos\phi} = 141,13 \text{ A}$$

Los aerogeneradores se agruparán en tres circuitos formados por entre 2 y 3 aerogeneradores. Así, las intensidades máximas de cada circuito en función del número de aerogeneradores serán:

$$I_1 = 1 \cdot 141,13 \text{ A} = 141,13 \text{ A}$$

$$I_2 = 2 \cdot 141,13 \text{ A} = 282,26 \text{ A}$$

$$I_3 = 3 \cdot 141,13 \text{ A} = 423,39 \text{ A}$$

Se utilizará por tanto interruptores automáticos de 630 A en media tensión.

En la siguiente Tabla se muestra la intensidad por cada circuito.

	Tramo	Intensidad (A)	Distancia (m)	Intensidad (A)
Circuito 1	A1 – A2	141,12	400	141,12
	A2 – A3	282,26	400	282,26
	A3-SE	423,39	1.550	423,39
Circuito 2	A5-A6	141,12	450	141,12
	A4-A5	282,26	450	282,26
	A4-SE	423,39	200	423,39
Circuito 3	A7-A8	141,13	450	141,13
	A7-SE	282,26	1.750	282,26

*Tabla 15..Intensidad por cada circuito.*

Todos los cables se dimensionarán con la misma sección, lo que permite reducir el coste de adquisición por volumen, simplificar la instalación de la obra civil y ofrecer mayor flexibilidad operativa.

### **7.3.1 CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE**

De acuerdo con el Reglamento de Líneas de Alta Tensión ITC-06, la intensidad máxima admisible en servicio permanente depende de la temperatura máxima que es capaz de soportar el aislante, sin alterar sus propiedades eléctricas, mecánicas o químicas.

Las redes trifásicas se clasifican en distintas categorías en función del tiempo máximo durante el cual pueden operar con una fase puesta a tierra como consecuencia de un defecto de aislamiento. Esta clasificación es fundamental para el dimensionamiento de los equipos y la selección del aislamiento de los cables.

- Categoría A: corresponde a aquellos sistemas en los que, ante un defecto a tierra, el conductor afectado se desconecta automáticamente en un tiempo inferior a 1 minuto, limitando así la duración del fallo.
- Categoría B: incluye redes en las que, en caso de defecto de aislamiento, es posible mantener el funcionamiento con una fase a tierra durante un tiempo limitado, generalmente del orden de 1 hora, pudiendo llegar hasta un máximo inferior a 8–9 horas, dependiendo del tipo de cable y de las condiciones de la instalación.
- Categoría C: engloba el resto de sistemas, en los que el funcionamiento con una fase a tierra puede prolongarse durante periodos superiores a 8 horas, requiriendo por tanto mayores exigencias en el aislamiento de los equipos.

Así, se tomará la tensión asignada del cable  $U_0/U$  (kV) de la siguiente tabla, para un valor a tensión nominal de 30kV y una categoría de red A-B, obteniéndose un valor de 18/30 kV

Red sistema trifásico			Cable a utilizar tensión asignada del cable $U_0/U$ (kV)
Tensión nominal* $U$ (kV)	Tensión más elevada de la red $U_M$ (kV)	Categoría de la red	
3	3.6	A-B	1.8/3
		C	3.6/6
6	7.2	A-B	6/10
		C	
10	12	A-B	8.7/15
		C	
15	17.5	A-B	12/20
		C	
20	24	A-B	15/25
		C	
25	30	A-B	18/30
		C	
30	36	A-B	26/45
		C	

Tabla 16. Tabla 2 de ITC-LAT 06 Tensión asignada. Prysmian Group [46]

Se obtendrá el valor normalizado de la sección, sin corrección, de la siguiente tabla. El conductor elegido será HEPR con aislamiento de Aluminio y sección  $400 \text{ mm}^2$ , que ofrece un balance entre coste y eficiencia.

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

*Tabla 17. Intensidad máxima. ITC-06*

De acuerdo con el Reglamento de Líneas de Alta Tensión, la tabla anterior muestra unos valores normalizados, pero es necesario aplicar ciertos factores de corrección por temperatura del terreno, profundidad, etc.

### **7.3.1.1 Factor de corrección por temperatura**

La tabla anterior proporciona un valor de intensidad para una temperatura del terreno de 25°C. Sin embargo, es necesario corregirlo para que se ajuste a las condiciones reales del terreno.

Para obtener la temperatura en el emplazamiento, se ha obtenido la temperatura media en Burgos, que es de 10,7 ° C, con temperaturas máximas promedio diarias de 27°C[47]. Además, de acuerdo con Aceco, a un metro bajo tierra, la temperatura suele oscilar entre los 10° C y los 18°C en España [48].

Aplicando un criterio conservador y buscando adaptarse a las temperaturas máximas todo el año, se asumirá una temperatura del terreno de 20°C y, por tanto, para una temperatura en servicio permanente de 105°C, el factor de corrección será de 1,03.

**Tabla 7. Factor de corrección, F, para temperatura del terreno distinta de 25 °C**

Temperatura °C Servicio Permanente $\theta_s$	Temperatura del terreno, $\theta_t$ , 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

El factor de corrección para otras temperaturas del terreno distintas de las de la tabla, será:

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_t}{\theta_s - 25}}$$

*Tabla 18. Factor de corrección para temperatura distinta de 25°C*

### 7.3.1.2 Factor de corrección por profundidad

La profundidad a la que se enterrarán los cables será a 1m, por lo que el factor de corrección será 1.

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

*Tabla 19. Factor de corrección por profundidad. ITC-06. Prysmian.[46]*

### **7.3.1.3 Factor de corrección por resistividad del terreno**

En el análisis de la tipología de terreno se observan conglomerados, arenas, areniscas y arcillas. Los conglomerados suelen tener naturaleza seca o poco húmeda, mientras que los terrenos arcillosos, arenosos suelen tener una resistividad superior. Así, se ha definido la resistividad térmica con un valor de 1,25 K\*m/W, obteniendo un factor de corrección de 1,05.

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

*Tabla 20. Resistividad térmica en función de la naturaleza del terreno. [49]*



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

Tabla 21. Factor de corrección por resistividad. ITC-06. Prysmian. [46]

#### 7.3.1.4 Factor de corrección por distancia entre pernos

Para el caso más desfavorable, discurrirán dos pernos separados 0,4m de distancia, por lo que se aplicará un factor de corrección de 0,86.



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

Tabla 22. Factor de corrección por número de ternos. ITC-06. Prysmian. [46]

### 7.3.1.5 Factores de corrección

Los factores de corrección aplicados se resumen en la siguiente tabla.

Factor de temperatura	1,03
Factor de profundidad	1
Factor de resistividad del terreno	1,05
Factor de distancia entre ternos	0,86
Factor de corrección total	0,93

Tabla 23. Factores de corrección aplicados

Así, se comprueba que el conductor HEPR con aislamiento de Aluminio y sección 400 mm<sup>2</sup> cumple el criterio de intensidad máxima admisible.

$$I^* = \frac{423,39A}{0,93} = 455,25A < 470A = I_{\max admis}$$

### 7.3.1.6 Conductor seleccionado

El conductor seleccionado es Al Eprotenax H Compact Al HEPRZ1, certificado por Aenor y fabricado por Prysmian. Posee una tensión asignada de 18/30 kV y está diseñado conforme a la norma UNE-HD 620-9E y NI 56.43.01, asegurando cumplimiento normativo y fiabilidad en la operación de la red de media tensión del parque eólico.



Fig. 1. Conductor Al HEPRZ de Prysmian. [54]

A continuación, se muestran sus principales características.

Conductor	Al RH5Z1-O1
Tensión asignada	18/30kV
Sección	400 mm <sup>2</sup>
resistencia en corriente alterna a 90°C	0,105 Ω/km
Temperatura máxima en servicio permanente	105°C
Temperatura máxima en cortocircuito	250°C

Tabla 24. Características del conductor Al Eprotenax H Compact - Al HEPRZ de Prysmian. [54]

### 7.3.2 CRITERIO DE MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN

La circulación de corriente a través de los conductores ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y extremo de la canalización. Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el Reglamento en cada parte de la instalación, con el objeto de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable.

La caída de tensión ( $\Delta U$ ) será:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * (R * \cos\phi + X * \text{sen}\phi) * L$$

Donde:

I: Intensidad de la línea (A)

R: resistencia del conductor ( $\Omega/\text{km}$ )

X: reactancia inductiva ( $\Omega/\text{km}$ )

L: longitud de la línea (km)

Se calculará como:

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

Donde:

$\gamma$ : conductividad del aluminio, será 27,3 m/( $\Omega * \text{mm}^2$ ) a 90°C.

S: superficie del conductor

En porcentaje, se calculará como:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{V} * 100$$

Donde:

V: tensión compuesta del sistema

Así, se calcula la caída de tensión en valor absoluto y porcentual para cada tramo y cada circuito y se comprueba que ésta no sea superior al 1%.

	Tramo	I (A)	L (m)	$\Delta U$ (V)	$\Delta U$ (%)	$\Delta U$ (%)
Circuito 1	A1 – A2	141,12	400	8,058033296	0,03	0,39
	A2 – A3	282,26	400	16,1172086	0,05	
	A3-SE	423,39	1.550	93,681275	0,31	
Circuito 2	A5-A6	141,12	450	9,065287457	0,03	0,13
	A4-A5	282,26	450	18,13185968	0,06	
	A4-SE	423,39	200	12,08790645	0,04	
Circuito 3	A7-A8	141,13	450	9,065929839	0,03	0,27
	A7-SE	282,26	1.750	70,51278764	0,24	

*Tabla 25. Caída de tensión en cada circuito.*

Se realiza la comprobación de que ningún circuito tiene una caída superior al 1% y se concluye que el diseño es adecuado desde el criterio de caída de tensión máxima.

### 7.3.3 CRITERIO DE CORTOCIRCUITO

Se calcula la intensidad de cortocircuito en base a la potencia de cortocircuito y a la tensión.

$$I_{cc\ MT} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * V} = \frac{600\ MVA}{\sqrt{3} * 30kV} = 11,54\ kA$$

Para el lado de media tensión, se asume una impedancia del transformador  $Z_{cc}$  del 10%. Se obtiene por tanto una intensidad de cortocircuito en media tensión de 10,45 kA, valor que se tendrá en cuenta a la hora de dimensionar las protecciones y otros elementos de la red. Se comprueba que la intensidad máxima de cortocircuito durante 1s es de 35,6 kA para el conductor seleccionado Al Eprotenax H Compact de Prysmian.[54]

En alta tensión, se ha extraído del informe Anual de la Corriente de Cortocircuito en la Red de Transporte del Sistema Eléctrico Peninsular de Redeia, el dato de intensidad de cortocircuito trifásica en la subestación de Villimar de 14,2 kA , con una potencia de cortocircuito trifásica de 5.429 MVA, cumpliéndose la siguiente relación.

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * V} = \frac{5.429MVA}{\sqrt{3} * 220kV} = 14,24kA$$

### 7.3.4 CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE

Las pérdidas por efecto Joule son las pérdidas de energía que se producen en los conductores debido a su resistencia eléctrica cuando circula corriente, transformándose en calor. Se calculan las pérdidas por efecto Joule como:

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

En la siguiente tabla se calcula el total de pérdidas en cada tramo, así como el total de la red, que serán 172 kW, y el porcentaje sobre el total, un 0,33%.

Circuito	Tramo	Pérdidas (W)
Circuito 1	A1 – A2	2.509
	A2 – A3	10.039
	A3-SE	87.523
Circuito 2	A5-A6	2.823
	A4-A5	11.293
	A4-SE	11.293
Circuito 3	A7-A8	2.823
	A7-SE	43.918
	<b>Total</b>	<b>172.222 (0,33%)</b>

*Tabla 26. Pérdidas por efecto Joule por circuito.*

## **7.4 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA**

La subestación eléctrica tiene como función principal elevar la tensión de media a alta mediante un transformador elevador, permitiendo así la evacuación eficiente de la energía generada en el parque eólico.

Dentro de la subestación, la cabina de media tensión actúa como punto de conexión entre las líneas de generación procedentes de los aerogeneradores y el embarrado de media tensión, donde se centraliza y distribuye la energía. Esta cabina incorpora interruptores y seccionadores, que permiten maniobrar, proteger y aislar cada línea de evacuación interna del parque. El funcionamiento se completa con el transformador de potencia, que eleva la tensión de 20 kV a 220 kV para reducir pérdidas en la transmisión. Los transformadores de corriente y de tensión permiten medir y supervisar el sistema, además de alimentar los relés de protección con valores normalizados y seguros. El interruptor automático protege la instalación frente a fallos, abriendo el circuito en caso de cortocircuito o sobrecarga, mientras que los seccionadores permiten el aislamiento físico de equipos para mantenimiento sin carga. Finalmente, las autoválvulas o pararrayos protegen la subestación frente a sobretensiones transitorias, derivando a tierra las descargas provocadas por rayos o maniobras de red.

Una vez elevada la tensión, la energía se evacuará a través de una línea aérea de 220 kV hasta la subestación Villímar, gestionada por Redeia situada a 14 km de distancia, garantizando la integración con la red de transporte. La subestación se diseñará con aislamiento al aire (AIS), una tecnología ampliamente utilizada en subestaciones exteriores para este rango de tensión.

En el anexo Plano VI: Unifilar Red MT/AT se muestra el esquema unifilar de la red eléctrica de MT/AT con los principales elementos, que se detallarán a continuación.

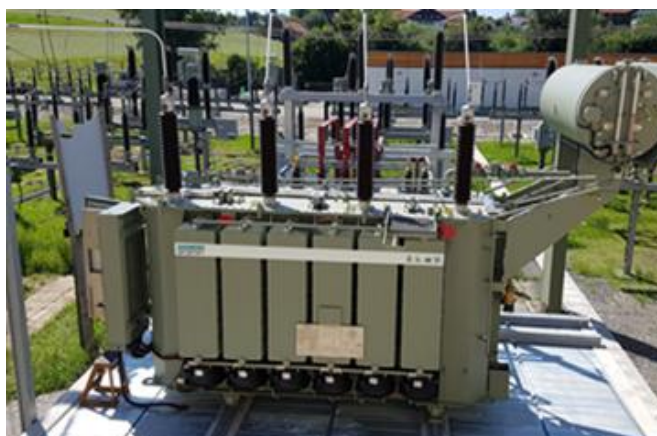
### 7.4.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El transformador de potencia será el encargado de elevar la tensión de media a 30kV a alta a 220kV.

El transformador elegido será “custom-engineered” de la gama Power Transformers de Siemens Energy con relación de transformación 30/220 kV. Este proveedor tiene una amplia experiencia en parques eólicos. Sus características se detallan a continuación y un ejemplo de transformador ubicado en la planta Allgäu Überlandwerke, Alemania.

Tipo	Trifásica intemperie
Relación de transformación	30/220 kV
Frecuencia	50 Hz
Potencia nominal	60 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF

*Tabla 27. Características del transformador de potencia. Siemens Energy.*



*Figura 67. Ejemplo de transformador de potencia de Siemens en la planta Allgäu Überlandwerke, Alemania [56].*

## 7.4.2 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

En sistemas eléctricos de media y alta tensión, la medición precisa de las variables eléctricas es fundamental para garantizar la seguridad, la estabilidad y la correcta operación de la red. Sin embargo, debido a los elevados niveles de corriente y tensión en instalaciones como subestaciones o parques eólicos, no es posible conectar directamente los equipos de medida o protección.

Un transformador de corriente es un instrumento que permite medir niveles de tensión muy altos de forma segura. Su función es reducir la corriente que circula por el devanado primario a un valor mucho menor y estandarizado en el secundario (normalmente 1 A o 5 A), proporcional a la original, de manera que pueda ser utilizada por equipos de medición, protección y control [57].

El transformador de corriente seleccionado es el transformador de corriente CA (230 - 800 kV) de Hitachi Energy, un equipo de instrumentación para exterior con aislamiento en aceite y diseño de núcleo superior, fabricado a medida para aplicaciones de medición y protección en alta tensión, cuyas características se detallan a continuación.

Tipo	Trifásica intemperie
Instalación	Exterior
Diseño	Tipo de cabeza (núcleo superior)
Aislamiento	Papel aceitado
Voltaje máximo para equipos	230 - 800 kV
Corriente primaria máxima	Hasta 5000 A
Corriente de cortocircuito	Hasta 123 kA/1 segundo

Aisladores	Porcelana (caucho de silicona SIR opcional)
Exactitud	Cumple con todas las clases de medición y protección IEEE

Tabla 28. Características del transformador de corriente. Hitachi Energy [58].

### 7.4.3 TRANSFORMADOR DE TENSIÓN

De manera similar al transformador de corriente, el transformador de tensión permite reducir los niveles elevados de tensión del sistema eléctrico a valores normalizados y seguros, aptos para equipos de medida, protección y control.

El elemento elegido es el transformador de tensión capacitivo CPB (72 - 800 kV) de Hitachi Energy. Su diseño monofásico y su alta fiabilidad lo hacen adecuado para redes de 220 kV, con capacidad de operación en condiciones ambientales exigentes características de instalaciones eólicas. A continuación, se detallan sus principales características.

Instalación	Exterior
Diseño	Tipo de condensador, cumple con IEC
Aislamiento ECV EMU	Papel de aluminio/papel/película de polipropileno, aceite sintético Papel - aceite mineral
Voltaje máximo para el equipo	72 – 800 kV
Factor de voltaje (Vf)	Hasta 1.9/8 horas

Aislantes	Porcelana/caucho de silicona
-----------	------------------------------

*Tabla 29. Características del transformador de tensión. Hitachi Energy[59]*



*Tabla 30. Transformador de tensión. Hitachi Energy [59].*

#### 7.4.4 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

La protección de las personas y de los equipos es un aspecto fundamental en el dimensionamiento del parque, por lo que se instalarán distintos equipos de seguridad, entre ellos interruptores automáticos.

Un interruptor automático es un dispositivo de protección capaz de interrumpir el paso de la corriente en carga, cuando detecta una sobrecarga o un cortocircuito. Su principal característica es el corte omnipolar, lo que significa que desconecta todos los conductores activos del circuito simultáneamente para garantizar la seguridad total.[60]

Se ha elegido el modelo Circuit Breaker 3AP1 FG de 245 kV de Siemens Energy, cuyas características se muestran a continuación.

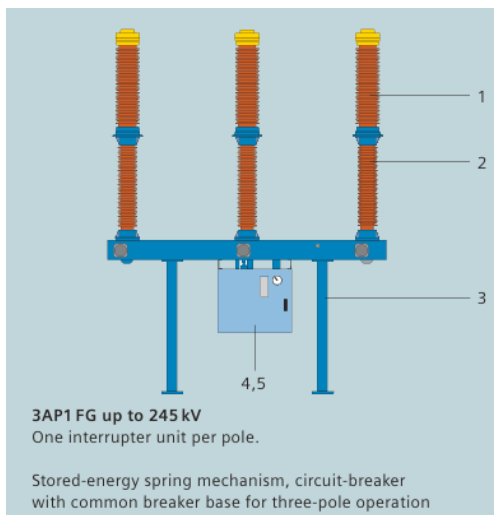


Figura 68. Esquema del interruptor automático 3AP1 FG de 245kV de Siemens Energy. Siemens Energy[61]

Type		3AP1						3AP2			
Rated voltage	kV	72.5	123	145	170	245	300	362	420	550	
Number of interrupter units per pole		1						2			
Rated power frequency withstand voltage/min	kV	140	230	275	325	460	460	520	610	800	
Rated lightning impulse withstand voltage/min	kV	325	550	650	750	1050	1050	1175	1425	1550	
Rated switching impulse withstand voltage	kV							850	950	1050	1175
Rated normal current, up to	A	4000	4000	4000	4000	4000	4000	5000	5000	5000	
Rated short-time withstand current (1 s - 3 s), up to	kA <sub>(rms)</sub>	40	40	40	40	50	40	50	50	63	
Rated peak withstand current, up to	kA <sub>(peak)</sub>	108	108	108	108	135	108	170	170	170	
Rated short-circuit breaking current, up to	kA <sub>(rms)</sub>	40	40	40	40	50	40	63	63	63	
Rated short-circuit making current, up to	kA <sub>(peak)</sub>	108	108	108	108	135	108	170	170	170	
Temperature range	°C	-30 or -40 ... +40 or +50									
Rated operating sequence		0-0.3 s-CO-3 min-CO or CO-15 s-CO									
Rated break time		3 cycles						2 cycles			
Rated frequency	Hz	50/60									
Type of drive mechanism		Stored-energy spring mechanism									
Control voltage	V <sub>DC</sub>	48...250									
Motor voltage	V <sub>DC</sub>	48/60/110/125/220/250									
	V <sub>AC</sub>	120...240, 50 Hz; 120...280, 60 Hz									
Flashover distance	phase/earth	mm	700	1250	1250	1500	1900	2200	3400	3400	3800
	across open breaker	mm	1200	1200	1200	1400	1900	2200	3200	3200	3800
Min. creepage distance	phase/earth	mm	2248	3625	3625	4250	6125	7626	10375	10375	13750
	across open breaker	mm	3625	3625	3625	4250	6125	8575	10500	10500	13750
Dimensions	height	mm	3810	4360	4360	4810	6050	6870	6200	6200	7350
	width	mm	3180	3880	3880	4180	6640	8235	8847	9847	13050
	depth	mm	660	660	660	660	880	880	4380	4380	5050
Phase spacing (min.)	mm	1350	1700	1700	1850	2800	3600	4000	4500	6000	
Circuit-breaker mass	kg	1350	1500	1500	1680	2940	3340	5370	5370	7160	
Maintenance after		25 years									
Values in accordance with IEC, other values available on request											

Tabla 31. Características del interruptor automático 3AP1 FG de 245kV de Siemens Energy.[61]

### 7.4.5 SECCIONADOR

Otro equipo fundamental para garantizar la seguridad del sistema es el seccionador, un equipo electromecánico que se utiliza para desconectar en vacío un circuito eléctrico de su fuente de alimentación de manera visible y segura.

El seccionador elegido es el seccionador de apertura vertical DDV de Hitachi Energy de tensión nominal 245 kV, que tiene un sistema de contacto con doble movimiento y alineado automático para espacios optimizados. Sus características principales para una tensión nominal de 245 kV se incluyen en la siguiente tabla.

Tensión nominal (kV)	245	170	145
Corriente nominal (A)	3150	3150	3150
Corriente soportada a corto plazo (kA)	63 kA/3 s	63 kA/3 s	63 kA/3 s
Tensión soportada a frecuencia de red			
- a tierra	545	385	335
- a través de la distancia de aislamiento	600	423.5	368.5
Tensión soportada a impulso de tipo rayo			
- a tierra	1050	750	650
- a través de la distancia de aislamiento	1155	825	715

*Tabla 32. Características del seccionador de apertura vertical DDV de Hitachi Energy. [62]*

### 7.4.6 AUTOVÁLVULA O PARARRAYOS

Una autoválvula es un dispositivo de protección contra sobretensiones de potencia, utilizado en redes de media y alta tensión, cuyo objetivo es limitar las sobretensiones transitorias, principalmente de origen atmosférico.

Se ha seleccionado el descargador de sobretensión 3EL2 de Siemens, que ofrece protección para tensiones de servicio desde 7,2 hasta 550 kV, eligiendo el modelo 3EL2 de 270 kV de tensión nominal.

Valores máximos		3EL2			
Tensión nominal del sistema $U_n$	kV	270	270	380	500
Tensión máx. para equipos $U_m$	kV	300	300	420	550
Tensión nominal máx. $U_r$	kV	264	252	360 <sup>1)</sup>	420 <sup>2)</sup>
Tensión nominal de descarga $I_n$	kA	10	10	10	20
Clase máx. de descarga de línea		2	3	3	4
Capacidad máx. de absorción de energía	kJ/kVr	8	8	10	10
Máx. impulso rectangular de corriente	A	850	850	1200	1200
Corriente nominal de cortocircuito	kA	65	65	65	65
Máx. carga de servicio admisible	kNm	4	4	4	4

*Tabla 33. Características del descargador de sobretensión 3EL2 de Siemens. [63]*

## 7.5 PUESTA A TIERRA

Los objetivos principales de la red de puesta a tierra son garantizar la seguridad de las personas, proteger la integridad de la instalación y asegurar la compatibilidad electromagnética. Por ello, se diseñará un electrodo de puesta a tierra enterrado con el fin de controlar los potenciales sobre el terreno y las tensiones de paso y contacto.

El diseño seguirá las recomendaciones de la norma IEEE-80 para el cálculo de la malla enterrada, asegurando criterios de seguridad y efectividad.

Así, el cableado de la red de tierras se alojará en las zanjas y excavaciones de las cimentaciones de los aerogeneradores y se creará una única red de tierras que conectará todos los aerogeneradores con la red de tierras del edificio de control, garantizando equipotencialidad en toda la instalación.

Siguiendo un criterio conservador, se ha seleccionado un cable de cobre desnudo de 107,22 mm<sup>2</sup> de Prysmian, con una resistencia eléctrica máxima de 0,167  $\Omega$ /km, que se

enterrará a 1 metro de profundidad. Para simplificar la gestión y reducir costes, se ha decidido mantener el mismo proveedor para todo el cableado, lo que permite optimizar el precio y disminuir la complejidad de la red de suministros.

## **7.6 LÍNEA ELÉCTRICA AÉREA**

Una vez se ha elevado la tensión a 220kV, la conexión a la subestación Villímar se hará a través de una línea dedicada.

La conexión entre la subestación del parque eólico y la red de transporte, a través de la subestación Villímar, se realizará mediante una línea eléctrica aérea de alta tensión, debido a que existe una distancia significativa entre ambas instalaciones. Esta línea permitirá evacuar la energía generada hasta la subestación de la red, garantizando la integración del parque en el sistema eléctrico.

Los elementos fundamentales de una línea aérea de alta tensión son los apoyos, que pueden ser metálicos o de hormigón, los conductores, generalmente de aluminio y acero, los aisladores, los sistemas de amarre, las crucetas y los dispositivos de protección de aves y fauna, como los salvapájaros.

El diseño de este tipo de infraestructura implica cálculos complejos, como el dimensionamiento de cimentaciones y el cálculo electromecánico de los apoyos, incluyendo el estudio de la catenaria y la selección del conductor. Debido a su elevada complejidad y a que constituye un proyecto en sí mismo, esta parte será subcontratada a una empresa especializada.

## **7.7 RED DE COMUNICACIÓN**

La red de comunicaciones tiene como finalidad transmitir las señales de operación, control y monitorización desde los aerogeneradores hasta el sistema SCADA del parque. La

conexión a la red de control se realizará mediante una línea de comunicaciones dedicada, que enlaza todos los aerogeneradores con la subestación, donde se ubica el sistema central.

Siemens Gamesa cuenta con un sistema de gestión de parques eólicos SGRE llamado WindNet que permite la supervisión, monitorización y control de todos los elementos instalados en el parque. Siguiendo las recomendaciones del fabricante, se empleará fibra óptica como medio de transmisión y, en la subestación se instalará un concentrador de fibra óptica, encargado de centralizar las comunicaciones y conectarlas con el sistema SCADA. De acuerdo con las especificaciones de Siemens Gamesa para WindNet PRO, el cable de fibra óptica deberá cumplir como mínimo las siguientes características [65]:

- Número mínimo de fibras: 8 fibras, dedicadas exclusivamente a la comunicación entre aerogeneradores y SCADA
- Tipo de fibra: Monomodo 9/125  $\mu\text{m}$  (OS2)
- Estructura: diseño dieléctrico sin elementos metálicos, con elemento central resistente
- Protección: buffers de 2 mm
- Configuración: diseño trenzado en dos capas para mejorar la resistencia mecánica

## **Capítulo 8. OBRA CIVIL**

La obra civil es un elemento fundamental en un parque eólico porque garantiza la viabilidad técnica, estructural y operativa de toda la instalación. En este capítulo se realizará el diseño de la obra civil para garantizar la seguridad y eficiencia del parque.

### ***8.1 ETAPAS DE CONSTRUCCIÓN Y PRINCIPALES INFRAESTRUCTURAS***

El proceso constructivo comienza con el desbroce y preparación del terreno, así como con la ejecución de los caminos de acceso que permitirán el transporte de materiales y maquinaria hasta la ubicación de los aerogeneradores.

Posteriormente se llevan a cabo las cimentaciones de los aerogeneradores, que incluyen las fases de excavación, vertido de hormigón de limpieza, colocación de la ferralla, hormigonado estructural y la instalación de los pernos o virolas de anclaje. Finalmente, se realizan los rellenos y la adecuación del terreno alrededor de la cimentación.

De forma paralela, se ejecutan los movimientos de tierras para las plataformas de montaje de los aerogeneradores y la apertura de zanjas destinadas al tendido de conductores eléctricos. Asimismo, durante esta fase se desarrolla la obra civil del edificio de control, donde se alojarán los sistemas de supervisión, protección y operación de la instalación.

La obra civil diseñada incluirá las siguientes infraestructuras:

- Caminos de acceso e interiores entre aerogeneradores del parque eólico
- Plataformas de montajes
- Cimentaciones de aerogeneradores
- Canalizaciones en zanja

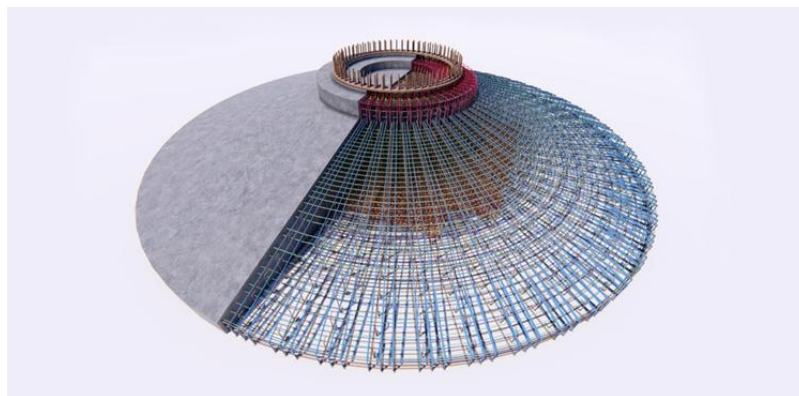
- Edificio de control
- Obra civil de la subestación eléctrica

## **8.2 CIMENTACIÓN DEL AEROGENERADOR**

La cimentación del aerogenerador se subcontratará a una empresa especializada debido a su complejidad técnica para optimizar la cimentación. Así, se dimensionará la cimentación para soportar las cargas que se transmiten entre el aerogenerador y el terreno.

En el Anexo III Plano IX: Cimentaciones, se puede observar el plano preliminar de la cimentación de los aerogeneradores en detalle. Así, se ha definido una zapata circular de diámetro total aproximado de 20 metros y un pedestal central de 6 metros con un anillo de anclaje de 4 metros con los pernos que conectan la brida de la torre. Se utilizará hormigón estructural sobre una capa de hormigón de limpieza y, sobre la zapata se utilizará relleno compactado.

A continuación, se puede observar un ejemplo del resultado de cimentación circular de hormigón armado de los aerogeneradores, tomada del parque situado en Morro del Cuchillo Negro, en Fuerteventura.



*Figura 69. Cimentación circular de hormigón armado. Parque Morro del Cuchillo Negro, Fuerteventura.[66]*

### ***8.3 PLATAFORMAS DE MONTAJE***

El siguiente elemento a analizar son las plataformas de montaje, construidas adyacentes a cada cimentación y que constituyen una zona acondicionada para la colocación de los medios necesarios para el montaje de las turbinas.

Para la colocación de las turbinas se ha tomado el Estudio de Impacto Ambiental del European Investment Bank [67], que realiza el dimensionamiento de las plataformas para los aerogeneradores SG170. Así, se requiere una grúa principal y al menos una grúa auxiliar, debiendo esta última poder cambiar de posición durante las distintas fases del montaje.

La plataforma de la grúa se construirá una vez estén ejecutadas las vías de acceso y se diseñará con una superficie de 41 x 34 metros y un espesor de 15 cm, con un acabado superficial de 20 cm de zahorra artificial compactada [67], que proporcionad la capacidad portante necesaria para soportar la carga de las grúas,

### ***8.4 CAMINOS DE ACCESO E INTERIORES PARA LOS AEROGENERADORES***

Los caminos se diseñarán de forma que permitan el acceso de los medios de transporte necesarios para la instalación del parque eólico. En este sentido, las características de los camiones y grúas empleados durante el montaje determinarán aspectos como el ancho de la vía, los radios de curvatura y las pendientes máximas. Siempre que sea posible, se aprovecharán las vías de comunicación existentes, realizando las adaptaciones necesarias para cumplir con los requisitos técnicos.

Los caminos previstos tendrán dos capas, una subbase granular de próctor modificado y una capa superior de rozadura de zahorra artificial. Sus características principales se han definido en base a proyectos de Acciona [68], con amplia experiencia en el sector y serán:

- Ancho de caminos de 6,5 metros definitivos
- Ancho de caminos temporales para zanjas de 3 metros
- Pendientes inferiores al 10 % en tramos rectos sin hormigonar
- Acabado superficial de 20 + 10 cm de zahorra artificial, compactada al 98% del próctor modificado.
- Drenaje mediante cunetas reducidas en tierras de 1,50 m de anchura y 0,5 m de profundidad.
- Radios de curvatura comprendidos entre 35 y 50 metros.

A continuación, se muestra un mapa con el posible acceso a los aerogeneradores desde la carretera BU-701, marcada en naranja. El acceso al parque se realizaría desde dos puntos de esta carretera, y sería necesaria reacondicionar los caminos marcados en azul, que son generalmente de tierra, para así cumplir con las especificaciones necesarias.



*Figura 70. Acceso al parque. Google Earth Pro.*



*Figura 71. Ejemplo de acceso al parque. Google Earth Pro.*

## **8.5 CANALIZACIONES EN ZANJA**

Todos los cables requeridos en la instalación sean de media tensión, fibra óptica o baja tensión se instalarán subterráneos en zanjas, conectando los aerogeneradores.

Se han diseñado dos tipos de zanja para la red de media tensión subterránea, que conectará los aerogeneradores con la subestación eléctrica. El detalle de las zanjas de tipo 1 y de tipo 2 se puede observar en el anexo Plano VII: Zanjas.

La zanja de tipo 1 corresponde a los tramos donde discurre un único circuito de media tensión, con unas dimensiones de 120 cm de profundidad y 60 cm de ancho, alojando en su interior el cableado. Por otro lado, la zanja de tipo 2 se ubicará en las zonas donde confluyen dos circuitos de media tensión en paralelo. Se mantendrá la misma profundidad de 120 cm pero se ampliará el ancho a 100 cm para garantizar la separación entre circuitos, asegurando la disipación térmica.

En el anexo Plano II Líneas subterráneas MT se puede observar el plano de ubicación de cada zanja, indicando qué tipo de zanja se utilizará para cada circuito, conectando los distintos aerogeneradores en el plano.

En primer lugar, en el fondo de la zanja se instalan los cables de puesta a tierra, que garantizan la seguridad de la instalación frente a fallos eléctricos. Sobre estos cables se extiende una primera capa de arena fina de 10 cm con una resistividad térmica inferior a 1,2 °Cm/W, cuya función es proteger los conductores y mejorar la disipación térmica.

A continuación, se procede al tendido del cableado de media tensión, que se coloca normalmente en configuración al tresbolillo para optimizar la disipación del calor entre fases. Una vez instalado, este cableado se cubre con una capa de aproximadamente 25 cm de arena, con las mismas características térmicas que la anterior, siendo la primera capa en total de aproximadamente 35 cm.

Posteriormente se sitúa una placa de polietileno como protección mecánica con una capa de 45 cm de relleno seleccionado.

Una vez protegidos todos los cables, se coloca una placa o banda de señalización según normativa, cuya finalidad es advertir de la presencia de cables eléctricos enterrados durante futuras excavaciones. Posteriormente se realiza el relleno parcial de la zanja con aproximadamente 45cm de material seleccionado procedente de la excavación, procurando eliminar piedras grandes o con aristas que puedan dañar los cables.

Finalmente se instala una cinta plástica de señalización homologada y se completa el relleno de la zanja con material procedente de la excavación.

## **8.6 EDIFICIO DE CONTROL Y SUBESTACIÓN**

La configuración del edificio de control de una subestación se adapta a las necesidades de espacio definidas por el promotor. En su interior se incluirán dependencias como almacenes para material de repuesto, oficinas, aseos, salas de reuniones y salas destinadas a alojar las cabinas de media tensión y equipos de control. Su diseño se proyectará en una única planta para facilitar el acceso, la operación y el mantenimiento de las instalaciones y tendrá una planta de 935 m<sup>2</sup>.

El diseño estructural estará formado por estructuras metálicas con pórticos premontados, estructuras de hormigón y construcciones prefabricados modulares, entre otros. [68]

Desde el punto de vista arquitectónico, el edificio se diseñará siguiendo criterios constructivos característicos de la comunidad de Castilla y León, buscando su integración con el entorno. En esta región son comunes los acabados con piedra natural, ladrillo visto y morteros en tonos terrosos, así como cubiertas inclinadas con teja cerámica y predominan edificaciones de piedra caliza, muros gruesos y cubiertas de teja adaptadas al clima continental. [69]

En cuanto a la disposición de los equipos, los elementos eléctricos de alta tensión se sitúan en el parque exterior de la subestación, junto al edificio de control. Estos equipos se instalan sobre bases de hormigón o dados dimensionados según las especificaciones de los fabricantes, garantizando su estabilidad estructural y el correcto funcionamiento de la instalación.

## **Capítulo 9. INVERSIÓN INICIAL**

En este capítulo se identifican las principales partidas de presupuesto, con el objetivo de calcular posteriormente la inversión inicial.

Así el CAPEX se divide en coste de los equipos principales, incluyendo todos los elementos de los aerogeneradores, y BOP o Balance de Planta, que incluirá todos los elementos distintos a los equipos principales pero que se requieren para el funcionamiento del parque, entre ellos, la obra civil y la instalación eléctrica. Al total se le suma el DEVEX o gastos de desarrollo.

Para el cálculo del presupuesto se han estimado los costes de DEVEX, aerogeneradores, obra civil, instalación eléctrica, subestación y línea de alta tensión basados en ratios €/W del mercado, con apoyo de la tutora del proyecto, con experiencia en el sector. Además, se ha calculado el coste de los elementos que conforman el CAPEX de los aerogeneradores en base al Informe Cost of Wind Energy Review de NREL, como porcentaje sobre el total ya que se trata de un informe de EEUU, un mercado con características similares a España, pero con diferencias en los precios. [25]

A continuación, se detalla el presupuesto para el Parque Barrios de Colina en Burgos.

		€/W	Coste (€)	Coste total (€)
	<b>CAPEX</b>			
1	CAPEX de equipos principales: Aerogeneradores	<b>0,7</b>		<b>36.598.659 €</b>
1.1	<i>Rótor</i>	<i>0,21</i>	11.315.365 €	
1.2	<i>Góndola</i>	<i>0,28</i>	15.008.808 €	
1.3	<i>Torre</i>	<i>0,19</i>	10.274.486 €	
2	BOP	<b>0,3</b>		<b>15.070.036 €</b>
2.1	<i>Obra civil</i>	<i>0,12</i>	6.458.587 €	
2.2	<i>Instalación eléctrica</i>	<i>0,07</i>	3.444.580 €	
2.3	<i>Subestación eléctrica 30/220 kV</i>	<i>0,06</i>	3.014.007 €	
2.4	<i>Línea de evacuación de 220 kV y conexión a SE Villimar</i>	<i>0,04</i>	2.152.862 €	
	<b>Total Presupuesto de Ejecución Material</b>			<b>51.668.696 €</b>
	<i>Gastos generales (8%)</i>		4.133.496 €	
	<i>Beneficio industrial (6%)</i>		3.100.122 €	
	<b>Total Presupuesto de Ejecución</b>			<b>58.902.313 €</b>
	<b>DEVEX</b>	<b>0,02</b>		<b>861.145 €</b>
	<b>Inversión inicial</b>	<b>1,13</b>		<b>59.763.458 €</b>

*Tabla 34. Inversión inicial*

Así, la inversión inicial ascenderá a CINCUENTA Y NUEVE MILLONES SETECIENTOS SESENTA Y TRES MIL CUATROCIENTOS CINCUENTA Y OCHO EUROS.

Se ha comprobado que la inversión se encuentra en rangos típicos en el sector de entre 1,1€/W y 1,2 €/W y se concluye que el resultado es coherente para un proyecto de un parque eólico [26].

## **Capítulo 10. ANÁLISIS DE VIABILIDAD**

### **ECONÓMICA**

En este capítulo se analizará la viabilidad del proyecto desde un punto de vista económico para determinar si es rentable.

Para ellos se calcularán los costes del proyecto, incluyendo la inversión inicial y los costes de operaciones y mantenimiento, así como los ingresos derivados de la venta de energía en base a dos escenarios, venta al mercado diario y venta por contrato privado o PPA.

Así, se elaborarán los flujos de caja del proyecto cada año y, a partir de estos, se analizarán distintos indicadores financieros que proporcionarán información sobre la rentabilidad del proyecto.

#### ***10.1 ESTIMACIÓN DE COSTES***

Los costes del proyecto se dividen en gastos de capital o CAPEX, que será un desembolso al principio del proyecto, y gastos operacionales u OPEX, que serán costes recurrentes en cada periodo.

##### **10.1.1 OPEX**

El OPEX o gastos operacionales, se refiere a los costes recurrentes que una empresa asume para mantener sus operaciones diarias.

Para el parque eólico objeto de estudio, el OPEX se desglosará en gastos de operación y mantenimiento, que incluirá mantenimiento preventivo y correctivo tanto de los aerogeneradores como del resto de la instalación. Para el caso de los aerogeneradores, se

estima un coste de mantenimiento de 70.000 €/anuales por aerogenerador, que se subcontratará a una empresa externa [71].

Adicionalmente, se incluirá el alquiler de los terrenos donde están instalados los aerogeneradores y los viales de acceso, los seguros e impuestos derivados de las operaciones del parque, así como la gestión administración, incluyendo salarios, sistemas de supervisión y control como sistemas de monitoreo en tiempo real (SCADA).

Los costes se han estimado en base a los ratios proporcionadas por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en colaboración con el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) [72].

OPEX	COSTE (€)	
Operación y mantenimiento	643.678	57%
<i>Aerogeneradores:</i>	<i>560.000</i>	<i>87%</i>
<i>Resto de la instalación: obra civil y eléctrica</i>	<i>83.678</i>	<i>13%</i>
Alquiler de terrenos	180.681	16%
Seguros e impuestos	158.096	14%
Gestión y administración	146.803	13%
<b>TOTAL OPEX</b>	<b>1.129.260</b>	

Tabla 35. Gastos Operacionales.

Debido a que los costes incluidos están sujetos a inflación, de cara a calcular la evolución anual a lo largo de la vida del proyecto, se indexarán estos costes al IPC, que se asumirá en los cálculos del 2,3% [73].

### 10.1.2 CAPEX

El CAPEX se ha estimado en el capítulo anterior, con un valor de 59.763.458 € y un ratio frente a potencia instalada de 1,14 €/W.

## ***10.2 ESTIMACIÓN DE INGRESOS***

La estimación de ingresos se calculará en base a la energía producida y al precio de venta. Se establecen dos escenarios de venta de energía, produciéndose en el primer escenario la venta de energía en el mercado diario y, en el segundo, se venderá mediante un contrato privado.

### **10.2.1 ESCENARIO 1: VENTA EN EL MERCADO DIARIO**

El Mercado Diario es el principal mercado donde se compra y vende electricidad en la Península Ibérica (España y Portugal), excluyendo los sistemas extrapeninsulares como islas, Ceuta y Melilla. En este mercado participan obligatoriamente todas las unidades de generación disponibles que no estén cubiertas por contratos bilaterales. El operador encargado de su gestión es OMIE [74].

Cada día se realiza una casación horaria entre la oferta de generación y la demanda prevista para las 24 horas del día siguiente. El sistema funciona bajo un mecanismo marginalista, por el cual todas las centrales que venden energía reciben el mismo precio horario, el correspondiente a la última tecnología necesaria para cubrir la demanda en ese momento.

El Mercado Diario ibérico forma parte del mercado eléctrico europeo integrado. Sin embargo, la existencia de un precio único en toda Europa está limitada por la capacidad de las interconexiones entre países.

Para este trabajo se analizará el precio de venta de la electricidad en España, utilizando como referencia los datos publicados por Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE).

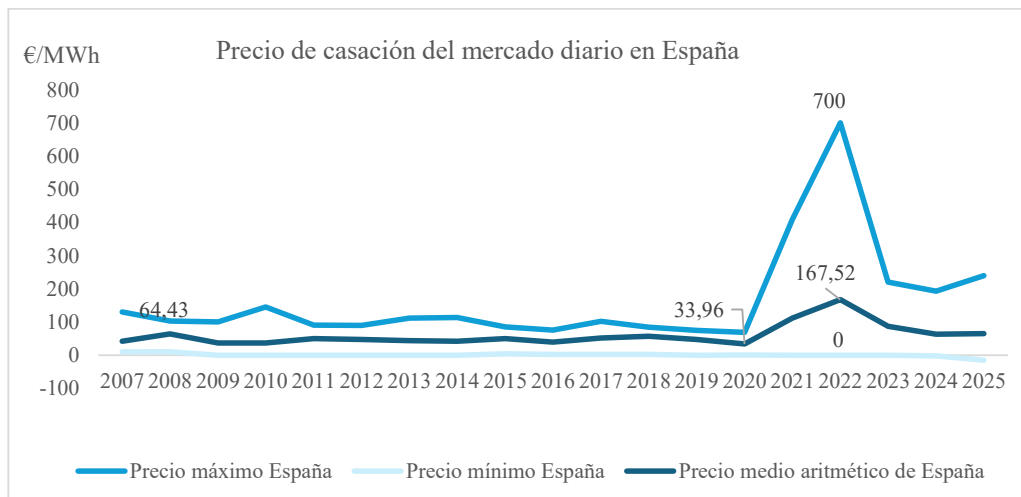


Figura 72 precio de casación del mercado diario en España. OMIE [75]

En el gráfico anterior se representan los precios medios, máximos y mínimos anuales registrados en dicho mercado. Como puede observarse, entre 2021 y 2023 se produjo una desviación significativa respecto a la tendencia de los años anteriores, alcanzándose en 2022 un precio medio de 167,52 €/MWh. Este incremento excepcional estuvo motivado principalmente por la crisis energética europea, asociada al aumento del precio del gas natural, las tensiones en los mercados energéticos internacionales y las consecuencias derivadas de la invasión rusa de Ucrania, que afectaron de forma directa al coste de generación eléctrica en Europa.

Debido al carácter extraordinario de este periodo y a que no representa una situación estructural del mercado eléctrico, los datos comprendidos entre 2021 y 2023 no se considerarán para el resto del análisis económico. En cambio, se tomará como referencia la evolución de los años anteriores y posteriores, donde los precios muestran una mayor estabilidad y reflejan mejor el comportamiento esperado a largo plazo.

Aunque el contexto energético actual continúa condicionado por la transición energética, la penetración de energías renovables y la volatilidad de los mercados energéticos, para la estimación económica del proyecto se asumirá un escenario de estabilidad a largo plazo.

A partir del análisis de los datos históricos, se obtiene un precio medio de referencia de 48,35 €/MWh, que será el valor utilizado en los cálculos económicos del proyecto.

Se ha calculado el CAGR medio del precio de la energía para los datos considerados representativos como un 1,9%. Con el objetivo de no realizar sobreestimaciones por la actual volatilidad del precio de la energía, se establecerá un valor más conservador de 1,6% para el análisis.

### **10.2.2 ESCENARIO 2: VENTA DE ENERGÍA A TRAVÉS DE UN CONTRATO PRIVADO DE 10 AÑOS**

En el segundo escenario se firmará un Power Purchase Agreement, un contrato de compraventa de energía a largo plazo a un precio prefijado entre el desarrollador renovable y un consumidor. Este tipo de contratos ofrecen estabilidad de precio para el comprador y de ingresos para el vendedor, ofreciendo un balance entre rentabilidad y riesgo [76].

Este tipo de acuerdos son contratos financieros complejos que incluyen diversas cláusulas. En primer lugar, take-or-pay, que implica que el comprador debe pagar la energía aunque no la consuma, lo que ofrece estabilidad de ingresos al vendedor.

En segundo lugar, obligación de entrega del productor, que implica que la energía debe entregarse y, de lo contrario, suele incluir penalizaciones por incumplimiento.

Como se ha explicado anteriormente, la producción de viento no es totalmente predecible ni estable, por lo que es posible que en algunos momentos se produzca menos energía de la esperada. Para evitar el riesgo de penalizaciones, incumplimiento de contrato, costes añadidos de tener que comprar energía para entregar la energía acordada, o pérdida de confianza del consumidor se ha elaborado una estrategia mixta que combina el PPA con la venta en el Mercado Diario. La estructura definida será del 80% de la energía prevista a

producir vendida a través de PPA y de 20% de la energía vendida a través de Mercado Diario y la duración será de 10 años.

Para establecer el precio estimado de venta mediante contratos PPA, se han analizado diferentes informes y estudios sobre el mercado europeo y español de PPAs renovables.

De acuerdo con Level Ten Energy, los precios de venta de PPA eólicos en España hasta 2022 variaban en rangos entre 35 y 45€/MWh [77]. Sin embargo, se ha producido un incremento notable desde ese año.

En la actualidad, diversas fuentes indican que los PPAs de energía eólica en España se están firmando por encima de los 50 €/MWh. Según el portal especializado Strategic Energy, el precio relativamente elevado de estos contratos se debe principalmente a la escasez de oferta de proyectos eólicos disponibles frente a una demanda creciente por parte de grandes consumidores que buscan energía renovable para cumplir objetivos de sostenibilidad.[78]

El European PPA Price Index Report elaborado por LevelTen Energy sitúa el precio medio de los PPAs eólicos en España en torno a 55,5 €/MWh para el tercer trimestre de 2024, una reducción del 3% para el cuarto trimestre y un aumento hasta situarse en 57€/MWh para el primer trimestre de 2025, un 1,1% superior que en el primer trimestre de 2024. [79][80][81]

Por todo ello, para el presente estudio se considera razonable asumir que el precio del PPA eólico sea superior al precio medio del mercado diario, situándose en un rango cercano a los valores observados en los contratos actuales del mercado español. Esta diferencia se justifica por la seguridad de precio a largo plazo que ofrecen los PPAs y por la elevada demanda de energía renovable por parte de los compradores corporativos. Con el objetivo de mantener un criterio conservador, se situará el precio en 50 €/MWh.

### **10.3 FLUJOS DE CAJA**

Se ha elaborado un modelo económico en Excel que permite realizar las simulaciones de los Flujos de Caja, tanto del proyecto como de la deuda, obtenidos en base a los distintos escenarios de venta de energía.

Las variables introducidas se muestran a continuación.

- La estructura financiera estará compuesta por un 20% de fondos propios y un 80% de deuda y se asume un coste de deuda del 6% y un coste de equity de 9%.
- Se asume un impuesto de generación energética del 7%, un impuesto sobre Sociedades del 25%
- La amortización del inmovilizado será lineal a 15 años.
- Las Necesidades operativas de fondos (NOF) se estiman del 7% de los ingresos anuales.
- Se asume un CAGR de incremento del precio de la energía anual del 1,5% y de costes operacionales igual al IPC, del 2,3% (febrero, 2026).
- Se solicita un préstamo a 15 años con un interés del 6%. Los intereses de la deuda generan un ahorro fiscal del 25 %.

Se analizarán los resultados de los flujos de caja en base a los siguientes indicadores financieros.

#### **10.3.1 WACC**

El Coste Medio Ponderado del Capital o WACC es el coste de los dos recursos de capital que tiene una empresa, la deuda financiera y los fondos propios, teniendo en cuenta su tamaño relativo. Refleja la rentabilidad mínima que debe generar una empresa para satisfacer a todos sus financiadores, accionistas y acreedores. Así, si la empresa supera este coste, estará creando valor.

$$WACC = \frac{K_d * D * (t + 1) + K_e * E}{D + E}$$

Donde:

$K_d$ : coste de la deuda

$D$ : deuda total

$t$ : impuestos sobre la deuda

$K_e$ : coste de los fondos propios (equity)

$E$ : fondos propios totales

Para el valor de deuda de 47810766,1 € y de fondos propios de 11952691,53€ del proyecto, se obtiene un WACC del 5,4%.

### 10.3.2 VAN

El Valor Actual Neto (VAN), es la diferencia entre el valor presente de los ingresos futuros y la cantidad invertida en un proyecto. Si el resultado es positivo, es rentable y, por tanto, viable desde el punto de vista económico.

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

### 10.3.3 TIR

La tasa interna de retorno proporciona información sobre la rentabilidad del proyecto. Se calcula como el valor de la tasa de descuento que hace posible que el Valor Actual Neto sea igual a cero.

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

### **10.3.4 PAYBACK**

El payback o plazo de recuperación permite determinar el plazo en el que se recuperará la inversión. Proporciona información sobre la recuperación, pero sin tener en cuenta el valor temporal del dinero.

## ***10.4 RESULTADOS DE FLUJOS DE CAJA OBTENIDOS***

### **10.4.1 RESULTADOS DEL ESCENARIO 1: VENTA AL MERCADO DIARIO**

A continuación, se muestra una sección de los flujos de caja obtenidos, que se incluyen completos en el Anexo III

Se obtienen unos valores de VAN de 11.351.393 € para los flujos de caja del proyecto y de 14.100.284 € para los flujos de caja del accionista, ambos superiores que 0, lo que muestra que se produce una creación de valor económico a lo largo de la vida útil del proyecto. Además, desde la perspectiva del accionista, el valor creado es incluso mayor, lo que sugiere una estructura financiera favorable mediante un efecto positivo del apalancamiento.

El valor del TIR, del 7,66% y del 14,03%, se sitúa por encima del coste de capital WACC, del 5,4%, lo que muestra una rentabilidad del proyecto.

Por último, el payback de 10,18 años para los flujos de caja del proyecto y de 8,15 años para los flujos de caja del accionista, muestra que se recupera el capital invertido dentro de la vida útil del proyecto y en un plazo relativamente corto, mejorando la liquidez y el atractivo financiero.

Por tanto, desde un punto de vista financiero, el proyecto es viable y recomendable ya que genera valor, ofrece una rentabilidad superior al coste de capital y la inversión se recupera en un plazo razonable.

**Escenario 1: Venta en el mercado diario**

Cuenta de Pérdidas y Ganancias (€)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Energía producida (MWh/año)		178.040	178.040	178.040	178.040	178.040	178.040	178.040	178.040	178.040	178.040	
Precio de la energía (€/MWh)		48,4	49,1	49,9	50,7	51,5	52,3	53,2	54,0	54,9	55,8	
Ingresos de explotación (€)		8.608.234	8.745.966	8.885.901	9.028.076	9.172.525	9.319.285	9.468.394	9.619.888	9.773.806	9.930.187	
Costes de explotación (€)		1.129.260	1.155.233	1.181.803	1.208.985	1.236.791	1.265.238	1.294.338	1.324.108	1.354.562	1.385.717	
Impuesto de generación (€)		602.576	612.218	622.013	631.965	642.077	652.350	662.788	673.392	684.166	695.113	
Amortización (€)		3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	
<b>Beneficio antes de Intereses e impuestos (EBIT)</b>		<b>2.892.167</b>	<b>2.994.285</b>	<b>3.097.854</b>	<b>3.202.895</b>	<b>3.309.426</b>	<b>3.417.467</b>	<b>3.527.038</b>	<b>3.638.158</b>	<b>3.750.847</b>	<b>3.865.126</b>	
Flujo de Caja Libre (FCF)		59.763.458										
Inversión en Inmovilizado (€)			2.892.167	2.994.285	3.097.854	3.202.895	3.309.426	3.417.467	3.527.038	3.638.158	3.750.847	
Beneficios antes de impuestos (€)			2.892.167	2.994.285	3.097.854	3.202.895	3.309.426	3.417.467	3.527.038	3.638.158	3.750.847	
Impuesto de sociedades (€)			723.042	748.571	774.464	800.724	827.357	854.367	881.759	909.539	937.712	
Amortización (€)			3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	
NDF (€)			602.576	612.218	622.013	631.965	642.077	652.350	662.788	673.392	684.166	
<b>FCF Proyecto (€)</b>		<b>-59.763.458</b>	<b>5.550.780</b>	<b>5.617.726</b>	<b>5.685.608</b>	<b>5.754.437</b>	<b>5.824.223</b>	<b>5.894.981</b>	<b>5.966.721</b>	<b>6.039.497</b>	<b>6.113.199</b>	<b>6.187.962</b>
<b>VAN</b>											<b>11.351.393 €</b>	
<b>TIR</b>											<b>7,66%</b>	
<b>Payback</b>											<b>10,18</b>	

Deuda	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Préstamo pendiente de amortizar (€)	47.810.766										
Cuota anual por el método francés (€)		4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729
Intereses		2.868.646	2.745.401	2.614.761	2.476.283	2.329.497	2.173.903	2.008.973	1.834.148	1.648.833	1.452.399
Amortización		2.054.083	2.177.328	2.307.967	2.446.445	2.593.232	2.748.826	2.913.756	3.088.581	3.273.896	3.470.329
Capital pendiente amortizar		45.796.683	43.579.356	41.271.389	38.874.343	36.231.711	33.482.885	30.668.130	27.800.549	24.896.653	21.796.324
Amortización acumulada		2.054.083	4.231.410	6.539.379	8.985.823	11.579.055	14.327.881	17.241.638	20.330.217	23.604.113	27.074.442
Flujo de caja de la deuda											
Préstamo	47.810.766										
Intereses		2.868.646	2.745.401	2.614.761	2.476.283	2.329.497	2.173.903	2.008.973	1.834.148	1.648.833	1.452.399
Amortización del préstamo		2.054.083	2.177.328	2.307.967	2.446.445	2.593.232	2.748.826	2.913.756	3.088.581	3.273.896	3.470.329
Ahorro fiscal		717.161.492	686.330.252	653.690.3378	619070,8287	582374,149	543475,6685	502243,2792	458536,9465	412208,2339	363099,7985
<b>FCF Deuda</b>	<b>47.810.766</b>	<b>-4.205.567</b>	<b>-4.238.378</b>	<b>-4.269.038</b>	<b>-4.303.658</b>	<b>-4.340.354</b>	<b>-4.379.253</b>	<b>-4.420.485</b>	<b>-4.464.192</b>	<b>-4.510.520</b>	<b>-4.559.629</b>
<b>FCF del accionista</b>	<b>-11.992.692</b>	<b>1.349.212</b>	<b>1.381.348</b>	<b>1.416.970</b>	<b>1.450.779</b>	<b>1.483.869</b>	<b>1.515.728</b>	<b>1.546.236</b>	<b>1.575.285</b>	<b>1.602.679</b>	<b>1.628.333</b>
<b>VAN</b>											<b>14.100.284 €</b>
<b>TIR</b>											<b>14,03%</b>
<b>Payback</b>											<b>8,15</b>

Tabla 36.. Resultados del escenario 1. Excel.

Indicadores financieros del Proyecto		Indicadores financieros del Accionista	
VAN	11.351.393 €	VAN	14.100.284 €
TIR	7,66%	TIR	14,03%
Payback	10,18	Payback	8,15

Tabla 37. Indicadores financieros del Escenario 1.

## 10.4.2 RESULTADOS DEL ESCENARIO 2: VENTA MEDIANTE PPA A 10 AÑOS

En el segundo escenario se analizan los flujos de caja teniendo en cuenta que el 80% de la energía obtenida se venderá a través de un PPA y el 20% restante a través del Mercado Diario.

El análisis de los datos muestra que el proyecto es financieramente viable y genera valor. Tanto el VAN del proyecto de 10.305.672 € como el VAN del accionista de 13.054.564 €

son positivos, lo que indica que la inversión no solo se recupera, sino que además produce un excedente económico a lo largo de su vida útil. El hecho de que el VAN del accionista sea superior sugiere además un efecto favorable del apalancamiento financiero.

En cuanto a la rentabilidad, las tasas internas de retorno obtenidas, del 7,46% para el proyecto y 13,45% para el accionista, se sitúan por encima del coste medio ponderado del capital, WACC del 5,4%. Esto confirma que el proyecto genera una rentabilidad suficiente para cubrir el coste de los recursos utilizados y aportar valor adicional.

Por otro lado, los periodos de recuperación de la inversión se sitúan en 10,46 años para el proyecto y 8,91 años para el accionista, lo que mejora la liquidez y reduce el riesgo percibido.

Por tanto, el proyecto es recomendable, ya que cumple con los principales criterios financieros de aceptación, genera valor, ofrece una rentabilidad superior al coste de capital y permite recuperar la inversión en un plazo razonable.

Escenario 2: Venta por PPA

Cuenta de Pérdidas y Ganancias (C)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Energía vendida por PPA (MWh/año)		142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	
Precio energía PPA (€/MWh)		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
Energía vendida a la red (MWh/año)		35.608,0	35.608,0	35.608,0	35.608,0	35.608,0	35.608,0	35.608,0	35.608,0	35.608,0	35.608,0	
Precio energía a red (€/MWh)		49,4	49,1	49,9	50,7	51,5	52,3	53,2	54,0	54,9	55,8	
Ingresos de explotación (C)		8.843.247	8.870.793	8.898.780	8.927.215	8.956.105	8.985.457	9.015.279	9.045.578	9.076.361	9.107.637	
Costes de explotación (C)		1.129.260	1.155.233	1.181.803	1.208.985	1.236.791	1.265.238	1.294.338	1.324.108	1.354.562	1.385.717	
Impuesto de generación (C)		619.027	620.956	622.915	624.905	626.927	628.982	631.070	633.190	635.345	637.535	
Amortización (C)		3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	
<b>Beneficio antes de Intereses e impuestos (EBIT)</b>		<b>3.110.729</b>	<b>3.110.374</b>	<b>3.109.832</b>	<b>3.109.095</b>	<b>3.108.196</b>	<b>3.107.007</b>	<b>3.105.641</b>	<b>3.104.049</b>	<b>3.102.223</b>	<b>3.100.155</b>	
<b>Flujo de Cajas Libre (FCF)</b>												
Inversión en inmovilizado (C)		59.763.458										
Beneficios antes de impuestos (C)		3.110.729	3.110.374	3.109.832	3.109.095	3.108.196	3.107.007	3.105.641	3.104.049	3.102.223	3.100.155	
Impuesto de sociedades (C)		777.862	777.594	777.458	777.274	777.038	776.752	776.410	776.012	775.556	775.039	
Amortización (C)		3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	
NOf (C)		619.027	620.956	622.915	624.905	626.927	628.982	631.070	633.190	635.345	637.535	
<b>FCF Proyecto (C)</b>		<b>-59.763.458</b>	<b>5.698.250</b>	<b>5.696.056</b>	<b>5.693.690</b>	<b>5.691.147</b>	<b>5.688.420</b>	<b>5.685.504</b>	<b>5.682.392</b>	<b>5.679.077</b>	<b>5.675.553</b>	<b>5.671.812</b>
<b>VAN</b>		<b>10.305.672 C</b>										
<b>TIR</b>		<b>7,46%</b>										
<b>Payback</b>		<b>10,46</b>										
<b>Deuda</b>												
Préstamo pendiente de amortizar (C)		47.810.766										
Cuota anual por el método francés (C)		4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	
Intereses		2.868.646	2.745.401	2.614.761	2.476.283	2.329.497	2.173.903	2.008.973	1.834.148	1.648.833	1.452.399	
Amortización		2.054.083	2.177.328	2.307.967	2.446.445	2.593.232	2.748.826	2.913.796	3.088.581	3.273.896	3.470.329	
Capital pendiente amortizar		45.756.683	43.579.356	41.271.389	38.824.943	36.231.711	33.482.885	30.569.130	27.480.549	24.206.653	20.736.324	
Amortización acumulada		2.054.083	4.231.410	6.539.378	8.985.823	11.579.055	14.327.881	17.241.636	20.330.217	23.604.113	27.074.442	
<b>Flujo de caja de la deuda</b>												
Préstamo		47.810.766										
Intereses		2.868.646	2.745.401	2.614.761	2.476.283	2.329.497	2.173.903	2.008.973	1.834.148	1.648.833	1.452.399	
Amortización del préstamo		2.054.083	2.177.328	2.307.967	2.446.445	2.593.232	2.748.826	2.913.796	3.088.581	3.273.896	3.470.329	
Anexo fiscal		717.61.492	689.90.2521	639.90.3378	619.070.8287	582.574.149	543.476.6885	502.243.2792	458.336.3485	412.208.2339	363.099.7985	
<b>FCF Deuda</b>		<b>47.810.766</b>	<b>-4.205.567</b>	<b>-4.238.378</b>	<b>-4.269.038</b>	<b>-4.303.638</b>	<b>-4.340.354</b>	<b>-4.379.233</b>	<b>-4.420.485</b>	<b>-4.464.192</b>	<b>-4.510.520</b>	<b>-4.558.629</b>
<b>FCF del accionista</b>		<b>-11.992.682</b>	<b>1.492.683</b>	<b>1.459.677</b>	<b>1.424.651</b>	<b>1.387.489</b>	<b>1.348.065</b>	<b>1.306.251</b>	<b>1.261.906</b>	<b>1.214.885</b>	<b>1.165.032</b>	<b>1.112.183</b>
<b>VAN</b>		<b>13.054.964 C</b>										
<b>TIR</b>		<b>13,45%</b>										
<b>Payback</b>		<b>8,91</b>										

Tabla 38.. Resultados del escenario 2. Excel.

Indicadores financieros del Proyecto		Indicadores financieros del Accionista	
VAN	10.305.672 €	VAN	13.054.564 €
TIR	7,46%	TIR	13,45%
Payback	10,46	Payback	8,91

Tabla 39. Indicadores financieros del Escenario 2.

### 10.4.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En el apartado anterior se ha llevado a cabo la comparación de dos escenarios base. Sin embargo, con variables establecidas de precio de venta en el mercado y de producción energética. Sin embargo, ambas variables son inciertas ya que la producción depende de un recurso aleatorio como es el viento, mientras que el precio eléctrico presenta una elevada volatilidad.

Por tanto, se ha realizado un análisis de sensibilidad de los principales indicadores financieros en función de posibles variaciones en la producción de energía y del precio en el Mercado Diario, entre -35% y +35%, para determinar su variabilidad y opexilidad a estos valores. Se centra este análisis en los flujos de caja del accionista, ya que son los que reflejan de forma más directa la rentabilidad de la inversión, el análisis de los flujos de caja de proyecto se puede observar en el Anexo III.

En el escenario de venta en el mercado diario, los resultados muestran una elevada sensibilidad del VAN ante variaciones conjuntas de precio y producción. Se observa que el VAN del accionista se vuelve negativo ya con reducciones moderadas, concretamente en torno a combinaciones de -15% y -10% y a lo largo de la diagonal de escenarios desfavorables. En situaciones extremas, el VAN oscila entre aproximadamente 72 millones de euros en el caso más optimista y -26 millones en el más pesimista, lo que evidencia una gran amplitud de resultados y, por tanto, un alto nivel de riesgo. Este comportamiento refleja la fuerte exposición del proyecto a la volatilidad del mercado eléctrico.

Por el contrario, en el escenario con PPA, el VAN presenta una mayor estabilidad. Solo se vuelve negativo en escenarios más adversos, con caídas entre el 15% y el 20%, lo que

demuestra que el contrato a precio fijo actúa como un mecanismo de protección frente a la incertidumbre del mercado. Además, el rango de variación del VAN es más reducido, situándose aproximadamente entre -11 millones y +41 millones de euros, lo que indica una menor dispersión de resultados y, en consecuencia, un menor riesgo.

En cuanto al TIR del accionista, se observa un patrón similar. En el escenario de mercado diario, el TIR alcanza valores muy elevados en escenarios favorables, hasta un 50,26%, pero también puede descender a valores negativos, -14,04%, en situaciones muy adversas. Además, el proyecto deja de ser rentable, cuando la TIR se iguala al WACC, en torno a combinaciones de -10% en precio y producción. En cambio, en el escenario con PPA, el TIR muestra menor volatilidad, con valores comprendidos aproximadamente entre el 33% y el -1,75%, y el umbral de rentabilidad se alcanza en escenarios más desfavorables, por ejemplo, -15% en producción y -20% en precio, lo que confirma nuevamente la mayor robustez del proyecto bajo este esquema.

Por último, el payback también refleja diferencias significativas entre ambos escenarios. En el caso de venta a mercado, el periodo de recuperación puede superar los 20 años en escenarios desfavorables, en torno a -15% y -20% y en combinaciones diagonales, lo que implica un aumento considerable del riesgo y una menor liquidez para el inversor. Sin embargo, en el escenario con PPA, el payback solo supera los 20 años en situaciones muy extremas, caídas del precio superiores al -30%, mientras que en escenarios moderadamente negativos, alrededor de -10% o -15%, se sitúa entre los 10 y 15 años, lo que supone una reducción del riesgo. Además, se observa en este análisis el fuerte impacto que tiene la variación de la producción en este escenario frente a la variación del precio, de la que se reduce la dependencia.

*Escenario 1: Indicadores financieros de los flujos de caja del accionista*

		VAN Accionista														
		Variación de la producción														
		35%	30%	25%	20%	15%	10%	5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%
Variación del precio de venta en el mercado diario	35%	26.418.810 €	24.135.400 €	21.888.201 €	19.767.811 €	17.863.071 €	15.814.862 €	12.784.852 €	10.464.742 €	8.174.633 €	5.894.523 €	3.614.413 €	1.334.304 €	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €
	30%	24.135.400 €	21.888.201 €	19.767.811 €	17.863.071 €	15.814.862 €	12.784.852 €	10.464.742 €	8.174.633 €	5.894.523 €	3.614.413 €	1.334.304 €	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €	
	25%	21.888.201 €	19.767.811 €	17.863.071 €	15.814.862 €	12.784.852 €	10.464.742 €	8.174.633 €	5.894.523 €	3.614.413 €	1.334.304 €	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €		
	20%	19.767.811 €	17.863.071 €	15.814.862 €	12.784.852 €	10.464.742 €	8.174.633 €	5.894.523 €	3.614.413 €	1.334.304 €	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €			
	15%	17.863.071 €	15.814.862 €	12.784.852 €	10.464.742 €	8.174.633 €	5.894.523 €	3.614.413 €	1.334.304 €	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €				
	10%	15.814.862 €	12.784.852 €	10.464.742 €	8.174.633 €	5.894.523 €	3.614.413 €	1.334.304 €	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €					
	5%	12.784.852 €	10.464.742 €	8.174.633 €	5.894.523 €	3.614.413 €	1.334.304 €	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €						
	0%	10.464.742 €	8.174.633 €	5.894.523 €	3.614.413 €	1.334.304 €	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €							
	-5%	8.174.633 €	5.894.523 €	3.614.413 €	1.334.304 €	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €								
	-10%	5.894.523 €	3.614.413 €	1.334.304 €	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €									
35%	5.506.025 €	3.225.915 €	1.334.304 €	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €										

		TIR Accionista														
		Variación de la producción														
		35%	30%	25%	20%	15%	10%	5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%
Variación del precio de venta en el mercado diario	35%	-14,04%	-11,85%	-9,83%	-7,85%	-5,78%	-3,59%	-2,27%	-0,81%	1,00%	2,58%	4,13%	5,68%	7,18%	8,68%	10,18%
	30%	-11,85%	-9,83%	-7,85%	-5,78%	-3,59%	-2,27%	-0,81%	1,00%	2,58%	4,13%	5,68%	7,18%	8,68%	10,18%	11,68%
	25%	-9,83%	-7,85%	-5,78%	-3,59%	-2,27%	-0,81%	1,00%	2,58%	4,13%	5,68%	7,18%	8,68%	10,18%	11,68%	14,68%
	20%	-7,85%	-5,78%	-3,59%	-2,27%	-0,81%	1,00%	2,58%	4,13%	5,68%	7,18%	8,68%	10,18%	11,68%	14,68%	17,68%
	15%	-5,78%	-3,59%	-2,27%	-0,81%	1,00%	2,58%	4,13%	5,68%	7,18%	8,68%	10,18%	11,68%	14,68%	17,68%	20,68%
	10%	-3,59%	-2,27%	-0,81%	1,00%	2,58%	4,13%	5,68%	7,18%	8,68%	10,18%	11,68%	14,68%	17,68%	20,68%	23,68%
	5%	-2,27%	-0,81%	1,00%	2,58%	4,13%	5,68%	7,18%	8,68%	10,18%	11,68%	14,68%	17,68%	20,68%	23,68%	26,68%
	0%	-0,81%	1,00%	2,58%	4,13%	5,68%	7,18%	8,68%	10,18%	11,68%	14,68%	17,68%	20,68%	23,68%	26,68%	29,68%
	-5%	1,00%	2,58%	4,13%	5,68%	7,18%	8,68%	10,18%	11,68%	14,68%	17,68%	20,68%	23,68%	26,68%	29,68%	32,68%
	-10%	2,58%	4,13%	5,68%	7,18%	8,68%	10,18%	11,68%	14,68%	17,68%	20,68%	23,68%	26,68%	29,68%	32,68%	35,68%
35%	8,79%	11,68%	14,68%	17,68%	20,68%	23,68%	26,68%	29,68%	32,68%	35,68%	38,68%	41,68%	44,68%	47,23%	50,28%	

		Payback Accionista														
		Variación de la producción														
		35%	30%	25%	20%	15%	10%	5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%
Variación del precio de venta en el mercado diario	35%	>20	>20	>20	>20	>20	>20	>20	>20	19,85	18,81	17,88	17,04	16,27	15,57	14,83
	30%	>20	>20	>20	>20	>20	>20	>20	18,28	17,29	16,44	15,67	14,88	14,15	13,45	12,78
	25%	>20	>20	>20	>20	>20	>20	>20	18,89	17,81	16,85	15,99	15,22	14,74	14,11	13,50
	20%	>20	>20	>20	>20	>20	>20	>20	18,66	17,54	16,55	15,67	14,89	14,11	13,42	12,78
	15%	>20	>20	>20	>20	>20	>20	>20	18,38	17,26	16,27	15,31	14,53	13,81	13,12	12,48
	10%	>20	>20	>20	>20	>20	>20	>20	18,32	17,24	16,25	15,27	14,45	13,74	13,08	12,46
	5%	>20	>20	>20	>20	>20	>20	>20	18,32	17,24	16,25	15,27	14,45	13,74	13,08	12,46
	0%	>20	>20	>20	>20	>20	>20	>20	18,32	17,24	16,25	15,27	14,45	13,74	13,08	12,46
	-5%	>20	>20	>20	>20	>20	>20	>20	18,32	17,24	16,25	15,27	14,45	13,74	13,08	12,46
	-10%	>20	>20	>20	>20	>20	>20	>20	18,32	17,24	16,25	15,27	14,45	13,74	13,08	12,46
35%	14,83	10,15	7,80	6,33	5,32	4,59	4,03	3,60	3,25	2,96	2,71	2,51	2,33	2,18	2,04	

Tabla 40. Indicadores financieros del accionista. Escenario 1.

Escenario 2: Indicadores financieros de los flujos de caja del accionista

		VAN Accionista													
		Variación de la producción													
		30%	25%	20%	15%	10%	5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%
Variación del precio de venta en el mercado diario	35%	11.145.999 €	9.270.277 €	7.385.255 €	5.520.233 €	3.645.211 €	1.770.189 €	104.833 €	1.970.855 €	3.854.877 €	5.729.899 €	7.604.921 €	9.479.943 €	11.354.965 €	13.229.988 €
	30%	9.419.680 €	7.523.934 €	5.628.189 €	3.732.443 €	1.838.697 €	59.049 €	1.954.795 €	3.850.540 €	5.746.288 €	7.642.032 €	9.537.776 €	11.433.524 €	13.329.269 €	15.225.015 €
	25%	7.684.961 €	5.777.592 €	3.881.122 €	1.944.632 €	28.183 €	1.888.287 €	3.804.786 €	5.721.226 €	7.637.695 €	9.554.165 €	11.470.634 €	13.387.104 €	15.303.574 €	17.220.043 €
	20%	5.988.442 €	4.093.240 €	2.084.055 €	156.982 €	1.780.931 €	3.717.244 €	5.654.718 €	7.591.911 €	9.520.104 €	11.468.296 €	13.403.491 €	15.340.684 €	17.277.877 €	19.215.071 €
	15%	4.422.822 €	2.284.906 €	326.989 €	1.630.928 €	3.588.845 €	5.546.762 €	7.504.679 €	9.462.596 €	11.420.513 €	13.378.430 €	15.338.347 €	17.294.264 €	19.250.181 €	21.210.099 €
	10%	2.517.204 €	538.563 €	1.440.078 €	3.418.718 €	5.397.359 €	7.376.000 €	9.354.641 €	11.333.282 €	13.311.922 €	15.290.563 €	17.269.204 €	19.247.845 €	21.226.485 €	23.205.126 €
	5%	781.885 €	1.207.760 €	3.207.144 €	5.206.509 €	7.205.873 €	9.205.238 €	11.204.602 €	13.203.967 €	15.203.331 €	17.202.696 €	19.202.060 €	21.201.425 €	23.200.789 €	25.200.154 €
	0%	684.034 €	2.064.120 €	4.024.216 €	6.084.299 €	8.104.397 €	11.094.476 €	13.054.564 €	15.074.652 €	17.094.740 €	19.114.828 €	21.134.916 €	23.155.004 €	25.175.092 €	27.195.180 €
	-5%	2.659.853 €	4.700.465 €	6.741.277 €	8.782.089 €	10.822.901 €	12.863.713 €	14.904.525 €	16.945.337 €	18.986.149 €	21.026.961 €	23.067.773 €	25.108.585 €	27.149.397 €	29.190.209 €
	-10%	4.385.272 €	6.448.809 €	8.508.344 €	10.569.880 €	12.631.415 €	14.692.951 €	16.754.487 €	18.816.023 €	20.877.558 €	22.939.094 €	25.000.630 €	27.062.166 €	29.123.701 €	31.185.237 €
35%	11.287.749 €	13.452.180 €	15.576.610 €	17.721.041 €	19.865.472 €	22.009.902 €	24.154.333 €	26.298.764 €	28.443.195 €	30.587.625 €	32.732.056 €	34.876.487 €	37.020.917 €	39.165.348 €	

		TIR Accionista													
		Variación de la producción													
		30%	25%	20%	15%	10%	5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%
Variación del precio de venta en el mercado diario	35%	-1,75%	-0,82%	0,20%	1,32%	2,57%	3,95%	5,49%	7,19%	9,06%	11,09%	13,26%	15,55%	17,92%	20,34%
	30%	-0,82%	0,62%	1,66%	2,80%	4,06%	5,45%	6,98%	8,66%	10,50%	12,49%	14,60%	16,83%	19,14%	21,51%
	25%	0,95%	1,91%	2,96%	4,11%	5,38%	6,77%	8,30%	9,97%	11,79%	13,74%	15,82%	18,01%	20,27%	22,60%
	20%	2,10%	3,07%	4,14%	5,30%	6,58%	7,97%	9,50%	11,19%	12,96%	14,89%	16,94%	19,10%	21,33%	23,63%
	15%	3,15%	4,13%	5,21%	6,39%	7,67%	9,06%	10,60%	12,25%	14,04%	15,96%	18,01%	20,12%	22,30%	24,61%
	10%	4,11%	5,11%	6,20%	7,38%	8,68%	10,08%	11,61%	13,27%	15,05%	16,95%	18,97%	21,03%	23,23%	25,55%
	5%	5,01%	6,02%	7,12%	8,31%	9,61%	11,03%	12,56%	14,21%	15,99%	17,89%	19,90%	22,01%	24,20%	26,49%
	0%	5,85%	6,87%	7,98%	9,18%	10,49%	11,91%	13,45%	15,11%	16,89%	18,79%	20,79%	22,89%	25,00%	27,20%
	-5%	6,63%	7,67%	8,79%	10,00%	11,32%	12,75%	14,29%	15,95%	17,74%	19,64%	21,64%	23,74%	25,92%	28,17%
	-10%	7,37%	8,42%	9,55%	10,79%	12,10%	13,54%	15,09%	16,76%	18,55%	20,45%	22,44%	24,56%	26,74%	28,99%
35%	10,58%	11,68%	12,87%	14,15%	15,54%	17,03%	18,64%	20,36%	22,20%	24,15%	26,20%	28,34%	30,56%	32,88%	

		Payback Accionista														
		Variación de la producción														
		-30%	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	
Variación del precio de venta en el mercado diario	-35%	>20	>20	19,99	19,19	18,39	17,59	16,79	15,99	8,07	6,74	5,82	5,14	4,60	4,17	
	-30%	>20	19,66	18,93	18,20	17,47	16,73	16,00	9,63	7,70	6,49	5,63	4,98	4,47	4,06	
	-25%	19,41	18,74	18,06	17,38	16,71	16,03	15,35	9,08	7,37	6,25	5,45	4,83	4,35	3,96	
	-20%	18,88	17,95	17,33	16,70	16,07	15,44	12,85	8,61	7,06	6,03	5,28	4,70	4,24	3,86	
	-15%	17,88	17,29	16,70	16,11	15,52	14,93	10,74	8,20	6,79	5,83	5,12	4,57	4,13	3,77	
	-10%	17,27	16,72	16,16	15,61	15,05	12,62	9,94	7,83	6,54	5,64	4,97	4,45	4,03	3,68	
	-5%	16,74	16,22	15,69	15,17	14,64	11,60	9,39	7,51	6,31	5,47	4,83	4,33	3,93	3,60	
	0%	16,27	15,78	15,28	14,79	14,29	12,64	10,97	8,91	7,21	6,10	5,30	4,70	4,22	3,84	
	5%	15,86	15,39	14,75	14,27	13,77	11,96	10,53	8,49	6,93	5,90	5,15	4,59	4,12	3,75	
	10%	15,49	15,04	14,91	14,70	14,47	12,22	10,22	8,11	6,69	5,72	5,00	4,46	4,02	3,66	
15%	15,16	14,34	13,27	12,19	11,09	9,94	7,77	6,46	5,55	4,87	4,35	3,93	3,58	3,26		
20%	14,69	13,74	12,77	11,79	10,79	9,42	7,47	6,24	5,39	4,74	4,24	3,84	3,51	3,23		
25%	14,12	13,25	12,26	11,46	10,56	8,96	7,19	6,05	5,23	4,62	4,14	3,75	3,44	3,17		
30%	13,65	12,85	12,03	11,20	10,36	8,57	6,93	5,86	5,09	4,51	4,05	3,67	3,37	3,10		
35%	13,26	12,51	11,74	10,97	10,19	8,20	6,70	5,69	4,96	4,40	3,96	3,60	3,30	3,05		

Tabla 41. Indicadores financieros del accionista. Escenario 2.

## 10.4.4 COMPARACIÓN DE LOS ESCENARIOS

Al comparar ambos escenarios base, se observa en primer lugar que el escenario 1 es más rentable en términos absolutos, ya que presenta mayores valores de VAN tanto para el proyecto de 11,3 M€ frente a 10,3 M€, como para el accionista, con 14,1 M€ frente a 13 M€. Esto indica una mayor creación de valor económico en el primer caso. Además, las TIR también son superiores en el escenario 1, de 7,66% frente a 7,46% en proyecto y 14,03% frente a 13,45% para el accionista, lo que refleja una mayor rentabilidad esperada.

En cuanto al periodo de recuperación, las diferencias son pequeñas, pero el escenario 1 también resulta ligeramente más favorable, con un payback algo menor tanto para el proyecto. Esto implica una recuperación del capital ligeramente más rápida, aunque en la práctica ambos escenarios presentan plazos muy similares y razonables dentro de la vida útil del proyecto.

Además, el análisis de sensibilidad muestra que el proyecto mantiene su rentabilidad en un amplio rango de condiciones, siendo necesario un deterioro significativo tanto del precio de la energía como de la producción para que los indicadores financieros se vuelvan negativos. Esto indica que, en condiciones normales de mercado y operación, el proyecto es sólido y genera valor, y que solo en escenarios muy adversos, poco probables, dejaría de ser viable.

A la hora de elegir escenario, el aspecto clave de la comparación no es solo la rentabilidad, sino el riesgo asociado a cada escenario.

Así, el análisis de sensibilidad muestra que el escenario de venta en el mercado diario ofrece mayores retornos potenciales, pero a costa de una elevada exposición al riesgo y a la volatilidad. Por el contrario, el escenario con PPA, gracias a su precio fijo independiente del mercado, reduce significativamente la incertidumbre, proporcionando mayor estabilidad en los ingresos y en los indicadores financieros, aunque con una menor rentabilidad máxima.

Por ello, la elección entre ambos dependerá del perfil del inversor, si se prioriza maximizar la rentabilidad, el escenario 1 es más atractivo, mientras que, si se busca seguridad y menor riesgo, el escenario 2 con PPA resulta más adecuado.

El contexto geopolítico internacional, con el conflicto en Oriente Medio, la guerra de Irán y el bloqueo de rutas clave como el estrecho de Ormuz, así como la alta volatilidad del mercado eléctrico y los distintos cambios regulatorios y económicos hacen que haya incertidumbre en los precios de la energía y, por tanto, se considera más favorable el segundo escenario, la venta de energía mediante un PPA, que permite reducir el riesgo y tener una elevada rentabilidad, aunque algo menor que en el caso de venta en el Mercado Actual.

## **Capítulo 11. PROCEDIMIENTO DE SOLICITUD**

En este capítulo se analizan los procedimientos y la documentación necesarios para la tramitación administrativa de un parque eólico, abarcando desde las primeras solicitudes hasta la autorización final de explotación. A continuación, se detallan los principales aspectos de acuerdo con Redeia [82]:

- Tramitación de informes de aceptabilidad: Redeia evalúa la viabilidad de acceso de las instalaciones de generación con potencia superior a 5 MW que se conectan a la red de distribución. La documentación requerida incluye formularios, planos, distancias a la red y esquemas unifilares de la instalación.
- Permisos de acceso y conexión a la red de transporte: incluye formularios, esquema unifilar, proyecto básico de las instalaciones con memoria, planos, programa de ejecución y presupuesto
- Acreditación de hitos administrativos: el desarrollo del proyecto requiere cumplir los siguientes hitos:
  - 1º. Solicitud presentada y admitida de autorización administrativa previa
  - 2º. Obtención de declaración de impacto ambiental favorable
  - 3º. Obtención de autorización administrativa previa
  - 4º. Obtención de autorización administrativa de construcción
  - 5º. Obtención de autorización de explotación definitiva
- Pagos, acuerdos y contratos asociados a la conexión a la red de transporte: incluye el pago del 10% de la inversión asociada al desarrollo de la red de transporte, formalización del acuerdo de redacción y tramitación de proyecto técnico administrativo (ARTPTA), contrato de encargo de proyecto (CEP) y contrato técnico de acceso (CTA)

En la comunidad autónoma de Castilla y León [83], se requiere la autorización administrativa de explotación de las instalaciones eléctricas, cuyo objetivo es permitir la puesta en servicio del parque eólico. La solicitud debe presentarse en modelo normalizado e ir acompañada de la siguiente documentación:

- Certificado de final de obra
- Presupuesto de desmantelamiento y resguardo de su garantía.
- Acreditación del pago de la tasa correspondiente en materia de Industria y energía, conforme lo establecido en la Orden Anual por la que se acuerda la publicación de las tarifas de las tasas vigentes

Además, es necesario disponer de la siguiente documentación ambiental y técnica [84]:

- Estudio de Impacto Ambiental (EIA): Documento técnico que analiza en detalle los posibles efectos del proyecto sobre el medio ambiente y que sirve de base para la obtención de la DIA.
- Declaración de Impacto Ambiental (DIA): Documento que resuelve la viabilidad ambiental del parque eólico y establece las condiciones que debe cumplir el proyecto para minimizar su impacto.
- Autorización Administrativa Previa: Una vez obtenida la DIA, el diseño del parque debe adaptarse a las condiciones establecidas en la misma para poder obtener la Autorización Administrativa Previa (AAP).
- Autorización Administrativa de Construcción (AAC): Tras la AAP, se desarrolla el diseño constructivo definitivo del parque eólico, necesario para obtener esta autorización, que constituye el paso previo al inicio de las obras.

## Capítulo 12. PLANIFICACIÓN

La duración total de construcción del parque eólico objeto de estudio en este trabajo es de 4 años [85].

Se han tomado como base para la realización de la planificación, programas de ejecución de otros parques con características similares [26]. Así, se estima que la fase más larga será la de planificación y permisos, de aproximadamente 2 años y medio de duración.

La fase de ingeniería y diseño se estima de cuatro meses y la de compras de dos meses. La construcción del parque, incluyendo obra civil, obra eléctrica y montaje de aerogeneradores durará alrededor de quince meses y se estima una duración de dos meses para las pruebas y puesta en marcha.

A continuación, se puede observar el Diagrama de Gantt con las duraciones estimadas de cada una de las fases del proyecto.

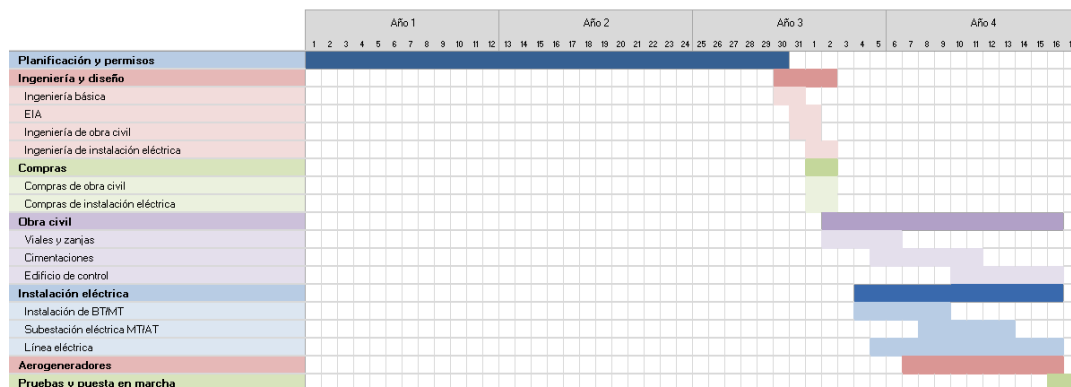


Figura 73. Planificación del proyecto.

## Capítulo 13. EMISIONES EVITADAS

En este capítulo se analiza la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) asociada a la implantación del parque eólico, tomando como referencia los datos publicados por Redeia. El objetivo es cuantificar las emisiones evitadas al sustituir la generación eléctrica de origen fósil por energía renovable, expresada en términos de dióxido de carbono equivalente.

En la siguiente table se pueden observar las emisiones totales y factores de emisiones de  $CO_2$  equivalente de la generación de acuerdo con Redeia.

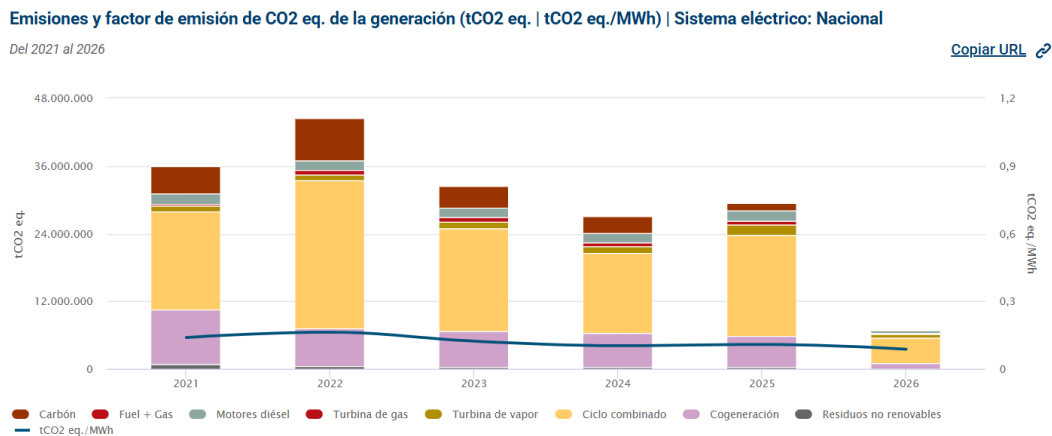


Figura 74. Emisiones y factor de emisión de  $CO_2$  eq. de la generación. Redeia.[86]

Así, se observa un factor total de  $0,1 tCO_2 eq/MWh$  en 2024, con unas emisiones totales de  $27.044.848,1 tCO_2 eq$ , que aumenta en 2025 con un factor de  $0,14 tCO_2 eq/MWh$  y unas emisiones totales de  $29.505.988,1 tCO_2$ . 2026 sólo incluye valores hasta la fecha, y el factor es de  $0,09 tCO_2 \frac{eq}{MWh}$ . Además, se observa en 2025 que el 60,7% de las emisiones fueron por ciclo combinado alcanzando los  $17.918.795,6 tCO_2$ , el 19,2 % por la cogeneración y el 5% por carbón.

En la siguiente tabla se incluyen los factores de emisión específicos por tecnología, proporcionados por Redeia, incluyendo las tecnologías más representativas, centrales térmicas de carbón, ciclos combinados y cogeneración. Estos factores permiten realizar un análisis más detallado del impacto ambiental asociado a cada generación.

Sistema Peninsular	
Tecnología	Emisiones CO <sub>2</sub> -eq (tCO <sub>2</sub> -eq/MWh)
Central Térmica de Carbón	0,95
Central Térmica Ciclo Combinado (Gas Natural)	0,37
Central Térmica Fuel-Gas	0,77
Cogeneración	0,38
Residuos	0,24

*Tabla 42. Factores de emisión específicos por tecnologías. Redeia. [87]*

A partir de esta información, se calcula en la siguiente tabla el volumen de emisiones evitadas por el parque eólico para las tecnologías más representativas identificadas previamente, bajo la hipótesis de que la energía generada, de 178.040 MWh anuales, sustituye completamente a cada una de las tecnologías consideradas de forma individual.

Tecnología sustituida	Emisiones evitadas anualmente	Emisiones evitadas en la vida útil del parque (25 años)
Central térmica de carbón	169.138 tCO <sub>2</sub>	4.228.450 tCO <sub>2</sub>
Central térmica de Ciclo Combinado (Gas Natural)	65.874,8 tCO <sub>2</sub>	1.646.870 tCO <sub>2</sub>
Cogeneración	67.655,2 tCO <sub>2</sub>	1.691.380 tCO <sub>2</sub>

*Tabla 43. Emisiones evitadas por tecnologías. Elaboración propia.*

Así se estima una reducción de emisiones de GEI anualmente de hasta 169.138  $tCO_2$  y una reducción total a lo largo de su vida útil de hasta 4.228.450  $tCO_2$ , lo que ofrece un gran potencial de reducción de emisiones y un gran beneficio ambiental del proyecto.

## Capítulo 14. ALINEAMIENTO CON LOS ODS

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) fueron adoptados por los Estados miembros de la ONU en septiembre de 2015 como parte de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. Esta agenda es un plan global para lograr un desarrollo sostenible que sea equilibrado en tres dimensiones: social, económica y ambiental.

Se ha analizado la alineación del proyecto con los objetivos de Desarrollo Sostenible, identificando los principales.



*Figura 75. Objetivos de Desarrollo Sostenible. ONU.[88]*

En primer lugar, este proyecto se alinea con el ODS 7: Energía Asequible y No Contaminante. La energía eólica, es una de las principales fuentes renovables y limpias, ya que aprovecha un recurso natural inagotable como el viento para generar electricidad, sin depender de fuentes contaminables como son los combustibles fósiles. Esto permite

incrementar la proporción de energía renovables dentro del mix energético y contribuye a mejorar la eficiencia del sistema energético a largo plazo al incorporar tecnologías avanzadas y sostenibles.

En segundo lugar, la construcción y mantenimientos de parques eólicos crean empleos locales y favorece el desarrollo económico en zonas rurales, contribuyendo al ODS 8: Trabajo Decente y Crecimiento Económico mediante la creación directa e indirecta de empleo. De acuerdo con la Asociación Empresarial Eólica, más de 35.700 personas trabajan actualmente en el sector en España y se estima que esta cifra podría duplicarse en 2030 [89], buscando cumplir con la hoja de ruta del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). En zonas rurales, como en la provincia de Burgos, este tipo de iniciativas puede contribuir a la economía local y crear oportunidades laborales, contribuyendo al desarrollo económico de la zona.

En tercer lugar, el proyecto se alinea con el ODS 9: Industria, Innovación e Infraestructura ya que fomenta la construcción de infraestructuras resilientes y sostenibles. Los parques eólicos requieren el desarrollo de tecnologías avanzadas, tanto en el diseño de aerogeneradores y otros elementos como en los sistemas de distribución de energía, digitalización de redes, optimización de la cadena logística, lo que impulsa la innovación en el sector y promueve la investigación y desarrollo tecnológico. Entre 2020 y 2023, se concedieron en España más de 1.560 patentes en la Oficina Española de Patentes y Marcas (OEPM) [89], convirtiendo a España en el tercer país de la UE y el cuarto en el mundo en solicitud de patentes eólicas.

En cuarto lugar, se alinea con el ODS 11: Ciudades y Comunidades Sostenibles, contribuyendo a la creación de comunidades más sostenibles al reducir la contaminación y mejorar la calidad del aire, y por tanto la calidad del aire de la población, buscando reducir el impacto ambiental y avanzar hacia modelos energéticos más sostenibles.

Asimismo, se alinea con el ODS 12: Producción y Consumo Responsables, promoviendo el uso sostenible de los recursos naturales y energéticos. Además, todos los parques deben disponer de una Declaración de Impacto Ambiental favorable [89], asegurando la protección del entorno natural y cada vez se integran más criterios de economía circular, como la reutilización de piezas o reciclaje de componentes, evolucionando hacia sistemas de producción más sostenibles y responsables.

Además, destaca su contribución al ODS 13: Acción por el Clima. Al generar energía a partir de una fuente eólica, el proyecto reduce las emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyendo así a la mitigación del cambio climático a través del uso de fuentes limpias y sostenibles y apoyando la transición a modelos energéticos descarbonizados. Asimismo, refuerza los compromisos internacionales, como el Acuerdo de París, adquiridos por muchos países para reducir su huella de carbono y limitar el aumento de la temperatura global. Además, mediante el PNIEC España ha marcado unos objetivos para producir en 2030 el 81% de la energía a través de fuentes renovables, y que se reduzcan las emisiones más de un 32% respecto a 1990 [89], para lo que la energía eólica será imprescindible, contribuyendo a la descarbonización de la economía y la transición fuentes renovables.

Por último, se alinea con el ODS 15: Vida de ecosistemas terrestres ya que un parque eólico minimiza el impacto ambiental en la generación energética y promueve un uso del suelo más sostenible comparado con otras fuentes de energía más contaminantes.

## **Capítulo 15. CONCLUSIONES**

A lo largo de este proyecto se ha desarrollado un estudio completo para el diseño y dimensionamiento del parque eólico de Barrios de Colina de 52,8 MW, con 8 aerogeneradores Siemens Gamesa Renewable Energy modelo SG 170 de 6,6 MW, de 170 metros de rotor y una altura de buje de 120 metros, que proporcionan una generación anual de 178,04 GWh con un factor de capacidad del 38,49%.

Para ello, se ha partido de una base teórica sólida sobre la energía eólica y las tecnologías necesarias, analizando el contexto actual del sector tanto a nivel nacional como internacional, así como las características del recurso eólico y los principios técnicos necesarios para el desarrollo del diseño. Además, se ha realizado la elección del emplazamiento, Barrios de Colina, en Burgos, ubicación que cumple con los criterios definidos de calidad del recurso eólico, zonas protegidas, inclinación y vegetación, entre otros.

Se ha realizado el diseño y dimensionamiento del parque para garantizar que es técnicamente viable. El análisis del recurso mediante herramientas como Windographer ha mostrado una velocidad media de 7,708 m/s a 120 metros de altura, junto con una distribución de Weibull, con parámetros de  $k$  de 1,98 y  $c$  de 8,7 m/s, que indica una buena calidad del recurso eólico. Además, la simulación realizada con WAsP ha permitido maximizar la producción energética comparando distintas tecnologías. Así, se ha estimado una producción anual de los aerogeneradores elegidos de Siemens Gamesa SG 6,6MW, de 178,04 GWh anuales, correspondiente a 3.371,98 horas equivalentes y un factor de capacidad del 38,49%, valores que reflejan un alto rendimiento del parque. Asimismo, se ha definido un diseño completo que incluye el dimensionamiento eléctrico, con proveedores como Siemens, Hitachi y Prysmian, el dimensionamiento del cableado, la subestación MT/AT y las infraestructuras

de obra civil como cimentaciones y accesos. De este modo, se garantiza la viabilidad del parque, desde un punto de vista técnico y de diseño de ingeniería.

Por otro lado, se ha realizado un análisis de la viabilidad económica del parque. El análisis de los dos escenarios planteados, venta de la energía al mercado diario y venta mediante PPA, ha permitido evaluar la rentabilidad del proyecto y la sensibilidad a variaciones en la producción y el mercado, concluyendo que ambos son viables, aunque con diferentes perfiles de riesgo. Así, el escenario con PPA destaca por ofrecer mayor estabilidad en los ingresos y menor exposición a la volatilidad del mercado eléctrico, lo que refuerza la sostenibilidad financiera del proyecto a largo plazo, con los siguientes indicadores financieros.

Indicadores financieros del Proyecto		Indicadores financieros del Accionista	
VAN	10.305.672 €	VAN	13.054.564 €
TIR	7,46%	TIR	13,45%
Payback	10,46	Payback	8,91

Tabla 44. Indicadores financieros del Escenario 2: venta mediante PPA..

Adicionalmente, se ha realizado la planificación temporal del proyecto que se estima en un total de cuatro años, siendo la fase de planificación y obtención de permisos la etapa de mayor duración debido a la complejidad administrativa y ambiental asociada a este tipo de instalaciones.

Desde el punto de vista ambiental, se estima una reducción anual de emisiones de gases de efecto invernadero de hasta 169.138  $tCO_2$ , alcanzando una reducción total de hasta 4.228.450  $tCO_2$  a lo largo de la vida útil del parque. Estos valores ponen muestran el elevado potencial del proyecto para contribuir a la descarbonización del sistema energético y reflejan el importante beneficio ambiental asociado a la implantación del parque eólico.

Además, el proyecto contribuye de forma directa al cumplimiento de varios Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos por la Organización de las Naciones Unidas, entre los que destacan el ODS 7: Energía Asequible y No Contaminante, al fomentar la generación de

energía renovable y sostenible, y el ODS 12: Producción y Consumo Responsables, promoviendo un modelo energético más eficiente y respetuoso con el medio ambiente.

Por tanto, se concluye que en este proyecto se ha desarrollado el diseño de una instalación eólica en España capaz de generar energía limpia de manera técnica y económicamente viable. El parque eólico diseñado es capaz de producir una cantidad significativa de energía renovable, 178,04 GWh anuales, contribuyendo a la reducción de emisiones contaminantes y favoreciendo la transición hacia un modelo energético más sostenible. Asimismo, los indicadores financieros obtenidos confirman la viabilidad económica y rentabilidad del proyecto, convirtiéndolo en una alternativa atractiva para futuros inversores.

## Capítulo 16. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Global Wind Report 2026. (2026) Global Wind Energy Council (GWEC). chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://26973329.fs1.hubspotusercontent-eu1.net/hubfs/26973329/2.%20Reports/Global%20Wind%20Report/Global%20Wind%20Report%202026.pdf?\_\_hstc=45859835.6eda6ac903f5fb2d56bffda25b77b735.1774709315684.1774719752564.1776933723494.3&\_\_hssc=45859835.1.1776933723494&\_\_hsfp=a5d3f68657b8affe76a12fdb62568949
- [2] WindEurope. (s. f.). *Wind energy in Europe: 2025 Statistics and the outlook for 2026-2030 – WindEurope*. <https://windeurope.org/data/products/wind-energy-in-europe-2025-statistics-and-the-outlook-for-2026-2030/>
- [3] Fulghum, N., Suárez, W., Altieri, K. & Rangelova, K. (21 Abril 2026) Ember. *Global Electricity Review 2026*. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://ember-energy.org/app/uploads/2026/04/Global-Electricity-Review-2026.pdf
- [4] Potencia instalada. (s. f.). Redeia. Informes del Sistema. <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/potencia-instalada>
- [5] Redeia. (s. f.-a). Estructura generacion. Redeia. <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>
- [6] Generación (Viento). (s. f.). Informes del Sistema. Redeia. <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-de-energias-renovables/viento/generacion-viento>
- [7] Asociación Empresarial Eólica. (2026b, marzo 24). *La eólica en datos - Asociación Empresarial Eólica*. <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-datos/>
- [8] Energyloop. (2025, 28 julio). Los primeros parques eólicos en España: dónde se instalaron y cuándo - Energyloop. *Energyloop - Innovación y tecnología para el reciclaje de palas de aerogeneradores*. <https://energyloop.es/los-primeros-parques-eolicos-en-espana-donde-se-instalaron-y-cuando/>
- [9] Grupo TYPESA. (2026, 27 marzo). *Planta híbrida GECAMA - Grupo TYPESA*. <https://www.typosa.com/proyectos/planta-hibrida->

- gecama/#:~:text=GECAMA%20(Generaci%C3%B3n%20E%C3%B3lica%20de%20Castilla%20DLa%20Mancha).%20El,69%20aerogeneradores%20de%204%2C8%20MW%20cad
- [10] Editor. (2020, 15 octubre). *Planta Solar Andévalo - Eiffage en España*. Eiffage En España. <https://eiffage.es/portfolio/planta-solar-andevalo/>
- [11] Iberdrola impulsa la primera Selección Sostenible (16 de mayo de 2019). Iberdrola. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/[https://www.iberdrola.com/documents/20125/658124/ni\\_2019-05-16\\_iberdrola\\_impulsa\\_la\\_primera\\_sele.pdf](https://www.iberdrola.com/documents/20125/658124/ni_2019-05-16_iberdrola_impulsa_la_primera_sele.pdf)
- [12] El Acuerdo de París. Climate Change. United Nations. <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris>
- [13] Pacto Verde Europeo. Consejo de la Unión Europea. <https://www.consilium.europa.eu/es/policias/european-green-deal/>
- [14] Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030) <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>
- [15] Redeia. (2025). Informe del sistema eléctrico 2024. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/[https://www.sistemaelectricoree.es/sites/default/files/2025-03/ISE\\_2024.pdf](https://www.sistemaelectricoree.es/sites/default/files/2025-03/ISE_2024.pdf)
- [16] *Marco estratégico de Energía y Clima*. (s. f.). Ministerio Para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/marco-estrategico-energia-clima.html>
- [17] Redeia. (s. f.-d). Normativa, guías, formularios y otra documentación. Redeia. <https://www.ree.es/es/clientes/generador/acceso-conexion/normativa-guias-formularios-y-otra-documentacion>
- [18] BOE-A-2013-13645 Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. (s. f.). [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2013-13645](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2013-13645)
- [19] BOE-A-2000-24019 Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. (s. f.). [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2000-24019](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2000-24019)

- [20] Boletín Oficial de Castilla y León. DECRETO 46/2022, de 24 de noviembre, por el que se regulan los procedimientos de autorizaciones administrativas de instalaciones eléctricas en Castilla y León. <https://bocyl.jcyl.es/eli/es-cl/d/2022/11/24/46/>
- [21] Redacción, G., & Redacción, G. (2022, 1 julio). Castilla y León incrementa la protección ambiental de los nuevos parques eólicos y fotovoltaicos. SMARTGRIDSINFO. <https://www.smartgridsinfo.es/2022/07/01/castilla-y-leon-incrementa-proteccion-ambiental-nuevos-parques-eolicos-fotovoltaicos>
- [22] Díaz Ruano, S. (2018) *Análisis de la influencia de parámetros meteorológicos y funcionales en la estimación de la potencia eólica mediante el empleo de técnicas de Machine Learning*. Tesis doctoral. Universidad de las Palmas de Gran Canarias. Recuperado de [https://accedacris.ulpgc.es/bitstream/10553/55374/2/0231460\\_00000\\_0000.pdf](https://accedacris.ulpgc.es/bitstream/10553/55374/2/0231460_00000_0000.pdf)
- [23] Mur Amada, J. (s.f). *Manual eólico*. Curso de Energía Eólica. Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/https://www.windygrid.org/manualEolico.pdf
- [24] Portillo, G. (2024, 26 septiembre). *Circulación general atmosférica: qué es y cómo se produce*. Ecología Verde. <https://ecologiaverde.elperiodico.com/circulacion-general-atmosferica-que-es-y-como-se-produce-5126.html>
- [25] NREL (2024) Cost of Wind Energy Review. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/91775.pdf
- [26] Alonso Alonso, C (2026). Curso eólica [Diapositivas de Power Point]. Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad Pontificia Comillas.
- [27] *Viento - Meteo Navarra*. (s. f.). <https://meteo.navarra.es/definiciones/viento.cfm>
- [28] Dpelluz. (2013, 19 abril). *Distribución de probabilidad de la velocidad del viento. ¿Siempre Weibull? Efecto Estela*. <http://efectoestela.wordpress.com/2013/04/17/distribucion-de-probabilidad-de-la-velocidad-del-viento-siempre-weibull/>

- [29] Carrillo, C., Cidrás, J., Díaz-Dorado, E., & Obando-Montaño, A. F. (2014). An Approach to Determine the Weibull Parameters for Wind Energy Analysis: The Case of Galicia (Spain). *Energies*, 7(4), 2676-2700. <https://doi.org/10.3390/en7042676>
- [30] Candel, N. (s.f) Rosa de los Vientos. Gestión del montaje de parques eólicos. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/https://files01.core.ac.uk/download/pdf/235862698.pdf
- [31] Cordulus. (2025, 14 mayo). *What is Wind shear?* <https://www.cordulus.com/es/glossary/wind-shear>
- [32] *La energía eólica*. (2016, 10 septiembre). Escuela de Organización industrial. <https://www.eoi.es/blogs/redinnovacionEOI/2016/09/10/la-energia-eolica/>
- [33] *¿Sabes lo que es el 'efecto estela' en un parque eólico?* (2024, 28 mayo). Vector Renewables. <https://www.vectorenrenewables.com/es/blog/sabes-lo-que-es-el-efecto-estela-en-un-parque-eolico>
- [34] *Volviendo a los principios básicos: el viento y la racha*. (2017, 12 octubre). Meteored España. <https://www.tiempo.com/ram/386922/volviendo-los-principios-basicos-viento-la-racha/>
- [35] Moragues, J & Rapallini, A (2003). *Energía eólica*. Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi". chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/https://ich1104grupo23.wordpress.com/wp-content/uploads/2016/04/moragues-energic3ada-ec3b3lica.pdf
- [36] Plaza, R. (2024, 10 octubre). *Eólica onshore - El Portal de la Energía*. El Portal de la Energía. <https://elportaldelaenergia.com/eolica-onshore/#:~:text=En%20Espa%C3%B1a%20se%20alcanz%C3%B3%20en,orden%20del%2040%2D50%25>.
- [37] *¿Qué es un aerogenerador y cómo funciona? | ACCIONA | BUSINESS AS UNUSUAL*. (s. f.). <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-eolica/aerogeneradores>
- [38] IBERDROLA. (s. f.). <https://www.iberdrolarenovablesmexico.com/parque-energia/>
- [39] Elawan Energy (2023) *Torre anemométrica autosoportada en parque eólico Miravete* chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/https://valledelasnavas.es/sites/valledelasna

- vas/files/20240304\_Proyecto%20torre%20Miravete%20W.F.%2020238995\_VIZA237828\_040923121930686-001-049\_0.pdf
- [40] Energía y Minería en Castilla y León. *Parques eólicos*.  
<https://energia.jcyl.es/web/es/energias-renovables-ordenacion-energetica/parques-eolicos.html>
- [41] Rodica, D. & Brancusi, C. (2023). *Weibull and Rayleigh distribution used to model wind speeds in order to predict wind energy production*. University of Targu-Jiu. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.utgjiu.ro/rev\_ing/pdf/2023-1/03\_DAVID%20Rodica\_Weibull%20%20Rayleigh%20distribution%20used%20to%20model%20wins%20speeds%20in%20order%20to%20predict%20wind%20en.pdf
- [42] *Wind Resource Data | Vortex FDC*. (2025, 11 diciembre). VORTEX.  
<https://vortexfdc.com/>
- [43] Alexis, & Alexis. (2026, 10 enero). *Velocidad del viento para un aerogenerador: mínima e ideal*. Energía Solar. <https://energiasolarpro.org/velocidad-viento-aerogenerador/>
- [44] Lueske, A. (2023, 24 abril). *Nordex SE: Nordex Group instala el primer aerogenerador N163/6.X*. Nordex SE - Español. <https://www.nordex-online.com/es/2022/05/nordex-se-nordex-group-instala-el-primer-aerogenerador-n163-6-x/>
- [45] *Ficha técnica de V172-7.2 MW*. (s. f.). <https://www.vestas.com/en/energy-solutions/onshore-wind-turbines/enventus-platform/V172-7-2-MW>
- [46] Prysmian Group. El libro blanco de la instalación. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.prysmianclub.es/wp-content/uploads/2018/05/Guia\_TECNICA\_Cables\_Accesorios\_MEDIA\_Tension-1.pdf
- [47] De Meteorología, A. E. (s. f.). Valores climatológicos normales: Burgos Aeropuerto - Agencia Estatal de Meteorología - AEMET. Gobierno de España. Agencia Estatal de Meteorología - AEMET. Gobierno de España.  
<https://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/valoresclimatologicos?l=2331&k=cle>
- [48] Elena. (2026, 1 abril). Geotermia profundidad: todo lo que debes saber - ACECO. ACECO. <https://accospain.com/geotermia-profundidad/#:~:text=A%201%20metro%20bajo%20tierra.las%20variaciones%20del%20clima%20exterior.>

- [49] Guía técnica de aplicación. Ministerio de Industria, turismo y comercio. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.tecnohm.com/wp-content/uploads/2-CT-01-REBT-ITC-BT\_19\_guia\_Intensidades\_max-1.pdf
- [50] Redeia (2024). Informe Anual de la corriente de cortocircuito en la red de transporte del Sistema Eléctrico Peninsular en el año 2024. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.ree.es/sites/default/files/12\_C LIENTES/Documentos/AccesoRed/DDS.DFSE.25\_2352\_Informe\_Icc\_SEPE\_2024\_v1.pdf
- [51] *Developer package SG 6.6-170* Siemens Gamesa. <https://share.google/NNFTQg5NVva0oADua>
- [52] Dpelluz. (2013, 24 junio). *Pérdidas de energía en un parque eólico*. Efecto Estela. <https://efectoestela.wordpress.com/2013/06/24/perdidas-de-energia-en-un-parque-eolico/>
- [53] Ficha técnica de Switchgear Type 8DJH 36 for Secondary Distribution Systems up to 36 kV, Gas-Insulated. Siemens Gamesa. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://downloads.ctfassets.net/17si5cpawjzf/SoZKwmMjKdWS16nN7pVAN/ec6b62ddb3e652cc8c97d07b5495a5cb/catalogue-8djh36-en\_\_1\_.pdf
- [54] Ficha técnica de AI HEPRZ1 de Prysmian. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://es.prysmian.com/sites/es.prysmian.com/files/media/documents/AI-Eprotenax-H-Compact-AL-HEPRZ1-Fca-MAR23.pdf
- [55] Guía técnica de aplicación. Cálculo de caídas de tensión. Ministerio de industria y turismo. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/guia\_bt\_anexo\_2\_sep03R1.pdf
- [56] Ficha técnica Power transformers. Siemens Energy. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://assets.siemens-energy.com/dam/6813d44e-8a11-47a5-bef3-b13a00f783df/Power-Transformers-Brochure\_SE-Final-pdf\_Original%20file.pdf
- [57] Tameson (2025). Transformadores de corriente. <https://tameson.es/pages/transformadores-de-corriente>

- [58] Ficha técnica: Transformador de corriente CA (230 - 800 kV). Hitachi Energy.  
<https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/instrument-transformers/current-transformers-and-sensors/ca-230-800-kv>
- [59] Ficha técnica: Transformador potencial de condensador CPB (72 kV - 800 kV) de Hitachi Energy. <https://www.hitachienergy.com/es/es/products-and-solutions/instrument-transformers/voltage-transformers/cpb-72-800-kv>
- [60] Alfonso. (2026, 27 marzo). Interruptor Automático Magnetotérmico (Breaker): Qué es y Curvas. [circuitoelectrico.com. https://circuitoelectrico.com/elementos-proteccion-electrica/interruptor-automatico/](https://circuitoelectrico.com/elementos-proteccion-electrica/interruptor-automatico/)
- [61] Ficha técnica: Siemens Energy. High-Voltage Circuit-Breakers 3AP1/2 72.5 kV up to 550 kV. [chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/https://aitcorp.com.vn/library\\_download/download\\_file/may-cat-3ap1\\_2\\_stylebook\\_english\\_1690943889.pdf](https://www.siemens-energy.com/globalassets/products/circuit-breakers/3ap1-2-72.5-kv-up-to-550-kv-chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/https://aitcorp.com.vn/library_download/download_file/may-cat-3ap1_2_stylebook_english_1690943889.pdf)
- [62] Ficha técnica: vertical break disconnector. Hitachi Energy.  
<https://www.hitachienergy.com/es/es/products-and-solutions/disconnectors/vertical-break-disconnectors-up-to-245-kv>
- [63] Ficha técnica: Descargador de sobretensión 3EL2. [chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/https://cursa.ihmc.us/rid=1L766JS7X-1VPNBWB-1ML4/Catalogo-3EL2.pdf](https://www.siemens-energy.com/globalassets/products/circuit-breakers/3el2-chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/https://cursa.ihmc.us/rid=1L766JS7X-1VPNBWB-1ML4/Catalogo-3EL2.pdf)
- [64] Ficha técnica: Cable de cobre desnudo Prysmian. [chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/https://central-america.prysmian.com/sites/default/files/atoms/files/PG\\_FT\\_AWG\\_Cobre%20desnudo%20suave.pdf](https://www.prysmian.com/sites/default/files/atoms/files/PG_FT_AWG_Cobre%20desnudo%20suave.pdf)
- [65] Overview of WindNet PRO SCADA System. Siemens  
<https://es.scribd.com/document/888064527/Schedule-E1-SCADA-Technical-Specification-1>
- [66] Ingecid. (2025, 2 junio). *Cimentación Alisos - Ingecid*.  
<https://ingecid.com/es/proyecto/cimentacion-alisos/>
- [67] European Investment Bank. Parque eólico Iglesias 94 MW. [chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/https://www.eib.org/attachments/registers/155567299.pdf](https://www.eib.org/attachments/registers/155567299.pdf)

- [68] Acciona (2021). Separata al modif. Al anteproyecto: Parque eólico Barranco de Mairaga. Ayuntamiento de Unzué. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://gobiernoabierto.navarra.es/sites/default/files/assets/files/propuestas-gobierno/1.3.\_separata\_p.e.\_barranco\_mairaga\_ayunt.unzue\_compressed.pdf
- [69] Doval, L. (s. f.). *Casas con encanto, fincas y propiedades singulares en Castilla León*. Lançois Doval. <https://www.lancoisdoval.es/nota-de-prensa-casas-con-encanto-fincas-y-propiedades-singulares-en-castilla-leon.html>
- [70] Astrom Technical Advisors, S.L. (ATA) (marzo 2025). Proyecto para autorización administrativa previa de parque eólico con conexión a red: Parque Eólico ‘PE Nao 6’. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://gobiernoabierto.navarra.es/sites/default/files/assets/files/propuestas-gobierno/1.%20AAP\_PE%20Nao%206.pdf
- [71] Atkinson, M., & Atkinson, M. (2025, 29 mayo). *Commercial wind turbine cost – \$1 million cost breakdown*. Carbo Europe. <https://www.carboeurope.org/commercial-wind-turbine-cost>
- [72] Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía y Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. *Manuales de energías renovables: Energía eólica*. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones\_idae/documentos\_10374\_energia\_eolica\_06\_d9231f5c.pdf
- [73] Instituto Nacional de Estadística (INE). Indicador adelantado del Índice de Precios de Consumo (IPC). Marzo 2026. [https://www.ine.es/dyngs/INEbase/es/operacion.htm?c=Estadistica\\_C&cid=1254736176802&menu=ultiDatos&idp=1254735976607](https://www.ine.es/dyngs/INEbase/es/operacion.htm?c=Estadistica_C&cid=1254736176802&menu=ultiDatos&idp=1254735976607)
- [74] ¿Cómo funciona el mercado eléctrico en España? (2026, 25 marzo). Endesa. <https://www.endesa.com/es/la-cara-e/sector-energetico/como-funciona-el-mercado-electrico-en-espana>
- [75] Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario | OMIE. (s. f.). <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual>

- [76] Contrato de compraventa de energía (PPA) Iberdrola.  
<https://www.iberdrola.com/conocenos/contrato-ppa-energia>
- [77] PPA Prices Overview in Spain. LevelTen Energy. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/https://montel.energy/assets/iberian\_energy\_day\_montel\_levelten.pptx-%281%29.pdf
- [78] Giorgi, M. (2025, 31 marzo). Solar PPAs without signatures and wind power without supply: the renewable energy market in Spain enters a. Strategic Energy Europe.  
<https://strategicenergy.eu/ppa-renewable-energy/>
- [79] Roca, R. (2024, 17 octubre). España sigue siendo el rey de los PPA renovables pero aumenta el precio de venta de energía solar en Europa por primera vez en varios trimestres. El Periódico de la Energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-sigue-siendo-el-rey-de-los-ppa-renovables-pero-aumentan-los-precios-de-los-ppa-solares-en-europa-por-primera-vez-en-varios-trimestres/>
- [80] Del Mar, M. D. M. (2026b, febrero 25). LevelTen Energy Índice de Precios de PPA del Q4 2025 en Europa: Los precios de la energía solar siguen bajando, mientras el mercado eólico también cae. Asociación Empresarial Eólica. <https://aeeolica.org/en/levelten-energy-indice-de-precios-de-ppa-del-q4-2025-en-europa-los-precios-de-la-energia-solar-siguen-bajando-mientras-el-mercado-eolico-tambien-cae/>
- [81] LevelTen Energy Índice de Precios de PPA en Europa: Los precios de la solar y la eólica muestran estabilidad en el primer trimestre de 2025 – SOLARNEWS. (2025, 14 mayo). <https://www.solarnews.es/2025/05/14/levelten-energy-indice-de-precios-de-ppa-en-europa-los-precios-de-la-solar-y-la-eolica-muestran-estabilidad-en-el-primer-trimestre-de-2025/>
- [82] Redeia. (s. f.-e). Normativa, guías, formularios y otra documentación. Redeia.  
<https://www.ree.es/es/clientes/generador/acceso-conexion/normativa-guias-formularios-y-otra-documentacion>
- [83] De Castilla y León, J. (732, noviembre 12). Autorización de explotación de instalaciones eléctricas. Sede Electrónica.  
<https://www.tramitacastillayleon.jcyl.es/web/jcyl/AdministracionElectronica/es/Plantilla100Detalle/1251181050732/11/1284627297720/Tramite>

- 
- [84] Del Mar, M. D. M. (2023, 26 abril). Parques eólicos: ¿cómo se construyen? Por Endesa. Asociación Empresarial Eólica. <https://aeeolica.org/parques-eolicos-como-se-construyen-por-endesa/>
- [85] CTE. (2025, October 23). ¿Cuánto tiempo lleva construir una planta de energía eólica? - Blog. <https://es.yanturbo.com/blog/how-long-does-it-take-to-build-a-wind-power-plant-1529836.html>
- [86] Redeia. (s. f.-c). No renovables detalle emisiones CO2. Redeia. <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>
- [87] Redeia (Marzo de 2021), Emisiones de CO2 asociadas a la generación de electricidad en España <https://share.google/mIP7FFrXGbiyHfoQO>
- [88] Desarrollo Sostenible. (2017, 13 noviembre). La Asamblea General adopta la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2015/09/la-asamblea-general-adopta-la-agenda-2030-para-el-desarrollo-sostenible/>
- [89] Jiménez, D. (2025, 11 noviembre). La energía eólica es clave para alcanzar 6 de los 17 ODS de la Agenda 2030. Vientos de Futuro. <https://vientosdefuturo.org/la-energia-eolica-es-clave-para-alcanzar-6-de-los-17-ods-de-la-agenda-2030/>

## **ANEXO**

Anexo I: Elección del emplazamiento

Anexo II: Análisis de viabilidad económica

Anexo III: Planos

## *Índice de figuras del anexo*

Fig. 1. Conductor Al HEPRZ de Prysmian. [54].....	105
Fig. 2. Recurso eólico [89] .....	174
Fig. 3. Rosa de los vientos.[89] .....	174
Fig. 4. Datos registro catastral [90] .....	176
Fig. 5. Visor GeaMap de IGME.[91].....	176
Fig. 6. Imagen aérea. Google Earth Pro. ....	178
Fig. 7. Distancia a subestaciones eléctricas del emplazamiento 1. Google Earth Pro.....	179
Fig. 8. Accesos al parque. Google Earth Pro.....	180
Fig. 9. Visor de medioambiente. MITECO [93].....	181
Fig. 10. Visor de la Agencia Europea de Medio Ambiente[94] .....	182
Fig. 11. Análisis de medioambiente del emplazamiento 1 .....	183
Fig. 12. Velocidad del viento en el emplazamiento 2 .....	183
Fig. 13. Rosa de los vientos del emplazamiento 2. ....	184
Fig. 14. Análisis del tipo de terreno. IGME.[91].....	185
Fig. 15. Registro catastral. [90] .....	187
Fig. 16. Distancia a las subestaciones eléctricas. Google Earth Pro. ....	188
Fig. 17. Caminos secundarios al emplazamiento 2 .....	190
Fig. 18. Velocidad del viento. Mapa eólico ibérico. [89].....	191
Fig. 19. Rosa de los vientos. Mapa eólico ibérico.[89] .....	192
Fig. 20. Visor GeaMap de IGME.[91] .....	193
Fig. 21. Registro catastral [90] .....	194
Fig. 22. Mapa de subestaciones eléctricas cercanas. Google Earth Pro. ....	196
Fig. 23. Acceso al emplazamiento mediante la BU-701 .....	197
Fig. 24. Análisis mediambiente del emplazamiento 3.[94] .....	198
Fig. 25. Visor de la Junta de Castilla y León. [100] .....	199
Fig. 26. Comparativa de los emplazamientos.....	200

---

Fig. 27. Simulación del escenario 1: venta en el mercado diario. Excel.....	203
Fig. 28. Simulación del escenario 2: venta mediante PPA. Excel.....	203
Fig. 29. Indicadores financieros del proyecto. Escenario 1.....	204
Fig. 30. Indicadores financieros del accionista. Escenario 1.....	205
Fig. 31. Indicadores financieros del proyecto. Escenario 2.....	206
Fig. 32. Indicadores financieros del accionista. Escenario 2.....	207

## ***ANEXO I: ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO***

El objetivo de este apartado es la elección del emplazamiento en el que se ubicará el parque eólico. La metodología seguida será la evaluación de tres emplazamientos distintos en base a unos criterios de selección, descritos a continuación. Cada emplazamiento se puntuará en base a estos criterios y se elegirá el que mejor cumpla con las condiciones establecidas.

### ***1. CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO***

A la hora de elegir la ubicación del parque eólico se analizarán los siguientes criterios.

- **Recurso eólico:** se analizará la velocidad y dirección del viento, unos de los factores más determinantes. Se establecerá como requisito medio una velocidad media de 6m/s a 100 metros de altura. Se obtendrá del Mapa Eólico Ibérico.
- **Orografía:** se analizará la inclinación del terreno, con preferencia por montañas suavemente onduladas o colinas bajas, que permiten un flujo de viento uniforme y evitando terrenos abruptos que pueden generar turbulencia y reducir la eficiencia de los aerogeneradores.
- **Tipo de terreno y vegetación:** se estudiará la estabilidad del suelo y la aptitud para la construcción del parque. Para ello se evitarán terrenos rocosos que dificultan la cimentación, así como la vegetación excesiva. Se tendrá preferencia por terrenos agrícolas y pastos.
- **Interconexión eléctrica:** la proximidad a puntos de conexión de la red eléctrica será clave para la evacuación de la energía generada. Se buscará que haya subestaciones cercanas, lo que permite reducir la longitud de nuevas líneas de evacuación y minimizar las pérdidas eléctricas.
- **Accesibilidad:** se analizarán las vías de acceso para el transporte de los elementos necesarios para la construcción del parque, analizando carreteras, autopistas y

carreteras secundarias cercanas, así como la posible necesidad de mejoras de estas vías.

- Condiciones medioambientales: se buscará garantizar que el proyecto es compatible con la normativa ambiental, evaluando espacios protegidos como parques nacionales, Red Natura 2000 o Red Esmeralda del Convenio de Berna.
- Capacidad: se evaluará cuántas posiciones de aerogeneradores pueden situarse en el terreno. Se establece un mínimo de 6 o 7 posiciones.

De cara a la evaluación de los emplazamientos, se han desarrollado unos criterios de puntuación que permiten comparar los tres emplazamientos.

#### Recurso eólico

Velocidad del viento (m/s)	Puntuación
<6	0
6<v<7	1
7<v<7,5	2
v>7,5	3

#### Orografía

Pendiente media del terreno (%)	Puntuación
<5	3
5<p<10	2
10<p<15	1
p>15	0

#### Tipo de terreno

Tipo de terreno	Puntuación
Consistencia normal	3
Consistencia normal con roca puntual	2
Consistencia normal con zonas blandas	1
Roca en su mayoría	0
Consistencia blanda en su mayoría	0

#### Medio ambiente

Descripción	Puntuación
No afecta a espacios naturales ni protegidos a más de 15 km	3
No afecta a espacios naturales ni protegidos entre 5 y 15 km	2
No afecta a espacios naturales ni protegidos a menos de 5 km	1

#### Vegetación

Tipo cubierta vegetal	Puntuación
Monte bajo	3
Monte bajo con árboles puntuales	2
Bosque	1

**Interconexión eléctrica**

Distancia y nivel de tensión	Puntuación
Más de 50km para más de 220kV	0
Entre 25 y 50 km para menos de 220kV	2
Menos de 25km para menos de 220kV	3

**Accesibilidad**

Carreteras y puertos de llegada	Puntuación
Buenas carreteras y puertos de llegada	3
Reforma puntual carreteras y buen puerto de llegada	2
Reforma carreteras y sin puerto factible	0

**Capacidad**

Potencia	Puntuación
< 40 MW	0
40 y 45 MW	1
45 y 50 MW	2
>50 MW	3

## 2. *EMPLAZAMIENTO 1*

El primer emplazamiento se sitúa en Higuera, en la provincia de Albacete.

En sus proximidades ya operan varios parques eólicos. Algunos ejemplos incluyen el Parque eólico Malefatón, de 75 turbinas y una potencia nominal total de 49.599 kW [90], o el parque eólico Higuera, con 57 turbinas y una potencia nominal total de 37.620 kW, ambos desarrollados por Acciona Energía y operados por Iberdrola Renewables.

## 2.1. RECURSO EÓLICO

El Mapa Eólico Ibérico muestra unas velocidades superiores a 7 m/s a 100 m de altura en la ubicación seleccionada, como se muestra en la siguiente figura.

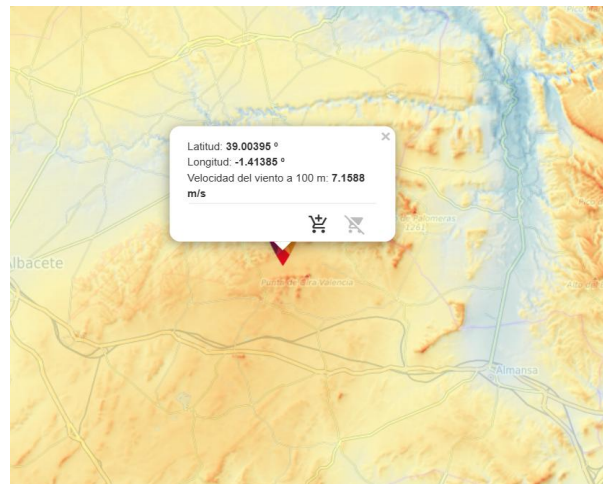


Fig. 2. Recurso eólico [91]

Además, la rosa de los vientos indica la dirección predominante media, lo que permite optimizar la orientación de los aerogeneradores para maximizar la eficiencia energética.

### Rosa de vientos a la altura seleccionada

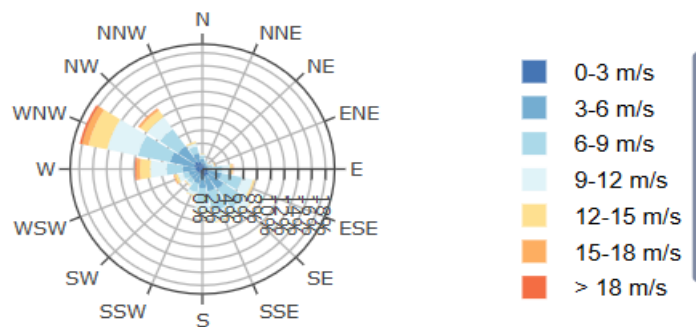


Fig. 3. Rosa de los vientos.[91]

## 2.2. OROGRAFÍA

Se han obtenido valores de altitud entre 986 y 1.039 metros de altura. La inclinación media se sitúa alrededor del 5%, alcanzando en algunos puntos el 9%.

## 2.3. TIPO DE TERRENO

La ubicación de los aerogeneradores se producirá en distintas parcelas. A continuación, se incluyen los datos de estas recogidos del registro catastral.

Como se puede observar, se trata de terrenos de clase rústico y uso principal agrario. Entre los principales cultivos de estas se encuentra el labor o labradío seco, matorral y pastos.


DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE			
Referencia catastral	02039A012000390000YF 		
Localización	Polígono 12 Parcela 39 LA VICTORIANA, HIGUERUELA (ALBACETE)		
Clase	Rústico		
Uso principal	Agrario		


PARCELA CATASTRAL	
	Localización Polígono 12 Parcela 39 LA VICTORIANA, HIGUERUELA (ALBACETE)
Superficie gráfica	65.094 m <sup>2</sup>

CULTIVO			
Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m <sup>2</sup>
a	C- Labor o Labradío seco	02	61.313
b	MT Matorral	00	3.781

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE			
Referencia catastral	02039A012000110000YM 		
Localización	Polígono 12 Parcela 11 ERA VIEJA, HIGUERUELA (ALBACETE)		
Clase	Rústico		
Uso principal	Agrario		

PARCELA CATASTRAL	
	Localización: Polígono 12 Parcela 11 ERA VIEJA, HIGUERUELA (ALBACETE)
	Superficie gráfica: 170.382 m <sup>2</sup>

CULTIVO			
Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m <sup>2</sup>
a	C- Labor o Labradío seco	03	48.982
b	E- Pastos	00	90.901
c	C- Labor o Labradío seco	03	22.184
d	C- Labor o Labradío seco	03	8.315

Fig. 4. Datos registro catastral [92]

Además, se ha analizado la cartografía geológica de España mediante el visor Geomap, que permite visualizar los datos elaborados por el IGME.

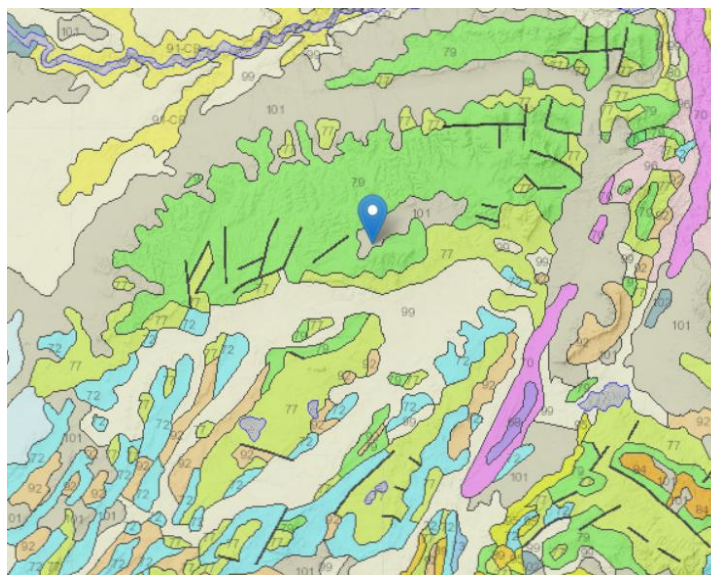


Fig. 5. Visor GeaMap de IGME.[93]

*Número 101*

Litología específica	Eon - Era	Subera	Sistema
Conglomerados, gravas, arenas, areniscas, limos y arcillas. Terrazas fluviales y marinas	CENOZOICO	CUATERNARIO	CUATERNARIO

*Número 79 y 99*

Litología genérica	Litología específica	Eon - Era	Subera	Sistema
Calizas; dolomías y margas; Areniscas	Margas y arcillas con niveles turbidíticos. Margocalizas y calizas margosas (Capas rojas)	MESOZOICO		CRETACICO

Las litologías presentes en el área de estudio, como conglomerados, areniscas, calizas, dolomías y depósitos fluviales, son habituales en emplazamientos de parques eólicos en España. Estas formaciones presentan, en general, condiciones geotécnicas adecuadas para la cimentación de aerogeneradores, aunque en zonas con materiales sueltos como gravas, arenas o limos, es necesario realizar estudios geotécnicos.

## **2.4. VEGETACIÓN**

Como se ha explicado anteriormente en el análisis del registro catastral, entre los principales cultivos se encuentra el labor o labradío seco, matorral y pastos.

Además, la imagen aérea del emplazamiento muestra predominantemente parcelas de cultivo con poca vegetación



*Fig. 6. Imagen aérea. Google Earth Pro.*

Por tanto, no se encuentran signos de alta vegetación que podrían reducir la velocidad del viento, aumentar la turbulencia y por tanto la fatiga de los aerogeneradores, o producir el efecto estela y, por tanto, se descarta la necesidad de tala.

## **2.5. INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

Se han encontrado tres subestaciones eléctricas cercanas que permitirían la conexión a la red eléctrica.

En primer lugar, la subestación eléctrica 30/220 kV del parque eólico de Malefatón, situada a 2.000 metros aproximadamente del centro del parque objeto de estudio. La evacuación desde la SET Malefatón 132/20 kV se realiza mediante la infraestructura actualmente existente y que opera para varios parques eólicos. Esta infraestructura consta de varias líneas aéreas y subestaciones interconectadas. Finalmente, la energía de la instalación de hibridación llega hasta la SET Romica 400 kV, propiedad de Redeia, en donde conecta mediante transformador.[90]

En segundo lugar, la subestación eléctrica 132 kV del parque eólico de Higuieruela, ubicada a unos 4.900 metros. Esta subestación se conecta con la subestación Romica 132/400 kV [94], donde está establecido en el punto frontera con Redeia.

A continuación, se muestra su ubicación en el mapa.

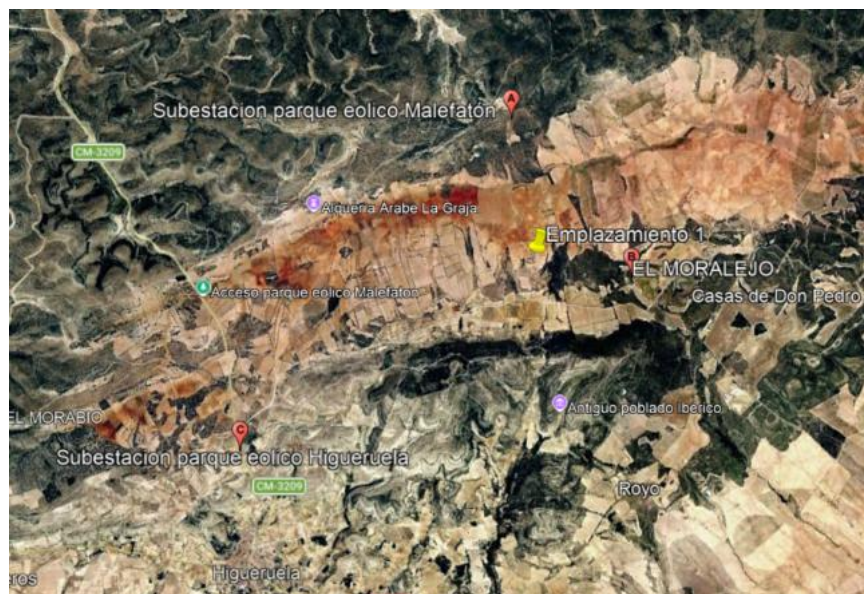


Fig. 7. Distancia a subestaciones eléctricas del emplazamiento 1. Google Earth Pro

## 2.6. ACCESIBILIDAD

El parque eólico se sitúa cerca de la carretera CM-3209 pero, para su acceso, sería necesario usar también caminos secundarios.

Como se puede observar, se trata de caminos no asfaltados. Sin embargo, la cercanía de la ubicación a los parques eólicos de Malefator y de Higuieruela implica que son aptos para el transporte de los elementos necesarios para la construcción de un parque eólico.



*Fig. 8. Accesos al parque. Google Earth Pro.*

## **2.7. MEDIOAMBIENTE**

Se ha comprobado que no exista ningún espacio protegido que impida la construcción de un parque eólico en la zona.

En primer lugar, se ha utilizado el visor cartográfico de red de parques Nacionales del MITECO, comprobando que no hay ningún parque natural en la ubicación elegida.



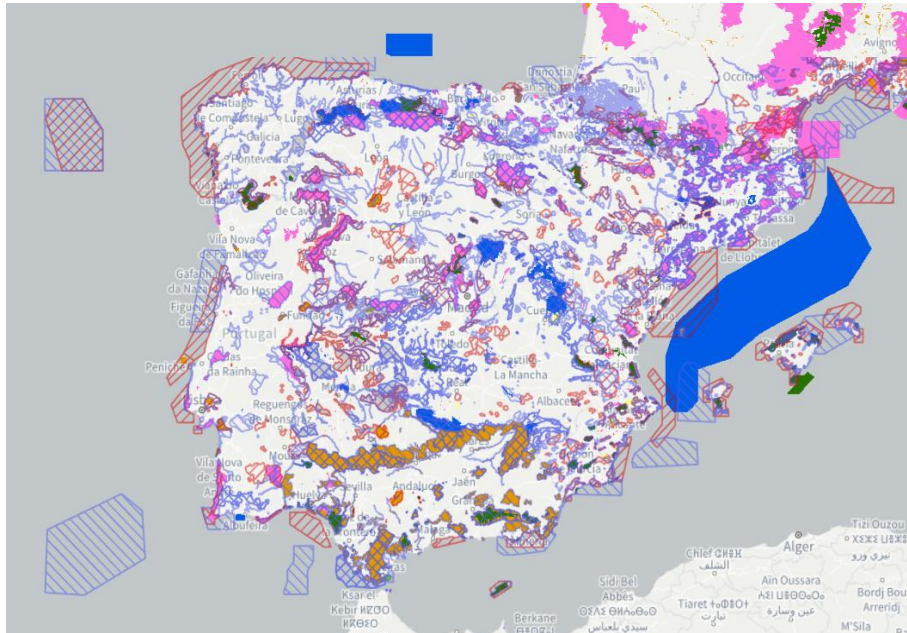


Fig. 10. Visor de la Agencia Europea de Medio Ambiente[96]

A continuación, se muestra una comparativa entre el mapa proporcionado por la Agencia Europea de Medio Ambiente y la imagen de Google Earth Pro, que permite ubicar el parque eólico. En dicha comparativa, el emplazamiento del parque se ha señalado en color naranja.

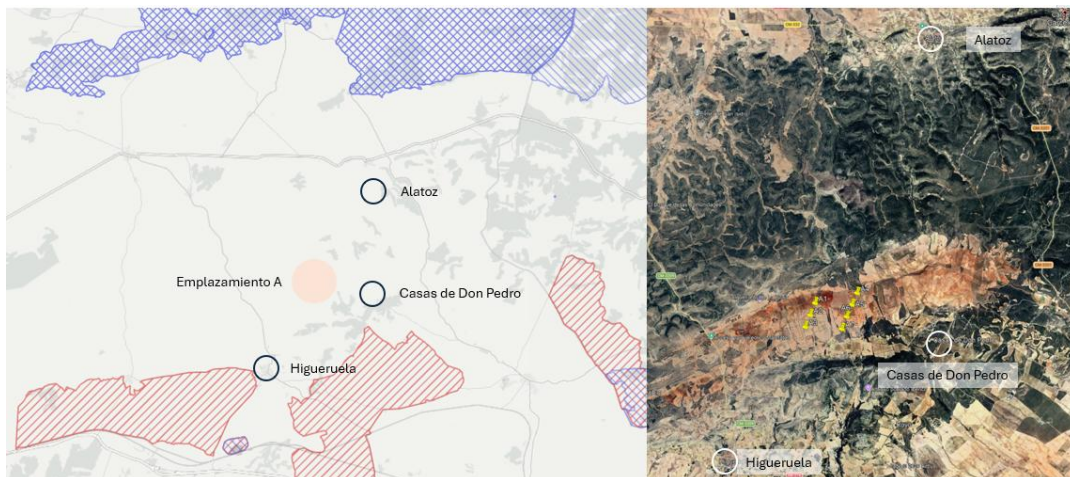


Fig. 11. Análisis de medioambiente del emplazamiento 1.

Así, se ha comprobado que el emplazamiento elegido está entre 5 y 10 km de las áreas con restricción medioambiental, lo que permite su ubicación.

### 3. EMPLAZAMIENTO 2

La velocidad del viento se ha obtenido utilizando el Mapa Eólico Ibérico, que muestra un valor superior a 7,5 m/s a 100 en la ubicación seleccionada.

#### 3.1. RECURSO EÓLICO

La velocidad del viento se ha obtenido utilizando el Mapa Eólico Ibérico, que muestra un valor superior a 7,5 m/s a 100 en la ubicación seleccionada.

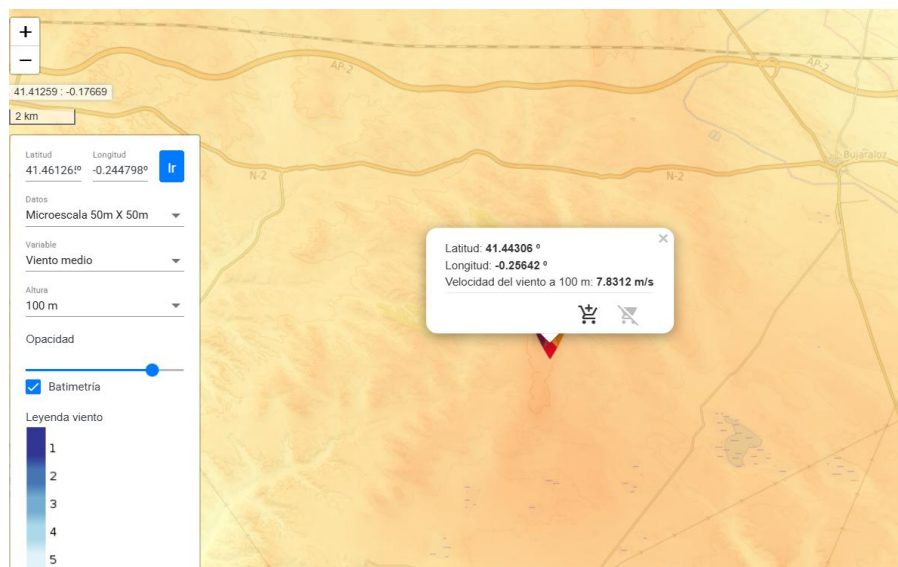


Fig. 12. Velocidad del viento en el emplazamiento 2

Además, la rosa de los vientos muestra la dirección predominante del viento, y permite ubicar los aerogeneradores en una hilera, perpendicularmente a la dirección predominante.

### Rosa de vientos a la altura seleccionada

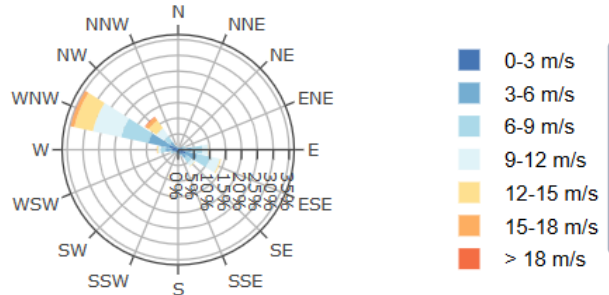


Fig. 13. Rosa de los vientos del emplazamiento 2.

## 3.2. OROGRAFÍA

Se han analizado distintos puntos del emplazamiento, concluyendo que la inclinación es cercana al 5%.

La inclinación del terreno, por tanto, es baja y apta para la ubicación de aerogeneradores.

## 3.3. TIPO DE TERRENO

Mediante el visor Geomap, se ha analizado la cartografía geológica de España, que permite visualizar los datos elaborados por el IGME.

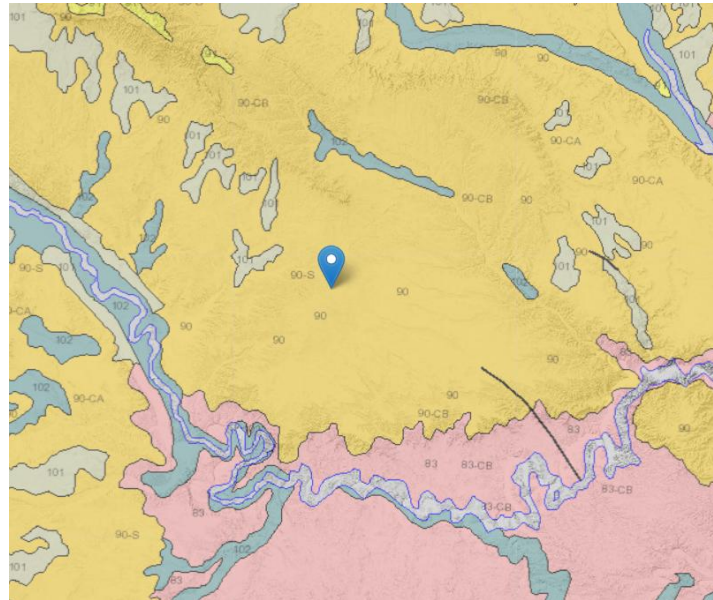


Fig. 14. Análisis del tipo de terreno. IGME.[93]



A continuación, se encuentra la descripción litológica de la zona 90, donde se ubica el emplazamiento.


Litología genérica	Litología específica	Eon - Era	Subera
Conglomerados; areniscas; arcillas; calizas y evaporitas; Vulcanitas basicas	Calizas arrecifales, calcarenitas y conglomerados. Arcillas con olistolitos	CENOZOICO	TERCIARIO

Estas características litológicas indican que el emplazamiento se localiza sobre materiales sedimentarios relativamente habituales en este tipo de entornos, lo que proporciona una base geológica adecuada para la implantación de infraestructuras, como los aerogeneradores, siempre que se tengan en cuenta las condiciones geotécnicas específicas durante el diseño y la ejecución de las cimentaciones.

Además, se ha consultado el registro catastral y, a continuación, se muestran algunos ejemplos de las parcelas donde se prevé la implantación de los aerogeneradores.


De acuerdo con esta información, se trata mayoritariamente de parcelas clasificadas como suelo rústico, con uso agrario y aprovechamientos de tipo labor o labradío de secano, pastos y, en algunos casos, terrenos considerados improductivos.


DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE	
Referencia catastral	50209A029000390000RJ 
Localización	Polígono 29 Parcela 39 LAS PLANAS. PINA DE EBRO (ZARAGOZA)
Clase	Rústico
Uso principal	Agrario
Superficie construida 	126 m <sup>2</sup>
Año construcción	1920

PARCELA CATASTRAL	
	Parcela construida sin división horizontal
Localización	Polígono 29 Parcela 39 LAS PLANAS. PINA DE EBRO (ZARAGOZA)
Superficie gráfica	702.930 m <sup>2</sup>

CONSTRUCCIÓN						
Uso principal	Escalera	Planta	Puerta	Superficie m <sup>2</sup>	Tipo Reforma	Fecha Reforma
AGRARIO				126		

CULTIVO			
Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m <sup>2</sup>
a	C- Labor o Labradío secano	03	690.299
b	E- Pastos	03	12.505

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE	
Referencia catastral	50209A028000380000RH 
Localización	Polígono 28 Parcela 38 LAS PLANAS. PINA DE EBRO (ZARAGOZA)
Clase	Rústico
Uso principal	Agrario

PARCELA CATASTRAL	
	Parcela construida sin división horizontal
Localización	Polígono 28 Parcela 38 LAS PLANAS. PINA DE EBRO (ZARAGOZA)
Superficie gráfica	210.394 m <sup>2</sup>

CULTIVO			
Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m <sup>2</sup>
a	C- Labor o Labradío secano	03	208.857
b	I- Improductivo	00	1.537

*Fig. 15. Registro catastral. [92]*

Así, el área seleccionada presenta un carácter predominantemente rural y agrícola, con escasa presencia de usos urbanos o edificaciones, lo que la convierte en una localización adecuada para la implantación del parque eólico desde el punto de vista territorial y de compatibilidad de usos del suelo.

### **3.4. VEGETACIÓN**

En el apartado anterior se concluye, a partir de la información obtenida del registro catastral, que las parcelas presentan una clasificación de suelo rústico, con uso agrario y aprovechamientos principalmente de tipo labor o labradío de secano, así como áreas destinadas a pastos y algunas superficies consideradas improductivas.

Por otra parte, el análisis visual realizado mediante imágenes de Google Earth Pro permite confirmar esta información, ya que se observa que el entorno está formado mayoritariamente por parcelas agrícolas, zonas de cultivo y áreas de vegetación baja, sin presencia significativa de edificaciones o desarrollos urbanos.

Estos factores indican que se trata de un terreno compatible con la implantación del parque eólico desde el punto de vista de vegetación.

### **3.5. INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

Las infraestructuras eléctricas más cercanas al emplazamiento del parque eólico corresponden principalmente a subestaciones pertenecientes a la red de transporte gestionada por Redeia, responsable de la operación y el transporte de electricidad en el sistema eléctrico español. Estas instalaciones permiten evacuar la energía generada por instalaciones renovables y garantizar la integración de la producción eléctrica en la red de alta tensión.

En primer lugar, se encuentra la subestación eléctrica de Peñalba (220 kV), situada aproximadamente a 13 km del emplazamiento del parque. Esta subestación forma parte de la red de transporte de alta tensión y se ubica en el término municipal de Peñalba. Además, se han tramitado proyectos para su ampliación y para el desarrollo de nuevas líneas asociadas, lo que refuerza su papel como nodo de evacuación eléctrica en la zona. [97]

Por otro lado, se localiza la subestación eléctrica de Escatrón, situada aproximadamente a 20 km del emplazamiento del parque y equipada con niveles de tensión de 400/220 kV, lo que la convierte en un nodo relevante dentro de la red de transporte peninsular. Esta instalación se conecta con diversas líneas de alta tensión que enlazan distintos puntos del sistema eléctrico, como las líneas Aragón-Escatrón (400 kV) o Escatrón-Espartal (220 kV), permitiendo reforzar la capacidad de evacuación eléctrica y mejorar la fiabilidad del suministro. [98]

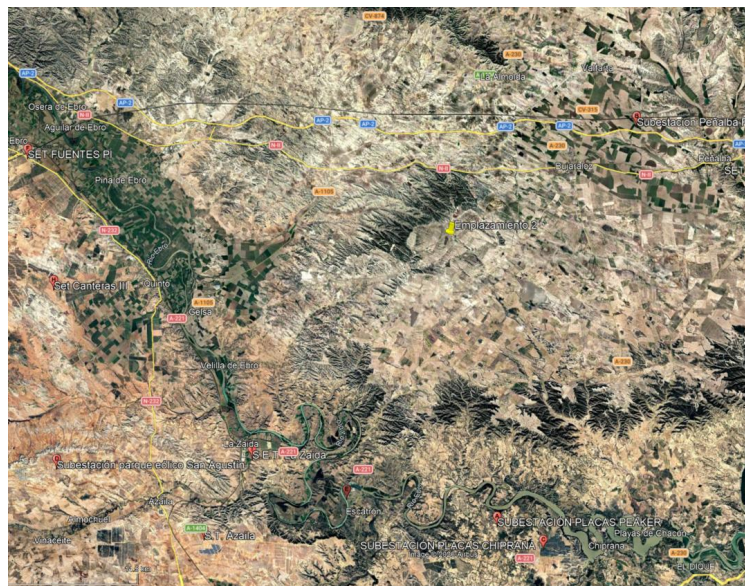


Fig. 16. Distancia a las subestaciones eléctricas. Google Earth Pro.

En el mapa anterior se representan en color rojo las subestaciones eléctricas existentes para visualizar la distancia desde la ubicación del emplazamiento.

### **3.6. ACCESIBILIDAD**

La accesibilidad al emplazamiento del parque eólico es adecuada, ya que se encuentra próximo a varias infraestructuras viarias de distinta categoría que facilitan tanto el acceso durante la fase de construcción como las labores de operación y mantenimiento posteriores.

El acceso principal puede realizarse desde la carretera N-II, una vía de gran capacidad que conecta importantes núcleos urbanos del valle del Ebro y es una de las principales carreteras entre Madrid, Zaragoza y Barcelona, o desde la autopista AP-2, que conecta Zaragoza con el Mediterráneo. Además, el emplazamiento es accesible desde la carretera autonómica A-2105. Finalmente, el acceso directo a las zonas previstas para la instalación de los aerogeneradores se realizaría a través de carreteras secundarias y caminos rurales existentes, utilizados actualmente para el acceso a parcelas agrícolas y explotaciones ganaderas. Estos caminos permitirían llegar al emplazamiento, aunque en algunos casos requerirían mejoras puntuales, ensanchamientos y refuerzos, entre otros.



*Fig. 17. Caminos secundarios al emplazamiento 2*

### **3.7. MEDIOAMBIENTE**

Al igual que para el emplazamiento 1, se ha utilizado el visor cartográfico de red de parques Nacionales del MITECO, para comprobar que no hay ningún parque natural en la ubicación elegida.

Sin embargo, al revisar el visor de la Agencia Europea de Medio Ambiente , que permite localizar espacios pertenecientes a la Red Natura 2000 y a la Red Esmeralda del Convenio de Berna, se ha observado que el emplazamiento se ubicaría en los Monegros, una zona protegida por la Directiva de Hábitats (pSCI, SCI, SAC) como una Zona Especial de Conservación (ZEC), lo que imposibilita su ubicación.

## 4. EMPLAZAMIENTO 3

El tercer emplazamiento se ubica en Sotolengo, cercano a Barrios de Colina en la provincia de Burgos.

En esta zona se encuentran el Parque eólico Monasterio de Rodilla, el parque eólico Bureba y el parque eólico “Las Viñas”, entre otros.

### 4.1. RECURSO EÓLICO

La velocidad del viento obtenida del Mapa Eólico Iberico se sitúa alrededor de 7,5 m/s en la ubicación seleccionada.



Fig. 18. Velocidad del viento. Mapa eólico ibérico. [91]

Además, este mapa muestra la rosa de los vientos, que permite estimar la dirección predominante del viento, perpendicular a la cual se situarán los aerogeneradores.

Rosa de vientos a la altura seleccionada

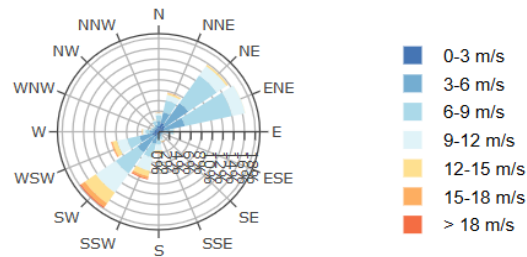


Fig. 19. Rosa de los vientos. Mapa eólico ibérico.[91]

## 4.2. OROGRAFÍA

Se ha calculado la inclinación de distintos puntos en los que potencialmente se podrían ubicar los aerogeneradores.

La inclinación se sitúa entre 0,5%, y 6%, del aerogenerador 3 al 4, siendo la media del 3%.

La inclinación del terreno es por tanto baja y apta para la ubicación del parque eólico.

## 4.3. TIPO DE TERRENO

Para determinar el tipo de terreno, se ha analizado la cartografía geológica de España mediante el visor Geomap, que permite visualizar los datos elaborados por el IGME.



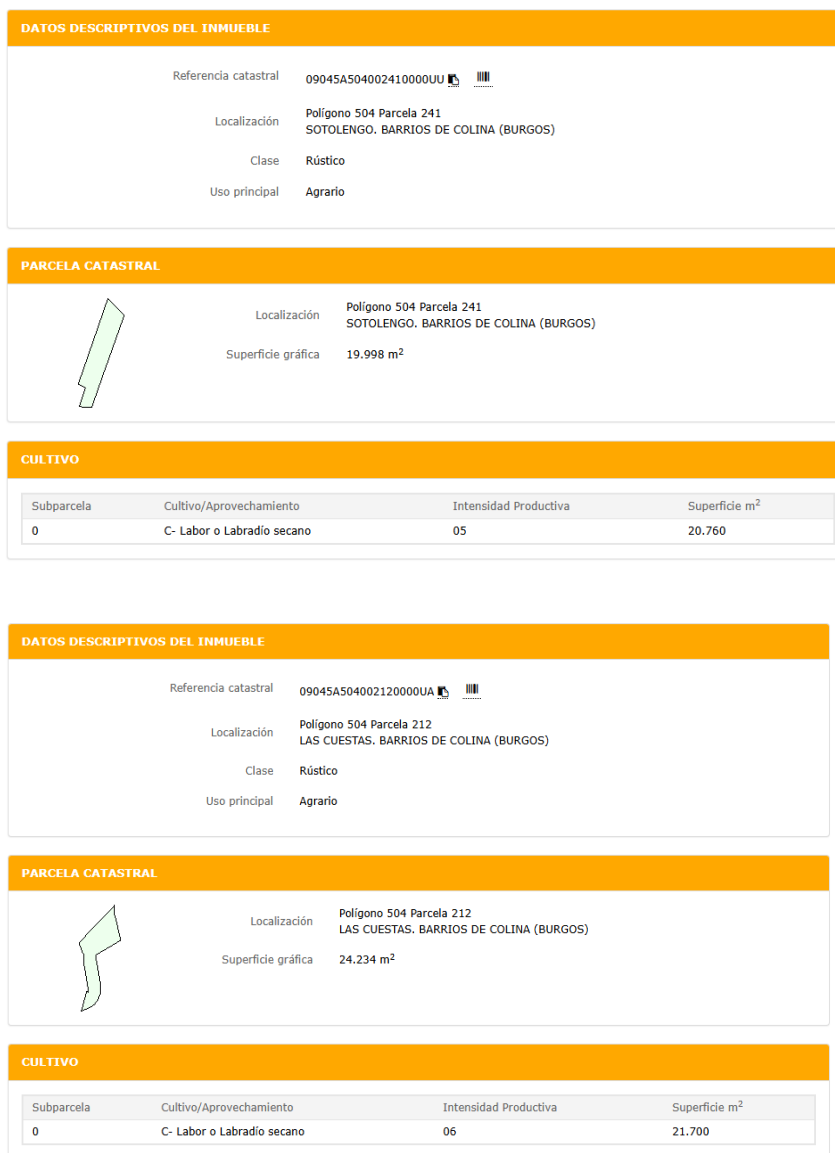


Fig. 21. Registro catastral [92]

Se trata por tanto de un terreno principalmente agrícola no urbanizado, lo que facilita la instalación de la infraestructura eólica sin conflictos significativos con construcciones o urbanismo.

#### ***4.4. VEGETACIÓN***

Como se puede observar en la imagen, el terreno está formado predominantemente por campos de cultivo y parcelas con alguna o poca vegetación.

Además, en el apartado anterior se ha concluido que se trata de terrenos rústicos con uso principal agrarios, de labradío seco y, por tanto, apto para la instalación de los aerogeneradores.

#### ***4.5. INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA***

Como se puede observar en el siguiente mapa, hay varias subestaciones eléctricas cercanas.

Las más cercanas son la Subestación Castil de Peones, a 11km de distancia, o la subestación eléctrica de Villimar a 14 km.

La subestación de Castil de Peones situada en el término municipal de Quintanavides, en el P.K. 405 +700 de la línea del ferrocarril convencional Madrid-Hendaya, es alimentada por medio de una línea propiedad de ADIF que une las distintas subestaciones del tramo de 45 kV, y que esta instalación transforma en 3.300 V de corriente continua. [100]

Por su parte, la subestación Villimar perteneciente a la red de transporte y distribución, dispone de dos transformadores de 100 y 93 MVA, que transforman la muy alta tensión (220kV) en alta tensión (45kV).[101]

Otras subestaciones cercanas son la del Parque eólico Cerro Blanco, a 16km, la de Briviesca a 20 km o la del parque eólico las Viñas, a 22km.

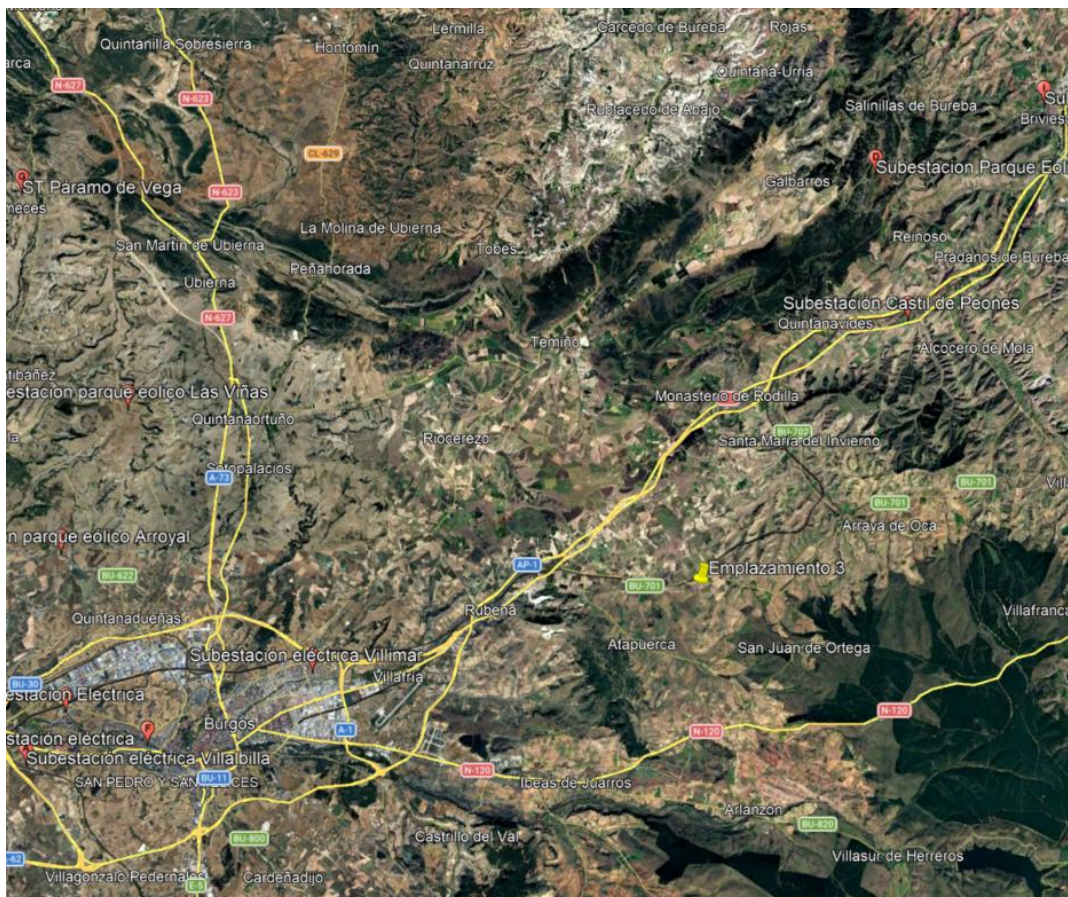


Fig. 22. Mapa de subestaciones eléctricas cercanas. Google Earth Pro.

#### 4.6. ACCESIBILIDAD

El acceso al emplazamiento del parque eólico se realiza a través de autopistas y carreteras bien conectadas.

En primer lugar, se puede acceder desde la autopista AP-1, una de las principales vías de comunicación de la zona que facilita la conexión con la red de carreteras de alta capacidad. Además, muy cercana al emplazamiento pasa la carretera nacional N-1, que conecta con diversas vías secundarias que articulan el acceso a los municipios y áreas rurales del entorno.

Finalmente, el acceso directo al emplazamiento se realiza a través de la carretera BU-701, una vía de carácter local que llega prácticamente hasta la zona prevista para la implantación de los aerogeneradores. Esta carretera permite acceder de forma directa al área del proyecto y enlaza con caminos rurales utilizados para el acceso a parcelas agrícolas.

En la imagen mostrada a continuación se puede observar la vista del acceso al emplazamiento desde la carretera BU-701, que es asfaltada. Así, se pueden apreciar las condiciones del entorno y la proximidad de la vía al área donde se plantea ubicar el parque eólico. Además, en caso necesario, estos accesos podrían adaptarse mediante pequeñas actuaciones de mejora como acondicionamiento, ampliación de anchura o adecuación de radios de giro.



*Fig. 23. Acceso al emplazamiento mediante la BU-701*

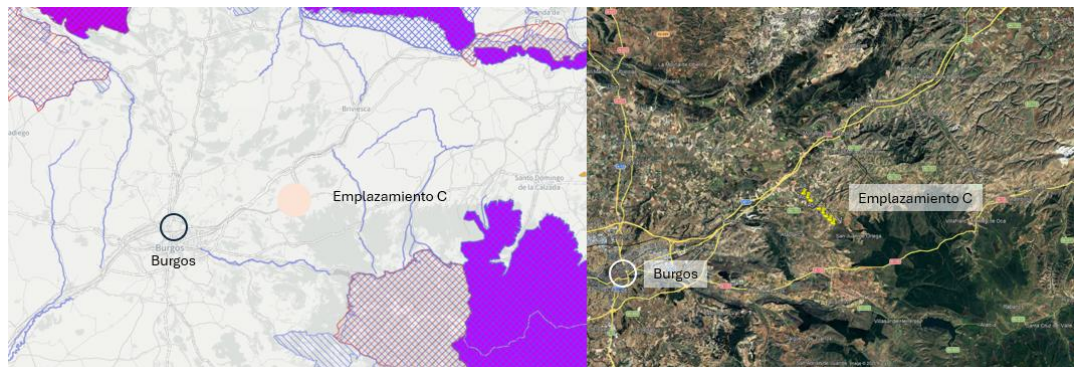
#### **4.7. MEDIOAMBIENTE**

Se ha verificado que en el área de estudio no existe ningún espacio protegido que limite o impida la posible implantación de un parque eólico.

En primer lugar, se ha consultado el visor cartográfico de la red de Parques Nacionales del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), con el objetivo de comprobar la presencia de espacios naturales protegidos en el entorno. A partir de esta consulta se ha confirmado que no existe ningún parque nacional ni parque natural en la ubicación seleccionada.

Posteriormente, se ha realizado una verificación adicional mediante el visor de la Agencia Europea de Medioambiente, analizando la posible proximidad del emplazamiento a áreas incluidas en la Red Natura 2000 y en la Red Esmeralda del Convenio de Berna.

A continuación, se presenta una comparación entre la cartografía proporcionada por la Agencia Europea de Medio Ambiente y la imagen obtenida a partir de Google Earth Pro, lo que permite identificar con precisión la localización del parque eólico. En esta comparativa, el área prevista para la implantación del parque se ha señalado en color naranja.



*Fig. 24. Análisis mediambiente del emplazamiento 3.[96]*

De este análisis se concluye que el emplazamiento seleccionado se sitúa aproximadamente entre 5 y 10 km de las zonas con restricciones medioambientales, una distancia suficiente que indica que no existen limitaciones directas asociadas a espacios protegidos que impidan el desarrollo del proyecto en la ubicación propuesta.

Por último, se ha llevado a cabo la comprobación de que no se encuentra situada en una zona de exclusión eólica de acuerdo con el Visor de la Junta de Castilla y León que restringe las siguientes zonas:

- Red de Áreas Naturales Protegidas, salvo en los montes protectores y en los catalogados de utilidad pública
- Áreas críticas de especies protegidas con plan de conservación o recuperación
- Distancia a menos de 500 metros de un bien de interés cultural
- Distancia a menos de 1.000 metros de núcleos urbanos
- Distancia a menos de 1.000 de centros educativos, centros sanitarios y sociosanitarios ubicados en suelo rústico
- Zonas de regadíos

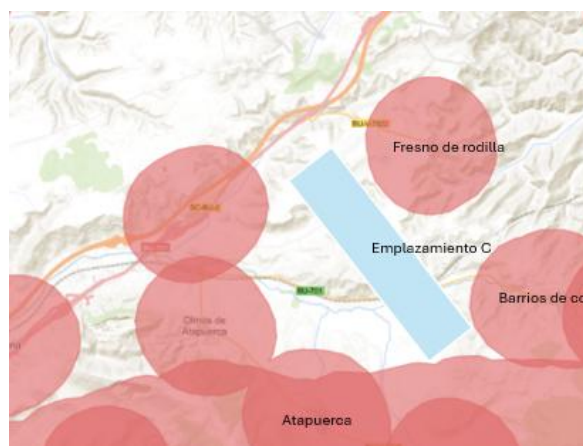


Fig. 25. Visor de la Junta de Castilla y León. [102]

Se concluye, por tanto, que es viable su instalación desde el punto de vista medioambiental.

#### **4.8. COMPARATIVA**

Se realiza una comparativa de los tres emplazamientos, siendo el emplazamiento C en Barrios de Colina, Burgos, el elegido por cumplir mejor los criterios establecidos de recurso

eólico, orografía, tipo de terreno vegetación, interconexión eléctrica, accesibilidad, medioambiente y potencial de generación.

	Recurso eólico	Orografía	Tipo terreno	Vegetación	Interconexión eléctrica	Accesibilidad	Ambiental	Potencia estimada (MW)	Total
A	2	2	2	3	3	2	2	2	18
B	3	2	1	3	3	2	0	3	17
C	3	2	2	3	3	2	2	3	20

Fig. 26. Comparativa de los emplazamientos



## ANEXO II: ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA

### 1. ESCENARIO 1: VENTA EN EL MERCADO DIARIO

Escenario 1: Venta en el mercado diario

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
Energía producida (MWh/año)	178.040	178.040	178.040	178.040	178.040	178.040	178.040	178.040	178.040	178.040	178.040	178.040	178.040	178.040	178.040	178.040	178.040	178.040	178.040	178.040	178.040
Precio de la energía (€/MWh)	48,4	49,1	49,9	50,7	51,5	52,3	53,2	54,0	54,9	55,8	56,7	57,6	58,5	59,4	60,3	61,3	62,3	63,3	64,3	65,4	66,4
Ingresos de explotación (€)	8.608.234	8.745.966	8.885.901	9.028.076	9.172.525	9.319.285	9.468.394	9.619.888	9.773.806	9.930.187	10.089.070	10.250.495	10.414.503	10.581.139	10.750.433	10.922.440	11.097.199	11.274.755	11.455.151	11.638.433	11.829.526
Costes de explotación (€)	1.129.260	1.155.233	1.181.803	1.208.985	1.236.791	1.265.238	1.294.338	1.324.108	1.354.562	1.385.717	1.417.589	1.450.193	1.483.549	1.517.669	1.552.576	1.588.285	1.624.816	1.662.186	1.700.417	1.739.526	1.779.526
Impuesto de generación (€)	602.576	612.218	622.013	631.965	642.077	652.350	662.788	673.392	684.166	695.113	706.235	717.535	729.015	740.679	752.530	764.571	776.804	789.233	801.861	814.690	827.726
Amortización (€)	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231
Beneficio antes de Intereses e impuestos (EBIT)	2.892.167	2.994.285	3.097.854	3.202.895	3.309.426	3.417.467	3.527.038	3.638.158	3.750.847	3.865.126	3.981.016	4.098.537	4.217.710	4.338.596	4.461.097	4.589.585	4.724.076	4.864.671	5.011.472	5.164.589	5.324.133
Flujo de Caja Libre (FCF)	59.763.458	59.763.458	59.763.458	59.763.458	59.763.458	59.763.458	59.763.458	59.763.458	59.763.458	59.763.458	59.763.458	59.763.458	59.763.458	59.763.458	59.763.458	59.763.458	59.763.458	59.763.458	59.763.458	59.763.458	59.763.458
Inversión en inmovilizado (€)																					
Beneficios antes de impuestos (€)	2.892.167	2.994.285	3.097.854	3.202.895	3.309.426	3.417.467	3.527.038	3.638.158	3.750.847	3.865.126	3.981.016	4.098.537	4.217.710	4.338.596	4.461.097	4.589.585	4.724.076	4.864.671	5.011.472	5.164.589	5.324.133
Impuesto de sociedades (€)	723.042	748.571	774.464	800.724	827.357	854.367	881.759	909.539	937.712	966.282	995.254	1.024.634	1.054.427	1.084.639	1.115.274	1.147.336	1.179.825	1.212.739	1.246.079	1.279.854	1.314.074
Amortización (€)	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231
NOF (€)	602.576	612.218	622.013	631.965	642.077	652.350	662.788	673.392	684.166	695.113	706.235	717.535	729.015	740.679	752.530	764.571	776.804	789.233	801.861	814.690	827.726
FCF Proyecto (€)	59.763.458	5.550.760	5.617.726	5.688.608	5.764.437	5.824.223	5.884.981	5.966.721	6.039.457	6.113.199	6.187.962	6.263.758	6.340.598	6.418.498	6.497.468	6.577.523	6.662.618	6.744.881	6.828.269	6.912.795	7.002.472
<b>VAN</b>	<b>11.351.393 €</b>																				
<b>TIR</b>	<b>7,66%</b>																				
<b>Payback</b>	<b>10,18</b>																				
<b>Deuda</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
Préstamo pendiente de amortizar (€)	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766
Cuota anual por el método francés (€)	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729
Intereses	2.868.646	2.745.401	2.614.761	2.476.283	2.329.497	2.173.903	2.008.973	1.834.148	1.648.833	1.452.399	1.244.179	1.023.466	789.611	541.518	278.645						
Amortización	2.054.083	2.177.328	2.307.967	2.446.445	2.593.232	2.748.826	2.913.796	3.088.581	3.273.896	3.470.329	3.678.549	3.899.262	4.133.218	4.381.211	4.644.084						
Capital pendiente amortizar	45.756.683	43.579.356	41.271.389	38.824.943	36.231.711	33.482.885	30.569.130	27.480.549	24.206.653	20.736.324	17.057.775	13.158.512	9.025.295	4.644.084	0						
Amortización acumulada	2.054.083	4.231.410	6.539.378	8.985.823	11.579.055	14.327.881	17.241.636	20.330.217	23.604.113	27.074.442	30.752.992	34.652.254	38.785.472	43.166.683	47.810.766						
Flujo de caja de la deuda																					
Préstamo	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766	47.810.766
Intereses		2.868.646	2.745.401	2.614.761	2.476.283	2.329.497	2.173.903	2.008.973	1.834.148	1.648.833	1.452.399	1.244.179	1.023.466	789.611	541.518	278.645					
Amortización del préstamo		2.054.083	2.177.328	2.307.967	2.446.445	2.593.232	2.748.826	2.913.796	3.088.581	3.273.896	3.470.329	3.678.549	3.899.262	4.133.218	4.381.211	4.644.084					
Alfome fiscal		717.161.492	686.300.232	653.690.337	619.070.827	582.374.149	543.475.985	502.243.279	458.536.945	412.208.239	363.099.795	310.444.857	255.966.619	197.377.687	133.379.418	69.661.264					
FCF Deuda	47.810.766	-4.205.367	-4.236.379	-4.269.038	-4.303.658	-4.340.354	-4.379.233	-4.420.485	-4.464.192	-4.510.520	-4.559.629	-4.611.684	-4.668.682	-4.729.551	-4.795.249	-4.869.687					
FCF del accionista	-11.952.692	1.345.212	1.381.348	1.416.570	1.450.779	1.483.869	1.515.728	1.546.236	1.575.265	1.602.679	1.628.333	1.652.074	1.673.736	1.693.147	1.710.119	1.724.455	5.662.618	5.744.681	5.828.269	5.912.795	5.998.472
<b>VAN</b>	<b>14.100.284 €</b>																				
<b>TIR</b>	<b>14,03%</b>																				
<b>Payback</b>	<b>6,15</b>																				

Fig. 27. Simulación del escenario 1: venta en el mercado diario. Excel.

## 2. ESCENARIO 2: VENTA MEDIANTE PPA

Escenario 2: Venta por PPA

Cuenta de Pérdidas y Ganancias (M€)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Energía vendida por PPA (MWh/año)	142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	142.432	
Precio energía PPA (€/MWh)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
Energía vendida a la red (MWh/año)	35.608,0	35.608,0	35.608,0	35.608,0	35.608,0	35.608,0	35.608,0	35.608,0	35.608,0	35.608,0	35.608,0	178.040,0	178.040,0	178.040,0	178.040,0	178.040,0	178.040,0	178.040,0	178.040,0	178.040,0	178.040,0	178.040,0	
Precio energía a la red (€/MWh)	48,4	49,1	49,9	50,7	51,5	52,3	53,2	54,0	54,9	55,9	56,7	57,6	58,5	59,4	60,4	61,3	62,3	63,3	64,3	65,4	66,4	67,4	
Ingresos de explotación (€)	8.843.247	8.870.793	8.898.780	8.927.215	8.956.105	8.985.457	9.015.279	9.045.578	9.076.361	9.107.637	9.139.500	10.089.070	10.250.495	10.411.503	10.581.135	10.750.433	10.922.440	11.097.199	11.274.755	11.455.151	11.638.433	11.824.600	
Costes de explotación (€)	1.129.260	1.155.233	1.181.803	1.208.985	1.236.791	1.265.238	1.294.338	1.324.108	1.354.562	1.385.717	1.417.589	1.450.193	1.483.548	1.517.669	1.552.576	1.588.285	1.624.816	1.662.186	1.700.417	1.739.526	1.779.526	1.819.426	
Impuesto de generación (€)	619.027	620.956	622.915	624.905	626.927	628.982	631.070	633.190	635.345	637.535	639.760	706.235	717.535	729.015	740.679	752.530	764.571	776.804	789.233	801.861	814.690	827.619	
Amortización (€)	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	
<b>Beneficio antes de intereses e impuestos (EBIT)</b>	<b>3.110.729</b>	<b>3.110.374</b>	<b>3.109.832</b>	<b>3.109.095</b>	<b>3.108.156</b>	<b>3.107.007</b>	<b>3.105.641</b>	<b>3.104.049</b>	<b>3.102.223</b>	<b>3.100.155</b>	<b>3.097.916</b>	<b>4.098.837</b>	<b>4.217.710</b>	<b>4.338.556</b>	<b>4.461.097</b>	<b>4.589.585</b>	<b>4.720.433</b>	<b>4.853.633</b>	<b>4.992.755</b>	<b>5.137.800</b>	<b>5.288.771</b>	<b>5.445.571</b>	<b>5.609.200</b>
<b>Flujo de Cajas Líquido (FCF)</b>	<b>59.763.458</b>	<b>3.110.729</b>	<b>3.110.374</b>	<b>3.109.832</b>	<b>3.109.095</b>	<b>3.108.156</b>	<b>3.107.007</b>	<b>3.105.641</b>	<b>3.104.049</b>	<b>3.102.223</b>	<b>3.100.155</b>	<b>3.098.016</b>	<b>4.098.837</b>	<b>4.217.710</b>	<b>4.338.556</b>	<b>4.461.097</b>	<b>4.589.585</b>	<b>4.720.433</b>	<b>4.853.633</b>	<b>4.992.755</b>	<b>5.137.800</b>	<b>5.288.771</b>	<b>5.445.571</b>
Inversión en inmovilizado (€)	59.763.458																						
Beneficios antes de impuestos (€)	3.110.729	3.110.374	3.109.832	3.109.095	3.108.156	3.107.007	3.105.641	3.104.049	3.102.223	3.100.155	3.098.016	4.098.837	4.217.710	4.338.556	4.461.097	4.589.585	4.720.433	4.853.633	4.992.755	5.137.800	5.288.771	5.445.571	
Impuesto de sociedades (€)	777.882	777.594	777.458	777.274	777.039	776.752	776.410	776.012	775.556	775.039	774.462	995.254	1.024.634	1.054.427	1.084.639	1.115.274	1.147.339	1.179.834	1.212.769	1.247.244	1.283.259	1.320.814	1.359.919
Amortización (€)	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231	3.984.231
NOF (€)	619.027	620.956	622.915	624.905	626.927	628.982	631.070	633.190	635.345	637.535	639.760	706.235	717.535	729.015	740.679	752.530	764.571	776.804	789.233	801.861	814.690	827.619	840.548
<b>FCF Proyecto (€)</b>	<b>-59.763.458</b>	<b>5.698.250</b>	<b>5.696.056</b>	<b>5.693.690</b>	<b>5.691.147</b>	<b>5.688.420</b>	<b>5.685.504</b>	<b>5.682.392</b>	<b>5.679.077</b>	<b>5.675.553</b>	<b>5.671.812</b>	<b>6.263.798</b>	<b>6.340.598</b>	<b>6.418.498</b>	<b>6.497.468</b>	<b>6.577.523</b>	<b>6.658.618</b>	<b>6.740.861</b>	<b>6.824.269</b>	<b>6.908.840</b>	<b>7.000.571</b>	<b>7.098.461</b>	<b>7.202.510</b>
<b>VAN</b>	<b>10.305.672 €</b>																						
<b>TIR</b>	<b>7,46%</b>																						
<b>Payback</b>	<b>10,46</b>																						
<b>Deuda</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>		
Préstamo pendiente de amortización (€)	47.810.766																						
Cuota anual por el método francés (€)		4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	4.922.729	
Intereses		2.868.646	2.745.401	2.614.761	2.476.283	2.329.497	2.173.903	2.008.973	1.834.148	1.648.833	1.452.399	1.244.179	1.023.466	789.511	541.518	278.645							
Amortización		2.054.083	2.177.328	2.307.967	2.446.446	2.593.232	2.748.826	2.913.756	3.088.581	3.273.896	3.470.329	3.678.549	3.899.262	4.133.218	4.381.211	4.644.084							
Capital pendiente amortizar		45.796.683	43.079.356	41.271.389	39.824.943	38.231.711	36.492.885	34.669.130	32.740.549	30.768.324	28.740.324	27.057.775	25.715.512	24.626.295	23.744.084								
Amortización acumulada		2.054.083	4.231.410	6.539.378	8.985.823	11.579.055	14.327.881	17.241.636	20.330.217	23.604.113	27.074.442	30.752.992	34.652.254	38.785.472	43.166.683	47.810.766							
<b>Flujo de caja de la deuda</b>																							
Préstamo		47.810.766																					
Intereses		2.868.646	2.745.401	2.614.761	2.476.283	2.329.497	2.173.903	2.008.973	1.834.148	1.648.833	1.452.399	1.244.179	1.023.466	789.511	541.518	278.645							
Amortización del préstamo		2.054.083	2.177.328	2.307.967	2.446.446	2.593.232	2.748.826	2.913.756	3.088.581	3.273.896	3.470.329	3.678.549	3.899.262	4.133.218	4.381.211	4.644.084							
Ahorro fiscal		717.611,492	686.350,252	653.680,378	619.070,827	582.374,149	543.475,6685	502.243,2792	458.536,8465	412.208,2339	363.099,7985	311.044,857	258.666,819	197.377,6867	133.378,4185	69.661,25417							
FCF Deuda		47.810.766	-4.205.567	-4.236.378	-4.269.038	-4.303.658	-4.340.354	-4.379.253	-4.420.485	-4.464.192	-4.510.520	-4.559.629	-4.611.684	-4.668.862	-4.725.351	-4.787.349	-4.853.067						
<b>FCF del accionista</b>	<b>-11.952.692</b>	<b>1.492.683</b>	<b>1.489.677</b>	<b>1.424.651</b>	<b>1.387.489</b>	<b>1.348.065</b>	<b>1.306.251</b>	<b>1.261.906</b>	<b>1.214.885</b>	<b>1.165.032</b>	<b>1.112.183</b>	<b>1.652.074</b>	<b>1.693.147</b>	<b>1.710.119</b>	<b>1.724.455</b>	<b>1.724.455</b>	<b>5.662.618</b>	<b>5.744.881</b>	<b>5.828.269</b>	<b>5.912.795</b>	<b>5.998.472</b>	<b>6.084.200</b>	<b>6.170.000</b>
<b>VAN</b>	<b>13.094.564 €</b>																						
<b>TIR</b>	<b>13,45%</b>																						
<b>Payback</b>	<b>8,91</b>																						

Fig. 28. Simulación del escenario 2: venta mediante PPA. Excel.

### 3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL ESCENARIO 1: VENTA EN EL MERCADO DIARIO

Se analiza la sensibilidad de los principales indicadores a variaciones en la cantidad de energía generada y al precio de la energía en el mercado diario.

Se evalúan variaciones de entre el -35% y el 35% de tanto la cantidad de energía generada como del precio de la misma en el mercado.

#### Indicadores financieros de los flujos de caja de proyecto

		VAN Proyecto														
		Variación de la producción														
		-35%	-30%	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%
Variación del precio de venta en el mercado diario	-35%	29.184.011€	26.994.392€	24.804.773€	22.615.154€	20.425.535€	17.785.916€	14.987.297€	13.203.678€	10.922.059€	8.640.440€	6.358.821€	4.077.202€	1.800.583€	477.024€	2.757.134€
	-30%	26.984.292€	24.428.789€	21.973.286€	19.517.784€	17.062.281€	14.606.778€	12.151.276€	9.695.773€	7.240.270€	4.784.767€	2.329.265€	2.581.741€	5.037.243€	7.492.746€	
	-25%	24.044.182€	21.973.286€	19.342.391€	16.711.495€	14.080.599€	11.449.703€	8.818.807€	6.187.912€	3.557.016€	926.120€	1.704.775€	4.335.671€	6.966.567€	9.597.463€	12.228.359€
	-20%	22.324.072€	19.171.794€	16.711.495€	13.950.296€	11.098.917€	8.292.628€	5.486.340€	2.680.051€	126.232€	2.922.527€	5.738.816€	6.545.104€	11.351.390€	14.157.682€	16.963.971€
	-15%	20.043.963€	17.062.281€	14.080.599€	11.098.917€	8.117.235€	5.135.554€	2.153.872€	827.810€	3.809.492€	6.791.174€	9.772.856€	12.754.537€	15.736.219€	18.717.901€	21.699.583€
	-10%	17.763.853€	14.606.778€	11.449.703€	8.292.628€	5.135.554€	1.978.479€	1.178.596€	4.333.671€	7.492.746€	10.649.821€	13.806.896€	16.963.971€	20.121.045€	23.278.120€	26.435.195€
	-5%	15.483.743€	12.151.276€	9.013.898€	5.486.340€	2.153.872€	1.178.596€	4.311.044€	7.492.746€	11.176.000€	14.508.466€	17.840.932€	21.173.404€	24.505.876€	27.838.348€	31.170.808€
	0%	13.203.678€	9.695.773€	6.187.912€	2.680.051€	827.810€	4.335.671€	7.492.746€	11.311.393€	14.859.254€	18.387.115€	21.874.976€	25.362.837€	28.850.698€	32.338.559€	35.826.420€
	5%	10.923.524€	7.240.270€	3.557.016€	126.232€	3.809.492€	7.492.746€	11.176.000€	14.859.254€	18.387.115€	22.225.762€	25.909.016€	29.592.270€	33.275.524€	36.958.776€	40.642.032€
	10%	8.640.440€	4.784.767€	926.120€	2.922.527€	6.791.174€	10.649.821€	14.508.466€	18.387.115€	22.225.762€	26.084.408€	29.943.056€	33.891.703€	37.660.350€	41.518.997€	45.377.644€
	15%	6.358.821€	2.329.265€	1.704.775€	5.738.816€	9.772.856€	13.806.896€	17.840.936€	21.874.976€	25.909.016€	29.943.056€	33.977.096€	38.011.136€	42.045.177€	46.079.217€	50.113.257€
20%	4.077.202€	126.232€	4.335.671€	8.545.104€	12.754.537€	16.963.971€	21.173.404€	25.362.837€	29.592.270€	33.891.703€	38.011.136€	42.220.570€	46.430.003€	50.639.436€	54.848.869€	
25%	1.800.583€	2.581.741€	6.966.567€	11.351.390€	15.736.219€	20.121.045€	24.505.876€	28.890.698€	33.275.524€	37.660.350€	42.045.177€	46.430.003€	50.514.820€	55.199.655€	59.584.481€	
30%	477.024€	5.037.243€	9.597.463€	14.157.682€	18.717.901€	23.278.120€	27.838.348€	32.398.559€	36.958.776€	41.518.997€	46.079.217€	50.639.436€	55.199.655€	59.759.874€	64.320.094€	
35%	2.757.134€	7.492.746€	12.228.359€	16.963.971€	21.699.583€	26.435.195€	31.170.808€	35.906.420€	40.642.032€	45.377.644€	50.113.257€	54.848.869€	59.884.481€	64.920.094€	69.955.706€	

		TIR Proyecto														
		Variación de la producción														
		-35%	-30%	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%
Variación del precio de venta en el mercado diario	-35%	2.39%	1.51%	0.77%	0.07%	0.39%	1.22%	1.82%	2.49%	2.96%	3.49%	4.02%	4.52%	5.02%	5.50%	5.97%
	-30%	-1.51%	-0.71%	0.02%	0.74%	1.41%	2.04%	2.66%	3.25%	3.82%	4.37%	4.91%	5.43%	5.93%	6.43%	6.92%
	-25%	-0.77%	0.03%	0.79%	1.50%	2.18%	2.83%	3.45%	4.06%	4.64%	5.20%	5.75%	6.29%	6.81%	7.32%	7.82%
	-20%	-0.07%	0.24%	1.50%	2.22%	2.91%	3.58%	4.21%	4.82%	5.42%	6.01%	6.57%	7.12%	7.65%	8.18%	8.70%
	-15%	0.59%	1.41%	2.18%	2.91%	3.62%	4.29%	4.94%	5.57%	6.18%	6.78%	7.35%	7.92%	8.47%	9.02%	9.55%
	-10%	1.22%	2.04%	2.83%	3.58%	4.29%	4.96%	5.60%	6.20%	6.92%	7.52%	8.12%	8.70%	9.27%	9.82%	10.37%
	-5%	1.82%	2.66%	3.45%	4.21%	4.94%	5.62%	6.26%	6.86%	7.52%	8.25%	8.89%	9.49%	10.04%	10.61%	11.18%
	0%	2.40%	3.25%	4.06%	4.83%	5.57%	6.29%	6.98%	7.66%	8.31%	8.95%	9.58%	10.19%	10.79%	11.36%	11.96%
	5%	2.96%	3.82%	4.64%	5.43%	6.18%	6.92%	7.62%	8.31%	8.96%	9.64%	10.29%	10.91%	11.53%	12.13%	12.70%
	10%	3.49%	4.27%	5.20%	6.01%	6.78%	7.52%	8.25%	8.95%	9.64%	10.21%	10.87%	11.51%	12.25%	12.87%	13.49%
	15%	4.02%	4.91%	5.75%	6.57%	7.36%	8.12%	8.89%	9.58%	10.28%	10.97%	11.64%	12.30%	12.96%	13.60%	14.23%
20%	4.52%	5.43%	6.29%	7.12%	7.92%	8.70%	9.45%	10.19%	10.91%	11.61%	12.30%	12.98%	13.65%	14.31%	14.96%	
25%	5.02%	5.93%	6.81%	7.66%	8.47%	9.27%	10.04%	10.79%	11.53%	12.25%	12.96%	13.64%	14.34%	15.01%	15.68%	
30%	5.50%	6.43%	7.32%	8.18%	9.02%	9.82%	10.61%	11.38%	12.13%	12.87%	13.60%	14.31%	15.01%	15.71%	16.39%	
35%	5.97%	6.92%	7.82%	8.70%	9.55%	10.37%	11.18%	11.96%	12.73%	13.49%	14.23%	14.96%	15.68%	16.39%	17.09%	

		Payback Proyecto (años)														
		Variación de la producción														
		-35%	-30%	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%
Variación del precio de venta en el mercado diario	-35%	>20	>20	>20	>20	18.72	17.98	16.92	15.94	14.91	13.90	12.92	12.28	11.91	11.50	
	-30%	>20	>20	>20	18.39	17.01	15.84	14.87	14.18	13.55	12.98	12.45	11.97	11.83	11.11	10.73
	-25%	>20	>20	18.28	16.83	15.61	14.68	13.95	13.30	12.71	12.17	11.68	11.23	10.81	10.42	10.06
	-20%	>20	18.39	16.83	15.53	14.56	13.81	13.14	12.53	11.97	11.47	11.00	10.57	10.18	9.81	9.47
	-15%	18.72	17.01	15.61	14.56	13.77	13.06	12.42	11.84	11.32	10.84	10.40	9.99	9.62	9.27	8.95
	-10%	17.98	16.84	14.66	13.81	13.06	12.38	11.78	11.23	10.73	10.28	9.86	9.47	9.12	8.79	8.48
	-5%	16.92	14.97	13.95	13.14	12.42	11.78	11.20	10.68	10.20	9.77	9.37	9.01	8.67	8.36	8.07
	0%	15.24	14.18	13.30	12.53	11.84	11.23	10.68	10.18	9.73	9.31	8.93	8.58	8.26	7.96	7.68
	5%	14.51	13.55	12.71	11.97	11.32	10.73	10.20	9.73	9.29	8.90	8.53	8.20	7.89	7.61	7.34
	10%	13.90	12.96	12.17	11.47	10.84	10.28	9.77	9.31	8.90	8.52	8.17	7.85	7.55	7.28	7.03
	15%	13.34	12.45	11.68	11.00	10.40	9.86	9.37	8.93	8.53	8.17	7.84	7.53	7.24	6.98	6.73
20%	12.82	11.97	11.23	10.57	9.99	9.47	9.01	8.58	8.20	7.85	7.53	7.23	6.96	6.70	6.47	
25%	12.35	11.55	10.81	10.18	9.62	9.12	8.67	8.28	7.89	7.55	7.24	6.96	6.69	6.45	6.22	
30%	11.91	11.11	10.42	9.81	9.27	8.79	8.36	7.96	7.61	7.28	6.98	6.70	6.45	6.21	6.00	
35%	11.50	10.73	10.06	9.47	8.95	8.48	8.07	7.68	7.34	7.03	6.73	6.47	6.22	6.00	5.78	

Fig. 29. Indicadores financieros del proyecto. Escenario 1.

#### Indicadores financieros de los flujos de caja del accionista

		VAN Accionista														
		Variación de la producción														
		35%	30%	25%	20%	15%	10%	5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%
Variación del precio de venta en el mercado diario	35%	26.418.510 €	24.136.400 €	21.854.290 €	19.572.180 €	17.289.070 €	15.006.960 €	12.724.850 €	10.442.740 €	8.160.630 €	5.878.520 €	3.596.410 €	1.314.300 €	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €
	30%	24.136.400 €	21.854.290 €	19.572.180 €	17.289.070 €	15.006.960 €	12.724.850 €	10.442.740 €	8.160.630 €	5.878.520 €	3.596.410 €	1.314.300 €	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €	
	25%	21.854.290 €	19.572.180 €	17.289.070 €	15.006.960 €	12.724.850 €	10.442.740 €	8.160.630 €	5.878.520 €	3.596.410 €	1.314.300 €	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €		
	20%	19.572.180 €	17.289.070 €	15.006.960 €	12.724.850 €	10.442.740 €	8.160.630 €	5.878.520 €	3.596.410 €	1.314.300 €	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €			
	15%	17.289.070 €	15.006.960 €	12.724.850 €	10.442.740 €	8.160.630 €	5.878.520 €	3.596.410 €	1.314.300 €	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €				
	10%	15.006.960 €	12.724.850 €	10.442.740 €	8.160.630 €	5.878.520 €	3.596.410 €	1.314.300 €	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €					
	5%	12.724.850 €	10.442.740 €	8.160.630 €	5.878.520 €	3.596.410 €	1.314.300 €	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €						
	0%	10.442.740 €	8.160.630 €	5.878.520 €	3.596.410 €	1.314.300 €	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €							
	5%	8.160.630 €	5.878.520 €	3.596.410 €	1.314.300 €	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €								
	10%	5.878.520 €	3.596.410 €	1.314.300 €	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €									
15%	3.596.410 €	1.314.300 €	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €											
20%	1.314.300 €	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €												
25%	948.806 €	3.225.915 €	5.506.025 €													
30%	3.225.915 €	5.506.025 €														
35%	5.506.025 €															

		TIR Accionista														
		Variación de la producción														
		35%	30%	25%	20%	15%	10%	5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%
Variación del precio de venta en el mercado diario	35%	-14,04%	-11,85%	-9,83%	-7,95%	-6,18%	-4,50%	-2,88%	-1,32%	0,20%	1,88%	3,14%	4,57%	5,99%	7,39%	8,73%
	30%	-11,85%	-9,83%	-7,95%	-6,18%	-4,50%	-2,88%	-1,32%	0,20%	1,88%	3,14%	4,57%	5,99%	7,39%	8,73%	
	25%	-9,83%	-7,95%	-6,18%	-4,50%	-2,88%	-1,32%	0,20%	1,88%	3,14%	4,57%	5,99%	7,39%	8,73%		
	20%	-7,95%	-6,18%	-4,50%	-2,88%	-1,32%	0,20%	1,88%	3,14%	4,57%	5,99%	7,39%	8,73%			
	15%	-6,18%	-4,50%	-2,88%	-1,32%	0,20%	1,88%	3,14%	4,57%	5,99%	7,39%	8,73%				
	10%	-4,50%	-2,88%	-1,32%	0,20%	1,88%	3,14%	4,57%	5,99%	7,39%	8,73%					
	5%	-2,88%	-1,32%	0,20%	1,88%	3,14%	4,57%	5,99%	7,39%	8,73%						
	0%	-1,32%	0,20%	1,88%	3,14%	4,57%	5,99%	7,39%	8,73%							
	5%	0,20%	1,88%	3,14%	4,57%	5,99%	7,39%	8,73%								
	10%	1,88%	3,14%	4,57%	5,99%	7,39%	8,73%									
15%	3,14%	4,57%	5,99%	7,39%	8,73%											
20%	4,57%	5,99%	7,39%	8,73%												
25%	5,99%	7,39%	8,73%													
30%	7,39%	8,73%														
35%	8,73%															

		Payback Accionista														
		Variación de la producción														
		35%	30%	25%	20%	15%	10%	5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%
Variación del precio de venta en el mercado diario	35%	>20	>20	>20	>20	>20	>20	>20	>20	19,85	18,81	17,88	17,04	16,27	15,57	14,83
	30%	>20	>20	>20	>20	>20	>20	>20	>20	18,28	17,29	16,44	15,67	14,88	14,05	13,15
	25%	>20	>20	>20	>20	>20	>20	>20	>20	18,89	17,81	16,85	15,99	15,22	14,74	14,01
	20%	>20	>20	>20	>20	19,94	18,66	17,54	16,55	15,67	14,39	11,44	9,51	8,15	7,12	6,33
	15%	>20	>20	>20	19,94	18,59	17,41	16,38	15,47	13,31	10,63	8,86	7,60	6,65	5,91	5,32
	10%	>20	>20	>20	18,66	17,41	16,33	15,37	12,74	10,15	8,45	7,24	6,33	5,62	5,05	4,59
	5%	>20	>20	18,89	17,54	16,38	15,37	12,56	9,93	8,22	7,01	6,11	5,42	4,86	4,41	4,03
	0%	>20	19,28	17,81	16,55	15,47	12,74	9,93	8,15	6,91	5,99	5,29	4,73	4,28	3,91	3,60
	5%	19,85	18,23	16,85	15,67	13,31	10,15	8,22	6,91	5,95	5,23	4,66	4,20	3,83	3,51	3,25
	10%	18,81	17,29	15,99	14,39	10,63	8,45	7,01	5,99	5,23	4,64	4,16	3,78	3,46	3,19	2,96
15%	17,88	16,44	15,22	11,44	8,86	7,24	6,11	5,29	4,66	4,16	3,78	3,43	3,15	2,92	2,71	
20%	17,04	15,67	12,74	9,51	7,60	6,33	5,42	4,73	4,20	3,78	3,43	3,14	2,90	2,69	2,51	
25%	16,27	14,88	10,51	6,65	5,62	4,86	4,28	3,83	3,46	3,15	2,90	2,69	2,49	2,33	2,18	
30%	15,57	12,05	8,95	7,12	5,91	5,05	4,41	3,91	3,51	3,19	2,92	2,69	2,49	2,33	2,18	
35%	14,83	10,15	7,80	6,33	5,32	4,59	4,03	3,60	3,25	2,96	2,71	2,51	2,33	2,18	2,04	

Fig. 30. Indicadores financieros del accionista. Escenario 1.

#### 4. MEDIANTE PPA

Indicadores financieros de los flujos de caja de proyecto

VAN Proyecto															
Variación de la producción															
	-35%	-30%	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%
Variación del precio de venta en el mercado diario	-35%	13.884.191 €	12.018.169 €	10.144.147 €	8.269.125 €	6.394.102 €	4.519.080 €	2.644.058 €	760.036 €	1.105.986 €	2.961.006 €	4.856.030 €	6.751.052 €	8.646.074 €	10.481.096 €
	-30%	12.168.572 €	10.272.826 €	8.377.080 €	6.481.334 €	4.585.588 €	2.689.843 €	794.097 €	1.101.649 €	2.997.395 €	4.893.141 €	6.788.886 €	8.684.632 €	10.580.378 €	12.476.124 €
	-25%	10.442.933 €	8.526.483 €	6.610.033 €	4.693.544 €	2.777.074 €	860.605 €	1.055.855 €	2.972.334 €	4.888.804 €	6.805.273 €	8.721.743 €	10.638.213 €	12.554.682 €	14.471.152 €
	-20%	8.717.333 €	6.780.149 €	4.842.947 €	2.905.754 €	968.560 €	968.533 €	2.905.326 €	4.843.020 €	6.780.213 €	8.717.406 €	10.654.599 €	12.591.793 €	14.528.986 €	16.466.179 €
	-15%	6.991.744 €	5.033.707 €	3.075.804 €	1.117.963 €	839.954 €	3.797.871 €	4.755.788 €	6.713.705 €	8.671.622 €	10.629.539 €	12.587.456 €	14.545.373 €	16.503.290 €	18.461.207 €
	-10%	5.266.095 €	3.287.455 €	1.308.814 €	669.827 €	2.648.468 €	4.627.109 €	6.605.749 €	8.584.390 €	10.563.031 €	12.541.672 €	14.520.312 €	16.498.953 €	18.477.594 €	20.456.235 €
	-5%	3.540.476 €	1.541.112 €	458.293 €	2.457.817 €	4.456.982 €	6.456.346 €	8.455.711 €	10.455.075 €	12.454.440 €	14.453.804 €	16.453.169 €	18.452.534 €	20.451.898 €	22.451.263 €
	0%	1.814.857 €	205.231 €	2.225.319 €	4.245.498 €	6.265.676 €	8.285.854 €	10.306.032 €	12.326.210 €	14.346.388 €	16.366.566 €	18.386.744 €	20.406.922 €	22.427.100 €	24.447.278 €
	5%	89.238 €	1.951.574 €	3.992.398 €	6.033.198 €	8.074.010 €	10.114.822 €	12.155.634 €	14.196.446 €	16.237.258 €	18.278.070 €	20.318.882 €	22.359.694 €	24.400.506 €	26.441.318 €
	10%	1.636.381 €	3.697.917 €	5.759.453 €	7.820.988 €	9.882.524 €	11.944.060 €	14.005.596 €	16.067.131 €	18.128.667 €	20.190.203 €	22.251.739 €	24.313.274 €	26.374.810 €	28.436.346 €
15%	3.382.000 €	5.444.260 €	7.506.519 €	9.568.779 €	11.631.038 €	13.693.298 €	15.755.557 €	17.817.817 €	19.880.076 €	21.942.336 €	24.004.595 €	26.066.855 €	28.129.114 €	30.191.374 €	
20%	5.087.619 €	7.190.802 €	9.293.985 €	11.397.168 €	13.499.351 €	15.601.534 €	17.703.717 €	19.805.900 €	21.911.483 €	24.017.666 €	26.117.452 €	28.222.435 €	30.327.418 €	32.432.401 €	
25%	6.813.238 €	8.956.945 €	11.060.652 €	13.164.359 €	15.268.066 €	17.371.773 €	19.475.480 €	21.579.187 €	23.682.894 €	25.786.601 €	27.890.308 €	30.174.015 €	32.277.722 €	34.421.429 €	
30%	8.538.857 €	10.683.288 €	12.827.719 €	14.972.150 €	17.116.580 €	19.261.011 €	21.405.442 €	23.549.872 €	25.694.303 €	27.838.734 €	29.983.165 €	32.127.595 €	34.272.026 €	36.416.457 €	
35%	10.264.476 €	12.429.831 €	14.594.785 €	16.759.940 €	18.925.094 €	21.090.249 €	23.255.403 €	25.420.558 €	27.585.712 €	29.750.867 €	31.916.021 €	34.081.176 €	36.246.330 €	38.411.484 €	

TIR Proyecto															
Variación de la producción															
	0,07	-30%	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%
Variación del precio de venta en el mercado diario	-35%	2,23%	2,64%	3,06%	3,48%	3,91%	4,34%	4,78%	5,22%	5,66%	6,11%	6,57%	7,02%	7,48%	7,95%
	-30%	2,70%	3,11%	3,52%	3,94%	4,36%	4,79%	5,22%	5,65%	6,09%	6,54%	6,99%	7,44%	7,89%	8,35%
	-25%	3,15%	3,55%	3,96%	4,37%	4,79%	5,21%	5,64%	6,07%	6,50%	6,94%	7,39%	7,84%	8,29%	8,74%
	-20%	3,57%	3,97%	4,37%	4,78%	5,19%	5,61%	6,03%	6,46%	6,89%	7,33%	7,77%	8,22%	8,67%	9,12%
	-15%	3,97%	4,36%	4,76%	5,17%	5,58%	5,99%	6,41%	6,84%	7,27%	7,70%	8,14%	8,58%	9,03%	9,48%
	-10%	4,35%	4,74%	5,13%	5,54%	5,94%	6,36%	6,78%	7,20%	7,63%	8,06%	8,49%	8,94%	9,38%	9,83%
	-5%	4,71%	5,10%	5,49%	5,89%	6,30%	6,71%	7,12%	7,55%	7,97%	8,40%	8,84%	9,28%	9,72%	10,17%
	0%	5,05%	5,44%	5,83%	6,23%	6,64%	7,05%	7,46%	7,88%	8,30%	8,73%	9,17%	9,60%	10,05%	10,49%
	5%	5,38%	5,77%	6,16%	6,56%	6,96%	7,37%	7,78%	8,20%	8,62%	9,05%	9,48%	9,92%	10,36%	10,81%
	10%	6,09%	6,48%	6,88%	7,28%	7,68%	8,09%	8,51%	8,93%	9,36%	9,79%	10,23%	10,67%	11,12%	11,56%
15%	6,30%	6,69%	7,08%	7,47%	7,87%	8,28%	8,69%	9,11%	9,53%	9,95%	10,39%	10,82%	11,26%	11,71%	
20%	6,59%	6,97%	7,36%	7,75%	8,15%	8,56%	8,97%	9,39%	9,81%	10,24%	10,67%	11,11%	11,55%	11,99%	
25%	6,87%	7,25%	7,64%	8,03%	8,43%	8,84%	9,25%	9,67%	10,09%	10,51%	10,95%	11,38%	11,82%	12,27%	
30%	7,14%	7,52%	7,91%	8,30%	8,70%	9,11%	9,52%	9,94%	10,36%	10,78%	11,22%	11,65%	12,10%	12,54%	

Payback Proyecto															
Variación de la producción															
	-30%	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	
Variación del precio de venta en el mercado diario	-35%	15,61	14,85	14,23	13,61	12,98	12,35	11,71	11,08	10,43	9,86	9,45	9,07	8,72	8,40
	-30%	14,99	14,41	13,82	13,24	12,65	12,06	11,46	10,86	10,25	9,75	9,34	8,97	8,63	8,31
	-25%	14,57	14,02	13,47	12,92	12,36	11,80	11,24	10,67	10,10	9,64	9,24	8,88	8,54	8,22
	-20%	14,21	13,69	13,17	12,64	12,11	11,58	11,04	10,51	9,97	9,54	9,14	8,78	8,45	8,14
	-15%	13,89	13,39	12,89	12,39	11,89	11,38	10,87	10,36	9,87	9,44	9,05	8,69	8,36	8,05
	-10%	13,60	13,13	12,65	12,17	11,69	11,21	10,72	10,23	9,76	9,24	8,96	8,60	8,27	7,97
	-5%	13,35	12,89	12,44	11,98	11,52	11,05	10,59	10,12	9,66	9,24	8,86	8,51	8,19	7,89
	0%	13,12	12,68	12,24	11,80	11,36	10,91	10,46	10,01	9,56	9,11	8,77	8,43	8,11	7,81
	5%	12,91	12,49	12,07	11,64	11,21	10,78	10,35	9,91	9,47	9,06	8,69	8,34	8,03	7,73
	10%	12,72	12,31	11,91	11,50	11,09	10,67	10,25	9,81	9,37	8,97	8,60	8,26	7,95	7,66
15%	12,55	12,16	11,76	11,36	10,97	10,56	10,16	9,72	9,28	8,88	8,52	8,18	7,87	7,58	
20%	12,39	12,01	11,63	11,24	10,86	10,47	10,08	9,62	9,19	8,79	8,43	8,10	7,79	7,51	
25%	12,24	11,87	11,50	11,13	10,75	10,38	10,00	9,53	9,10	8,71	8,35	8,02	7,72	7,44	
30%	12,11	11,75	11,39	11,03	10,66	10,29	9,90	9,44	9,01	8,63	8,27	7,95	7,65	7,37	
35%	11,99	11,63	11,28	10,93	10,57	10,22	9,81	9,35	8,93	8,55	8,20	7,87	7,57	7,30	

Fig. 31. Indicadores financieros del proyecto. Escenario 2.

Indicadores financieros de los flujos de caja del accionista

VAN Accionista															
		Variación de la producción													
		-30%	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%
Variación del precio de venta en el mercado diario	-35%	11.145.399 €	9.278.277 €	7.388.256 €	5.530.233 €	3.645.211 €	1.770.189 €	104.833 €	1.979.855 €	3.854.877 €	5.729.899 €	7.604.921 €	9.479.943 €	11.354.965 €	13.229.987 €
	-30%	9.419.680 €	7.523.954 €	5.628.189 €	3.732.443 €	1.836.697 €	59.049 €	1.954.795 €	3.850.540 €	5.746.286 €	7.642.032 €	9.537.778 €	11.433.524 €	13.329.269 €	15.225.015 €
	-25%	7.684.061 €	5.777.592 €	3.881.122 €	1.944.652 €	28.183 €	1.888.287 €	1.888.756 €	5.721.226 €	7.637.695 €	9.554.165 €	11.470.634 €	13.387.104 €	15.303.573 €	17.220.043 €
	-20%	5.988.442 €	4.031.249 €	2.084.055 €	158.862 €	1.780.331 €	3.717.524 €	5.654.718 €	7.591.911 €	9.529.104 €	11.466.296 €	13.403.491 €	15.340.684 €	17.277.877 €	19.215.071 €
	-15%	4.242.923 €	2.284.906 €	328.889 €	1.630.929 €	3.538.945 €	5.546.783 €	7.504.879 €	9.463.596 €	11.423.315 €	13.379.430 €	15.336.547 €	17.294.664 €	19.252.781 €	21.210.898 €
	-10%	2.517.204 €	538.563 €	1.440.078 €	3.418.718 €	5.397.359 €	7.376.000 €	9.354.641 €	11.333.282 €	13.311.923 €	15.290.563 €	17.269.204 €	19.247.845 €	21.226.485 €	23.205.126 €
	-5%	791.585 €	1.207.780 €	3.207.144 €	5.206.509 €	7.205.873 €	9.205.238 €	11.204.602 €	13.203.967 €	15.203.331 €	17.202.696 €	19.202.060 €	21.201.425 €	23.200.789 €	25.200.154 €
	0%	904.034 €	2.954.123 €	4.974.211 €	6.994.299 €	9.014.387 €	11.034.476 €	13.054.564 €	15.074.652 €	17.094.740 €	19.114.829 €	21.134.917 €	23.155.005 €	25.175.093 €	27.195.182 €
	5%	2.659.693 €	4.700.455 €	6.741.217 €	8.782.089 €	10.822.961 €	12.863.713 €	14.904.525 €	16.945.337 €	18.986.149 €	21.026.961 €	23.067.773 €	25.108.585 €	27.149.397 €	29.190.209 €
	10%	4.385.272 €	6.446.808 €	8.508.344 €	10.569.880 €	12.631.415 €	14.692.951 €	16.754.487 €	18.816.023 €	20.877.558 €	22.939.094 €	25.000.630 €	27.062.166 €	29.123.701 €	31.185.237 €
15%	6.110.892 €	8.193.151 €	10.275.411 €	12.357.670 €	14.439.930 €	16.522.189 €	18.604.449 €	20.686.708 €	22.768.967 €	24.851.227 €	26.933.486 €	29.015.746 €	31.098.005 €	33.180.265 €	
20%	7.836.511 €	9.939.494 €	12.042.477 €	14.145.460 €	16.248.444 €	18.351.427 €	20.454.410 €	22.557.393 €	24.660.376 €	26.763.360 €	28.866.343 €	30.969.326 €	33.072.309 €	35.175.293 €	
25%	9.562.130 €	11.665.837 €	13.809.544 €	15.953.251 €	18.056.958 €	20.160.665 €	22.264.372 €	24.328.079 €	26.511.786 €	28.675.493 €	30.799.200 €	32.922.906 €	35.046.613 €	37.170.320 €	
30%	11.287.749 €	13.432.180 €	15.576.610 €	17.721.041 €	19.865.472 €	22.009.902 €	24.154.333 €	26.298.764 €	28.443.195 €	30.587.625 €	32.732.056 €	34.876.487 €	37.020.917 €	39.165.348 €	
35%	13.013.368 €	15.178.522 €	17.343.677 €	19.508.831 €	21.673.986 €	23.839.140 €	26.004.295 €	28.169.449 €	30.334.604 €	32.499.758 €	34.664.913 €	36.830.067 €	38.995.221 €	41.160.376 €	

TIR Accionista															
		Variación de la producción													
		-30%	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%
Variación del precio de venta en el mercado diario	-35%	-1.75%	-0.82%	0.20%	1.32%	2.57%	3.95%	5.49%	7.19%	9.06%	11.09%	13.26%	15.55%	17.92%	20.34%
	-30%	-0.32%	0.62%	1.68%	2.93%	4.08%	5.45%	6.98%	8.69%	10.50%	12.49%	14.60%	16.83%	19.14%	21.51%
	-25%	0.95%	1.91%	2.96%	4.11%	5.38%	6.77%	8.30%	9.97%	11.79%	13.74%	15.82%	18.01%	20.27%	22.60%
	-20%	2.10%	3.07%	4.14%	5.30%	6.58%	7.97%	9.50%	11.10%	12.96%	14.89%	16.94%	19.10%	21.33%	23.63%
	-15%	3.15%	4.19%	5.21%	6.39%	7.67%	9.07%	10.60%	12.25%	14.04%	15.99%	17.99%	20.12%	22.33%	24.61%
	-10%	4.11%	5.11%	6.20%	7.38%	8.68%	10.08%	11.61%	13.27%	15.05%	16.95%	18.97%	21.09%	23.29%	25.55%
	-5%	5.01%	6.02%	7.12%	8.31%	9.61%	11.03%	12.56%	14.21%	15.99%	17.89%	19.90%	22.01%	24.20%	26.45%
	0%	5.85%	6.87%	7.98%	9.18%	10.49%	11.91%	13.45%	15.11%	16.89%	18.79%	20.79%	22.89%	25.07%	27.32%
	5%	6.63%	7.67%	8.79%	10.00%	11.32%	12.75%	14.29%	15.95%	17.74%	19.64%	21.64%	23.74%	25.92%	28.17%
	10%	7.37%	8.42%	9.55%	10.78%	12.10%	13.54%	15.09%	16.79%	18.55%	20.45%	22.46%	24.56%	26.74%	28.99%
15%	8.08%	9.13%	10.27%	11.51%	12.85%	14.30%	15.86%	17.54%	19.33%	21.24%	23.25%	25.36%	27.54%	29.80%	
20%	8.74%	9.81%	10.97%	12.21%	13.56%	15.02%	16.59%	18.28%	20.08%	22.00%	24.02%	26.13%	28.32%	30.58%	
25%	9.38%	10.46%	11.63%	12.98%	14.25%	15.72%	17.30%	19.00%	20.81%	22.73%	24.76%	26.88%	29.08%	31.35%	
30%	9.99%	11.08%	12.26%	13.53%	14.90%	16.39%	17.99%	19.69%	21.51%	23.45%	25.49%	27.62%	29.83%	32.11%	
35%	10.58%	11.68%	12.87%	14.15%	15.54%	17.03%	18.64%	20.36%	22.20%	24.15%	26.20%	28.34%	30.56%	32.85%	

Payback Accionista															
		Variación de la producción													
		-30%	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%
Variación del precio de venta en el mercado diario	-35%	>20	>20	19.99	19.19	18.39	17.59	16.79	15.99	8.07	6.74	5.82	5.14	4.60	4.17
	-30%	>20	19.68	18.93	18.20	17.47	16.73	16.00	9.63	7.70	6.49	5.63	4.98	4.47	4.06
	-25%	19.41	18.74	18.08	17.38	16.71	16.03	15.35	9.08	7.37	6.25	5.45	4.83	4.35	3.96
	-20%	18.58	17.95	17.33	16.70	16.07	15.44	14.85	8.61	7.06	6.03	5.28	4.70	4.24	3.86
	-15%	17.88	17.29	16.70	16.11	15.52	14.98	14.44	8.20	6.79	5.83	5.12	4.57	4.13	3.77
	-10%	17.27	16.72	16.16	15.61	15.05	14.52	14.00	7.83	6.54	5.64	4.97	4.45	4.03	3.68
	-5%	16.74	16.22	15.69	15.17	14.64	14.10	13.60	7.51	6.31	5.47	4.83	4.33	3.93	3.60
	0%	16.27	15.78	15.28	14.29	13.64	13.07	12.54	7.21	6.10	5.30	4.70	4.22	3.84	3.52
	5%	15.86	15.39	14.75	13.97	13.09	12.53	12.00	6.93	5.90	5.15	4.58	4.12	3.75	3.44
	10%	15.49	15.04	14.91	12.70	11.47	10.22	9.11	6.69	5.72	5.00	4.46	4.02	3.66	3.37
15%	15.16	14.94	13.27	12.19	11.05	9.84	7.77	6.56	5.65	4.97	4.35	3.93	3.58	3.30	
20%	14.69	13.74	12.77	11.79	10.79	9.42	7.47	6.24	5.39	4.74	4.24	3.84	3.51	3.23	
25%	14.12	13.25	12.36	11.48	10.56	8.96	7.19	6.05	5.23	4.62	4.14	3.75	3.44	3.17	
30%	13.65	12.85	12.03	11.20	10.26	8.57	6.83	5.86	5.09	4.51	4.05	3.67	3.37	3.10	
35%	13.26	12.51	11.74	10.97	10.19	8.20	6.70	5.69	4.96	4.40	3.96	3.60	3.30	3.05	

Fig. 32. Indicadores financieros del accionista. Escenario 2.

### ***ANEXO III: PLANOS***

#### ***Índice de planos***

**PLANO I: LOCALIZACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO**

**PLANO II LÍNEAS SUBTERRÁNEAS MT**

**PLANO III: CELDAS DE MEDIA TENSIÓN**

**PLANO IV: RED DE MEDIA TENSIÓN**

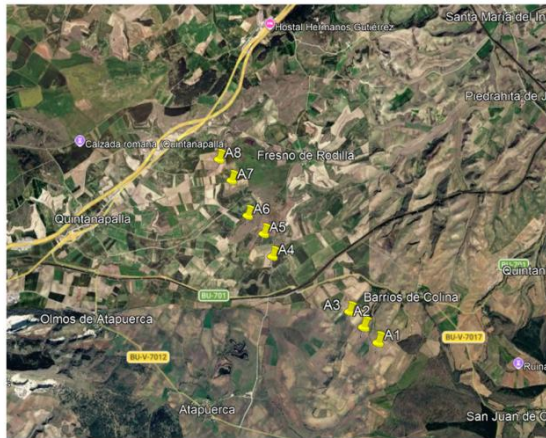
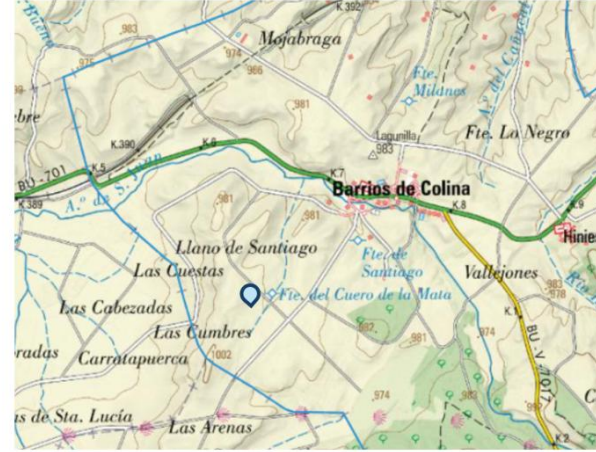
**PLANO V: UNIFILAR RED MT**

**PLANO VI: UNIFILAR RED MT/AT**

**PLANO VII: ZANJAS**

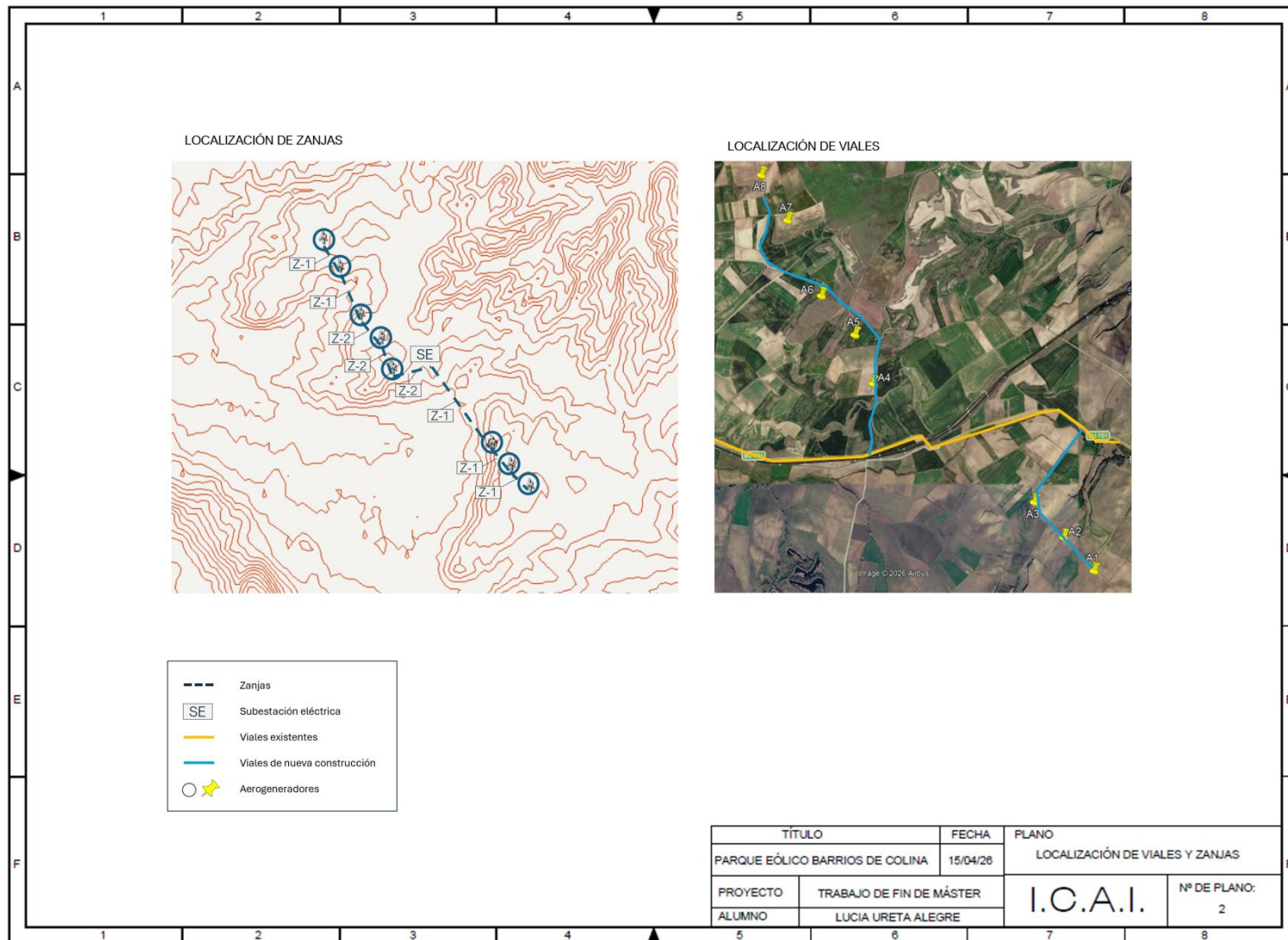
**PLANO VIII: VIALES**

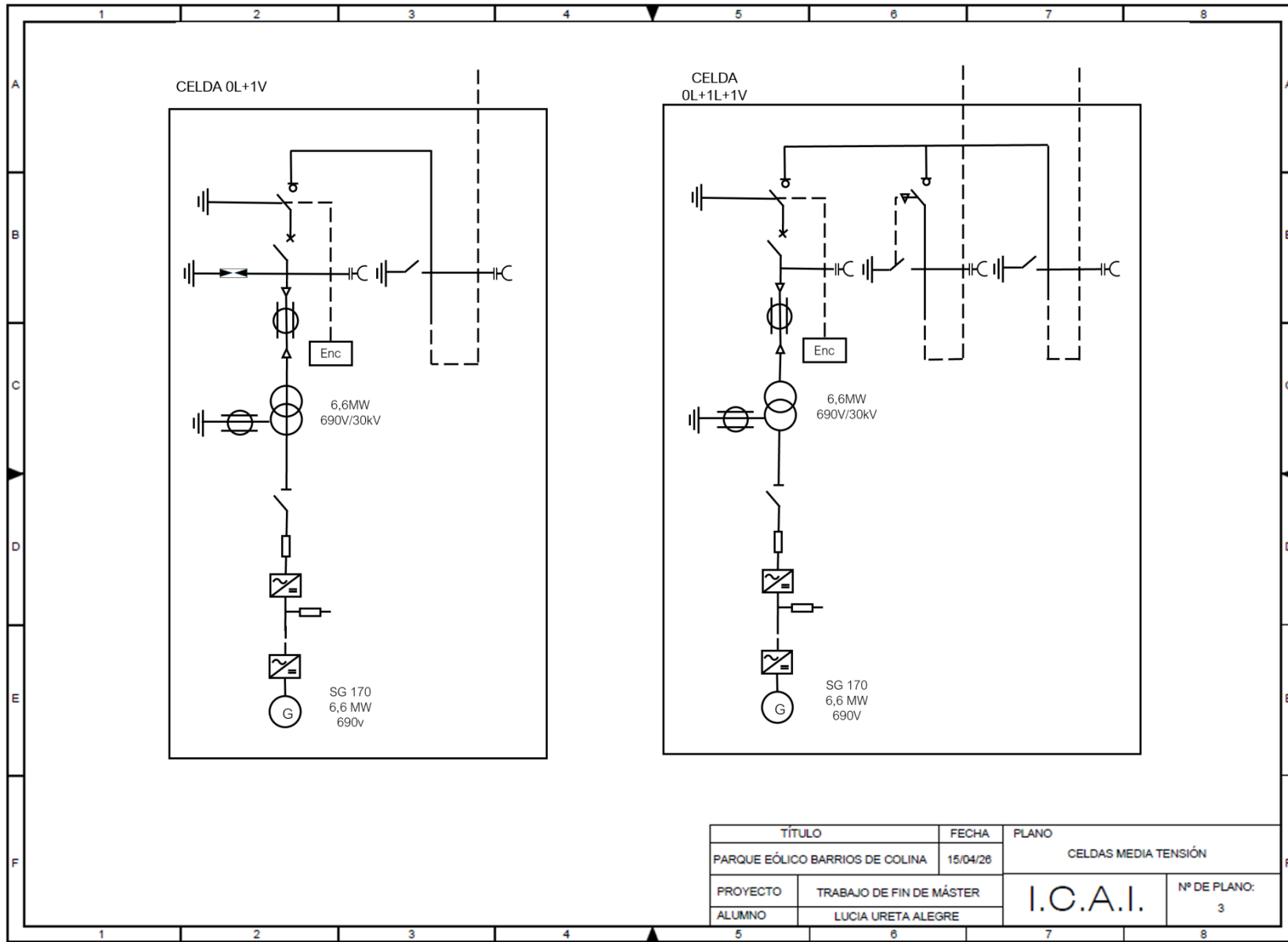
**PLANO IX: CIMENTACIONES**



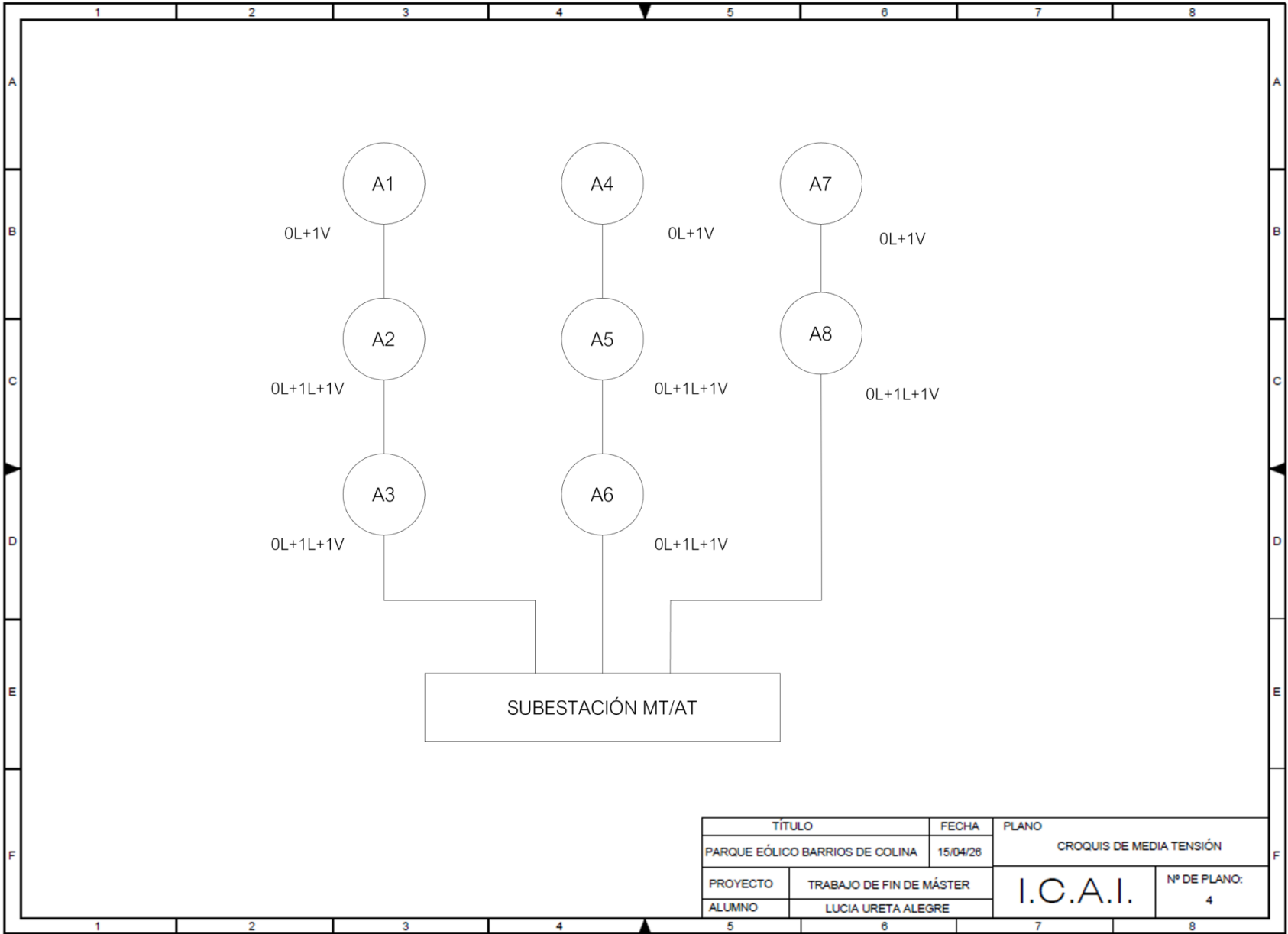
	X utm (m E)	Y utm (m N)
Aerogenerador 1	461393.00	4692767.00
Aerogenerador 2	461124.00	4693058.00
Aerogenerador 3	460863.00	4693366.00
Aerogenerador 4	459428.00	4694404.00
Aerogenerador 5	459268.00	4694828.00
Aerogenerador 6	458969.00	4695169.00
Aerogenerador 7	458669.90	4695826.83
Aerogenerador 8	458437.78	4696222.04

TÍTULO		FECHA	PLANO	
PARQUE EÓLICO BARRIOS DE COLINA		15/04/28	LOCALIZACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO	
PROYECTO	TRABAJO DE FIN DE MÁSTER	I.C.A.I.	Nº DE PLANO:	
ALUMNO	LUCIA URETA ALEGRE		1	

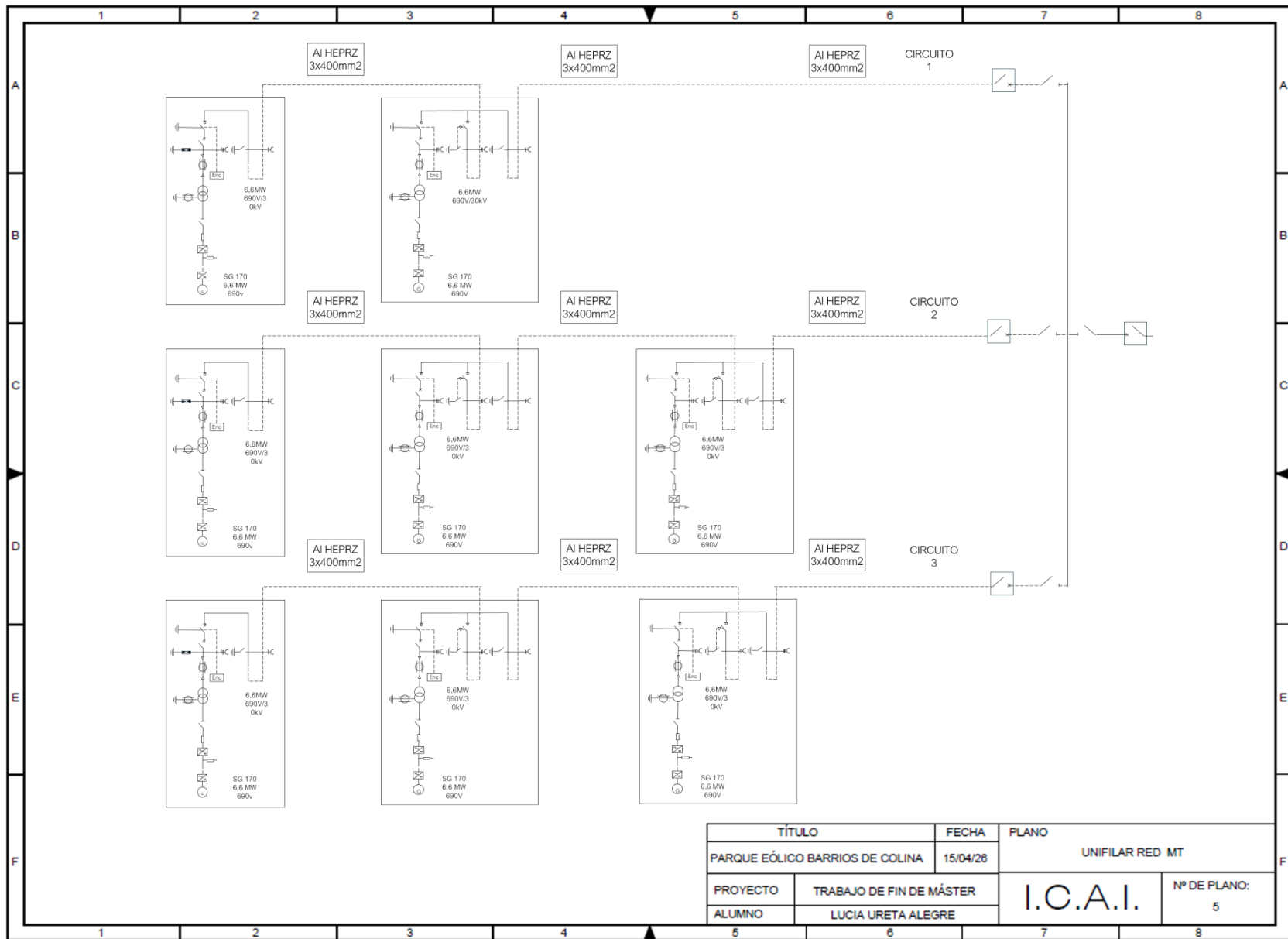




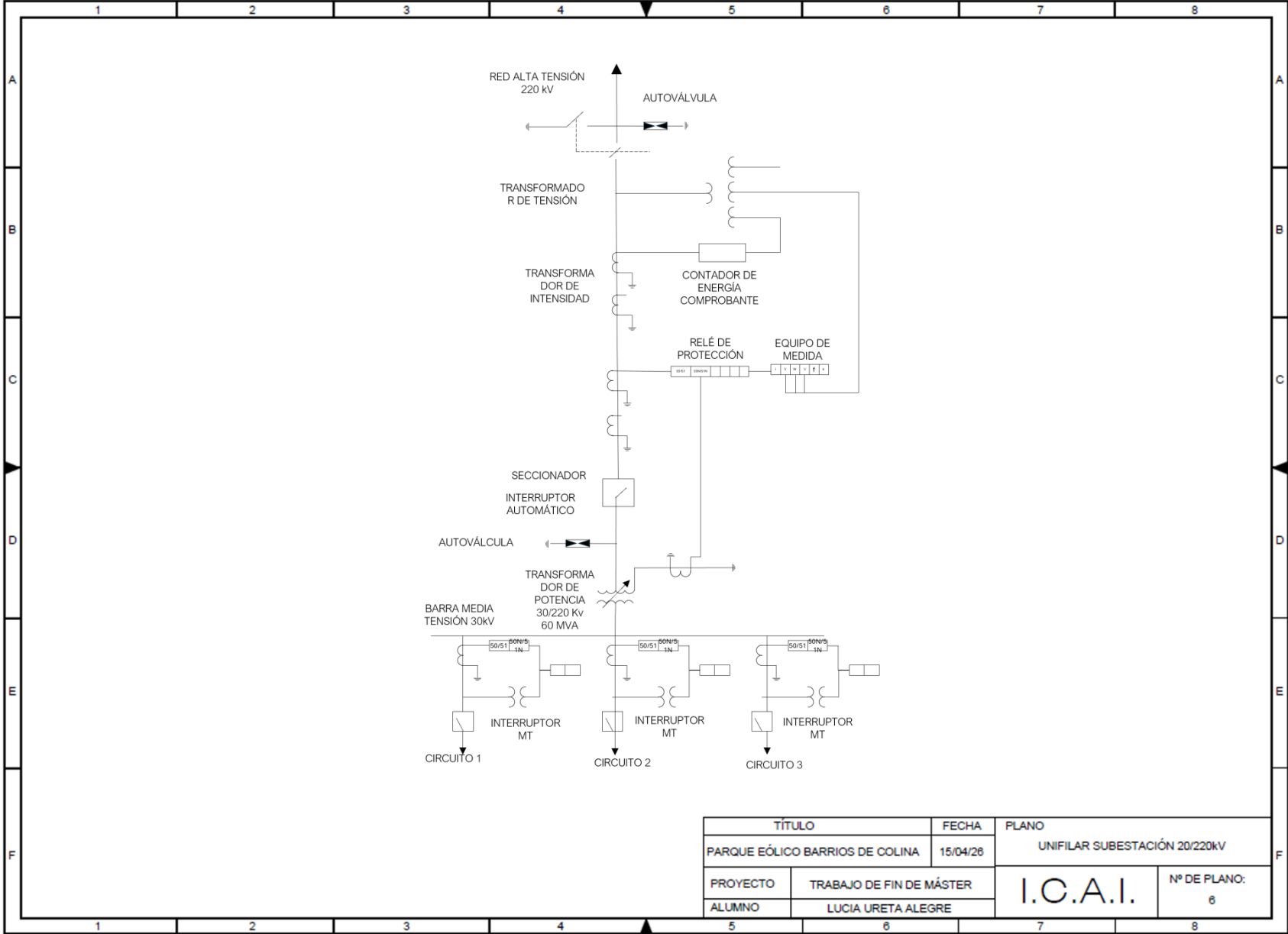
TÍTULO		FECHA	PLANO	
PARQUE EÓLICO BARRIOS DE COLINA		15/04/26	CELDAS MEDIA TENSIÓN	
PROYECTO	TRABAJO DE FIN DE MÁSTER		I.C.A.I.	Nº DE PLANO: 3
ALUMNO	LUCIA URETA ALEGRE			



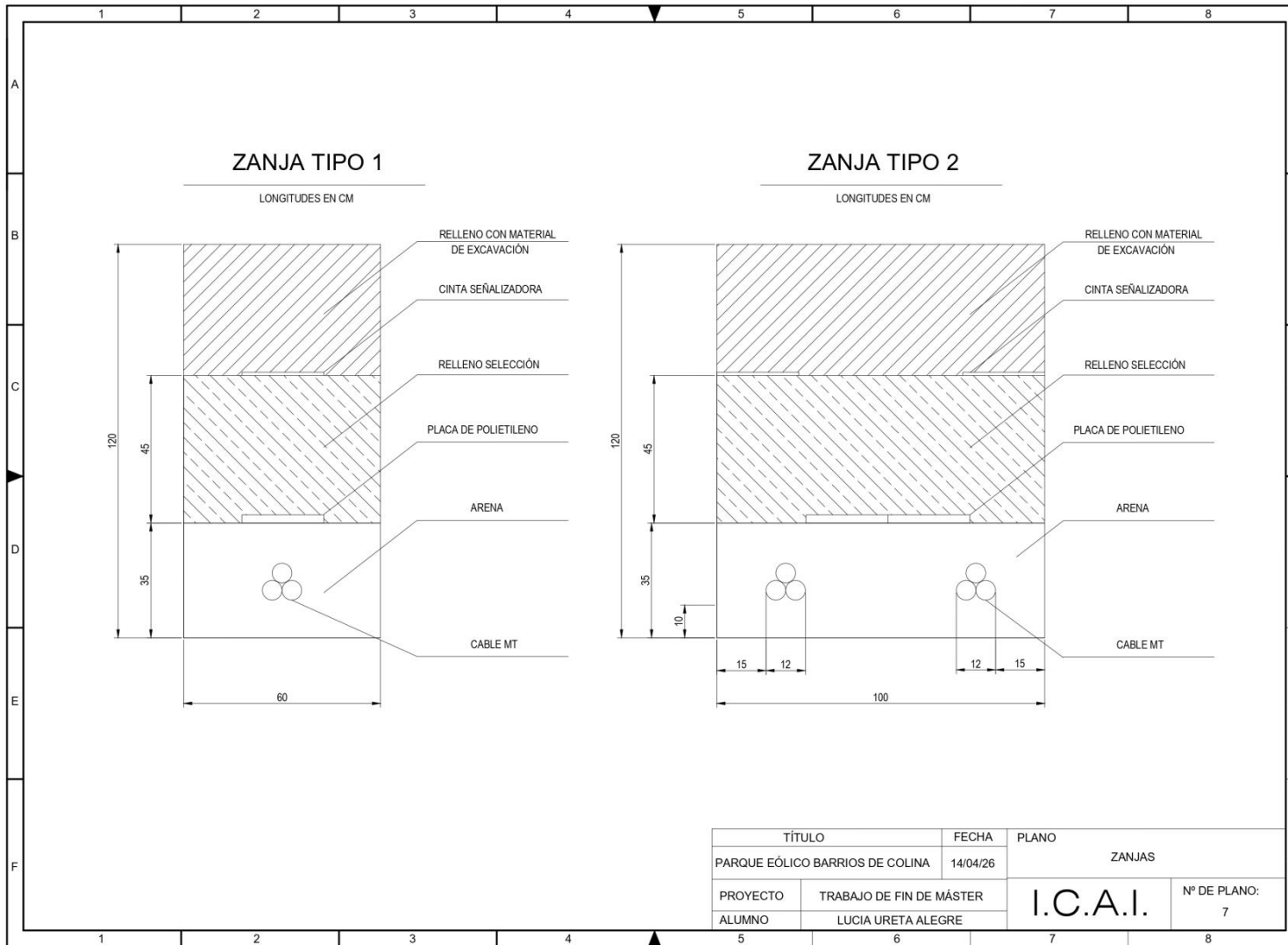
TÍTULO		FECHA	PLANO	
PARQUE EÓLICO BARRIOS DE COLINA		15/04/28	CROQUIS DE MEDIA TENSIÓN	
PROYECTO	TRABAJO DE FIN DE MÁSTER		I.C.A.I.	Nº DE PLANO: 4
ALUMNO	LUCIA URETA ALEGRE			

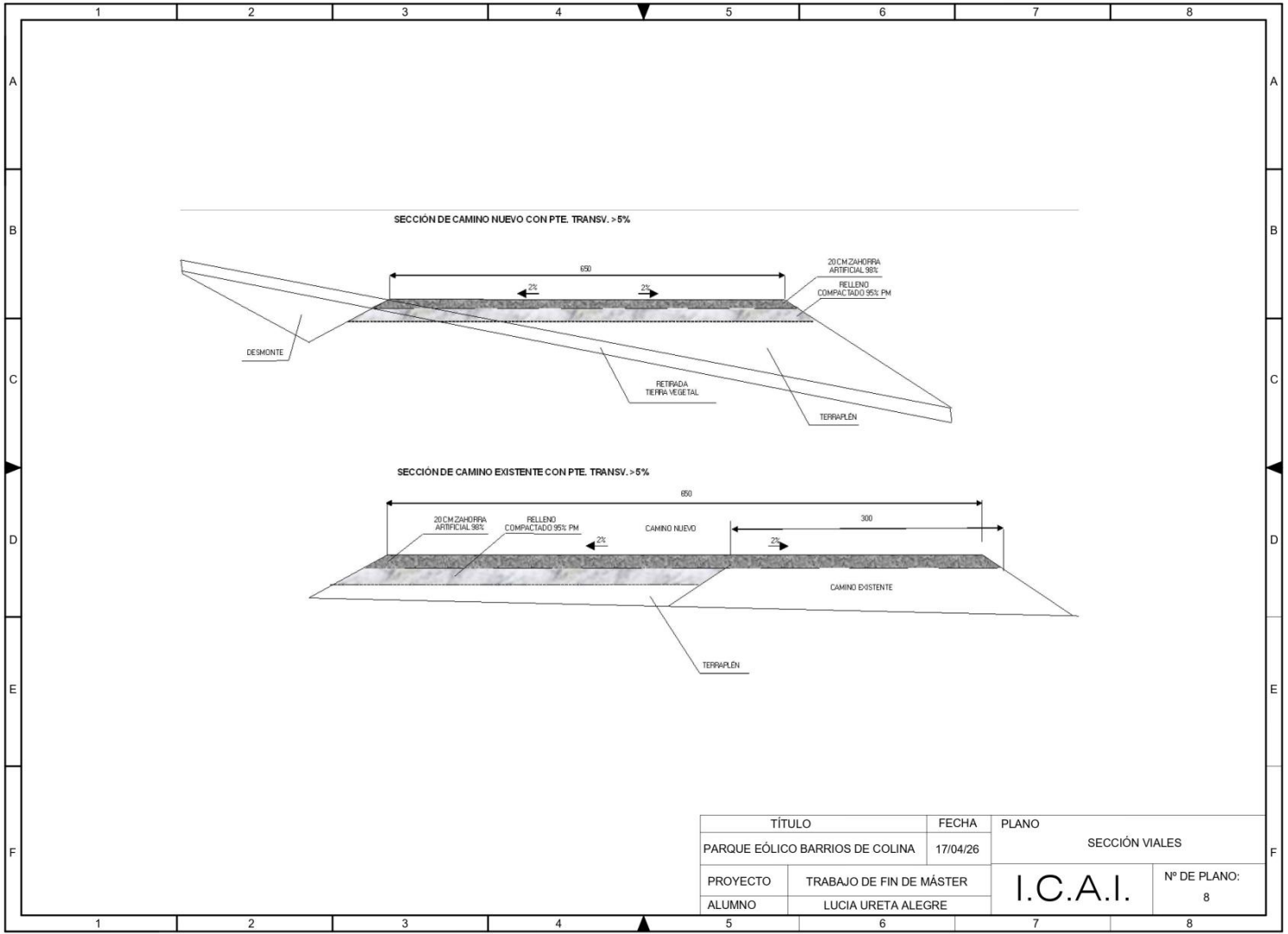


TÍTULO		FECHA	PLANO	
PARQUE EÓLICO BARRIOS DE COLINA		15/04/28	UNIFILAR RED MT	
PROYECTO	TRABAJO DE FIN DE MÁSTER	I.C.A.I.	Nº DE PLANO:	
ALUMNO	LUCIA URETA ALEGRE		5	

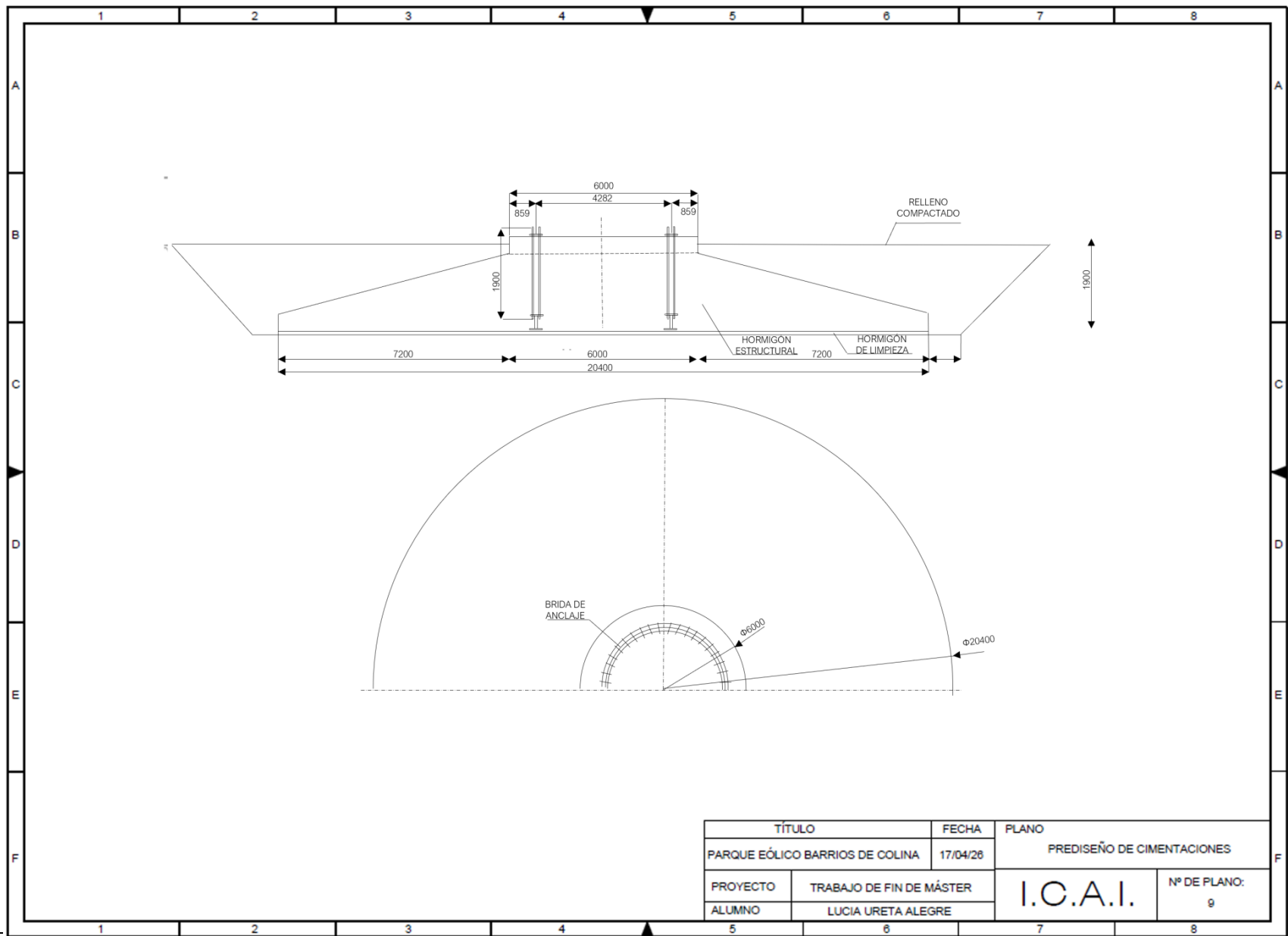


TÍTULO		FECHA	PLANO	
PARQUE EÓLICO BARRIOS DE COLINA		15/04/28	UNIFILAR SUBESTACIÓN 20/220kV	
PROYECTO	TRABAJO DE FIN DE MÁSTER		I.C.A.I.	Nº DE PLANO: 8
ALUMNO	LUCIA URETA ALEGRE			





TÍTULO		FECHA	PLANO	
PARQUE EÓLICO BARRIOS DE COLINA		17/04/26	SECCIÓN VIALES	
PROYECTO	TRABAJO DE FIN DE MÁSTER		I.C.A.I.	Nº DE PLANO:
ALUMNO	LUCIA URETA ALEGRE			8



TÍTULO		FECHA	PLANO	
PARQUE EÓLICO BARRIOS DE COLINA		17/04/28	PREDISEÑO DE CIMENTACIONES	
PROYECTO	TRABAJO DE FIN DE MÁSTER	I.C.A.I.		Nº DE PLANO:
ALUMNO	LUCIA URETA ALEGRE			9