



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO EN TIERRA LOCALIZADO EN BIOTA, ZARAGOZA

Autor: Sergio González Gómez

Director: Consolación Alonso

Madrid

Junio de 2025

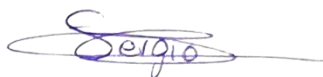
Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO EN TIERRA
LOCALIZADO EN BIOTA, ZARAGOZA”

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso
académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

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

Fdo.: Sergio González Gómez

Fecha: 25 / 06 / 2025



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha: 30 / 06 / 2025

**ALONSO ALONSO
CONSOLACION -
05408293G**



Firmado digitalmente por ALONSO
ALONSO CONSOLACION -
05408293G
Fecha: 2025.06.30 21:10:03 +02'00'



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO EN TIERRA LOCALIZADO EN BIOTA, ZARAGOZA

Autor: Sergio González Gómez

Director: Consolación Alonso

Agradecimientos

Me gustaría agradecer tanto a mi familia como amigos cercanos por el apoyo constante durante el desarrollo de todo el proyecto. Su apoyo ha sido fundamental para la consecución del mismo.

Agradecer también la oportunidad que me ha brindado mi directora Consuelo de poder haber desarrollado mis conocimientos acerca de una de las energías renovables más presentes en mi país, la energía eólica. Realizar un trabajo tan importante, con una persona de tan alto prestigio y conocimiento, transmite unos sentimientos de motivación y seguridad muy valiosos.

Por último, me gustaría agradecer a la empresa Vortex, por facilitarme acceso a su web y herramientas para el desarrollo del proyecto. Gracias a sus herramientas, he podido presentar y trabajar en un entorno de lo más profesional en el ámbito de las renovables.

PROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ESPAÑA

Autor: González Gómez, Sergio.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

Este Trabajo Fin de Máster aborda el diseño y análisis de viabilidad técnica, económica y medioambiental de un parque eólico terrestre en Biota (Zaragoza), con una potencia instalada de 50,4 MW. El proyecto ha sido desarrollado desde sus primeras fases de ingeniería y diseño hasta la planificación de su ejecución e interconexión a la red.

Palabras clave: Energía eólica, rosa de los vientos, aerogeneradores, emisiones evitadas, viabilidad económica, ODS.

1. Introducción

El proyecto se enmarca en el contexto de la transición energética nacional e internacional, con el objetivo de aumentar la proporción de energía limpia en el mix energético español. El parque eólico de Biota pretende contribuir de manera significativa a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, alineándose con los objetivos de la Agenda 2030 y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

Ubicado en el término municipal de Biota, el parque cuenta con 7 aerogeneradores de última generación, modelo Vestas V172 de 7,2 MW cada uno, alcanzando una potencia total de 50,4 MW. La energía generada será vertida a la red mediante una subestación elevadora de 30/66 kV, conectada a la subestación de Sádaba (66 kV).

2. Metodología

La memoria del proyecto se estructura en torno a diferentes fases clave:

- **Selección del emplazamiento:** Se eligió Biota por su alto recurso eólico, baja densidad de población, proximidad a red de alta tensión y viabilidad medioambiental. Se utilizó el software web de Global Wind Atlas para un estudio inicial de la península. [1]
- **Estudio del recurso eólico:** Con datos proporcionados por la empresa Vortex y simulación mediante Windographer, se obtuvieron valores de velocidad media del viento y se calculó la densidad del aire específica del emplazamiento, así como la distribución de Weibull y las diferentes rosas de los vientos: de energía, distribución y frecuencia, permitiendo una caracterización precisa del recurso.
- **Diseño energético y disposición:** Se evaluaron distintos modelos de aerogeneradores (GE, Nordex y Vestas), seleccionando el modelo V172 por ofrecer mejores prestaciones. La simulación energética se realizó mediante el software de WAsP, integrando mapas topográficos y rugosidad de terreno. [2]

Comparación Modelos

Modelo	Energía Bruta [MWh]	Energía Neta [MWh]	Pérdidas estela [%]	Rendimiento [%]
Vestas	206664,63	198419,30	3,99	96,01
GE	189784,92	183680,11	3,22	96,78
Nordex	203324,42	196393,99	3,41	96,59

Tabla 1. Energía Anual neta (AEP) del parque eólico con cada modelo de aerogeneradores

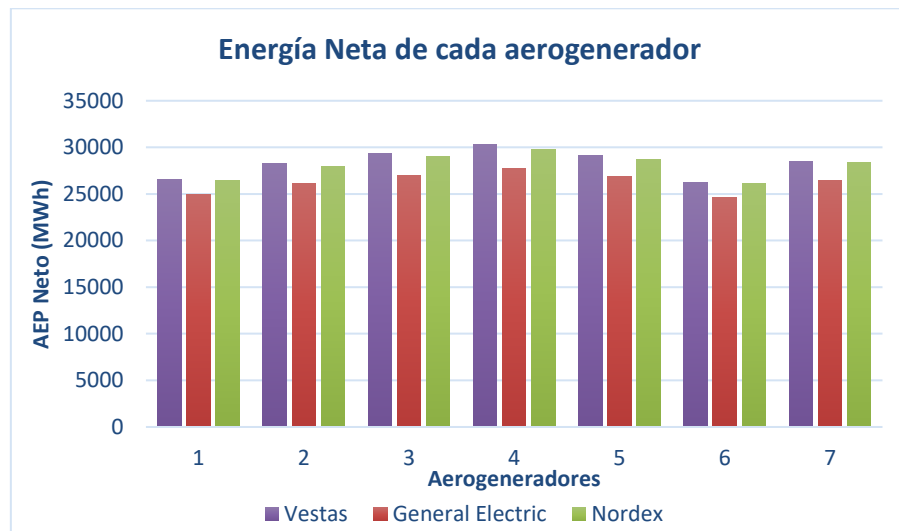


Ilustración 1. Comparación de los 3 modelos tras simulación

- **Diseño eléctrico y civil:** Se diseñaron elementos fundamentales en el emplazamiento, como la red de media tensión, zanjas, edificio de control, subestación eléctrica o interconexión a la red de 66 kV.

3. Resultados energéticos

El parque tendrá una energía total evacuada a la red de 175.584,50 MWh, considerando pérdidas eléctricas, ambientales y de operación. Con ello, se alcanza un factor de capacidad del 39,77% y 3.484 horas equivalentes anuales de funcionamiento.

Resultados con escenario pérdidas

AEP Neta parque eólico [MWh]	198.419,3
Rendimiento por pérdidas [%]	0,88
Energía evacuada a red [MWh]	175.584,5
Horas equivalentes anuales [h]	3.484
Factor de capacidad	39,77%

Tabla 2. Resultados energéticos tras simulación con modelo Vestas

4. Presupuestos y viabilidad económica

Para la estimación del presupuesto inicial del proyecto, se ha dividido en 5 campos principales: infraestructura eléctrica, obra civil, adquisición aerogeneradores, proyectos de ingeniería e interconexión a red eléctrica.

El importe del presupuesto final para el proyecto asciende a 63.923.919,50 €.

Para el análisis económico, Se han estudiado 2 escenarios para la venta de energía:

- **Venta en mercado spot**, con un VAN de 8,36 M€, TIR del 6,30% y PR de 10,5 años para el proyecto. Sin embargo, esta opción no resulta demasiado atractiva para los accionistas, con un VAN positivo ligeramente y TIR del 10,5% frente al 10%.
- **Venta mediante PPA (Power Purchase Agreement)** a 55 €/MWh, asegurando el 100% de la producción. Este escenario mejora considerablemente la rentabilidad, alcanzando un VAN de 17,24 M€, TIR del 7,71% y PR de 9,8 años. Para accionistas, la TIR asciende al 15,23% y el PR baja a 7,4 años.

COMPARATIVA ALTERNATIVAS		
Indicadores financieros	Proyecto WACC = 5%	Accionistas Ke = 10%
VAN - Mercado SPOT	8.363.744,04 €	694.136,58 €
VAN - PPA	17.242.078,09 €	6.824.522,09 €
TIR - Mercado SPOT	6,30%	10,48%
TIR - PPA	7,71%	15,23%
Periodo Retorno - SPOT	10,5 años	10,4 años
Periodo Retorno - PPA	9,8 años	7,4 años

Tabla 3. Comparativa de las 2 alternativas de venta estudiadas

El coste nivelado de energía (LCOE) del proyecto se estima en 34,42 €/MWh, lo que refuerza su viabilidad en el contexto actual de precios energéticos.

5. Ahorro de emisiones y ODS

Durante sus 25 años de vida útil, el parque evitará la emisión de aproximadamente 1.948.698 toneladas de CO₂ equivalentes, usando un factor medio nacional de emisiones de 0,444 tCO₂eq/MWh.

Contaminación Evitada

Parque eólico Biota	Potencia a red [MWh]	Emisiones evitadas [tCO ₂ eq.]
Ahorro anual	175.584,50	77.947,92
Vida útil del parque (25 años)	4.389.612,50	1.948.698,00

Tabla 4. Resultados del impacto medioambiental del parque eólico

Además, el proyecto contribuye directamente a varios Objetivos de Desarrollo Sostenible:

- **ODS 7:** Aumenta la oferta de energía limpia y reduce el coste marginal del sistema.
- **ODS 9:** Promueve la innovación industrial y nuevas infraestructuras eléctricas.
- **ODS 12:** Fomenta un consumo energético responsable.
- **ODS 13:** Contribuye activamente a la lucha contra el cambio climático.



Ilustración 2. ODS alineados con la consecución del proyecto

6. Conclusiones

El proyecto del parque eólico de Biota demuestra su viabilidad técnica, económica y medioambiental. La producción energética neta, combinada con una estrategia de venta mediante PPA, garantiza la rentabilidad tanto del proyecto como para los accionistas. Su ejecución permitirá reducir considerablemente las emisiones de GEI y reforzar la infraestructura renovable en España.

Con todo ello, se trata de un proyecto alineado con los retos de sostenibilidad energética del país, actuando como motor de cambio en el modelo productivo actual.

7. Referencias

- [1] Global WInd Atlas. (2025). *Global Wind Atlas*. Globalwindatlas.info. <https://globalwindatlas.info/en/>
- [2] WAsP Climate Analyst. (2025). @Dtudata. <https://www.wasp.dk/software/wasp-tools/wasp-climate-analyst>

EXECUTION PROJECT FOR A 50.4 MW ONSHORE WINDFARM IN BIOTA, ZARAGOZA

Autor: González Gómez, Sergio.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT

This Master's Thesis presents the design and execution plan for a 50.4 MW onshore windfarm located in Biota (Zaragoza). The project covers the full development cycle, from site selection and energy resource assessment to the design of civil and electrical infrastructure, economic feasibility analysis, and environmental evaluation.

Keywords: Wind energy, onshore windfarm, wind turbine, emissions avoided, economic feasibility, SDGs.

1. Introduction

The project is framed within the national and European energy transition strategy, which aims to increase the share of renewable sources in the electricity mix. The Biota windfarm is designed to contribute to the reduction of greenhouse gas emissions in line with the Integrated National Energy and Climate Plan (PNIEC) and the United Nations 2030 Agenda.

The facility will be installed in the municipality of Biota and will consist of seven state-of-the-art Vestas V172 turbines, each with a nominal capacity of 7.2 MW, totaling 50.4 MW of installed power. The generated electricity will be delivered to the grid through a 30/66 kV step-up substation connected to the Sádaba substation (66 kV).

2. Methodology

The project is structured into several key phases:

- **Site selection:** Biota was chosen based on strong wind potential, minimal environmental sensitivity, existing access infrastructure, and close proximity to a high-voltage electrical network. The Global Wind Atlas web-based platform was used to conduct an initial wind resource assessment across the Iberian Peninsula. [1]
- **Wind resource assessment:** Wind data was provided by Vortex and analyzed using Windographer to determine average wind speed, density, frequency distribution, and directionality at different hub heights.
- **Energy design and layout optimization:** A comparison was made between different turbine models (GE, Nordex, Vestas), ultimately selecting the V172 due to its high performance. Wind resource simulations and energy production estimates were carried out using WAsP software, incorporating topographic and roughness data. [2]

Comparación Modelos

Modelo	Energía Bruta [MWh]	Energía Neta [MWh]	Pérdidas estela [%]	Rendimiento [%]
Vestas	206664,63	198419,30	3,99	96,01
GE	189784,92	183680,11	3,22	96,78
Nordex	203324,42	196393,99	3,41	96,59

Table 1 – Annual Energy Production (AEP) of the windfarm with each turbine model

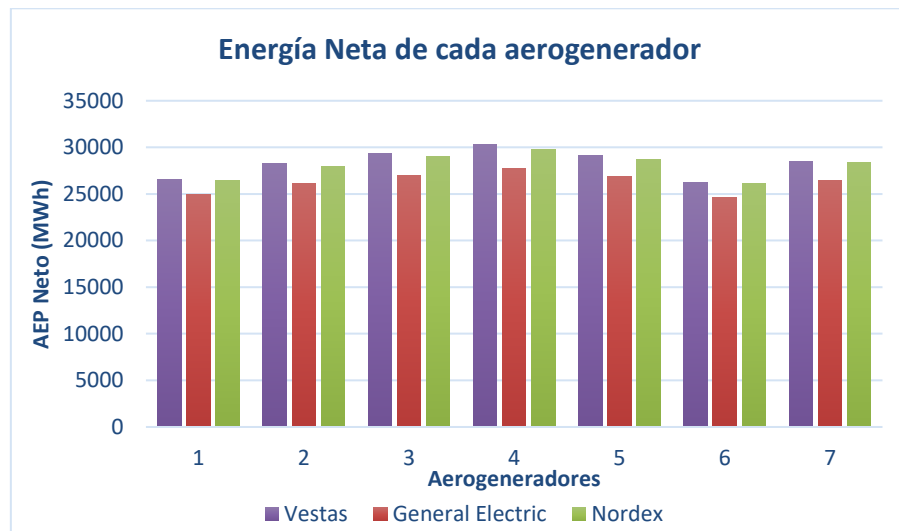


Figure 1 – Comparison of the three models after simulation

- **Electrical and civil infrastructure:** The project includes the design of medium-voltage distribution systems, trenching, control building, and a 30/66 kV substation to evacuate the energy to the grid.

3. Energy Output Results

The net annual energy production is estimated at 175,584.50 MWh, considering electrical and operational losses. This results in a capacity factor of 39.77% and approximately 3,484 full-load equivalent hours per year.

Resultados con escenario pérdidas	
AEP Neta parque eólico [MWh]	198419,30
Rendimiento por pérdidas [%]	0,88
Energía evacuada a red [MWh]	175584,50
Horas equivalentes anuales [h]	3484
Factor de capacidad	39,77%

Table 2 – Energy output results from the simulation using the Vestas model

4. Budget and Economic Feasibility

For the initial budget estimation of the project, the total cost was divided into five main categories: electrical infrastructure, civil works, wind turbine procurement, engineering projects, and grid interconnection.

The final budget amount for the project amounts to €63.923.919,50 €.

For the economic analysis, two energy sale scenarios were evaluated:

- **Spot market sale**, with a Net Present Value (NPV) of €8.36 million, an Internal Rate of Return (IRR) of 6,30%, and a Payback Period (PP) of 10,5 years for the project. However, this option is not attractive to shareholders, as it results in a low positive NPV and an IRR slightly above the associated cost of capital.
- **Power Purchase Agreement (PPA)** at 55€/MWh, securing 100% of the energy output. This scenario significantly improves profitability, reaching an NPV of €17.24 million, an IRR of 7,71%, and a PP of 9,8 years. For shareholders, the IRR increases to 15.23%, and the PP is reduced to 7,4 years.

COMPARATIVA ALTERNATIVAS		
Indicadores financieros	Proyecto WACC = 5%	Accionistas Ke = 10%
VAN - Mercado SPOT	8.363.744,04 €	694.136,58 €
VAN - PPA	17.242.078,09 €	6.824.522,09 €
TIR - Mercado SPOT	6,30%	10,48%
TIR - PPA	7,71%	15,23%
Periodo Retorno - SPOT	10,5 años	10,4 años
Periodo Retorno - PPA	9,8 años	7,4 años

Table 3 – Comparison of the two studied power sale alternatives

The calculated Levelized Cost of Energy (LCOE) stands at 34.42 €/MWh, reinforcing the project's competitiveness in the current energy market.

5. Emissions Savings and SDGs

Over a 25-year operational lifespan, the windfarm will prevent approximately 1,948,698 tonnes of CO₂ equivalent emissions, based on a national average emissions factor of 0.444 tCO₂eq/MWh.

Contaminación Evitada

Parque eólico Biota	Potencia a red [MWh]	Emisiones evitadas [tCO ₂ eq.]
Ahorro anual	175.584,50	77.947,92
Vida útil del parque (25 años)	4.389.612,50	1.948.698,00

Table 4 – Results of the environmental impact assessment of the windfarm

Additionally, the project aligns with United Nations Sustainable Development Goals:

- **SDG 7. Affordable & Clean Energy:** By increasing clean energy supply and lowering marginal prices.
- **SDG 9. Industry, Innovation & Infrastructure:** Development of new infrastructure.
- **SDG 12 – Responsible Consumption and Production:** Promoting efficient resource use.
- **SDG 13 – Climate Action:** Contributing to carbon neutrality & climate resilience.



Figure 2 – SDGs aligned with the project's implementation

6. Conclusions

The Biota windfarm demonstrates technical, economic, and environmental feasibility. Its expected net energy output, combined with a PPA-based sales strategy, ensures project profitability and investor interest. Moreover, it substantially contributes to decarbonization goals and the deployment of renewable energy infrastructure in Spain. This initiative positions the country closer to achieving its energy independence and climate neutrality targets.

7. References

- [1] Global Wind Atlas. (2025). *Global Wind Atlas*. Globalwindatlas.info. <https://globalwindatlas.info/en/>
- [2] WAsP Climate Analyst. (2025). @Dtudata. <https://www.wasp.dk/software/wasp-tools/wasp-climate-analyst>

Índice de documentos

<i>Memoria Descriptiva.....</i>	<i>12</i>
<i>Planos</i>	<i>159</i>
<i>Presupuesto</i>	<i>172</i>
<i>Anexos</i>	<i>177</i>
<i>Anexo I: Cálculos justificativos.....</i>	<i>178</i>
<i>Anexo II: Estudio de viabilidad económica.....</i>	<i>193</i>
<i>Anexo III: Objetivos de desarrollo sostenible.....</i>	<i>195</i>

Índice de la memoria

Parte I : Memoria Descriptiva.....XII

Capítulo 1. Introducción 13

- 1.1 Motivación del proyecto..... 16
- 1.2 Objetivos del proyecto..... 18
- 1.3 Metodología de trabajo..... 21
- 1.4 Marco Normativo Aplicable..... 23

Capítulo 2. Estado del arte 26

- 2.1 Historia de la energía eólica 26
- 2.2 Evolución de la tecnología de los aerogeneradores..... 27
 - 2.2.1 Tecnología de las palas 29
 - 2.2.2 Sistemas de control y monitoreo..... 30
 - 2.2.3 Resumen evolución aerogeneradores 30
- 2.3 Situación actual del sector en España y Europa 30
- 2.4 Tipologías actuales 34
 - 2.4.1 Tecnología eólica terrestre..... 34
 - 2.4.2 Tecnología eólica marina..... 34
 - 2.4.3 Comparación entre tecnologías..... 35
- 2.5 Futuras tendencias 36

Capítulo 3. Tecnologías del aerogenerador..... 38

- 3.1 Rotor..... 38
 - 3.1.1 Palas 39
 - 3.1.2 Buje..... 39
 - 3.1.3 Eje principal 39
 - 3.1.4 Cambio de paso 40
- 3.2 Góndola 40
 - 3.2.1 Generador eléctrico..... 40
 - 3.2.2 Freno de disco 41
 - 3.2.3 Caja multiplicadora..... 41

3.2.4 Sistema de control	42
3.2.5 Sistemas de orientación de la góndola	42
3.3 Torre	43
3.4 Cimentación.....	43
3.5 Sistema eléctrico y conexión a red	44
Capítulo 4. Selección del emplazamiento	45
4.1 Recurso eólico	46
4.2 Características del terreno	47
4.3 Interconexión eléctrica	50
4.4 Accesibilidad al emplazamiento.....	52
4.5 Impacto medioambiental	53
4.6 Ubicación y disposición del emplazamiento	54
Capítulo 5. Estudio del recurso eólico	56
5.1 Velocidades de los vientos	59
5.1.1 Altura 120 m	59
5.1.2 Altura 150 m	61
5.2 Rosa de los vientos	63
5.2.1 Altura 120 m	64
5.2.2 Altura 150 m	67
5.3 Distribución de Weibull	70
5.4 Función de distribución acumulativa.....	74
5.5 Diagrama de cajas	75
5.6 Conclusiones y resultados de las distintas alturas	76
Capítulo 6. Diseño y Simulación Energética.....	79
6.1 Mapa de orografía y rugosidad.....	80
6.2 Datos del viento.....	83
6.3 Curvas potencia y coeficientes empuje	84
6.4 Posición de los aerogeneradores y de la estación	89
6.5 Resultados de los 3 aerogeneradores	90
6.5.1 Modelo Vestas	92
6.5.2 Modelo General Electric	94
6.5.3 Modelo Nordex-ACCIONA.....	94

6.5.4 Comparación modelos.....	95
6.6 Futura ampliación del parque	97
6.7 Energía evacuada a la red	98
Capítulo 7. Instalación Eléctrica	102
7.1 Centros de transformación.....	103
7.1.1 Transformador de BT/MT.....	103
7.1.2 Celdas/Cabinas de interconexión.....	104
7.2 Red eléctrica de MT del parque.....	106
7.2.1 Niveles de tensión.....	106
7.2.2 Nivel de aislamiento	107
7.2.3 Dimensionamiento de cables	108
7.3 Red de comunicaciones	111
7.4 Subestación eléctrica del parque	113
7.4.1 Transformador de potencia	113
7.4.2 Transformadores de tensión e intensidad.....	115
7.4.3 Seccionador	116
7.4.4 Interruptor automático	117
7.4.5 Auto válvula.....	119
7.4.6 Bobina de bloqueo.....	120
7.4.7 elementos de protección restantes.....	120
7.5 Red de puesta a tierra del parque.....	121
Capítulo 8. Obra Civil.....	122
8.1 Viales interiores.....	123
8.2 Cimentación de aerogeneradores.....	125
8.3 Zanjas	126
8.4 Edificio de control	128
8.5 Subestación eléctrica	128
Capítulo 9. Ahorro y contaminación evitada.....	129
Capítulo 10. Planificación del proyecto.....	133
Capítulo 11. presupuesto	134
11.1 Presupuesto Infraestructura eléctrica.....	134

11.2 Presupuesto Obra civil.....	135
11.3 Presupuesto grupo de aerogeneradores	136
11.4 Presupuesto procesos de ingeniería	136
11.5 Presupuesto interconexión a red.....	137
11.6 Presupuesto completo del parque	137
Capítulo 12. viabilidad económica.....	139
12.1 Costes del proyecto	139
12.1.1 Gastos de inversión	140
12.1.2 Gastos de explotación.....	140
12.2 Ingresos proyectados	141
12.2.1 Venta al pool (mercado mayorista).....	142
12.2.2 Acuerdo PPA por cantidad producida y precio fijo	143
12.3 Flujos de caja.....	144
12.4 Análisis financiero.....	145
12.4.1 Resultados de venta al mercado spot	146
12.4.2 Resultados de venta con acuerdo PPA	147
12.5 Comparativa y elección	148
Capítulo 13. Resultados y conclusiones.....	149
Capítulo 14. Bibliografía.....	151
Parte II : Planos	159
Parte III : Presupuestos.....	172
ANEXO I: Cálculos justificativos	178
Anexo II: Estudio de viabilidad económica.....	193
Anexo III: Objetivos de desarrollo sostenible.....	195

Índice de figuras

Figura 1. Reparto de instalaciones nueva y existentes en el mundo de ambas tecnologías [3]	14
Figura 2. Desarrollo histórico anual de la potencia eólica instalada en el mundo con ambas tecnologías [3]	15
Figura 3. Potencia eólica instalada en España de 2010 a 2023 [4]	15
Figura 4. Potencia eólica instalada en España de 2010 a 2023	17
Figura 5. Aportación del sector eólico español en los principales indicadores socioeconómicos	17
Figura 6. Diagrama de Gantt del proyecto	22
Figura 7. 6 fases de funcionamiento de turbinas eólicas	28
Figura 8. Evolución aerogeneradores en tamaño y potencia [24]	29
Figura 9. Reparto del mix de generación en los últimos años [26]	31
Figura 10. Tendencia anual del sector eólico en los últimos años	31
Figura 11. Reparto nacional de la potencia eólica instalada en 2024 [27]	32
Figura 12. Ranking países con mayor potencia eólica terrestre instalada [28]	33
Figura 13. Reparto energía eólica diaria generada a nivel europeo [29]	33
Figura 14. Evolución potencia marina instalada anualmente en el mundo [33]	36
Figura 15. Componentes de una turbina eólica [35]	38
Figura 16. Sistemas de engranajes	42
Figura 17: Reparto de costes de adquisición de un aerogenerador [40]	44
Figura 18. Velocidades del viento en emplazamiento	46
Figura 19. Velocidades medias del área seleccionada	47
Figura 20. Rosa de los vientos en el emplazamiento	47
Figura 21. Visor cartográfico en el emplazamiento [42]	48
Figura 22. Mapa litográfico península [43]	48
Figura 23. Índice de rugosidad del terreno y nivel de orografía	49
Figura 24. Infraestructura eléctrica de la zona cercana y detalle de la línea eléctrica	51
Figura 25. Perfil longitudinal de la distancia emplazamiento-subestación	51
Figura 26. Acceso al emplazamiento vía carretera	52

Figura 27. Vista de espacios protegidos cercanos al emplazamiento.....	53
Figura 28. Disposición de los aerogeneradores en punto emplazamiento.....	55
Figura 29. Velocidades del viento en los 10 años del modelo de Vortex [47].....	57
Figura 30. Distribución de velocidades y rosa de los vientos del modelo de Vortex.....	58
Figura 31. Velocidades medias del viento mensuales de las distintas alturas.....	58
Figura 32. Perfil diario de la velocidad del viento a 120 m.....	59
Figura 33. Perfil diario de la velocidad media del viento según el mes del año	60
Figura 34. Perfil mensual de la velocidad del viento a 120m.....	60
Figura 35. Perfil diario de velocidades a 150 m.....	61
Figura 36. Perfil diario de velocidades repartido en meses para 150 m.....	62
Figura 37. Perfil estacional de las velocidades para 150 m.....	62
Figura 38. Los 16 rumbos co-colaterales de la rosa de los vientos[48].....	63
Figura 39. Rosa de los vientos de velocidad para 120 m	64
Figura 40. Rosa de los vientos de velocidad repartido mensualmente para 120 m.....	64
Figura 41. Rosa de los vientos de energía para 120 m	65
Figura 42. Rosa de los vientos de energía repartido mensualmente para 120 m.....	65
Figura 43. Rosa de los vientos de frecuencia para 120 m	66
Figura 44. Rosa de los vientos de frecuencia mensual para 120 m	66
Figura 45. Rosa de los vientos de velocidad para 150 m	67
Figura 46. Rosa de los vientos de velocidad repartido mensualmente para 150 m.....	68
Figura 47. Rosa de los vientos de energía para 150 m	68
Figura 48. Rosa de los vientos de energía distribuida mensualmente para 150 m.....	69
Figura 49. Rosa de los vientos de frecuencia para 150 m	69
Figura 50. Rosa de los vientos de frecuencia repartido mensualmente para 150 m.....	70
Figura 51. Distribución de Weibull para 120 m	71
Figura 52. Distribución de Weibull para 150 m	72
Figura 53. Distribución de Weibull mensual para 120 m.....	73
Figura 54. Distribución de Weibull mensual para 150 m.....	73
Figura 55. Función de distribución acumulativa con ambas alturas.....	74
Figura 56. Diagrama de cajas repartida en meses para 120 m	75

Figura 57. Diagrama de cajas repartida en meses para 150 m	76
Figura 58. Mapa topográfico digitalizado por la empresa Vortex.....	81
Figura 59. Digitalización de la rugosidad próxima al emplazamiento	82
Figura 60. Mapa topográfico recortado importable para WAsP	82
Figura 61. Datos importados a WAsP Climate Analyst	83
Figura 62. Resultados del WAsP Climate Analyst a 120 m en dirección más frecuente....	84
Figura 63. Curva de potencia y coeficiente de empuje del modelo Vestas V172	87
Figura 64. Curvas de potencia y coeficiente de empuje del modelo GE 6.0-164	87
Figura 65. Curvas de potencia y coeficiente de empuje del modelo Nordex 163	88
Figura 66. Interfaz del archivo .wtg del modelo de vestas y sus curvas	88
Figura 67. Disposición aerogeneradores y anemómetro en mapa topográfico.....	90
Figura 68. Entorno de trabajo y calibración de velocidades.....	91
Figura 69. Resultado gráfico del AEP de cada aerogenerador del parque eólico	92
Figura 70. Comparativa AEP Neta de cada aerogenerador	96
Figura 71. Mallado del recurso de velocidad media del viento.....	97
Figura 72. Factores de capacidad comunes de cada sector [57].....	101
Figura 73. Ejemplo ilustrativo celdas de interconexión de la red de MT.....	104
Figura 74. Vista externa de celda modelo DVCAS [62]	105
Figura 75. Tensiones nominales normalizadas [63]	107
Figura 76. Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios	107
Figura 77. Modelo de cables de fibra óptica seleccionado [64]	112
Figura 78. Transformador de potencia del fabricante IMEFY	114
Figura 79. Esquema del transformador de tensión capacitivo del fabricante Arteche	115
Figura 80. Esquema del transformador de intensidad del fabricante Arteche seleccionado	116
Figura 81. Seccionador modelo SGP-72/1250 del fabricante MESA [66].....	117
Figura 82. Interruptor automático modelo 3AP1 FG 72,5 kV Siemens.....	118
Figura 83. Modelos disponibles de pararrayos facilitados por RH Corporate International [68]	119
Figura 84. Bobina de bloqueo del fabricante Arteche [69]	120

Figura 85. Cable desnudo de cobre suave del fabricante Prysmian [70].....	121
Figura 86. Vista aérea de los viales de cada aerogenerador	123
Figura 87. Dimensiones de la cimentación de cada aerogenerador.....	126
Figura 88. Zanjas del proyecto	127
Figura 89. Dimensiones de las zanjas del emplazamiento	127
Figura 90. Reparto de emisiones por tecnología y factor de emisiones equivalente [60] .	130
Figura 91. Mix de generación nacional en 2024 por tecnologías	131
Figura 92. Reparto de emisiones de CO2 en 2024 a nivel nacional por tecnologías	131
Figura 93. Casación del mercado diario nacional de los últimos años.....	142
Figura 94. Tendencia del precio de venta de la energía en los próximos 25 años	142
Figura 95. Objetivos de desarrollo Sostenible (ODS) - Agenda 2030	195

Índice de tablas

Tabla 2. Software/Herramientas utilizados	23
Tabla 3. Evolución aerogeneradores	30
Tabla 4. Reparto potencia eólica instalada por comunidades más destacadas	32
Tabla 5. Comparativa tecnologías terrestre y marina	36
Tabla 6. Clasificación de terrenos realizada por Wieringa (1993) [44]	50
Tabla 7. Clasificación orientativa niveles de orografía	50
Tabla 8. Itinerarios para acceso al parque eólico.....	53
Tabla 9. Coordenadas UTM de los elementos relevantes del proyecto.....	54
Tabla 10. Coordenadas facilitadas a Vortex para modelo de datos.....	56
Tabla 11. Resumen características del modelo de datos utilizado	77
Tabla 12. Resultados velocidad para 120 y 150 m.....	77
Tabla 13. Resultados del análisis según la orientación del aerogenerador.....	77
Tabla 14. Módulos del software WAsP y sus funciones principales.....	80
Tabla 15. Alternativas de aerogeneradores y sus características.....	85
Tabla 16. Cálculo de altura promedio de aerogeneradores	86
Tabla 17. Coordenadas aerogeneradores importadas a WAsP, zona 30T	89
Tabla 18. Coordenadas anemómetro virtual para WAsP, zona 30T	89
Tabla 19. Resultados parque con modelo Vestas	93
Tabla 20. Características secundarias aerogeneradores modelo Vestas	93
Tabla 21. Resultados del parque eólico con el modelo GE	94
Tabla 22. Resultados del parque eólico con el modelo de Nordex-ACCIONA	95
Tabla 23. Comparación prestaciones de los 3 modelos.....	96
Tabla 24. Escenario de pérdidas para el volcado de energía a la red	99
Tabla 25. Resultados de producción con escenario de pérdidas incluido	99
Tabla 26. Energía evacuada a red y factor de capacidad de cada aerogenerador.....	100
Tabla 27. Características técnicas transformador BT/MT [61]	103
Tabla 28. Celda de interconexión de cada aerogenerador	105
Tabla 29. Intensidad nominal de cada tramo de la línea	109

Tabla 30. Intensidad máxima admisible del conductor seleccionado	109
Tabla 31. Caídas de tensión máximas en cada tramo y circuito de MT	110
Tabla 32. Pérdidas de potencia máximas en la red de MT	111
Tabla 33. Longitud de cada tramo de la red de fibra óptica	112
Tabla 34. Características de la red de AT (66 kV) del proyecto	113
Tabla 35. Características principales transformador de potencia IMEFY [65]	114
Tabla 36. Valores normalizados para transformador de tensión norma Iberdrola 2003 ...	115
Tabla 37. Características normalizadas para transformadores de intensidad según la normativa Iberdrola	116
Tabla 38. Características técnicas del seccionador del fabricante MESA.....	117
Tabla 39. Características del interruptor 3AP1 FG del fabricante Siemens [67]	118
Tabla 40. Infraestructuras presentes en el proyecto	122
Tabla 41. Características de los viales de cada aerogenerador.....	125
Tabla 42. Reparto de gases emitidos en 2018 a nivel nacional [59]	129
Tabla 43. Generación y tasa de emisiones anuales en 2024 por tecnologías a nivel nacional	132
Tabla 44. Ahorro de emisiones de CO2 con el parque operativo.....	132
Tabla 45. Planificación del proyecto de 18 meses de duración.....	133
Tabla 46. Presupuesto de infraestructura eléctrica	135
Tabla 47. Presupuestos obra civil.....	135
Tabla 48. Presupuesto aerogeneradores.....	136
Tabla 49. Presupuesto para procesos de ingeniería	136
Tabla 50. Presupuesto para interconexión a red eléctrica	137
Tabla 51. Presupuesto total del proyecto.....	138
Tabla 52. Datos de partida para análisis financiero.....	139
Tabla 53. Resumen gastos operativos del parque.....	141
Tabla 54. Variables estudiadas en el modelo financiero de viabilidad económica con 2 alternativas.....	144
Tabla 55. Resultados financieros con ingresos por venta mayoritaria al mercado spot....	146
Tabla 56. Resultados financieros con la venta de energía a través de un PPA	147

Tabla 57. Comparación resultados financieros con los 2 métodos estudiados.....	148
Tabla 58. Cálculo de la resistencia del electrodo según su naturaleza. Manual TK-PAT, puesta a tierra.....	189

Parte I: MEMORIA

DESCRIPTIVA

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

La transición hacia modelos energéticos sostenibles es un tema cada vez más común en el mundo de la ingeniería e industria. Esta prioridad nace de la necesidad urgente de hacer frente al cambio climático reduciendo la presencia de combustibles fósiles contaminantes. En este contexto, la energía eólica está adquiriendo un papel clave dentro de los diferentes métodos de obtención de energía. En particular, las instalaciones eólicas están muy presentes en España debido a las condiciones climáticas favorables para su explotación. El objetivo de estas instalaciones es aprovechar la fuerza del viento, generando movimiento en las aspas de los aerogeneradores y, por tanto, energía. Es por ello que España es uno de los países líderes europeos en el desarrollo de esta fuente renovable.

A finales del siglo XX, el mix energético de España estaba claramente gobernado por recursos contaminantes, siendo el carbón el recurso energético más utilizado (35-40%), seguido muy de cerca de la energía nuclear (30-35%), y seguido de otros recursos no tan utilizados, aunque importantes, como el gas natural (5-10%) o el petróleo (5%). Las energías renovables en esas fechas tenían una participación mínima, siendo la más relevante la hidroeléctrica (15-20%) seguida de las no convencionales como son la solar o la eólica (<5%). [1]

Todo comenzó a transformarse a partir de la Ley 82/1980 de Conservación de la Energía, pudiendo considerarse este punto el inicio del desarrollo de las fuentes renovables en nuestro país. El primer parque eólico “P.E. del Empordá”, construido en territorio español, más concretamente en Garriguella, Girona, tuvo lugar en el año 1984, contando con la instalación de 5 aerogeneradores de 24 kW cada uno. Este parque eólico funcionó como trampolín para la instalación de nuevos parques en los próximos años, como los de La Muela y Tarifa. Otro hito relevante dentro del mundo de la energía eólica fue la construcción del parque “El Perdón”, primer parque construido en Navarra, con alta capacidad de generación, con 6 turbinas de 500 kW cada una, en la primera fase. La segunda fase del proyecto se autorizó de manera paralela, que consistía en la instalación de otros 34 aerogeneradores de la misma

potencia. Este fue el mayor contrato de la industria mundial de aerogeneradores entre 2 empresas muy reconocidas del sector como son Acciona y Gamesa Eólica. [2]

Acto seguido, algunas medidas como: la Ley de 54/1997, el Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER), el Plan de Energías Renovables (PER), el Protocolo Kioto y el Real Decreto 436/2004 impulsaron la generación de energía renovable y fijaron objetivos para 2010.

Algunos resultados destacables producidos por dichas medidas fueron:

- Salto de la demanda eléctrica cubiertas por energías renovables, pasando de un 19,3% en los 2000 a un 30,6% en 2009.
- Construcción de 275 MW en la década de los 2000.

A nivel global, China es el país que lidera ambas tecnologías (onshore y offshore) con hasta un 50% y 70% de las nuevas instalaciones en ambos modos. La tecnología offshore se empezó a instalar de forma más continua y abundante entre el 2015 y 2018, con un aumento cada vez más significativo de la misma. A pesar de no estar en el periodo de mayor auge de instalación de la tecnología, se sigue teniendo un CAGR (*Compound Annual Growth Rate*) del 11%, indicando una tasa de rendimiento de inversión buena. [3]



Figura 1. Reparto de instalaciones nueva y existentes en el mundo de ambas tecnologías [3]

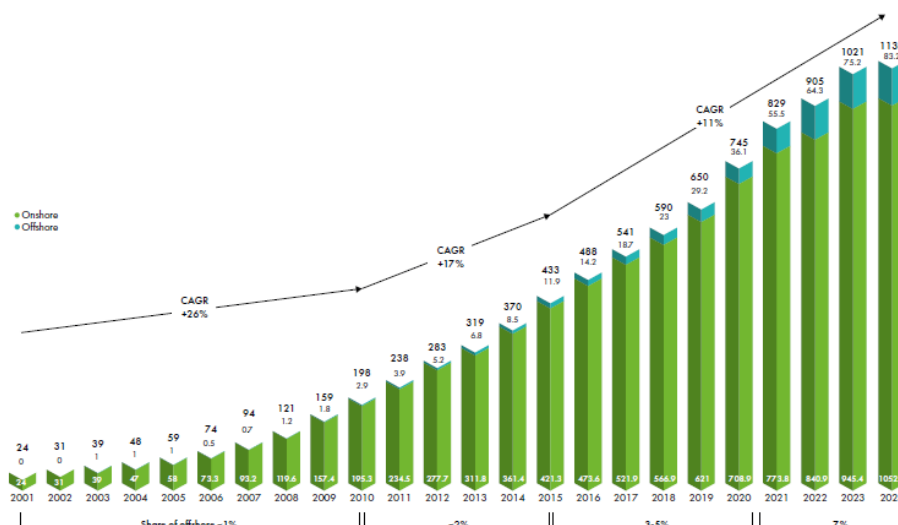


Figura 2. Desarrollo histórico anual de la potencia eólica instalada en el mundo con ambas tecnologías [3]

En la última década, España ha incrementado su potencia eólica instalada en un 35%, pasando de 20 MW a más de 30 MW instalados, tal y como se puede observar en la Imagen 1. Este aumento va en línea con el cumplimiento del Plan Integrado de Energía y Clima (PNIEC), el cual tiene como objetivo fijar un 74% de la generación eléctrica proveniente de energías renovables para 2030. Con este objetivo, España se establece como uno de los referentes en el ámbito de lucha contra el cambio climático. [5]

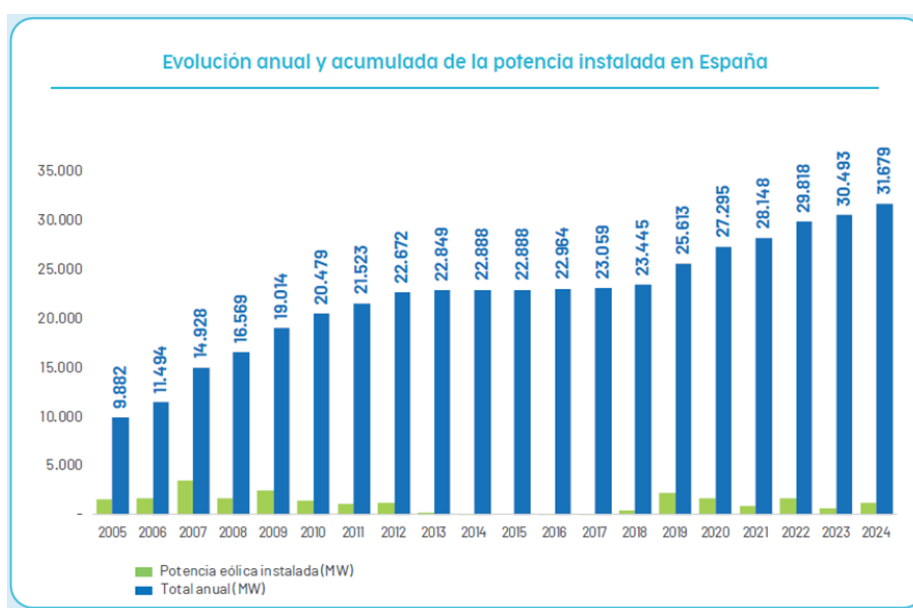


Figura 3. Potencia eólica instalada en España de 2010 a 2023 [4]

Este proyecto surge como parte del Trabajo Fin de Máster del grado en Ingeniería Industrial, con la intención de aplicar conocimientos técnicos a un caso práctico dentro del ámbito energético. El objetivo principal es desarrollar el diseño de un parque eólico terrestre, analizando distintas ubicaciones en territorio español, teniendo en cuenta criterios como el recurso eólico, accesibilidad del terreno o su viabilidad eléctrica. Aunque se trata de un caso académico, el enfoque busca aproximarse al proceso real que seguiría una instalación de este tipo, incluyendo herramientas profesionales de simulación y criterios técnicos comparables a los empleados en proyectos reales. Con ello se pretende no solo demostrar lo aprendido a lo largo del máster, sino también adquirir una visión más cercana al funcionamiento del sector energético en un contexto profesional.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La transición energética es uno de los asuntos más relevantes y en boca de todos hoy en día. Se ha consolidado como una de las prioridades globales de la sociedad, debido al renombre que han adquirido asuntos como planes de mitigación y contención ante el cambio climático, o la descarbonización del sector energético. España en particular, muestra su compromiso con la transformación buscada, a través de objetivos establecidos por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), para alcanzar un mix energético de generación renovable cercano al 100% (generación libre de residuos).

En este contexto, la energía eólica se presenta como una de las fuentes más prometedoras, debido a su madurez tecnológica, competitividad económica y bajo impacto medioambiental. Además, es uno de los principales empleos a nivel nacional contando con más de 32.000 empleados y con el plan de duplicar el número de puestos de cara a 2030 [6]. En un mundo con un gran crecimiento industrial destacable, uno de los sectores donde se pronostica mayor aumento de empleabilidad es el sector energético, según el 60% de los 40 encuestados de Recursos Humanos en el reporte de Adecco “El futuro de trabajo en España”, situándose entre 4 de los grandes sectores, tal y como muestra la imagen. [7]



Figura 4. Potencia eólica instalada en España de 2010 a 2023

Según datos de la Asociación Empresarial Eólica (AEE), desde 2023 la fuente eólica ya se ha consolidado como la 1^{era} tecnología presente en el mix de generación del país, abarcando hasta un 25% de la demanda requerida por los españoles. El sector eólico supone un 0,5% de todo el PIB del país. Respecto a la empleabilidad, en 2022 hubo un 14% de incremento con un total de cerca de 40.000 empleados relacionados con el sector. A nivel mundial, España es el responsable del 7% de la generación eólica anual, produciendo más de 2 TWh, siendo el 5^{to} país del mundo con mayor potencia instalada (3% total), tan solo por detrás de gigantes como EE.UU, China e India; y el 2^{do} país con mayor potencia instalada en Europa, tan solo por detrás de Alemania (7% del total). [8]

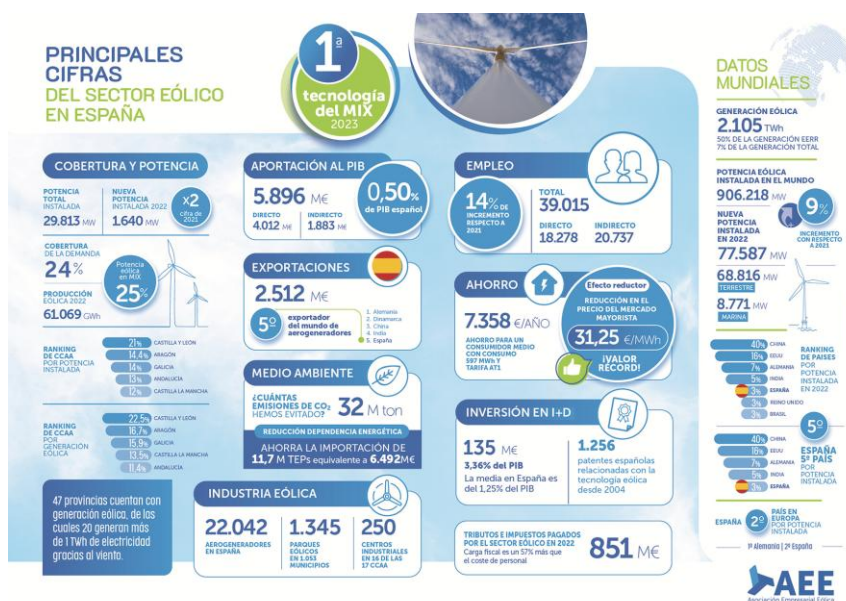


Figura 5. Aportación del sector eólico español en los principales indicadores socioeconómicos

La elección de un proyecto eólico terrestre (on-shore) responde a múltiples ventajas frente a las instalaciones marinas (off-shore), como menores costes de inversión y operación, mayor facilidad en la tramitación administrativa y una infraestructura más desarrollada. Además, el terreno español ofrece condiciones óptimas para el aprovechamiento del recurso eólico terrestre, lo que facilita la implementación de este tipo de proyectos.

Este proyecto busca contribuir a la consolidación del sector eólico en España, proporcionando un estudio detallado que pueda servir de referencia para futuras iniciativas en el ámbito de las energías renovables. A través de este trabajo, se pretende fomentar el desarrollo sostenible, impulsar la economía verde y posicionar a España como líder en la transición energética global, que sucede no únicamente gracias a la explotación del recurso eólico sino también gracias a las condiciones solares del país. [9]

1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

- **Objetivo principal:**

El objetivo principal del proyecto se enfoca en el diseño de un parque eólico capaz de tener una potencia instalada cercana a 50 MW, aprovechando el fenómeno natural del viento. Para conseguirlo, se evaluarán 3 ubicaciones diferentes, candidatas a ser el emplazamiento final, se hará un análisis comparativo de los factores principales, y se escogerá uno de ellos como emplazamiento. Se deberá diseñar siempre teniendo en cuenta el marco normativo técnico y medioambiental, garantizando rentabilidad económica durante la vida útil del parque, y asegurando una integración sostenible con el entorno y las poblaciones cercanas.

- **Objetivos específicos:**

1. **Evaluación de 3 posibles emplazamientos**

Se realizará un estudio de 3 ubicaciones de la península ibérica donde podría ser viable la instalación de un parque eólico. Se hará especial hincapié en aquellas características relevantes, donde se deberá cumplir una serie de requisitos, y se terminará seleccionando un finalista en base a la computación total de puntos acumulados. Los requisitos fijados para la evaluación del emplazamiento son los siguientes:

- **Recurso eólico:** Se analizarán los vientos registrados en cada ubicación, tanto las velocidades como su dirección. Se prestará atención a la velocidad media del viento, aunque también es posible hacer un análisis de la densidad media del mismo. Cuanta mayor velocidad y mejor precisión de la dirección del mismo, mayor potencia se podrá extraer de cada aerogenerador.

- **Tipo de terreno:** Se analizará el tipo de terreno presente en la región en cuestión, y en la propia ubicación en sí, ya que el estado del terreno puede repercutir de manera significativa en el presupuesto asociado la instalación de los molinos.

Por un lado, se procurará evitar terrenos excesivamente rocosos ya que esto supondría un extra-coste en procesos de excavación y uso de cimentaciones especiales. Por otro lado, terrenos demasiado blandos no ofrecen suficiente capacidad portante para estructuras tan contundentes como un aerogenerador. Esto significa que, en terrenos demasiado blandos, el suelo no es capaz de soportar el peso de la torre, y se generan asentamientos diferenciales (hundimientos desiguales) que pueden dañar la estructura.

- **Orografía:** La orografía se define como “Parte de la geografía física que trata de la descripción de las montañas” según la RAE, y viene a describir la forma y estructura de las montañas, haciendo uso del relieve. Los valores asociados a la orografía (medidos en metros) describen la altitud de un lugar respecto al nivel del mar. Por lo tanto, a modo de evitar terrenos montañosos, un valor bajo/intermedio de orografía será buen indicativo de no encontrarse en zona montañosa, caracterizadas por terrenos rocosos y grandes desniveles del terreno.

- **Vegetación:** Se analizará el nivel de vegetación presente en la ubicación propuesta, así como el tipo de vegetación. Se procurará evitar zonas de vegetación densa, puesto que esto conllevaría mayor dificultad en la etapa de instalación, y se procurará evitar zonas donde predominen altos matorrales o árboles, para minimizar el impacto al medioambiente.

- **Infraestructura eléctrica:** Se detallará la interconexión eléctrica de cada zona, evaluando la cantidad de líneas eléctricas que pasan, el tipo de líneas eléctricas que son con referencia a su nivel de tensión (BT, MT o AT), y la cercanía de subestaciones eléctricas que pudieran abastecer la planta eólica. Lo óptimo será aquel lugar que presente alto número de líneas eléctricas que abastezcan la zona, líneas de Alta Tensión que minimicen las pérdidas, y subestaciones eléctricas cercanas y con suficiente potencia para el abastecimiento.
- **Accesibilidad:** Se hará un estudio del acceso a la ubicación a través de carreteras para poder suministrar y transportar el material requerido para la instalación. Debido al gran tamaño de los molinos, y a la maquinaria pesada necesaria, lugares próximos a grandes carreteras con terreno mayoritariamente llano serán los idóneos para el emplazamiento.
- **Medio Ambiente:** Se cerciorará que el emplazamiento no esté dentro de espacios protegidos, zonas de alta biofauna, zonas ZEPA (Zonas de Especial Protección para Aves) o lugares LIC (Lugares de Importancia Comunitaria). En resumidas cuentas, se trata de encontrar un emplazamiento que no afecte a la fauna ni flora del lugar, y que el impacto sobre poblaciones cercanas sea mínimo.

2. Optimización de aerogeneradores

Tras un análisis de las principales características y condiciones del emplazamiento, se tomará la decisión de factores clave del diseño de los aerogeneradores.

Algunos de los factores clave a considerar a la hora de diseñar aerogeneradores son:

- **Altura del buje:** Se procurará elegir aquella altura máxima que absorba la mayoría de energía de los vientos de la zona, sin excederse en altura para evitar estructuras demasiado caras.
- **Diámetro del rotor o longitud de las palas:** Palas más largas serán capaces de alcanzar más área barrida, aunque cuanto mayor sea esta longitud, mayores serán las exigencias estructurales, el peso y las cargas dinámicas.

- Velocidad y potencia específica: Se deberá adaptar a las condiciones del emplazamiento, siendo máquinas de baja velocidad específica convenientes para vientos moderados, y bajas de baja potencia específica y alta potencia específica idóneos para vientos suaves y fuertes, respectivamente.
- **Diseño de las palas:** Con el objetivo de maximizar el coeficiente de potencia (C_p), pudiendo lograrse dicho máximo a través de herramientas de simulación de los vientos del emplazamiento.

3. Optimización del diseño del parque

Se analizará cómo afecta la disposición de los aerogeneradores seleccionados en la instalación, escogiendo la disposición que maximice la eficiencia y la producción de energía, y minimizando las pérdidas de energía. Este objetivo se conseguirá gracias a la herramienta WASP y derivados.

4. Análisis de la viabilidad económica y social

Se realizará un estudio detallado de los costes y beneficios del parque, de modo que se pueda estimar a partir de qué año comenzará a generar beneficios el parque. Además, se hará un estudio a cerca del impacto social a causar por la instalación del parque.

5. Cumplimiento de la normativa vigente

Todas las etapas presentes en el proyecto estarán supervisadas y respaldadas bajo el cumplimiento de la normativa vigente de España, con fecha de Junio de 2025. Será requisito el cumplimiento con la legislación nacional y las políticas ambientales y energéticas.

1.3 METODOLOGÍA DE TRABAJO

Las fases de desarrollo fijadas para la consecución de los objetivos del proyecto son las siguientes:

1. Estudio preliminar del sector eólico y energías renovables

Investigación de tecnologías del sector, recopilación de datos y normativa, situación actual.

2. Selección de 3 posibles emplazamientos y análisis comparativo

Aplicación de criterios técnicos y medioambientales para selección final.

3. Análisis del recurso eólico en detalle

Uso de datos históricos registrado, análisis con herramientas como WindowGrapher.

4. Simulación energética

Modelo de simulación con herramienta WASP (“Wind Atlas Analysis and Application Program”) y elección aerogeneradores en base a resultados obtenidos.

5. Diseño de la instalación eléctrica del parque

Elaboración de diagramas unifilares, conexión a red mediante subestación eléctrica y diseño de las líneas de evacuación.

6. Diseño de la obra civil

Planificación de accesos, cimentación, plataformas de montaje y canalizaciones del parque.

7. Análisis de la viabilidad económica del proyecto

Estimación de costes, ingresos y principales indicadores financieros como VAN y TIR.

8. Conclusiones y aprendizajes

Resumen de resultados clave, limitaciones del estudio y propuestas de mejoras futuras.

La planificación del proyecto y su reparto temporal a lo largo del curso académico se muestran de manera gráfica a través del diagrama de Gantt mostrado.

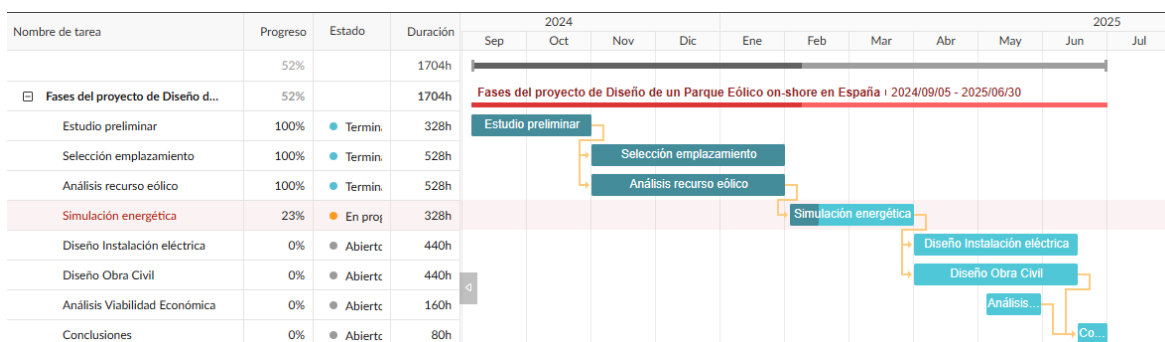


Figura 6. Diagrama de Gantt del proyecto

La realización de dicho esquema ha sido gracias a la herramienta web gratuita de GanttPro. Se ha tratado de elaborar el contenido visual lo más sencillo posible, a modo de facilitar su comprensión.

A continuación, se muestra la Tabla 1 encargada de recoger todos los softwares o herramientas utilizadas durante el proyecto para la consecución de algún objetivo.

Software/Herramienta	Uso en el proyecto
Windographer	Análisis estadístico de datos eólicos (rosa de viento, Weibull...)
WAsP	Simulación energética del parque, producción anual estimada
Google Earth Pro	Análisis visual del terreno, accesos y orografía
Global Wind Atlas	Localización de zonas con buen recurso eólico
Excel	Análisis viabilidad económica, cálculos complementarios
AutoCAD	Planos de unifilares y obra civil

Tabla 1. Software/Herramientas utilizados

1.4 MARCO NORMATIVO APLICABLE

El desarrollo de un parque eólico está condicionado por una amplia variedad de normativas y marcos legislativos que garantizan la seguridad, sostenibilidad y legalidad del proyecto. Estas normativas afectan a aspectos técnicos, medioambientales, administrativos y de conexión a red, y deben ser consideradas durante todo el trascurso del proyecto.

En el plano estratégico, destaca el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030**, que constituye el principal instrumento del Estado para avanzar hacia la descarbonización del sistema energético. El PNIEC establece objetivos concretos de generación renovable, entre ellos alcanzar un 74% de producción eléctrica renovable para 2030 y promover tecnologías como la eólica terrestre, entre otras [10]. Actualmente en torno al 57% de la producción eléctrica es gracias a energías renovables, siendo necesario un aumento del 20% en los próximos 5 años para cumplir con el objetivo fijado. [11]

También se seguirá rigurosamente el cumplimiento de la **Ley 7/2021 de cambio climático y transición energética**, cuyo objetivo es alcanzar la neutralidad climática antes del 2050 (reducir las emisiones netas de gases de efecto invernadero a cero) [12]

Desde el punto de vista ambiental, la **Ley 21/2013 de Evaluación Ambiental** regula la necesidad de someter a evaluación los efectos significativos que una instalación puede tener sobre el entorno. Esta ley establece los procedimientos para elaborar estudios de impacto ambiental y su correspondiente aprobación por las autoridades competentes. Además, existen disposiciones complementarias recogidas en la web del **Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO)**, que incluyen directivas europeas y normativas autonómicas en materia de calidad y protección ambiental. [13]

En lo relativo a la conexión del parque eólico a la red de transporte o distribución eléctrica, se deben seguir los criterios técnicos y administrativos regulados por Red Eléctrica de España (REE). Estos están basados en el **Real Decreto 1183/2020** sobre acceso y conexión, así como en otras disposiciones recogidas en la normativa específica para titulares de almacenamiento y evacuación eléctrica. Estos documentos regulan tanto el procedimiento para la solicitud de acceso a la red como los requisitos técnicos que deben cumplir las instalaciones.

Desde el punto de vista técnico, el diseño y la ejecución de las infraestructuras eléctricas deben ajustarse al **Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión**, cuyas Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC-RAT y ITC-LAT) definen parámetros fundamentales de diseño de líneas, subestaciones y equipamientos de protección. A nivel general, también se tiene en cuenta el **Real Decreto 337/2014**, que regula las condiciones de seguridad industrial en instalaciones eléctricas, su mantenimiento, revisiones periódicas y documentación asociada [14]

A nivel europeo, el proyecto también se alinea con el **Reglamento (UE) 2019/943**, que regula el funcionamiento del mercado interior de la electricidad en la Unión, promoviendo la integración de renovables, la competencia y la eficiencia del sistema energético. Asimismo, el “**Green Deal**” Europeo establece la hoja de ruta para una Europa climáticamente neutra en 2050, reforzando el compromiso de los Estados miembros con la transición energética. [15]

En conjunto, este marco normativo proporciona una base sólida para asegurar que el diseño del parque eólico cumpla con los criterios técnicos, legales y medioambientales establecidos por la legislación nacional vigente. La correcta aplicación de estas normativas es

fundamental no solo para garantizar la viabilidad técnica del proyecto, sino también para facilitar su futura tramitación administrativa y su integración en la red eléctrica nacional.

Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE

Para poder abordar el diseño técnico de un parque eólico, resulta imprescindible conocer el a fondo el sector, con el fin de entender su evolución histórica, su situación actual y sus perspectivas tecnológicas en el corto/medio plazo. De este modo, se fijará una base sólida sobre la que partir para lograr los objetivos del proyecto.

En primer lugar, se describirá la evolución de la energía eólica desde sus orígenes, con tecnología de lo más básica, hasta su industrialización moderna actual. Se continuará desarrollando la evolución de los aerogeneradores en concreto, siendo éste el principal elemento destacable en un parque eólico. Se pondrá el foco en la remodelación de componentes, potencia o rendimiento del mismo. A mitad del capítulo, se hará un estudio de la situación actual del sector a nivel nacional, europeo y mundial, entendiendo el porqué es un sector de especial interés en nuestro país. Para finalizar, se abordarán 2 capítulos destinados a las tecnologías más frecuentes utilizadas en la actualidad, destacando las plantas eólicas “on-shore” y “off-shore” y haciendo su comparativa, y también se mencionarán aquellas tecnologías más disruptivas que estén empezando a cobrar importancia o puedan ser interesantes de cara al futuro.

2.1 HISTORIA DE LA ENERGÍA EÓLICA

El primer ingenio de viento utilitario surgió entre los siglos VI y VIII en la antigua Persia, contruidos con barro, paja y madera. El libro más antiguo con registro data del siglo IX.

En España, desde inicios de la Edad Media eran visibles molinos de viento, que aprovechaban la energía del viento con fines mecánicos. Algunos de estos fines no eran otros que moler grano o bombear agua, ya sea para extraer agua de pozos o el suministro a zonas rurales. Existían 2 tipos básicos de molinos de viento en la época:

El molino de viento horizontal o “*panemone*” apareció por primera vez en el siglo IX, mientras que el vertical lo hizo más tarde, en el siglo XII. Éste último es considerado un emblema o icono de reconocimiento de la cultura holandesa. [18]

El fenómeno de los vientos y, por consecuente, el origen de la energía eólica tiene lugar gracias a la energía solar. La radiación solar incidente en la tierra calienta la superficie de forma variante, generando diferencias de temperatura y presión en la atmósfera. Son estas diferencias de presión las que generan vientos que, al ser canalizado por turbinas eólicas, transforman esta energía eólica en energía eléctrica o mecánica, dependiendo del propósito. La creación de los aerogeneradores o turbinas eólicas no surgió hasta el siglo XIX, de la mano del físico francés Charles F. Brush, quien consiguió construir el primer molino que transformaba la energía a electricidad en 1888 en Cleveland, Ohio. Al mismo tiempo, el científico danés Poul la Cour propuso la idea de utilizar la energía eólica para generar electricidad y, en 1891, construyó su primer molino de viento en Askov, Dinamarca, que fue utilizado para proporcionar electricidad a una escuela local. Al trabajar ambos de manera independiente y desconociendo las investigaciones ajenas, se atribuye la invención de turbinas eólicas a ambos científicos. [19]

A nivel nacional, el primer prototipo de aerogenerador tuvo lugar en Cataluña, en un pueblo de Gerona, en el 1984 con una potencia de generación de 15 kW. Al poco tiempo, el primer parque eólico fue inaugurado en Garriguella, contando con 5 aerogeneradores de 24 kW, capaces de abastecer a 60 familias de la zona. La evolución del sector ha conseguido que, a día de hoy, 1 único aerogenerador sea capaz de abastecer la demanda eléctrica de alrededor de 2500 hogares. La construcción y del primer parque eólico con fin comercial se produjo en el 1994, contando con 6 turbinas de 500 kW cada una. En los próximos años, el parque se expandió con 34 turbinas más, alcanzado una capacidad de 20 MW. [20]

2.2 EVOLUCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE LOS AEROGENERADORES

El funcionamiento básico de los aerogeneradores se resume en 6 fases principales, mostradas en la imagen a continuación:



Figura 7. 6 fases de funcionamiento de turbinas eólicas

El proceso inicia con la captación de la energía cinética del viento, transformándose en energía mecánica por el giro de las palas, para finalmente convertirse en energía eléctrica a través del generador asociado. Las palas se diseñan con un perfil aerodinámico adaptado a las condiciones del ambiente para maximizar la captura de la energía cinética del aire. Además, constan de sistemas de control integrados diseñados para adaptar el estado de la turbina a las condiciones en tiempo real. Por ejemplo, uno de sus objetivos es ajustar la orientación del rotor y de la góndola según la dirección del viento.

La generación de energía eléctrica gracias al generador se manifiesta en forma de corriente alterna (AC) y existe un elemento conocido como caja multiplicadora destinado a multiplicar las velocidades del rotor a valores suficientes requeridos para que el generador trabaje en su rango de funcionamiento. Finalmente, la energía se transporta a la red eléctrica a través de un transformador, ajustando valores de tensión adecuados y reduciendo las pérdidas en la distribución. [21]

Uno de los primeros aerogeneradores, denominado Ecotènia 12/15, en 1984, contaba con las siguientes características técnicas: Altura de la torre de 14 metros, diámetro del robot de 12 metros, potencia nominal de 15 kW, arrancando con velocidades de 3,5 m/s y alcanzando su potencia nominal a los 9,5 m/s. Tenía acoplado además una caja multiplicadora, encargada de acoplar la velocidad de las palas a la frecuencia de la red, de 2 etapas con relación 1:24. [22]

Entre las diferencias más notables de las características técnicas de un aerogenerador al inicio del sector eólico y en la actualidad, reside en los valores de tamaño (o altura de la

torre) y potencia nominal de generación. La siguiente imagen de una idea de los órdenes de magnitud del cambio en dichas características.

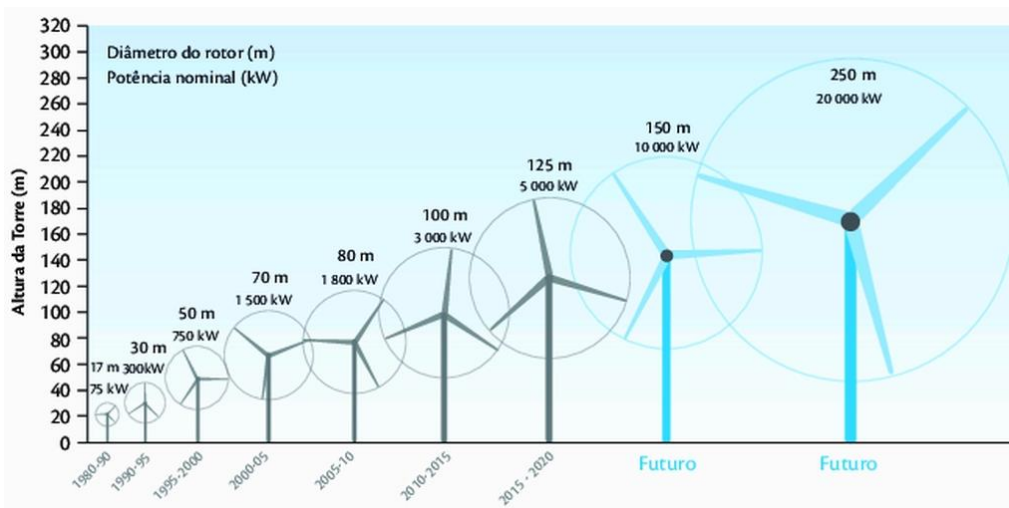


Figura 8. Evolución aerogeneradores en tamaño y potencia [24]

En los inicios de los años 90, las palas rara vez superaban los 30 metros de longitud (radio del rotor), y alcanzaban una potencia nominal no superior a los 500 kW. Sin embargo, con los avances tecnológicos y el aprendizaje de que la altura beneficia la captación del viento, los aerogeneradores pueden alcanzar alturas de más de 100 metros y longitud de las palas de hasta 80 m, permitiendo alcanzar potencias nominales de 5 MW. Pasando del entorno de los 40 m de diámetro en el Parque del Perdón, a casi 150 m en las turbinas colocadas en Gecama o Campillo. [24]

2.2.1 TECNOLOGÍA DE LAS PALAS

Las palas, elemento fundamental en la captación de la energía cinética, han sufrido cambios significativos en su diseño y materiales. En la década de los 90, fueron construidas con fibra de vidrio y acero soldado principalmente. Actualmente, se ha implementado fibra de carbono en zonas críticas de las palas, y acero de alta resistencia para la torre. Este cambio de materiales se fundamenta en mejores en la eficiencia, ligereza, resistencia y durabilidad. [25]

2.2.2 SISTEMAS DE CONTROL Y MONITOREO

La automatización es un aspecto clave para optimizar la captación de la energía, adaptándose lo más preciso posible a las condiciones del ambiente. Los modelos más antiguos contaban con sistemas de control más básicos y limitados que los utilizados hoy en día, basado en monitorización avanzada basada en sensores, algoritmos y comunicación en tiempo real.

2.2.3 RESUMEN EVOLUCIÓN AEROGENERADORES

Características técnicas		Años 90	Actualidad (2025)
Tamaño	Altura de la torre	30 - 40 m	Hasta 125 m
	Longitud de palas	10 - 20 m	Hasta 80 m
Potencia nominal		500 kW	5 – 7 MW (<i>on-shore</i>) Hasta 15 MW (<i>off-shore</i>)
Materiales	Palas	Fibra de vidrio	Fibra de vidrio + Fibra de carbono (zonas críticas)
	Torre y góndola	Acero estructural S235/S355	Acero de alta resistencia S420
	Cimientos	Zapata de hormigón simple	Cimentaciones optimizadas con anclajes profundos
Sistema de control		Regulación mecánica simple y control por velocidad	Sistemas control avanzados: <i>pitch</i> , <i>yaw</i> . Supervisión remota

Tabla 2. Evolución aerogeneradores

2.3 SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR EN ESPAÑA Y EUROPA

España siempre se ha caracterizado por apostar fuertemente por el desarrollo de las fuentes renovables. Comenzó como país pionero del sector eólico en los años 90, y sigue siendo hoy en día de los países líderes en el sector.

El reparto de potencia instalada en el sistema eléctrico nacional se muestra en la Figura 12, donde se puede apreciar que la mayoría del aumento de demanda eléctrica anual está siendo cubierto por generación de fuentes renovables, solar fotovoltaica y eólica.

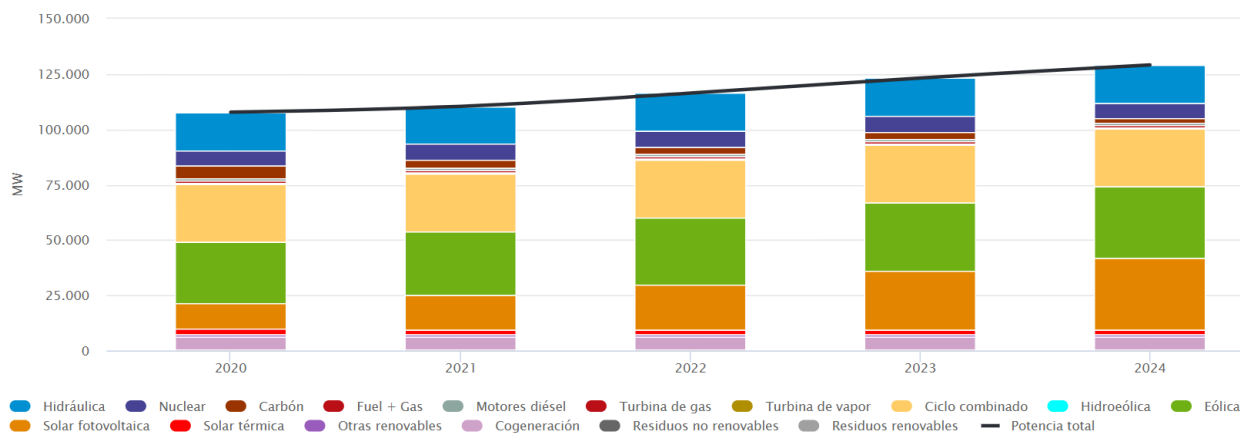


Figura 9. Reparto del mix de generación en los últimos años [26]

La evolución anual de la potencia eólica instalada a nivel nacional se pueda observar gráficamente con la siguiente gráfica, facilitada por REE, donde se muestra tanto el acumulado de potencia instalada como el particular de cada año y su variación. El informe fue publicado a fecha de 31 de Diciembre de 2024. [27]

En la Figura 13, se puede observar como la evolución tiene una tendencia positiva, siendo ésta máxima en el año 2019 con una variación del 9,6%, y más constante los últimos 4 años con un valor del 4-5% de variación. La capacidad total asciende a más de 32.000 MW, repartidos en más de 1.300 parques eólicos y 22.000 aerogeneradores.



Figura 10. Tendencia anual del sector eólico en los últimos años

El reparto de potencia instalada por comunidades autónomas se muestra visualmente en el siguiente mapa. Además, la Tabla 3 recoge los valores mostrados.

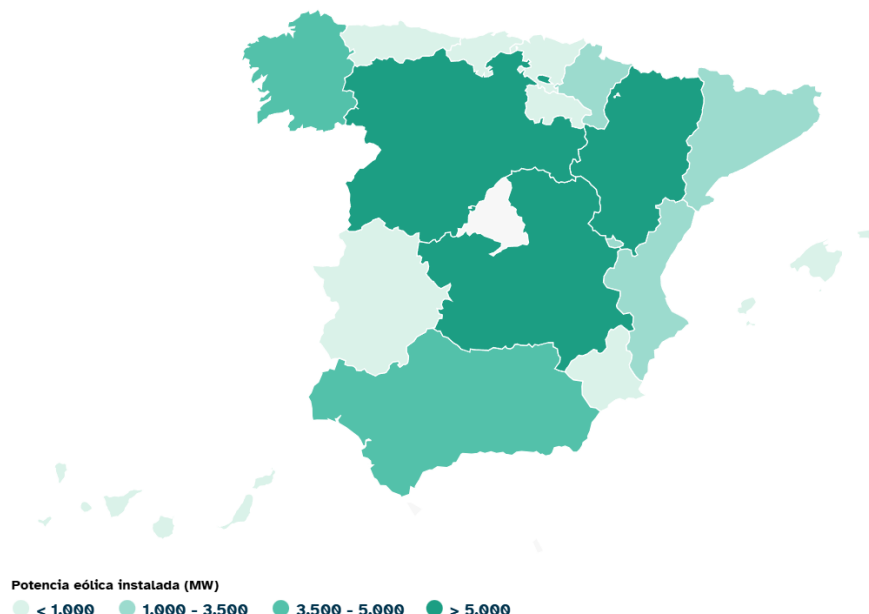


Figura 11. Reparto nacional de la potencia eólica instalada en 2024 [27]

Comunidades autónomas	Potencia eólica total	% respecto del total
Castilla y León	7.265 MW	22,6%
Aragón	5.659 MW	17,6%
Castilla La Mancha	5.036 MW	15,7%
Galicia	3.933 MW	12,3%
Andalucía	3.662 MW	11,4%

Tabla 3. Reparto potencia eólica instalada por comunidades más destacadas

Las comunidades líderes del sector eólico en la península son Castilla y León, Aragón y Castilla La Mancha representado un 55,9% del acumulado. Cabe destacar también la presencia de Galicia y Andalucía con un 23,7%, y finalmente Comunidad Valenciana, Cataluña y Navarra, con más de 1.000 MW cada una de ellas, y un 13,1%.

Dentro del ranking mundial a nivel de parques terrestres, España se sitúa en el 5^{to} país con mayor potencia instalada, representando el 4% toda la potencia eólica terrestre global, según estudios del Consejo Global de la Energía Eólica (GWEC) a finales del año 2021. [28]

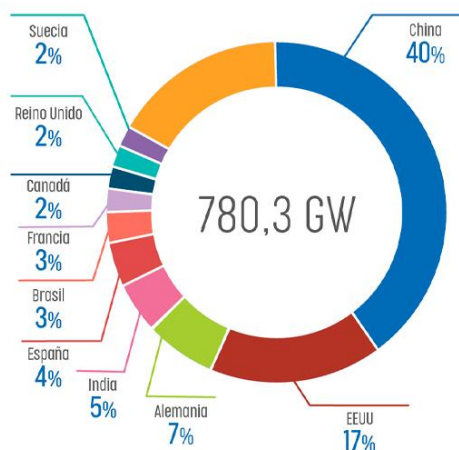


Figura 12. Ranking países con mayor potencia eólica terrestre instalada [28]

A nivel Europeo, la asociación WindEurope, muestra informes diarios con información interesante acerca de la energía diaria producida por países, demanda cubierta por generación eólica, etc. Por ejemplo, el día 24 de Abril de 2025, el reparto de energía eólica fue el ilustrado en la Figura 16, contando tanto tecnologías terrestres como marinas. [29]

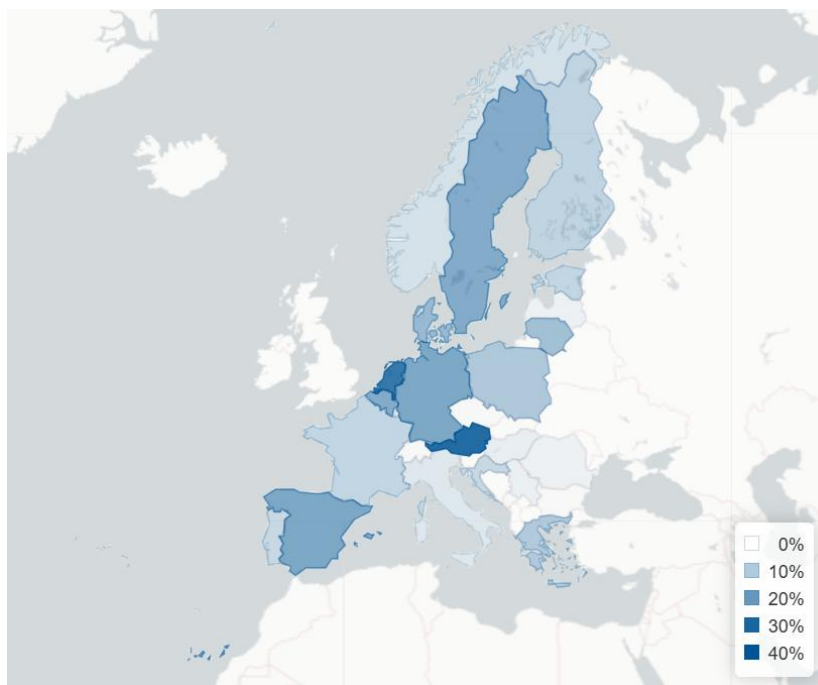


Figura 13. Reparto energía eólica diaria generada a nivel europeo [29]

Ese mismo día, España se sitúa en el tercer país que más energía eólica suministró con un 16,7% del total, y siendo el 2^{do} con mayor energía eléctrica generada por tecnología terrestre, tan solo por detrás de Austria con un 28,7%. El segundo país con mayor energía eólica total suministrada fue Países Bajos, con tecnología mayoritariamente marina (23,2%) frente a la terrestre (2,7%).

2.4 TIPOLOGÍAS ACTUALES

Actualmente existen 2 tipologías de parques eólicos principalmente, conocidas como “*on-shore*” o terrestres, y “*off-shore*” o marinas. En este capítulo se describirá brevemente su funcionamiento, presencia a nivel europeo y nacional, y se terminará con un análisis de ambas tecnologías, justificando la elección del proyecto con tecnología terrestre.

2.4.1 TECNOLOGÍA EÓLICA TERRESTRE

Es la tecnología predominante y más establecida en España. Aproximadamente el 100% del recurso eólico del país se aprovecha mediante esta tecnología. Se consideran parques terrestres todos aquellos ubicados geográficamente en tierra. Más de 1300 parques terrestres están operativos en el país, con capacidad aproximada de 32 GW, y cerca de 22.000 turbinas eólicas construidas.

Los países que lideran esta tecnología son: China, EE.UU, Alemania, India, España, Brasil. Los puntos fuertes de esta tipología se fundamentan en menores costes de inversión y mayor accesibilidad a los parques para su mantenimiento. Algunas de las desventajas frente a otras tecnologías son la incapacidad de construcción en zonas saturadas o el impacto visual y acústico en zonas rurales cercanas.

2.4.2 TECNOLOGÍA EÓLICA MARINA

Es la segunda tipología más desarrollada del sector en España, aunque todavía se encuentra en fases de desarrollo y evolución, con proyectos piloto principalmente. La diferencia radica en la ubicación geográfica de la tecnología, siendo ésta en mar abierto, por lo general, a

kilómetros de la costa. A pesar de la riqueza de mares y océanos que rodean al país, los avances en el campo de la energía eólica marina han sido escasos.

A marzo de 2023, 45 proyectos de eólica marina se han presentado ante el Ministerio para la Transición Ecológica, con una potencia total de 14 GW, con más de 20 promotores. [30] Para potenciar los avances en el sector, el Plan de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) en febrero de 2023, reguló las zonas donde podrán ser instalados estos parques marinos. Con directrices fijadas por el PNIEC, se ha fijado como objetivo alcanzar los 3 GW instalados para 2030. Además, la Unión Europea también considera un crecimiento sustantivo de la tecnología, donde a través de su Estrategia sobre energías renovables marinas de la Comisión Europea, prevé un incremento del 500% en su potencia instalada, pasando de 12 GW actuales a 60 GW a finales de la década (2030). Y no solo eso, sino que también prevé alcanzar los 300 GW instalados para 2050. [31] [32]

Los puntos fuertes de esta tipología principalmente consisten en una mayor producción y eficiencia de la energía, a cambio del impacto generado sobre ecosistemas marinos, mayores inversiones económicas, y mayor dificultad para el mantenimiento de los parques.

Los países líderes en potencia instalada con parques marinos son China, Reino Unido, Alemania, Países Bajos y Dinamarca.

2.4.3 COMPARACIÓN ENTRE TECNOLOGÍAS

Haciendo un análisis de las 2 tecnologías actuales del sector, se observa cómo, mientras que la eólica terrestre es una tecnología madura y consolidada, la eólica marina se sitúa como prometedora y con proyectos piloto en marcha. La gráfica, facilitada por el Anuario Eólico de AEE, muestra un increíble aumento de la potencia instalada marina, entre los años 20-21, pasando de 6,9 GW a 21,1 GW.

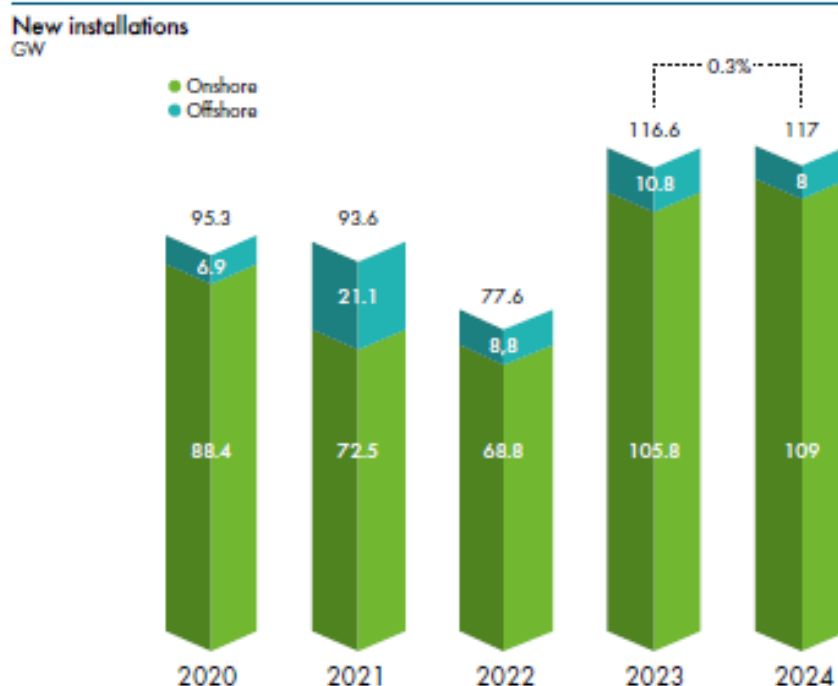


Figura 14. Evolución potencia marina instalada anualmente en el mundo [33]

La Tabla 4 recoge las principales características y diferencias entre ambas tecnologías:

Aspectos relevantes	Eólica terrestre	Eólica marina
Contexto nacional	32.000 MW instalados > 1300 parques	14 GW en proyectos piloto
Contexto global	780,3 GW (2021)	57,2 GW (2021)
Países líderes	China, EE.UU, Alemania, India, España, Brasil	China, Reino Unido, Alemania, Países Bajos, Dinamarca
Costes de inversión	Moderados	Elevados
Accesibilidad	Fácil acceso por carreteras	Difícil acceso
Eficiencia recurso eólico	Velocidad viento media, factores capacidad más bajos	Vientos más fuertes, factores capacidad superiores
Impacto ambiental	Sobre zonas rurales y biofauna	Sobre biodiversidad marina

Tabla 4. Comparativa tecnologías terrestre y marina

2.5 FUTURAS TENDENCIAS

La evolución del sector eólico no se detiene con la consolidación de las tecnologías actuales. Una de las tendencias futuras más prometedoras es la energía undimotriz, que aprovecha el movimiento de las olas para generar electricidad. Aunque se encuentra todavía en fase experimental, su potencial es elevado, especialmente en países con amplias costas como

España. Esta tecnología utiliza dispositivos flotantes y boyas para transformar la energía cinética y potencial del oleaje en energía eléctrica. [34]

Otra de las líneas clave es la repotenciación de parques eólicos antiguos, sustituyendo aerogeneradores obsoletos por modelos más eficientes y potentes. También se observa un creciente interés en híbridos solar-eólico, donde ambas tecnologías comparten infraestructuras y sistemas de evacuación, mejorando la estabilidad de la producción eléctrica y reduciendo costes.

Estas tendencias reflejan la continua innovación en el sector, con el objetivo de mejorar su eficiencia, sostenibilidad y capacidad de integración en el sistema energético del futuro.

Capítulo 3. TECNOLOGÍAS DEL AEROGENERADOR

Este capítulo se centra en el desarrollo técnico de los principales componentes del aerogenerador y del sistema de generación y evacuación eléctrica. En él, se describirá la función de cada elemento, su evolución temporal y aquellos aspectos clave del componente y el porqué es fundamental su presencia en los aerogeneradores. [35] [36]

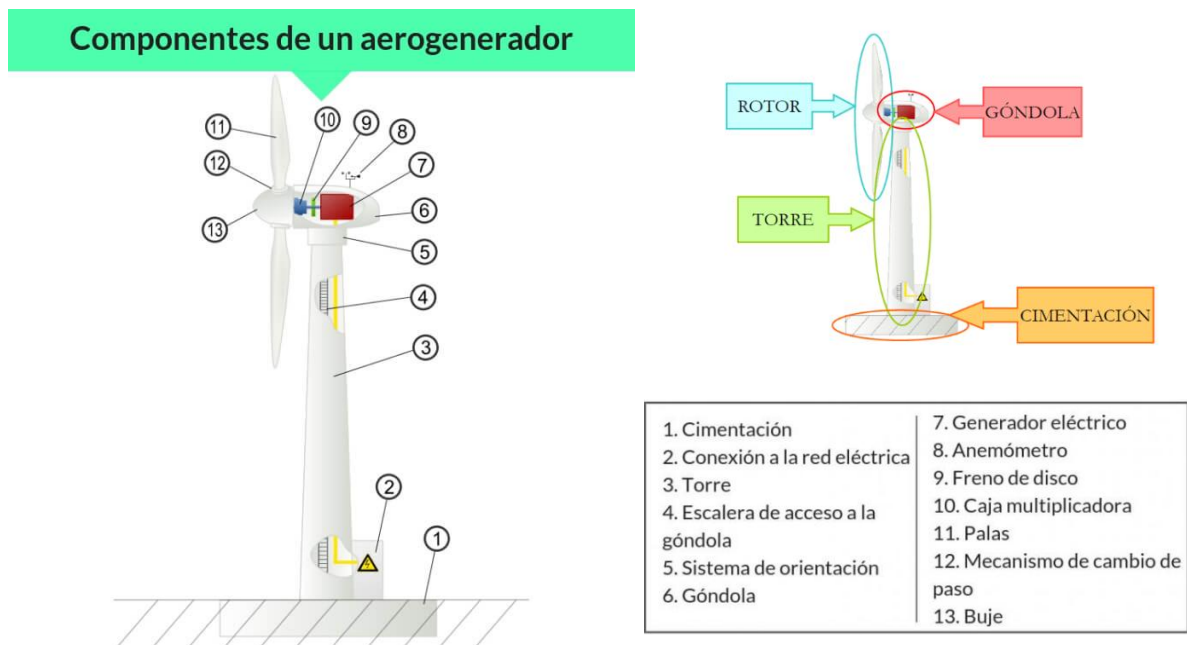


Figura 15. Componentes de una turbina eólica [35]

Se va a subdividir el capítulo en las 4 principales secciones, mostradas en la ilustración situada arriba a la derecha.

3.1 ROTOR

El rotor es el mecanismo encargado de captar la energía cinética del viento de la mejor manera posible. Para ello, hace uso de los siguientes elementos: palas o hélices, buje, eje principal (o eje lento), sistemas de orientación (pitch system).

3.1.1 PALAS

Las palas de las turbinas eólicas (Elemento 11) es de los elementos que más realzan a primera vista, y son las encargadas de manipular el recurso eólico para tratar la energía aportada. Su función principal es girar sobre su eje, oponiéndose al viento con su resistencia máxima. Es el primer componente involucrado en el propósito final de un aerogenerador: convertir la energía eólica en energía eléctrica.

Están fabricadas con materiales resistentes, capaces de soportar fuertes vientos sin romperse, pero a la vez ligeros maximizando la captación de la energía eólica. Suele tratarse de materiales compuestos, fundamentalmente fibras de vidrio o carbono y resinas. La longitud de éstas ha sufrido grandes evoluciones temporales, siendo características longitudes inferiores a 30m en inicios del sector, y alcanzando valores de 60-80 metros en parques eólicos terrestres actuales.

El rango de funcionamiento de las palas va desde valores de vientos muy moderados (11 km/h) hasta fuertes rachas de viento no superiores a 90 km/h. En caso de superar esa velocidad máxima, el aerogenerador se frena por motivos de seguridad. [37]

3.1.2 BUJE

Las palas están unidas al aerogenerador a través del buje (Elemento 13), acoplado al eje principal (también denominado eje lento) de la turbina. El buje es uno de los principales motivos del peso elevado de los aerogeneradores, pudiendo pesar hasta 30 toneladas, siendo comúnmente de acero fundido o hierro. Este componente es imprescindible para conectar la captación de energía eólica al tránsito del giro a la caja multiplicadora.

3.1.3 EJE PRINCIPAL

Es el encargado de captar la rotación de las hélices y transitarla a la caja multiplicadora de la turbina. Es decir, tanto las palas como el eje lento giran a la misma velocidad, de 7 – 12 rpm. Este eje principal está compuesto por engranajes y es el encargado de conectar con el siguiente mecanismo principal, la góndola, a través de su conexión con la caja de cambios.

3.1.4 CAMBIO DE PASO

Estos sistemas, también conocidos como “pitch system” en inglés, son los encargados de ajustar el ángulo de las palas frente al viento, para optimizar la captación de energía eólica y proteger las hélices de vientos extremos. Se trata de un sistema electromecánico localizado en el buje. Se conocen como sistemas de control de las hélices comúnmente. Este sistema también puede considerarse como parte del freno. Con viento fuerte, p. ej., las palas pueden girar hasta la posición de bandera y hacer que el rotor se detenga. Así pues, el sistema de pitch desempeña una función de seguridad muy importante.

3.2 GÓNDOLA

Los componentes más importantes de un aerogenerador están presentes en la góndola. Este mecanismo se centra en la transformación de la energía para conseguir energía eléctrica. A continuación, se detallan los componentes principales describiendo el funcionamiento de cada uno:

3.2.1 GENERADOR ELÉCTRICO

Es el encargado de transformar la energía mecánica rotacional, producida por el rotor, en electricidad. Existen distintos tipos de generadores: asíncronos doble alimentados, asíncronos convencionales y síncronos.

- Los generadores asíncronos de doble alimentación son característicos de turbinas de grandes capacidades de generación, ya que se permite varias la velocidad de rotación.
- Los generadores asíncronos convencionales son los más típicos, pueden conectarse directamente a la red y son más robustos y requieren menor mantenimiento.
- Los síncronos, sin embargo, no es posible conectarse directamente a la red de corriente alterna con frecuencia constante. Para su acoplamiento en la red, es necesario el uso de convertidores de frecuencia, aunque una vez integrado este componente, la eficiencia de la turbina y la compatibilidad con la red mejoran frente a casos con generadores asíncronos.

3.2.2 FRENO DE DISCO

Es el encargado de frenar la rotación de las hélices ante su necesidad. Como se menciona en el apartado de las palas, al alcanzar velocidades superiores a 90 km/h, este elemento se activa para frenar el giro de las aspas por completo. También son accionados con tareas de mantenimiento. Es de los sistemas más importantes de seguridad que debe estar presente en cualquier turbina eólica.

3.2.3 CAJA MULTIPLICADORA

Su función principal, tal y como describe su nombre, es la de aumentar las revoluciones por minuto del eje principal (de baja velocidad) al eje rápido, con un valor adecuado para el generador eléctrico, superior a las velocidades de rotación casuales (10 rpm aprox.). Estos valores adecuados para los generadores son muy superiores a la rotación de las hélices, de valores de magnitud x100, por lo que las multiplicadoras son esenciales en estas tecnologías. Pero ahora que ya se conoce de su importancia, ¿Cómo funcionan estas cajas multiplicadoras? [38]

La caja multiplicadora suele tener asociada una única relación de conversión, relacionando como entrada la potencia de alto par torsor, con bajas velocidades del rotor, y como salida la potencia de bajo par torsor a alta frecuencia. Normalmente alcanzando 1500 rpm de salida. Existen 2 tipos de multiplicadores comunes en el mercado: Ambas de 3 etapas, discrepando en el número de etapas planetarias y paralelas. Ambos modelos se fundamentan en el uso de engranajes, piñones y coronas para la transmisión de fuerza.

- **Multiplicadora de 3 etapas: 1 etapa planetaria y 2 paralelas**
- **Multiplicadora de 3 etapas: 2 etapas planetarias y 1 paralela**

Los sistemas de ejes difieren en el tipo de giro de los engranajes, siendo éste alrededor de un eje central (como planetas) en el sistema planetario, mientras que están alineados en líneas paralelas y se acoplan entre sí directamente en sistemas paralelos.

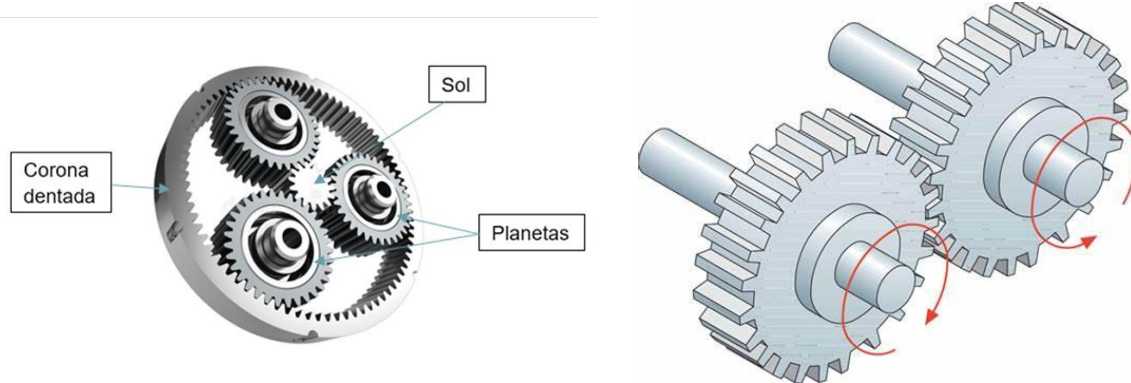


Figura 16. Sistemas de engranajes

La fórmula de sincronismo entre la frecuencia generada (f), velocidad de giro del eje de alta velocidad (n), y el número de polos (p) es la siguiente:

$$f \text{ (Hz)} = \frac{n \text{ (rpm)} * p}{120}$$

El caso más típico es necesitar velocidades de 1500 rpm, con 4 polos, para alcanzar 50 Hz. Esta relación dependerá del número de polos del generador. El número de polos en una máquina eléctrica representa la cantidad de pares de polos magnéticos (N-S) del estator. Es un parámetro fijo del generador. Cuantos más polos tiene un generador, menor es la velocidad de giro necesaria para producir una frecuencia determinada.

El objetivo es alcanzar la frecuencia eléctrica para sincronizar con la red, 50 Hz en Europa.

3.2.4 SISTEMA DE CONTROL

Se encargan de monitorear, gestionar y optimizar el funcionamiento en tiempo real. Incluye una serie de sensores que recogen y envían los datos medidos a través de comunicaciones, y software de control centralizado “SCADA”, encargado de la toma de decisiones en tiempo real. Algunos ejemplos de sensores son: la veleta, tal y como menciona la empresa Acciona en su vídeo ilustrativo, o el anemómetro mencionado en el artículo de Actitud Ecológica. [39]

3.2.5 SISTEMAS DE ORIENTACIÓN DE LA GÓNDOLA

Estos sistemas, también denominados “yaw system” en inglés, permite el giro horizontal de la góndola para su orientación frente a la dirección predominante del viento. Se controlan a

través del sistema de control SCADA, un motor eléctrico como actuador y una corona dentada. Son los encargados de posicionar la góndola según las instrucciones recibidas por los sistemas SCADA.

3.3 TORRE

Es el principal elemento estructural del aerogenerador, cuya función principal consiste en sostener tanto la góndola como el rotor, y elevarlos a una altura adecuada de tal forma que se maximice la optimización del recurso eólico. Alcanzar puntos más altos con el rotor permite captar velocidades superiores, aunque aerogeneradores más grandes suponen mayores costes. Por lo general, suele medir entre 40 y 60 metros de longitud, colocada de forma vertical paralela al terreno, y suele estar fabricada de acero, hormigón armado o una combinación de ambas, con el fin de ser una estructura maciza y resistente.

En su interior, dispone de una escalera de acceso a la góndola para las tareas de mantenimiento. De este modo, dejando hueco el interior de la torre se reduce también material empleado, reduciendo sus costes asociados. Algunos aerogeneradores modernos cuentan con ascensor para el acceso a la góndola.

3.4 CIMENTACIÓN

Aunque la cimentación de un aerogenerador sea la parte menos visible del mismo, puesto que no está a la vista al estar soterrada, es esencial para anclarlo al terreno y garantizar su integridad. Los fuertes vientos ejercen mucha fuerza en la base y pueden alterar y atentar contra la seguridad de la infraestructura. De los 4 grandes grupos que componen las turbinas eólicas, la cimentación siempre es la primera fase de la construcción. Como dice el dicho “no se puede construir la casa por el tejado”.

Los cimientos de un aerogenerador están compuestos principalmente de hormigón, llegando a utilizarse cantidades superiores a 200 toneladas del mismo.

3.5 SISTEMA ELÉCTRICO Y CONEXIÓN A RED

Por último y más allá de los componentes mecánicos y estructurales, los aerogeneradores incorporan un sistema eléctrico imprescindible para la transformación y evacuación de la energía generada. Este sistema está compuesto por sistemas como un transformador elevador, adaptando la tensión para su correcto transporte; celdas de Media y Alta tensión (MT/AT) para la protección y maniobra del sistema; sistemas de protección ante sobretensiones y cortocircuitos; e inversores si la tipología de la turbina lo requiere.

Todos estos componentes garantizan la compatibilidad eléctrica con la red y el Capítulo 7: Instalación Eléctrica se centra en el desarrollo de cada sistema, dada su vital importancia.

A modo estimación, un posible reparto de costes asociados a los diferentes elementos principales de un aerogenerador (de media potencia) podría ser el siguiente:



Figura 17: Reparto de costes de adquisición de un aerogenerador [40]

Se puede apreciar cómo la adquisición de la torre, las palas o hélices y el tren de potencia son los mayores costes en la fase de adquisición de materiales para su instalación.

Capítulo 4. SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

La elección del lugar es un aspecto fundamental en el desarrollo del proyecto, ya que influye directamente en su viabilidad técnica y económica. Para garantizar una operación eficiente y minimizar los impactos sobre el entorno, se ha tratado de valorar y cuantificar factores como la velocidad media del viento características del terreno, orografía presente o la proximidad a subestaciones eléctricas existentes, gracias a herramientas como Global Wind Atlas o mapas facilitados por la REE.

Tras un análisis comparativo de las 3 posibles ubicaciones, basado en los factores mencionados, se seleccionará el emplazamiento más idóneo para la instalación del parque eólico. El Anexo 1 recoge más información acerca del análisis de las 3 ubicaciones candidatas a ser el emplazamiento final.

Los parámetros considerados relevantes durante el estudio del emplazamiento son:

- **Recurso eólico.** Es el requisito principal, el criterio de selección ha sido alcanzar velocidades del viento superiores a 6,5 m/s a 100m de altura de buje.
- **Orografía y desnivel del terreno.** Se ha tomado como requisito no superar desniveles superiores al 7%, al dificultar la instalación.
- **Tipo de terreno y vegetación.** Se ha procurado elegir terrenos firmes, no demasiado rocosos, y donde no abunde la vegetación.
- **Infraestructura e interconexión eléctrica.** Se ha valorado la presencia de subestaciones eléctricas cercanas para la evacuación de energía, y una buena infraestructura de redes eléctricas.
- **Accesibilidad.** Se ha prestado atención al acceso a la zona a través de carreteras, necesario para el transporte de material y futuros mantenimientos.
- **Restricciones medioambientales.** Se ha cerciorado que el proyecto está alineado con políticas ambientales, y sin violar ningún espacio protegido.

A continuación, se valorará la calidad de dicho parámetro en el emplazamiento seleccionado. Finalmente se mostrará la disposición de los aerogeneradores, así como sus distancias a zonas urbanas y entre ellos.

4.1 RECURSO EÓLICO

La estimación de la velocidad del viento, bajo una altura predefinida de 100m de buje, ronda los 8 m/s según se muestra en la Figura 21 haciendo uso de Global Wind Atlas. [41] Para esta estimación, se analiza la velocidad media del viento en el rectángulo de 9 km² mostrado en la imagen.

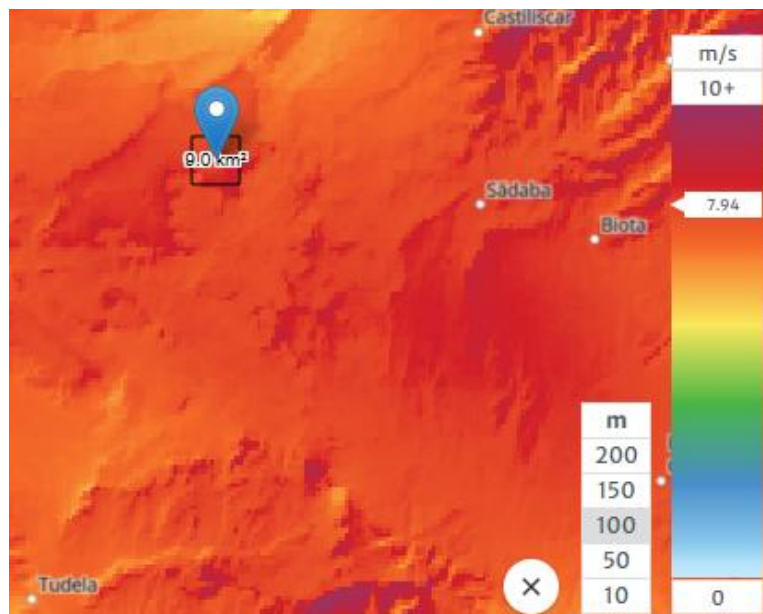


Figura 18. Velocidades del viento en emplazamiento

La Figura 22 muestra el valor medio de la velocidad del viento en todo el área, mostrando cómo se mantiene en valor similar en torno a los 8m/s a los 100m mencionados.

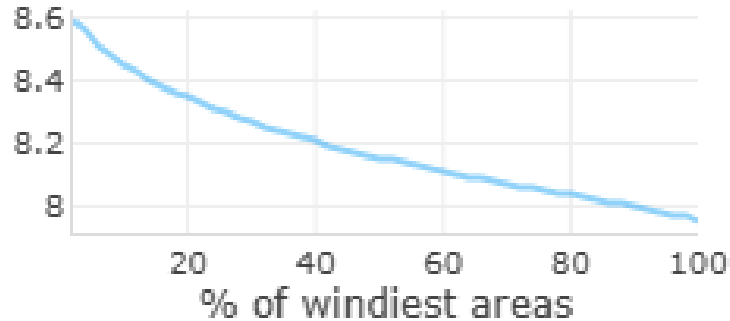


Figura 19. Velocidades medias del área seleccionada

La dirección predominante del viento en la zona se puede analizar visualizando la rosa de los vientos que facilita Global Wind Atlas, mostrada en la Figura 23. En ella, se aprecia como para 330° se encuentra la dirección más común en la que sopla el viento.

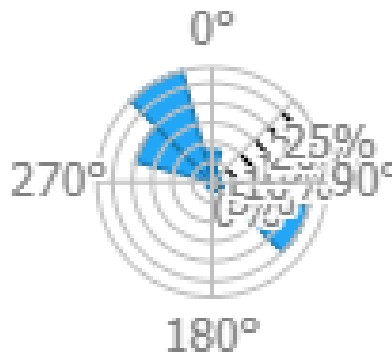


Figura 20. Rosa de los vientos en el emplazamiento

4.2 CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO

Para el análisis del terreno se ha hecho uso del visor cartográfico de España en la página web de GeaMap. Se observa como el emplazamiento seleccionado no está en terreno montañoso sino en una explanada mayoritariamente llana.

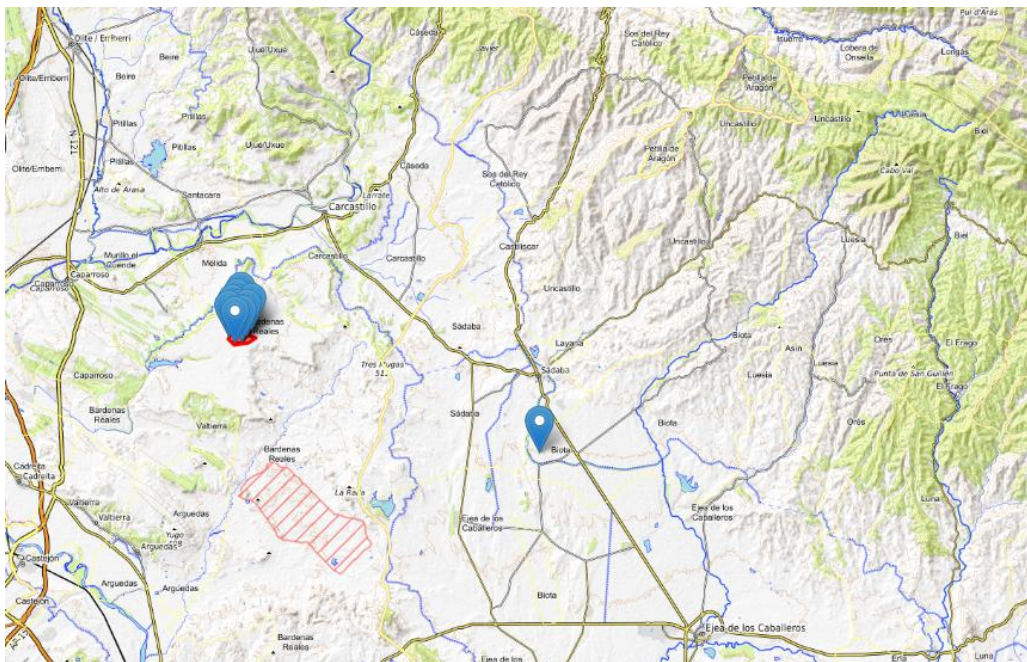


Figura 21. Visor cartográfico en el emplazamiento [42]



Figura 22. Mapa litográfico península [43]

- Areniscas, conglomerados, arcillas; calizas y evaporitas
- Gravas, conglomerados, arenas y limos

Por lo tanto, el terreno predominante en la zona es un tipo de terreno favorable para la construcción. Este tipo de terreno compacto, no demasiado rocoso, ofrece buena capacidad de carga favoreciendo la construcción de una base sólida y estable.

En cuanto a vegetación en la zona, la Figura 26 muestra sus características principales.

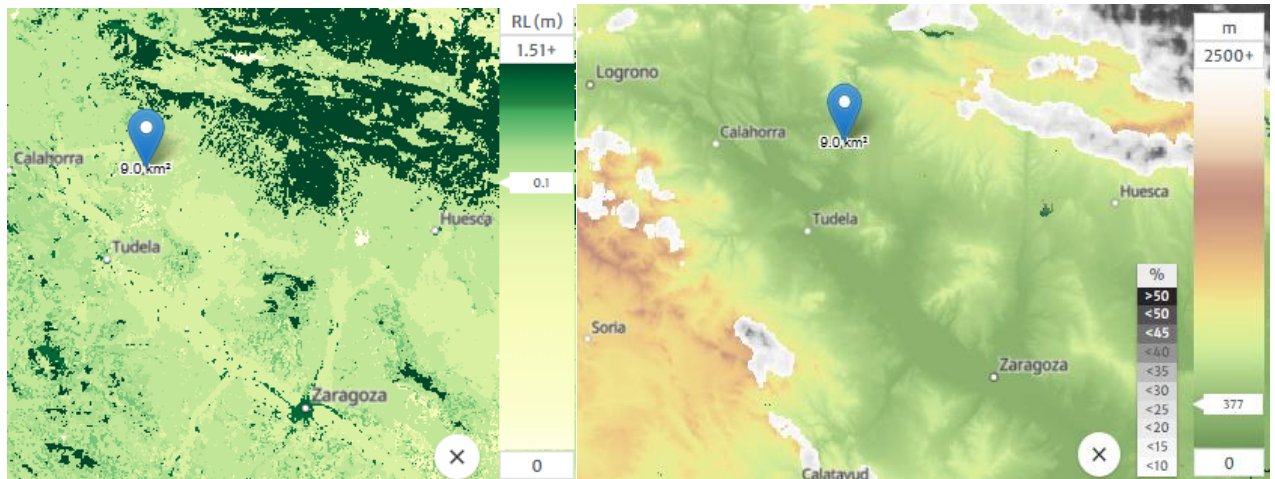


Figura 23. Índice de rugosidad del terreno y nivel de orografía

El análisis de rugosidad se hace con la longitud de rugosidad, **RL** (*“roughness length”*), un parámetro que describe la resistencia superficial que ofrece el terreno al flujo del viento. Se mide en metros (m) y representa, de forma simplificada, la altura a la que la velocidad del viento se anula debido al contacto con el terreno. Este valor no es una altura física, sino una medida empírica de la textura del terreno desde el punto de vista aerodinámico.

Existen diferentes clasificaciones de rugosidad del terreno conocidas como las de Davenport, Counhan o Wieringa. En este proyecto se hará una comparación de los resultados obtenidos frente a la de Wieringa, al ser ésta la más reciente. La Tabla es la siguiente, donde:

- x representa la distancia característica entre obstáculos
- H representa la altura del obstáculo principal o más voluminoso

z_0 (m)	Clasificación	Descripción del terreno
≤ 0.0002	Mar	Agua en calma, llanuras nevadas
0.005	Liso	Campos nevados
0.03	Abierto	Terreno abierto y llano, hierba, algunos obstáculos aislados: $x/H \approx 50$
0.1	Abierto rugoso	Cultivos bajos, grandes obstáculos ocasionales: $50 < x/H < 20$
0.25	Rugoso	Cultivos altos, obstáculos dispersos: $20 < x/H < 15$
0.5	Muy rugoso	Parques, matorrales, obstáculos numerosos: $15 < x/H < 10$

1.0	Cerrado	Densa cobertura regular de obstáculos: bosques: $x/H < 4$
≥ 2.0	Caótico	Bosques irregulares con claros

Tabla 5. Clasificación de terrenos realizada por Wieringa (1993) [44]

Por lo tanto, se trata de un terreno abierto rugoso, caracterizado por cultivos bajos. En cuanto a la orografía, o nivel del terreno sobre el nivel del mar, se utiliza para describir la morfología del relieve (montañas, mesetas...). Al igual que la rugosidad, se mide en metros (m), y sus distintos valores de escala son los siguientes:

Altitud (m)	Clasificación relieve	Morfología del terreno	Implicaciones para proyectos eólicos
0 – 200	Llanura costera	Terreno plano o ligeramente ondulado, cercano al nivel del mar	Fácil acceso y construcción; velocidad viento baja
200 – 500	Llanura interior	Terreno plano o suavemente ondulado	Buen acceso; condiciones de viento variables
500 – 1000	Meseta o altiplano	Superficie elevada y relativamente plana	Buen potencial eólico; acceso moderado
1000 – 1500	Media montaña	Terreno con pendientes moderadas y elevaciones intermedias	Mayor velocidad del viento; acceso y construcción más complejos
1500 – 2500	Alta montaña	Terreno escarpado con pendientes pronunciadas y elevaciones significativas	Excelente potencial eólico; desafíos significativos en acceso y construcción

Tabla 6. Clasificación orientativa niveles de orografía

Por lo tanto, se trata de una llanura interior, caracterizado por ser un terreno plano o con pequeñas ondulaciones.

4.3 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

La potencia del parque eólico será cercana a los 50 MW de capacidad, por lo que se requerirá de una conexión en Alta Tensión (AT) con el fin de minimizar las pérdidas en el transporte de la energía. Se procurará que los niveles de tensión de la subestación eléctrica para en transporte sean de 220 kV, siendo 400 kV una opción más afín a mayores volúmenes de potencia.

Según muestra la Figura 27, el emplazamiento, próximo a Sádaba y Biota, cuenta con la presencia de una subestación eléctrica, y las otras 2 más próximas en Carcastillo. En la

imagen mencionada, se muestra tanto líneas como subestaciones eléctricas, así como centrales de generación, siendo las moradas centrales eólicas, las amarillas centrales solares y las azules hidráulicas. Además, se muestra en detalle el nivel de tensión de la línea más cercana.

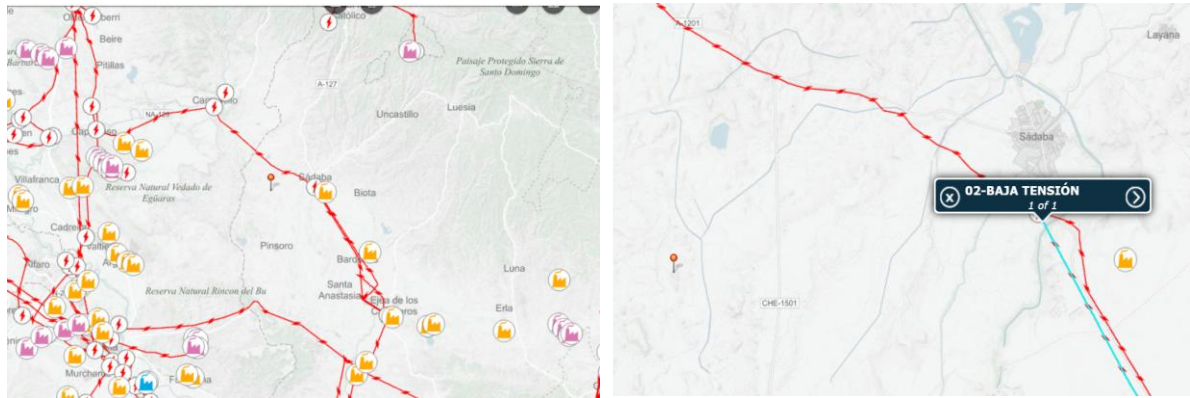


Figura 24. Infraestructura eléctrica de la zona cercana y detalle de la línea eléctrica

La subestación eléctrica es propiedad del operador de Endesa, con 66 kV de nivel de tensión ubicada en las coordenadas: 42,27069°, -1,27105° (Lat, Lon), información facilitada por la web de *OpenStreetMap*. [45]

La distancia entre emplazamiento y subestación eléctrica es de algo más de 16 km (16.800 m), con el siguiente perfil longitudinal en su recorrido desde un punto al otro. Se aprecia como el máximo desnivel entre emplazamientos es de 66 metros.

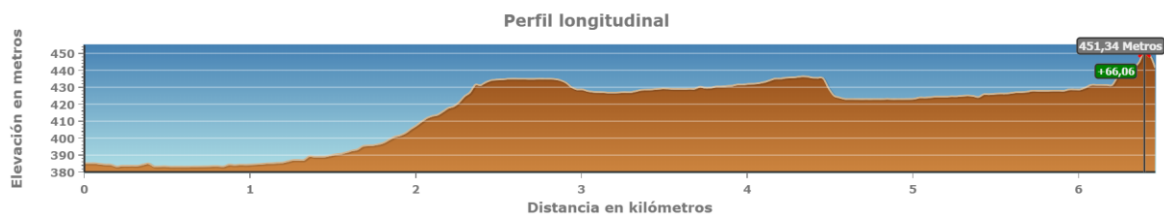


Figura 25. Perfil longitudinal de la distancia emplazamiento-subestación

Para el transporte hacia la distribución, se requerirá la presencia de una subestación eléctrica en el parque, encarga de elevar el nivel de tensión hasta los 66 kV operativos de la subestación de Sádaba. A pesar de ser media tensión (MT), al no ser una distancia excesiva no serán excesivas las pérdidas por consecuente.

4.4 ACCESIBILIDAD AL EMPLAZAMIENTO

El acceso al parque se realizará principalmente a través de vías autonómicas pavimentadas, seguidos de caminos rurales de tierra compacta.

Se comenzará el trayecto desde la NA-128, vía autonómica que comunica los municipios de Carcastillo y Ancara, estando ésta en un buen estado y con capacidad para transportar material pesado. A continuación, se deberá tomar el desvío hacia el sur-suroeste, próximo al monasterio de la Oliva, a través de caminos secundarios agrícolas. Desde ahí, se recorren aproximadamente 1,5 km de caminos de tierra que transcurren entre parcelas agrícolas.

La siguiente imagen muestra el acceso al emplazamiento desde los pueblos más cercano como Carcastillo, Figarol o Alera.

- En color rojo, caminos secundarios de tierra.
- En color azul, la vía principal a utilizar, la NA-128.
- En amarillo, la conexión de la vía principal NA-5390 con la NA-128.

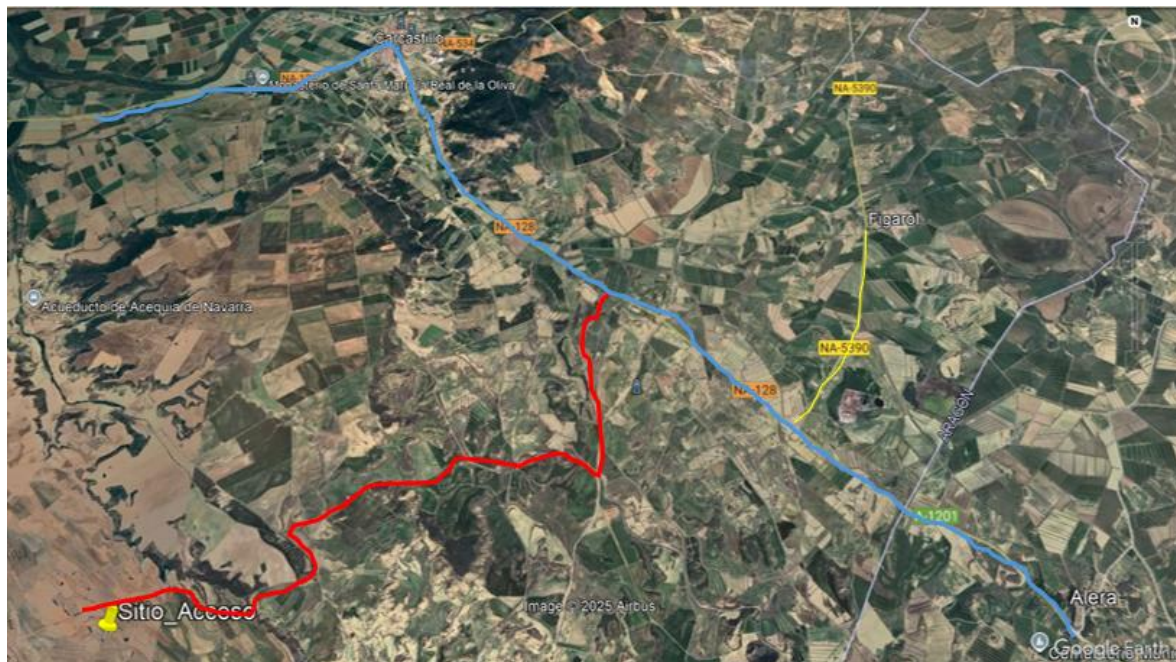


Figura 26. Acceso al emplazamiento vía carretera

A continuación, se muestran 3 posibles itinerarios de los que partir, y la distancia que habría en cada tipo de carretera en su trayecto hasta el emplazamiento:

	Carretera NA-128 (Azul)	Carretera NA-5390 (Amarillo)	Caminos secundarios de tierra (Rojo)
Itinerario 1: Carcastillo	7.5 km , 8-10 min	-	2.5 km , 8-10 min
Itinerario 2: Figarol	4 km , 5-6 min	3 km , 4-5 min	2.5 km , 8-10 min
Itinerario 3: Alera	10.5 km , 12-13 min	-	2.5 km , 8-10 min

Tabla 7. Itinerarios para acceso al parque eólico

Los 3 accesos son similares en términos de distancia y tiempo, por lo que no habría preferencias.

4.5 IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

Para garantizar la viabilidad técnica del proyecto es esencial alinearse con la normativa medioambiental vigente en el país. Gracias a la herramienta SIGNA (Sistema Información Geográfica Nacional) ha sido posible garantizar que el emplazamiento no está ubicado en ningún espacio protegido, tal y como se muestra en la Figura 30. [46]

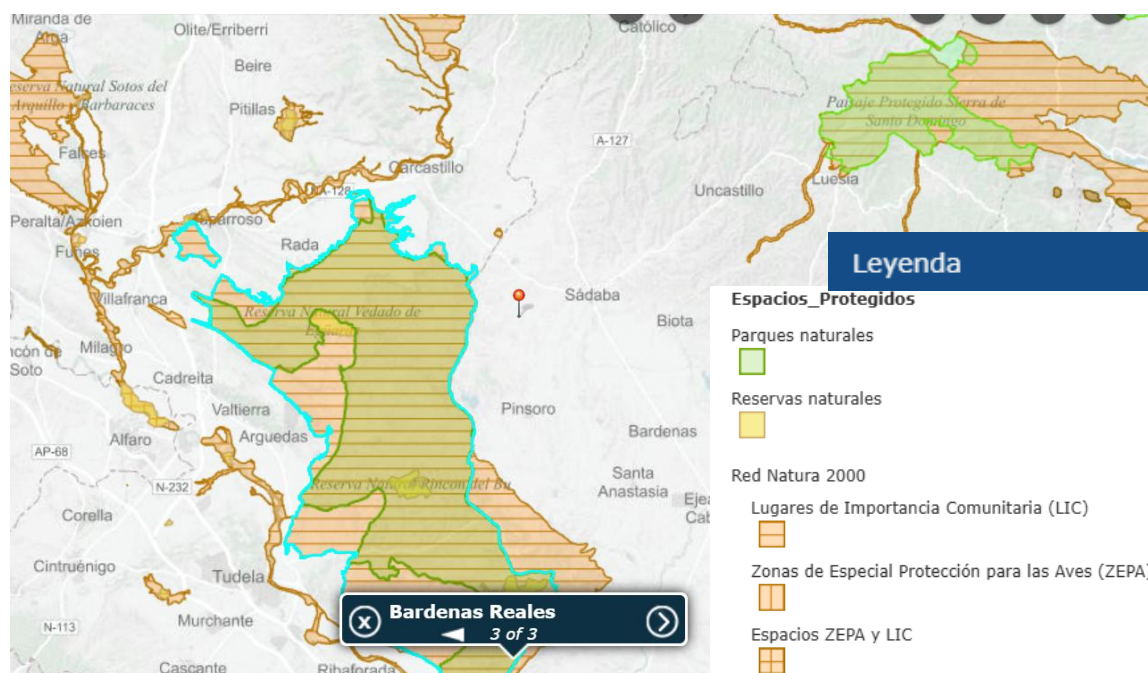


Figura 27. Vista de espacios protegidos cercanos al emplazamiento

En la Figura se muestra la siguiente información:

- En color verde: Parques naturales
- En color amarillo: Reservas naturales
- En color naranja: Espacios ZEPA y zonas LIC

El parque natural cercano a la zona es el parque de Bardenas Reales, Navarra.

4.6 UBICACIÓN Y DISPOSICIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Por último, una vez analizado cada factor importante que garantice la viabilidad técnica del proyecto, se muestra la disposición entre aerogeneradores y coordenadas relevantes.

La Figura 30 muestra una vista aérea de la distribución de los aerogeneradores propuesta para el proyecto. El criterio de instalación seguido ha sido de:

- Distancia mínima entre aerogeneradores de 500m
- Distancia mínima entre filas de 1 km
- Distancia mínima a población de 3 km
- Distancia máxima a subestación eléctrica de 50 km

	Coordenadas UTM		
	X – Este (m)	Y – Norte (m)	Huso – Zona y hemisferio
Aerogenerador 1 (A1)	626025.91	4686078.65	30T
Aerogenerador 2 (A2)	625779.74	4685656.56	30T
Aerogenerador 3 (A3)	625524.89	4685208.62	30T
Aerogenerador 4 (A4)	625305.02	4684753.05	30T
Aerogenerador 5 (A5)	627007.51	4685281.02	30T
Aerogenerador 6 (A6)	626701.45	4684859.38	30T
Aerogenerador 7 (A7)	626412.04	4684458.81	30T
Punto Central Parque	626151.63	4684858.80	30T
Subestación Sádaba	626025.91	4686078.65	30T

Tabla 8. Coordenadas UTM de los elementos relevantes del proyecto

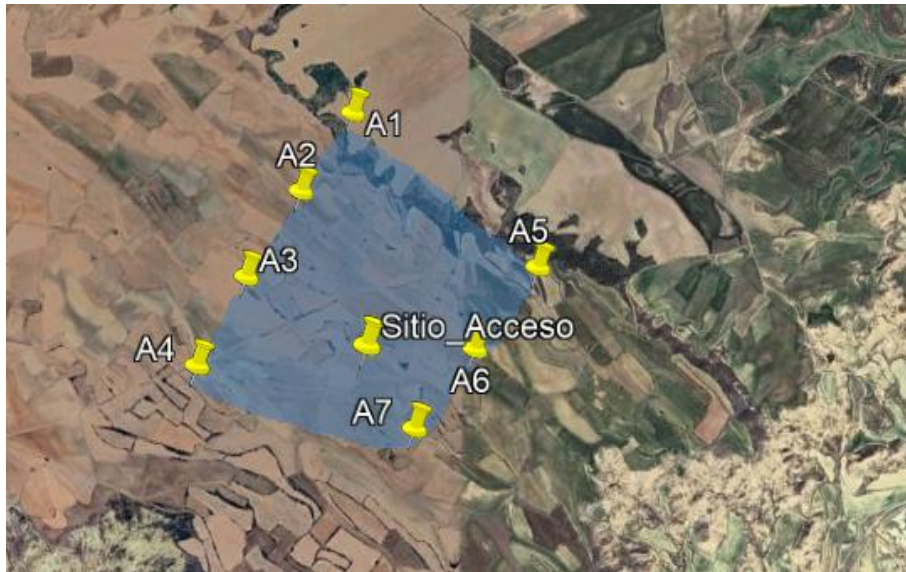


Figura 28. Disposición de los aerogeneradores en punto emplazamiento

El emplazamiento elegido está lo suficientemente alejado de espacios rurales y zonas habitables como son los pueblos de Mérida, Carcastillo y Figarol, estando a 5, 6 y 8 km respectivamente.

Por lo tanto, el emplazamiento seleccionado cumple con todos los criterios necesarios para garantizar la viabilidad técnica y ambiental-social exigidos.

Capítulo 5. ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO

El factor principal a analizar y estudiar en la instalación de un parque eólico en tierra es el recurso eólico, al ser éste la fuente de energía presente en la tecnología. En un primer instante, para la evaluación de posibles ubicaciones interesantes para la construcción del parque, se utilizó la herramienta de Global Wind Atlas. Sin embargo, una vez realizado el estudio inicial de terrenos con potencial eólico, es necesario profundizar en dicho análisis en el emplazamiento seleccionado.

Para el estudio detallado del recurso eólico en la zona, se utilizará el programa de Windographer, transfiriendo a éste los datos de vientos facilitados por la empresa Vortex. Vortex FDC (Forecasting, Design & Consulting) es una empresa española con sede en Barcelona, fundada en 2005, y operativa en los 5 continentes en más de 160 países alrededor del mundo. La empresa Vortex es miembro de algunas de las asociaciones más importantes y representativas del sector eólico, como son: Wind Europe, Asociación Empresarial Eólica (AEE), American Clear Power, etc. Además, la empresa cuenta con clientes líderes en el sector energético como son Iberdrola Renovables, ACCIONA o SIEMENS Gamesa. Sus herramientas de modelos meteorológicos garantizan una alta fiabilidad en el estudio del recurso y permiten ser tratados con herramientas compatibles de análisis de datos de vientos como Windographer.

Las coordenadas facilitadas a Vortex para la generación del modelo de datos de vientos son las siguientes:

	Coordenadas UTM		
	X (m)	Y (m)	HUSO
Parque Eólico	626151.63	4684858.80	30T

Tabla 9. Coordenadas facilitadas a Vortex para modelo de datos

El modelo de datos de vientos que se facilitará por parte de Vortex, y se utilizará para el posterior análisis, abarcará un total de los últimos 10 años y estará distribuido en intervalos de 1 hora. Este período comenzará con la fecha 1 de Enero de 2014 y finalizará con la fecha de 1 de Mayo de 2025.

El modelo facilita datos a diferentes alturas: 100, 120 y 150 m. Se hará una comparación del aprovechamiento del recurso a 120 y 150 m, frente a su estimación de costes asociados a dichas alturas, a modo de evaluar qué alturas de buje pueden ser interesantes para fases posteriores.

La velocidad del viento es una variable con altísima variabilidad en el tiempo, por lo que es crucial analizarlo de forma precisa y detallada, ya que se debe explotar el recurso en aquellos momentos cuando esté ofreciendo velocidades altas. La propia empresa Vortex facilita la gráfica durante los 10 años del modelo, para apreciar rápidamente la alta variabilidad:

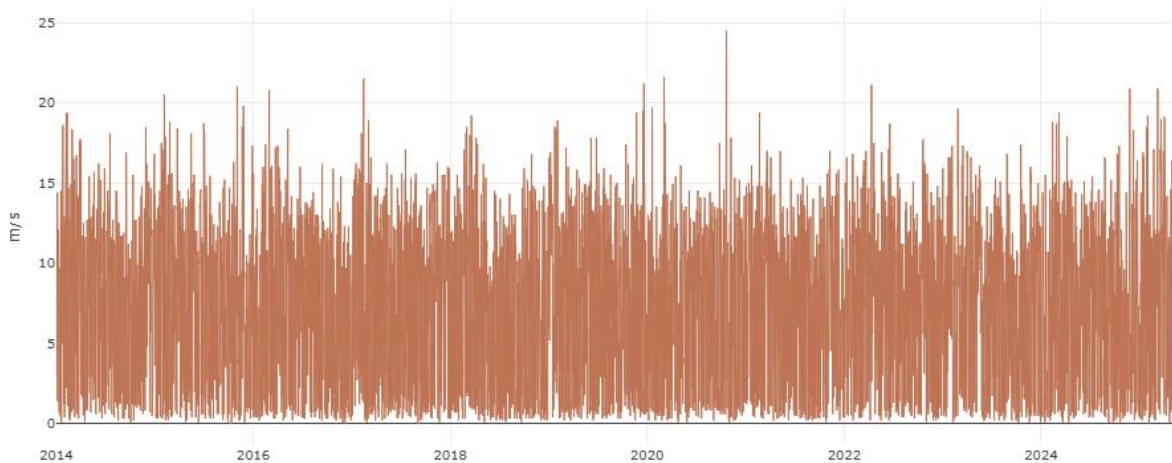


Figura 29. Velocidades del viento en los 10 años del modelo de Vortex [47]

Además, nos muestra una primera idea de la distribución de distintos valores de velocidad presentes en las fechas del modelo, así como la rosa de los vientos del modelo, tal y como muestra la siguiente imagen. Se aprecia como el valor alcanzado más frecuentemente es el de 8 m/s, un 9,2% del tiempo, corroborando tanto la alta variabilidad del recurso al ser un bajo porcentaje, como el análisis del recurso estudiado con la herramienta Global Wind Atlas. Se aprecia dirección predominante en la dirección NW (315°) con un 27% del reparto.

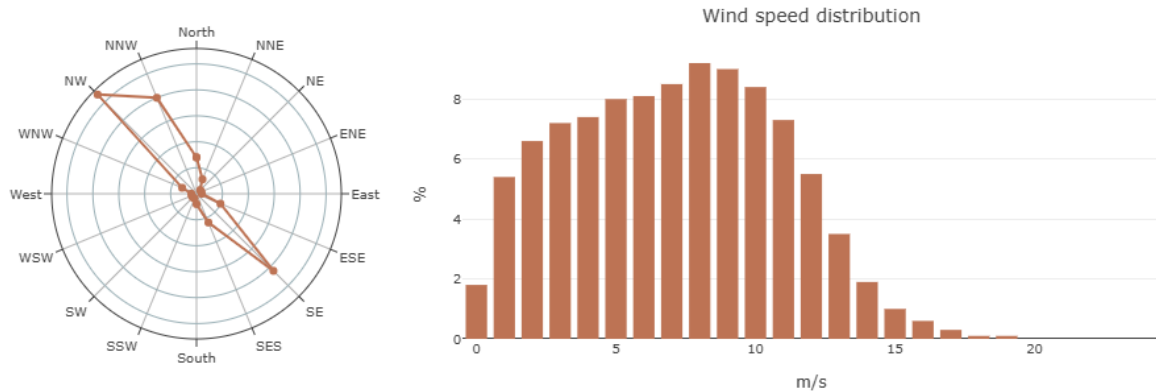


Figura 30. Distribución de velocidades y rosa de los vientos del modelo de Vortex

Todas estas medidas han sido tomadas para una altura de 100m. A pesar de ser datos fiables, se precisa de un análisis más extenso y detallado al facilitado por Vortex. Es por eso que el fichero facilitado por la empresa se agrega a la herramienta de Windographer a modo de conseguir dicho análisis.

A modo de dar una primera sensación del aprovechamiento según la altura del terreno, se facilita la siguiente gráfica con las velocidades medias del viento mensuales.

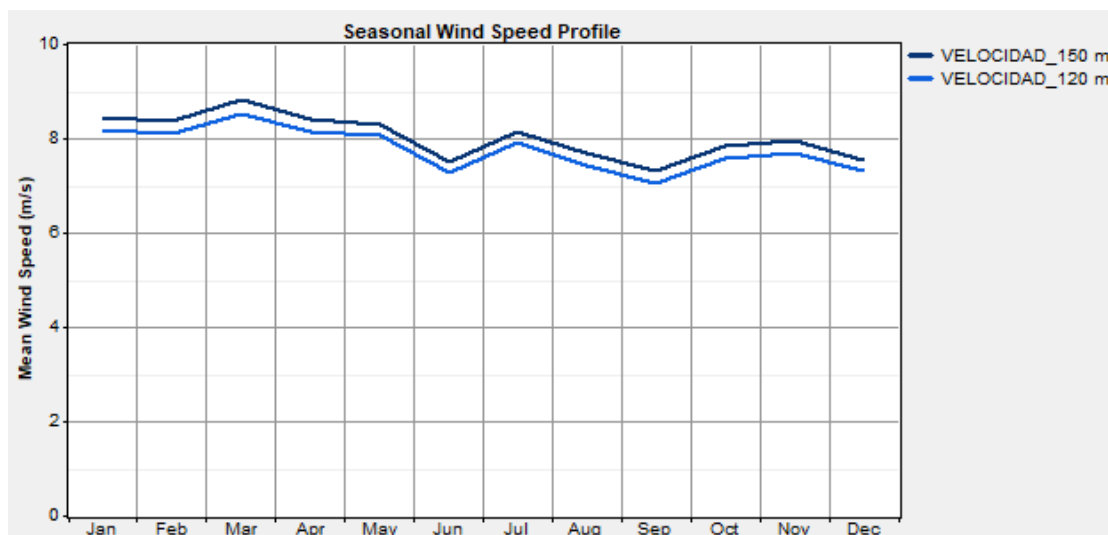


Figura 31. Velocidades medias del viento mensuales de las distintas alturas

Los resultados obtenidos parecen razonables, estando el valor de velocidades del viento relacionado con la altura del terreno de manera directa. En concreto, frente a un aumento del 25% de altura, se consigue en torno al 3-3,5% de velocidades superiores.

A continuación, se repartirá la evaluación del recurso eólico a diferentes alturas en características y métricas relevantes para su estudio. Para cada capítulo se analizarán las diferentes alturas mencionadas con el fin de determinar si merece o no la pena la utilización de turbinas eólicas con una altura de buje más o menos elevada.

5.1 VELOCIDADES DE LOS VIENTOS

En este capítulo se mostrarán los perfiles de velocidades durante los diferentes meses del año y repartidos en las horas de un día, con el fin de analizar la variabilidad del recurso en función de la estación del año y el momento del día.

Cada apartado contendrá todos los perfiles e información relevante de las diferentes alturas.

5.1.1 ALTURA 120 M

Se comienza mostrando el perfil diario de velocidades de viento de media durante todos los días del año, de los 10 años de la muestra.

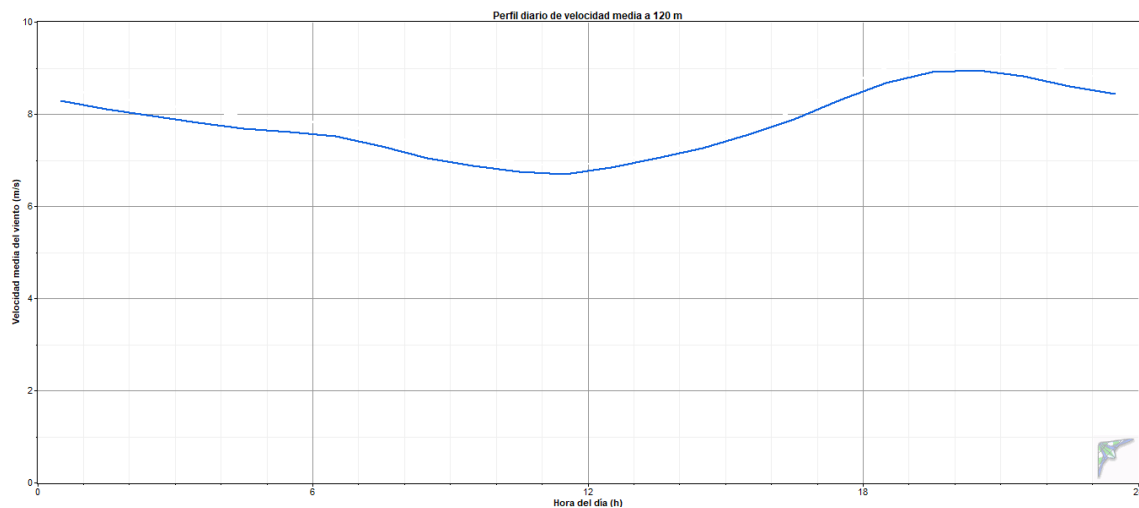


Figura 32. Perfil diario de la velocidad del viento a 120 m

Se aprecia que la velocidad media obtenida en el emplazamiento es ligeramente inferior a 8 m/s desde las 02:00 hasta las 17:00, y superior a dicho valor el resto del día. El valor mínimo registrado es de 6,7 m/s entre las 11:00 y 12:00, y el máximo ocurre a las 20:00 rozando los 9 m/s.

El reparto mensual de las velocidades medias del viento diarias es el siguiente:

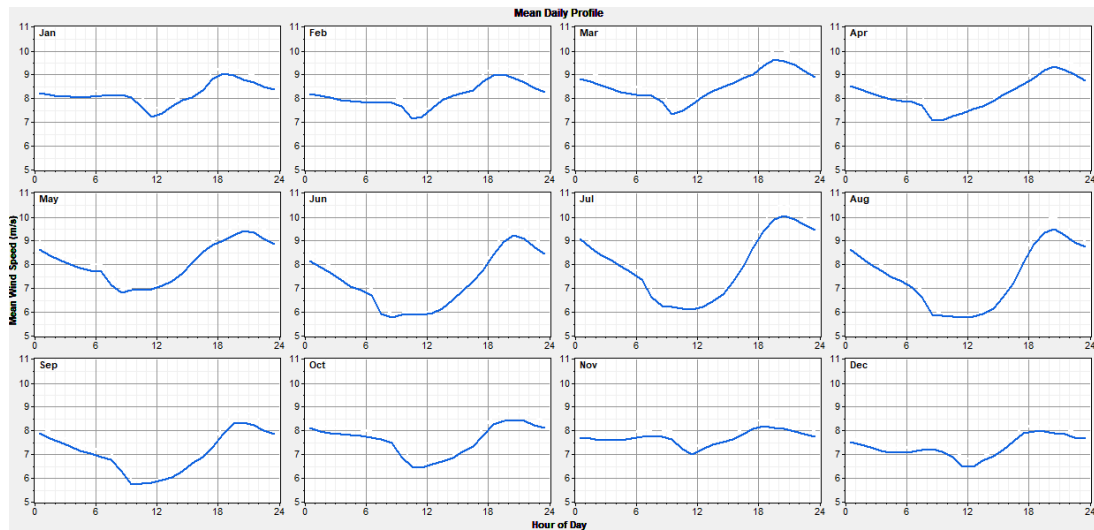


Figura 33. Perfil diario de la velocidad media del viento según el mes del año

Se observa como existe gran variabilidad del recurso disponible según la hora y estación del año, obteniendo perfiles más planos y constantes en los meses de invierno (Noviembre, Diciembre, Enero, Febrero, Marzo) y comenzando a existir un valle desde el mes de Abril hasta Septiembre, siendo éste muy pronunciado en los meses de Julio y Agosto. Este fenómeno se conoce como la curva de pato, y parece razonable al ser dichos meses de verano y mucho calor en la península.

Una vez analizado en perfil diario de cada mes, se observa la variabilidad del recursos en función del mes, conclusión que se obtiene de manera más sencilla y directa con el reparto estacional siguiente:

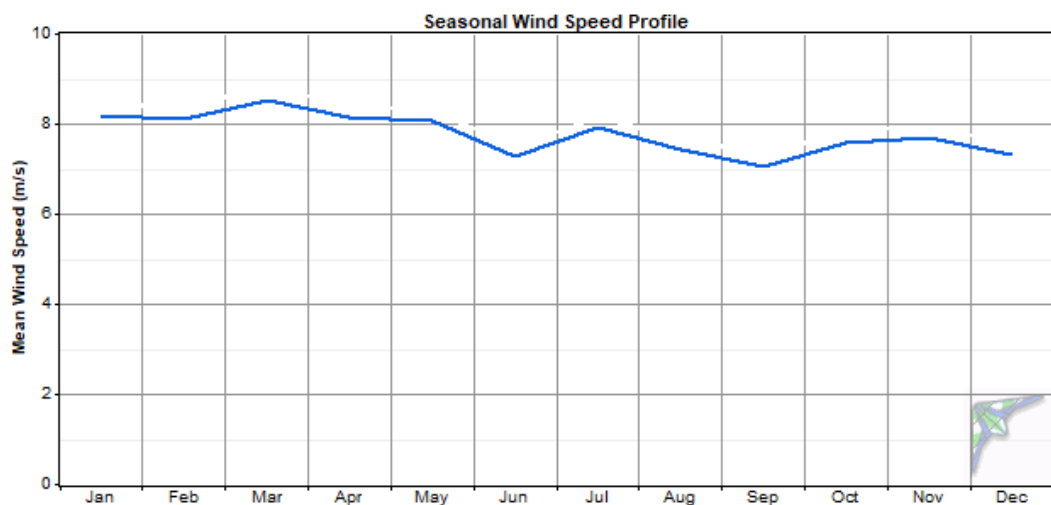


Figura 34. Perfil mensual de la velocidad del viento a 120m

Se puede confirmar, por tanto, que los meses de Enero, Febrero, Marzo son aquellos en los que la disponibilidad del recurso es más favorable, mientras que en los meses de Junio y Septiembre se encuentra el recurso en las condiciones menos aprovechables, haciendo la media de velocidades registradas.

5.1.2 ALTURA 150 M

De igual manera que con el análisis del recurso a 120 m, en este capítulo se desarrollará el análisis detallado de la velocidad de los vientos a 150 m de altura.

Los perfiles diarios y estacionales siguen la misma dinámica mencionada a los 120 m, de manera proporcional lo cual era lo esperado. A continuación, se muestra un resumen de las prestaciones del viento registradas para un anemómetro virtual a 150 m de altura. De nuevo, se muestra la información con perfiles diarios y estacionales.

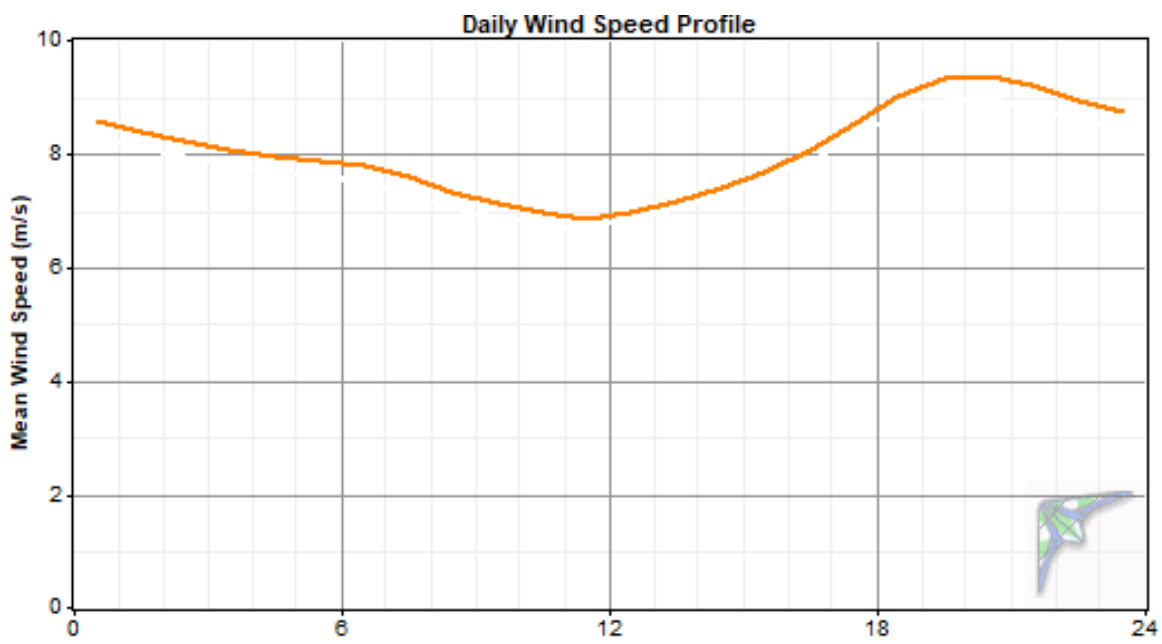


Figura 35. Perfil diario de velocidades a 150 m

Al igual que para 120 m, el valor medio mínimo registrado se sitúa entre las 11:00 y 12:00 y el máximo a las 20:00. En este caso, el valor mínimo es muy próximo a 7 m/s y el máximo es de 9,3 m/s. Esto supone un 4,5% superior en los mínimos y un 3,5% en los máximos.

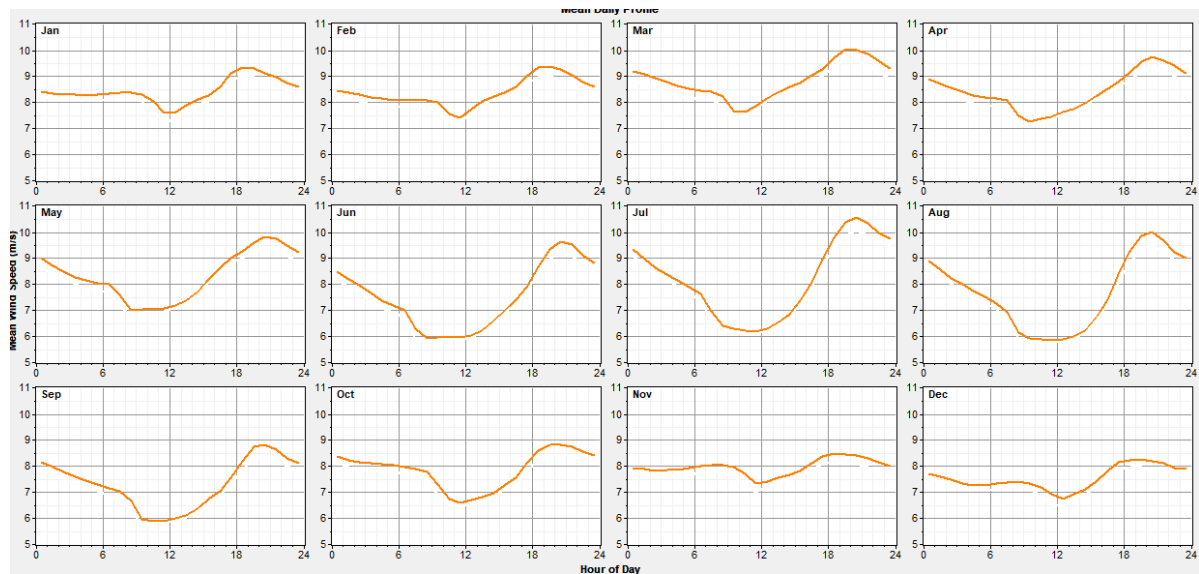


Figura 36. Perfil diario de velocidades repartido en meses para 150 m

La tendencia del perfil diario de cada mes es muy similar en ambos casos, desplazándose las gráficas ligeramente a la derecha y hacia arriba. Este ligero desplazamiento viene a reflejar como se alcanzan los mínimos y máximos algo más tarde temporalmente, y cómo los máximos alcanzados son ligeramente superiores.

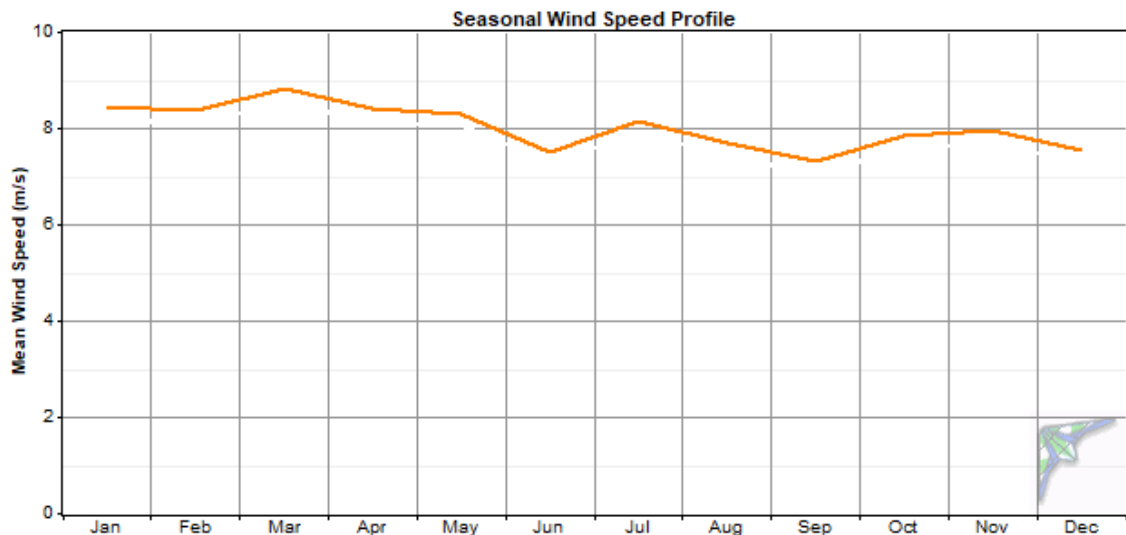


Figura 37. Perfil estacional de las velocidades para 150 m

De la misma forma que para 120 m, el pico del valor medio se da en el mes de Marzo y los valles de Junio y Septiembre se mantienen. En marzo de media se alcanza un 3,5% de velocidades superiores y en los valles un 3-3,5% superior.

5.2 ROSA DE LOS VIENTOS

Una vez se ha analizado las velocidades medias del viento de forma diaria, mensual y estacional, se procede a seguir la misma estructura para el análisis de la rosa de los vientos. La rosa de los vientos es una métrica muy común en el sector eólico, ya que facilita la interpretación de la dirección donde es máxima la velocidad del viento. Este concepto se remonta al siglo XV, donde se utilizaba en cartas de navegación con forma de círculo con 4 direcciones diferenciadas: norte, sur, este y oeste.

A día de hoy, la forma más común de segmentar la circunferencia es en 4 cuadrantes, cada uno de ellos de 90°, y señalando 8 rumbos diferentes en cada cuadrante. De esta manera, se segmenta la dirección en el formato conocido como los 16 rumbos co-colaterales.

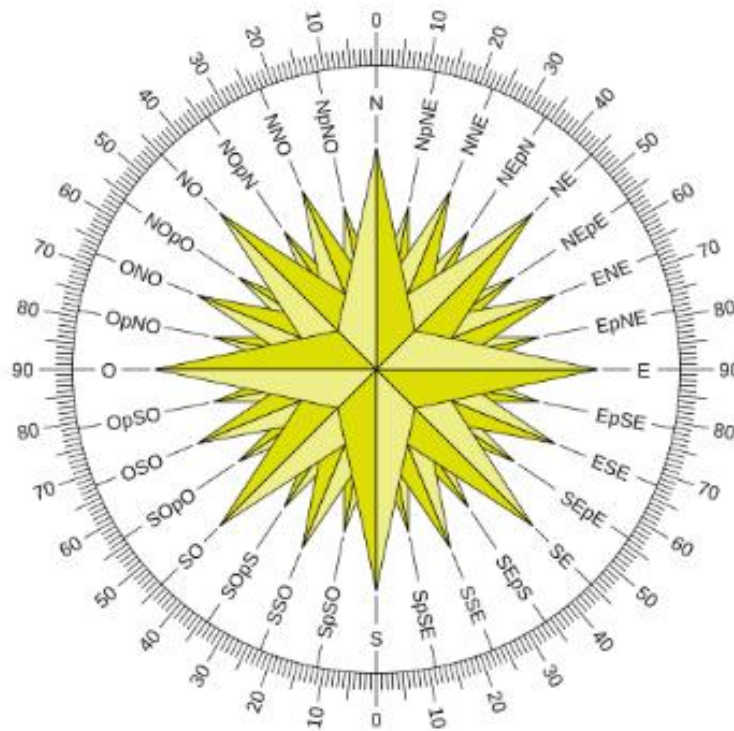


Figura 38. Los 16 rumbos co-colaterales de la rosa de los vientos[48]

Algunas de las direcciones, distintas a las 4 clásicas y presentes en el capítulo son: NO: noroeste, ESE: este-sureste, SSO: sur-suroeste.

Una vez conocido el concepto de rosa de los vientos, se procede a su análisis para las distintas alturas y con 3 métricas diferentes: rosas de frecuencia, rosas de velocidad y de energía.

5.2.1 ALTURA 120 M

A continuación, se muestran las 3 rosas de los vientos mencionadas. En los 3 tipos se mostrará el direccionamiento medio del viento, y se particularizará dicha métrica para cada mes del año, con el objetivo de analizar la variabilidad de la dirección del viento según el mes.

5.2.1.1 Rosa de los vientos de velocidad

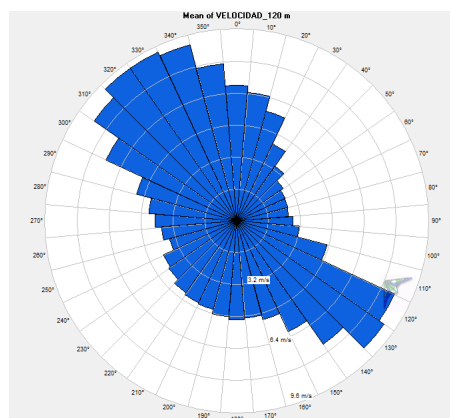


Figura 39. Rosa de los vientos de velocidad para 120 m

Se observa como no existe una dirección concreta predominante, sino 2 conjuntos de direcciones: la primera de 310-340° (dirección NO), y la segunda de 120-130° (ESE).

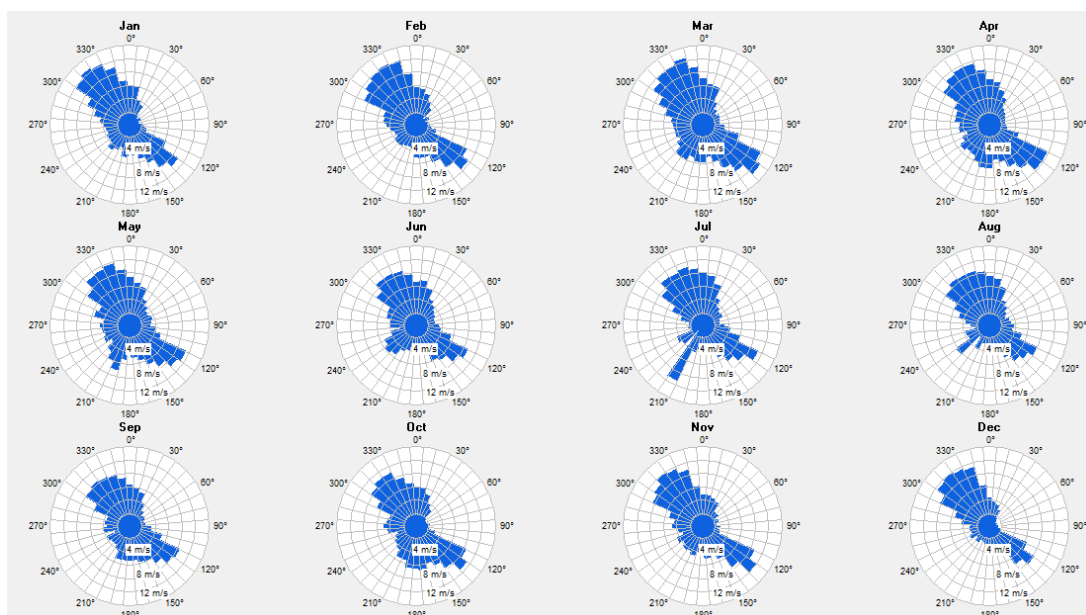


Figura 40. Rosa de los vientos de velocidad repartido mensualmente para 120 m

Se observa como en la mayoría de meses están presentes las 2 tendencias comentadas, aunque existen ciertos matices entre meses. En los meses de mayor viento (Diciembre – Marzo) la dirección NO predomina sobre la dirección este-sureste, ESE. En el mes de Julio existe una anomalía con una tercera tendencia de vientos en la dirección sur-suroeste, SSO.

5.2.1.2 Rosa de los vientos de energía

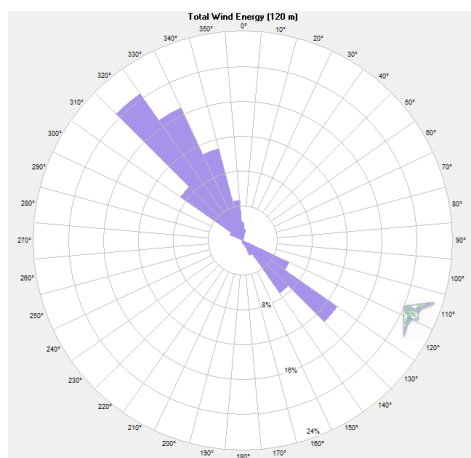


Figura 41. Rosa de los vientos de energía para 120 m

La rosa de los vientos de energía describe la energía eólica generable en cada dirección. En este formato sí se aprecia una dirección predominante a los 320°, seguida de su contigua a 330°. En este caso la dirección ESE pierde influencia, lo que significa que no se aprovecharía tanto el recurso en términos de generación de energía.

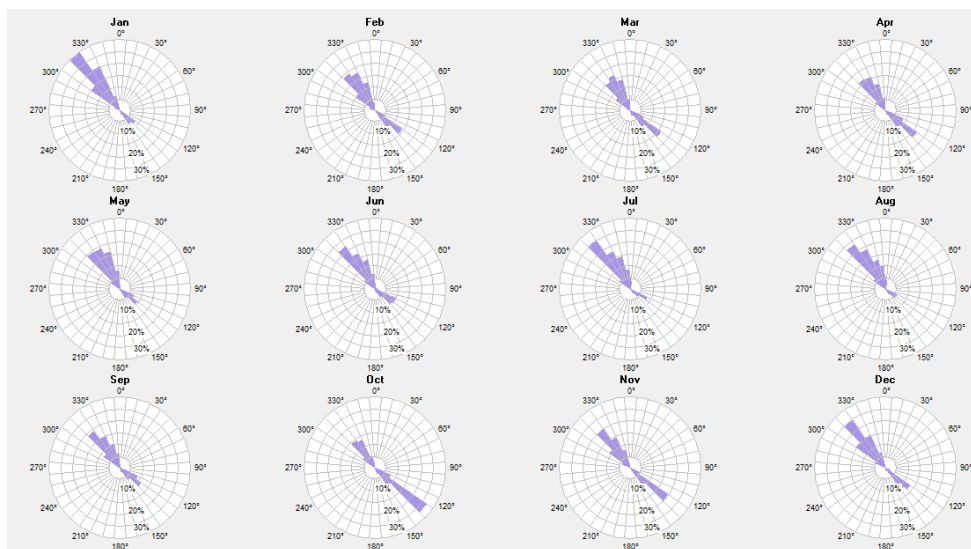


Figura 42. Rosa de los vientos de energía repartido mensualmente para 120 m

La apreciación anterior comentada relativa a la dirección predominante a los 320° se observa de forma aún más clara en los meses próximos al verano (Mayo-Septiembre), además de disminuir el aprovechamiento del recurso para la generación. La única excepción sucede en los meses de Octubre y Noviembre, donde la dirección predominante sí es la dirección este-sureste, ESE.

5.2.1.3 Rosa de los vientos de frecuencia

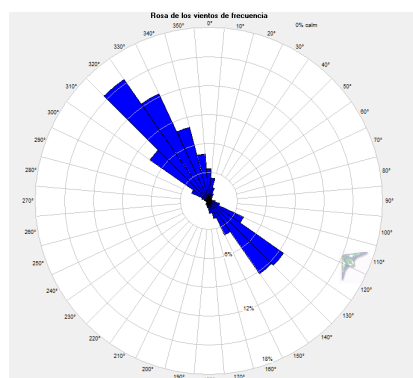


Figura 43. Rosa de los vientos de frecuencia para 120 m

Se observa como la dirección más frecuencia en la que sopla el viento vuelve a ser dirección NO.

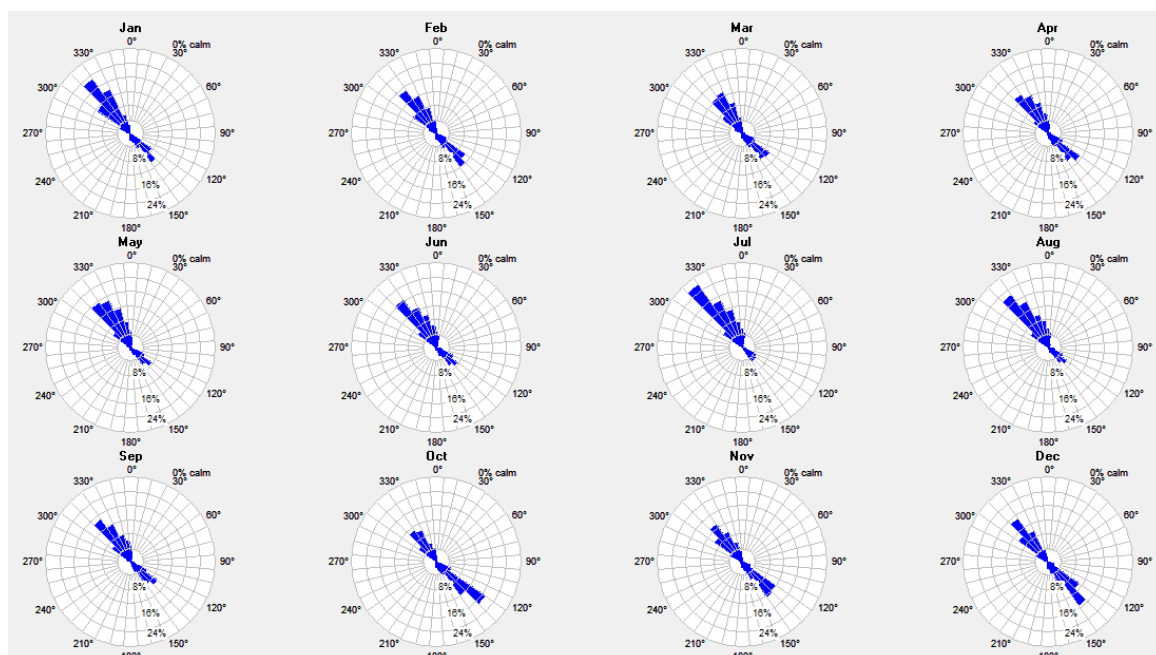


Figura 44. Rosa de los vientos de frecuencia mensual para 120 m

De nuevo, la dirección ESE se acentúa en los meses de Octubre y Noviembre.

5.2.2 ALTURA 150 M

De igual manera que para 120 m, se mostrará las 3 rosas de los vientos. En los 3 tipos se mostrará el direccionamiento medio del viento de todos los días del año, y se particularizará dicha métrica para cada mes del año.

5.2.2.1 Rosa de los vientos de velocidad

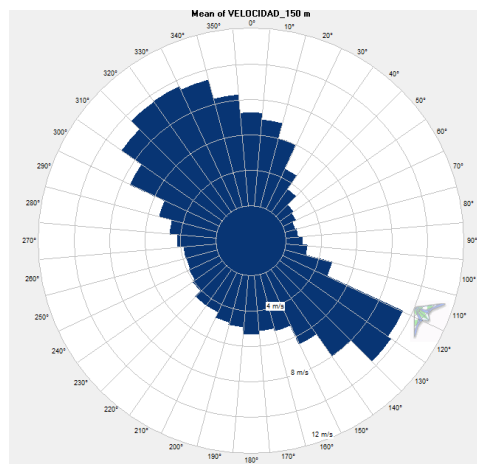


Figura 45. Rosa de los vientos de velocidad para 150 m

Al igual que ocurría con 120 m, se pueden apreciar 2 tendencias principales en las mismas direcciones, NO y ESE. En este caso, la dirección con tendencia a direcciones ESE parece más pronunciada frente a la de NO, que parece más distribuida entre diferentes orientaciones. Se aprecia como tanto la escala como valores son superiores al caso de 120 m.

En la Figura 49 se muestra el reparto de esta rosa de los vientos de velocidades en los diferentes meses del año. De nuevo aparece como anomalía una tercera posible tendencia en dirección sur-suroeste (SSO) en el mes de Agosto en este caso.

Al contrario que para 120 m, en este caso la tendencia de direcciones cercanas a la dirección ESE es de igual magnitud que la dirección NO, por lo que se verá que dirección es más conveniente con las otras rosas de los vientos.

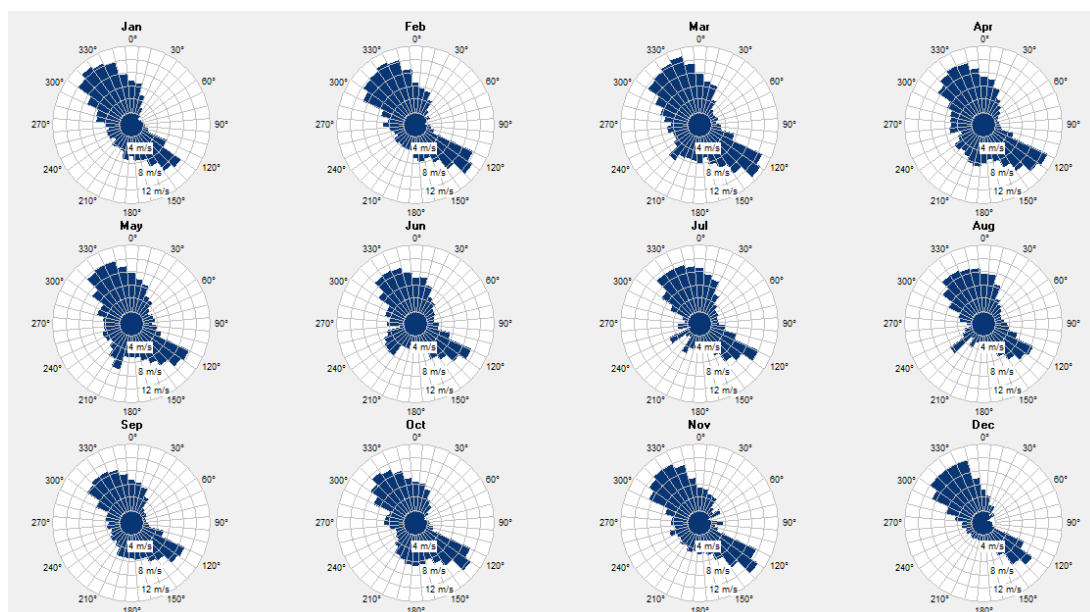


Figura 46. Rosa de los vientos de velocidad repartido mensualmente para 150 m

5.2.2.2 Rosa de los vientos de energía

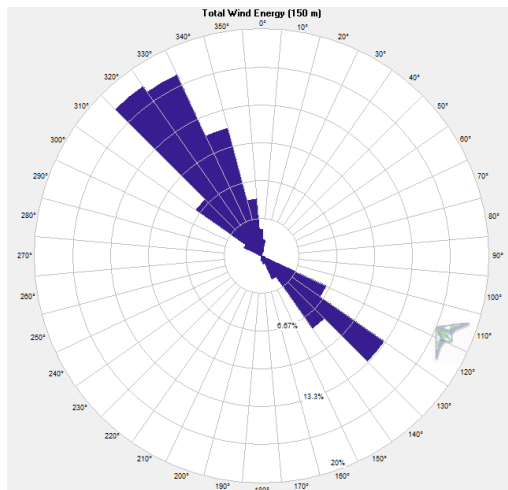


Figura 47. Rosa de los vientos de energía para 150 m

El aprovechamiento del viento para la generación de energía vuelve a ser máximo en la dirección NO, muy alejado del porcentaje estimado con otras direcciones. En este caso, para 330° se alcanza un valor muy parejo a los 320°, contrario a lo que ocurría para 120 m.

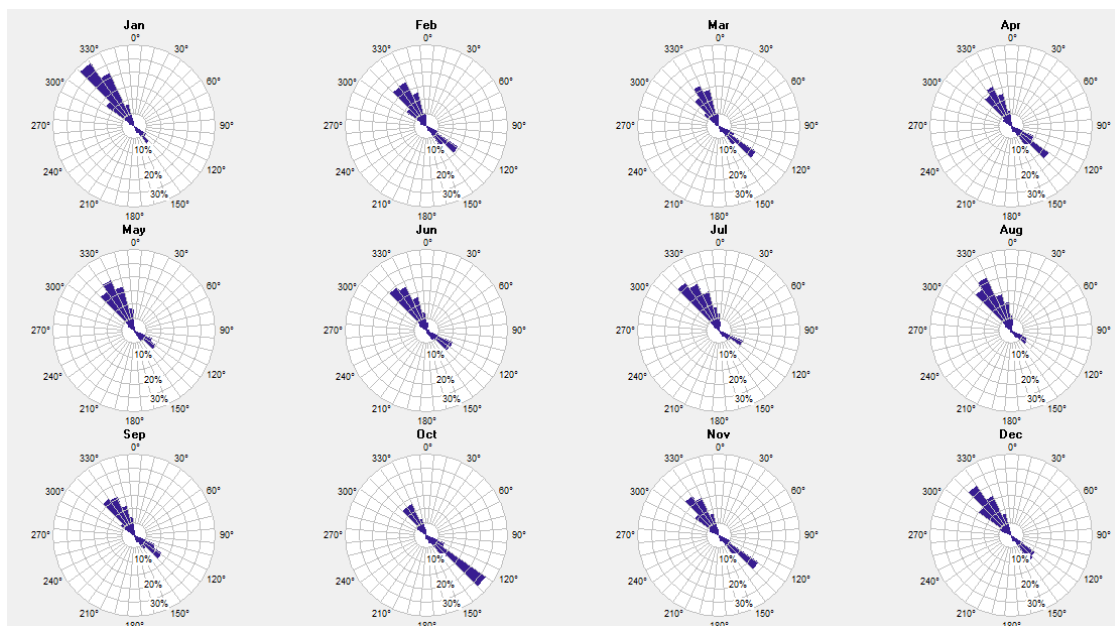


Figura 48. Rosa de los vientos de energía distribuida mensualmente para 150 m

La rosa de los vientos de energía anual se ve potenciada por los meses de Diciembre y Enero, donde su dirección claramente predominante es NO, y consigue poder en la dirección ESE gracias a meses como Octubre principalmente. Además, durante los meses de verano vuelve a existir una única dirección existente coincidiendo con la predominante, NO.

5.2.2.3 Rosa de los vientos de frecuencia

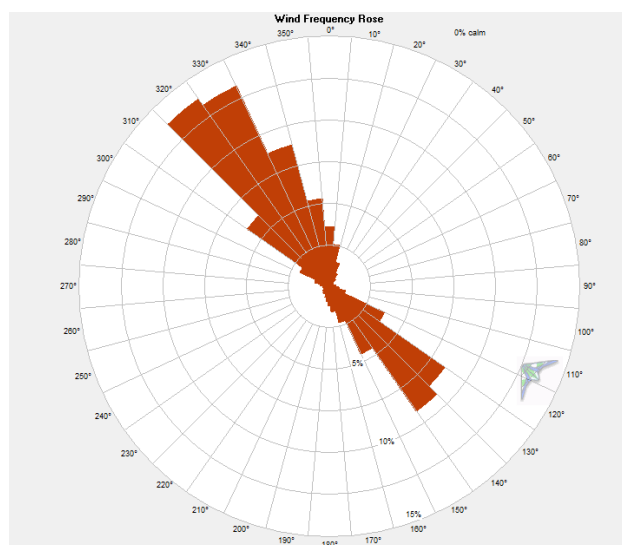


Figura 49. Rosa de los vientos de frecuencia para 150 m

De manera muy similar al caso de 120 m, se aprecia la dirección predominante de 320°, pero muy seguida de una orientación de 330°; frecuencia más relevante para 150 m que para 120.

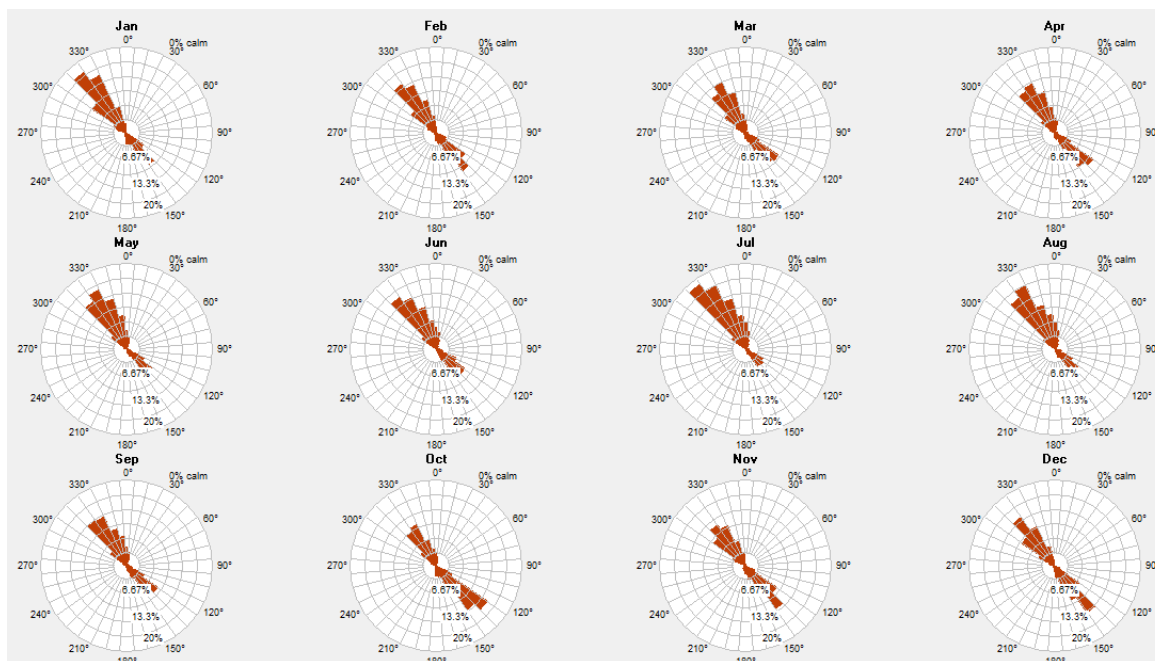


Figura 50. Rosa de los vientos de frecuencia repartido mensualmente para 150 m

De nuevo, la rosa de los vientos de frecuencia se ve reflejada en la mayoría de meses con su dirección principal enfatizada, y una segunda dirección remarcable en algunos meses como Octubre o Noviembre principalmente.

5.3 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

La distribución de Weibull es una métrica importante en el sector de la energía eólica y se utiliza para modelar la distribución de la velocidad del viento. Es una función de densidad de probabilidad que permite caracterizar el comportamiento de la velocidad del viento a lo largo del tiempo, caracterizada por 2 parámetros: factor de escala (c) y de forma (k).

- El factor de escala, designado con la letra c , representa la velocidad promedio del viento.
- El factor de forma, k , define la forma de la distribución, indicando si es o no simétrica.

Existen otras funciones de distribución de velocidades de los vientos, como la distribución de Rayleigh caracterizada por un único parámetro. La distribución de Weibull al contar con más parámetros se considera más versátil que esta última mencionada.

La función distribución de probabilidad (PDF) de Weibull $f(v)$, se expresa como:

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

Un aerogenerador funciona cuando la velocidad del viento se encuentra comprendida entre un valor inferior y otro superior, conocidos como “*cut-in*” y “*cut-out*”, los cuales hipotéticamente suelen ser de 4 y 18 m/s respectivamente. Con el modelo estadístico de Weibull es sencillo determinar el número de horas que un aerogenerador estará funcionando en función del registro de valores del modelo del que se parte. Es una herramienta muy interesante para la validación del diseño de aerogeneradores y la caracterización de sus curvas de potencia. [49]

Las Figuras 54 y 55 muestran la función de Weibull para ambas alturas, calculada por Windographer con el modelo de datos facilitado por la empresa Vortex.

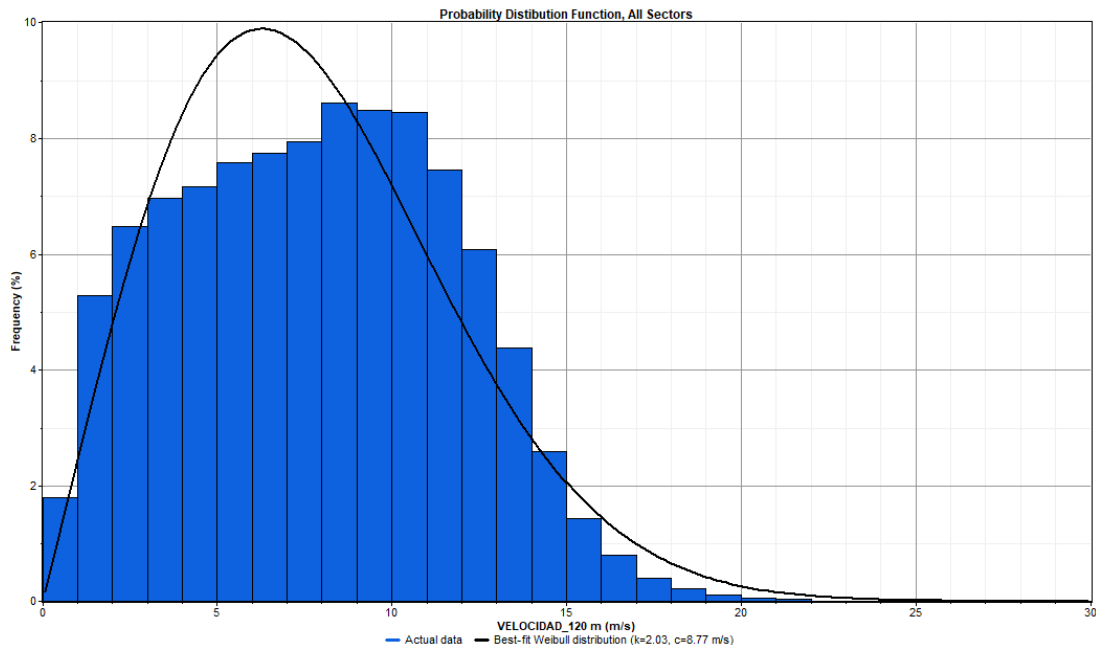


Figura 51. Distribución de Weibull para 120 m

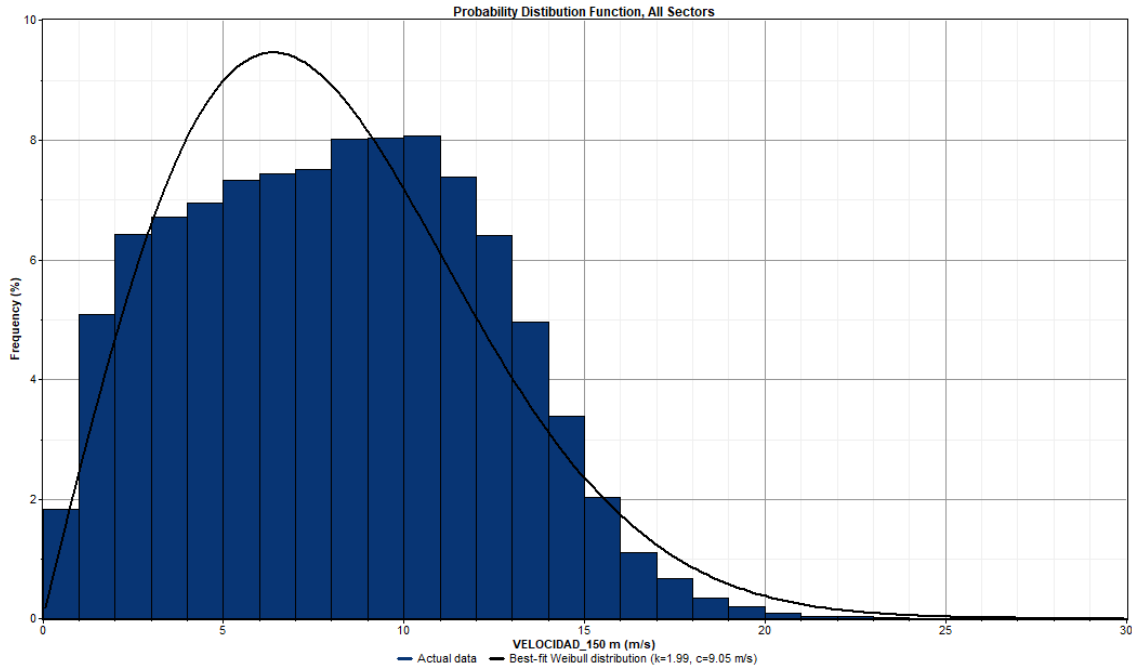


Figura 52. Distribución de Weibull para 150 m

La función de Weibull en ambos casos es muy similar, variando ligeramente los parámetros característicos de las mismas.

- Para 120 m, se obtiene un factor de escala **c=8,77 m/s** y un factor de forma **k=2,03**
- Para 150m, se obtiene **c=9,05 m/s** y **k=1,99**

Una de las formas de determinar el valor de ambos factores es con el método empírico de Justus (EMJ). Con este método, el valor de ambos parámetros es el resultado de:

$$k = \left(\frac{\sigma}{v_{promedio}} \right)^{-1.086} \quad c = \frac{v_{promedio}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}$$

El parámetro c mide la escala de la curva y determina la posición horizontal de la distribución. Afecta en gran medida a la media y a la dispersión de la distribución. Indica que la velocidad media está cercana a ese valor. Por otro lado, el parámetro k nos da información sobre la forma de la distribución. Una distribución simétrica tiene un valor de $k = 2$, valor muy cercano a los valores de la función en ambos casos. [50]

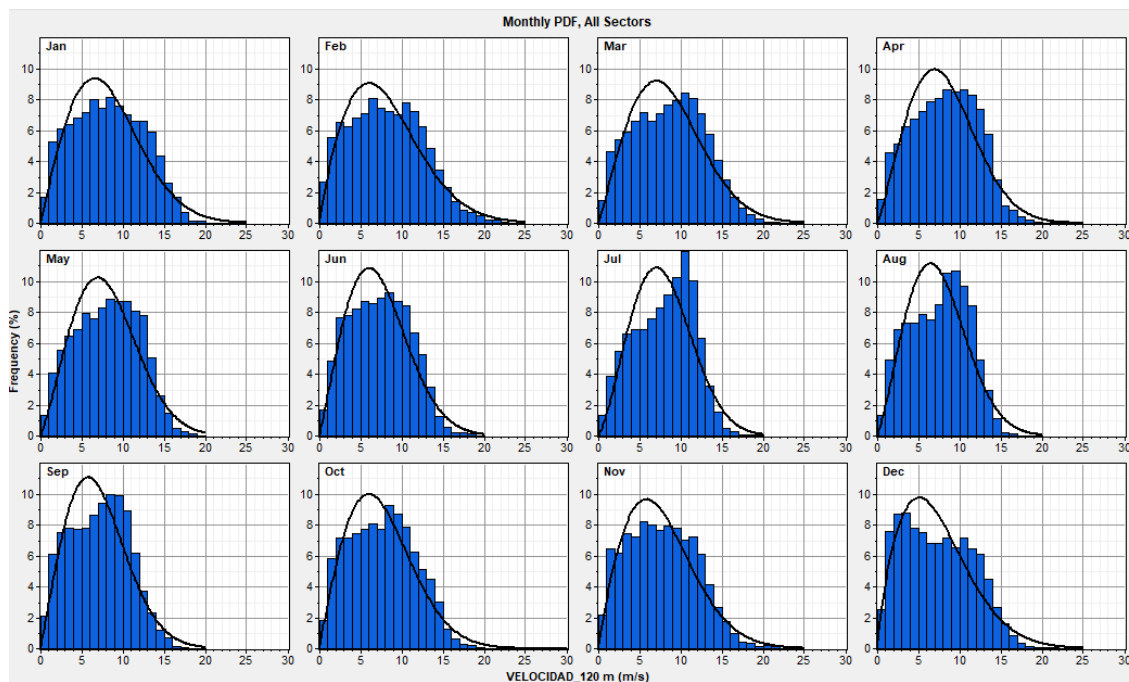


Figura 53. Distribución de Weibull mensual para 120 m

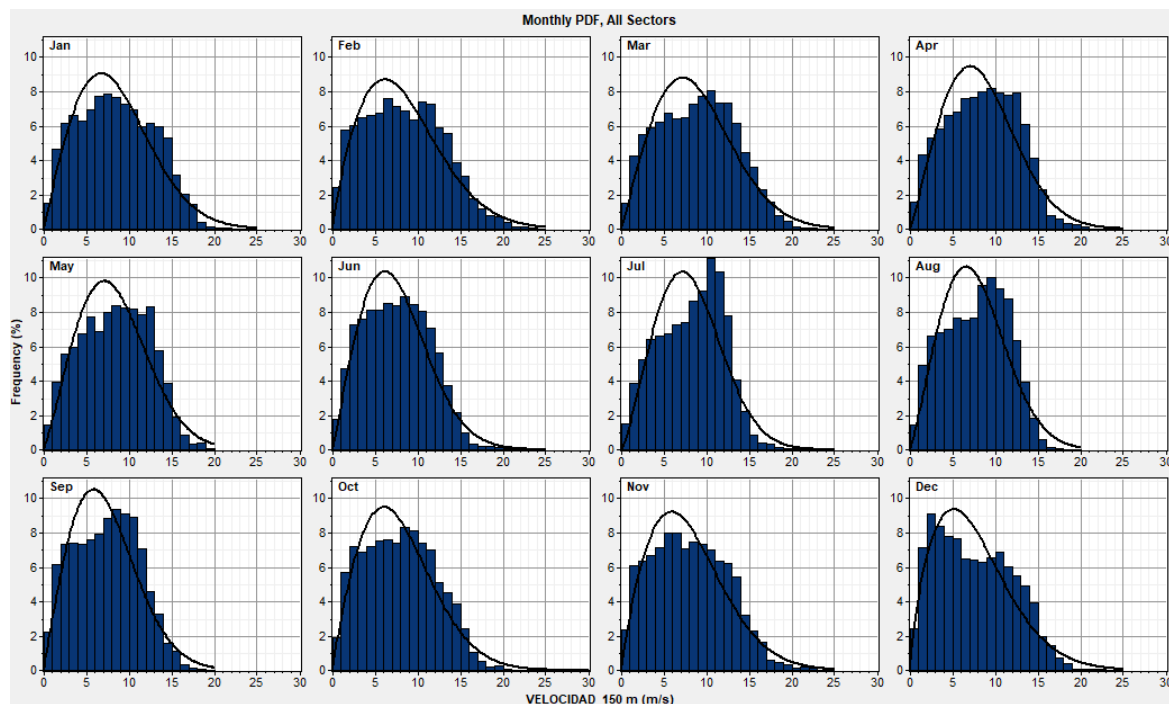


Figura 54. Distribución de Weibull mensual para 150 m

De las Figuras 54 y 55 de la distribución de probabilidades se obtiene que las velocidades más frecuentes son de entre 8-11 m/s. Se aprecia un desplazamiento ligero hacia la derecha

del gráfico de 150 m frente a los 120 m, ya que aumenta la frecuencia de velocidades superiores.

De las Figuras 56 y 57 se observa como ese valor promedio es constante en casi todos los meses del año (Marzo – Octubre) salvo en Diciembre donde es bastante más frecuentes viento más ligeros. En ambas alturas resalta el fenómeno ocurrido en los meses de Julio y Agosto, donde la frecuencia de velocidades elevadas es muy significativa y es muy beneficioso para la explotación del recurso.

La probabilidad de vientos demasiados leves, inferiores a 5 m/s, es relativamente baja y constante en todos los meses del año salvo en Diciembre, donde la velocidad promedio del viento es de entorno a los 3 m/s, siendo éste por consecuente un mes poco vistoso.

5.4 FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN ACUMULATIVA

El área bajo la curva de la función de densidad de probabilidad se llama función de distribución acumulativa. La función de distribución acumulativa (CDF) de Weibull se puede lograr tomando una integral de $f(v)$, denotada por $F(v)$ y dada como:

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

El significado de esta es el porcentaje de muestras recogidas con un valor igual o inferior al marcado. La función de distribución acumulativa con ambas alturas es la siguiente:

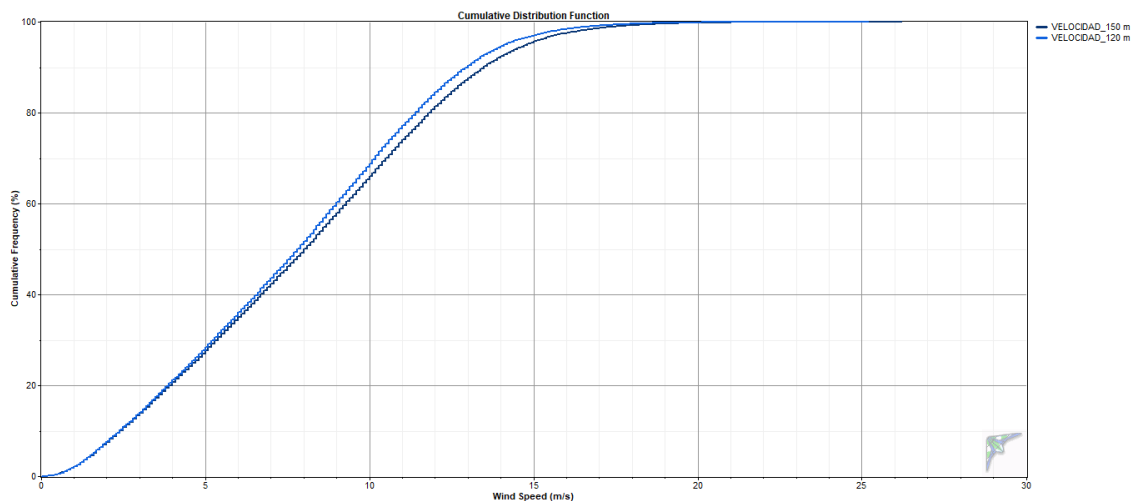


Figura 55. Función de distribución acumulativa con ambas alturas

En este caso, el 80% del tiempo la velocidad del viento es superior al “cut-in” teórico del aerogenerador ($v > 4$ m/s), y menos de un 1% del tiempo se superan los 18 m/s, siendo éste el cut-off teórico de un aerogenerador. Por lo tanto, en torno al 80% del tiempo el aerogenerador se encuentra en condiciones favorables para la generación.

Se aprecia como la probabilidad acumulada de que el valor del viento sea igual o inferior a un valor es siempre mayor para la altura de 120 m, lo cual significa que no existe ningún fallo de cálculos.

5.5 DIAGRAMA DE CAJAS

Los diagramas de cajas son útiles cuando es preciso mostrar la dispersión de los datos de un modelo y visualizar valores extremos del mismo. En este caso, el programa Windographer ofrece la posibilidad de analizar estas características de forma mensual.

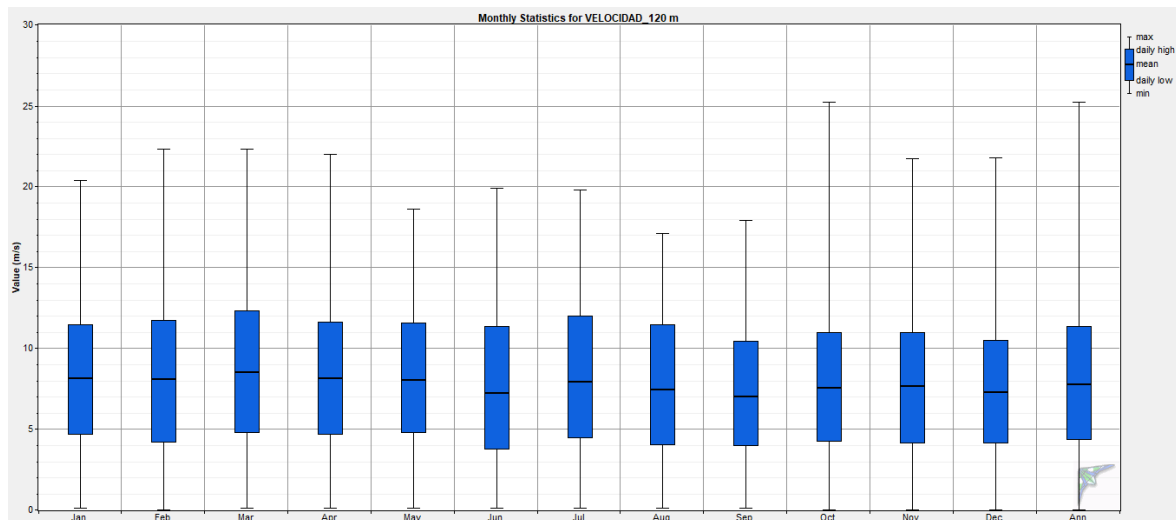


Figura 56. Diagrama de cajas repartida en meses para 120 m

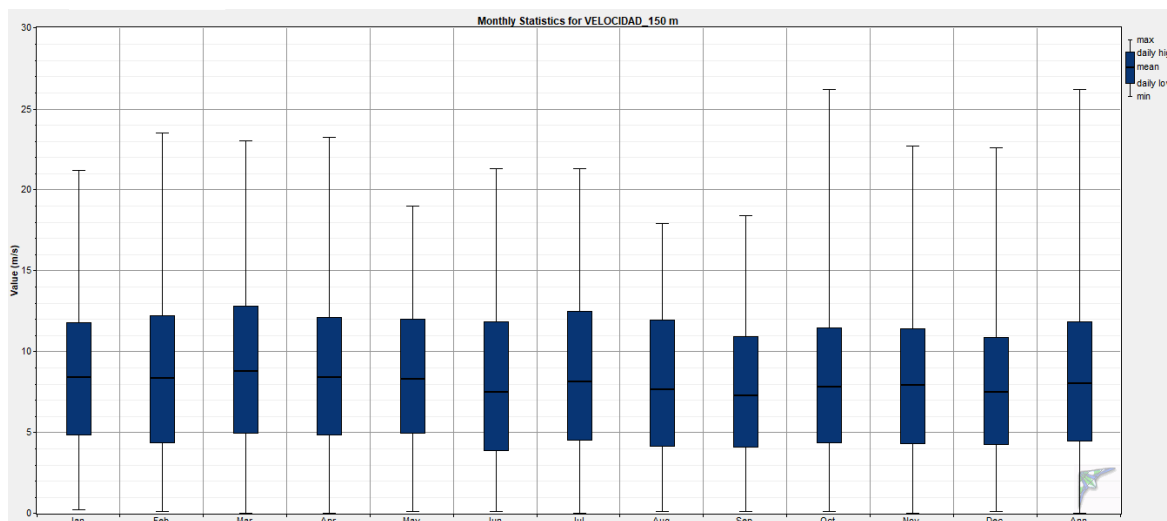


Figura 57. Diagrama de cajas repartida en meses para 150 m

El primer cuartil, designado como “daily-low” en la leyenda de las imágenes, representa el valor donde el 25% de las muestras tienen un valor inferior; y el cuartil superior es aquel el cual deja al 75% de las muestras por debajo. La diferencia de valores para ambas alturas es prácticamente nula visiblemente, y el largo de las cajas no es demasiado, lo cual significa que la dispersión de los valores de cada mes no es muy elevada. Para ambos casos se observa como las velocidades mínimas registradas (extremo inferior) son de valor casi nulo, y cómo los máximos registrados (extremo superior) alcanzan valores de entre 20 y 25 m/s, valores fuera de la zona de trabajo del aerogenerador y, por lo tanto, no aprovechables. Estos valores no son demasiados significativos ni relevantes al ser valores extremos y de baja frecuencia (el 10% más bajo y el 10% más alto respectivamente).

Por lo tanto, los datos son compactos entre cuartiles inferior y superior, y con la mediana y ambos cuartiles en valores favorables para el uso de aerogeneradores, al ser los cuartiles inferiores cercanos a los 5 m/s, las medianas próximas a 8 m/s, y los cuartiles superiores superando los 10 m/s en todos los meses.

5.6 CONCLUSIONES Y RESULTADOS DE LAS DISTINTAS ALTURAS

El programa Windographer dispone de tablas de resultados del análisis para su comprensión rápida y eficaz.

Temperature (°C)	13.23	Pressure (hPa)	954	Air Density (kg/m ³)	1.16
Start date	01/01/2014 00:00	Mean air density		1.161 kg/m ³	
End date	02/05/2025 00:00	Power density at 50m		315 W/m ²	
Duration	11 years	Wind power class		3 (Fair)	
Length of time step	60 minutes	Power law exponent		0.145	
Calm threshold	0 m/s	Surface roughness		0.133 m	
Roughness class	2.24	Roughness description		Few trees	

Tabla 10. Resumen características del modelo de datos utilizado

Variable	VELOCIDAD_120 m	VELOCIDAD_150 m
Measurement height (m)	120	150
Mean wind speed (m/s)	7.793	8.049
Median wind speed (m/s)	7.800	8.000
Weibull k	2.035	1.995
Weibull c (m/s)	8.769	9.053
Mean power density (W/m ²)	495	555
Mean energy content (kWh/m ² /yr)	4,336	4,857
Energy pattern factor	1.793	1.824

Tabla 11. Resultados velocidad para 120 y 150 m

Direction	Freq_12	Freq_15	Mean_12	Mean_15	StdDev_12	StdDev_15
Sector	(%)	(%)	(m/s)	(m/s)	(m/s)	(m/s)
345° - 15°	10,709	11,406	7.2122	7.6252	3.5223	3.6392
15° - 45°	2,914	3,018	4.7983	5.1002	2.8216	3.0327
45° - 75°	1,252	1,172	2.7394	2.7751	1.5755	1.6363
75° - 105°	1,639	1,481	2.9199	2.9808	1.8885	1.9484
105° - 135°	14,648	13,185	8.5746	9.2077	4.3831	4.8299
135° - 165°	15,1	15,879	6.8583	7.1807	3.3191	3.5086
165° - 195°	3,173	3,737	4.9054	5.1370	3.2611	3.2269
195° - 225°	1,713	1,962	4.5352	4.6001	3.1270	3.1782
225° - 255°	1,097	1,359	3.9227	3.9167	2.8628	2.8381
255° - 285°	1,391	1,583	4.1507	4.2551	2.9996	3.0934
285° - 315°	10,291	8,948	8.1319	8.2135	3.7131	4.0368
315° - 345°	35,409	35,606	9.2756	9.5568	3.5558	3.6811
All data	99,336	99,336	7.7931	8.0486	3.9574	4.1544

Tabla 12. Resultados del análisis según la orientación del aerogenerador

La Tabla 10 recoge las características principales del modelo de datos que se ha estudiado, con parámetros físicos como son: temperatura, presión o densidad del aire y con parámetros descriptivos como la clase de potencia de viento o la clase/descripción de la rugosidad del emplazamiento.

La Tabla 11 muestra los resultados obtenidos durante el estudio del conjunto de datos referentes a velocidades registradas. Los resultados considerados más relevantes a la hora de seleccionar una u otra altura son los mostrados en color verde: velocidad media del viento (m/s), densidad de potencia media (W/m^2) y generación energética media (kWh/year/m^2). Se aprecia como existe un aumento del 3,3% en el valor medio de velocidades, del 12% de densidad media de potencia y del 12% en capacidad de generación anual por aerogenerador. La Tabla 12 muestra los resultados clave en el direccionamiento de la turbina eólica, remarcando en verde las direcciones predominantes vistas en las rosas de los vientos. Para ambas alturas existe una dirección clara donde la frecuencia de los vientos es muy superior al resto, de 315 a 345° correspondiente con dirección NO. En dicha dirección se promedian velocidades del viento de 9.2756 y 9.5568 n/s, para 120 y 150 m respectivamente.

Por lo tanto, al obtener hasta un 12% de estimación densidad media de potencia por m^2 y otro 12% en la capacidad de generación de energía anual por m^2 , se considera que el encarecimiento de la construcción de aerogeneradores de altura de buje de 150 m frente a la posibilidad de 120 m queda justificado y será beneficioso en el largo plazo.

Capítulo 6. DISEÑO Y SIMULACIÓN ENERGÉTICA

Una vez se ha estudiado detalladamente el recurso eólico y sus principales características en el emplazamiento, de la mano del programa Windographer, se procede a simular el funcionamiento y eficacia del parque, para poder estimar datos importantes como la energía eólica total anual generada. En este capítulo se analizará la instalación del parque con diferentes modelos de aerogeneradores, obteniendo la energía anual esperada y seleccionando finalmente aquella turbina eólica que preste mejores servicios.

El programa WAsP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*) es un software desarrollado por *The Wind Energy Division del Riso DTU* (Dinamarca), empleado en la industria para analizar datos eólicos y estimar resultados del parque mediante simulación. La energía anual producida, en GWh/año, será la principal variable que determine el potencial eólico. Para su uso, este programa requiere de modelos de datos de vientos con información sobre el emplazamiento: coordenadas, viento, rugosidad, curvas de nivel... así como características de los aerogeneradores a utilizar: curvas de potencia, coeficientes de empuje. Con toda esta información del modelo de datos, el programa es capaz de calcular el viento geostrófico o regional, libre de efectos de topografía, rugosidad u obstáculos, y poder extrapolarlo a todas las posiciones cercanas a las coordenadas facilitadas inicialmente. De este modo, el programa es capaz de hacer una estimación fiable y precisa en cuanto a la generación anual esperada del parque teniendo en cuenta efectos de estela, entre otras consideraciones.

Existen una serie de módulos dentro del entorno de trabajo de WAsP, focalizados en el tratamiento y procesamiento de datos de distintos índoles. La Tabla 13 muestra algunos de los programas utilizados y su funcionalidad concreta.

Existen otros muchos módulos que no han sido necesarios en este proyecto.

Módulos	Funcionalidad
<i>WAsP Climate Analyst</i>	Tratamiento de modelos de datos de viento
<i>WAsP Map Editor</i>	Digitalización de mapas de topografía, rugosidad y obstáculos

<i>WAsP Turbine Editor</i>	Adaptación de curvas de potencia y coeficientes de empuje de distintos aerogeneradores a la densidad del aire del emplazamiento
<i>Air Density Calculator</i>	Módulo para el cálculo de la densidad del aire a partir de temperatura y altura medias del emplazamiento

Tabla 13. Módulos del software WAsP y sus funciones principales

6.1 MAPA DE OROGRAFÍA Y RUGOSIDAD

Para incorporar el nivel de rugosidad y orografía se hace uso de la herramienta WAsP Map Editor. Con esta herramienta de extensión es posible realizar la digitalización de la topografía de la zona y su rugosidad. Esta digitalización es necesaria para el cálculo del viento geostrófico o regional, con el que se calculará la estimación de la energía eólica anual generada por el parque, y se presente en un archivo de extensión *.map*.

Para la simulación energética de WAsP se requiere de la digitalización de la topografía de la zona y la rugosidad. La empresa Vortex ha facilitado la digitalización topográfica de las coordenadas del parque, y la digitalización de la rugosidad se hará a partir de una imagen desde la herramienta Google Earth Pro, georreferenciando 3 puntos, que serán 3 de los 7 aerogeneradores del parque por comodidad.

A continuación, se muestra el resultado de la digitalización del mapa topográfico del emplazamiento, obra de la empresa Vortex.

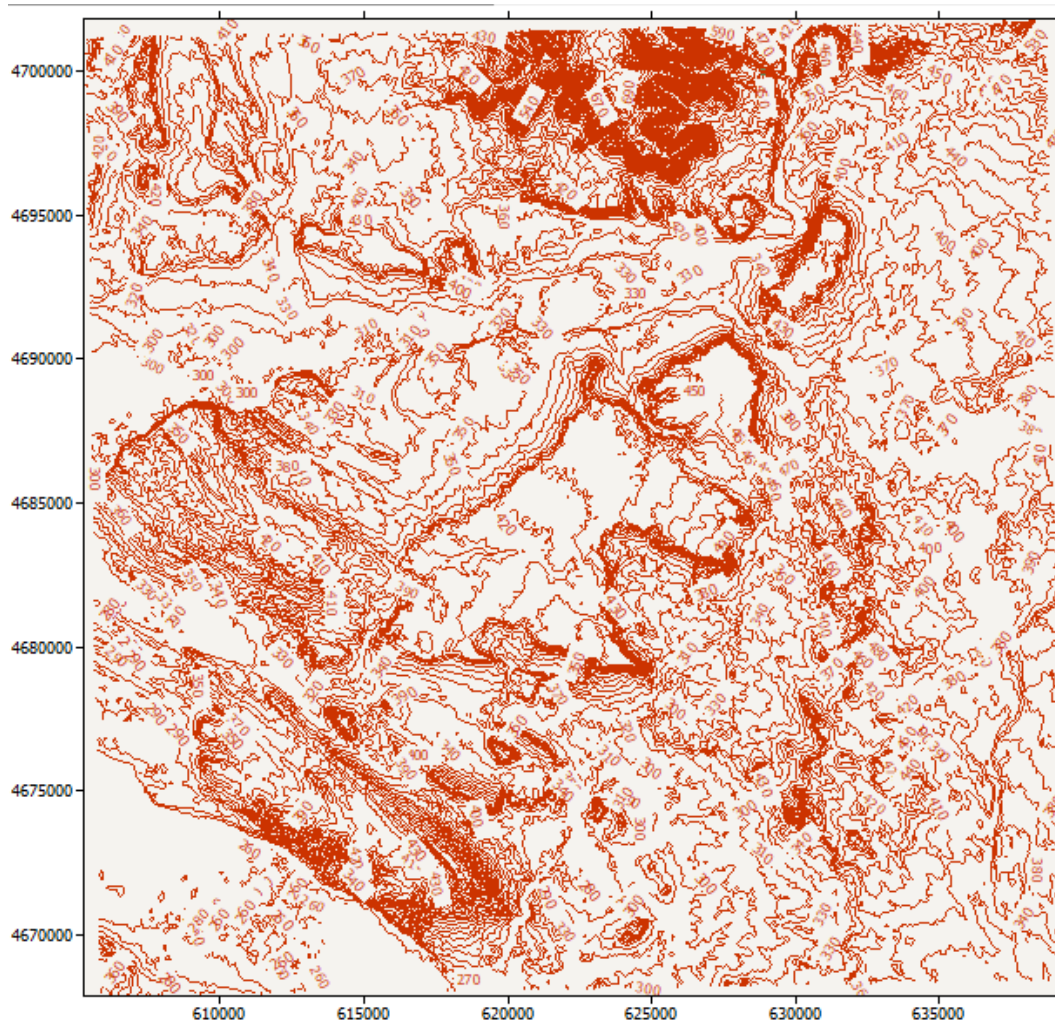


Figura 58. Mapa topográfico digitalizado por la empresa Vortex

Con la topografía digitalizada no es suficiente. El segundo paso a realizar es la digitalización de la rugosidad, partiendo de una imagen JPG sacada con la herramienta Google Earth Pro. El resultado de la rugosidad digitalizada se muestra en la Figura 62 próxima.

Finalmente, se fusionan los datos de las curvas de nivel con los de rugosidad (Figuras 61 y 62), y se vuelve a georreferenciar para la integración con los datos del viento. Los valores de rugosidad interna y externa utilizados en la digitalización de rugosidad han sido utilizados partiendo de la tabla proporcionada por el Atlas Eólico Europeo. [56]

El mapa topográfico completo, listo para ser interpretado por WAsP, se muestra en la Figura 64.

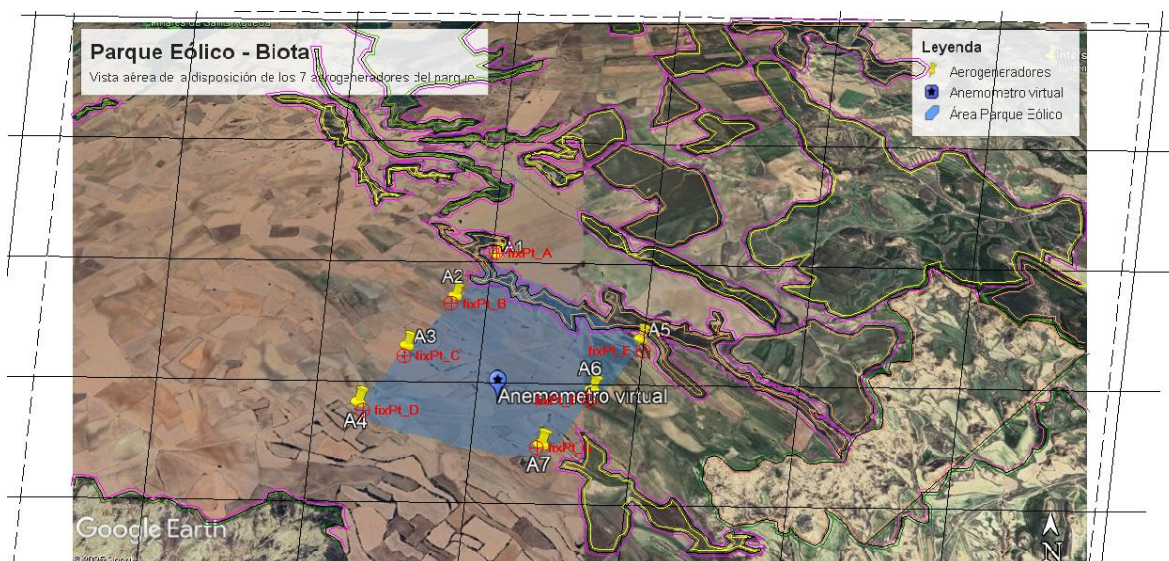


Figura 59. Digitalización de la rugosidad próxima al emplazamiento

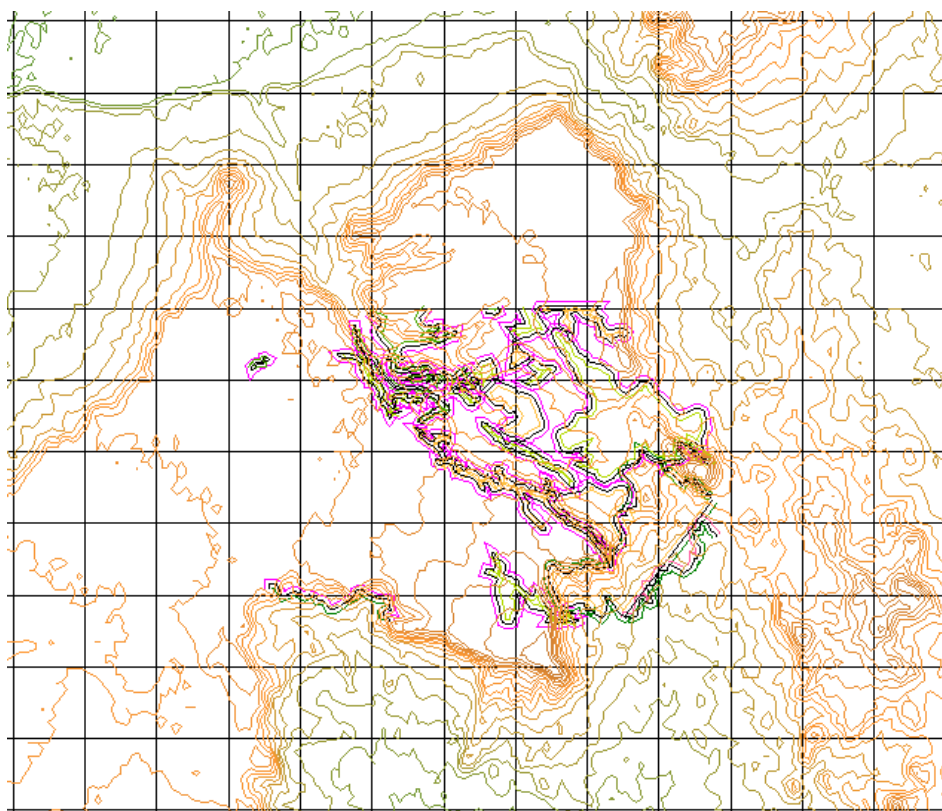


Figura 60. Mapa topográfico recortado importable para WAsP

El resultado mostrado en la Figura 63 ya está listo para exportarse a la simulación de WAsP.

6.2 DATOS DEL VIENTO

La herramienta encargada de integrar a WAsP grandes conjuntos de datos meteorológicos, series temporales de datos y análisis estadístico es WAsP Climate Analyst (WACA). Este software es capaz de manejar y visualizar el modelo de datos, facilitado por Vortex, y mostrar características del recurso eólico de la zona, de forma muy similar a como se hizo anteriormente con el programa Windographer. Los resultados del recurso se recogen en un archivo de extensión *.tab*, necesario para la estimación de energía eólica anual con WAsP.

Por lo tanto, el módulo WACA tiene como objetivo la importación, selección y análisis de series temporales de datos eólicos, incluida la generación de climas de vientos medio observados, OWC (series temporales de velocidad y dirección del viento), para la evaluación de recursos eólicos, que será el contenido del archivo a importar para WAsP. [51]

El modelo de datos importado al módulo WACA es el facilitado por la empresa Vortex, mostrado en la Figura 61. La dirección del anemómetro virtual será la facilitada a Vortex.

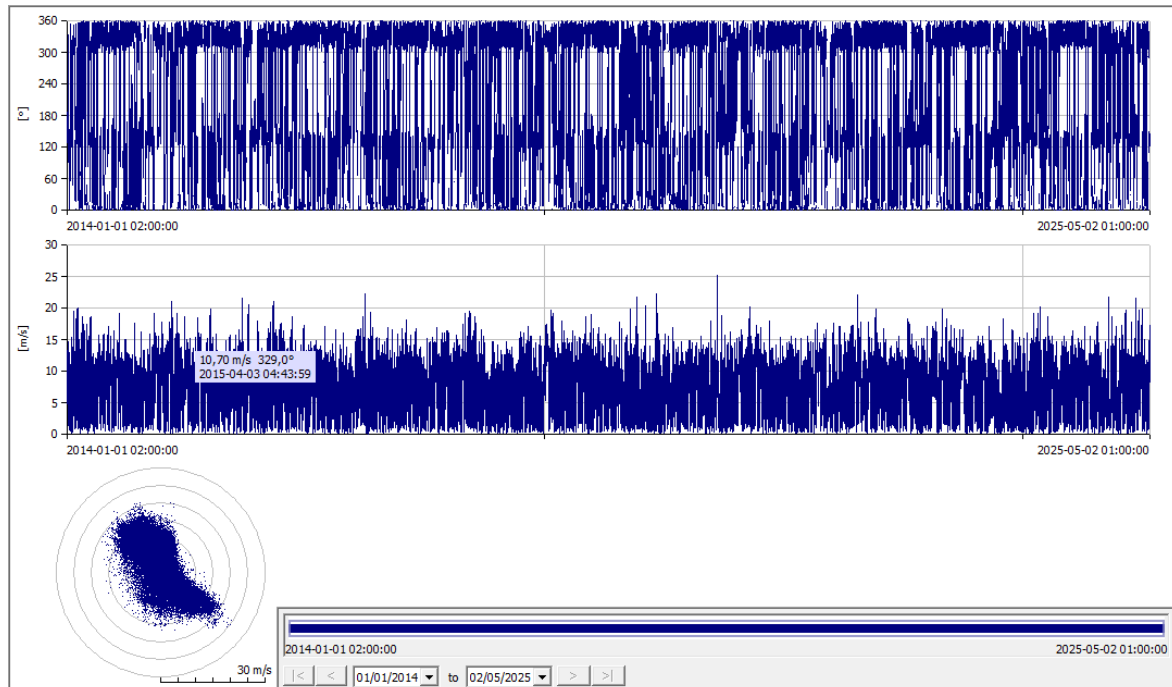


Figura 61. Datos importados a WAsP Climate Analyst

El programa WACA automáticamente genera un archivo de resultados OMWC, con una visión general de las velocidades del viento, direcciones, rosa de los vientos y distribución de Weibull de forma muy similar a Windographer.

El resultado es el siguiente:

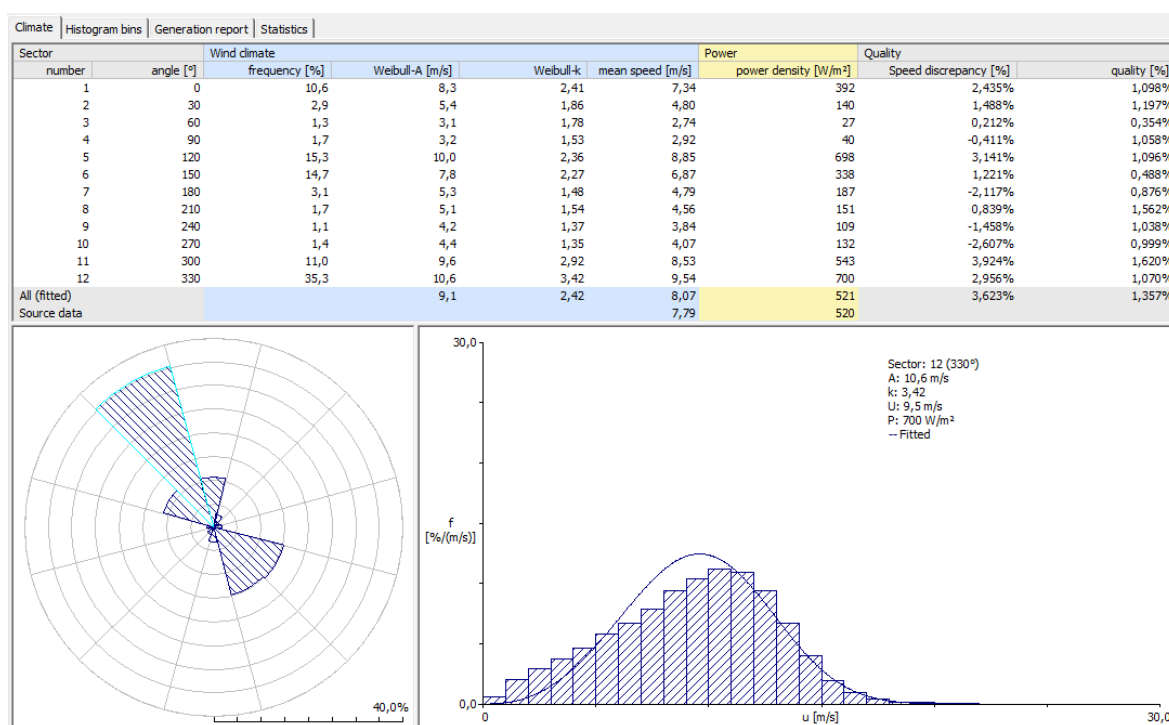


Figura 62. Resultados del WAsP Climate Analyst a 120 m en dirección más frecuente

Estos ficheros de resultados ya están listos para ser exportados en formato .tab para poder ser tratados por WAsP.

6.3 CURVAS POTENCIA Y COEFICIENTES EMPUJE

Las curvas de potencia de un aerogenerador es una representación gráfica de la potencia de generación posible de un aerogenerador para una velocidad del viento dada. Por otro lado, los coeficientes de empuje definen la fuerza que ejerce el viento sobre el rotor de la turbina, y existen sus correspondientes curvas gráficas en función de la velocidad.

La extensión encargada del cálculo de energías de los aerogeneradores es el módulo WAsP Turbine Editor. Este módulo es el encargado de adaptar las curvas de potencia y coeficientes

de empuje, facilitadas por los distintos proveedores, a la densidad del aire presente en el emplazamiento.

En este proyecto se analizarán 3 modelos de diferentes fabricantes, que serán los mostrados en la siguiente tabla, mostrando las características principales de cada fabricante. Estas características están actualizadas a fecha Abril de 2025.

Modelo	Potencia Nominal	Velocidad nominal	Altura buje	Diámetro rotor	Densidad de potencia
Vestas V172-7.2 MW TM [52]	7,2 MW	14 m/s	150 m	172 m	309.9 W/m ²
GE 6.0-164 Cypress [53]	6 MW	12 m/s	166 m	164 m	285.5 W/m ²
Nordex N163/6.X [54]	7 MW	14,5 m/s	159 m	163 m	325.9 W/m ²

Tabla 14. Alternativas de aerogeneradores y sus características

Todos ellos ofrecen alturas de buje cercanas a las 2 alturas estudiadas en el capítulo anterior, siendo sobre todo fundamental alturas de buje cercanas a 150 metros, ya que fue la altura considerada óptima para el diseño.

Para la elaboración de las curvas de potencia y coeficiente de empuje de los 3 modelos mostradas, se ha debido hacer previamente el cálculo de la densidad del aire a la altura de buje de cada modelo. Existen 2 métodos comunes para el cálculo:

- A partir de la temperatura y de la presión.
- A partir de la temperatura y la altura.

El propio programa de WAsP tiene una herramienta para este cálculo, fundamentada en el segundo método, llamada “*Air density calculator*”. Lo único que es necesario determinar es la temperatura media del emplazamiento y la altura media, siendo esta la altura media de la suma de la altura respecto el nivel del mar y la altura de buje.

Para conocer una temperatura media del emplazamiento fiable, se parte de la temperatura media registrada durante muchos años de un pueblo cercano. En este caso, se ha extrapolado con la temperatura promedio de Sádaba. La temperatura media anual de Sádaba, respaldada por un informe de datos de 1980 a 2016, es de **13,08°C**. [55]

Conociendo la altura respecto al nivel del mar de ambos lugares, es sencillo extrapolar con la siguiente fórmula:

$$T(z_2) = T(z_1) - \frac{1^\circ\text{C}}{154\text{m}} \cdot (z_2 - z_1) \quad [^\circ\text{C}]$$

La altura de Sádaba respecto el nivel del mar es de $z_1 = 454 \text{ m}$ y la altura del emplazamiento, $z_2 = 455 \text{ m}$, se obtiene que: $T(z_2) = 13.01^\circ\text{C}$

Para la altura media no hay más que sumar a esa altura promedia del emplazamiento (z_2) las diferentes alturas de buje de los 3 modelos.

La siguiente tabla recoge las diferentes alturas de los aerogeneradores del parque, y finalmente muestra la altura media haciendo el promedio de todas las anteriores.

Aerogeneradores	Altura sobre el nivel del mar (m)
A1	437
A2	452
A3	450
A4	454
A5	462
A6	464
A7	463
Altura media (z_2)	455

Tabla 15. Cálculo de altura promedio de aerogeneradores

Se obtienen los siguientes valores:

- Modelo Vestas: $\bar{z} = 460 + 150 = 610 \text{ m} \rightarrow \rho_{\text{aire}} = 1,147 \text{ kg/m}^3$
- Modelo GE: $\bar{z} = 460 + 166 = 626 \text{ m} \rightarrow \rho_{\text{aire}} = 1,145 \text{ kg/m}^3$
- Modelo Nordex – ACCIONA: $\bar{z} = 460 + 159 = 619 \text{ m} \rightarrow \rho_{\text{aire}} = 1,146 \text{ kg/m}^3$

Para la curva de nivel del modelo Vestas, el fabricante nos facilita valores para una densidad $\rho = 1,15 \text{ kg/m}^3$, valor a partir del cual se hará una interpolación lineal. La curva de potencia y coeficiente de empuje del modelo Vestas es la siguiente:

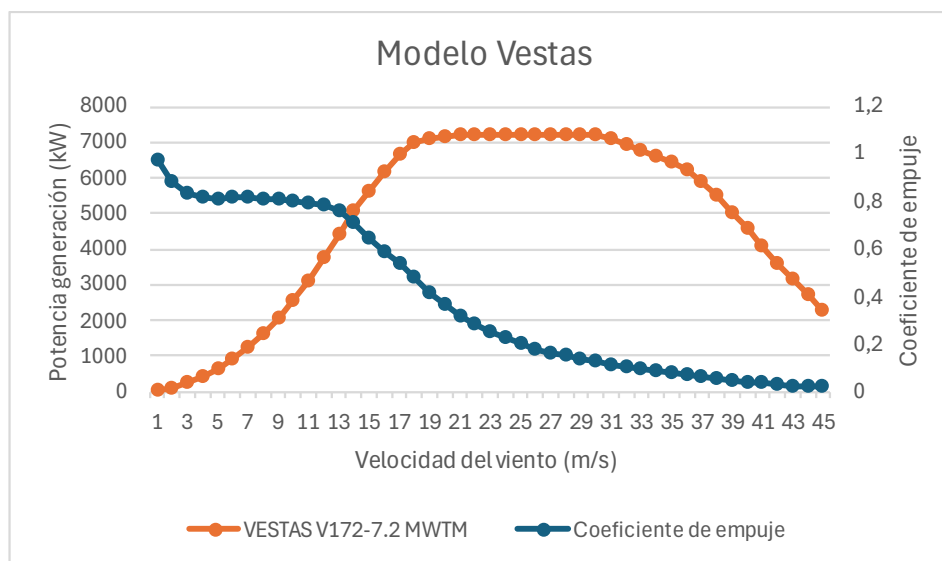


Figura 63. Curva de potencia y coeficiente de empuje del modelo Vestas V172

Para el modelo de GE, se interpolará con la densidad $\rho = 1,14 \text{ kg/m}^3$. El resultado es:

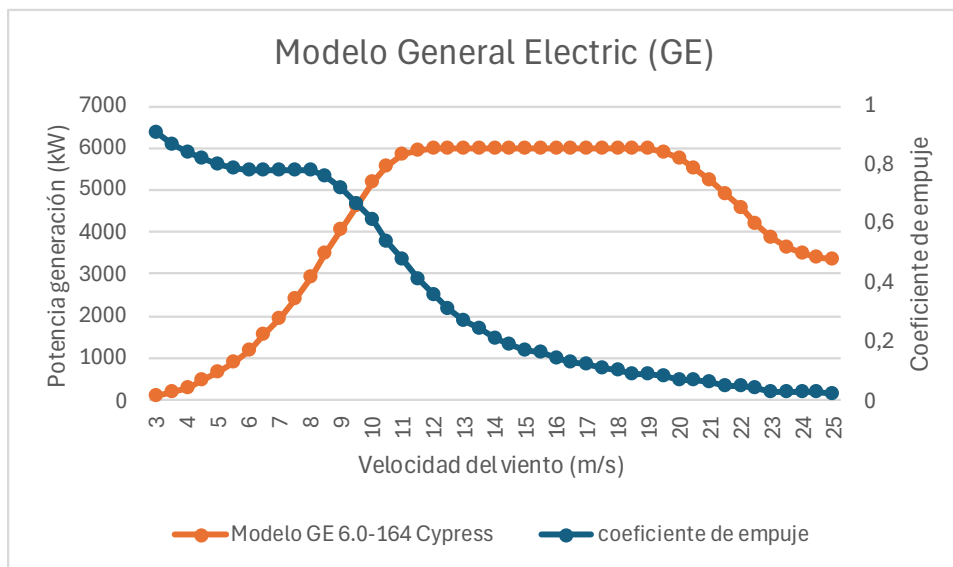


Figura 64. Curvas de potencia y coeficiente de empuje del modelo GE 6.0-164

Por último, para el modelo de Nordex, disponemos de valores para una densidad $\rho = 1,15 \text{ kg/m}^3$ de nuevo, por lo que se interpola con dicho valor. El resultado es el siguiente:

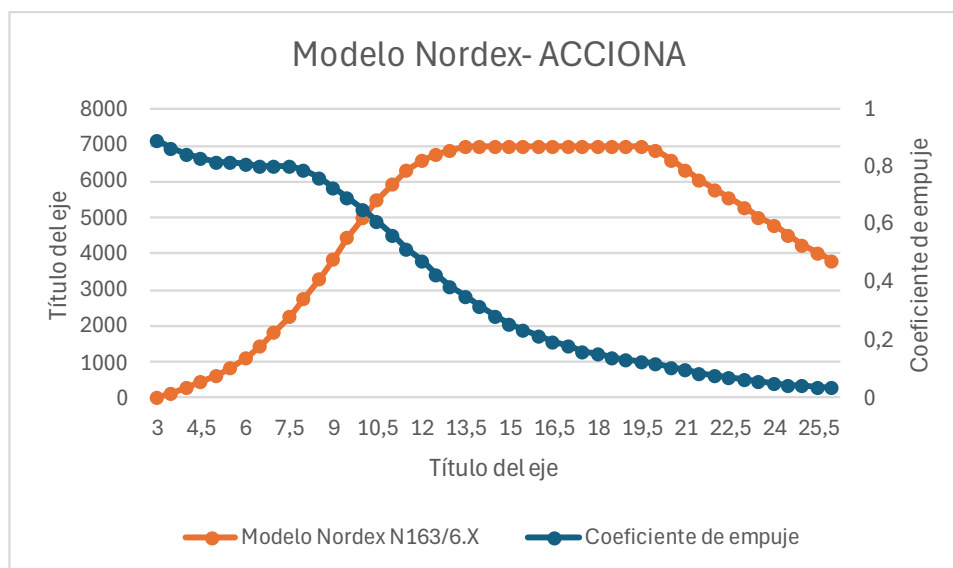


Figura 65. Curvas de potencia y coeficiente de empuje del modelo Nordex 163

Estas curvas de potencia, interpoladas con los valores facilitados por los fabricantes, serán importadas manualmente a la herramienta WAsP Turbine Editor. El archivo resultante .wtg, de la importación manual de estas tablas se muestra en la siguiente figura.

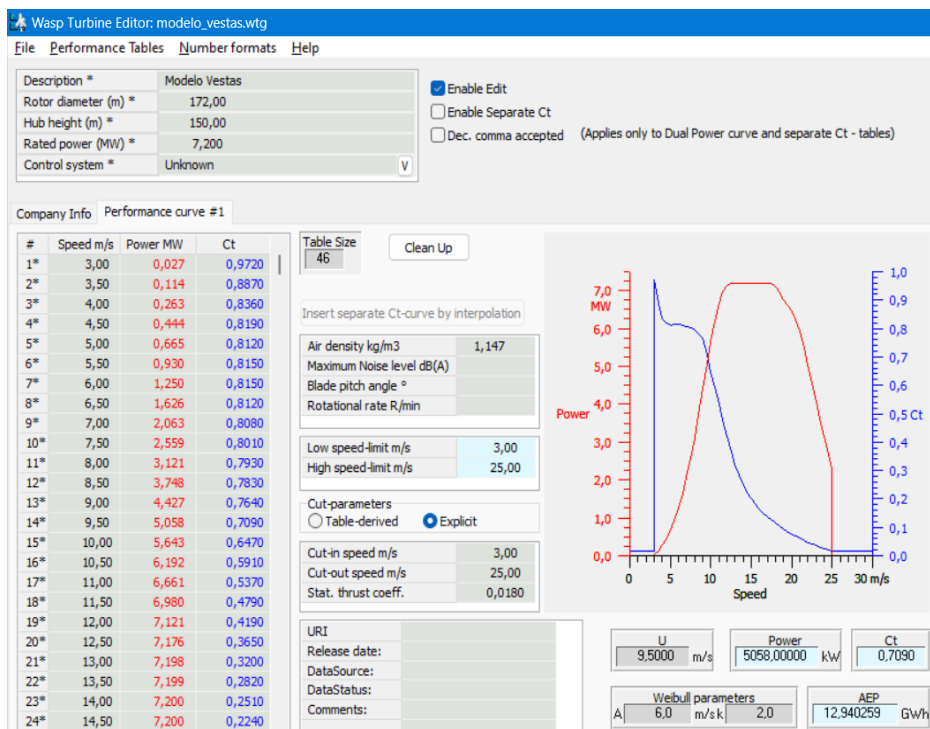


Figura 66. Interfaz del archivo .wtg del modelo de vestas y sus curvas

Una vez están importados los 3 archivos .wtg se da por completado este apartado.

6.4 POSICIÓN DE LOS AEROGENERADORES Y DE LA ESTACIÓN

Una vez se ha conseguido importar a WAsP el fichero .tab con el modelo y análisis de los datos eólicos, el archivo .map con la digitalización de las curvas de nivel de la topografía y rugosidad, y los archivos .wtg con las curvas de potencia adaptadas a la densidad del aire presente con cada modelo, lo último que queda por ser importado son los archivo de texto (.txt) donde se detalle la posición de aerogeneradores y estación de medición.

Elementos	Coordenadas UTM	
	X (Este) (m)	Y (Norte) (m)
Aerogenerador 1 – AG1	626025.91	4686078.65
Aerogenerador 2 – AG2	625779.74	4685656.56
Aerogenerador 3 – AG3	625524.89	4685208.62
Aerogenerador 4 – AG4	625305.02	4684753.05
Aerogenerador 5 – AG5	627007.51	4685281.02
Aerogenerador 6 – AG6	626701.45	4684859.38
Aerogenerador 7 – AG7	626412.04	4684458.81

Tabla 16. Coordenadas aerogeneradores importadas a WAsP, zona 30T

Elemento	X (Este) (m)	Y (Norte) (m)
Anemómetro virtual - AV	626151.63	4684858.80

Tabla 17. Coordenadas anemómetro virtual para WAsP, zona 30T

Las Tablas 16 y 17 recogen la información contenida en los archivos .txt necesarios para WAsP. En ellos, se muestran las coordenadas UTM (*Universal Transverse Mercator*) de todos los elementos necesarios para la simulación: aerogeneradores y anemómetro virtual. Por último, la Figura 70 muestra la implementación de los aerogeneradores en el proyecto.

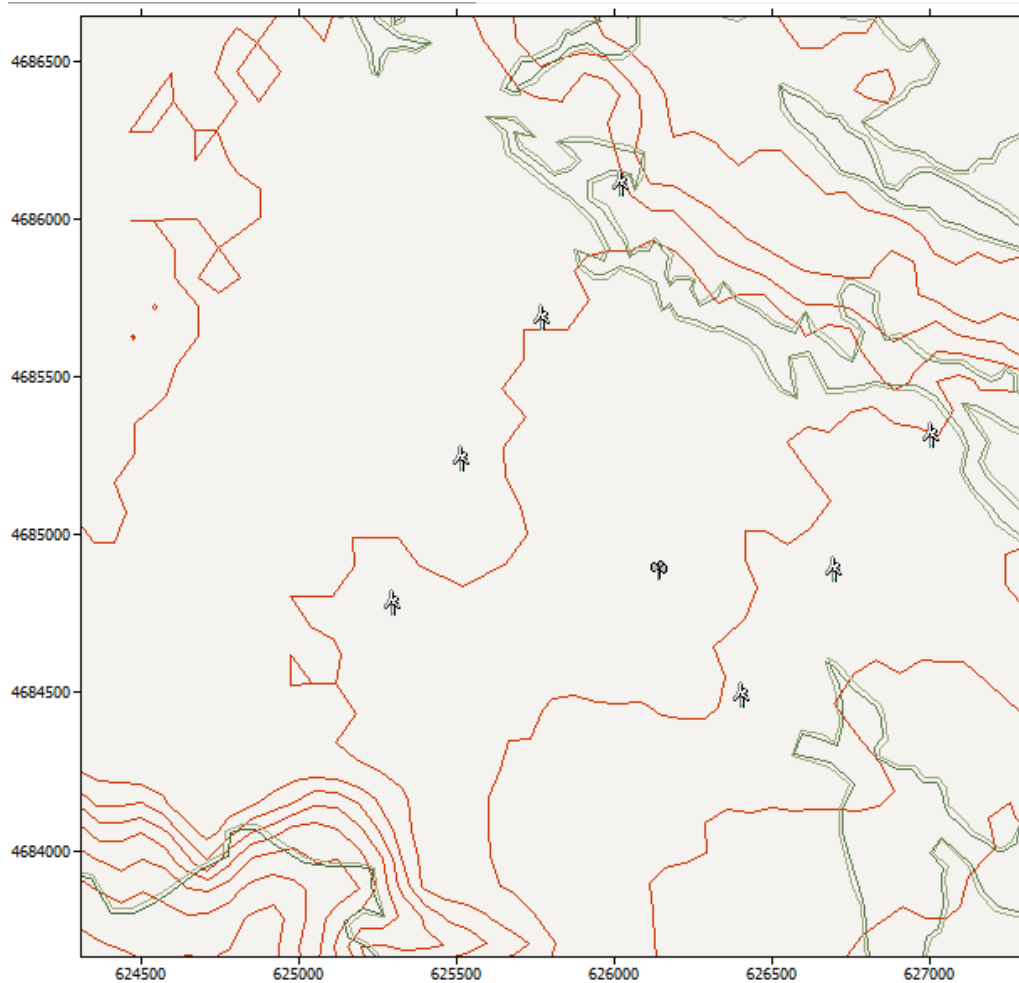


Figura 67. Disposición aerogeneradores y anemómetro en mapa topográfico

Ya están todos los archivos necesarios implementados en el proyecto de WAsP, teniendo incluido: coordenadas aerogeneradores y anemómetro, modelo análisis vientos, curvas de potencia y coeficiente de empuje y mapa de orografía y rugosidad. Con todo ello, ya está el programa preparado para empezar a simular la generación anual del parque eólico.

6.5 RESULTADOS DE LOS 3 AEROGENERADORES

Una vez se ha creado los 3 proyectos con los archivos correspondientes de cada modelo en el entorno de trabajo, se deben calibrar los modelos para cerciorarse que los datos son correctos y no están ligeramente desviados de sus valores reales. Para la calibración de cada

modelo, se corregirán valores dados por WAsP sustituyéndolos por los valores (reales) que se han obtenido con Windographer para cada aerogenerador.

El método de calibración es el siguiente. Primero se observa el parámetro U “real” de la serie de datos facilitada por Vortex y convertida con la extensión .tab para su implementación en el proyecto. Dicho valor es U=8,32 m/s. El valor medio de la velocidad para 150 m, proporcionado por Windographer era U=8,05 m/s. Para la calibración, no hay más que acceder a la pestaña “User corrections” dentro de la estación de medición. El factor de calibración a introducir sigue la siguiente fórmula:

$$\frac{V_{WASP} - V_{REAL}}{V_{WASP}} * 100 = \frac{8,32 - 8,05}{8,32} * 100 = 3,245\%, \text{ con } V_{REAL} = V_{windographer}$$

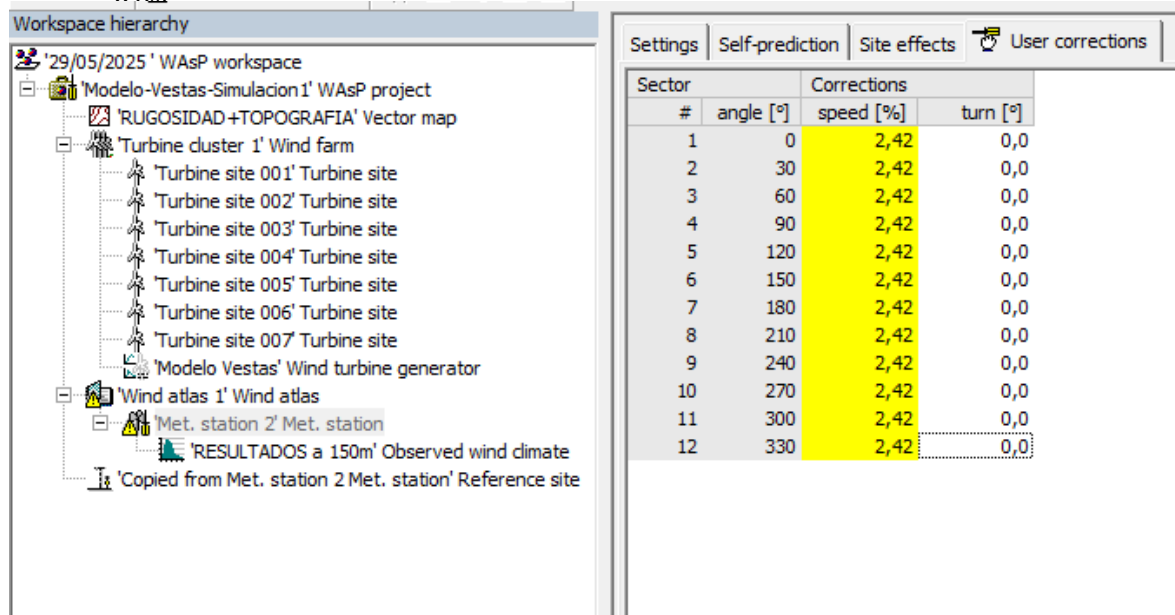


Figura 68. Entorno de trabajo y calibración de velocidades

La calibración estaría realizada una vez se corrijan todas las velocidades, tal y como se muestra en la anterior ilustración.

El propio programa nos da una idea visual, con la ayuda del mapa de orografía y rugosidad implantado, de la producción anual neta de energía tal y como se muestra en la imagen. Además, también se pueden mostrar diferentes métricas relacionadas con la AEP (*Annual Energy Production*) como rosas del viento, densidades de potencia...

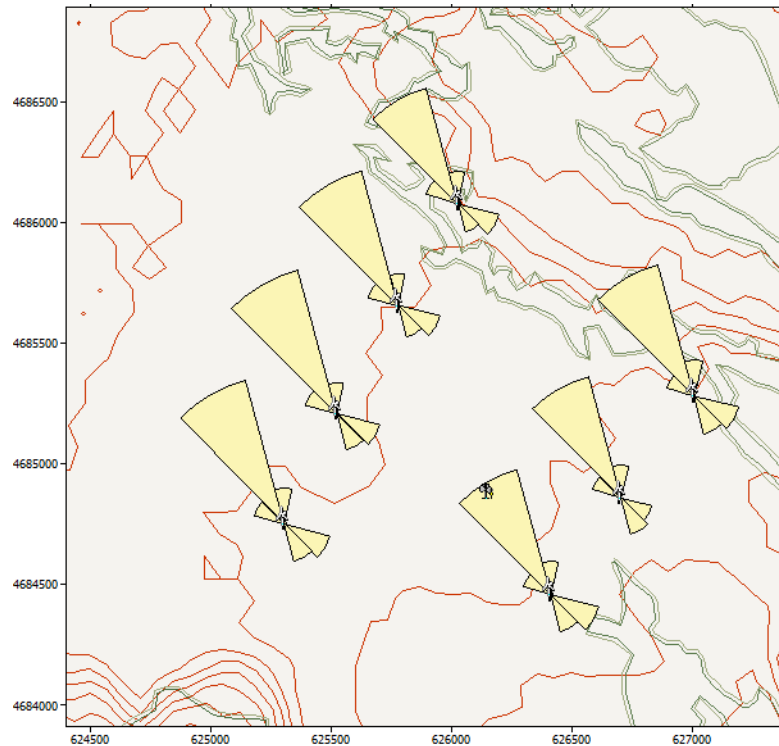


Figura 69. Resultado gráfico del AEP de cada aerogenerador del parque eólico

A continuación, se muestran los resultados de cada aerogenerador y del parque completo con la simulación de cada modelo. Finalmente, se hará una comparación de los 3 candidatos para acabar eligiendo al ganador, que será aquel con el cual la producción anual neta sea máxima, ya que esto supondrá maximizar los beneficios en un análisis económico simple.

6.5.1 MODELO VESTAS

Primero se analiza individualmente el rendimiento de cada uno de los 7 aerogeneradores con los parámetros más relevantes. Además, se muestra el resultado del parque completo en la última fila y marcado en negrita.

De la tabla de resultados se observa cómo se obtendría un AEP neto de 198 GWh, con pérdidas de estela del 4% y, por consiguiente, con un rendimiento del parque del 96%. La producción anual es bastante elevada, siendo un proyecto que ofrecería buena cantidad de beneficios. Además, las pérdidas de estela son inferiores al 5% lo cual es síntoma de que la

disposición entre aerogeneradores es correcta evitando que se desaproveche el recurso por demasiada cercanía entre turbinas eólicas.

Modelo Vestas - Altura de buje = 150 m

Aerogenerador	Coordenadas UTM (X,Y) [m]	Energía Bruta [MWh]	Energía Neta [MWh]	Pérdidas estela [%]	Rendimiento [%]
1	(626025,9, 4686079,0)	27.508	26.603	3,29	96,71
2	(625779,8, 4685657,0)	29.492	28.256	4,19	95,81
3	(625524,9, 4685209,0)	30.331	29.383	3,12	96,88
4	(625305, 4684753)	30.886	30.285	1,95	98,05
5	(627007,5, 4685281,0)	29.794	29.132	2,22	97,78
6	(626701,4, 4684860,0)	28.042	26.236	6,44	93,56
7	(626412,1, 4684459,0)	30.613	28.523	6,83	93,17
Parque completo	-	206.665	198.419	3,99	96,01

Tabla 18. Resultados parque con modelo Vestas

El software de simulación de WAsP también permite observar y analizar el rendimiento con otros parámetros como la velocidad media del viento en cada aerogenerador, el RIX (*Roughness Index*) o índice de rugosidad, así como su derivada para analizar la variación de rugosidad en un área delimitada. Lo más destacado se muestra en la siguiente tabla:

Características secundarias

Aerogenerador	RIX [%]	Δ RIX [%]	Velocidad media [m/s]
1	0,4	-0,2	7,81
2	0,4	-0,2	8,14
3	0,4	-0,2	8,30
4	0,4	-0,2	8,40
5	0,6	-0,1	8,17
6	0,7	0,1	7,87
7	0,8	0,2	8,35

Tabla 19. Características secundarias aerogeneradores modelo Vestas

Se aprecia como el aerogenerador 4 es el que mayor velocidad media del viento presenta, correspondiéndose con el que mayor AEP neta tiene. Por otro lado, el índice RIX da una

idea acerca de la complejidad del terreno. Indica cuántas fracciones del terreno, dentro del área de influencia del aerogenerador, presentan fuertes pendientes que puedan provocar turbulencias o perturbaciones del viento. Al tener valores inferiores al 1%, significa que están situados en terreno plano o levemente ondulado, ideal para modelado lineal de WASP.

6.5.2 MODELO GENERAL ELECTRIC

Los resultados principales con el modelo de General Electric (GE) son los siguientes:

Modelo GE - Altura de buje 166 m

Aerogenerador	Coordenadas UTM (X,Y) [m]	Energía Bruta [MWh]	Energía Neta [MWh]	Pérdidas estela [%]	Rendimiento [%]
1	(626025,9, 4686079,0)	25.595	24.899	2,72	97,28
2	(625779,8, 4685657,0)	27.095	26.158	3,46	96,54
3	(625524,9, 4685209,0)	27.726	27.004	2,6	97,4
4	(625305, 4684753)	28.168	27.708	1,63	98,37
5	(627007,5, 4685281,0)	27.319	26.833	1,78	98,22
6	(626701,4, 4684860,0)	25.899	24.591	5,05	94,95
7	(626412,1, 4684459,0)	27.983	26.487	5,35	94,65
Parque completo	-	189.785	183.680	3,22	96,78

Tabla 20. Resultados del parque eólico con el modelo GE

Con este modelo se obtendría una producción neta AEP de 183 GWh, inferior a la del modelo Vestas. La disposición de los aerogeneradores es algo mejor con este modelo ya que las pérdidas debidas al efecto estela disminuyen, y, por consiguiente, el rendimiento aumenta. Respecto a las características secundarias, se mantiene el aerogenerador 7 como aquel con mayor índice de rugosidad (RIX=0,8%) y con mayores pérdidas por efecto estela.

6.5.3 MODELO NORDEX-ACCIONA

Y para el modelo de Nordex-ACCIONA son:

Modelo Nordex - Altura de buje 159 m

Aerogenerador	Coordenadas UTM (X,Y) [m]	Energía Bruta [MWh]	Energía Neta [MWh]	Pérdidas estela [%]	Rendimiento [%]
1	(626025,9, 4686079,0)	27.201	26.438	2,84	97,16
2	(625779,8, 4685657,0)	29.013	27.963	3,62	96,38
3	(625524,9, 4685209,0)	29.782	28.971	2,72	97,28
4	(625305, 4684753)	30.299	29.790	1,68	98,32
5	(627007,5, 4685281,0)	29.291	28.741	1,88	98,12
6	(626701,4, 4684860,0)	27.665	26.163	5,43	94,57
7	(626412,1, 4684459,0)	30.064	28.327	5,78	94,22
Parque completo	-	203.325	196.394	3,41	96,59

Tabla 21. Resultados del parque eólico con el modelo de Nordex-ACCIONA

Con este modelo se obtienen generaciones netas de energía de AEP=196 GWh, superiores a las del modelo de GE pero inferiores al modelo Vestas nuevamente. Al igual que con la energía neta generada, las pérdidas de estela se sitúan entre los valores de los 2 modelos anteriores. Por lo tanto, es un modelo que ofrece prestaciones híbridas a los otros 2.

Respecto a los parámetros secundarios de los aerogeneradores, se repite el aerogenerador 7 como aquel con mayor RIX y aquel con mayores pérdidas por efecto estela. Aunque se siguen obteniendo valores bajos y correctos.

6.5.4 COMPARACIÓN MODELOS

Una vez se ha hecho la simulación y análisis de cada modelo individualmente, se procede a comparar los resultados para determinar qué modelo es el conveniente para este proyecto. La Tabla 22 muestra la comparación de los resultados más relevantes.

Se puede observar como en el cómputo global del parque eólico, la marca que mejores prestaciones ofrece (AEP Neto máximo) es el modelo de Vestas, a pesar de tener peor rendimiento que los otros 2 modelos.

Comparación Modelos

Modelo	Energía Bruta [MWh]	Energía Neta [MWh]	Pérdidas estela [%]	Rendimiento [%]
Vestas	206664,63	198419,30	3,99	96,01
GE	189784,92	183680,11	3,22	96,78
Nordex	203324,42	196393,99	3,41	96,59

Tabla 22. Comparación prestaciones de los 3 modelos

Por último, se analiza la situación de cada uno de los 7 aerogeneradores de forma individual.

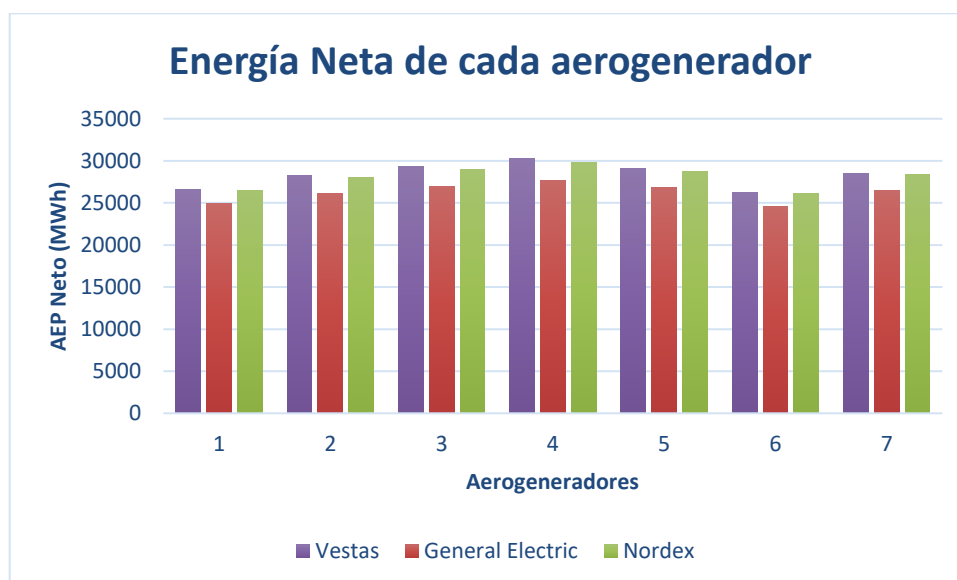


Figura 70. Comparativa AEP Neta de cada aerogenerador

Se aprecia como el rendimiento global del parque es muy similar en el caso de cada aerogenerador, prestando niveles de producción muy similares los modelos de Vestas y Nordex, y un poco inferiores el modelo de GE.

Puesto que el mercado de aerogeneradores es bastante competitivo, los costes asociados a los 3 modelos serán bastante similares. Es por ello que, para la elección final del mejor modelo (siendo aquel que preste mayor beneficio), se desestimarán la diferencia de costes de cada tecnología y se analizará única y exclusivamente el valor de AEP Neto de los 3 modelos. El modelo que maximice el AEP neto será el que aporte mayores ingresos al proyecto.

6.6 FUTURA AMPLIACIÓN DEL PARQUE

Una funcionalidad interesante que ofrece el programa WAsP es la construcción de una “resource grid” o un mallado del mapa para el análisis de los diferentes recursos. La técnica consiste en el uso de isoventas de los distintos recursos deseados. En este caso, se ha utilizado un mallado con resolución de 100 m, 281 filas y 281 columnas, con un total de 78961 nodos. Cuanto mayor es la resolución, mayor es el tiempo de demora de su preparación y la precisión de los resultados.

Se ha analizado el mallado de la zona poniendo énfasis en isoventas de velocidad media del viento como recurso principal, y el resultado es el mostrado a continuación. Se aprecia cómo, ante la decisión de instalar nuevos aerogeneradores, sería idóneo expandir el parque eólico hacia el noroeste o hacia el sudeste. La herramienta ofrece una leyenda con la escala de colores según el valor de la velocidad estimada.

Una vez hecho el mallado del mapa, se pueden sacar conclusiones muy interesantes acerca de la explotación del recurso en zonas próximas al emplazamiento. Otras posibles variables a analizar son: frecuencia del viento, orografía, rugosidad, índice RIX...

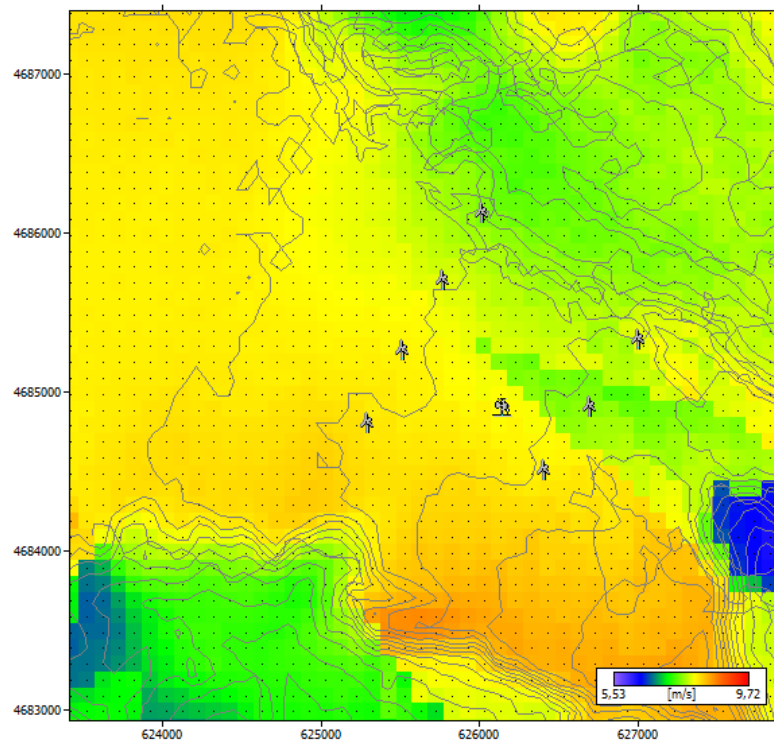


Figura 71. Mallado del recurso de velocidad media del viento

6.7 ENERGÍA EVACUADA A LA RED

A pesar de que la simulación muestre un valor de energía neta producida anualmente (AEP Neta) de 198,42 GWh, esta potencia se corresponde con la energía que sale directamente de los aerogeneradores y bajo condiciones idílicas, sin tener en cuenta las pérdidas de energía por diversos motivos. De forma individual, los aerogeneradores que mayor energía producen son el 4 y el 3, con valores de 30285 y 29383 MWh respectivamente. Por el contrario, los aerogeneradores menos productores son el 6 y el 1 con valores de 26236 y 26603 MWh respectivamente. Se aprecia como la producción está repartida, aunque existe una diferencia de en torno al 15% entre los máximos y mínimos.

A continuación, se mencionarán y tomarán en cuenta las pérdidas de energía más frecuentes y significativas en proyectos de parques eólicos, para acabar estimando la energía total anual volcada a la red, incluyendo pérdidas.

- Pérdidas eléctricas: Es uno de los tipos más comunes y presentes en cualquier proyecto eléctrico. La conducción de electricidad siempre implica pérdidas de transporte.
- Pérdidas por indisponibilidad técnica, o comúnmente conocidas como de Operación y Mantenimiento (O&M). Este tipo de pérdidas está presente en cualquier dispositivo tecnológico que tenga vida útil definida.
- Pérdidas por incumplimiento de la curva de potencia. El fabricante del aerogenerador solo garantiza que se cumpla la curva facilitada el 95% del año. El otro 5% puede o no cumplirse, no estará garantizado por el fabricante.
- Pérdidas por motivos ambientales. Este tipo de pérdidas abarca tanto temperaturas extremas que conduzcan a un mal funcionamiento, así como presencia de hielo en las palas o suciedad acumulada.

Existen muchos otros tipos de pérdidas que se podrían considerar, aunque tal y como muestra la siguiente tabla, las principales pérdidas son debidas al transporte eléctrico, OyM e incumplimiento de C_p . Se ha propuesto el siguiente escenario de pérdidas para el calculo de la potencia neta volcada a la red:

Escenario Pérdidas de Energía

Tipos de pérdidas	Rango valores frecuente [%]	Valor estimado [%]	Rendimiento con pérdidas [%]
Eléctricas	3-5	3	97
Operación y Mantenimiento (OyM)	3-5	3	97
Incumplimiento Cp	0-5	5	95
Ambientales (temp, hielo, suciedad...)	0-1	1	99
Total	10-20	12	0,885

Tabla 23. Escenario de pérdidas para el volcado de energía a la red

Es importante mencionar que el cálculo del rendimiento al evaluar distintas pérdidas se trata con factor multiplicativo. Es decir, el rendimiento de la energía evacuada a la red sigue la siguiente fórmula:

$$E_{RED} = AEP_{NETO} * (1 - Perd_{ELEC}) * (1 - Perd_{OyM}) * (1 - Perd_{Cp}) * (1 - Perd_{amb})$$

Una vez se ha estimado un rendimiento del transporte de la energía a la red, se puede calcular los resultados esperados incluyendo unas posibles pérdidas que simulen la realidad. La siguiente tabla muestra los resultados.

Resultados con escenario pérdidas

AEP Neta parque eólico [MWh]	198419,30
Rendimiento por pérdidas [%]	0,88
Energía evacuada a red [MWh]	175584,50
Horas equivalentes anuales [h]	3484
Factor de capacidad	39,77%

Tabla 24. Resultados de producción con escenario de pérdidas incluido

Se obtiene una energía evacuada a la red de 175 GWh, con una potencia instalada de 7,2 MW/aerogenerador, siendo un total de 50,2 MW de potencia instalada en el parque. Para el cálculo de horas equivalentes anuales se divide el total de la energía a producir entre la potencia nominal instalada en el parque, obteniéndose 3484 h de funcionamiento en condiciones nominales. Por último, el factor de capacidad nos indica la porción del tiempo durante el año en la que el parque debería estar trabajando en condiciones nominales, siendo ésta de un 39,77%.

De igual manera, se puede hacer una estimación de las horas equivalentes anuales de cada aerogenerador, a modo de observar si existen diferencias significativas entre las condiciones de trabajo entre los distintos aerogeneradores. Estos resultados se recogen en la tabla 25 a continuación.

Se aprecia cómo se ha considerado las mismas pérdidas para todos los aerogeneradores, a pesar de estar en ubicaciones separadas lo cual difieren ligeramente características como temperatura, altura del terreno... Se observa como el factor de capacidad de todos los aerogeneradores es muy similar, de en torno del 35-38%, significando que cada aerogenerador funcionará cerca de 3000 horas en condiciones nominales, con una potencia nominal de 7,2 MW. Se aprecia como el factor de capacidad de cada aerogenerador es similar al resto, y similar al factor de capacidad del parque eólico completo.

Resultados individuales con pérdidas

Aerogenerador	AEP Neto [MWh]	Rendimiento por pérdidas [%]	Potencia red [MWh]	Horas equivalentes anuales [h]	Factor capacidad [%]
1	24.899,31	0,88	22.033,81	3.060	34,9%
2	26.157,99	0,88	23.147,64	3.215	36,7%
3	27.004,31	0,88	23.896,56	3.319	37,9%
4	27.707,75	0,88	24.519,04	3.405	38,9%
5	26.832,99	0,88	23.744,96	3.298	37,6%
6	24.591,09	0,88	21.761,06	3.022	34,5%
7	26.486,66	0,88	23.438,48	3.255	37,2%

Tabla 25. Energía evacuada a red y factor de capacidad de cada aerogenerador

Ahora bien, a la pregunta ¿Es un factor de capacidad del 35% un buen indicador? La respuesta es que sí, sí es un buen valor al ser la energía proveniente de un recurso natural y, por lo tanto, variante en el tiempo. La siguiente gráfica ilustra factores de capacidad comunes en función del sector energético. Se aprecia como se obtiene un FC superior al promedio.

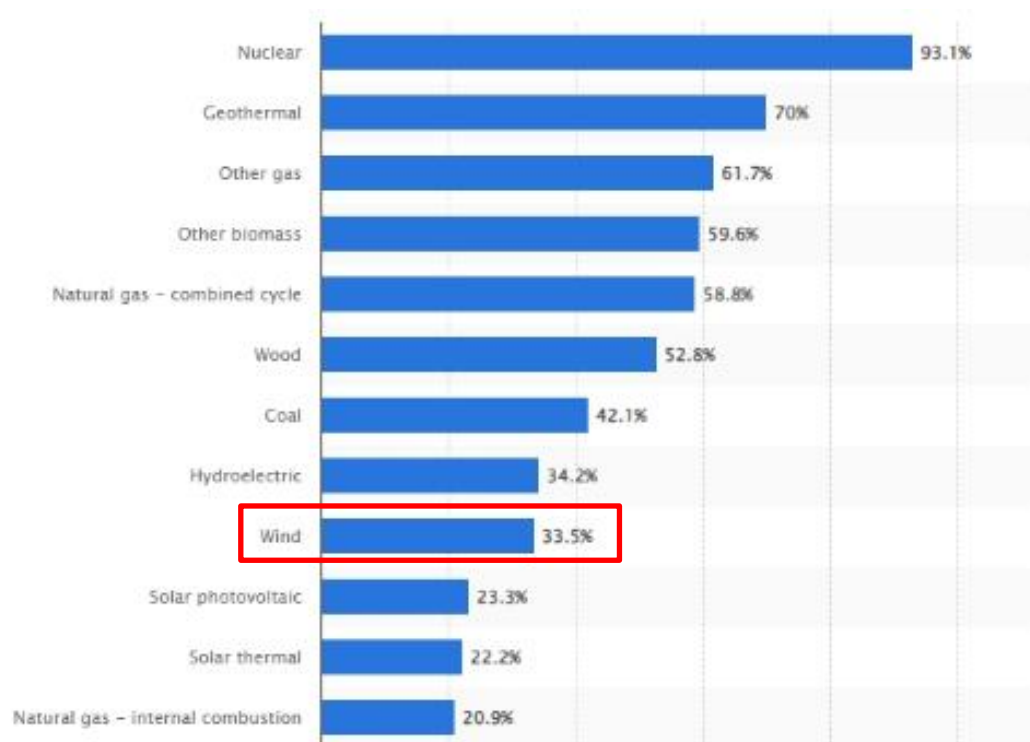


Figura 72. Factores de capacidad comunes de cada sector [57]

Capítulo 7. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Una vez conocida la estimación de energía anual volcada a la red por el parque eólico, es necesario diseñar el transporte de dicha energía hacia la subestación eléctrica más cercana, en este caso, la subestación eléctrica Sádaba de 66 kV, del operador Endesa distribución, a 6400 m del emplazamiento.

La energía eléctrica presente a la salida de cada generador, situado en su góndola respectiva, se transporta a través de cables eléctricos de baja tensión hasta la base de la torre de los aerogeneradores, donde se encuentra el transformador y las celdas de media tensión. La energía generada en los aerogeneradores se encuentra en BT, a 690 V. La red de BT propia del aerogenerador no es propia de estudio de este proyecto.

En este capítulo se describen las instalaciones eléctricas necesarias para el transporte de la energía generada en los aerogeneradores hasta la subestación eléctrica Sádaba, cumpliendo con los requisitos necesarios para poder verter esta energía a la red. Estas tecnologías son:

- Transformador de la base del aerogenerador, elevador de BT a MT
- Red eléctrica de MT del parque
- Red de comunicaciones
- Subestación eléctrica, elevadora de 30 kV a 66 kV
- Red de puesta a tierra
- Línea de MT del transporte de energía desde la subestación del parque hasta la subestación de Sádaba
- Sistemas de protección

Todos los cálculos relativos a estas tecnologías se encuentran detallados en el Anexo I: Cálculos Justificativos.

7.1 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Los centros de transformación son aquellos centros que engloban tanto los transformadores de BT a MT, ubicado en la góndola de los aerogeneradores, así como las celdas o cabinas de interconexión que permiten la conexión entre distintos aerogeneradores.

7.1.1 TRANSFORMADOR DE BT/MT

En este apartado se detallará el modelo del transformador encargado de elevar la tensión de 720V a 30 kV. Para aerogeneradores de tanta potencia (7,2 MW), el transformador se encuentra acoplado directamente en la góndola, para minimizar las pérdidas que existirían con el transporte de la energía en caso de ubicarse en la base. De este modo, la energía podrá ser transportada hacia la subestación eléctrica de distribución del parque.

El generador incorporado al modelo Vestas cuenta con las siguientes características, facilitadas por el fabricante:

Tipo	Generador síncrono de imanes permanentes
Potencia nominal [PN]	Hasta 7600 kW (dependiendo de la variante de turbina)
Rango de frecuencia [fN]	0–126 Hz
Tensión, estator [UNS]	3 x 800 V (a velocidad nominal)
Número de polos	36
Tipo de bobinado	Forma con impregnación a presión al vacío
Conexión del bobinado	Estrella
Rango de velocidad operativa	0–420 rpm
Límite de sobrevelocidad (2 minutos)	660 rpm
Sensores de temperatura, estator	Sensores PT100 colocados en los puntos calientes del estator
Clase de aislamiento	H
Grado de protección (envolvente)	IP54

Tabla 26. Características técnicas transformador BT/MT [61]



Figura 74. Vista externa de celda modelo DVCAS [62]

Como más adelante se detalla en el Capítulo 7.2 Red Eléctrica de MT del parque, cada línea de generación del parque está compuesta por 3-4 aerogeneradores. En este caso, habrá 2 circuitos de MT embarrados en zanjas en el parque. Estos 2 circuitos de MT serán:

- **Circuito MT 1:** Línea generación compuesta por aerogeneradores: A1, A2.
- **Circuito MT 2:** Línea generación compuesta por aerogeneradores: A3, A4.
- **Circuito MT 3:** Línea generación compuesta por aerogeneradores: A5, A6, A7.

La distribución de celdas asignadas a cada aerogenerador es la siguiente:

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

Tabla 27. Celda de interconexión de cada aerogenerador

7.2 RED ELÉCTRICA DE MT DEL PARQUE

Inicialmente, se estima el número de aerogeneradores máximos posibles en cada línea de generación de MT, según el criterio de intensidad nominal de las celdas.

Las celdas de interconexión elegidas, del modelo DVCAS, soportan una corriente nominal de 630 A. La intensidad nominal de la red de MT es de 153,96 A, por lo que el número máximo de aerogeneradores en cada línea de generación será de 4 unidades, teniendo entonces una corriente máxima de 615,84 A. Al estar esta intensidad máxima por la línea muy próxima a la nominal de la celda, se opta por ajustar el valor máximo de aerogeneradores por línea de 3 unidades.

Al contar con 7 aerogeneradores presentes en el parque, se agruparán 2 líneas con 2 aerogeneradores, y 1 línea más con los 3 restantes. El criterio de agrupación será minimizar la distancia entre ellos y con la subestación, con el objetivo de minimizar las pérdidas de transportación de energía.

Los cables de MT se encuentran embarrados y soterrados a lo largo del parque. Se han dimensionado de acuerdo con el Real Decreto 223/2008 que aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantía de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, y las instrucciones complementarias requeridas, utilizando la ITC-LAT 06 al ser líneas subterráneas con cables aislados. A continuación, se detallan las características principales de la línea y el dimensionamiento de sus cables.

7.2.1 NIVELES DE TENSIÓN

Se ha procurado establecer un valor de tensión normalizado para la línea de MT del parque. Cada nivel de tensión normalizado tiene un valor máximo que no puede ser superado. En este caso, la línea de MT cuenta con 30 kV de tensión, con un valor superior de 36 kV.

La siguiente imagen ilustra los niveles de tensión normalizados en el país, siendo todos los niveles considerados de AT al superar 1 kV. A efectos prácticos, aquellos niveles superiores a 1 kV e inferiores a 66kV serán considerados de MT, y AT aquellos superiores a 66 kV.

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

Figura 75. Tensiones nominales normalizadas [63]

Los niveles de tensión mostrados con asterisco son los más comúnmente utilizados.

7.2.2 NIVEL DE AISLAMIENTO

En función de los niveles de tensión de la red, y las características de la red (tipo de red), los cables tendrán unas características u otras.

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

Figura 76. Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios

El nivel de aislamiento de los cables y accesorios de AT se adaptará a los valores normalizados en las normas UNE 20435-1 y UNE-EN 60071-1. La columna de “Categoría de red” hace referencia al tipo de red según la duración que tarde en eliminarse defectos a tierra. Existen las siguientes categorías:

- Categoría A: Defectos a tierra eliminados siempre antes de 1 minuto.
- Categoría B: En caso de defecto, funcionan con una fase a tierra durante un tiempo limitado, que no debe exceder de 1 hora.
- Categoría C: Comprende todas las redes no incluidas en las categorías A y B.

La categoría de la red del parque es A, puesto que una derivación a tierra se debe suprimir rápidamente. Por lo tanto, los requisitos mínimos a cumplir por la red son:

Categoría	$U_{\max}$	U_0/U	U_p
A	36 kV	18/30 kV	170 kV

Tabla 26: Características mínimas de la red

Las celdas de interconexión seleccionadas cumplen con los niveles de tensión máxima de forma permanente a 36 kV y nivel de aislamiento a impulso tipo rayo de 170 kV.

7.2.3 DIMENSIONAMIENTO DE CABLES

Todos los cálculos de este apartado están detallados en el Anexo I: Cálculos justificativos. En este capítulo se mostrará la selección del cable (y su sección) en función de cada criterio a considerar. Estos criterios son: caída de tensión, intensidad máxima admisible y pérdidas de potencia. El dimensionamiento se ha realizado de acuerdo con la ITC-LAT 06.

Se ha seleccionado cable de cobre aislado con XLPE, ya que combina una conductividad adecuada, elevados niveles de durabilidad bajo condiciones de MT y mejores prestaciones que con aluminio. El cable elegido es cable unipolar de cobre con aislamiento XLPE y sección 400 mm². A continuación, se muestran los resultados respecto a los 3 criterios:

- **Intensidad máxima admisible**

La intensidad nominal que puede circular por cada tramo del circuito se detalla en la siguiente tabla:

Línea generación	Tramo	Intensidad nominal (A)
1	A1 - A2	153,96
1	A2 - SE	307,92
2	A4 - A3	153,96
2	A3 - SE	307,92
3	A5 - A6	153,96
3	A6 - A7	307,92
3	A7 - SE	461,88

Tabla 28. Intensidad nominal de cada tramo de la línea

Estos cálculos se justifican con la disposición y configuración de líneas de generación escogida. La sección del conductor se calculará con la corriente nominal máxima presente en todos los tramos de la red, que se corresponde con 461,88 A.

A continuación, se muestran los resultados de la intensidad máxima admisible corregida con las condiciones operativas del parque.

I_{MAX}^{ADM} (A)	$F \cdot C_{temp.amb}$	$F \cdot C_{temp.suelo}$	$F \cdot C_{resistividad}$	$F \cdot C_{profundidad}$	$I_{MAX.CORR}^{ADM}$ (A)
520	1,036	1,04	0,92	1,03	530,91

Tabla 29. Intensidad máxima admisible del conductor seleccionado

En todos los casos la intensidad máxima admisible del conductor es superior a la intensidad nominal de cualquier tramo, por lo que se asegura el cumplimiento del criterio con una sección de 400 mm² de cobre.

- Caída de tensión

La caída de tensión de cada tramo de la línea se debe calcular de forma particular para cada uno, al depender de forma directa de la longitud e intensidad del mismo. En ningún caso esta caída de tensión puede ser superior al 1%, por tratarse de una línea general de alimentación. La siguiente tabla recoge los resultados obtenidos de la red de MT:

Escenario caídas de tensión

Tramo	L (m)	I (A)	S (mm ²)	cos(φ)	$\gamma \left(\frac{m}{\Omega * mm^2} \right)$	ΔV (V)	ΔV (%)	ΔV total (%)
A1 - A2	480	153,96	400	0,9	45,49	6,33	0,02	0,07
A2 - SE	510	307,92				13,45	0,04	
A4 - A3	500	153,96				6,59	0,02	0,08
A3 - SE	715	307,92				18,86	0,06	
A5 - A6	515	153,96				6,79	0,02	0,13
A6 - A7	500	307,92				13,19	0,04	
A7 - SE	490	461,88				19,39	0,06	

Tabla 30. Caídas de tensión máximas en cada tramo y circuito de MT

Al obtener caídas de tensión máximas inferiores al 1% de su valor (30 kV), se asegura el cumplimiento del criterio.

- Pérdidas de potencia

Siempre que exista circulación de energía a través de cables, existirán unas pérdidas asociadas. Principalmente se deben al efecto Joule o disipación de calor, y se deben estudiar para cerciorarse de que no generan un impacto relevante en el proyecto.

La siguiente tabla muestra los resultados estimados cuando la intensidad que circula por las líneas es la nominal.

Escenario pérdidas de potencia

Tramo	L (m)	I (A)	S (mm ²)	$\gamma \left(\frac{m}{\Omega * mm^2} \right)$	R (Ω)	P (W)	P total (kW)
A1 - A2	480	0,00	400	45,49	0,0264	1875,87	9,85
A2 - SE	510	0,00			0,0280	7972,45	
A4 - A3	500	0,00			0,0275	1954,03	13,13
A3 - SE	715	0,00			0,0393	11177,06	
A5 - A6	515	0,00			0,0283	2012,65	27,06
A6 - A7	500	0,00			0,0275	7816,13	

A7 - SE	490	0,00	0,0269	17234,56
				50,04

Tabla 31. Pérdidas de potencia máximas en la red de MT

Las pérdidas totales del parque ascienden a 30 kW, lo cual supone un 0,1% de la capacidad nominal del parque. Se considera un valor ínfimo y no preocupante, por lo que se cumple con este último criterio para el dimensionado de los conductores de MT.

7.3 RED DE COMUNICACIONES

Para garantizar la monitorización y el mantenimiento de los aerogeneradores, es necesaria la construcción de una red de comunicaciones. El material de los cables de esta red de comunicaciones será principalmente la fibra óptica, que conectará los aerogeneradores a un edificio de control para establecer comunicación rápida y con baja latencia (pocas interferencias). Desde este edificio, los operadores podrán gestionar y garantizar la producción anual del parque.

Se dispondrá de equipos de supervisión y control, operativos en tiempo real, para maximizar el rendimiento y prestaciones de los aerogeneradores. Todos los datos registrados serán transportados en ambas direcciones a través de los cables de fibra óptica, mediante impulsos de luz. Existen 2 modos de funcionamiento de estos cables: monomodo (SMF) o multimodo (MMF).

- Monomodo:

Tienen un núcleo extremadamente pequeño, de 8-9 micrones, que permite que la luz viaje a través de él. Es ideal para largas distancias y altas velocidades de transmisión.

- Multimodo:

Tienen un núcleo más ancho, de 50-60 micrones, que permite que múltiples modos de luz viajen simultáneamente. Es más conveniente para distancias cortas.

Dado que ya existe un sistema de canalización de zanjas para los cables de MT, se aprovechará el mismo soterrado para enterrar esta red de comunicaciones. En la siguiente tabla se recogen las distancias de cada tramo de fibra óptica:

Tramo	Longitud (m)
A1 - A2	480
A2 - SE	510
A4 - A3	500
A3 - SE	715
A5 - A6	515
A6 - A7	500
A7 - SE	490

Tabla 32. Longitud de cada tramo de la red de fibra óptica

En el sector eólico, existen ejemplares con ambos tipos de fibra óptica. En este caso, al ser las distancias de varios aerogeneradores hasta el centro de control superiores a 1 km, se considera oportuno utilizar cables monomodo a pesar de mayores costes. En concreto, la mayor distancia se corresponde con el aerogenerador A5 que recorrerá 1,5 km hasta alcanzar el edificio de control.

Los cables de fibra óptica utilizados para la construcción de la red de comunicaciones serán del fabricante AFL, del modelo Long-Span ADSS con 144 fibras para comunicación rápida y con baja latencia.

DESIGN	FIBRE COUNT	CROSS SECTION	OD	KG/KM	SPAN*	TEMP RANGE °C
AD-72DJB6/3.5	74-144		15	174	60	-40 - 85
AD-72DJB6/09	74-144		15	174	180	-40 - 85
AD-72DJB6/30	74-144		17	224	570	-40 - 85

* Based on 380Pa wind, 12.5mm radial ice, density 915 @ -5C, 1% initial sag
Single-mode, multi-mode and non-zero dispersion-shifted fibre types are available on request

Figura 77. Modelo de cables de fibra óptica seleccionado [64]

7.4 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DEL PARQUE

La subestación eléctrica del parque elevará la red de MT de 30 kV, propia del parque, al nivel de tensión de la líneas eléctricas cercanas de la red nacional, en este caso a 66 kV. El punto de acoplamiento de la energía del parque a la red será la subestación de Sádaba de 66 kV. Por lo tanto, la subestación del parque tendrá transformadores de 30/66 kV. Los cálculos desarrollados para elementos de la estación cumplen con los estándares recogidos en la Instrucción Técnica Complementaria (ITC) de redes aéreas. En concreto, se prestará especial atención a la ITC-LAT 07.

Las características principales de AT para el transporte a la subestación de Sádaba son:

Características red de AT

Parámetro	Prestaciones
Tensión nominal	66 kV
Tensión más elevada	72,5 kV
Intensidad nominal	461,88 A
Potencia nominal	50,4 MW
Potencia aparente	56 MVA

Tabla 33. Características de la red de AT (66 kV) del proyecto

Los transformadores de la subestación utilizarán el aire como aislante eléctrico, denominadas comúnmente como tipo AIS (*Air Insulated Switchgear*). Próximo a la subestación se encuentra el edificio de control de las comunicaciones, mencionado anteriormente. A continuación, se enumeran los elementos presentes en la subestación. Para más detalle sobre sus planos, se encuentran en la Parte II: Planos, con esquemas unifilares identificados por sus códigos ANSI o siglas normalizadas.

7.4.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El elemento principal de la subestación es el transformador de potencia, encargado de elevar la tensión. Además, existen varios elementos adicionales encargados de facilitar la operación y mantenimiento del parque. Este transformador es el elevador de tensión, de una red de MT de 30 kV a la red eléctrica nacional a 66 kV cercana al emplazamiento. Además, éste debe ser capaz de soportar la capacidad nominal de potencia del parque, de 50,4 MW. Aplicando

un fdp de 0,9, siendo éste un valor conservador razonable, el transformador debe tener una potencia compleja nominal superior a los 56 MVA.

Un modelo válido que cumple con todas las especificaciones técnicas presentes es el fabricado por la empresa IMEFY, cuyas características principales son:

Características transformador de potencia - IMEFY

Parámetro	Prestaciones
Descripción	Transformador de potencia
Funcionamiento	Trifásico
Tensión nominal - primario	66 kV
Tensión nominal - secundario	30 kV
Potencia aparente	60 MVA
Grupo conexión	YNd11
Refrigeración	ONAN/ONAF
Sobrecorriente máxima	10%
Sobretensión máxima	10%
Potencia de cortocircuito	10.000 MVA

Tabla 34. Características principales transformador de potencia IMEFY [65]

El aspecto del transformador de potencia es el siguiente:



Figura 78. Transformador de potencia del fabricante IMEFY

7.4.2 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN E INTENSIDAD

La función principal de este tipo de transformadores es proteger los dispositivos de medida de la subestación. El modelo de tensión elegido está normalizado según la norma de Iberdrola publicada en el año 2003, cuyos valores normalizados son los siguientes:

Características transformador de tensión

Parámetro	Prestaciones
Designación	TT 66000R3/110R3-110R3-110 EX 0,2
Tensión nominal	66 kV
Tensión más elevada	72,5 kV
Tensión nominal - primaria	38,11 kV
Tensión nominal - secundaria	63,51 kV

Tabla 35. Valores normalizados para transformador de tensión norma Iberdrola 2003

El modelo seleccionado que cumple con la normativa es el DDB-72, del fabricante Artech, el cual tiene el siguiente aspecto:

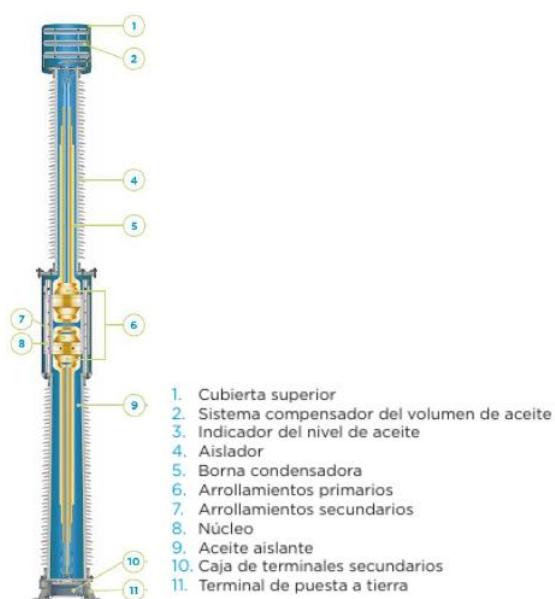


Figura 79. Esquema del transformador de tensión capacitivo del fabricante Artech

Del mismo modo, para el modelo de intensidad se consulta la normativa facilitada por Iberdrola enumerando los valores estandarizados. Los cuales son los siguientes:

Características transformador de intensidad

Parámetro	Prestaciones
Designación	TI 72,5-300-600/5-5 EX 5P20
Tensión nominal	66 kV
Tensión más elevada	72,5 kV
Intensidad nominal - primaria	300 - 600 A
Intensidad nominal - secundaria	5 - 5 A
Protección	5P20

Tabla 36. Características normalizadas para transformadores de intensidad según la normativa Iberdrola

El aspecto del modelo seleccionado, que cumple con las especificaciones técnicas es:



Figura 80. Esquema del transformador de intensidad del fabricante Arteche seleccionado

7.4.3 SECCIONADOR

El seccionador, de la mano del interruptor automático, trabajan conjuntamente en tareas de protección de los operarios y las máquinas. Los seccionadores se emplean en vacío y aíslan de forma mecánica las líneas de generación del resto de la red. Se deberá seleccionar un modelo capaz de la tensión más elevada de la red (72,5 kV), así como una posible corriente de cortocircuito (11,55 kA) y una corriente nominal de 461,88 A en caso de ser individual

para cada línea de generación, o 1.077,72 A en caso de considerar la corriente nominal total de las líneas.

Para ambos casos, el modelo de seccionador elegido, del fabricante MESA, tiene las siguientes características:

Características seccionador - MESA

Parámetro	Prestaciones
Fabricante	MESA
Modelo	SGP-72/1250
Tensión	72,5 kV
Intensidad nominal	1250 A
Capacidad cortocircuito	31,5 kA - 1s

Tabla 37. Características técnicas del seccionador del fabricante MESA

Las cuchillas de puesta a tierra son las encargadas de desviar corrientes de cortocircuito de 31,5 kA durante 1 segundo, y el seccionador completo tiene el siguiente aspecto:



Figura 81. Seccionador modelo SGP-72/1250 del fabricante MESA [66]

7.4.4 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

Los interruptores automáticos, al contrario que sucede con los seccionadores, son capaces de maniobrar en carga, ya sea en condiciones nominales o en casos de sobrecorrientes o sobretensiones. Es necesario que incluyan métodos de extinción del arco de ruptura cuando se acciona en carga.

Como es preciso colocar un interruptor aguas abajo y arriba de la red de MT, se tomarán los valores más críticos de ambos casos. La tensión más elevada de la red será la de AT, que será de 75,5 kV, mientras que la corriente máxima será la de cortocircuito en el lado del secundario del transformador, de 11,55 kA.

Un modelo válido, que cumple con los requisitos técnicos del parque, es el modelo 3AP1 FG del fabricante Siemens. Sus características técnicas se muestran a continuación:

Características interruptor - Siemens

Parámetro	Prestaciones
Fabricante	Siemens
Modelo	3AP1 FG
Tensión	72,5 kV
Intensidad nominal	2500 A
Capacidad cortocircuito	31,5 kA

Tabla 38. Características del interruptor 3AP1 FG del fabricante Siemens [67]

El interruptor automático tiene el siguiente aspecto, donde se 3 cámaras de extinción, 2 pilares y el armario de control y operación respectivo.



Figura 82. Interruptor automático modelo 3AP1 FG 72,5 kV Siemens

7.4.5 AUTO VÁLVULA

La autoválvula es un elemento de protección de la subestación para proteger los equipos eléctricos contra sobretensiones causadas por fenómenos atmosféricos o fallas en la red eléctrica. El modo de funcionamiento de este pararrayos es desviar la energía del impacto a tierra desviando las corrientes y protegiendo a la maquinaria. Suele estar situado próximo al transformador de potencia, por ser éste el elemento más crucial y costoso del parque. Existen 3 tipos de pararrayos: Clase 1, 2 y 3; y cumplen con la normativa ISO 9001 de 2015. Asimismo, todos los pararrayos VARISIL™ cumplen los requisitos de la norma IEC 60099-4.

Gracias a RH Corporative International, se puede observar el abanico de productos disponibles en el mercado, con la aplicación y características técnicas de cada uno.



Gamas de descargadores VARISIL		H	HE	HE-S	HI	HTS	HC	HD/T	HDC
Aplicación		Redes de distribución			Subestaciones MT y AT		Cables	Aplicaciones ferroviarias	
Voltaje del sistema	C.a.	C.a.	C.a.	C.a.	C.a.	C.a.	C.a.	C.a.	C.C.
	24 / 36 kV	hasta 36 kV	hasta 52 kV	hasta 170 kV	hasta 245 kV	MT / AT	15 / 25 kV	750 / 1500 / 3000 V	
Clasificación según	10 kA	10 kA	10 kA	10 kA	10 kA	10 kA	10 kA	10 kA	10 kA
CEI 60099-4:2009	CDL 1	CDL 1	CDL 1	CDL 2	CDL 3	CDL 1	CDL 1	CDL 2	
CEI 60099-4:2014	DH - 0,5 C	DH - 0,5 C	DH - 0,5 C	SL - 1,2 C	SM - 2,0 C	DH - 0,5 C	DH - 0,5 C	SL - 1,2 C	
EN 50526-1	-	-	-	-	-	-	-	-	DC-A

Figura 83. Modelos disponibles de pararrayos facilitados por RH Corporative International [68]

Analizando los distintos productos disponibles, el más adecuado al índole del proyecto es de la familia HI para subestaciones de MT y AT. Más concretamente, el modelo seleccionado será el HI 66 y estará colocado en el lado primario y secundario del transformador de potencia. Este modelo está homologado por Iberdrola y opera con una tensión asignada y de servicio permanente de 66 y 63 kV respectivamente.

7.4.6 BOBINA DE BLOQUEO

Por último, las bobinas de bloqueo sirven para dirigir las señales de comunicación de alta frecuencia por las líneas deseadas, bloqueando las demás líneas para evitar pérdidas de señal. Su modo de funcionamiento radica en el principio de tener diferentes impedancias en función de la frecuencia. Tienen una alta impedancia en la banda de frecuencia portadora (40 a 500 kHz) evitando así la pérdida de señal. Además, la impedancia a la frecuencia industrial (50 o 60 Hz) es insignificante, para evitar interferencias con la transmisión eléctrica.

La bobina de bloqueo elegida para este proyecto es del fabricante Arteche.



Figura 84. Bobina de bloqueo del fabricante Arteche [69]

7.4.7 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN RESTANTES

Para la protección de los elementos de la subestación eléctrica, se ha aplicado el criterio “N-1” de redundancia para garantizar un funcionamiento seguro y eficiente.

Las protecciones estarán colocadas próximas a los transformadores de potencia, tensión e intensidad, y serán capaces de proteger ante posibles sobretensiones, sobrecorrientes o posibles cortocircuitos en la red.

- Para la protección de las líneas de generación se utilizarán protecciones frente sobrecorrientes (50, 50N, 51, 51N en el Código ANSI), así como la protección direccional de neutro (67N).

- Para la protección del transformador de potencia se utilizan las protecciones contra sobrecorrientes (50, 50N, 51, 51N), y de nuevo la protección direccional de neutro (67N). Además, en este caso también habrá protección contra sobretensiones (59) y protección direccional de transformador (87T) .

7.5 RED DE PUESTA A TIERRA DEL PARQUE

Para garantizar la seguridad de los operarios y distintos elementos del parque, es necesario la protección de estos mismos con el diseño del sistema de puesta a tierra. La generación de los aerogeneradores debe estar conectada a tierra con el fin de desviar cualquier desequilibrio en la red y no provocar defectos en el sistema eléctrico. Para ello, se toma la decisión de implementar electrodos con una impedancia mínima asociada, conectados a un circuito equipotencial que unirá todos los aerogeneradores a través de un cable de cobre desnudo.

Los cálculos para el dimensionamiento de este cable de cobre se detallan en el Anexo I: Cálculos justificativos. Los resultados más relevantes son: Corriente nominal de 7,42 kA y sección mínima de 25 mm². Por lo tanto, analizando las secciones normalizadas del cable se dimensiona el cable con una sección de 50 mm².



Figura 85. Cable desnudo de cobre suave del fabricante Prysmian [70]

Capítulo 8. OBRA CIVIL

En este capítulo se va a desarrollar el conjunto de infraestructuras presentes en la obra civil de un parque eólico on-shore. Las más destacadas son: vías de acceso al emplazamiento, viales interiores, cimentación aerogeneradores, zanjas y canalizaciones.

A continuación, se desarrolla brevemente en qué consiste cada infraestructura y por qué es crucial su presencia en la construcción de un parque eólico.

Infraestructura	Descripción	Función principal
Vías de acceso	Carreteras o caminos que conectan el parque eólico con la red de transporte regional.	Permiten el transporte de maquinaria, componentes de aerogeneradores y personal.
Viales interiores	Red de caminos internos dentro del parque.	Facilitan el movimiento de vehículos entre aerogeneradores, subestaciones y zonas de obra.
Cimentación aerogeneradores	Estructura de hormigón armado construida bajo cada aerogenerador.	Soporta el peso y las cargas dinámicas del aerogenerador; garantiza estabilidad estructural.
Zanjas	Excavaciones lineales en el terreno.	Albergan cables eléctricos y/o de comunicación para interconectar los aerogeneradores.
Canalizaciones	Tubos o conductos enterrados o superficiales.	Protegen y guían los cables eléctricos y de control desde los aerogeneradores hasta la subestación.

Tabla 39. Infraestructuras presentes en el proyecto

El acceso al emplazamiento, con sus vías de acceso correspondientes, ya se determinó en el Capítulo 4.4: Accesibilidad al emplazamiento, con la Figura 26, donde se muestran las 2 principales carreteras para acceder al parque. Al existir caminos secundarios de tierra muy próximos al emplazamiento. No se requiere de inversión para la construcción de accesos adicionales. A dichos caminos secundarios, es posible su acceso a través de carreteras convencionales como la NA-128, la cual se puede tomar desde la NA-5390 si se requiere. A continuación, se desarrollará cada infraestructura imprescindible del parque.

8.1 VIALES INTERIORES

Tal y como se han descrito en la Tabla 26, los viales interiores de un parque hacen referencia a aquellos caminos internos que interconectan los aerogeneradores con las carreteras de acceso al emplazamiento. Su función principal es garantizar el acceso a cada aerogenerador para su instalación y mantenimiento durante la vida útil del proyecto. A continuación, se resalta en color morado la propuesta de adición de estos viales.

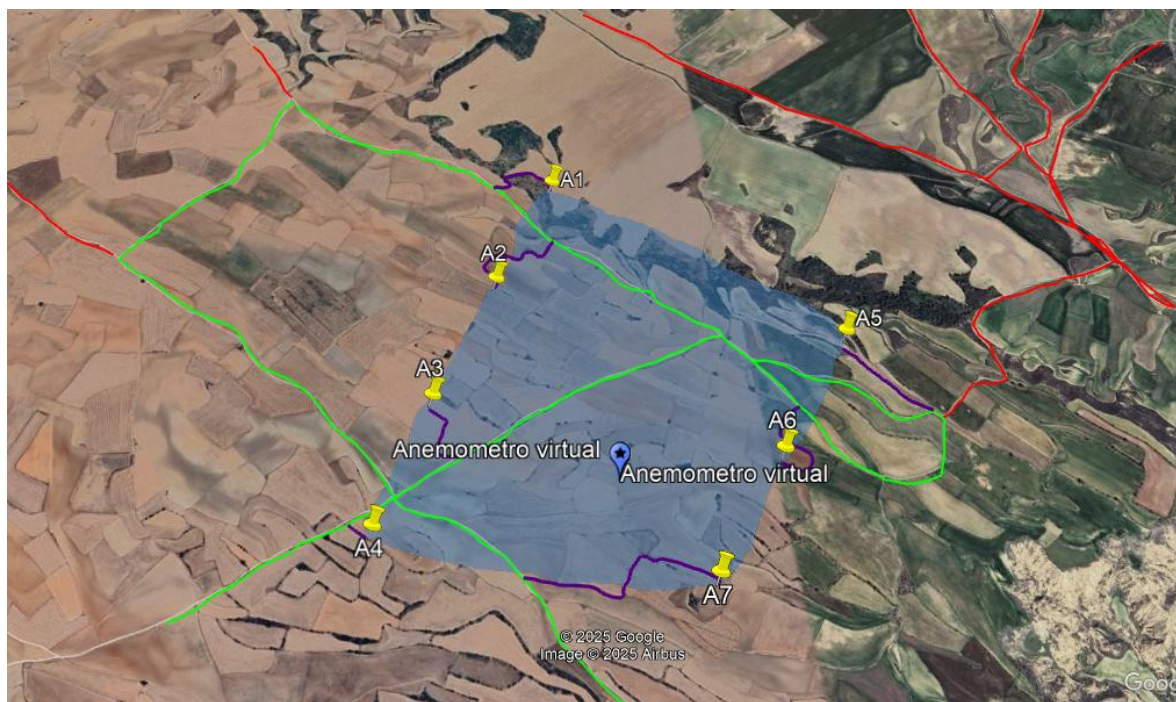


Figura 86. Vista aérea de los viales de cada aerogenerador

En la ilustración se enmarcan 3 tipos de caminos diferentes:

- En color rojo, los accesos/caminos secundarios al emplazamiento más alejados del mismo.
- En color verde, los accesos/caminos principales contiguos a los viales propuestos.
- En color morado, los viales internos para cada aerogenerador del parque.

Mencionar que, gracias a la existencia de senderos ya existentes, la construcción de estos viales no supondría una inversión muy elevada puesto que ya está muy adaptado el terreno. Estos viales deben cumplir una serie de requisitos para garantizar un transporte seguro.

Las principales características a tener en cuenta en estos viales para en transporte seguro del material son: pendiente, radios de curvatura, anchura mínima. Para garantizar valores razonables se ha partido de un informe de la empresa Tesicnor, acerca de la seguridad vial aplicada al sector eólico. Especialmente, se ha énfasis en la página 45 del documento, en el capítulo de la seguridad vial en las pistas de los parques eólicos. [58]

La pendiente existente en cualquiera de los viales resaltados no debe exceder del 10%, puesto que supondría dificultades para el transporte de material. Es posible considerar un valor del 12-15% si la carretera está reforzada de hormigón o cemento, aunque no se considerará oportuno dichos refuerzos. Gracias a la herramienta de Google Earth Pro, se puede observar tanto alturas del terreno como distancias de caminos, suficiente para hacer un cálculo aproximado de las pendientes.

A pesar de que el aerogenerador A7 es aquel cuyo vial tiene una mayor distancia, y se podría presuponer que es aquel con mayor desnivel, éste no es el caso. El aerogenerador con mayor desnivel entre el inicio del vial y su destino final es el A1, con los siguientes valores:

- Altura del terreno al inicio del vial: $z_o = 450 \text{ m}$
- Altura del terreno al final del vial (a pies del aerogenerador): $z_f = 432 \text{ m}$
- Longitud del vial: $L_v = 350 \text{ m}$

Por lo tanto, una estimación de la pendiente aproximada en el vial con mayor desnivel es:

$$\Delta h (\%) = \left| \frac{z_f - z_o}{L_v} \right| * 100 = \left| \frac{432 - 450}{350} \right| * 100 = 5,14\%$$

Al tener el vial más perjudicado un desnivel inferior al 10%, se considera la propuesta de estos viales coherente y óptima respecto a la pendiente del terreno.

Las carreteras secundarias marcadas en verde tienen un ancho de carretera de 5 metros aproximadamente, cumpliendo con el requisito de anchura mínima de los accesos. En el caso de los viales, los senderos deberían de ser reacondicionados la mayoría puesto que tienen un ancho de 3-4 m, inferior al mínimo indispensable de 4 m considerado.

Por último, el radio de curvatura mínimo indicado por Tesicnor es de 20 m. Para el traslado de un aerogenerador de 150 m altura de buje y 172 m de diámetro de rotor, se ha hecho una consideración adicional respecto a la anchura mínima. Puesto que el radio de las palas es de

86 m, se ha procurado una anchura mínima de la mitad de ese valor. Valores frecuentes asignados al mínimo de radios de curvatura oscilan entre los 35 y 50 m.

Analizando las curvas existentes en los viales propuestos, la curva más pronunciada se encuentra en el vial de acceso al aerogenerador 1. Su radio de curvatura es de 40 m, considerado suficiente para el transporte del material.

Por último, se ha de diseñar un sistema de drenaje para la circulación por el emplazamiento con clima adverso, y disminuir el efecto de la erosión sobre los caminos. Este sistema de drenaje estará presente a ambos lados de todos los senderos presentes.

A continuación, se muestra un resumen de las condiciones de cada vial interno presente:

Vial	Longitud (m)	Anchura (m)	Curva más pronunciada (m)
A1	350	4	40
A2	475	3	45
A3	300	5	60
A4	85	6	-
A5	385	4	-
A6	420	4	40
A7	775	6	50

Tabla 40. Características de los viales de cada aerogenerador

Por lo tanto, algún camino interno como el vial de acceso al aerogenerador 2 deberá de ensancharse, y el caso de los viales 1,5 y 6 también se deberá estudiar si es necesario.

8.2 CIMENTACIÓN DE AEROGENERADORES

La cimentación de cada aerogenerador es vital para garantizar estabilidad estructural, anclaje, y el reparto de las cargas dinámicas. Una estructura de cimentación consiste en la excavación inicial del terreno, para su posterior llenado con hormigón armado, de modo que se garantice el anclaje y resistencia de la estructura.

El desarrollo completo del diseño de los cimientos de la obra se recoge en el Anexo II: Planos del proyecto. A continuación, se muestra lo más relevante del capítulo, mostrando las dimensiones de los cimientos respetando las recomendaciones del fabricante.

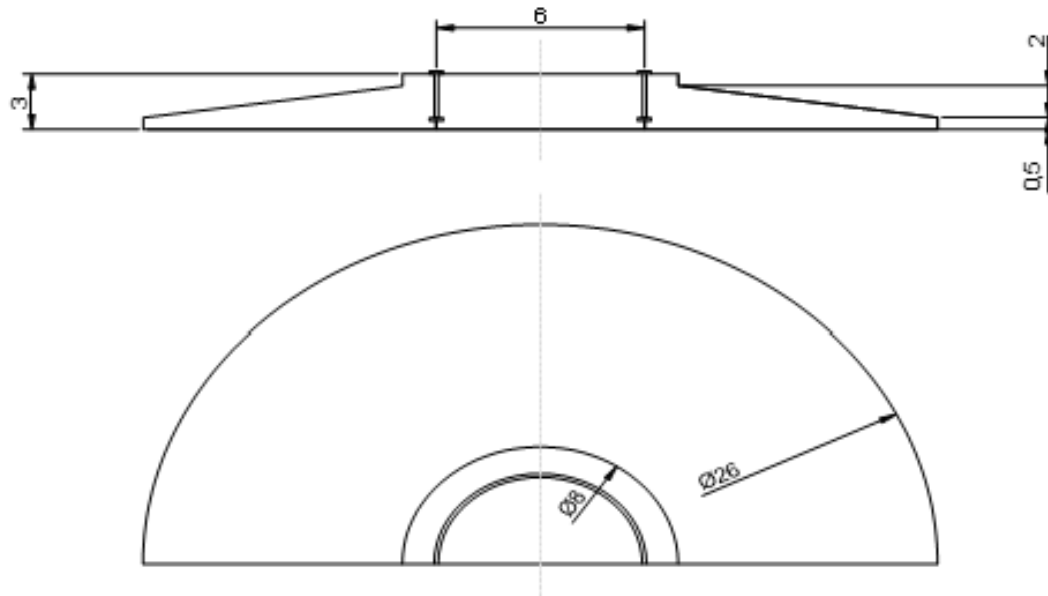


Figura 87. Dimensiones de la cimentación de cada aerogenerador

8.3 ZANJAS

Las zanjas son excavaciones o surcos creados en el terreno, de forma lineal, diseñados para la protección de los cables eléctricos y de comunicación, enterrando éstos. Esta infraestructura es vital puesto que es el sistema de protección principal de los cables eléctricos encargados de transportar la energía eólica generada a la red, así como de los cables de fibra óptica que sirven para las comunicaciones.

Tanto para la apertura como para el cierre de estas zanjas se debe seguir estrictamente la normativa vigente nacional. La longitud de dichas zanjas por lo tanto dependerá de la localización de la subestación eléctrica del parque. En la siguiente imagen se ilustra el recorrido de las zanjas en color azul.



Figura 88. Zanjas del proyecto

Los criterios a seguir para el tendido de los conductores de las zanjas en todo el parque han sido los siguientes:

- Cables de puesta a tierra ubicados los más profundos, a una profundidad de 1 m.
- El cable conductor de la red a MT estará soterrado a una profundidad de 0,8m.
- El cable conductor de comunicaciones, de fibra óptica, estará soterrado a 0,6 m.

A continuación, se muestra un recorte de los planos diseñados para la distintas zanjas presentes en el proyecto:

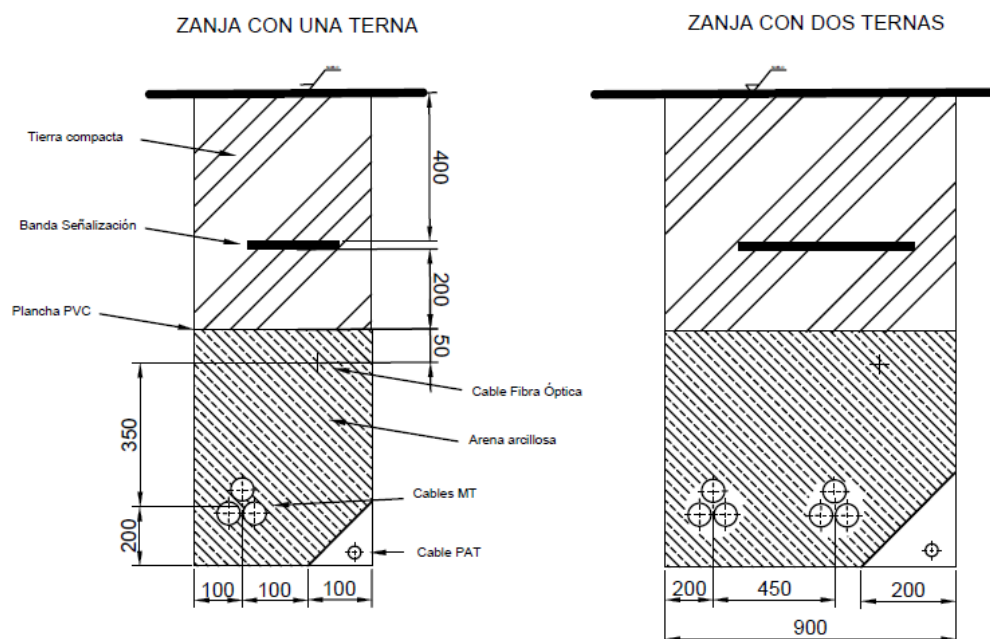


Figura 89. Dimensiones de las zanjas del emplazamiento

8.4 EDIFICIO DE CONTROL

El edificio de control es el encargado de resguardar y aportar accesibilidad a todas las celdas de control y protección presentes en la infraestructura eléctrica. Este centro de control se encuentra próximo a la subestación eléctrica, y sus dimensiones serán de 10 x 20 m², con una altura de 4 m².

8.5 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Este edificio albergará la red de MT operativa en todo el emplazamiento. Los transformadores necesarios para elevar los niveles de tensión a AT (66 kV) se encuentran en el exterior del edificio. Dentro del edificio estarán todos los equipos de protección de la red de MT indicados en su unifilar correspondiente.

Capítulo 9. AHORRO Y CONTAMINACIÓN EVITADA

El objetivo de este capítulo radica en estimar las toneladas de CO₂ que evita el parque eólico a partir de los MWh producidos. Para ello, se deberá comparar el mix de generación que habría con el parque en modo operativo frente al escenario sin el mismo. Las principales fuentes de generación son centrales térmicas con ciclos Rankine, impulsando turbinas eléctricas que pueden ser alimentadas por diferentes combustibles: gas natural, carbón, gasolina, etc. Estos componentes tienen alto poder calorífico, pudiendo aportar grandes cantidades de energía pero provienen de fósiles y, por consiguiente, es un recurso limitado y que libera gran cantidad de gases perjudiciales a la atmósfera, como el CO₂, NO_x o SO₂. El principal gas emitido es el CO₂ con más del 80% del total, por lo que será aquel en el que se ponga el foco del análisis. Para el cálculo del factor de emisiones asociados a la generación de electricidad en España, se seguirá un ejemplo de 2018 facilitado por REE. [59]

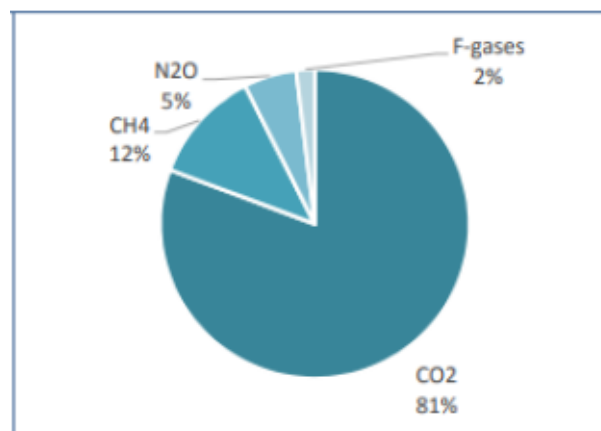


Tabla 41. Reparto de gases emitidos en 2018 a nivel nacional [59]

Aunque lo ideal sería implantar esta energía generada por el parque sustituyendo a aquella que libere mayor cantidad de CO₂, la realidad es que no es así. La tecnología a sustituir dependerá de la demanda y la disponibilidad de recursos de cada instante. Como no se puede saber, a priori, qué tecnología sustituirá, la metodología será calcular el ahorro de emisiones estimado, considerando un factor de emisiones equivalente del año completo. Todos los datos obtenidos serán referentes al año 2024 y aportados gracias a REE.

En España en 2024 la generación anual de energía fue de 262.247 GWh, de los cuales 148.999 GWh fueron gracias a fuentes renovables, un 56,8% del mix energético anual. Las emisiones anuales de gases de efecto invernadero ascendieron a 27.016,9 tCO₂ equivalentes. Por lo tanto, el factor de emisión de CO₂ equivalente es de 0,10 tCO₂ eq./MWh.

El reparto de emisiones en función de la tecnología se muestra en la siguiente imagen:

	2024
Carbón	2.914.447
Fuel + Gas	0
Motores diésel	1.721.090
Turbina de gas	717.618
Turbina de vapor	1.061.423
Ciclo combinado	14.204.993
Cogeneración	5.982.639
Residuos no renovables	414.721
Emisiones totales	27.016.931
tCO₂ eq./MWh	0,10

Figura 90. Reparto de emisiones por tecnología y factor de emisiones equivalente [60]

Aun así, el uso de este factor no es del todo apropiado ya que está incluyendo aquellas tecnologías libres de emisiones, que no serían objeto de reemplazo con la operatividad del parque. Para el cálculo del factor de emisiones equivalente real anual, se eliminará la generación de aquellas energías libres de emisiones.

A continuación, se muestran los valores necesarios para el cálculo del factor de emisiones real con el que se analizará el ahorro de emisiones. Este conjunto de valores se desglosa en mix de generación de 2024 por tecnologías, así como emisiones de CO₂ por tecnologías para el mismo año. Las Figuras 75 y 76 muestran dicha información.

Generación y Emisiones por tecnología - 2024

Tecnologías	Generación anual [GWh]	Emisiones anuales [tCO2 eq.]	Factor de emisiones equivalente [tCO2 eq. / MWh]
Carbón	3.030	2.914.447	0,962
Motores diésel	2.517	1.721.090	0,684
Turbina de gas	669	717.618	1,073
Turbina de vapor	1.179	1.061.423	0,900
Ciclo combinado	35.755	14.204.993	0,397
Cogeneración	16.361	5.982.639	0,366
Residuos no renovables	1.347	414.721	0,308
Importe Total	60.858	27.016.931	0,444

Tabla 42. Generación y tasa de emisiones anuales en 2024 por tecnologías a nivel nacional

El factor de emisiones equivalente obtenido nace de dividir el total de emisiones equivalentes, provenientes de tecnologías con emisión de gases GEI, partido por la generación anual de dichas tecnologías.

Por lo tanto, se puede estimar el ahorro de emisiones de gases GEI de forma anual, basándonos en lo sucedido en el año 2024, así como de toda la vida útil del parque de los próximos 20 años, obteniendo los siguientes resultados:

Contaminación Evitada

Parque eólico Biota	Potencia a red [MWh]	Emisiones evitadas [tCO2 eq.]
Ahorro anual	175.584,50	77.947,92
Vida útil del parque (25 años)	4.389.612,50	1.948.698,00

Tabla 43. Ahorro de emisiones de CO2 con el parque operativo

Se observa como al final de la vida útil del parque eólico de Biota, se estaría contribuyendo al cuidado del medioambiente al reducir cerca de 2 millones de toneladas de CO₂ emitidas al entorno, minimizando el daño producido a la capa de ozono por los gases de efecto invernadero.

Capítulo 10. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

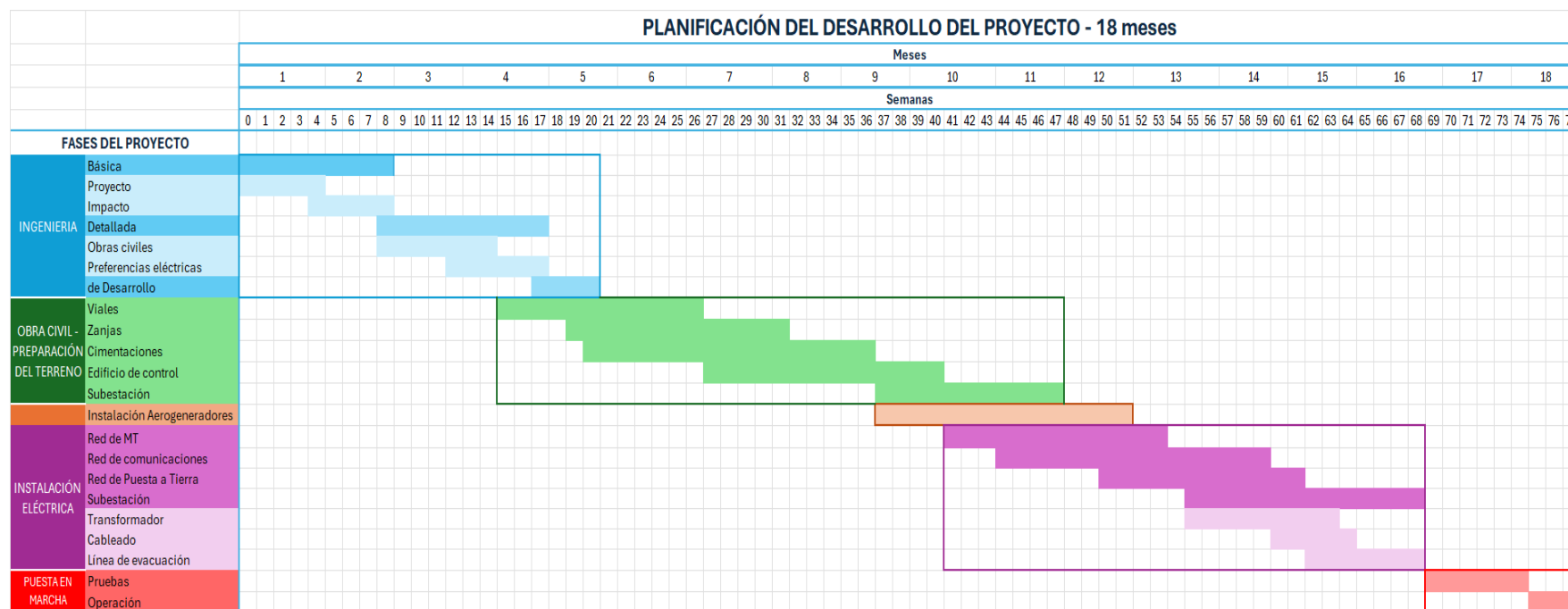


Tabla 44. Planificación del proyecto de 18 meses de duración

Capítulo 11. PRESUPUESTO

Este capítulo se enfoca en mostrar un resumen del análisis del presupuesto necesario para la puesta en marcha y desarrollo del proyecto. Para mayor detalle dentro del análisis se puede consultar el documento contiguo a la memoria, denominado: “Parte III: Presupuestos”. La estimación de los presupuestos del proyecto es fundamental para determinar la viabilidad económica del mismo, cuyos resultados se mostrarán más adelante en el capítulo 12 de la memoria.

El presupuesto a determinar se dividirá en 5 grandes campos del proyecto, los cuales son:

- Infraestructura eléctrica (Capítulo 7)
- Obra civil (Capítulo 8)
- Grupo de aerogeneradores
- Costes asociados a procesos de ingeniería
- Costes de interconexión con la red eléctrica

Aunque puedan existir más campos con un presupuesto asociado, se han mencionado los principales, donde se ve envuelto el presupuesto completo prácticamente en su totalidad.

Para un análisis más detallado de cada capital requerido, se puede apreciar dicho desarrollo en el documento “Parte III: Presupuestos”.

11.1 PRESUPUESTO INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

Este apartado recogerá el capital requerido para el desarrollo de la infraestructura eléctrica, desarrollada en el Capítulo 7: Infraestructura Eléctrica en la propia memoria.

El capital requerido para este campo se ha desglosado en las principales infraestructuras presentes.

La siguiente tabla recoge los costos de inversión asociados a la infraestructura eléctrica del parque:

Presupuesto Infraestructura eléctrica

Fases del proyecto	Capital requerido [€]	Importe acumulado [€]
Red de MT	192.992,00 €	192.992,00 €
Red de comunicaciones	16.695,00 €	209.687,00 €
Red de puesta a tierra	52.462,50 €	262.149,50 €
Subestación eléctrica	1.425.200,00 €	1.687.349,50 €
Centro de control y alumbrado	225.000,00 €	1.912.349,50 €
Importe total		1.912.349,50 €

Tabla 45. Presupuesto de infraestructura eléctrica

11.2 PRESUPUESTO OBRA CIVIL

Este capítulo recogerá los principales costes de inversión de las diferentes infraestructuras fundamentales en un parque eólico, mencionadas y desarrolladas todas ellas en el Capítulo 8: Obra Civil. El estudio de capital requerido no se centra únicamente en la construcción de dichas infraestructuras, sino también en el tratado previo del terreno y su puesta a punto. A continuación, se muestra una tabla resumen con los principales costos de inversión asociados a la obra civil.

Presupuesto Obra civil

Fases del proyecto	Capital requerido [€]	Importe acumulado [€]
Tratado previo terreno - Limpieza y despeje	27.666,88 €	27.666,88 €
Adaptación del terreno - Excavaciones	141.813,07 €	169.479,95 €
Adaptación del terreno - Relleno excavaciones y anclajes	634.623,14 €	804.103,09 €
Adquisición acero	1.134.000,00 €	1.938.103,09 €
Anclajes	3.500,00 €	1.941.603,09 €
Importe total		1.941.603,09 €

Tabla 46. Presupuestos obra civil

11.3 PRESUPUESTO GRUPO DE AEROGENERADORES

El parque eólico propuesto consta de 7 aerogeneradores del modelo Vestas, con una potencial nominal de 7,2 MW/aerogenerador. El coste por MW de generación de un aerogenerador es de 1.000.000 €/MW, y el mercado de aerogeneradores es un mercado muy competitivo, por lo que el precio no discrepa mucho entre diferentes modelos del mercado. Por lo tanto, los costos de inversión por la adquisición de los aerogeneradores es el siguiente:

Presupuesto aerogeneradores

Costes asociados	Capital requerido [€]
Coste por MW de generación	1.000.000 €/MW
Adquisición de 1 aerogenerador	7.200.000,00 €
Compra aerogeneradores	50.400.000 €
Importe total	50.400.000,00 €

Tabla 47. Presupuesto aerogeneradores

11.4 PRESUPUESTO PROCESOS DE INGENIERÍA

Este capítulo recoge los principales costes asociados a procesos de ingeniería durante el desarrollo del proyecto. Los costos asociados a estos procesos administrativos son:

Presupuesto procesos de ingeniería

Fases de ingeniería	Coste por unidad [€/udd]	Importe total [€]
Ingeniería parque eólico	500.000,00 €	500.000,00 €
Permisos y licencias	200.000,00 €	200.000,00 €
Control de calidad	140.000,00 €	140.000,00 €
Importe total		840.000,00 €

Tabla 48. Presupuesto para procesos de ingeniería

A pesar de no ser costes tan técnicos como la construcción de infraestructura o adquisición de material, son procesos igual de obligatorios y fundamentales en proyecto del este índole.

11.5 PRESUPUESTO INTERCONEXIÓN A RED

Este capítulo recoge los principales costos asociados al acoplamiento de la red del parque eólico con la red eléctrica del país. En este caso, se trata de la conexión de la subestación eléctrica del parque con la subestación de X, así como la construcción de la línea de evacuación del parque. La siguiente tabla recoge los principales importes presentes:

Presupuesto interconexión a red

Fases del proyecto	Capital requerido	Importe acumulado
	[€]	[€]
Línea de evacuación	544.000,00 €	544.000,00 €
Conexión a S.E. Sádaba 66 kV	500.000,00 €	1.044.000,00 €
Importe total		1.044.000,00 €

Tabla 49. Presupuesto para interconexión a red eléctrica

11.6 PRESUPUESTO COMPLETO DEL PARQUE

Una vez se ha desglosado el presupuesto analizando las principales fases y sus costos asociados, se muestra el importe total acumulado de todas las fases del proyecto.

A pesar de no considerar otros posibles grupos de presupuestos presentes en el proyecto, si se estima un presupuesto para gastos generales durante la vida útil del parque, así como de beneficio industrial. Algunos de los gastos generales más comunes en proyectos del mismo índole son: salario trabajadores, licencias y seguros, transporte y logística, gastos de oficina, etc. El coste asociado a beneficio industrial hace referencia al margen de beneficio económico que se lleva la empresa contratista correspondiente.

Los gastos generales se han estimado en un 15% sobre el coste directo, en línea con las prácticas habituales en proyectos de parques eólicos de similar escala, incluyendo costes de gestión, licencias, seguros, logística y estructura de apoyo. El beneficio industrial se ha considerado un 5%, valor razonable y alineado con el retorno medio esperado por empresas contratistas del sector.

PRESUPUESTOS DE EJECUCIÓN - RESUMEN	
Tipo Presupuesto	Importe
Infraestructura eléctrica	1.912.349,50 €
Obra civil	1.389.667,45 €
Aerogeneradores	50.400.000,00 €
CAPEX	53.702.016,95 €
Procesos ingeniería	840.000,00 €
Interconexión red	1.044.000,00 €
CAPEX + OPEX	55.586.016,95 €
Gastos generales (12%)	6.670.322,03 €
Beneficio Industrial (3%)	1.667.580,51 €
PRESUPUESTO TOTAL	63.923.919,50 €

Tabla 50. Presupuesto total del proyecto

Por lo tanto, se estima que el proyecto necesitará un capital inicial de inversión de 63.923.919,50 € para dar vida al parque eólico. Este presupuesto total será clave en el análisis de viabilidad económica del proyecto mediante flujos de cajas y distintas estrategias de venta.

Capítulo 12. VIABILIDAD ECONÓMICA

Este capítulo se centrará en el análisis de la viabilidad del proyecto en términos económicos, aunque en caso de desear un mayor nivel de profundidad, se puede acceder al Anexo II: Estudio de Viabilidad Económica. En este anexo se encuentran los flujos de caja completos durante la vida útil del parque eólico, estimada en 25 años.

El objetivo final del capítulo es determinar si es o no rentable el proyecto con un enfoque meramente económico. Para ello, se evaluarán 2 posibles escenarios de ingresos, ya sean de venta mayorista al mercado o con firma de un PPA (*Power Purchase Agreement*). Finalmente, se tomará una decisión acerca de qué método será más rentable en la venta de la energía mediante un análisis financiero con indicadores como el WACC, VAN, TIR o un análisis de sensibilidad.

Primeramente, se muestra un resumen de las características principales del parque eólico Biota, recogidos en la Tabla 38. Estos serán los datos de partida para el análisis de viabilidad.

Características principales

Parámetros	Parque Eólico - Biota
Capacidad [MW]	50,4
Vida útil [años]	25
Energía inyectada a red [MWh/año]	175.584,50
Horas equivalentes anuales [h/año]	3.484
Factor de capacidad (fc) [%]	39,77%

Tabla 51. Datos de partida para análisis financiero

12.1 COSTES DEL PROYECTO

En este capítulo se recogen todos los costos existentes durante la vida útil del proyecto. No solo la inversión inicial, donde se encuentra la mayor cantidad de capital, sino también los costes operativos anuales para mantener operativo el parque eólico.

12.1.1 GASTOS DE INVERSIÓN

Los costes de inversión se componen de la adquisición de activos fijos, y otros gastos adicionales como la puesta en marcha, licencias, fondos disponibles para la construcción, etc. El coste de los activos fijos, a su vez, se subdivide en 2 tipos de gastos: directos e indirectos.

El capítulo 11 recoge el presupuesto necesario para las distintas áreas del proyecto: infraestructura eléctrica, obra civil, aerogeneradores, procesos de ingeniería. De estos grupos, el CAPEX (*Capital Expenditure*) o Gasto de Capital, es el resultado de la suma de la inversión debida a infraestructura eléctrica, obra civil y aerogeneradores, al ser todos estos adquisiciones de activos a largo plazo. A parte del gasto de capital en maquinaria, se encuentran otros tipos de gastos como los procesos de ingeniería o los asociados a la interconexión con la red nacional. Por último, se considera prudente estimar una serie de importes adicionales como son gastos generales (sueldos, licencias, seguros...) y beneficio industrial (beneficio del contratista), con valores del 12% y 3% respectivamente.

- CAPEX maquinaria: 53.702.016,95 €
- Procesos de ingeniería: 840.000,00 €
- Interconexión a red eléctrica con acoplamiento a S.E. Sádaba: 1.044.000,00 €
- Gastos generales (12%): 6.670.322,03 €
- Beneficio industrial (3%): 1.667.580,51 €
- Inversión total del proyecto: **63.923.919,50 €**

12.1.2 GASTOS DE EXPLOTACIÓN

Por otro lado, existen los gastos a corto plazo que se estiman de forma anual debido a mantenimientos de la maquinaria, operación, desgaste del material, procesos administrativos... y son los conocidos como gastos operativos u OPEX (*Operating Expenses*). Estos costes también se suelen denominar como costes de Operación y Mantenimiento (*O&M*).

Su valor estimado del primer año será de un 4% de la inversión inicial de la instalación eléctrica y de los aerogeneradores. Su valor estimado para futuros años será de valor

incremental en un 2% fijo, basándose en el índice de precios de consumo (IPC) indicado por el INE a fecha de Mayo de 2025, siendo un 1,9% exactamente. Este valor también refleja la inflación anual que sufren tanto los materiales como la remuneración de los trabajadores en tareas de operación y mantenimiento.

A continuación, se muestra el OPEX estimado para los próximos 5 años. Su valor a lo largo de los 25 años del parque se puede observar en el Anexo detalladamente.

Área de gastos	Presupuesto	OPEX				
	[€]	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Infr. eléctrica	1.912.349,50 €	76.494 €	28.685 €	28.685 €	28.685 €	28.685 €
Aerogeneradores	55.440.000,00 €	2.217.600 €	831.600 €	831.600 €	831.600 €	831.600 €
OPEX TOTAL PROYECTO		22.940.9340 €				

Tabla 52. Resumen gastos operativos del parque

Para el año 0, estimando como costes operativos de explotación un 4% de la inversión de infraestructura eléctrica y aerogeneradores, se obtiene un gasto de 2.294.094 €. Para el año 1 en adelante, se estima un 2% de la inversión, y se va incrementando dichos costes operativos en un 2% anual debido a la inflación mencionada.

12.2 INGRESOS PROYECTADOS

Tal y como se ha descrito en la introducción del capítulo, se estudiarán 2 posibles escenarios de venta de la energía:

- Venta al por mayor al *spot market* o *venta al pool*
- Venta a través de un acuerdo de compra de energía (*PPA*) por cantidad de energía producida

Finalmente, se analizará qué alternativa aporta mayor rentabilidad gracias al uso de indicadores financieros.

12.2.1 VENTA AL POOL (MERCADO MAYORISTA)

En esta primera alternativa de venta, se acude al mercado mayorista con toda la energía producida. La estimación a largo plazo (25 años) del precio de venta de la energía en el mercado es compleja e impredecible. La estrategia utilizada para determinar dicho precio ha sido observar el mínimo, máximo y medio de la casación del mercado diario desde el 2007, gracias a OMIE (*Operador del Mercado Ibérico de Energía*). Los resultados son:

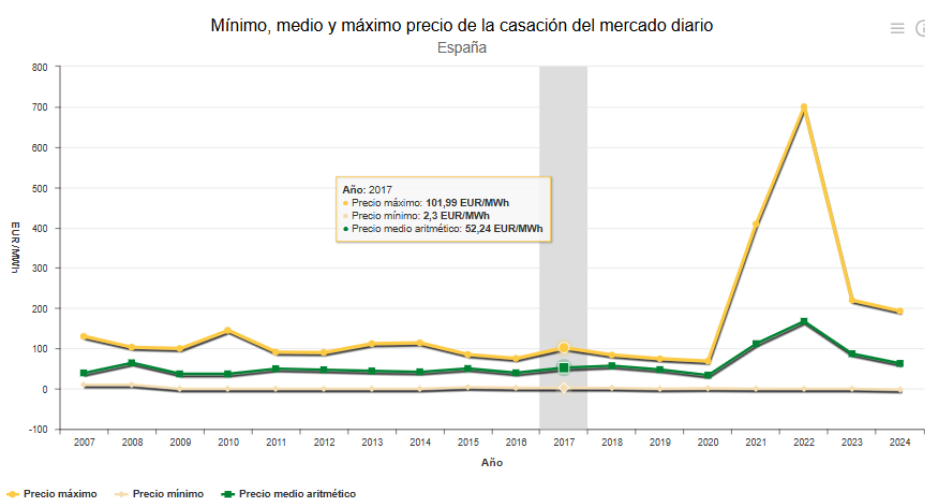


Figura 93. Casación del mercado diario nacional de los últimos años

Se decide desestimar los años 2021, 2022, 2023 al existir anomalías claramente visibles. La línea de tendencia del precio medio aritmético indica que el precio se incrementará 0,4 €/año de media, tal y como se muestra en el siguiente gráfico.

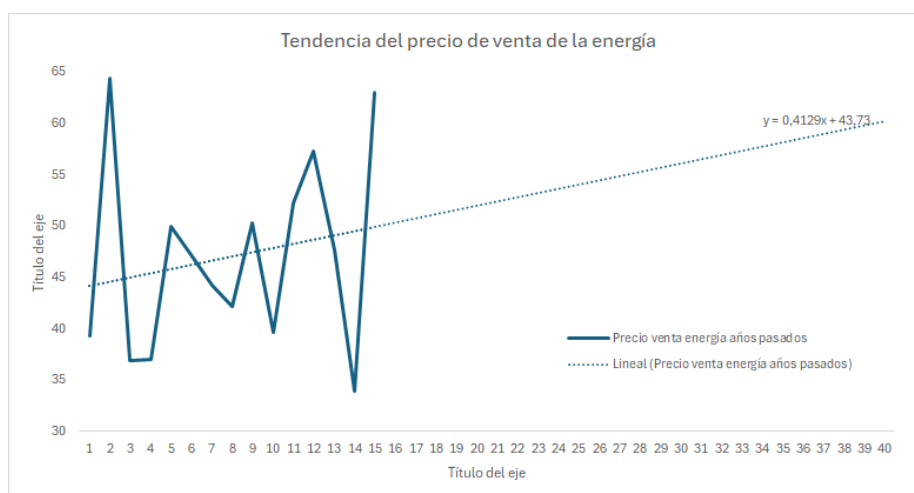


Figura 94. Tendencia del precio de venta de la energía en los próximos 25 años

12.2.2 ACUERDO PPA POR CANTIDAD PRODUCIDA Y PRECIO FIJO

La segunda alternativa de venta de la energía es mediante el firmado de un acuerdo de venta de la energía durante los 25 años del parque. Será un contrato financiero de liquidación anual de diferencias. Se toma la decisión de vender el 80% de la energía producida a través del contrato financiero, y el 20% restante acudiendo al mercado spot.

La fórmula para determinar los ingresos anuales por lo tanto será:

$$Ingresos = E_{PPA} * \text{€}_{PPA} + E_{SPOT} * \text{€}_{SPOT}$$

Donde el reparto de energía será: $E_{PPA} = 80\% * E_{PARQUE}$; $E_{SPOT} = 20\% * E_{PARQUE}$

Para la estimación del precio de venta de la energía por contrato, dicho valor deberá ser superior al LCOE (*Levelized Cost of Energy*) y debería ser ligeramente superior al valor promedio de casación de la energía en los próximos 25 años, para justificar la decisión de firmar dicho acuerdo.

Para el cálculo del LCOE se utiliza la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{INV + \sum_{t=1}^{25} \frac{OPEX}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{E_{gen}}{(1+r)^t}} = \frac{CAPEX + PV(OPEX)}{PV(E_{gen})}$$

Conociendo los valores de CAPEX, OPEX, producción anual, WACC (5%), y vida útil del proyecto (25 años); se puede determinar el coste promedio de la energía. El valor promedio de casación de la energía en el mercado, y el LCOE resultan ser:

- Precio promedio venta energía en 25 años: 48,10 €/MWh
- LCOE del proyecto: 34,42 €/MWh

Un precio de venta razonable del PPA sería del rango de 50 – 60 €/MWh, por lo que se fija un valor intermedio de **55 €/MWh**. Este valor será fijo durante los 25 años de vida útil del parque, por lo que al principio existirá mayor rentabilidad frente a la venta directa al mercado spot, y se irá reduciendo dicha rentabilidad a medida que pasen los años.

12.3 FLUJOS DE CAJA

El modelo financiero empleado para el análisis de los flujos de cajas contiene la siguiente información, para los 2 casos de ingresos por venta de energía:

CASO 1 - Venta al mercado spot		CASO 2: PPA "As Produced" - Precio fijo
	Parámetro	Unidad
	Capacidad	MW
Cuenta Pérdidas y Ganancias	Ingresos - Spot Market	€
	Ingresos - PPA	€
	Ingresos totales	€
	Costes de Explotación (OPEX)	€
	Impuesto generación	€
	Amortización	€
	Beneficio antes de Impuestos	€
Free Cash Flow	Beneficio antes de Impuestos	€
	Impuesto de sociedades	€
	Amortización	€
	CAPEX	€
	Inversión en NOF	€
	Free Cash Flow	€
Indicadores financieros	TIR	%
	VAN	€
	Periodo retorno (PR)	Años
Cálculo VAN, TIR, PR para accionista		
Deuda	Préstamos a amortizar	€
	Cuota Anual	€
	Amortización del préstamo	€
	Deuda pendiente a amortizar	€
	Intereses	€
Flujo de caja para la deuda	Préstamo	€
	Intereses	€
	Amortización préstamo	€
	Impuesto sobre intereses	€
	Flujo Caja para la Deuda	€
Cash Flow para Accionista	Free Cash Flow	€
	Flujo de caja de la deuda	€
	Cash Flow Accionista	€
Indicadores financieros	IRR	%
	VAN	€
	Periodo Retorno (PR)	Años

Tabla 53. Variables estudiadas en el modelo financiero de viabilidad económica con 2 alternativas

Con los ingresos tanto del spot como del PPA, además del mercado de capacidad se obtienen los ingresos esperados como la suma entre los ingresos spot, los ingresos PPA (financiero) y los ingresos del mercado de capacidad. Con ello se obtiene un margen bruto. Para calcular el margen neto, se resta el CapEx y el OpEx a este resultado previo.

12.4 ANÁLISIS FINANCIERO

Con el margen neto se puede calcular la TIR (Tasa Interna de Retorno) y el VAN (Valor Actual Neto) del proyecto con las siguientes fórmulas matemáticas:

$$VAN = \sum_{t=0}^{25 \text{ años}} \frac{FC_t}{(1 + WACC)^t} - Inv_o$$
$$TIR \rightarrow \sum_{t=0}^{25 \text{ años}} \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

Para la estimación del VAN, es necesario calcular previamente el valor del WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) el cual es fácil de estimar con la siguiente fórmula:

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

Donde el primer sumando se corresponde con el coste de la deuda y el segundo con el coste de los fondos propios. El proyecto será financiado con un 80% de deuda (D) y el resto de la inversión (20%) será de patrimonio neto y acciones (E) (Equity). El coste de la deuda (K_d) se estima del 5% anual al ser un proyecto de renovables. El coste de equity (K_e) tendrá un retorno superior al requerir mayor riesgo, tasado en el 10%. En proyectos de renovables en Europa se estima en el rango del 10 al 12%. Por último, el impuesto de sociedades (f) en España es del 25%.

Se obtiene de este modo un WACC del 5%.

Por lo tanto, ya se puede determinar indicadores financieros clave como el VAN y el TIR para un escenario esperado del 100% generación (se genera todo lo que se prevé) y 100% de precios (se vende al precio que se ha estimado).

12.4.1 RESULTADOS DE VENTA AL MERCADO SPOT

En el caso de acudir directamente al mercado diario al precio de casación estimado anual, se estima un VAN, TIR y Periodo de Retorno (PR) de los siguientes valores:

CASO 1 - Venta al mercado spot		
Indicadores financieros	Proyecto WACC = 5%	Accionistas Ke = 10%
VAN	8.363.744,04 €	694.136,58 €
TIR	6,30%	10,48%
Periodo Retorno (PR)	10,5 años	10,4 años

Tabla 54. Resultados financieros con ingresos por venta mayoritaria al mercado spot

Se observa como el proyecto es rentables al tener un Valor Actual Neto (VAN) positivo, indicando que genera valor, y obteniendo una Tasa Interna de Retorno (TIR) superior al coste promedio del coste del capital (WACC) con un 6,30% frente al 5%. El proyecto ofrece un valor actual superior a 8 M€. Por otro lado, el proyecto también es rentable para los accionistas (Equity) ya que obtiene un VAN positivo y una TIR superior a su costo de capital (Ke) del 10%. Tanto accionistas como la empresa del propio proyecto tienen un periodo de retorno cercano a 10 años, inferior a los 20 años de amortización y 25 de vida útil del proyecto, por lo que parece un valor razonable.

Al ser un proyecto poco rentable económicamente para los accionistas, será difícil encontrar la financiación del 20% del proyecto por parte del Equity, y por tanto será complejo que el proyecto salga adelante.

12.4.2 RESULTADOS DE VENTA CON ACUERDO PPA

En el caso de firmar un contrato de venta de energía por los próximos 25 años, donde se incluya el 80% de la generación anual del parque, y dejan el 20% restante para acudir al mercado spot, se obtienen los siguientes resultados:

CASO 2: PPA "As Produced" - Precio fijo		
Indicadores financieros	Proyecto WACC = 5%	Accionistas Ke = 10%
VAN	17.242.078,09 €	6.824.522,09 €
TIR	7,71%	15,23%
Periodo Retorno (PR)	9,8 años	7,4 años

Tabla 55. Resultados financieros con la venta de energía a través de un PPA

En este caso, el VAN generado por el proyecto a lo largo de los 25 años y traído a valor presente es muy superior al obtenido por la venta directa al mercado spot, generando más de 17 M€. La tasa de retorno obtenida por el proyecto es superior al 7%, siendo considerablemente superior al coste del capital (WACC) del 5%. De nuevo, por parte del proyecto es rentable económicamente al generar valor y tener una tasa de retorno superior al coste promedio del capital.

Ahora bien, enfatizando el análisis por parte de los accionistas (Equity), con esta forma de venta de la energía sí es rentable el proyecto, generando más de 6 M€ para los accionistas, y con una tasa de retorno estimada del 15,2% frente a su costo de capital del 10%. Por lo tanto, con este formato de venta sí será razonable encontrar accionistas dispuestos a financiar el 20% del presupuesto del proyecto, tasado en más de 12 M€. La estimación de la venta de energía por 55 €/MWh es el motivo por el cual esta alternativa ofrece resultados financieros muy superiores frente a la venta directa en el mercado spot. Aún así, se considera un valor lógico y razonable y para nada desmesurado ni ficticio, ya que en los últimos 15 años el precio promedio de casación del mercado ibérico ha superado los 55 €/MWh 6 veces. Además, se ha superado notoriamente dicho valor todos los años desde 2021.

12.5 COMPARATIVA Y ELECCIÓN

A continuación, se muestra una tabla resumen con los resultados financieros esperados por el proyecto con los 2 métodos de venta de energía estudiados.

COMPARATIVA ALTERNATIVAS		
Indicadores financieros	Proyecto WACC = 5%	Accionistas Ke = 10%
VAN - Mercado SPOT	8.363.744,04 €	694.136,58 €
VAN - PPA	17.242.078,09 €	6.824.522,09 €
TIR - Mercado SPOT	6,30%	10,48%
TIR - PPA	7,71%	15,23%
Periodo Retorno - SPOT	10,5 años	10,4 años
Periodo Retorno - PPA	9,8 años	7,4 años

Tabla 56. Comparación resultados financieros con los 2 métodos estudiados

Tal y como se ha detallado en cada alternativa, por parte del proyecto ambos métodos de venta de la energía son viables económicamente al generar VAN positivo y obtener tasas TIR superiores al WACC del 5%. Dicho esto, el valor generado con la firma de un acuerdo PPA por 55 €/MWh es aproximadamente el doble de las ganancias con la venta mayorista. De todos modos, la gran diferencia radica en la viabilidad económica poniendo el foco en los accionistas. En caso de venta mayorista, resultaría complicado encontrar financiación por parte de *Shareholders* al no ser un proyecto demasiado atractivo en este ámbito. Sin embargo, con la firma del acuerdo PPA por la venta de la energía sí ofrecería beneficios fiscales al Equity, por lo que sí se podría encontrar con mayor facilidad este fondo de financiación.

Se podría hacer el análisis del caso 1 (Venta mayorista) sin descartar las anomalías del precio de casación del mercado en los años 2021, 2022 y 2023, o bien hacer una estimación más compleja del precio de casación de los próximos 25 años basada en la estadística.

Se podría asemejar a una distribución normal con un valor promedio de 50 €/MWh y una desviación estándar de 15 €/MWh, con un nivel de confianza del 95%, por ejemplo. Se decidió no aplicar este criterio debido a la aleatoriedad de los valores, utilizando un método más determinista y menos aleatorio.

Capítulo 13. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Este proyecto tenía como objetivo la construcción de un parque eólico en tierra en España, de 50 MW de capacidad aproximadamente, justificando el beneficio tanto social como económico que éste generaría en el país.

Para ello, se comenzó estudiando la situación actual del terreno y la disponibilidad de terreno en la península. Se evaluaron 3 posibles emplazamientos, de 3 comunidades autónomas diferentes, con el fin de realizar un estudio extenso de toda la península. Finalmente, se tomó como emplazamiento próximo al municipio de Sádaba, Zaragoza, debido a su alto potencial eólico, tipo de terreno ventajoso y leves desniveles, impacto mínimo al medioambiente y suficiente lejanía a núcleos sociales.

Una vez el emplazamiento estaba decidido, se realizó un profundo análisis acerca del recurso eólico disponible en la zona de la mano de la herramienta Windographer, y gracias a la colaboración de la empresa VORTEX, la cual facilitó un modelo histórico de datos del viento en la zona en los últimos 10 años. En este estudio, no solo se prestó atención a la velocidad del viento sino también a las direcciones predominantes para optimizar la explotación del recurso.

Algunos de los resultados más relevantes fueron:

- Velocidad promedio del viento de 8.05 m/s en todas las direcciones
- Densidad media de potencia de 555 W/m²
- Dirección NO claramente predominante (315° - 345°)
- Velocidad media del viento a 150 m de altura en dirección predominante de 9.56 m/s

Para completar el estudio del emplazamiento, se empleó la herramienta de WAsP y sus módulos correspondientes, principalmente para simular el escenario de generación con la disposición de los aerogeneradores y el modelo de datos de VORTEX. Esta simulación se realizó con 3 modelos de aerogeneradores de 3 fabricantes diferentes: **Vestas V172-7.2 MWTM**, GE 6.0-164 Cypress, Nordex N163/6.X; y se acabó obteniendo mejores prestaciones con el modelo de Vestas.

Los 7 aerogeneradores, con potencia nominal total de 50,4 MW y alturas de buje de 150 m, serían capaces de generar **198.419,30 MWh/año** según la simulación, y una vez consideradas todas las pérdidas presentes en proyectos de esta naturaleza, verter a la red eléctrica **175.584,5 MWh/año**.

Tras conocer la generación anual estimada del parque eólico, se diseñó paralelamente la infraestructura eléctrica del emplazamiento, así como la obra civil del mismo. Entre los diseños más críticos y relevantes del ámbito eléctrico se encuentran: red y dimensionado de MT del parque, red y dimensionado del sistema de comunicaciones, sistemas de protección, elevadores de tensión. Del mismo modo, el diseño de obra civil se basó en el desarrollo de: Vías de acceso y viales internos, Cimentación de aerogeneradores, zanjas y canalizaciones.

Finalmente, para justificar la puesta en marcha y desarrollo del proyecto se llevó a cabo un análisis del impacto medioambiental, estimación de presupuestos, y viabilidad económica. El proyecto afectaría de manera positiva al medioambiente al reducir **77.947,92 toneladas de CO₂ equivalentes anualmente**, y **1.948.698,00 toneladas** en su vida útil.

El presupuesto total ascendería a **63.923.919,50 €** donde el principal gasto es debido a la adquisición de aerogeneradores, con un precio de 1.000.000 €/MW y 50.400.000 € totales.

Para la viabilidad económica del proyecto, se estudiaron distintos flujos de cajas durante los 25 años de vida útil, y con 2 métodos de venta de energía a la red: venta directa mayorista al mercado spot o venta a través del acuerdo de un PPA. Se analizó el resultado obtenido con distintos indicadores financieros como el WACC, VAN, TIR o Periodo de Retorno (PR), y se llegó a la conclusión de que el método que más beneficios ofrecía era firmar un PPA de 25 años a precio de venta de 55 €/MWh. De este modo, el propio proyecto ofrecería generaría un valor actual neto (VAN) de **13.592.366,89 €** y de **4.610.037,57 €** para el accionista, con tasas de retorno (TIR) de **7,16%** y **13,52%** respectivamente, y retornarían toda la inversión realiza al trascurso de **11,3 años** y **7,3 años**. Con todos estos resultados socioeconómicos, se confirma la rentabilidad del parque, recuperando la inversión en un plazo razonable, minimizando el impacto medioambiental, y ofreciendo ingresos a largo plazo.

Capítulo 14. BIBLIOGRAFÍA

- [1] *La evolución del mix energético en España: Un viaje hacia la sostenibilidad - Asociación Empresarial Eólica.* (2024, Septiembre 30). Asociación Empresarial Eólica. <https://aeeolica.org/la-evolucion-del-mix-energetico-en-espana-un-viaje-hacia-la-sostenibilidad/>
- [2] elEconomista. (2014, Agosto 6). *El parque eólico más antiguo de España cumple 20 años.* ElEconomista.es; ElEconomista. <https://www.eleconomista.es/energia/noticias/5993678/08/14/El-parque-eolico-mas-antiguo-de-Espana-cumple-20-anos.html>
- [3] Eenergy Council, G. W. (2025). GWEC I Global Wind Report 2025 . In *Global Wind Report Launch 2025* (p. 108). <https://www.gwec.net/events/2025-global-wind-report-launch>
- [4] Mar. (2025, June 3). La eólica instaló 1.186 MW en 2024, duplicando la cifra del año anterior y cubriendo el 23% de la demanda nacional - Asociación Empresarial Eólica. Asociación Empresarial Eólica. <https://aeeolica.org/la-eolica-instalo-1-186-mw-en-2024-duplicando-la-cifra-del-ano-anterior-y-cubriendo-el-23-de-la-demanda-nacional/>
- [5] Vicepresidencia Tercera del Gobierno. (2024, Septiembre). *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.* Ministerio Para La Transición Ecológica Y El Reto Demográfico; Gobierno de España. <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>
- [6] Corporación de Radio y Televisión Española. RTVE. (2023). El sector eólico genera en España más de 32.000 empleos y prevé llegar a 60.000 en 2030. *RTVE.es*, 00:01:43. <https://www.rtve.es/play/videos/telediario-fin-de-semana/sector-eolico-genera-espana-mas-32000-empleos/6953729/>
- [7] Murgich, V. (2016, Septiembre 29). *Los sectores que liderarán la creación de empleo en España entre 2020 y 2025 - Revista Merca2.0* |. Revista Merca2.0.

- <https://www.merca20.com/los-sectores-que-lideraran-la-creacion-de-empleo-en-espana-entre-2020-y-2025/>
- [8] Mar. (2023, Diciembre 19). *Incremento de la aportación del sector eólico español en los principales indicadores socioeconómicos a nivel nacional y autonómico - Asociación Empresarial Eólica*. Asociación Empresarial Eólica. <https://aeeolica.org/incremento-de-la-aportacion-del-sector-eolico-espanol-en-los-principales-indicadores-socioeconomicos-a-nivel-nacional-y-autonomico/>
- [9] Ambientum Portal Ambiental. (2025, Febrero 19). *España lidera la transición energética en Europa*. Ambientum Portal Lider Medioambiente. <https://www.ambientum.com/ambientum/sostenibilidad/espana-lidera-la-transicion-energetica-en-europa-gracias-a-la-energia-solar.asp>
- [10] *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030*. (2020, Enero 20). Ministerio Para La Transición Ecológica Y El Reto Demográfico. <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.html>
- [11] Redeia. (2025, Marzo 18). *La producción renovable crece en España un 10,3% en 2024 y alcanza sus mayores registros*. Red Eléctrica. <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2025/03/la-produccion-renovable-crece-en-Espana-un-10-3-por-ciento-2024-alcanza-mayores-registros>
- [12] R., F. (2021, Mayo 20). *BOE-A-2021-8447 Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética*. BOE. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-8447>
- [13] *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Legislación de Evaluación Ambiental*. (2013, Diciembre 9). Ministerio Para La Transición Ecológica Y El Reto Demográfico. <https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/evaluacion-ambiental/legislacion.html>
- [14] Redeia. (s.f.). *Normativa*. Red Eléctrica. Recuperado Mayo 3, 2025, desde <https://www.ree.es/es/clientes/titular-de-almacenamiento/gestion-medidas-electricas/normativa>

- [15] INAP. (2014, Junio 9). Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión. Inap.es. <https://laadministracionaldia.inap.es/noticia.asp?id=1128194>
- [16] REGLAMENTO (UE) 2019/943 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad. (2019, Junio 14). PARLAMENTO EUROPEO Y CONSEJO de LA UNIÓN EUROPEA. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019R0943>
- [17] Moran, M. (s.f.). *La Agenda para el Desarrollo Sostenible - Desarrollo Sostenible*. Naciones Unidas. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/development-agenda/>
- [18] *Molino de viento*. (2025, Marzo 30). Wikipedia. https://es.wikipedia.org/wiki/Molino_de_viento
- [19] MEDIA, I. (2023, Mayo 6). *Orígenes de la energía eólica: ¿Quién fue su creador?* - Ecozap. Ecozap. https://ecozap.es/energias-renovables/origenes-de-la-energia-eolica-quien-fue-su-creador/#google_vignette
- [20] *Aerogeneradores: funcionamiento, historia y evolución*. (2025, Febrero 10). Endesa. <https://www.endesa.com/es/la-cara-e/energias-renovables/aerogeneradores-funcionamiento-historia-evolucion>
- [21] *CAJA MULTIPLICADORA - BASE MATEMÁTICA DE LA ENERGÍA EÓLICA*. (s.f.). Library. Recuperado Abril 12, 2025, de https://1library.co/article/caja-multiplicadora-base-matem%C3%A1tica-energ%C3%ADa-e%C3%B3lica.ye3x4geq#google_vignette
- [22] Munguía, S. F. (2016, Mayo 2). *Un poco de historia. El primer aerogenerador de España*. DiarioRenovables | Energías Renovables. Eólica, Solar, Fotovoltaica, Baterías, Movilidad Sostenible. <https://www.diariorenovables.com/2016/05/primer-aerogenerador-espana.html>
- [23] terça-feira. (2017, Julio 25). *História da Energia Eólica e suas utilizações*. O Blog Da Engenharia Mecânica. <https://fabricioengmec.blogspot.com/2017/>

- [24] Edicion. (2023, Julio 27). *Evolución de los aerogeneradores de los 90 hasta ahora* . Air-Ron.es. <https://www.air-ron.es/vwp/2023/07/27/evolucion-de-los-aerogeneradores-de-los-90-hasta-ahora/>
- [25] Redaccion - SA. (2024, Noviembre 18). Materiales Clave Utilizados En La Fabricación De Turbinas Eólicas: Descubre Los 5 Esenciales Para La Energía Sostenible - Sostenibilidad Ambiental. Sostenibilidad Ambiental. <https://www.sostenibilidadambiental.com/materiales-clave-utilizados-en-la-fabricacion-de-turbinas-eolicas-descubre-los-5-esenciales-para-la-energia-sostenible/#section-13>
- [26] Redeia. (s.f.). *Potencia instalada Sistema Eléctrico Nacional*. Red Eléctrica. Recuperado Mayo 1, 2025, de https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada?start_date=2020-01-01T00:00&end_date=2024-12-31T23:59&time_trunc=year&systemElectric=nacional
- [27] *Potencia instalada (Viento) | Informes del sistema*. (s.f.). Sistema Electrico REE. Recuperado Mayo 2, 2025, de <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-de-energias-renovables/viento/potencia-instalada-viento>
- [28] *Wind energy in the world - Asociación Empresarial Eólica*. (2023, Agosto 10). Asociación Empresarial Eólica. <https://aeolica.org/en/about-wind-energy/wind-energy-in-the-world/>
- [29] *Wind Power Numbers | WindEurope*. (2025, Mayo 6). Windeurope.org. <https://windeurope.org/about-wind/daily-wind/top-countries>
- [30] Ramón Roca y Sandra Acosta (2023, Marzo 1). *Estos son los 45 proyectos de eólica marina que se quieren desarrollar en España con una potencia total de más de 14 GW*. El Periódico de La Energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/estos-son-los-44-proyectos-de-eolica-marina-que-se-quieren-desarrollar-en-espana-con-una-potencia-total-de-mas-de-14-gw/>
- [31] Sterling, L. (2024, Febrero 16). *Parques eólicos marinos en España: qué son, ventajas y proyectos futuros*. Cuervaenergia.com; Cuerva. <https://cuervaenergia.com/es/comunidad/sostenibilidad/parques-eolicos-marinos-espana/>

- [32] Wilson, A. (2022). Estrategia de la Unión para la energía renovable marina. In *Parlamento Europeo* (p. 2). [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/ATAG/2022/698909/EPRS_ATA\(2022\)698909_ES.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/ATAG/2022/698909/EPRS_ATA(2022)698909_ES.pdf)
- [33] *La eólica en el mundo*. (s.f.). Asociación Empresarial Eólica. Recuperado Mayo 2, 2025, de <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-el-mundo/>
- [34] Reversion. (2006, Enero 18). *Energía undimotriz*. Wikipedia.org; Wikimedia Foundation, Inc. https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_undimotriz
- [35] *Aerogeneradores: partes y funcionamiento*. (s.f.). Actitud Ecológica. Recuperado Mayo 1, 2025, de <https://actitudecologica.com/energias-renovables/eolica/aerogeneradores/>
- [36] FluidosGrupo15. (2016, Abril 24). *Componentes de una turbina eólica*. Grupo 15. <https://grupo15fluidos.wordpress.com/2016/04/24/componentes-de-una-turbina-eolica/>
- [37] *¿Cómo funciona un aerogenerador? | Sostenibilidad - ACCIONA*. (2016, February 23). Wwww.youtube.com. <https://www.youtube.com/watch?v=kmN9qD8vXbY>
- [38] Irvin Hernández. (2021, July 5). *Cajas multiplicadoras en aerogeneradores*. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=l1N2m8wuGkA>
- [39] *Aerogenerador: qué es y cómo funciona - Iberdrola*. (s.f.). Iberdrola. Recuperado Abril 18, 2025, de <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-eolica-terrestre/que-son-aerogeneradores>
- [40] Mírez, J. (2015, Julio 27). *J832: Reparto de costos de adquisición de un aerogenerador completo....* Matlab/Simulink and Renewable Energy [Jorge Mírez]. <https://jmirez.wordpress.com/2015/07/27/j832-reparto-de-costos-de-adquisicion-de-un-aerogenerador-completo/>
- [41] Global Wind Atlas. (2025). *Global Wind Atlas*. Globalwindatlas.info. <https://globalwindatlas.info/en/>
- [42] *Visor cartográfico de España | GeaMap.com: visualiza mapas online*. (2019). Geamap.com.

-
- 156

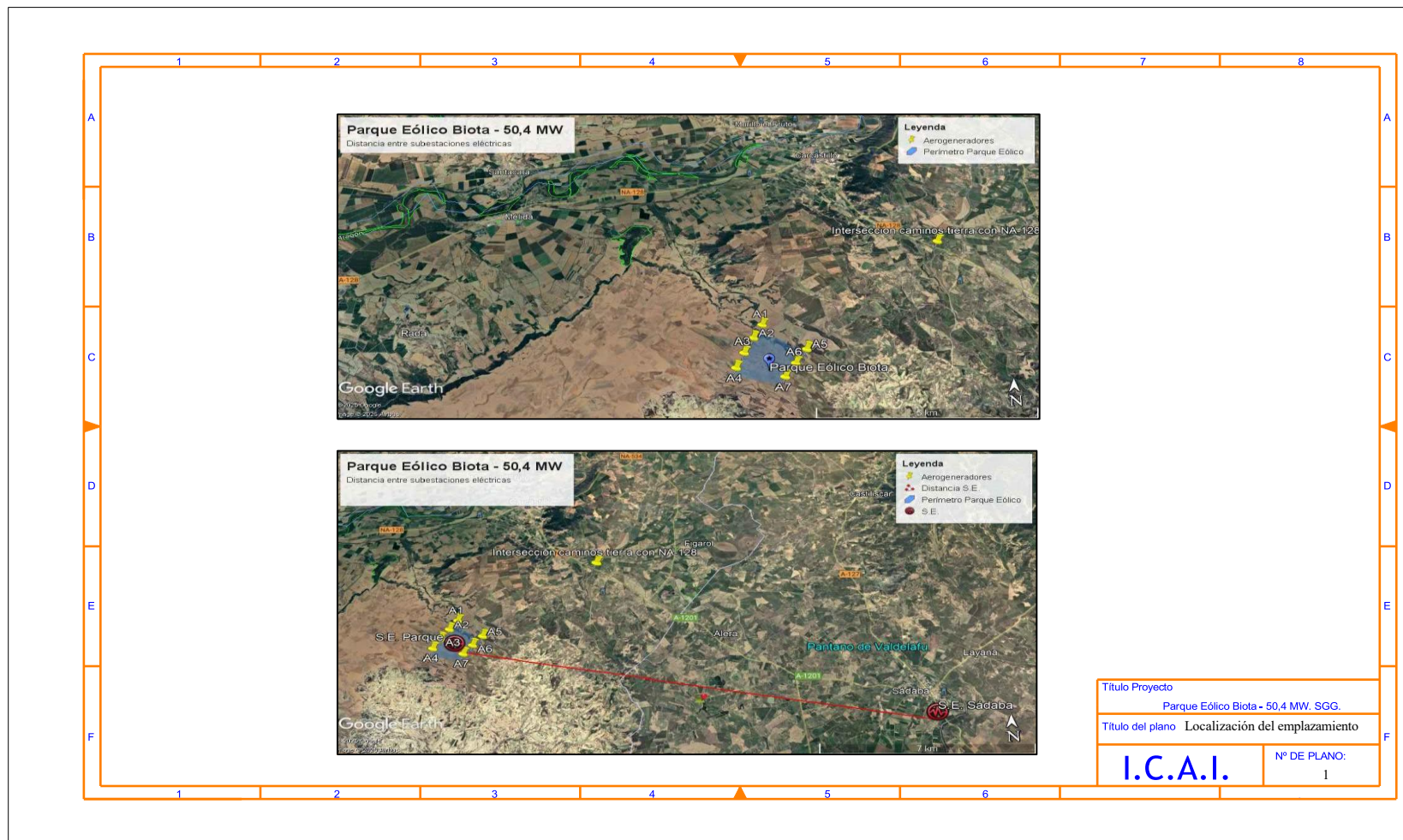
- [55] *El clima en Sádaba, el tiempo por mes, temperatura promedio (España) - Weather Spark.* (2025). Weatherspark.com. <https://es.weatherspark.com/y/40819/Clima-promedio-en-S%C3%A1daba-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o>
- [56] Zapico Gutierrez, P. (2022). *Clases y de longitudes de rugosidad* [Tecnica Industrial]. <https://www.tecnicaindustrial.es/guia-rapida-del-programa-de-evaluacion-de-emp/>
- [57] *Factor de capacidad en las renovables - WeMake Consultores.* (2024, July 5). WeMake Consultores. <https://wemakeconsultores.com/factor-de-capacidad-en-las-renovables/>
- [58] Tesicnor, & Cenifer. (n.d.). Guía de buenas prácticas para la seguridad vial en el sector eólico. In *Tesicnor.com* (p. 100). Retrieved May 29, 2025, from https://www.tesicnor.com/wp-content/uploads/2016/09/GBP_Guia_seguridad_vial_sector_eolico.pdf
- [59] Grupo Red Eléctrica. (2021). Emisiones de CO2 asociadas a la generación de electricidad en España . In *Metodologia de cálculo de emisiones de CO2 en electricidad en España* (p. 13). <https://www.ree.es/es/datos/generacion>
- [60] Redeia. (2024). *No renovables detalle emisiones CO2.* Red Eléctrica. <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>
- [61] ABB Review. (2018). WindSTAR: el primer gran transformador para turbina eólica marina de 33 y 66 kV del mundo. In *GRAN TRANSFORMADOR EÓLICO DE 33/66 KV* (p. 6). <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK107046A1243&LanguageCode=es&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [62] Catálogo 2021 - Celdas modulares DVCAS. (2021). In *mesa.es*. https://www.mesa.es/wp-content/uploads/2024/11/DVCAS-MESA-2021-comprimido_compressed.pdf
- [63] *ITC-LAT 07.* (2025). Webaero.net. https://www.webaero.net/ingenieria/especificaciones_y_normas/NB/reglamentos_tecnicos_oficiales/2008/itclat07.htm

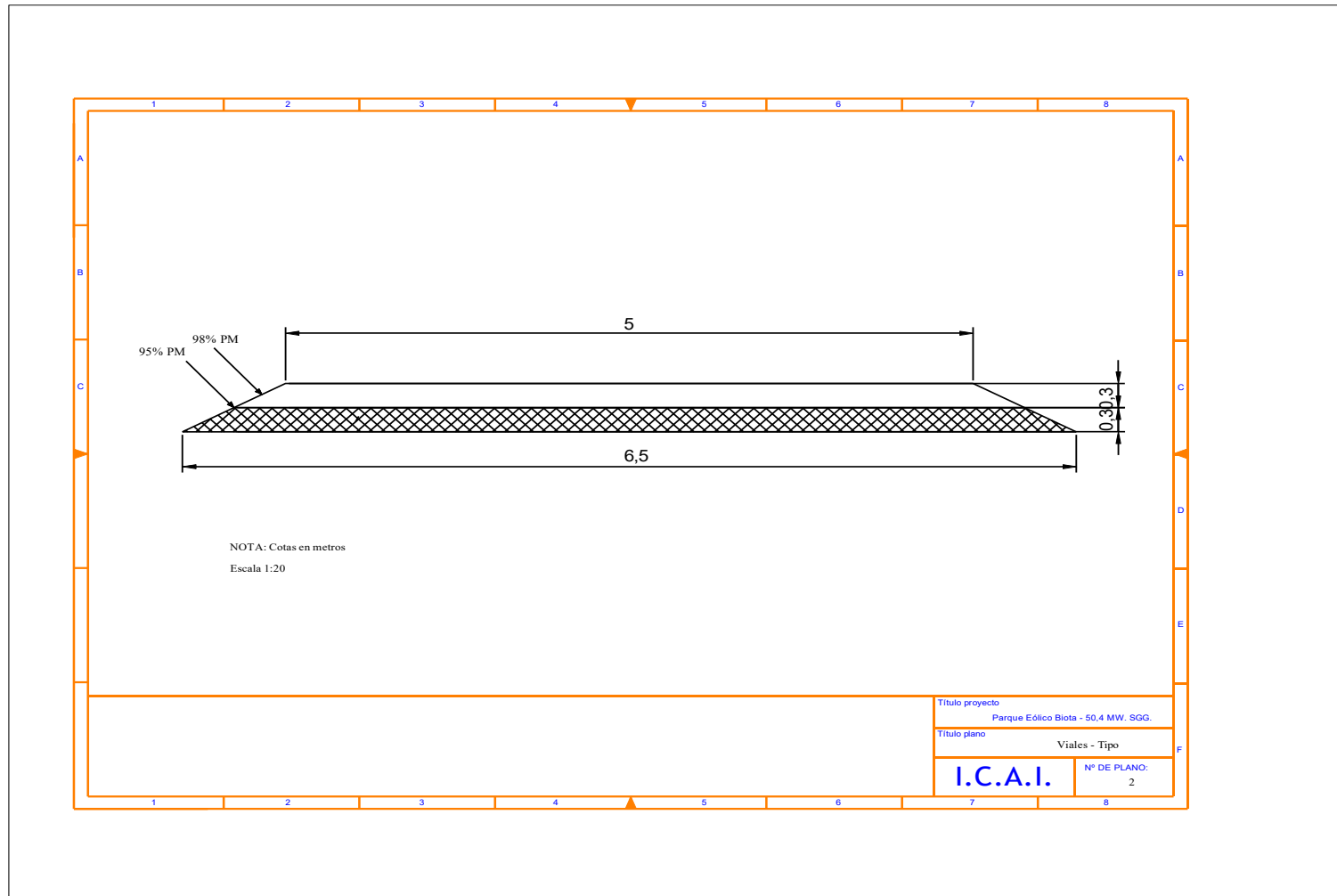
- [64] *ADSS de largo alcance*. (2022). Aflglobal.com. <https://www.aflglobal.com/es-ES/emea/Products/Fiber-Optic-Cable/Aerial/ADSS/Long-Span-ADSS>
- [65] Group, I. (2024). Catálogo Transformadores de Potencia [Review of Catálogo Transformadores de Potencia]. 20.
- [66] MESA. (2014, abril). Seccionadores y pantógrafos AT. https://www.mesa.es/productos/pdf/0MESA14_130.pdf
- [67] Siemens. (s. f.). Interruptores de potencia de alta tensión. Direct Industry. <https://pdf.directindustry.es/pdf/siemenshigh-voltage-power-transmission/interruptores-potencia-alta-tension/32878-962203.html>
- [68] *Autoválvulas poliméricas Clase 1, 2 y 3 hasta 245 KV - RH Corporative Internacional*. (2025, March 28). RH Corporative Internacional. <https://cirhe.com/productos/autovalvulas-polimericas-hasta-245-kv/>
- [69] Arteche. (2022). *Catálogo Bobinas de bloqueo* (p. 8). Arteche moving together.
- [70] *Cable Desnudo de Cobre Suave*. (2024, Diciembre 15). Prysmian.com; Prysmian. <https://ec.prysmian.com/es/alambre-y-cable-conc%C3%A9ntrico-cobre>

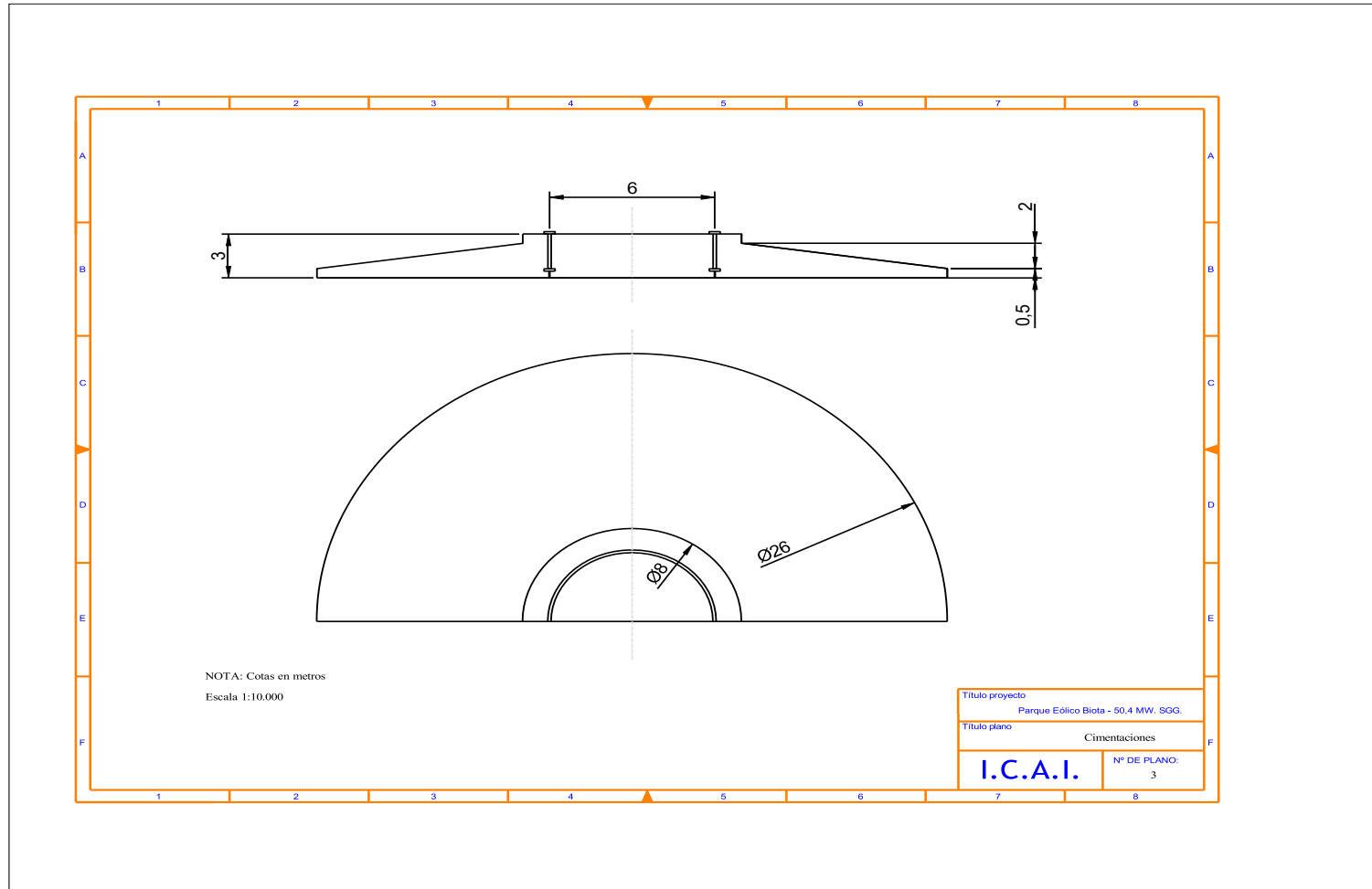
Parte II : PLANOS

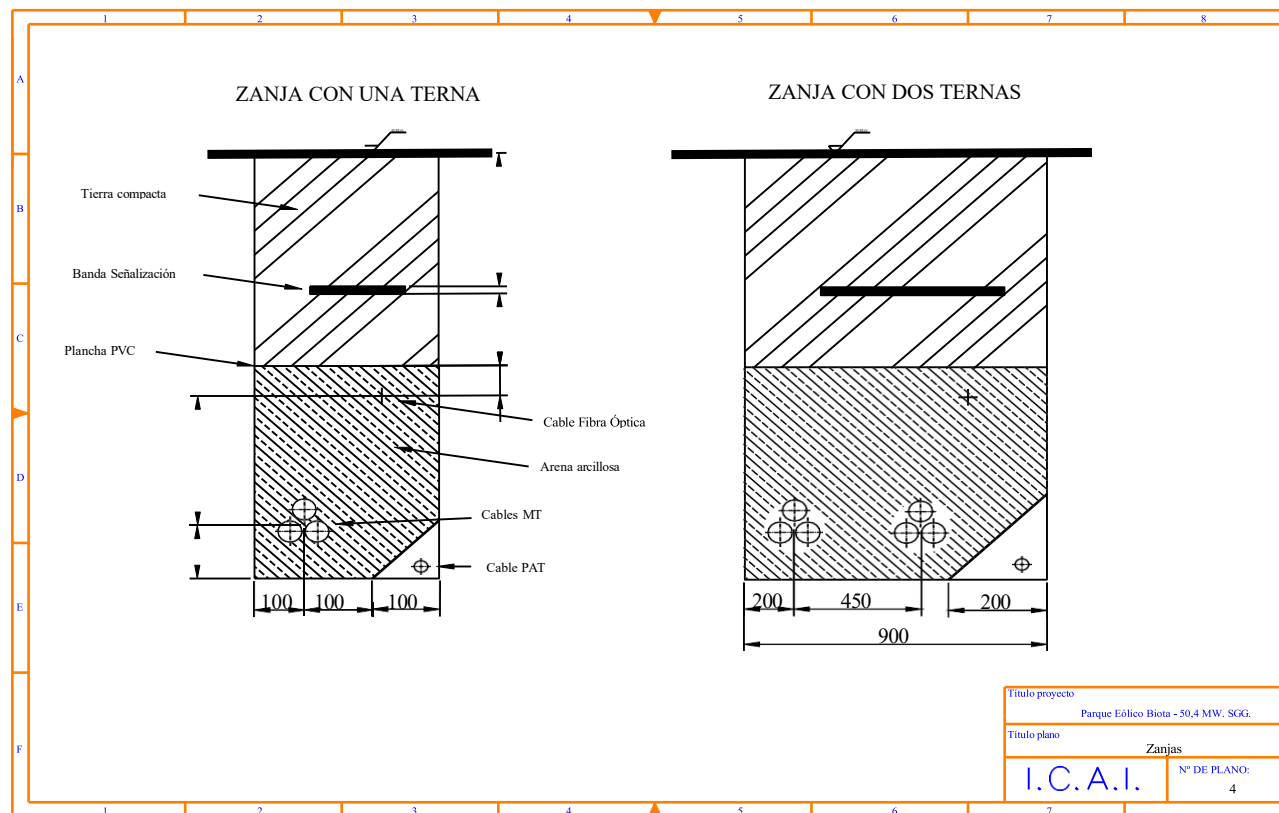
Índice

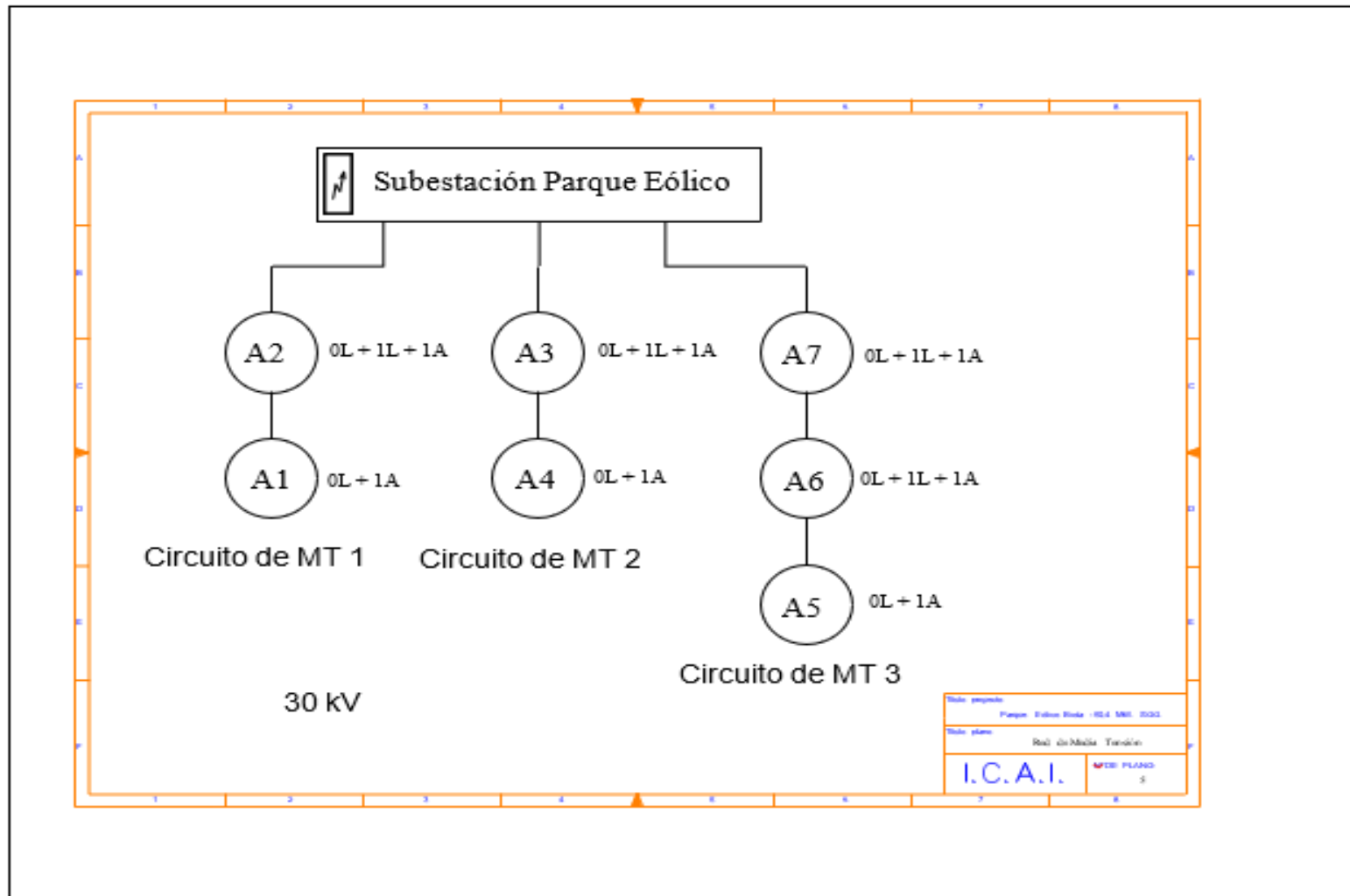
1. Localización.....	161
2. Caminos tipo.....	162
3. Cimentación tipo.....	163
4. Zanjas tipo.....	164
5. Red de MT.....	165
6. Celdas de protección.....	166
7. Unifilar red de MT.....	167
8. Red de comunicaciones.....	168
9. Unifilar subestación MT/AT.....	169
10. Emplazamiento sobre ortofoto.....	170
11. Emplazamiento sobre topografía.....	171

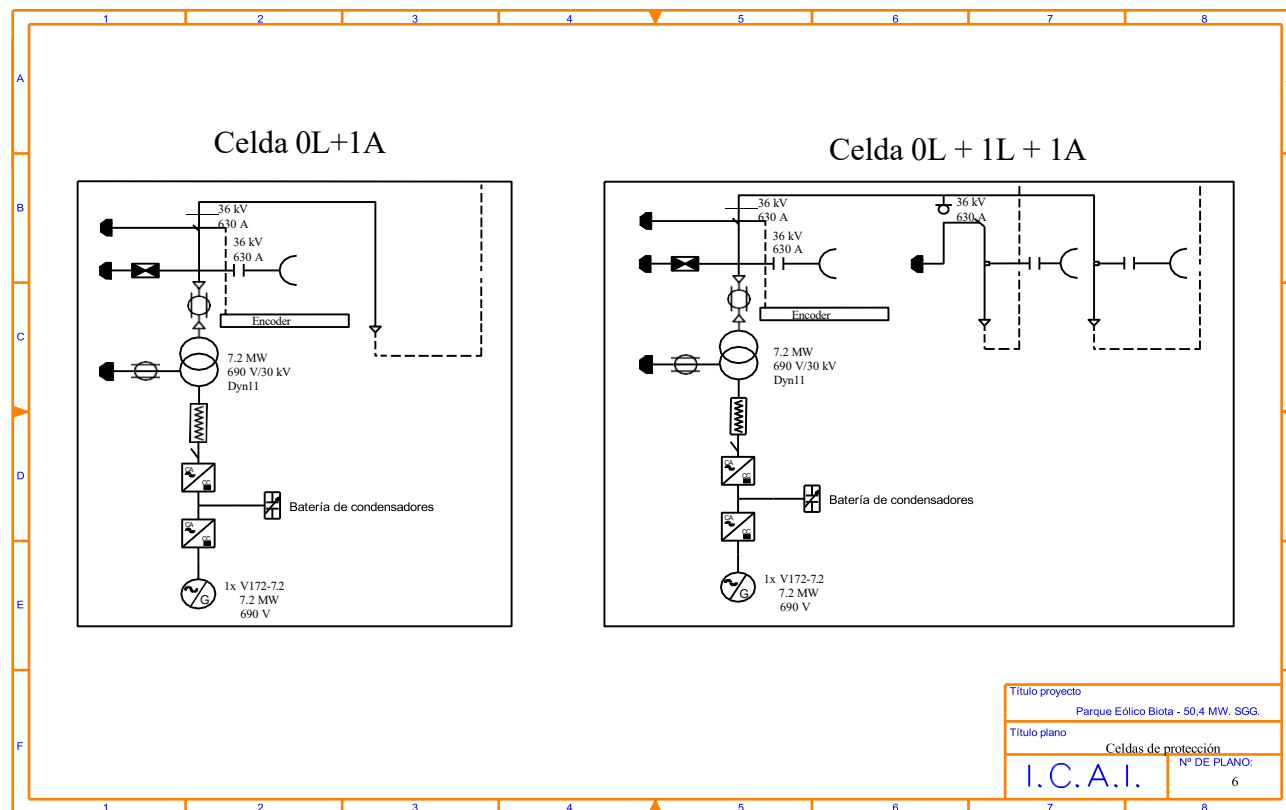


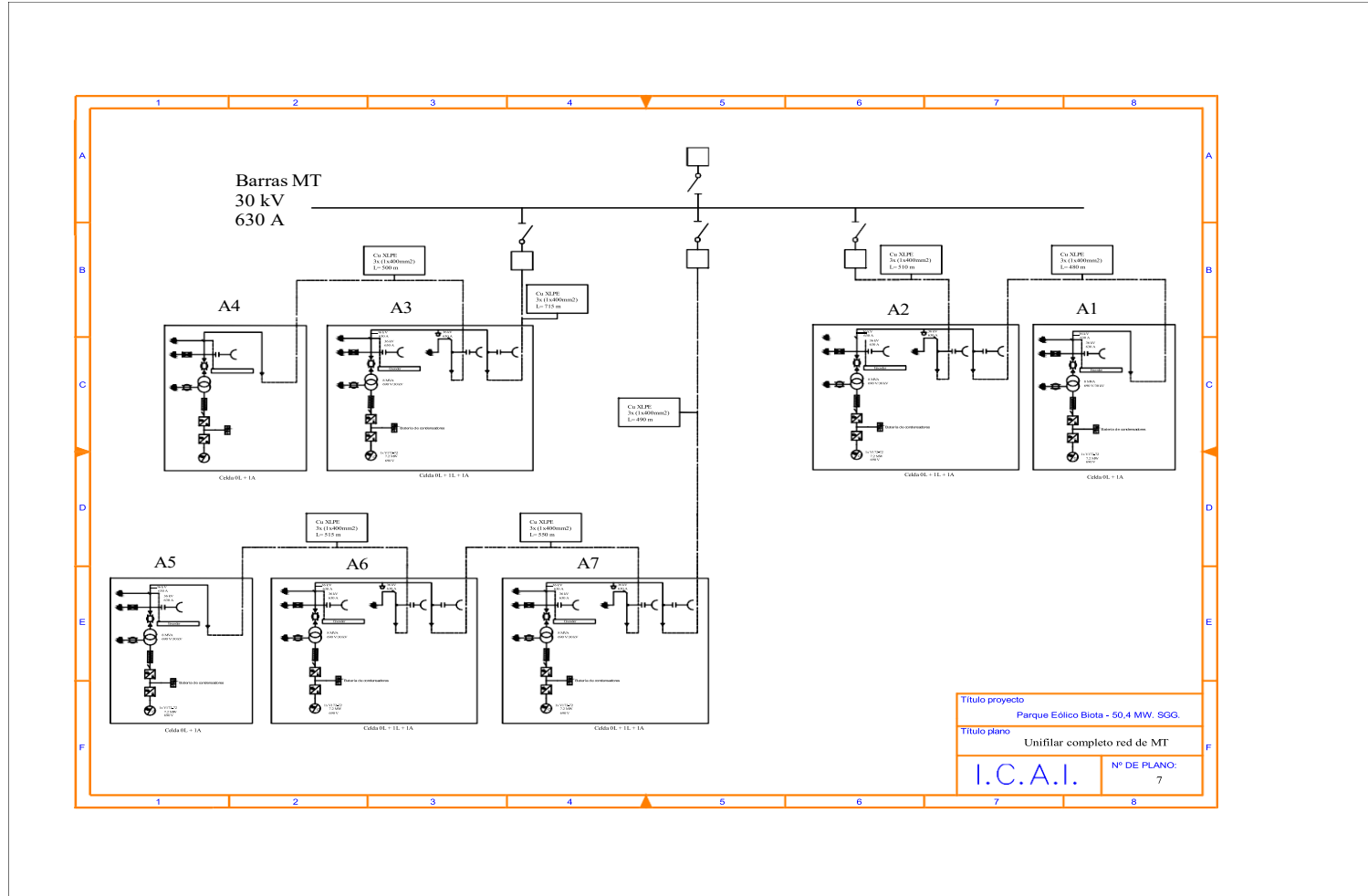


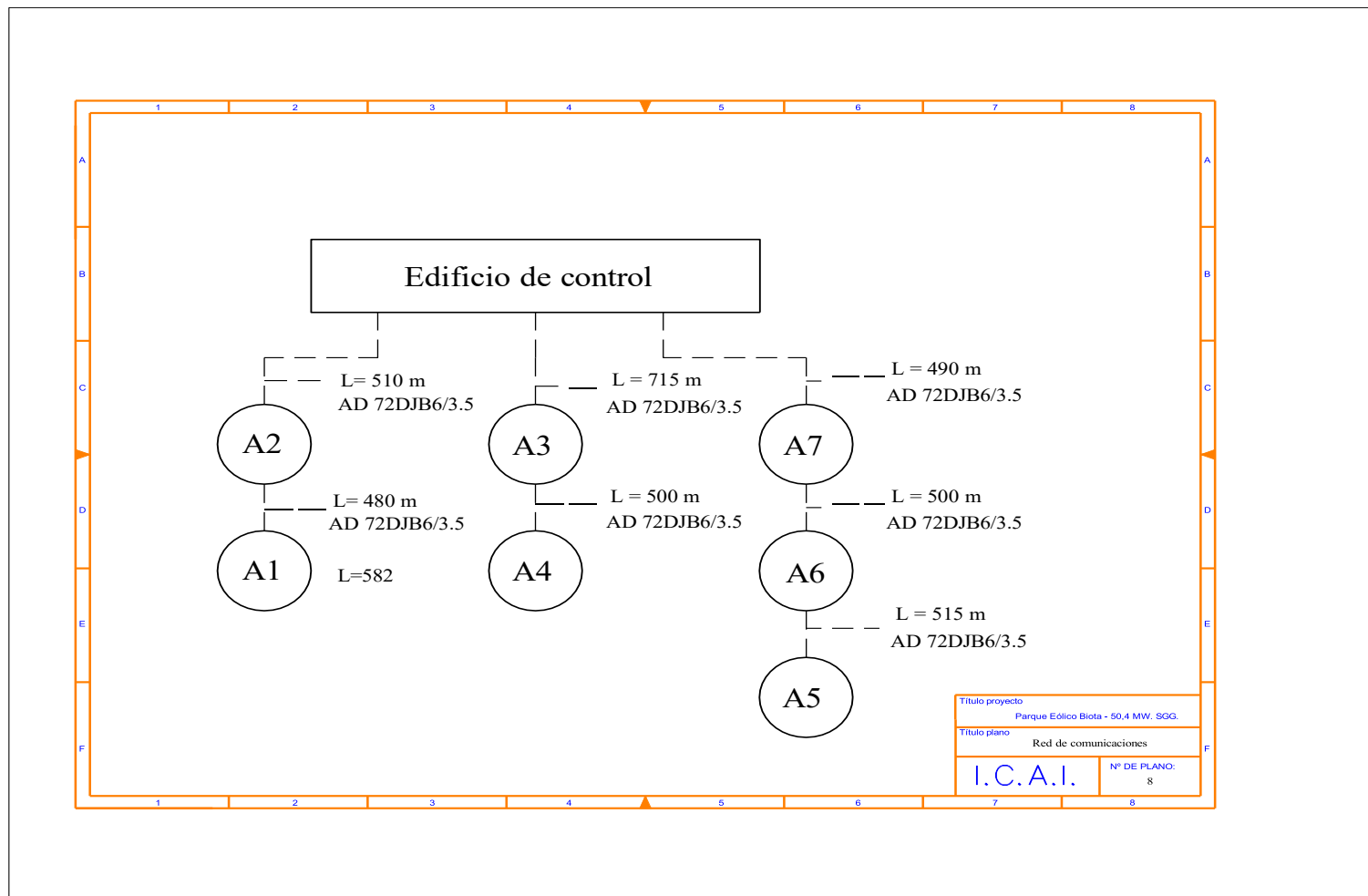


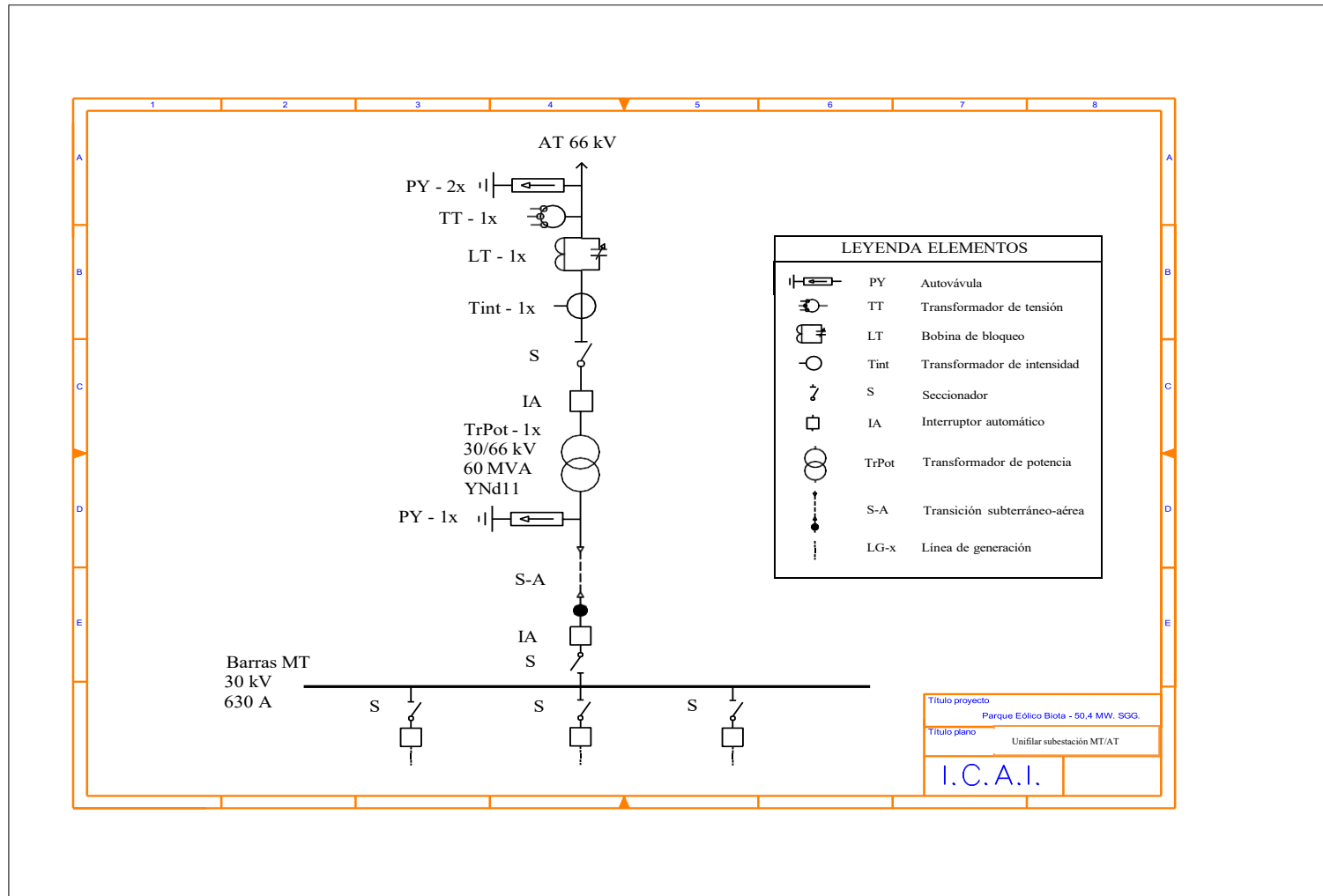


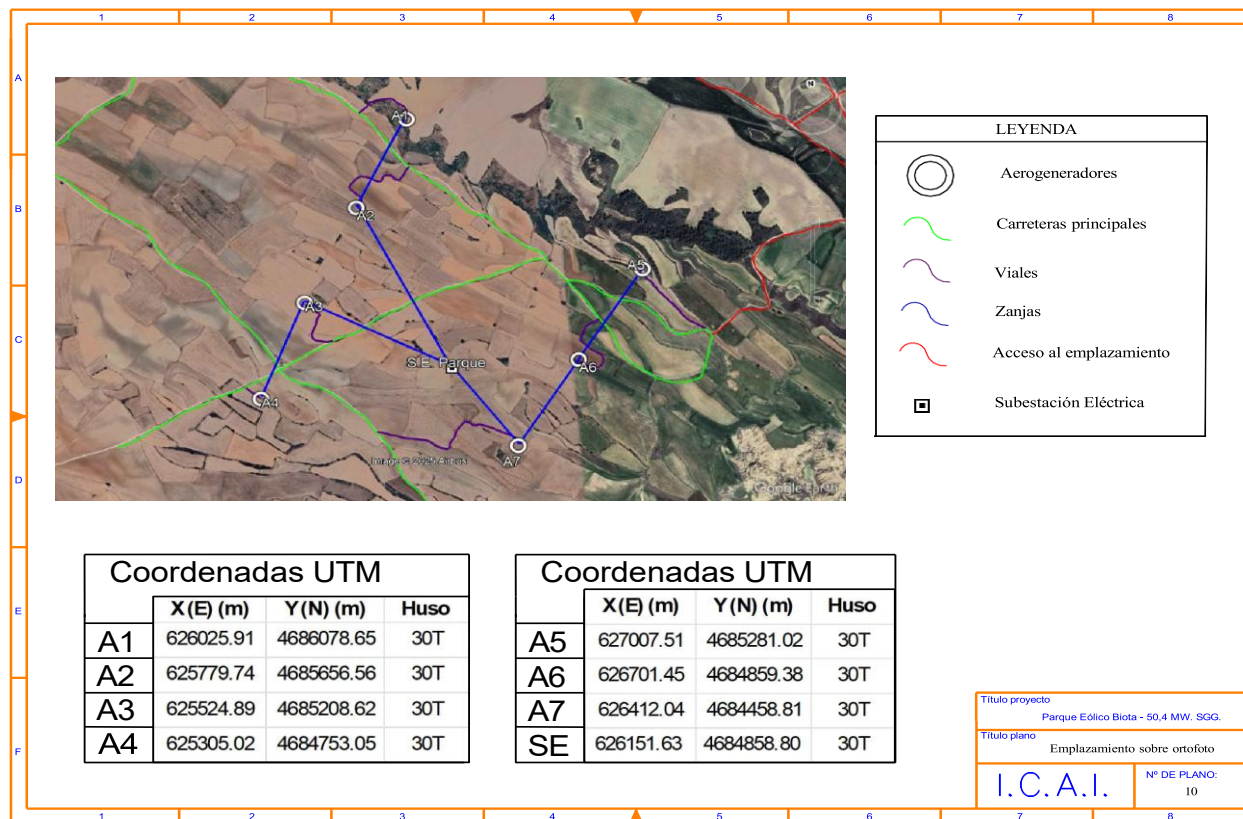


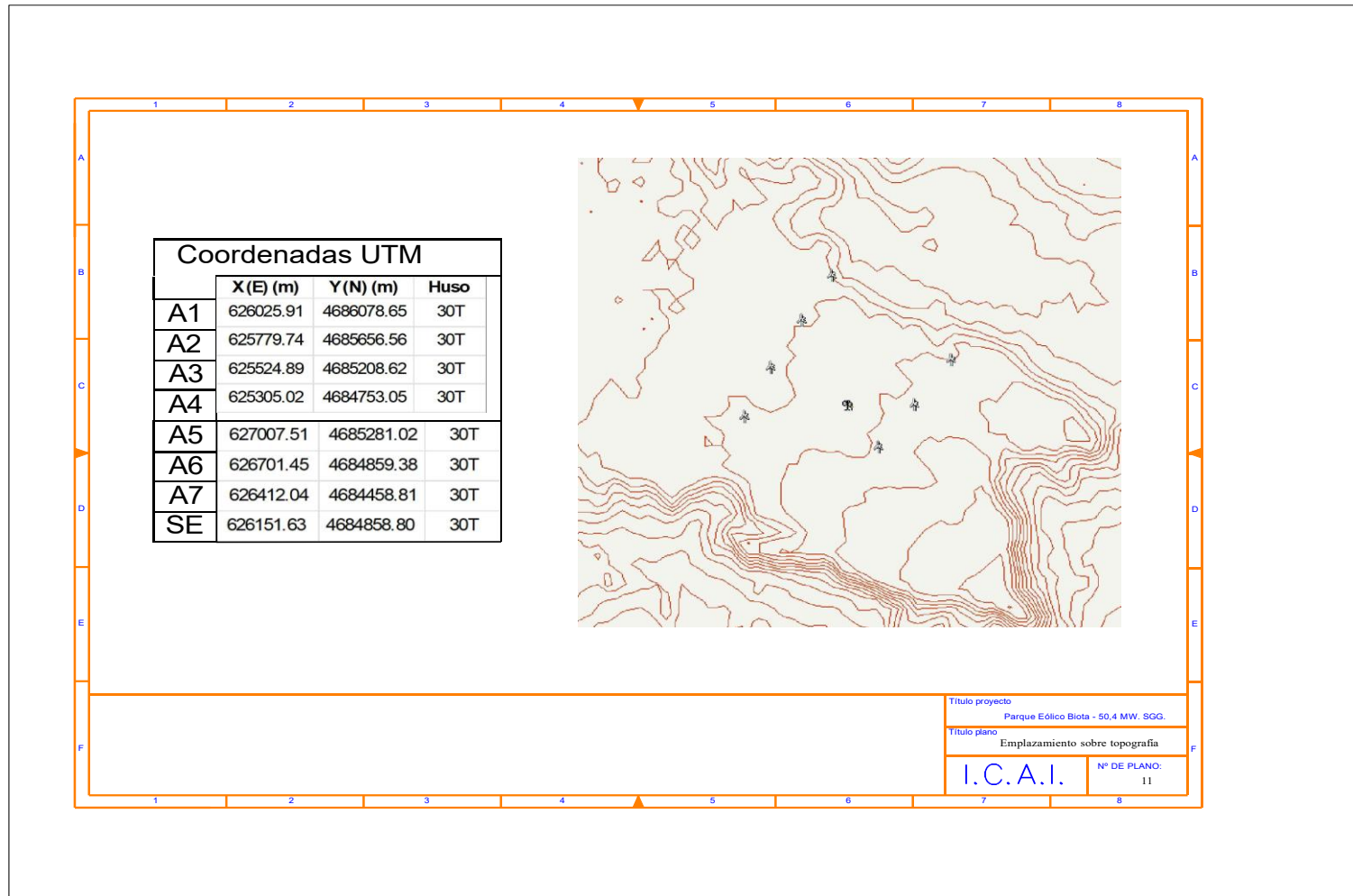












Parte III : PRESUPUESTOS

Índice

1. Obra civil.....	174
2. Infraestructura eléctrica.....	175
3. Aerogeneradores.....	176
4. Costes de procesos de ingeniería.....	176
5. Interconexión red.....	176
6. Resumen.....	177

1. Obra Civil

1. OBRA CIVIL					
Categoría	Concepto	Dimensiones (Long x Anch x Prof) [m]	Área [m ²]	Coste por superficie [€/h ²]	Importe total [€]
Tratado previo del terreno - Limpieza y despeje	Viales existentes	2.790,00	13.950,00	1,05	14.647,50
	Viales nuevos	697,50	3.487,50	1,10	3.836,25
	Edificio de control	15 x 10	150,00	1,05	157,50
	Zanjas con una terna	5.633,38	1.690,01	1,20	2.028,02
	Zanjas con dos ternas	1.126,68	1.014,01	1,35	1.368,91
	Plataformas	15 x 15	1.575,00	1,10	1.732,50
	Cimentaciones	-	3.542,00	1,10	3.896,20
	Total				27.666,88
Adaptación del terreno - Excavaciones	Viales existentes	2790 x 4 x 0,7	7.812,00	3,80	29.685,60
	Viales nuevos	697,5 x 5 x 0,7	2.441,25	4,05	9.887,06
	Zanjas con una terna	5633,38 x 0,30 x 1	1.690,01	8,00	13.520,11
	Zanjas con dos ternas	1.126,68 x 0,90 x 1	1.014,01	8,30	8.416,30
	Plataformas	15 x 15 x 3	4.725,00	8,00	37.800,00
	Cimentaciones	- x - x - 3	10.626,00	4,00	42.504,00
	Total				141.813,07
Adaptación del terreno - Relleno excavaciones y anclajes	Viales existentes	2790 x 4 x 0,3	3.348,00	7,25	24.273,00
	Viales nuevos	697,5 x 5 x 0,3	1.046,25	7,25	7.585,31
	Zanjas con una terna	5633,38 x 0,30 x 1,5	2.535,02	14,15	35.870,55
	Zanjas con dos ternas	1.126,68 x 0,90 x 1,5	1.521,02	14,15	21.522,40
	Cunetas	3.487,5 x 1 x 0,5	1.743,75	2,50	4.359,38
	Plataformas	15 x 15 x 3	4.725,00	15,00	70.875,00
	Cimentaciones	15 x 15 x 3	4.725,00	5,00	23.625,00
	Hormigón	-	4.961,25	90,00	446.512,50
	Total				634.623,14
Construcción cimentaciones y anclajes	Encofrado cimentaciones	-	708,75	64,50	45.714,38
	Juntas construcción	-	472,50	78,25	36.973,13
	Acero cimentaciones	-	840.000 kg	1,35	1.134.000,00
	Sistema anclajes	-	7 uddes	500,00	3.500,00
	Total				1.220.187,50
Obra Civil - Presupuesto Total					1.389.667,45

2. Infraestructura Eléctrica

2. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA					
Categoría	Concepto	Dimensiones (Longitud) [m]	Cantidad [uddes]	Coste por unidad [€/udd] ; [€/m]	Importe total [€]
Red MT	Celdas - 3 x 0L+1A + 4 x 0L + 1L + 1A	-	3 y 4	12.500 €/udd y 15.500 €/udd	99.500,00
	Cables - Cobre desnudo aisl. XLPE 400 mm2	3.710,00	-	25,20	93.492,00
	Total				192.992,00
Comunicaciones	Fibra Óptica - Monomodo Long-Span ADSS	3.710,00		4,50	16.695,00
	Total				16.695,00
Puesta a tierra	Cableado puesta a tierra - Cobre 50 mm2	3.710,00	-	8,75	32.462,50
	Puesta a tierra	-	1,00	20.000 €/udd	20.000,00
	Total				52.462,50
Transformadores - Subestación Eléctrica	Transformador de potencia	-	1,00	1.200.000 €/udd	1.200.000,00
	Transformador de tensión	-	2,00	6.800 €/udd	13.600,00
	Transformador de intensidad	-	2,00	6.800 €/udd	13.600,00
	Total				1.227.200,00
Maniobra y control - Sub. Eléctrica	Interruptor Automático	-	2,00	25.000 €/udd	50.000,00
	Seccionador	-	2,00	18000 €/udd	36.000,00
	Condensadores	-	1,00	20.500 €/udd	20.500,00
	Unidad de control	-	1,00	33.500 €/udd	33.500,00
	Total				140.000,00
Protección y medida - Sub. Eléctrica	Autoválvula	-	2,00	2.500 €/udd	5.000,00
	Bobina bloqueo	-	1,00	8.000 €/udd	8.000,00
	Protecciones adicionales	-	-	45.000 €/udd	45.000,00
	Total				58.000,00
Otros	Edificio de control	-	1,00	180.000 €/udd	180.000,00
	Alumbrado	-	-	20.000 €/udd	20.000,00
	Puesta en marcha	-	1,00	25.000 €/udd	25.000,00
	Total				225.000,00
Infraestructura eléctrica - Presupuesto total					1.912.349,50

3. Aerogeneradores

3. AEROGENERADORES				
Categoría	Concepto	Potencia Instalada [MW]	Coste por unidad [€/MW]	Importe total [€]
Aerogenerador	Modelo Vestas V172-7.2 MWTM	50,40	1.000.000,00	50.400.000,00
Aerogeneradores - Presupuesto total				50.400.000,00

4. Procesos de ingeniería

4. PROCESOS DE INGENIERÍA			
Categoría	Concepto	Coste por unidad [€/udd]	Importe total [€]
Ingeniería- Parque Eólico	Obra Civil, redes de tensión, comunicaciones, S.E.	500.000,00	500.000,00
Contratos	Permisos y licencias	200.000,00	200.000,00
Procesos de calidad	Contratación tercer agente para control de calidad	140.000,00	140.000,00
Procesos de ingeniería - Presupuesto total			840.000,00

5. Interconexión red

5. INTERCONEXIÓN RED				
Categoría		Concepto	Coste por unidad [€/km] ; [€/udd]	Importe total [€]
red eléctrica nacional	Línea de evacuación - 6400 m		85.000 €/km	544.000,00
	Conexión a S.E. Sádaba		500.000 €/udd	500.000,00
Interconexión red - Presupuesto total				1.044.000,00

6. Resumen

PRESUPUESTOS DE EJECUCIÓN - RESUMEN	
Tipo Presupuesto	Importe
Infraestructura eléctrica	1.912.349,50 €
Obra civil	1.389.667,45 €
Aerogeneradores	50.400.000,00 €
CAPEX	53.702.016,95 €
Procesos ingeniería	840.000,00 €
Interconexión red	1.044.000,00 €
CAPEX + OPEX	55.586.016,95 €
Gastos generales (12%)	6.670.322,03 €
Beneficio Industrial (3%)	1.667.580,51 €
PRESUPUESTO TOTAL	63.923.919,50 €

ANEXO I: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Este Anexo recoge el trabajo desarrollado con los cálculos justificativos de las decisiones tomadas en la memoria del proyecto. Estas decisiones han sido, principalmente, selección de equipos eléctricos.

1. Intensidades en la red de MT del parque

La red de MT engloba a todos los circuitos de MT que suministran la energía generada a la subestación eléctrica del parque. Al contar con todos los aerogeneradores idénticos (misma potencia nominal), la intensidad nominal será única en todo el emplazamiento y se calculará de la siguiente forma:

$$P = \sqrt{3} * U * I * \cos(\varphi) \rightarrow I_{MAX} = \frac{P_{nom}}{\sqrt{3} * U * \cos(\varphi)} = \frac{7,2 * 10^6}{\sqrt{3} * 30 * 10^3 * 0,9} = \mathbf{153,96 A}$$

Por lo tanto, no podrá haber más de 4 aerogeneradores en serie en la misma línea de generación, para no superar los 630 A nominales de la celda seleccionada. A pesar de no superar el valor con 4 aerogeneradores, se agruparán en 3 como máximo para no estar cercanos al límite de la celda.

De este modo, la configuración e intensidad que circula en cada tramo de MT resultante es:

Línea generación	Tramo	Distancia (m)	Intensidad máx
1	A1 - A2	480	153,96
1	A2 - SE	510	307,92
1	A4 - A3	500	153,96
1	A3 - SE	715	307,92
2	A5 - A6	515	153,96
2	A6 - A7	500	307,92
2	A7 - SE	490	461,88

Tabla 1. Configuración de la red de MT y sus valores

Una vez se conoce la intensidad máxima circulante por los diferentes tramos de la red de MT del parque, se puede dar comienzo al dimensionamiento de dichos cables.

2. Dimensionamiento de cables de la red de MT

Para el dimensionado de los cables se tienen que cumplir una serie de requisitos establecidos por la norma. La norma básica se recoge en el Reglamento Electrotécnico de baja tensión (REBT), y se complementa con las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC). Los requisitos a tener en cuenta son: intensidad máxima admisible por el conductor, caída de tensión máxima y pérdidas de potencia máximas.

A continuación, se desarrollará cada uno de los requisitos justificando la sección de cable necesaria para cumplir con dicha especificación técnica.

2.1. Intensidad máxima admisible

Existen 3 tipos de material diferentes en conductores donde, a su vez, estos 3 tipos pueden estar formados por cobre o por aluminio. Estos 3 materiales son: EPR (Etileno-Propileno), XLPE (Polietileno Reticulado) y HEPR (Etileno-Propileno de alto modulo). Se selecciona cable de cobre aislado con XLPE, ya que combina una conductividad adecuada, elevados niveles de durabilidad bajo condiciones de MT y mejores prestaciones que con aluminio. A pesar de existir diferencias significativas de corriente en distintos tramos de la red, no se considera la utilización de diferentes secciones de cables al no ser gran cantidad de conductores.

La Tabla 2 muestra las secciones de cable necesarias para soportar cierta corriente máxima de forma permanente con corriente alterna, fundamentada en la normativa ITC-LAT 06. Esta tabla establece dichos valores siempre y cuando se esté en condiciones estándares. Estas condiciones operativas suponen estar con los embarrados a una profundidad de 1 m, temperatura ambiente del terreno 25 °C, temperatura ambiente del aire de 40°C, resistividad térmica media del terreno de 1,5 K.m/W y cables unipolares. Por cada condición del parque que difiera de las condiciones normales, existirá un factor de corrección a aplicar para el cálculo de la sección del conductor.

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

Tabla 2. Intensidad máxima admisible en servicio permanente, con la norma ITC-LAT 06

Se debe seleccionar aquella sección que preste un valor de Intensidad máxima admisible superior al valor máximo de todos los tramos, el cual es de 461,88 A. Por lo tanto, se partirá de una sección de 400 mm², capaces de soportar 520 A de forma permanente.

A continuación, se realizarán los ajustes necesarios aplicando los factores de corrección correspondiente con cada condición de trabajo especificada y justificada.

Para comenzar, la temperatura ambiente del aire es inferior a 40°C, por lo que este será el primer reajuste a realizar. El factor de corrección dependerá de la temperatura máxima de servicio del cable, así como la temperatura máxima ambiente, tal y como muestra la tabla:

Temperatura de servicio θ_s , en °C	Temperatura ambiente θ_a , en °C										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
105	1,21	1,18	1,14	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83
90	1,27	1,23	1,18	1,14	1,10	1,05	1	0,95	0,89	0,84	0,78
70	1,41	1,35	1,29	1,23	1,16	1,08	1	0,91	0,82	0,71	0,58
65	1,48	1,41	1,34	1,27	1,18	1,10	1	0,89	0,78	0,63	0,45

Tabla 3. Factor de corrección por temperatura ambiente

La temperatura máxima de servicio dependerá del tipo de aislamiento seleccionado. Las diferentes condiciones de trabajo se muestran en la siguiente tabla. Se aprecia cómo, para un cable con aislamiento de XLPE, se tiene una temperatura máxima de servicio permanente de 90 °C.

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

Tabla 4. Temperaturas máximas de servicio y de cortocircuito según el tipo de aislamiento

Para conocer la temperatura máxima registrada en el emplazamiento se hará uso de la serie de datos facilitados por Vortex en los últimos 10 años. Del fichero se obtiene que la temperatura máxima ambiente es de $36,4^\circ\text{C}$. Entonces, el factor de corrección a aplicar será la interpolación de los valores con temperaturas máximas ambientales de 35 y 40°C . El resultado de dicha interpolación es: **$F.C._1 = 1,036$**

El segundo factor de corrección a considerar será el correspondiente con la temperatura media del terreno, que difiere del valor estándar de 25°C . La temperatura media del terreno en España suele oscilar entre los 17 y 24°C , por lo que se tomará un valor intermedio de 20°C al no conocer datos concretos del emplazamiento. De este modo, se puede obtener el segundo factor de corrección a considerar con la siguiente tabla:

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

Tabla 5. Factor de corrección debido a la temperatura media del terreno

Por lo tanto, el segundo factor es: **$F.C._2 = 1,04$**

Se prosigue analizando la resistividad del terreno. En este caso, está compuesto por:

- Areniscas, conglomerados, arcillas; calizas y evaporitas
- Gravas, conglomerados, arenas y limos

Se puede estimar la resistividad del terreno gracias a la siguiente tabla:

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

Tabla 6. Resistencia del terreno en función de su naturaleza y grado de humedad

Se puede asemejar al terreno de piedra arenisca, con una resistividad térmica de 2 K.m/W. Por lo tanto, una vez se conoce (o se estima) un valor de la resistividad del terreno y el tipo de instalación presente, se puede determinar el factor de corrección asociado a la resistividad.

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

Se obtiene entonces que: $F.C._3 = 0,92$

El siguiente condicionante a tener en cuenta es la profundidad del embarrado, la cual es de 0,8 m en el proyecto frente al valor de 1 m estándar en la norma. La siguiente tabla recortada muestra el factor de corrección a aplicar en este caso:

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

Tabla 8. Factor de corrección correspondiente a la profundidad del cable soterrado

El factor de corrección correspondiente con la profundidad del cables es: $F.C._4 = 1,03$

Los cables serán unipolares por lo que no se aplicará ninguna corrección por este factor.

Una vez terminados los reajustes debidos a diferentes condiciones de trabajo, se puede determinar la intensidad máxima corregida del cable será la siguiente:

$I_{MAX}^{ADM} (A)$	$F.C_{temp.amb}$	$F.C_{temp.suelo}$	$F.C_{resistividad}$	$F.C_{profundidad}$	$I_{MAX.CORR}^{ADM}(A)$
520	1,036	1,04	0,92	1,03	530,91

Tabla 9. Corrección de la intensidad máxima admisible del conductor

Por lo tanto, bajo el criterio de intensidad máxima admisible, el conductor de cobre con aislamiento XLPE de sección 400 mm^2 cumple con los requisitos.

2.2. Caída de tensión

El segundo criterio a considerar para el dimensionado de cables eléctricos es el de caída de tensión máxima. La caída de tensión en una red trifásica de corriente alterna se puede calcular de las 2 siguientes maneras equivalentes:

$$\Delta V (V) = \frac{P * L}{\gamma * S * U} ; \Delta V = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos(\varphi)}{S * \gamma}$$

Donde cada letra de la ecuación significa lo siguiente:

- ΔV , representa la caída de tensión en el tramo. Se puede expresar en V o en %.
- P , representa la potencia activa nominal del conductor, expresada en W.
- L , representa la longitud del conductor, expresado en m.
- I , representa la intensidad nominal del conductor, expresado en A.
- $\cos(\varphi)$, representa el factor de potencia de la red, asignando un valor de 0,9.
- S , representa la sección del conductor utilizado, expresado en mm².
- γ , representa la conductividad del conductor, expresado en $\frac{m}{\Omega * mm^2}$.

Al ser la línea general de alimentación, la caída de tensión máxima no podrá ser superior al 1% de su valor nominal. Al ser diferente la longitud de cada tramo, así como la intensidad nominal que pueda pasar por él, cada cálculo será independiente de los demás. La siguiente tabla recoge los parámetros de cada tramo y su caída de tensión estimada.

La conductividad del conductor con XLPE y cobre se utilizará: $\gamma_{90^{\circ}C} = 45,49 \frac{m}{\Omega * mm^2}$.

Escenario caídas de tensión

Tramo	L (m)	I (A)	S (mm ²)	cos(φ)	$\gamma \left(\frac{m}{\Omega * mm^2} \right)$	ΔV (V)	ΔV (%)	ΔV total (%)
A1 - A2	480	153,96	400	0,9	45,49	6,33	0,02	0,07
A2 - SE	510	307,92				13,45	0,04	
A4 - A3	500	153,96				6,59	0,02	0,08
A3 - SE	715	307,92				18,86	0,06	
A5 - A6	515	153,96				6,79	0,02	0,13
A6 - A7	500	307,92				13,19	0,04	
A7 - SE	490	461,88				19,39	0,06	

Tabla 10. Caídas de tensión estimadas en cada tramo de la red de MT

Al obtener un valor muy inferior al 1% máximo, los cables se podrían redimensionar disminuyendo su sección basándose únicamente en este criterio de dimensionamiento. Al no suceder lo mismo con la intensidad máxima admisible, no es posible esta reducción.

2.3. Pérdidas de potencia

Para finalizar, el último criterio necesario a tener en cuenta para el dimensionado de cables de una red eléctrica es el de pérdidas de potencia en el transporte. Estas pérdidas se deben principalmente al efecto Joule, que se basa en la disipación de energía en forma de calor debido a la resistencia propia del cable. La resistencia del conductor dependerá de su longitud y sección, y se puede calcular de forma sencilla con la siguiente fórmula:

$$R (\Omega) = \frac{L (m)}{\gamma \left(\frac{m}{\Omega * mm^2} \right) * S (mm^2)}$$

Una vez se conoce la resistencia del conductor en toda su trayectoria, resulta sencillo determinar la potencia de disipación de la red trifásica con la siguiente ecuación:

$$P (W) = 3 * R * I^2$$

A continuación, se muestra el resultado particular de cada tramo en la siguiente tabla:

Escenario pérdidas de potencia

Tramo	L (m)	I (A)	S (mm2)	$\gamma \left(\frac{m}{\Omega * mm^2} \right)$	R (Ω)	P (W)	P total (kW)
A1 - A2	480	0,00			0,0264	1875,87	9,85
A2 - SE	510	0,00			0,0280	7972,45	
A4 - A3	500	0,00			0,0275	1954,03	13,13
A3 - SE	715	0,00	400	45,49	0,0393	11177,06	
A5 - A6	515	0,00			0,0283	2012,65	27,06
A6 - A7	500	0,00			0,0275	7816,13	
A7 - SE	490	0,00			0,0269	17234,56	
50,04							

Tabla 11. Pérdidas por disipación de cada línea de generación

Por lo tanto, se disipan 50 kW de potencia en el parque, lo que equivale a un **0,1%**.

3. Corriente de cortocircuito

Para poder proteger la red ante fallas, es necesario calcular la corriente de cortocircuito para el dimensionamiento de los distintos elementos de la subestación eléctrica. Las fórmulas para el cálculo de la corriente de cortocircuito son:

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} * Z_{cc}} \quad ; \quad I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U}$$

Primero será necesario precisar en qué lado del transformador se pondrán dichas protecciones. Como el objetivo es aislar físicamente las líneas de generación de la subestación del parque, todos los cálculos se realizarán del lado del secundario, que se corresponde con MT (30 kV).

Para la primera ecuación, es necesario precisar el valor de la impedancia de cortocircuito primero. Dicho valor será:

$$Z_{cc} = \frac{Z_{cc \%} * U_{MT}^2}{S_{nom}} = \frac{0,10 * 30.000^2}{60 * 10^6} = 1,5 \, \Omega$$

Por lo tanto, la corriente de cortocircuito en el lado del secundario (MT) será:

$$I_{cc} = \frac{U_{MT}}{\sqrt{3} * Z_{cc}} = \frac{30.000}{\sqrt{3} * 1,5} = \mathbf{11,55 \, kA}$$

Por lo tanto, el seccionar e interruptor automático tendrán que soportar una corriente de 11,55 kA durante un breve período de tiempo en caso de cortocircuito en las líneas de generación.

4. Puesta a tierra

El diseño de puesta a tierra del lado de AT se fundamenta en el Reglamento de Alta tensión, especialmente en la normativa ITC-RAT-13.

La tensión de paso (U_p) hace referencia al gradiente de potencial entre 2 puntos de una superficie,

por cada metro de separación, mientras que el término tensión de contacto (U_c) hace referencia a cuando un humano toca una estructura metálica cargada. Ambos dan lugar a corrientes peligrosas para el operario.

Para el cálculo se toman como referencia los siguientes valores estandarizados:

$$R_{HUMANO} (R_H) = 1.000\Omega \quad ; \quad R_{SUELA} (R_S) = 2.000\Omega$$

La instrucción ITC-LAT 07 facilita información acerca de valores admisibles a los que puede estar expuesto un humano, en función del valor de la corriente y el tiempo expuesto. La siguiente gráfica, con su tabla asociada, muestra la información comentada:

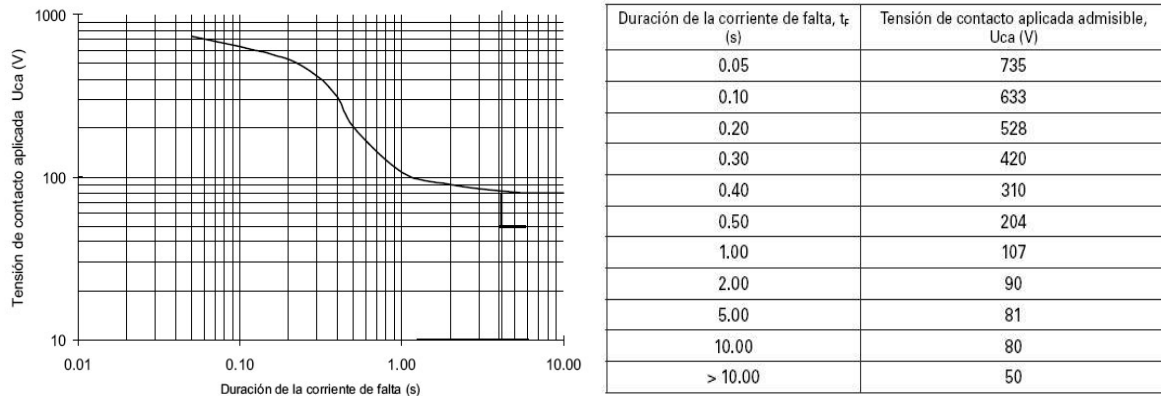


Figura 1. Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada (U_{ca}) en función de la duración de la corriente de falta, ITC-LAT 07

Se estima 1 segundo de tiempo de reacción para que salten las respectivas protecciones, por lo que la tensión de contacto aplicada admisible será de 107 V. A su vez, según indica el BOE en el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITCRAT 01 a 23, se aplicará un factor de 10 veces superior para el cálculo de la tensión de paso admisible.

De esta manera, se obtiene que:

$$U_{PA} = 10 * U_{CA} = \mathbf{1.070\ V}$$

A partir de las tensiones admisibles (de paso y de contacto) definidas, se definen sus respectivas máximas considerando todas las resistencias presentes en el circuito.

$$U_C = U_{CA} * \left(1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 * Z_b} \right)$$

$$U_P = U_{PA} * \left(1 + \frac{2 * R_{a1} + 2 * R_{a2}}{Z_b} \right)$$

De las ecuaciones anteriores, se tiene que:

- U_{CA} : Tensión de contacto admisible (V)
- U_C : Tensión de contacto máxima admisible en el circuito, garantizando seguridad de los operarios (V)
- U_{PA} : Tensión de paso admisible (V)
- U_P : Tensión de paso máxima admisible en el circuito, garantizando seguridad de los operarios (V)
- R_{a1} : Resistencia equivalente de calzado de pie con suela aislante, valor 2000Ω
- R_{a2} : Resistencia a tierra del punto de contacto entre pie y suelo, valor: $R_{a2} = 3 * \rho_s$
- Z_b : Impedancia estandarizada del cuerpo humano, valor 1000Ω
- ρ_s : Resistividad del terreno en zonas próximas a la superficie, valor de tablas

Se comienza analizando la resistividad del terreno, definida en tablas según la instrucción 13 (ITC13) del Reglamento de Alta Tensión (RAT).

Naturaleza del terreno	Resistividad en ohmios.m.
Terrenos pantanosos.	de algunas unidades a 30
Limo.	20 a 100
Humus.	10 a 150
Turba húmeda.	5 a 100
Arcilla plástica.	50
Margas y arcillas compactas.	100 a 200
Margas del jurásico.	30 a 40
Arena arcillosa.	50 a 500
Arena silíceas.	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped.	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo.	1500 a 3000
Calizas blandas.	100 a 300
Calizas compactas.	1000 a 5000
Calizas agrietadas.	500 a 1000
Pizarras.	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo.	800
Granitos y gres procedentes de alteración.	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados.	100 a 600
Hormigón.	2000 a 3000
Basalto o grava.	3000 a 5000

Tabla 12. Resistividad del terreno según la ITC-RAT-13

Tal y como se menciona en el Capítulo 4: Descripción del Emplazamiento de la memoria, el terreno consiste en:

- Areniscas, conglomerados, arcillas; calizas y evaporitas
- Gravas, conglomerados, arenas y limos

Como se debe determinar un valor uniforme para todo el terreno, se tomará un valor promedio del valor indicado para cada uno de los materiales presentes en el terreno, resaltados en rojo. Se decide descartar la presencia de limo y basalto, no tan presentes en el terreno, con el fin de eliminar valores extremos. De este modo, se tiene que:

$$\rho_s = \frac{\rho_{\text{arcilla}} + \rho_{\text{arena arcillosa}} + \rho_{\text{calizas blandas}} + \rho_{\text{calizas compactas}}}{4} = 600 \Omega \cdot m$$

Se ha decidido no considerar tampoco la presencia de calizas agrietadas ni arena silicia, ya que no será muy abundante en la superficie del emplazamiento. Por lo tanto, las tensiones máximas del circuito resultan ser:

$$U_c = U_{CA} * \left(1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 * Z_b}\right) = 107 * \left(1 + \frac{2000 + 3 * 600}{2 * 1000}\right) = 310,3 V$$

$$U_P = U_{PA} * \left(1 + \frac{2 * R_{a1} + 2 * R_{a2}}{Z_b}\right) = 1070 * \left(1 + \frac{2 * 2000 + 2 * 3 * 600}{1000}\right) = 9.202 V$$

Una vez se conocen los valores máximos que no pueden ser superados para garantizar la seguridad de los operarios del parque, se procede a calcular la resistencia del electrodo a instalar en la instalación. Esta resistencia dependerá tanto de su forma y dimensiones como de la resistividad del terreno, y sus fórmulas vienen facilitadas en la siguiente tabla:

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

Tabla 57. Cálculo de la resistencia del electrodo según su naturaleza. Manual TK-PAT, puesta a tierra

El tipo de electrodo más conveniente para la puesta a tierra de un parque eólico es una malla de tierra formada por conductores enterrados horizontalmente, conectado los aerogeneradores con la subestación. Se realizará una conexión en anillo alrededor de cada aerogenerador, enlazado a las zapatas de hormigón. La puesta a tierra se realizará con un conductor desnudo de cobre de sección 50 mm², enterrado a 0,7 m en las zanjas existentes de MT.

La subestación eléctrica del parque tendrá unas dimensiones de 20 m tanto de ancho como de largo, con un área total de 400 m². Se utilizarán cuadrículas de 5x5 m para formar la malla de tierra de la subestación. Por lo tanto, habrá 5 conductores a lo largo y 5 a lo ancho.

A continuación, se realizará el cálculo de todos los parámetros necesarios para determinar la resistencia del electrodo de la malla de tierra. Cada elemento a determinar es:

- r : radio de un círculo equivalente a la superficie cubierta por la malla [m]
- ρ : resistividad del terreno [$\Omega \cdot m$], en este caso de 600 $\Omega \cdot m$
- L : longitud total de los conductores enterrados [m]

La fórmula a seguir para determinar la resistencia del electrodo de la malla de tierra es:

$$R = \frac{\rho}{4 * r} + \frac{\rho}{L}$$

Donde cada parámetro toma un valor de:

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{20 * 20}{\pi}} = 11,28 \text{ m}$$

$$L = 5 * 20 + 5 * 20 = 200 \text{ m}$$

Por lo tanto, se obtiene que: $R = \frac{\rho}{4 * r} + \frac{\rho}{L} = \frac{600}{4 * 11,28} + \frac{600}{200} = \mathbf{16,29 \Omega}$

Una vez se conoce la resistencia del electrodo de la malla, se procede a realizar el cálculo de las picas soterradas. Se comienza por una red de puesta a tierra sencilla, formada por 4 picas de 2 metros de profundidad. Para el cálculo de la corriente de defectos y, por consiguiente,

las tensiones de paso y contacto seguras, se utilizarán las siguientes fórmulas. Para el cálculo de la resistencia del neutro y del electrodo se hará uso de la siguiente tabla:

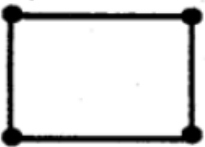
CONFIGURACION	L_p (m)	RESISTENCIA K_r	TENSION DE PASO K_p	TENSION DE CONTACTO EXT $K_c = K_p(\text{acc})$	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin picas	-	0.098	0.0142	0.0577	50-50/8/00
4 picas 	2	0.077	0.0122	0.0379	50-50/8/42
	4	0.065	0.0099	0.0283	50-50/8/44
	6	0.056	0.0083	0.0223	50-50/8/46
	8	0.049	0.0071	0.0184	50-50/8/48
8 picas 	2	0.069	0.0109	0.0313	50-50/8/82
	4	0.055	0.0083	0.0208	50-50/8/84
	6	0.047	0.0067	0.0153	50-50/8/86
	8	0.040	0.0055	0.0120	50-50/8/88

Tabla 13. Configuración de las picas de la malla de tierra

El criterio seguido en el dimensionado de la red de puesta a tierra es asegurar una resistencia total del sistema inferior a 5Ω , tal y como recomiendan las especificaciones técnicas de operadores eléctricos como REE e Iberdrola. Este valor es una referencia ampliamente aceptada en proyectos de media y alta tensión para garantizar la rápida actuación de las protecciones y mantener las tensiones de contacto y paso dentro de los valores límite establecidos por la norma UNE-HD 60364-4-41 y la UNE 21186.

Con esa disposición inicial se tiene que:

$$R_{PICA} = \frac{\rho}{2 * L_p} = \frac{600}{2 * 2} = 150 \Omega$$

$$R_{electrodo} = K_r * \rho = 0,077 * 600 = 46,2 \Omega$$

La resistencia total en ese caso es:

$$\frac{1}{R_{total}} = \frac{1}{R_{malla}} + n * \frac{1}{R_{PICA}} = \frac{1}{16,29} + 4 * \frac{1}{150} = 11,36 \Omega > 5 \Omega \rightarrow \text{NO VÁLIDO}$$

Se redimensiona el número de picas. En este caso, se prueba con 8 picas de 4 metros de longitud. Ahora se tiene que:

$$R_{PICA} = \frac{\rho}{2 * L_p} = \frac{600}{2 * 4} = 75 \Omega$$

$$R_{electrodo} = K_r * \rho = 0,055 * 600 = 33 \Omega$$

Obteniendo entonces:

$$\frac{1}{R_{total}} = \frac{1}{R_{malla}} + n * \frac{1}{R_{PICA}} = \frac{1}{16,29} + 8 * \frac{1}{75} = 5,95 \Omega > 5 \Omega \rightarrow \text{NO VÁLIDO}$$

Se vuelve a redimensionar incrementando la longitud de las picas a 6 m.

$$R_{PICA} = \frac{\rho}{2 * L_p} = \frac{600}{2 * 6} = 50 \Omega$$

$$R_{electrodo} = K_r * \rho = 0,047 * 600 = 28,2 \Omega$$

$$\frac{1}{R_{total}} = \frac{1}{R_{malla}} + n * \frac{1}{R_{PICA}} = \frac{1}{16,29} + 8 * \frac{1}{50} = 4,52 \Omega < 5 \Omega \rightarrow \text{VÁLIDO}$$

Una vez obtenida una resistencia total inferior a 5 Ω , se procede a calcular la intensidad de defecto y las tensiones máximas admisibles seguras.

$$I_d = \frac{U_{fase}}{R_{malla} + R_{pica} + R_{electrodo}} = \frac{\frac{30 \text{ kV}}{\sqrt{3}}}{16,29 + 50 + 28,2} = 183,3 \text{ A}$$

$$U_C = I_d * k_c * \rho = 183,3 * 0,0153 * 100 = 280,45 \text{ V} < 310,3 \rightarrow \text{VÁLIDO}$$

$$U_P = I_d * k_p * \rho = 1.621,15 \text{ V} < 9.202 \rightarrow \text{VÁLIDO}$$

Por lo tanto, con una malla de tierra de 20x20 m, con conductos a lo largo y a lo ancho cada 5 m, y con 8 picas de 6 metros de profundidad, se tiene una red de puesta a tierra segura para los operarios en caso de existir defectos en la instalación.

ANEXO II: ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

Precio PPA (€/MWh)		Potencia Total (MW)		Energía a red (MWh/año)		Equity : Ke		Deuda : Kd		Vida útil	Periodo Amortización		Impuesto de sociedades																									
55		59.48		175.584.50		28%; 18%		80%; 5%		25 años	20 años		25%																									
Precio casación promedio anual del mercado spot		44.14 €	44.56 €	44.97 €	45.38 €	45.79 €	46.21 €	46.62 €	47.03 €	47.45 €	47.86 €	48.27 €	48.68 €	49.10 €	49.51 €	49.92 €	50.34 €	50.75 €	51.16 €	51.58 €	51.99 €	52.40 €	52.81 €	53.23 €	53.64 €	54.05 €												
CASO 1 - Venta al mercado spot			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24											
Parámetro		Unidad																																				
Capacidad		MW	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4										
Cuenta Pérdidas y Ganancias	Ingresos - Spot Market	€	7.750.809 €	7.823.308 €	7.895.807 €	7.968.306 €	8.040.804 €	8.113.303 €	8.185.802 €	8.258.301 €	8.330.800 €	8.403.299 €	8.475.797 €	8.548.296 €	8.620.795 €	8.693.294 €	8.765.793 €	8.838.292 €	8.910.790 €	8.983.289 €	9.055.788 €	9.128.287 €	9.200.786 €	9.273.285 €	9.345.784 €	9.418.282 €	9.490.781 €											
	Ingresos - PPA	€	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €										
	Ingresos totales	€	7.750.809 €	7.823.308 €	7.895.807 €	7.968.306 €	8.040.804 €	8.113.303 €	8.185.802 €	8.258.301 €	8.330.800 €	8.403.299 €	8.475.797 €	8.548.296 €	8.620.795 €	8.693.294 €	8.765.793 €	8.838.292 €	8.910.790 €	8.983.289 €	9.055.788 €	9.128.287 €	9.200.786 €	9.273.285 €	9.345.784 €	9.418.282 €	9.490.781 €											
	Costes de Explotación (OPEX)	€	-2.294.094 €	-860.285 €	-877.491 €	-895.041 €	-912.942 €	-931.200 €	-949.824 €	-968.821 €	-988.197 €	-1.007.961 €	-1.028.121 €	-1.048.683 €	-1.069.657 €	-1.091.050 €	-1.112.871 €	-1.135.128 €	-1.157.831 €	-1.180.987 €	-1.204.607 €	-1.228.699 €	-1.253.273 €	-1.278.339 €	-1.303.905 €	-1.329.983 €	-1.356.563 €											
	Impuesto generación	€	-542.557 €	-547.632 €	-552.706 €	-557.781 €	-562.856 €	-567.931 €	-573.006 €	-578.081 €	-583.156 €	-588.231 €	-593.306 €	-598.381 €	-603.456 €	-608.531 €	-613.606 €	-618.680 €	-623.755 €	-628.830 €	-633.905 €	-638.980 €	-644.055 €	-649.130 €	-654.205 €	-659.280 €	-664.355 €											
	Amortización	€	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €	-3.196.196 €										
Beneficio antes de Impuestos		€	1.717.962 €	3.219.195 €	3.269.413 €	3.319.287 €	3.368.811 €	3.417.976 €	3.466.776 €	3.515.203 €	3.563.250 €	3.610.910 €	3.658.175 €	3.705.037 €	3.751.487 €	3.797.518 €	3.843.121 €	3.888.287 €	3.933.008 €	3.977.276 €	4.021.080 €	4.064.412 €	7.303.458 €	7.345.816 €	7.387.673 €	7.429.019 €	7.469.843 €											
Free Cash Flow	Beneficio antes de Impuestos	€	1.717.962 €	3.219.195 €	3.269.413 €	3.319.287 €	3.368.811 €	3.417.976 €	3.466.776 €	3.515.203 €	3.563.250 €	3.610.910 €	3.658.175 €	3.705.037 €	3.751.487 €	3.797.518 €	3.843.121 €	3.888.287 €	3.933.008 €	3.977.276 €	4.021.080 €	4.064.412 €	7.303.458 €	7.345.816 €	7.387.673 €	7.429.019 €	7.469.843 €											
	Impuesto de sociedades	€	-429.491 €	-804.799 €	-817.353 €	-829.822 €	-842.203 €	-854.494 €	-866.694 €	-878.801 €	-890.813 €	-902.728 €	-914.544 €	-926.259 €	-937.872 €	-949.379 €	-960.780 €	-972.072 €	-983.252 €	-994.319 €	-1.005.270 €	-1.016.103 €	-1.025.864 €	-1.035.454 €	-1.044.918 €	-1.054.255 €	-1.063.466 €											
	Amortización	€	3.196.196 €	3.196.196 €	3.196.196 €	3.196.196 €	3.196.196 €	3.196.196 €	3.196.196 €	3.196.196 €	3.196.196 €	3.196.196 €	3.196.196 €	3.196.196 €	3.196.196 €	3.196.196 €	3.196.196 €	3.196.196 €	3.196.196 €	3.196.196 €	3.196.196 €	3.196.196 €	3.196.196 €	3.196.196 €	3.196.196 €	3.196.196 €	3.196.196 €											
	DEPREX CAPEX	€	-1.000.000 €	-42.923.919 €	-42.923.919 €	-42.923.919 €	-42.923.919 €	-42.923.919 €	-42.923.919 €	-42.923.919 €	-42.923.919 €	-42.923.919 €	-42.923.919 €	-42.923.919 €	-42.923.919 €	-42.923.919 €	-42.923.919 €	-42.923.919 €	-42.923.919 €	-42.923.919 €	-42.923.919 €	-42.923.919 €	-42.923.919 €	-42.923.919 €	-42.923.919 €	-42.923.919 €	-42.923.919 €											
	Inversión en NOF (7%)	€	-542.557 €	-547.632 €	-552.706 €	-557.781 €	-562.856 €	-567.931 €	-573.006 €	-578.081 €	-583.156 €	-588.231 €	-593.306 €	-598.381 €	-603.456 €	-608.531 €	-613.606 €	-618.680 €	-623.755 €	-628.830 €	-633.905 €	-638.980 €	-644.055 €	-649.130 €	-654.205 €	-659.280 €	-664.355 €											
Free Cash Flow		€	-63.923.919 €	3.942.111 €	5.062.961 €	5.095.549 €	5.127.880 €	5.159.948 €	5.191.746 €	5.223.271 €	5.254.517 €	5.285.478 €	5.316.148 €	5.346.522 €	5.376.593 €	5.406.355 €	5.435.804 €	5.464.931 €	5.493.731 €	5.522.197 €	5.550.323 €	5.578.101 €	5.605.525 €	4.833.538 €	4.860.232 €	4.886.550 €	4.912.485 €	4.938.028 €										
Indicadores financieros																																						
TIR		%	6.30%																																			
VAN		€	8.363.744 €																																			
Periodo retorno (PR)		Años	10.5																																			
Cálculo VAN, TIR, PR para accionista																																						
Deuda	Préstamos a amortizar	€	51.139.136 €																																			
	Cuota Anual	€	5.113.914 €	4.986.066 €	4.858.218 €	4.730.370 €	4.602.522 €	4.474.674 €	4.346.827 €	4.218.979 €	4.091.131 €	3.963.283 €	3.835.435 €	3.707.587 €	3.579.739 €	3.451.892 €	3.324.044 €	3.196.196 €	3.068.348 €	2.940.500 €	2.812.652 €	2.684.805 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €											
	Amortización del préstamo	€	2.556.957 €	2.556.957 €	2.556.957 €	2.556.957 €	2.556.957 €	2.556.957 €	2.556.957 €	2.556.957 €	2.556.957 €	2.556.957 €	2.556.957 €	2.556.957 €	2.556.957 €	2.556.957 €	2.556.957 €	2.556.957 €	2.556.957 €	2.556.957 €	2.556.957 €	2.556.957 €	2.556.957 €	2.556.957 €	2.556.957 €	2.556.957 €	2.556.957 €											
	Deuda pendiente a amortizar	€	51.139.136 €	48.582.179 €	46.025.222 €	43.468.265 €	40.911.308 €	38.354.352 €	35.797.395 €	33.240.438 €	30.683.481 €	28.126.525 €	25.569.568 €	23.012.611 €	20.455.654 €	17.898.697 €	15.341.741 €	12.784.784 €	10.227.827 €	7.670.870 €	5.113.914 €	2.556.957 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €										
Intereses		€	2.556.957 €	2.429.109 €	2.301.261 €	2.173.413 €	2.045.565 €	1.917.718 €	1.789.870 €	1.662.022 €	1.534.174 €	1.406.326 €	1.278.478 €	1.150.631 €	1.022.783 €	894.935 €	767.087 €	639.239 €	511.391 €	383.544 €	255.696 €	127.848 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €										
Flujo de caja para la deuda	Préstamo	€	51.139.136 €																																			
	Intereses	€	-2.556.957 €	-2.429.109 €	-2.301.261 €	-2.173.413 €	-2.045.565 €	-1.917.718 €	-1.789.870 €	-1.662.022 €	-1.534.174 €	-1.406.326 €	-1.278.478 €	-1.150.631 €	-1.022.783 €	-894.935 €	-767.087 €	-639.239 €	-511.391 €	-383.544 €	-255.696 €	-127.848 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €										
	Amortización préstamo	€	-2.556.957 €	-2.556.957 €	-2.556.957 €	-2.556.957 €	-2.556.957 €	-2.556.957 €	-2.556.957 €	-2.556.957 €	-2.556.957 €	-2.556.957 €	-2.556.957 €	-2.556.957 €	-2.556.957 €	-2.556.957 €	-2.556.957 €	-2.556.957 €	-2.556.957 €	-2.556.957 €	-2.556.957 €	-2.556.957 €	-2.556.957 €	-2.556.957 €	-2.556.957 €	-2.556.957 €	-2.556.957 €											
	Flujo caja para la Deuda	€	51.139.136 €	-4.474.674 €	-4.378.788 €	-4.282.903 €	-4.187.017 €	-4.091.131 €	-3.995.245 €	-3.899.359 €	-3.803.473 €	-3.707.587 €	-3.611.701 €	-3.515.816 €	-3.419.930 €	-3.324.044 €	-3.228.158 €	-3.132.272 €	-3.036.386 €	-2.940.500 €	-2.844.614 €	-2.748.729 €	-2.652.843 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €									
Cash Flow para Accionista	Free Cash Flow	€	-63.923.919 €	3.942.111 €	5.062.961 €	5.095.549 €	5.127.880 €	5.159.948 €	5.191.746 €	5.223.271 €	5.254.517 €	5.285.478 €	5.316.148 €	5.346.522 €	5.376.593 €	5.406.355 €	5.435.804 €	5.464.931 €	5.493.731 €	5.522.197 €	5.550.323 €	5.578.101 €	5.605.525 €	4.833.538 €	4.860.232 €	4.886.550 €	4.912.485 €	4.938.028 €										
	Flujo de caja de la deuda	€	51.139.136 €	-4.474.674 €	-4.378.788 €	-4.282.903 €	-4.187.017 €	-4.091.131 €	-3.995.245 €	-3.899.359 €	-3.803.473 €	-3.707.587 €	-3.611.701 €	-3.515.816 €	-3.419.930 €	-3.324.044 €	-3.228.158 €	-3.132.272 €	-3.036.386 €	-2.940.500 €	-2.844.614 €	-2.748.729 €	-2.652.843 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €									
Cash Flow para Accionista		€	-12.784.784 €	-332.563 €	684.172 €	812.647 €	940.863 €	1.068.817 €	1.196.501 €	1.323.912 €	1.451.044 €	1.577.891 €	1.704.445 €	1.830.706 €	1.956.663 €	2.082.312 €	2.207.645 €	2.332.659 €	2.457.345 €	2.581.697 €	2.705.708 €	2.829.372 €	2.952.682 €	4.833.538 €	4.860.232 €	4.886.550 €	4.912.485 €	4.938.028 €										
Indicadores financieros	TIR	%	10.46%																																			
	VAN	€	694.137 €																																			
	Periodo Retorno (PR)	Años	10.4																																			

				0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24			
CASO 2: PPA "As Produced" - Precio fijo																															
Parametro		Unidad																													
Capacidad		MW																													
Cuenta Pérdidas y Ganancias	Ingresos - Spot Market (20%)	€	1.550.162	1.564.662	1.579.161	1.593.661	1.608.161	1.622.661	1.637.160	1.651.660	1.666.160	1.680.660	1.695.159	1.709.659	1.724.159	1.738.659	1.753.159	1.767.658	1.782.158	1.796.658	1.811.158	1.825.657	1.840.157	1.854.657	1.869.157	1.883.656	1.898.156				
	Ingresos - PPA (80%)	€	7.725.718	7.725.718	7.725.718	7.725.718	7.725.718	7.725.718	7.725.718	7.725.718	7.725.718	7.725.718	7.725.718	7.725.718	7.725.718	7.725.718	7.725.718	7.725.718	7.725.718	7.725.718	7.725.718	7.725.718	7.725.718	7.725.718	7.725.718	7.725.718	7.725.718				
	Ingresos totales	€	9.275.880	9.290.380	9.304.879	9.319.379	9.333.879	9.348.379	9.362.878	9.377.378	9.391.878	9.406.378	9.420.877	9.435.377	9.449.877	9.464.377	9.478.877	9.493.376	9.507.876	9.522.376	9.536.876	9.551.375	9.565.875	9.580.375	9.594.875	9.609.374	9.623.874				
	Costes de Explotación (OPEX)	€	-2.294.094	-860.285	-877.491	-895.041	-912.942	-931.200	-949.824	-968.821	-988.197	-1.007.961	-1.028.121	-1.048.683	-1.069.637	-1.091.050	-1.112.871	-1.135.128	-1.157.831	-1.180.987	-1.204.607	-1.228.699	-1.253.273	-1.278.339	-1.303.905	-1.329.983	-1.356.583				
	Impuesto generación	€	-542.357	-547.632	-552.706	-557.781	-562.856	-567.931	-573.006	-578.081	-583.156	-588.231	-593.306	-598.381	-603.456	-608.531	-613.605	-618.680	-623.755	-628.830	-633.905	-638.980	-644.055	-649.130	-654.205	-659.280	-664.355				
	Amortización	€	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196				
	Beneficio antes de Impuestos	€	3.243.033	4.686.267	4.678.486	4.670.361	4.661.885	4.653.051	4.643.852	4.634.280	4.624.329	4.613.990	4.603.255	4.592.118	4.580.569	4.568.601	4.556.204	4.543.372	4.530.094	4.516.362	4.502.167	4.487.500	7.668.547	7.652.906	7.636.764	7.620.111	7.602.936				
Free Cash Flow	Beneficio antes de Impuestos	€	3.243.033	4.686.267	4.678.486	4.670.361	4.661.885	4.653.051	4.643.852	4.634.280	4.624.329	4.613.990	4.603.255	4.592.118	4.580.569	4.568.601	4.556.204	4.543.372	4.530.094	4.516.362	4.502.167	4.487.500	7.668.547	7.652.906	7.636.764	7.620.111	7.602.936				
	Impuesto de sociedades	€	-810.758	-1.171.567	-1.169.621	-1.167.590	-1.165.471	-1.163.263	-1.160.963	-1.158.570	-1.156.082	-1.153.497	-1.150.814	-1.148.029	-1.145.142	-1.142.150	-1.139.051	-1.135.843	-1.132.524	-1.129.091	-1.125.542	-1.121.875	-1.917.137	-1.913.227	-1.909.191	-1.905.028	-1.900.784				
	Amortización	€	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	3.196.196	0	0	0	0	0				
	DEUX	€	-1.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
	CAPEX	€	-42.923.919	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
	Inversión en NOF (7%)	€	-649.312	-650.327	-651.342	-652.357	-653.372	-654.387	-655.401	-656.416	-657.431	-658.446	-659.461	-660.476	-661.491	-662.506	-663.521	-664.536	-665.551	-666.566	-667.581	-668.596	-669.611	-670.626	-671.641	-672.656	-673.671				
	Free Cash Flow	€	-63.923.919	4.979.159	6.060.570	6.053.719	6.046.610	6.039.238	6.031.598	6.023.683	6.015.490	6.007.011	5.998.242	5.989.176	5.979.808	5.970.131	5.960.140	5.949.828	5.939.189	5.928.215	5.916.901	5.905.240	5.893.225	5.081.799	5.069.054	5.055.932	5.042.427				
Indicadores financieros	TIR	%	7,71%																												
	VAN	€	17.242.078																												
Período retorno (PR)		Años	9,8																												
Cálculo VAN, TIR, PR para accionista																															
Deuda	Préstamos a amortizar	€	51.139.136																												
	Coste Anual	€	5.113.914	4.986.066	4.858.218	4.730.370	4.602.522	4.474.674	4.346.827	4.218.979	4.091.131	3.963.283	3.835.435	3.707.587	3.579.739	3.451.892	3.324.044	3.196.196	3.068.348	2.940.500	2.812.652	2.684.805	0	0	0	0	0				
	Amortización del préstamo	€	2.556.957	2.556.957	2.556.957	2.556.957	2.556.957	2.556.957	2.556.957	2.556.957	2.556.957	2.556.957	2.556.957	2.556.957	2.556.957	2.556.957	2.556.957	2.556.957	2.556.957	2.556.957	2.556.957	2.556.957	0	0	0	0	0				
	Deuda pendiente a amortizar	€	51.139.136	48.582.179	46.025.222	43.468.265	40.911.308	38.354.352	35.797.395	33.240.438	30.683.481	28.126.525	25.569.568	23.012.611	20.455.654	17.898.697	15.341.741	12.784.784	10.227.827	7.670.870	5.113.914	2.556.957	0	0	0	0	0				
Intereses	€	2.556.957	2.429.109	2.301.261	2.173.413	2.045.565	1.917.718	1.789.870	1.662.022	1.534.174	1.406.326	1.278.478	1.150.631	1.022.783	894.935	767.087	639.239	511.391	383.544	255.696	127.848	0	0	0	0	0					
Flujo de caja para la deuda	Préstamo	€	51.139.136																												
	Intereses	€	-2.556.957	-2.429.109	-2.301.261	-2.173.413	-2.045.565	-1.917.718	-1.789.870	-1.662.022	-1.534.174	-1.406.326	-1.278.478	-1.150.631	-1.022.783	-894.935	-767.087	-639.239	-511.391	-383.544	-255.696	-127.848	0	0	0	0	0				
	Amortización préstamo	€	-2.556.957	-2.556.957	-2.556.957	-2.556.957	-2.556.957	-2.556.957	-2.556.957	-2.556.957	-2.556.957	-2.556.957	-2.556.957	-2.556.957	-2.556.957	-2.556.957	-2.556.957	-2.556.957	-2.556.957	-2.556.957	-2.556.957	-2.556.957	0	0	0	0	0				
	Impuesto sobre intereses	€	639.239	607.277	575.315	543.353	511.391	479.429	447.467	415.505	383.544	351.582	319.620	287.658	255.696	223.734	191.772	159.810	127.848	95.886	63.924	31.962	0	0	0	0	0				
Flujo Caja para la Deuda	€	51.139.136	-4.474.674	-4.378.788	-4.282.903	-4.187.017	-4.091.131	-3.995.245	-3.899.359	-3.803.473	-3.707.587	-3.611.701	-3.515.816	-3.419.930	-3.324.044	-3.228.158	-3.132.272	-3.036.386	-2.940.500	-2.844.614	-2.748.729	-2.652.843	0	0	0	0	0				
Cash Flow para Accionista	Free Cash Flow	€	-63.923.919	4.979.159	6.060.570	6.053.719	6.046.610	6.039.238	6.031.598	6.023.683	6.015.490	6.007.011	5.998.242	5.989.176	5.979.808	5.970.131	5.960.140	5.949.828	5.939.189	5.928.215	5.916.901	5.905.240	5.893.225	5.081.799	5.069.054	5.055.932	5.042.427				
	Flujo de caja de la deuda	€	-4.474.674	-4.378.788	-4.282.903	-4.187.017	-4.091.131	-3.995.245	-3.899.359	-3.803.473	-3.707.587	-3.611.701	-3.515.816	-3.419.930	-3.324.044	-3.228.158	-3.132.272	-3.036.386	-2.940.500	-2.844.614	-2.748.729	-2.652.843	0	0	0	0	0				
Cash Flow para Accionista		€	-12.784.784	504.485	1.681.781	1.770.816	1.859.593	1.948.107	2.036.353	2.124.324	2.212.016	2.299.424	2.386.540	2.473.360	2.559.878	2.646.087	2.731.982	2.817.596	2.902.802	2.987.715	3.072.287	3.156.512	3.240.382	5.081.799	5.069.054	5.055.932	5.042.427				
Indicadores financieros	TIR	%	15,23%																												
	VAN	€	6.824.522																												
Período Retorno (PR)		Años	7,4																												

ANEXO III: OBJETIVOS DE DESARROLLO

SOSTENIBLE

Este proyecto se compromete a llevar un enfoque alineado con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), fijados por la Organización de las Naciones Unidas (ONU), con objetivos fijados para la agenda 2030. Este plan maestro está diseñado para garantizar un futuro sostenible para todos, y se compone de 17 objetivos para combatir contra desafíos del día a día como la pobreza, la degradación ambiental, el clima o la desigualdad, entre otros. [17]

Todos estos desafíos están recogidos en la siguiente imagen:



Figura 95. Objetivos de desarrollo Sostenible (ODS) - Agenda 2030

La instalación de un parque eólico en tierra en España está directamente alineada con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) debido a su enfoque en la sostenibilidad ambiental, el desarrollo económico, y la mejora del bienestar social.



Figura X. Objetivo 7 – Agenda 2030

Objetivo 7 – Energía asequible y no contaminante

Aumentando la producción de energía proveniente de fuentes naturales como el viento se suavizan los precios resultantes de casar la demanda y generación del mix eléctrico. Además, al provenir de fuentes naturales también es energía generada libre de emisiones contaminantes.



Figura X. Objetivo 9 – Agenda 2030

Objetivo 9 – Industria, Innovación e Infraestructura

El desarrollo y construcción de un parque eólico se alinea con el fuerte sector industrial del país mediante la incorporación de una nueva infraestructura compuesta por aerogeneradores y sus componentes tecnológicos acompañantes.



Figura X. Objetivo 12 - Agenda 2030

Objetivo 12 – Producción y consumo responsables

La producción de energía renovable fomenta un modelo de consumo energético responsable, reduciendo la huella de carbono y optimizando el uso de recursos naturales como el viento.



Figura X. Objetivo 13 - Agenda 2030

Objetivo 13 – Lucha contra el cambio climático

Los métodos de generación de energías renovables luchan contra el cambio climático al minimizar su impacto sobre la huella de carbono y reduce la emisión de gases contaminantes como el CO₂, SO_x o NO₂, dañinos para la capa de ozono.