



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Estudio de viabilidad de un parque eólico terrestre en
Burgos

Autor: Fátima Pérez de Guzmán Bermúdez Coronel

Director: Consolación Alonso Alonso

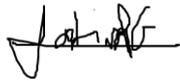
Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Estudio de viabilidad de un parque eólico terrestre en Burgos
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2023/24 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.: Fátima Pérez de Guzmán

Fecha: ...27.../ 08...../ ...2024...



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha: ...27.../ ...08.../ ...2024...



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Estudio de viabilidad de un parque eólico terrestre en
Burgos

Autor: Fátima Pérez de Guzmán Bermúdez Coronel

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agradecimientos

A mi familia por el apoyo incondicional,

A mis compañeros del máster por todo el trabajo en equipo realizado,

A mi tutora Consuelo por su tiempo y dedicación a mi aprendizaje durante la realización de este proyecto,

A la empresa Vortex, por su colaboración en la proporción de datos de gran valor para la realización de este trabajo.

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN BURGOS

Autor: Pérez de Guzmán Bermúdez Coronel, Fátima.

Director: Alonso Alonso, Consolación

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto ha consistido en el diseño integral de un parque eólico en España. Tras realizar la selección del emplazamiento, diseño técnico, estudio del impacto medioambiental y viabilidad del proyecto se concluye que es un parque eólico económicamente viable y que contribuye a la descarbonización del sistema eléctrico español.

Palabras clave: energía eólica, descarbonización, estudio de viabilidad

1. Introducción

En el contexto actual de transformación hacia un modelo energético más sostenible y con bajas emisiones, este proyecto se enfoca en el desarrollo de un parque eólico terrestre en España, alineado con los ambiciosos objetivos de la Unión Europea y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

El desarrollo del proyecto se ha llevado a cabo de manera integral cumpliendo con todas las fases de un proyecto básico de ingeniería y un proyecto de fin de máster: selección del emplazamiento, estado del arte del sector eólico, estudio de las tecnologías, estudio del recurso eólico, simulación energética, instalación eléctrica, obra civil, impacto medioambiental y social y el estudio de la viabilidad económica del parque.

2. Desarrollo del proyecto

Primeramente, se ha realizado un estudio sobre el estado del arte del sector eólico global, nacional y sobre los diferentes componentes tecnológicos que componen los parques eólicos. Una vez entendida la imagen global de la situación del sector, los principales actores y los recursos principales para implantar un parque eólico, se ha procedido con la selección del emplazamiento.

En la selección del emplazamiento se han utilizado herramientas como Global Wind Atlas y Google Earth Pro para encontrar las diferentes ubicaciones con mayor posibilidad de implantación de un parque eólico. Entre las características estudiadas en los emplazamientos se encuentran: la velocidad media del viento, siendo 6,5 m/s la mínima exigida, la orografía, la distancia a una subestación eléctrica para evacuar, la frecuencia de los datos de viento o la accesibilidad. Tras la comparativa de diferentes emplazamientos se ha seleccionado un emplazamiento en el municipio de Sasamón en Burgos, cuya velocidad media preliminar era 7,4 m/s, tenía fácil acceso y orografía poco abrupta y se encuentra a 20 km de la subestación más cercana.

Tras la selección del emplazamiento, se ha realizado un estudio más exhaustivo sobre el recurso eólico del emplazamiento utilizando la herramienta Windographer con series temporales de viento con datos como la velocidad, dirección, densidad del aire, presión, temperatura de los últimos 10 años. Se ha realizado un estudio estadístico de los datos

cuyos resultados incluyen la velocidad media de 7,57 m/s en el emplazamiento y la dirección predominante suroeste como se puede ver en la Ilustración 1.

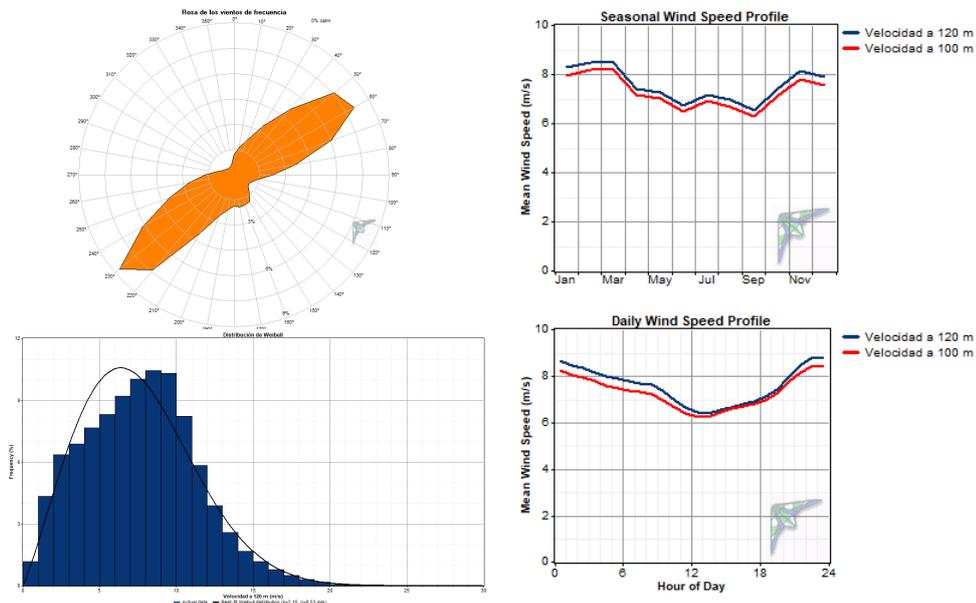


Ilustración 1. Resultados estudio del recurso eólico

Posteriormente se realizaron diferentes simulaciones energéticas con la herramienta WAsP para seleccionar la tecnología de aerogenerador a implementar. Se estudiaron los siguientes modelos de aerogeneradores: Vestas 7/172, Nordex 6.X y Cypress 164. Finalmente, se obtuvo mayor rendimiento con la tecnología de General Electric modelo Cypress 164 de 6 MW de potencia unitaria.

A continuación, se realizó el diseño de la instalación eléctrica cumpliendo con la normativa vigente. El aerogenerador produce energía en baja tensión (BT) a 690 V. Para optimizar el transporte y minimizar pérdidas es necesario la transformación de energía de 690 V a 30 kV. El transformador de potencia asociado se ha diseñado con las celdas de media tensión necesarias y los accesorios de protección y medida necesarios. A su vez, ya que la subestación de evacuación de 220kV se encontraba a 20 km, se ha diseñado una subestación eléctrica en el parque cuya relación de transformación del transformador es 30/220 kV. El diseño también incluye toda la apartamentación eléctrica necesaria de la subestación.

La obra civil se ha diseñado con el objetivo de minimizar el movimiento de tierras y aprovechar la orografía plana que ofrece el emplazamiento. Se han diseñado las zanjas necesarias, los accesos y las cimentaciones entre otros.

Tras el estudio y diseño técnico del parque, se han estudiado variables socioeconómicas y ambientales como la alineación del proyecto con los Objetivos de desarrollo sostenible. Este proyecto está a favor de la agenda 20-30 y cumple con los siguientes ODS:

- Objetivo 7: Energía Asequible y No Contaminante
- Objetivo 9: Industria, Innovación e Infraestructura
- Objetivo 11: Ciudades y Comunidades Sostenibles

- Objetivo 13: Acción por el Clima
- Objetivo 15: Vida de Ecosistemas Terrestres

A su vez, se han calculado las toneladas evitadas de CO₂, SO₂ y NO_x al sustituir la producción de diferentes centrales de carbón por el parque eólico en cuestión. Los resultados han mostrado ahorros de hasta 156.000 ton CO₂, 262 ton SO₂ y 245 ton NO_x aunque varían dependiendo del combustible seleccionado.

Finalmente, se ha realizado un estudio de la viabilidad económica del Parque Eólico Sasamón. Se ha calculado el presupuesto de CapEx, OpEx y DevEx asociado al proyecto, al igual que se ha realizado una estimación de los ingresos futuros a partir de datos históricos de precios de energía proporcionados por Red Eléctrica. Tomando en consideración los diferentes impuestos asociados al proyecto, la estructura de financiación adoptada y los diferentes retornos se han calculado parámetros clave para analizar la rentabilidad del proyecto como el Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno.

3. Resultados

En la Tabla 1 se muestran los principales resultados técnicos del Estudio de la Viabilidad de un parque eólico terrestre en España

Modelo aerogenerador	G.E Cypress 164
Diámetro del rotor [m]	164
Altura de buje [m]	120
Número de aerogeneradores	8
Potencia unitaria [MW]	6
Potencia total PE [MW]	48,00
Horas equivalentes [h]	3.408,47
Factor de capacidad [%]	38,91%
Energía vertida a red [MWh/año]	163.606,75

Tabla 1. Resultados técnicos del proyecto

De igual manera, se pueden ver en la Tabla 2 los resultados del estudio de viabilidad económica del parque.

CapEx [k€]	-48.640,00
DevEx [k€]	600,00
Precio venta energía [€/MWh]	46,09
WACC	5,4%
VAN proyecto [k€]	11.398,3
TIR proyecto	8,18%
Periodo de retorno proyecto [años]	10

Tabla 2. Resultados económicos del proyecto

4. Conclusiones

Se concluye que el Parque Eólico Sasamón es técnica y económicamente viable y contribuye con los esfuerzos del estado y la Unión Europea de descarbonizar el sector.

5. Referencias

[1] MITECO, “Borrador de actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030.,” 2023.

[2] European Comission, “Ley sobre la industria de cero emisiones netas,” 2023. Accessed: Aug. 20, 2024. [Online]. Available:

https://commission.europa.eu/strategyandpolicy/priorities2019-2024/european-green-deal/green-deal-industrial-plan/net-zero-industryact_es

FEASIBILITY STUDY OF AN ONSHORE WIND FARM IN SPAIN

Author: Pérez de Guzmán Bermúdez Coronel, Fátima

Supervisor: Alonso Alonso, Fátima

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project involved the comprehensive design of a wind farm in Spain. Following the site selection, technical design, environmental impact assessment, and feasibility study, it was concluded that the wind farm is economically viable and contributes to the decarbonization of Spain's electricity system.

Keywords: Wind energy, decarbonization, feasibility study

1. Introduction

In the current context of transitioning to a more sustainable and low-emission energy model, this project focuses on developing an onshore wind farm in Spain, aligned with the ambitious goals of the European Union and the National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC).

The project was developed comprehensively, covering all phases of a basic engineering project and a master's thesis: site selection, state of the art of the wind sector, technology study, wind resource assessment, energy simulation, electrical installation, civil works, environmental and social impact, and the economic feasibility study of the wind farm.

2. Project development

Initially, a study was conducted on the state of the art of the global and national wind sector, as well as the different technological components that make up wind farms. After understanding the overall picture of the sector's situation, the main actors, and the key resources for implementing a wind farm, the site selection process was carried out.

Tools such as Global Wind Atlas and Google Earth Pro were used for site selection to identify locations with the highest potential for wind farm implementation. The studied characteristics included average wind speed (with a minimum requirement of 6,5 m/s), orography, proximity to an electrical substation for evacuation, wind data frequency, and accessibility. After comparing different sites, a location in the municipality of Sasamón in Burgos was selected, with a preliminary average wind speed of 7.4 m/s, easy access, flat orography, and 20 km proximity to the nearest substation.

After selecting the site, a more detailed study of the wind resource was conducted using the Windographer tool, analyzing wind time series data such as speed, direction, air density, pressure, and temperature over the last 10 years. A statistical analysis of the data showed an average speed of 7.57 m/s at the site and a predominant southwest direction, as shown in Illustration 1.

Various energy simulations were then conducted using the WAsP tool to select the wind turbine technology to be implemented. The Vestas 7/172, Nordex 6.X, and Cypress 164 models were studied, with the highest performance obtained using General Electric's Cypress 164 model with a unit power of 6 MW.

Next, the electrical installation design was completed following current regulations. The wind turbine produces low-voltage (LV) energy at 690 V. To optimize transportation and minimize losses, the energy is transformed from 690 V to 30 kV. The associated power transformer was designed with the necessary medium-voltage (MV) cells and protection and measurement accessories. Additionally, as the 220 kV evacuation substation was 20 km away, a substation within the wind farm was designed, with a transformer ratio of 30/220 kV. The design also includes all the necessary electrical equipment for the substation.

The civil works were designed to minimize earth movement and take advantage of the flat orography offered by the site. The necessary trenches, access roads, and foundations were designed, among other elements.

After the technical study and design of the wind farm, socioeconomic and environmental variables have been analyzed, including the project's alignment with the Sustainable Development Goals. This project supports the 2030 Agenda and complies with the following SDGs:

- Goal 7: Affordable and Clean Energy
- Goal 9: Industry, Innovation, and Infrastructure
- Goal 11: Sustainable Cities and Communities
- Goal 13: Climate Action
- Goal 15: Life on Land

Additionally, the avoided emissions of CO₂, SO₂, and NO_x have been calculated by replacing the production from various coal-fired power plants with that of the wind farm in question. The results have shown savings of up to 156,000 tons of CO₂, 262 tons of SO₂, and 245 tons of NO_x, although these vary depending on the selected fuel.

Finally, an economic feasibility study of the Sasamón Wind Farm was conducted. The CapEx, OpEx, and DevEx budget associated with the project was calculated, along with an estimation of future revenues based on historical energy price data provided by Red Eléctrica. Key parameters were calculated to analyze the project's profitability, such as the Net Present Value (NPV) and the Internal Rate of Return (IRR), considering the different taxes associated with the project, the adopted financing structure, and the various returns.

3. Results

Tabla 3 presents the main technical results of the Feasibility Study of an Onshore Wind Farm in Spain.

Wind turbine model	G.E Cypress
Rotor diameter [m]	164
Hub height [m]	120
Number of wind turbines	8
Unit power [MW]	6
Total wind farm power [MW]	48,00
Equivalent hours [h]	3.408,47
Capacity factor [%]	38,91%
Energy evacuated to the grid [MWh/year]	163.606,75

Tabla 3. Technical results of the Project

Similarly, Tabla 4 shows the results of the economic feasibility study of the wind farm.

CapEx [k€]	-48.640,00
DevEx [k€]	600,00
Sell energy price [€/MWh]	46,09
WACC	5,4%
NPV project [k€]	11.398,3
IRR project	8,18%
Payback [years]	10

Tabla 4. Economic results of the project

4. Conclusions

It is concluded that the Sasamón Wind Farm is technically and economically viable and contributes to the efforts of the state and the European Union to decarbonize the sector.

5. References

[1] MITECO, “Borrador de actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030.,” 2023.

[2] European Comission, “Ley sobre la industria de cero emisiones netas,” 2023. Accessed: Aug. 20, 2024. [Online]. Available:

https://commission.europa.eu/strategyandpolicy/priorities2019-2024/european-green-deal/green-deal-industrial-plan/net-zero-industryact_es

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	9
1.1 Motivación del proyecto	10
1.2 La energía eólica a nivel global	11
1.3 la energía eólica a nivel nacional	14
Capítulo 2. Descripción de las Tecnologías	18
2.1 partes de un aerogenerador	18
2.1.1 Rotor	19
2.1.2 Palas	20
2.1.3 Sistema de orientación	21
2.1.4 Sistema de Regulación de Potencia	21
2.1.5 Sistema Eléctrico	21
2.1.6 Sistema de Control	21
Capítulo 3. Selección del emplazamiento	23
3.1 Recurso eólico	23
3.2 Impacto medioambiental	25
3.3 Orografía	28
3.4 Interconexión eléctrica	30
3.5 Accesibilidad	31
Capítulo 4. Estudio de los datos de viento	32
4.1 Velocidad del viento	33
4.2 Rosa de los vientos	35
4.2.1 Rosa de los vientos de frecuencia	36
4.2.2 Rosa de los vientos de velocidad	38
4.2.3 Rosa de los vientos de energía	40
4.3 Distribución de Weibull	41
4.3.1 Características de la Distribución de Weibull	41
4.3.2 Interpretación de la Distribución de Weibull	42
4.4 diagrama de cajas	43
4.5 Conclusión del estudio de los datos de viento	44

Capítulo 5. Simulación energética con Wasp	45
5.1 Rugosidad y orografía del terreno	45
5.2 Aerogeneradores.....	47
5.2.1 Curvas de potencia y coeficientes de empuje	49
5.3 Resultados de la simulación.....	52
5.3.1 Nordex N163/6.X	53
5.3.2 Cypress 164/7.2	54
5.3.3 EnVentus 172/7.2.....	55
5.3.4 Resumen de resultados y aerogenerador seleccionado	56
Capítulo 6. Instalación Eléctrica	58
6.1 Transformador elevador de baja tensión.....	58
6.2 Celdas de media tensión	59
6.3 Cables de media tensión	61
6.4 Puesta a tierra	65
6.5 Subestación eléctrica	66
6.5.1 Transformador de potencia.....	66
6.5.2 Seccionador.....	67
6.5.3 Transformadores de medida y protección.....	68
6.5.4 Interruptor automático.....	68
6.5.5 Pararrayos.....	69
Capítulo 7. Obra Civil	70
7.1 Infraestructuras Principales.....	70
7.2 Descripción General del Emplazamiento.....	70
7.3 Accesos y viales	71
7.4 Zanjas para cables.....	73
7.5 Canalizaciones para la red de tierras	73
7.6 Edificio de control.....	73
7.7 Cimentaciones.....	73
Capítulo 8. Planificación del proyecto	74
Capítulo 9. Viabilidad económica	75
9.1 Datos de partida.....	75

9.2	Costes de inversión.....	75
9.3	Costes de Operación y Mantenimiento (O&M)	77
9.4	Ingresos Proyectados	78
9.5	Cuenta de resultados	80
9.6	Análisis financiero.....	80
9.6.1	<i>Análisis financiero del proyecto</i>	82
9.6.2	<i>Análisis financiero del Accionista y Deuda</i>	83
Capítulo 10. Ahorro y contaminación evitada.....		85
Capítulo 11. Alineación con los ODS.....		87
Capítulo 12. Conclusiones		91
Capítulo 13. Bibliografía.....		94
ANEXO I: Selección del emplazamiento.....		102
1.	Criterios de selección.....	102
2.	Emplazamiento 1	102
3.	Emplazamiento 2.....	109
4.	Conclusiones	111
ANEXO II: Cálculos eléctricos		115
1.	Selección del cable de media tensión	115
2.	Criterio intensidad máxima admisible	116
3.	Criterio caída de tensión	121
4.	Cálculo de Pérdidas	122
Anexo III: Planos		125

Índice de figuras

Figura 1. Parque de generación escenario 2023-2030. Fuente: Borrador PNIIEC.....	9
Figura 2. Capacidad instalada de energía eólica global. Fuente: GWEC [11].....	12
Figura 3. Capacidad instalada de energía eólica por países en 2023.....	13
Figura 4. Cuota de mercado por generación en 2023. Fuente: REE y AEE [15].....	14
Figura 5. Evolución de la potencia instalada de energía eólica en España. Fuente: REE[16]	15
Figura 6. Estructura de la potencia eólica instalada en España. Fuente: REE[16].....	16
Figura 7. Partes de un aerogenerador. Fuente: edp.....	18
Figura 8. Atlas de vientos de España. Fuente: Global Wind Atlas.....	24
Figura 9. Rosa de la frecuencia de viento.....	25
Figura 10. Zonificación de la sensibilidad ambiental del territorio.....	26
Figura 11. Detalle área entre Sasamón y Pedrosa del Páramo.....	27
Figura 12. Mapa del emplazamiento. Fuente: IGN.....	28
Figura 13. Mapa litológico de España. Fuente: IGN.....	29
Figura 14. Vista a pie del emplazamiento. Fuente: Google Earth Pro.....	30
Figura 15 Subestación eléctrica de evacuación.....	30
Figura 16. Ubicación del anemómetro virtual en el emplazamiento seleccionado.....	33
Figura 17. Velocidad de viento a 100 metros de altura.....	34
Figura 18. Velocidad de viento a 120 m de altura.....	34
Figura 19. Velocidad de viento a diferentes alturas de buje.....	35
Figura 20. Rosa de los vientos de frecuencia a 120 m.....	37
Figura 21. Rosa de los vientos de frecuencia a 100 m.....	37
Figura 22. Rosa de vientos de frecuencia mensual a 120 m.....	38
Figura 23. Rosa de los vientos de velocidad.....	39
Figura 24. Rosa de los vientos de velocidad mensual.....	39
Figura 25. Rosa de los vientos de energía a 120 m.....	40
Figura 26. Rosa de los vientos de energía mensual a 120 m.....	41

Figura 27. Histograma de la velocidad del viento a 120 metros y distribución de Weibull ajustada.....	42
Figura 28. Diagrama de cajas mensual de velocidades de viento a 120 m de altura.....	43
Figura 29. Mapa de las curvas de nivel del terreno. Fuente: Vortex	46
Figura 30. Mapa georreferenciado con las curvas de nivel y rugosidad. Fuente: Realización propia	47
Figura 31. Vista aérea de la ubicación de los aerogeneradores.	49
Figura 32. Curva de potencia y coeficiente de empuje Cypress 164.....	50
Figura 33. Curva de potencia y coeficiente de empuje Vestas.....	51
Figura 34. Curva de potencia y coeficiente de empuje Nordex	52
Figura 35. Tipo de celda por aerogenerador.....	60
Figura 36. Transformador de potencia para subestación. Fuente: Scheneider	67
Figura 37. Subestación de tipo convencional.....	69
Figura 38. Camino asfaltado que bordea el parque	71
Figura 39. Vista aérea accesos.....	72
Figura 40. Precio medio mercado diario en España [€/MWh]	79
Figura 41. Free Cash Flow proyecto [k€]	80
Figura 42. Resultados financieros del proyecto.....	83
Figura 43. Resultados FCF accionistas y deuda	83
Figura 44. TIR y VAN accionista.....	84
Figura 45. Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	87

Índice de tablas

Tabla 1. Resultados técnicos del proyecto	11
Tabla 2. Resultados económicos del proyecto	12
Tabla 3. Technical results of the Project.....	15
Tabla 4. Economic results of the project.....	15
Tabla 5. Densidad del aire en el emplazamiento. Fuente: WAsP.....	48
Tabla 6. Coordenadas UTM de los aerogeneradores	48
Tabla 7. Datos aerogenerador Cypress 164.....	50
Tabla 8. Datos aerogenerador Vestas.....	51
Tabla 9. Datos aerogenerador Nordex	52
Tabla 10. Resultados simulación Nordex N163/6.X	53
Tabla 11. Resultados para cada aerogenerador Nordex	54
Tabla 12. Resultados simulación Cypress 163/7.2	54
Tabla 13. Resultados para cada aerogenerador Cypress	55
Tabla 14. Resultados simulación EnVentus 172/7.2	56
Tabla 15. Resultados para cada aerogenerador Vestas	56
Tabla 16. Comparativa aerogeneradores.....	57
Tabla 17. Características transformador Cypress 164	59
Tabla 18. Características celdas de media tensión.....	60
Tabla 19. Intensidades nominales en cada circuito.....	61
Tabla 20. Intensidades máximas admisibles [A]	62
Tabla 21. Factores de corrección	62
Tabla 22. Resultados de caída de tensión en los circuitos	64
Tabla 23. Resultados de las pérdidas por efecto Joule.....	65
Tabla 24. Características generales de la subestación	66
Tabla 25. Características principales del transformador de potencia	67
Tabla 26. Datos principales seccionador Hitachi	68
Tabla 27. Características eléctricas interruptor automático	69
Tabla 28. Características técnicas del proyecto.....	75

Tabla 29. Costes de Inversión total.....	76
Tabla 30. Costes O&M aerogeneradores	77
Tabla 31. Costes O&M	78
Tabla 32. Factores de emisión según el combustible [34], [35]	85
Tabla 33. Toneladas evitadas por tipo de combustible de centrales térmicas	86
Tabla 34. Principales características del parque Eólico Sasamón	92

Lista de acrónimos

PE	Parque Eólico
BT	Baja Tensión
GWEC	Global Wind Energy Council
AEE	Asociación Empresarial Eólica
PNIEC	Plan Nacional Integral de Energía y Clima
MITECO	Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
BT	Baja Tensión
MT	Media Tensión
AT	Alta Tensión
CapEx	Capital Expenses
OpEx	Operational Expenses
DevEx	Development Expenses
WACC	Weighted Average Cost of Capital

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico actual está bajo constante cambio hacia un modelo más sostenible y bajo en emisiones. A nivel europeo se han establecido ambiciosos objetivos de energía y clima a través de políticas de la Unión Europea. Entre los últimos paquetes legislativos, se puede encontrar el paquete Fit for 55 en el que los estados miembros deben reducir en un 55% las emisiones de gases de efecto invernadero de aquí a 2030 [1].

En este contexto, se presenta el desarrollo de un parque eólico terrestre en España, el cual también ha demostrado que tiene grandes objetivos en temas de energía y clima. En el último Borrador del Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC) [2], se establece un objetivo de 42 GW de potencia eólica instalada para 2025 y 62 GW para 2030.

Parque de generación del Escenario. Potencia bruta (MW)				
Años	2019	2020	2025	2030
Eólica*	25.083	26.754	42.144	62.044
Solar fotovoltaica**	8.306	11.004	56.737	76.387
Solar termoeléctrica	2.300	2.300	2.300	4.800
Hidráulica	14.006	14.011	14.261	14.511
Biogás	203	210	240	440
Otras renovables	0	0	25	80
Biomasa	413	609	1.009	1.409
Carbón	10.159	10.159	0	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	5.446	5.276	4.068	3.784
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.660	3.660	2.847	1.830
Residuos y otros	600	609	470	342
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento*	6.413	6.413	8.828	18.543
Total	111.101	115.015	166.939	213.963

Figura 1. Parque de generación escenario 2023-2030. Fuente: Borrador PNIEC

En esta actualización del PNIEC 2023-2030 también se han introducido nuevas metas para alcanzar la descarbonización del sector y la lucha contra el cambio climático. Entre estas nuevas medidas se encuentran un incremento en la reducción de emisiones con respecto a

1990 de 23% en el plan anterior, a un 32% en esta actualización. A su vez, se prevé una penetración de renovables en el uso final de la energía del 48% y una menor dependencia energética exterior con respecto al anterior PNIEC apuntando a 49% de energía primaria cubierta con fuentes autóctonas[2].

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

En línea con la breve introducción, este proyecto será partícipe de esa transición hacia un modelo sostenible, el cual busca alcanzar los objetivos de Net Zero establecidos por la UE [3].

Sin embargo, no sólo políticas a nivel europeas impulsan el desarrollo de la potencia eólica en España. La situación geopolítica de España también es un gran impulsor de proyectos de energías renovables. La península ibérica es un área geográfica que destaca por sus grandes recursos eólicos y solares por lo que tiene gran facilidad para ser líder en esta transición energética. Además, con la llegada de los vehículos eléctricos, las bombas de calor y los data centers entre otros, se espera que la demanda eléctrica global aumente de manera significativa. En ese caso, España como país referente en energías renovables, podría jugar un papel muy importante en la integración de toda esta nueva demanda y, sobre todo, atraer industria y data centers del extranjero a terrenos españoles [4].

Por otro lado, desde finales del 2020 los precios en el mercado diario comenzaron a dispararse debido a los altos precios del gas [5]. En Europa, se lleva a cabo la casación a nivel europeo a través de un mercado marginalista. Esto quiere decir que la última unidad en entrar en la casación horaria marcará el precio al que se pague la energía en esa hora consumida [6]. Frecuentemente en España, las unidades marginales son los ciclos combinados de gas, los cuales eran grandes importadores del gas ruso. Con el estallido de la guerra de Ucrania, y las reservas de gas bajo mínimos, España se enfrentó a una crisis energética cuando aún se estaba recuperando de la crisis del Covid, que provocó el cierre de grandes, medianas y pequeñas industrias [7].

En este contexto, la Unión Europea impulsó varias políticas para favorecer la penetración de renovables y, en concreto el programa REPowerEU [8]. Los objetivos de este programa son favorecer el ahorro de energía, impulsar la producción de energías limpias y diversificar el abastecimiento energético. Tras precios en el mercado spot alcanzado máximos de 700€/MWh en marzo 2022 [9] y en línea con los objetivos del programa REPowerEU, España ha estado impulsando las fuentes de energías renovables para disminuir la dependencia del gas ruso.

En línea con los retos y ambiciones mencionadas, se presenta este proyecto de un parque eólico que pretende dar solución a estos retos que se enfrenta la sociedad.

1.2 LA ENERGÍA EÓLICA A NIVEL GLOBAL

En la última Conferencia de las Partes (COP28), celebrada a principios de diciembre de 2023 en los Emiratos Árabes Unidos, cerca de 200 gobiernos acordaron triplicar la capacidad de energía renovable instalada y duplicar las mejoras en eficiencia energética para conseguir limitar el calentamiento global a 1.5°C para 2030 [10]. Para ello, se reconoció la energía eólica como un recurso clave para luchar contra el cambio climático debido a su creciente rentabilidad y disponibilidad.

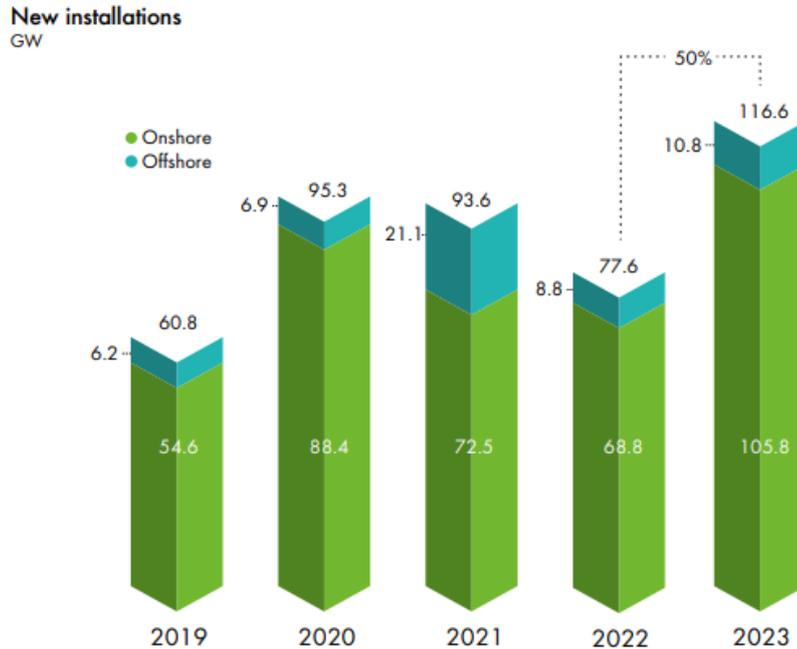


Figura 2. Capacidad instalada de energía eólica global. Fuente: GWEC [11]

Como se puede ver en la *Figura 2*, en 2023 se instalaron un total de 117 GW de potencia eólica, valor récord a nivel mundial. De esos 117GW, 106 GW representan energía eólica terrestre con un crecimiento interanual del 56%. Como se puede comprobar, hay una creciente ambición económica, social y política a nivel mundial hacia fuentes de energías limpias [11].

En la *Figura 3* se pueden ver desglosado la capacidad instalada en 2023 por países. Se puede destacar la ambición de China, la cual es una de las principales fuentes de contaminación global, en su nueva estrategia en la que apuesta por las fuentes renovables instalando un total de 83 GW de potencia eólica en 2023.

New capacity in 2023 installed by region (%)

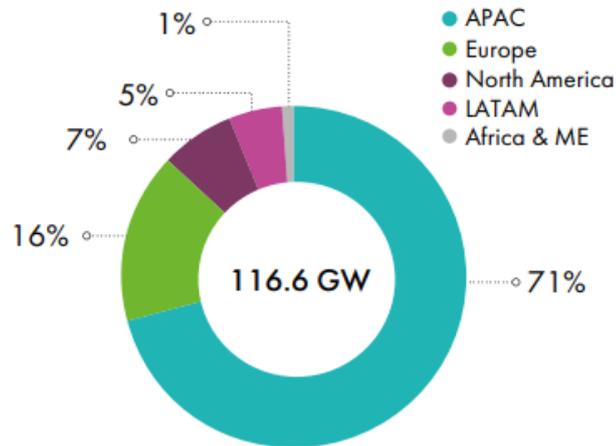


Figura 3. Capacidad instalada de energía eólica por países en 2023

Con el objetivo de triplicar las energías renovables, según GWEC Market Intelligence es probable que en los próximos 5 años se instalen 791 GW de energía eólica, lo que supone 158 GW eólicos anuales hasta 2028 [12]. Esto puede presentar un gran reto debido a los desafíos en financiamiento, cadena de suministro y aceptación social entre otros. Sin embargo, GWEC identifica 5 pilares fundamentales que respaldarán el éxito del desarrollo eólico los próximos años:

1. Aceleración del desarrollo de renovables en Europa. Como se comentaba anteriormente, actualmente se están desarrollando muchos paquetes legislativos a nivel europeo en temas de energía como Fit for 55 o REPowerEU cuyos grandes objetivos son la integración de energías renovables.
2. Estados Unidos ha implementado el Inflation Reduction Act (IRA) [13], un programa con el que se va a llevar a cabo la mayor inversión en acción climática jamás vista. Incluye un plan de desarrollo de 2023-2032, desarrollos de cadena de suministro local, empleos y beneficios para la sociedad.
3. China también tomará un rol muy importante debido a su objetivo de conseguir que más del 80% del consumo de energía del país provenga de fuentes no fósiles para

2060. En 2023 ya ha comenzado esa expansión de renovables con 69 GW nuevos de eólica terrestre.
4. Los gobiernos y desarrolladores han reafirmado sus compromisos para desarrollar la energía eólica marina. La tecnología eólica flotante y las soluciones Power-to-X desbloquearán aún más el potencial de la energía eólica marina.
 5. Por último, se espera que el crecimiento en mercados emergentes, desde el sudeste y centro de Asia hasta los países de oriente medio y el norte de África (MENA), cobre impulso a partir de la mitad de esta década.

1.3 LA ENERGÍA EÓLICA A NIVEL NACIONAL

La energía eólica en España es la tecnología con mayor participación en el mix energético del país, cerrando 2023 con una participación del 24% para suplir la demanda eléctrica, como se muestra en la *Figura 4* [14]. La energía eólica supera la generación convencional más extendida de ciclo combinado, la cual es otra de las fuentes principales de energía en España debido a la fiabilidad y flexibilidad que proporciona al sistema.



Figura 4. Cuota de mercado por generación en 2023. Fuente: REE y AEE [15]

Ha aumentado la potencia instalada con respecto a 2022 un 2,2 %, que representan 661 MW de nueva potencia instalada en España sobre un total de 30.81 GW [16]. En la *Figura 5*, se puede observar la evolución del crecimiento de la energía eólica en España a partir de datos de REE.

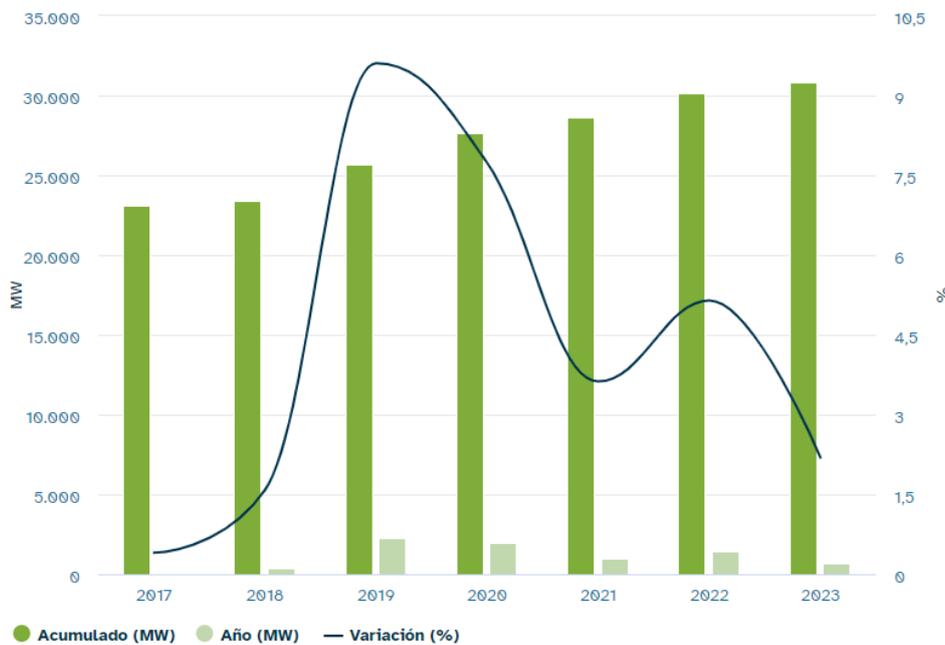


Figura 5. Evolución de la potencia instalada de energía eólica en España. Fuente: REE[16]

Como se puede observar, en 2023 se han instalado menos aerogeneradores que en 2022. Esto podría ser consecuencia del desarrollo de la energía solar en España, el cual lleva los últimos 4 años con un crecimiento alrededor del 30% con respecto al año anterior [17]. Sin embargo, se espera que aumente de nuevo el interés en el sector eólico debido a los precios bajos capturados por las solares en marzo y abril del 2024. Entre otros motivos también se encuentran programas europeos como REPowerEU, anteriormente mencionados, que impulsan la independencia energética de países externos a la Unión Europea, como era el gas ruso, o programas anteriores como Next Generation EU [18] que entre otros objetivos tiene combatir el Cambio Climático. Actualmente, España se localiza en el puesto número 5 a nivel global en potencia eólica instalada tras China, USA, Alemania e India, y en el segundo puesto en la Unión Europea tras Alemania [19].

Como se puede visualizar en la *Figura 6*, las grandes protagonistas en potencia eólica en España son Castilla y León y Aragón con 6.6 GW y 5.2GW de potencia eólica instalada respectivamente. Esto se tendrá en cuenta a la hora de seleccionar el emplazamiento ya que probablemente, sean comunidades autónomas que cumplan buenas condiciones de orografía, velocidades de viento, entre otros.

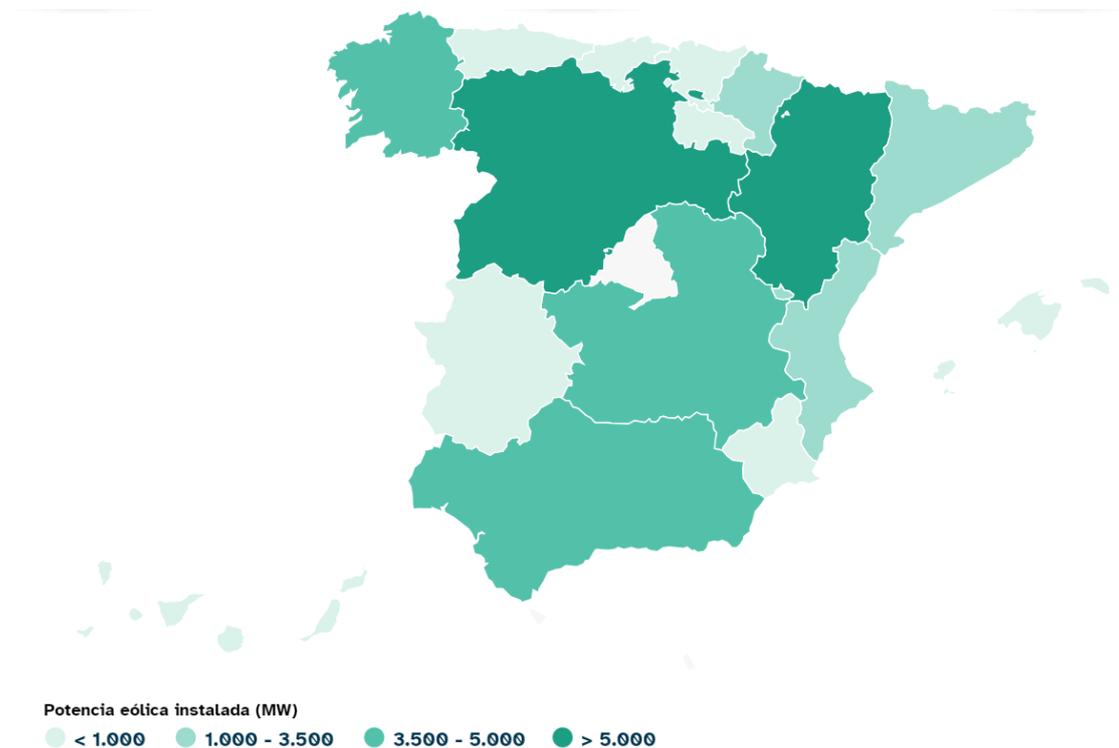


Figura 6. Estructura de la potencia eólica instalada en España. Fuente: REE[16]

Además, otras regiones como Galicia y Andalucía también están emergiendo como áreas clave para el desarrollo eólico, con un enfoque en proyectos que optimizan la coexistencia con la biodiversidad y minimizan el impacto ambiental. La tendencia apunta hacia un incremento en la repotenciación de parques eólicos antiguos, donde aerogeneradores más eficientes y de mayor capacidad están reemplazando a modelos obsoletos, lo que maximiza la producción de energía sin necesidad de nuevas expansiones territoriales [19].

Desde un punto de vista regulatorio, España ha realizado importantes avances para fomentar el crecimiento de la energía eólica. El borrador de la actualización del Plan Nacional

Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030 establece objetivos claros y ambiciosos para la expansión de la capacidad renovable como se comentaba anteriormente. Este plan no solo promueve la instalación de nueva capacidad, sino que también incluye medidas para mejorar la flexibilidad y la integración de la energía eólica en el sistema eléctrico nacional.

Una de las herramientas clave para lograr estos objetivos es la subasta de capacidad renovable [20], donde el gobierno ha establecido un sistema de pujas para adjudicar capacidad de generación renovable, lo que ha permitido una planificación más eficiente y la reducción de costes para los consumidores finales.

Mirando hacia el futuro, se anticipa un crecimiento sostenido de la energía eólica en España, impulsado por la necesidad de cumplir con los objetivos climáticos y de descarbonización. Sin embargo, el sector enfrenta varios desafíos, incluyendo la necesidad de mejorar la gestión del espacio y mitigar los conflictos ambientales, así como la integración efectiva de la energía eólica en la red eléctrica para asegurar la estabilidad y confiabilidad del suministro [21].

En términos tecnológicos, se espera un avance significativo en la eólica marina, donde España, aunque rezagada en comparación con otros países europeos, tiene un enorme potencial debido a sus extensas costas y a la tecnología emergente de aerogeneradores flotantes. Este tipo de proyectos podría abrir nuevas fronteras para la generación eólica, especialmente en zonas donde la instalación de parques eólicos terrestres es más limitada [12].

En conclusión, la energía eólica en España no solo es un componente esencial del mix energético actual, sino que también se perfila como un pilar fundamental para el futuro energético del país, con un marco regulatorio favorable y un apoyo decidido tanto a nivel nacional como europeo.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

En este capítulo se detallan las tecnologías empleadas en un parque eólico, proporcionando una visión integral de los componentes principales y los sistemas de los aerogeneradores. Se explicarán sus funciones y cómo contribuyen a la generación de energía eléctrica a partir del viento.

2.1 PARTES DE UN AEROGENERADOR

El aerogenerador es la máquina principal que forma un parque eólico y representa aproximadamente el 70% de la inversión total. Es el encargado de transformar la energía cinética contenida en el viento en energía eléctrica a través de un generador eléctrico. Con los avances tecnológicos actuales, es posible transformar hasta un 40-42% del recurso inicial. En la *Figura 7* se puede observar los principales componentes de un aerogenerador [22].



Figura 7. Partes de un aerogenerador. Fuente: edp

A continuación, se describe brevemente el proceso de conversión de la energía cinética en energía eléctrica en un aerogenerador [23]:

1. La primera conversión de energía se basa en la captación de energía cinética del viento por el rotor, formado por las palas y el buje, el cual la transforma en energía mecánica de rotación en el eje de baja velocidad (5-15 rpm).
2. A continuación, el eje de baja velocidad que está acoplado a un multiplicador eleva la velocidad de rotación del eje de alta velocidad a valores en torno a los 1500rpm (frecuencia 50 Hz).
3. Finalmente, el eje de alta velocidad se acopla a un generador eléctrico que produce energía a baja tensión (400-700V). Habitualmente, el aerogenerador está conectado a la red eléctrica por lo que es necesario elevar la tensión. Para ello se instala un transformador elevador cuyos valores en el secundario estándares suelen ser 20, 30 kV.
4. Además de estos componentes de conversión, se encuentran un conjunto de sistemas auxiliares para el correcto funcionamiento del aerogenerador: freno de emergencia, frenos aerodinámicos, sistemas para la orientación, convertidores electrónicos para cumplir con los requerimientos de la red, la góndola donde se encierran todos los elementos del conjunto, etc.

El aerogenerador tiene hasta más de 100 componentes dentro de la góndola, sin embargo, estos son los componentes más destacables[24].

2.1.1 ROTOR

Como se ha mencionado anteriormente, extrae la energía cinética del viento y la convierte en energía mecánica en rotación en un eje. Formado por las palas y el buje, se pueden clasificar según la dirección del eje de rotación en rotores de eje vertical y horizontal.

Los rotores de eje vertical no necesitan ser orientados al viento y, por tanto, no necesitan ese componente en su diseño. También presentan la ventaja de que el generador y multiplicador se pueden encontrar en la base facilitando la instalación. Está formado por el eje del rotor que gira verticalmente con el empuje de dos o tres palas también orientadas verticalmente.

No se han desarrollado de manera comercial para parques eólicos, pero sí han demostrado interés en el sector residencial [25].

Los rotores de eje horizontal son los más utilizados a nivel comercial y en estos modelos sí es necesario orientar las palas en dirección perpendicular al viento. Suelen estar formados por dos o tres palas, siendo este último el más comúnmente utilizado. La potencia del aerogenerador se calcula según:

$$P_a = \frac{1}{2} * C_p * \rho * A * v^3$$

donde,

C_p : coeficiente de potencia. Indica la fracción de potencia del viento que captura el rotor. El máximo C_p teórico fue establecido por Betz con un valor de 0,59. Es decir, ningún aerogenerador será capaz de captar más de un 59% del viento que lo atraviesa.

ρ : densidad del aire [kg/m^3]

A : área barrida [m^2]

v : velocidad del viento [m/s]

Suelen presentar valores de coeficiente de potencia mayores que los rotores de eje vertical. Se suelen ubicar a disposición barlovento ya que evita el efecto sombra de la torre.

2.1.2 PALAS

La tendencia generalizada en el uso de aerogeneradores productores de energía eléctrica son máquinas tripalas, aunque a lo largo de la historia también se han utilizado extensivamente los rotores multipala [24]. Estos últimos se utilizaban mayoritariamente para bombeo de agua ya que sus bajas velocidades no lo hacen adecuado para generación de energía eléctrica.

En el comercio actual, la mayoría de tecnólogos utilizan palas diseñadas por fabricantes especializados como Gamesa, Vestas o Enercon.

2.1.3 SISTEMA DE ORIENTACIÓN

El sistema de orientación asegura que la góndola y el rotor estén siempre perpendiculares a la dirección del viento para maximizar la extracción de energía. Este sistema es activo y eléctrico, permitiendo girar la góndola y el rotor según sea necesario. Está compuesto por motores que permiten el giro en ambas direcciones y un engranaje en la parte superior de la torre para unir la góndola [22].

2.1.4 SISTEMA DE REGULACIÓN DE POTENCIA

Existen dos métodos principales de regulación de la potencia en aerogeneradores de eje horizontal:

Control de Pérdida Aerodinámica (Stall Control): Las palas están unidas al buje con un ángulo fijo y no pueden girar sobre su propio eje. En condiciones de alta velocidad del viento, se crean turbulencias que producen una pérdida de sustentación y, por ende, una reducción de potencia.

Control de Paso Variable (Pitch Control): Las palas pueden girar alrededor de su eje longitudinal, permitiendo controlar la potencia y la velocidad del rotor. Este sistema puede ser hidráulico o eléctrico y es más común que el control por pérdida aerodinámica debido a su mayor eficiencia en la captación de energía [26].

2.1.5 SISTEMA ELÉCTRICO

El sistema eléctrico transporta la energía generada hasta las celdas de media tensión situadas en la base de la torre, conectándola al sistema de canalización que lleva la energía a la subestación. Este sistema incluye cables de baja y media tensión, transformadores, celdas de protección y medida, y equipos de compensación de reactiva [24].

2.1.6 SISTEMA DE CONTROL

Cada aerogenerador cuenta con un sistema de control que monitorea continuamente todas las variables de funcionamiento de la máquina. Incluye sensores, un sistema central electrónico supervisor, y actuadores que ajustan el comportamiento de la máquina para

optimizar su funcionamiento. Los elementos más importantes de control son la orientación de la góndola y el control de potencia del generador eléctrico (Fuente: NREL).

Capítulo 3. SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

La selección del emplazamiento es de las actividades principales en un proyecto de energía renovable. Se debe encontrar un lugar en el que maximizar el aprovechamiento del recurso, este caso eólico, a la vez que minimice el impacto medioambiental, visual y genere una rentabilidad adecuada al proyecto.

Entre los parámetros estudiados en los diferentes emplazamientos se encuentran:

1. Recurso eólico. La velocidad media del viento debe ser superior a 6.5 m/s a 100 m de altura de buje y baja variación diaria y estacional.
2. Orografía poco abrupta
3. Tipo de terreno. Composición apropiada para la cimentación de la torre.
4. Vegetación
5. Interconexión eléctrica a una subestación
6. Accesibilidad

3.1 RECURSO EÓLICO

Entre las principales características para el estudio del recurso eólico se encuentran la potencia eólica aprovechable, dependiente de la velocidad del viento, las variaciones temporales del viento, la turbulencia atmosférica y la rafagosidad. También es importante mencionar que dentro de la potencia eólica aprovechable se encuentra el límite de Betz, el cual establece el máximo de potencia eólica aprovechable en un 59% [24].

Se procede a un primer estudio del recurso utilizando la herramienta Global Wind Atlas [27] para identificar las diferentes áreas de la Península Ibérica en las que se encuentran los vientos más favorables para el emplazamiento del parque. Esta herramienta permite conocer las velocidades, variabilidades y direcciones del viento. Como se puede observar en la *Figura*

8, Aragón y Castilla y León destacan por los altos vientos justificando que sean las 2 comunidades autónomas con más generación eólica de España.

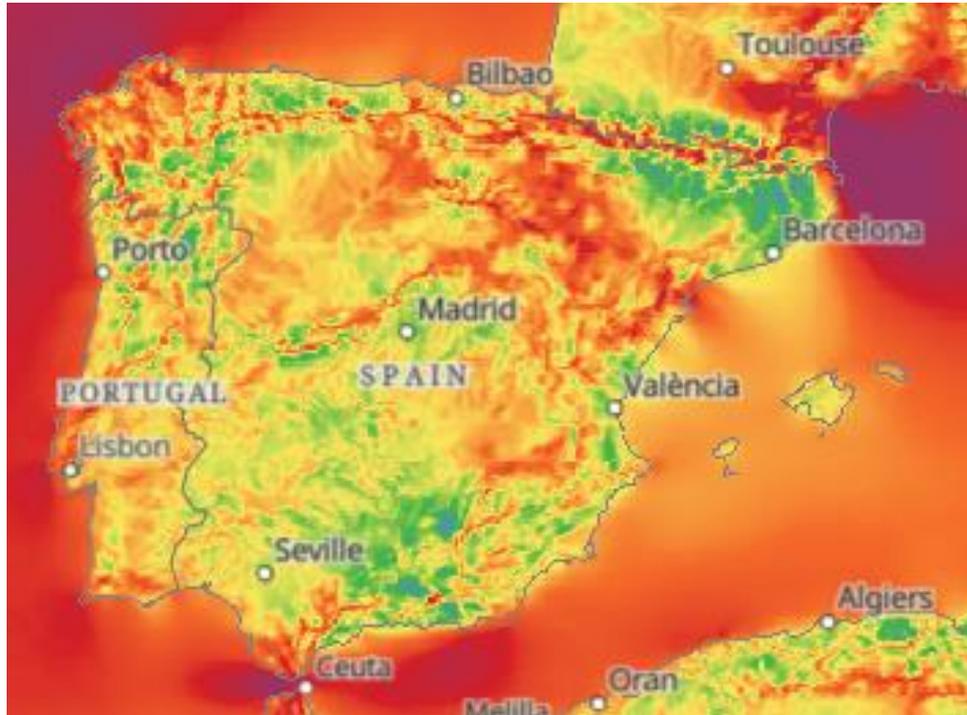


Figura 8. Atlas de vientos de España. Fuente: Global Wind Atlas

Para la búsqueda del emplazamiento se ha requerido un mínimo de 6,5 m/s de velocidad media en la zona para alturas mayores de 100 metros sobre el suelo. Finalmente, el emplazamiento seleccionado cuenta con una velocidad media de 7,4 m/s en el municipio de Sasamón, Castilla y León. También es importante la direccionalidad del viento cuyos datos de muestran en la rosa de frecuencia del viento proporcionada por Global Wind Atlas.

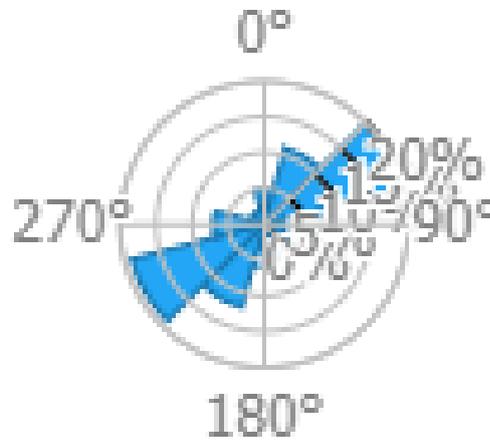


Figura 9. Rosa de la frecuencia de viento

Como se puede observar en la *Figura 9*, la dirección predominante de los vientos en el emplazamiento seleccionado es de 240°. Este detalle se utilizará para la elección óptima de la orientación de los aerogeneradores.

Este es un primer estudio aproximado del recurso. Sin embargo, más adelante se utilizarán datos más precisos que proporcionará la empresa Vortex para un estudio más exhaustivo de la zona.

3.2 IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

Para encontrar un emplazamiento con el mínimo impacto medioambiental posible se ha utilizado una herramienta elaborada por la Subdirección General de Evaluación Ambiental de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental de España. La herramienta ofrece una zonificación de la sensibilidad ambiental en el territorio teniendo en cuenta los principales factores ambientales. Se puede observar en la *Figura 10* las zonas de amarillo más claro son las más favorables para implantación de un parque eólico y las más oscuras, aquellas con más restricciones ambientales. Entre los indicadores que ha utilizado el Ministerio para proporcionar el mapa se encuentran: núcleos urbanos, masas de agua y zonas inundables, planes de conservación y recuperación de especies amenazadas, red Natura 2000, el impacto visual en el paisaje y elementos sobresalientes del patrimonio cultural

español: Camino de Santiago, vías pecuarias, montes de utilidad pública y Bienes Patrimonio mundial de la UNESCO.



Figura 10. Zonificación de la sensibilidad ambiental del territorio

A su vez, el propio gobierno regional de Castilla y León pone al servicio de la comunidad una herramienta similar a la anterior, aunque es específica para la Comunidad Autónoma. Se ha localizado el perímetro necesario para la instalación del parque eólico y se puede ver en la *Figura 11* que el pentágono señalado en verde necesario para el parque eólico, está en zona permitida.

Para la delimitación de la zona permitida de los parques eólicos, se han tenido en cuenta los siguientes criterios:

- Red de Áreas Naturales Protegidas, exceptuando los montes protectores y aquellos catalogados de utilidad pública.
- Áreas críticas de especies protegidas con plan de conservación o recuperación.
- Proximidad a bienes de interés cultural, manteniendo una distancia mínima de 500 metros.
- Proximidad a núcleos urbanos, con una distancia mínima de 1.000 metros.
- Proximidad a centros educativos, centros sanitarios y sociosanitarios ubicados en suelo rústico, respetando una distancia mínima de 1.000 metros.
- Áreas de regadío.

Estos criterios se han aplicado para asegurar que la instalación del parque eólico no interfiera con áreas sensibles o protegidas, garantizando así un desarrollo sostenible y respetuoso con el entorno natural y cultural de la región.

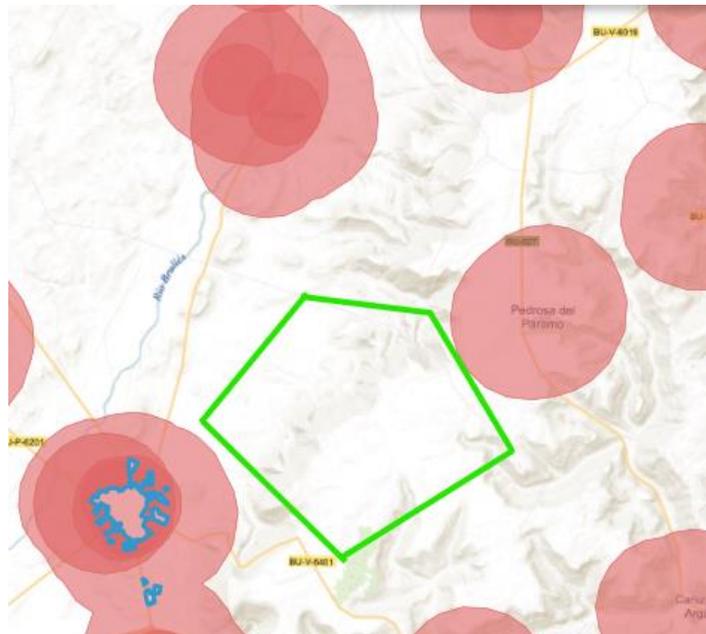
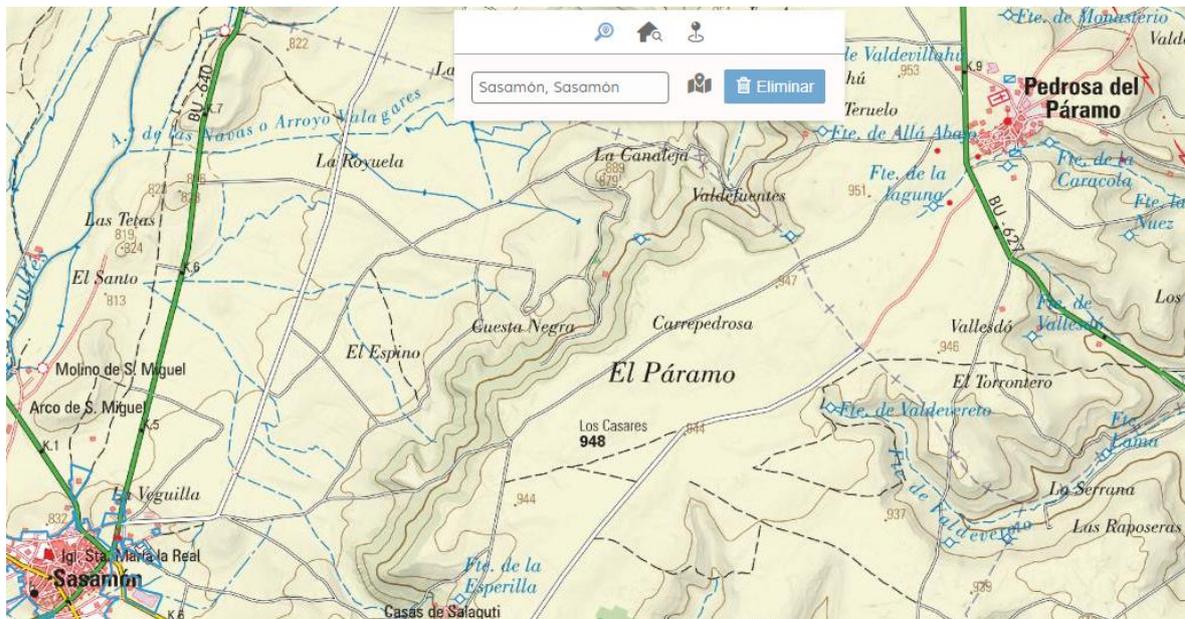


Figura 11. Detalle área entre Sasamón y Pedrosa del Páramo

3.3 OROGRAFÍA

La orografía del área destinada al parque eólico debe ser poco abrupta y no demasiado rocosa. La pendiente del terreno no debe superar el 20% y se busca que el terreno sea accesible para facilitar las obras y el mantenimiento. Para asegurarse de que el emplazamiento seleccionado cumple con las características necesarias, se ha utilizado el mapa proporcionado por el Instituto Geográfico Nacional (IGN). En la *Figura 12* se puede observar que el terreno “El Páramo” es favorable para la construcción del parque eólico ya que presenta desnivel bajo.



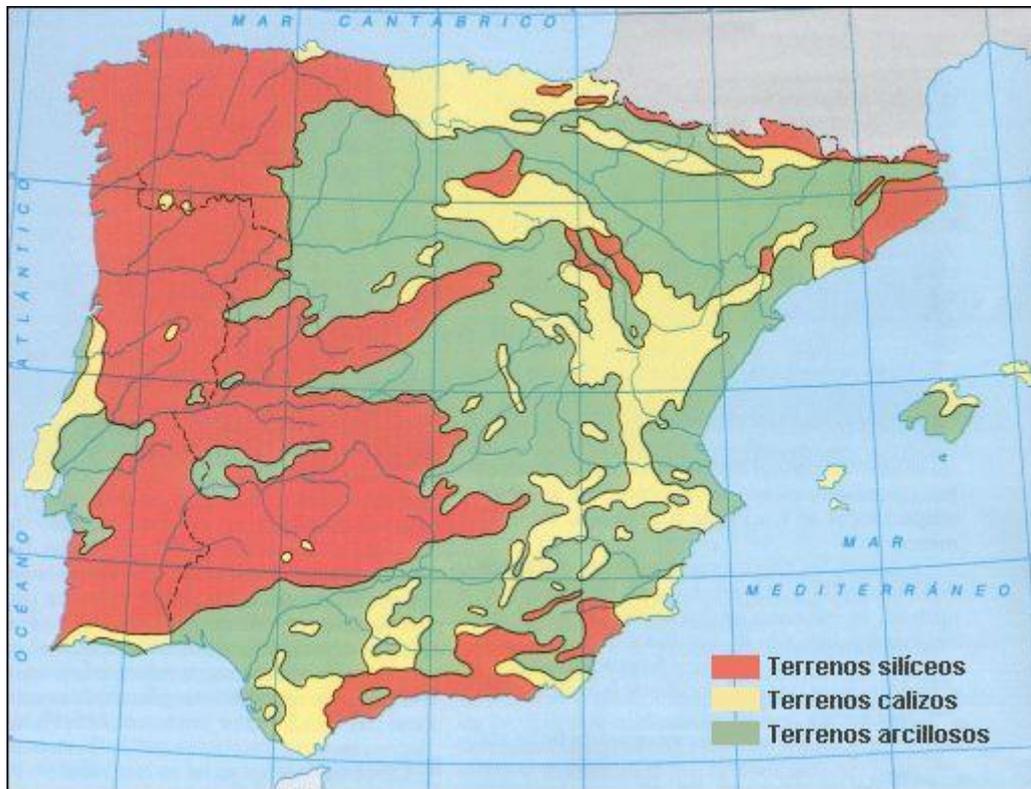


Figura 13. Mapa litológico de España. Fuente: IGN

Por último, para mostrar al lector una imagen exacta del emplazamiento se presenta la *Figura 14*. Como se puede observar, el emplazamiento es amplio, con apenas desnivel, y actualmente se utiliza para fines agrícolas. La rugosidad del emplazamiento y sus alrededores es baja, ya que está alejado de grandes centros urbanos y carece de grandes bosques. Este aspecto es beneficioso para el recurso eólico, ya que la baja rugosidad no afectará negativamente la velocidad del viento.



Figura 14. Vista a pie del emplazamiento. Fuente: Google Earth Pro

3.4 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

El parque en cuestión se encuentra a 20 km de la subestación más cerca de Red Eléctrica de España situada en Burgos. El parque eólico evacuará en la Subestación de Villalbilla 220 kV por lo que será necesario elevar la tensión a la salida del parque de 30/220 kV. En la se puede observar la distancia entre la subestación elevadora del parque y la subestación de evacuación.



Figura 15 Subestación eléctrica de evacuación.

3.5 ACCESIBILIDAD

La localidad cuenta con buenas conexiones por carretera, facilitando el transporte de equipos y materiales necesarios para la construcción del parque. El acceso se realizará por la carretera BV-V-6402 y después por un camino de tierra en buen estado y pocas curvas.

El emplazamiento del parque se encuentra a 2,3 km de Sasamón y a 1,2 km de Pedrosa del Páramo cumpliendo con los 1000 metros reglamentarios.

Capítulo 4. ESTUDIO DE LOS DATOS DE VIENTO

Una vez seleccionado el emplazamiento y habiendo realizado un primer análisis con los datos proporcionados por Global Wind Atlas, se procede a realizar un estudio más exhaustivo del recurso eólico en el emplazamiento.

Idealmente, se implantaría un anemómetro y veleta en diferentes puntos del emplazamiento durante años para tomar datos precisos y poder estimar de manera fiable la producción de energía eólica. Sin embargo, otra manera fiable de obtener datos de viento y más simplificada es a partir de modelos matemáticos que estiman los datos de viento como lo hace la empresa Vortex. Esta empresa ha facilitado datos de series de viento desde enero del 2014 a junio del 2024 con valores horarios de velocidad, dirección, presión y temperatura dos alturas de buje: 100 y 120 metros de altura.

A partir de los datos proporcionados por la empresa Vortex, se realiza un estudio estadístico utilizando la herramienta Windographer. Los datos se han proporcionado en las coordenadas UTM 30T 418530.39 m E 4698105.26 m N y a una elevación sobre el nivel del mar de 944 m. En la *Figura 16* se puede ver la ubicación exacta del punto en el que se han tomado los datos.



Figura 16. Ubicación del anemómetro virtual en el emplazamiento seleccionado

4.1 VELOCIDAD DEL VIENTO

Una de las principales variables que se deben estudiar con detenimiento es la velocidad del viento en el emplazamiento seleccionado. Vortex ha proporcionado series de viento de los últimos 10 años con resolución horaria. Como se puede observar en las *Figura 17* *Figura 18* los datos presentan alta variabilidad, aunque también se puede apreciar que siguen la misma tendencia de aumento y decremento por lo que los datos se pueden considerar fiables y sin errores. Además, la herramienta permite filtrar datos que pudieran ser erróneos, como valores fijos en un periodo de tiempo, u outliers. Sin embargo, los datos proporcionados por Vortex ya han sido filtrados por lo que se consideran en su conjunto datos válidos.

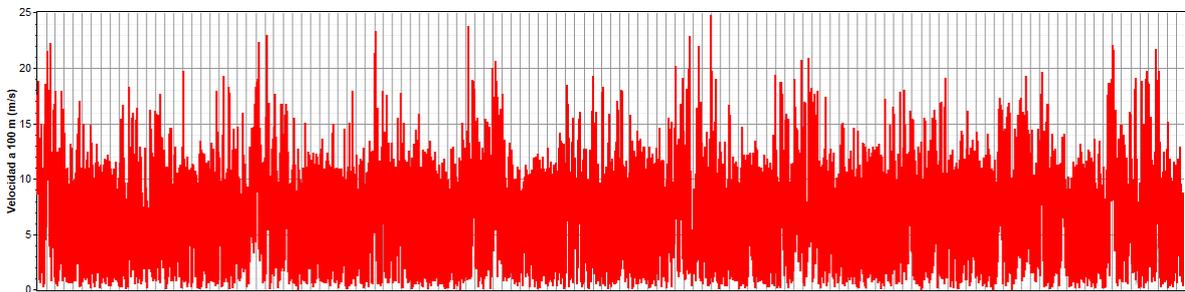


Figura 17. Velocidad de viento a 100 metros de altura

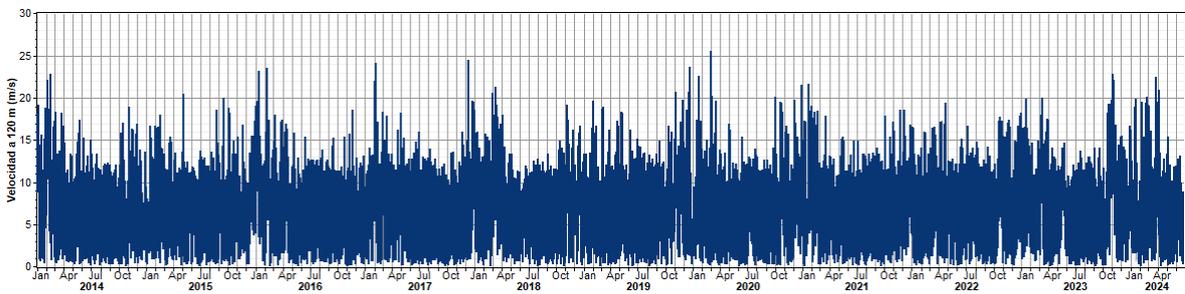


Figura 18. Velocidad de viento a 120 m de altura

Para poder comparar el potencial eólico a las diferentes alturas de buje, se utilizan las herramientas de Windographer que proporcionan datos visuales como la Figura 19 en la que se puede observar la media estacional y diaria de la velocidad en los últimos 10 años. Se puede concluir que en la ubicación seleccionada la velocidad de viento es mayor en los meses de invierno y otoño y entre las 23pm - 6 am del día.

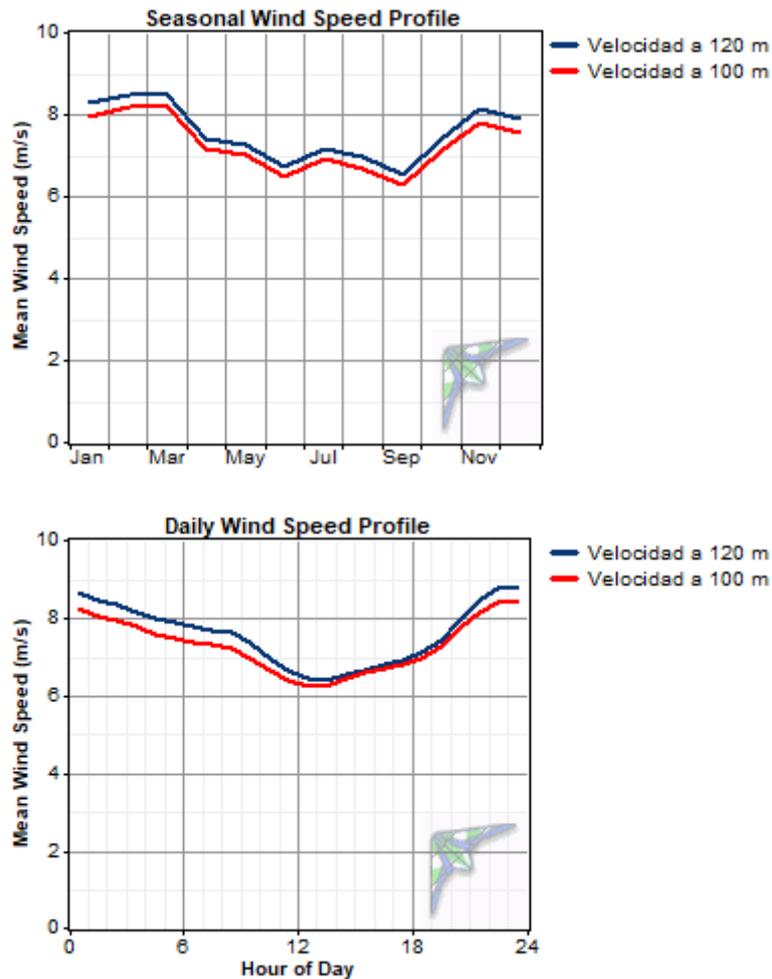


Figura 19. Velocidad de viento a diferentes alturas de buje

Más concretamente, a 100 metros de altura la velocidad media es de 7,29 m/s y a 120 metros de altura 7,57 m/s. Debido a este incremento significativo de la velocidad media a la altura de 120 m se procede a realizar el estudio y posteriormente el diseño a una altura de buje de 120 m.

4.2 ROSA DE LOS VIENTOS

La rosa de los vientos es un diagrama esencial que ofrece información detallada obtenida a partir de las veletas de 100 y 120 metros sobre la dirección del viento en un área específica. Mide las diferentes variables en cada uno de los sectores del viento. Utilizando el software

Windographer, es posible generar este diagrama a partir de series temporales de datos de viento proporcionados por Vortex. Este análisis es fundamental para optimizar la orientación de los aerogeneradores, maximizando así el aprovechamiento del recurso eólico en el sitio seleccionado.

La rosa de los vientos puede presentarse en tres formas distintas, cada una proporcionando una perspectiva única sobre los datos del viento:

- Rosa de Frecuencia: Indica la dirección predominante del viento, ayudando a identificar las direcciones más comunes y persistentes.
- Rosa de Velocidad: Permite identificar la velocidad del viento en relación con su dirección, facilitando la planificación y diseño de los aerogeneradores.
- Rosa de Energía: Muestra la cantidad de energía que se puede extraer del viento en cada dirección, utilizando los datos de frecuencia y velocidad. Es crucial para evaluar el potencial energético del sitio.

La combinación de estas rosas de viento permite una evaluación integral del recurso eólico, asegurando una toma de decisiones informada y eficiente en la colocación y orientación de los aerogeneradores

4.2.1 ROSA DE LOS VIENTOS DE FRECUENCIA

La Rosa de los vientos de frecuencia permite identificar las direcciones predominantes en las que se mueve el viento en el emplazamiento estudiado. En las *Figura 20* *Figura 21* se puede apreciar que en ambas alturas de buje la dirección predominante es 230° y su complementario 60°.

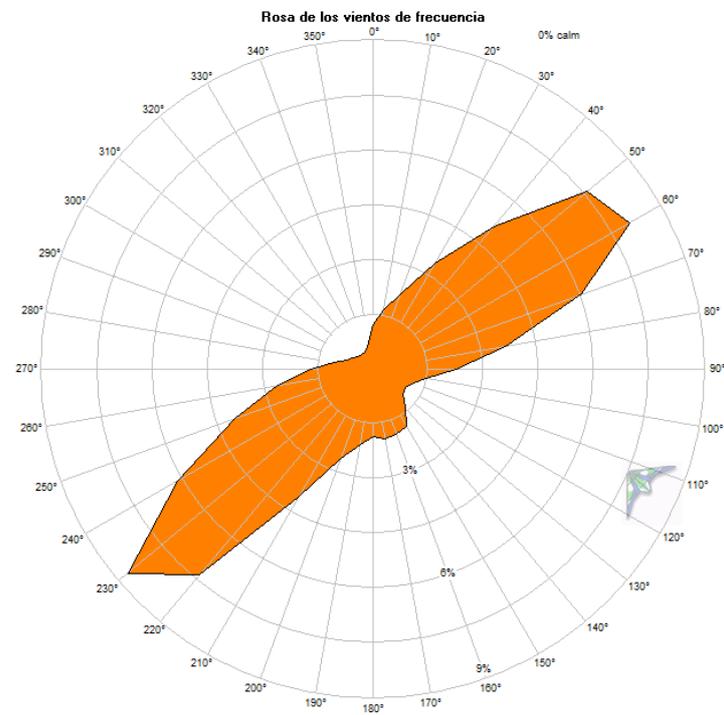


Figura 20. Rosa de los vientos de frecuencia a 120 m

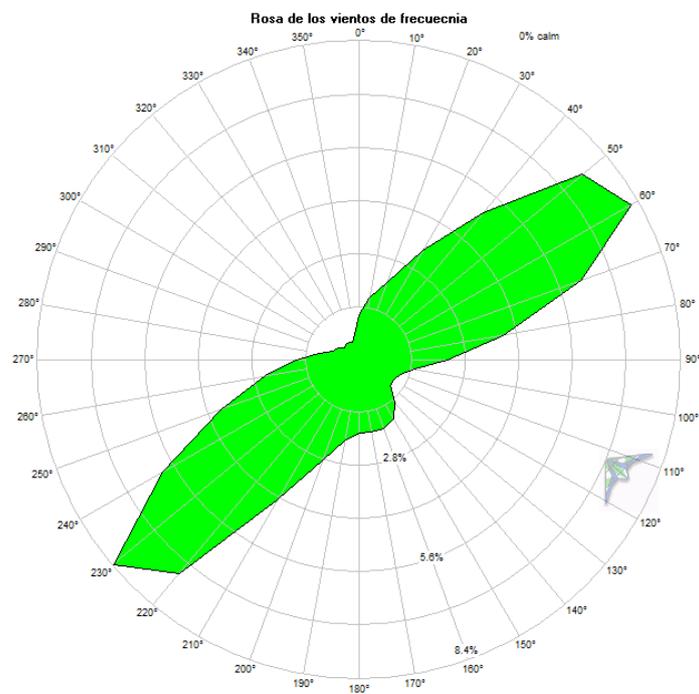


Figura 21. Rosa de los vientos de frecuencia a 100 m

Por otro lado, la herramienta permite diferenciar las diferentes direcciones en cada uno de los meses del año como se puede observar en la *Figura 22*. Se puede identificar cómo en los meses de octubre a marzo destaca la dirección de viento de 230° y el resto del año a 60° .

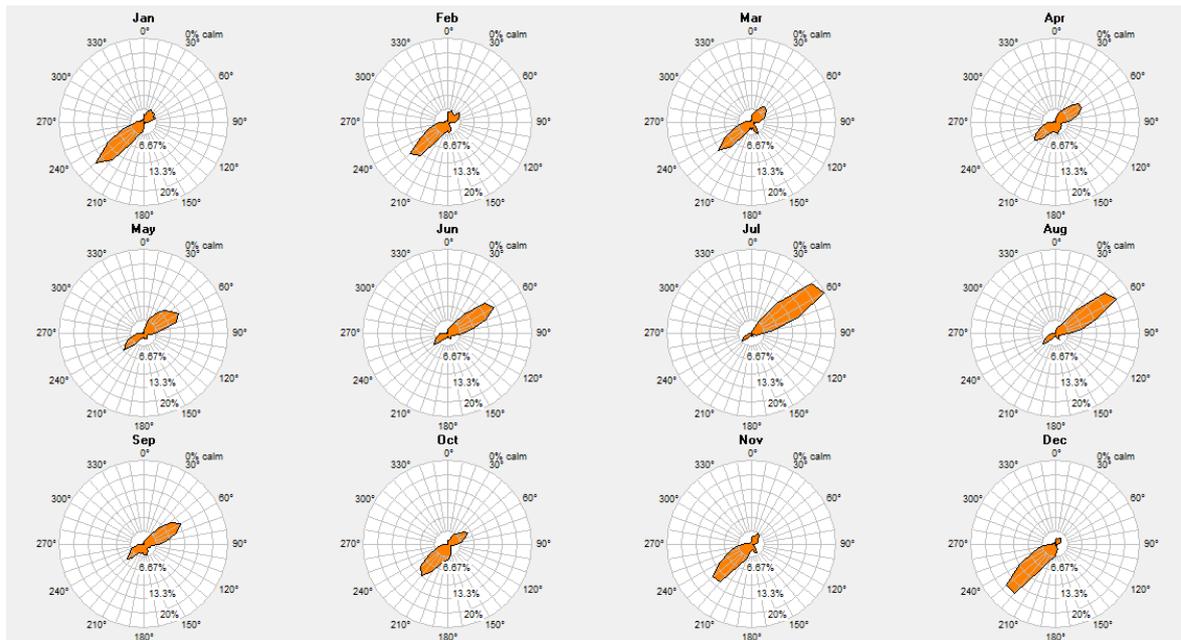


Figura 22. Rosa de vientos de frecuencia mensual a 120 m

4.2.2 ROSA DE LOS VIENTOS DE VELOCIDAD

La rosa de los vientos de velocidad representa la velocidad media con la que sopla el viento en cada dirección espacial. En las *Figura 23* y *Figura 24* se pueden observar las velocidades predominantes de las series temporales estudiadas a 120 m.

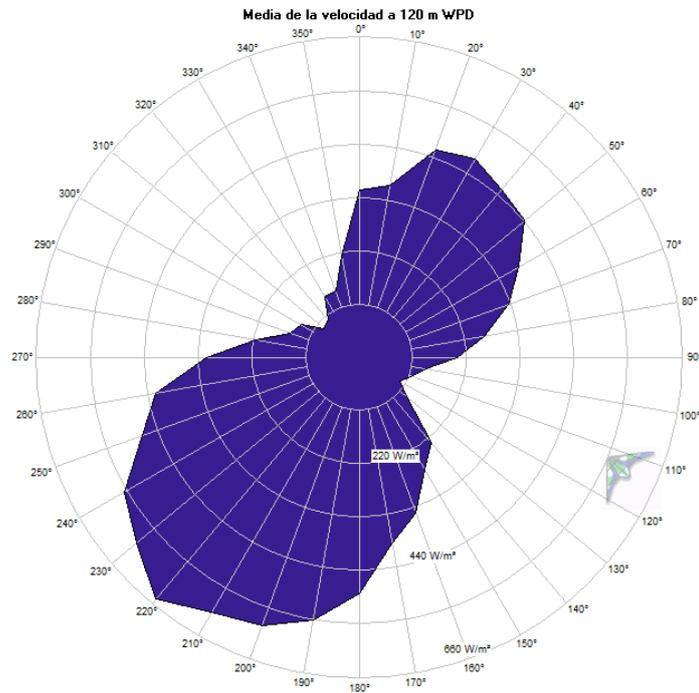


Figura 23. Rosa de los vientos de velocidad

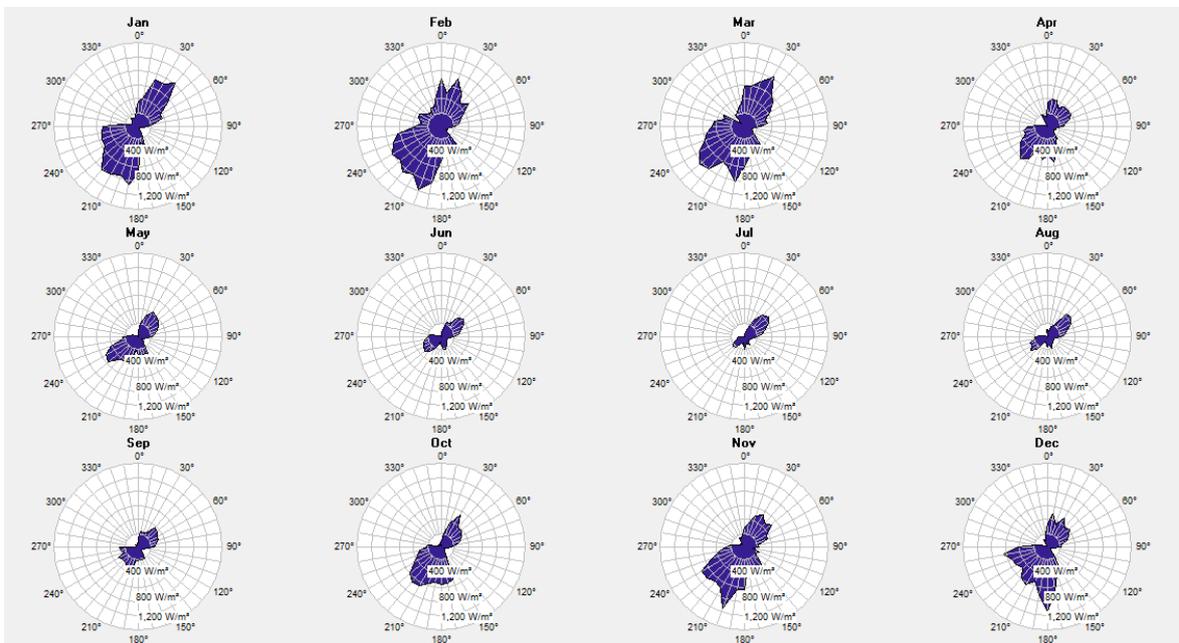


Figura 24. Rosa de los vientos de velocidad mensual

4.2.3 ROSA DE LOS VIENTOS DE ENERGÍA

Por último, la rosa de los vientos de energía se compone a raíz de las rosas de frecuencia y velocidad. Proporciona una información crucial para la orientación de los aerogeneradores, los cuales deberán ser instalados perpendicularmente a la dirección predominante.

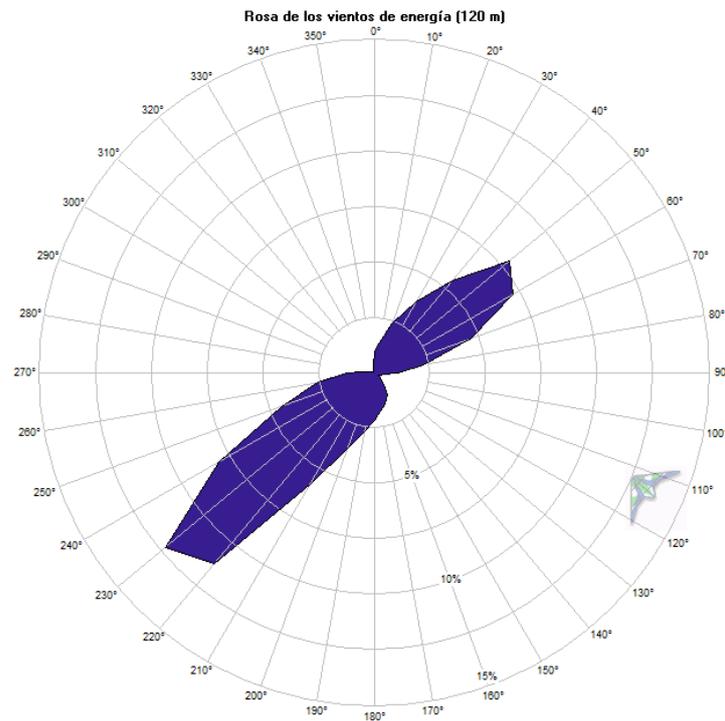


Figura 25. Rosa de los vientos de energía a 120 m

Como se puede observar, la dirección predominante es a 230° y en menor medida su complementario. Los aerogeneradores se dispondrán perpendicularmente a esta dirección para maximizar la transformación de energía. A continuación, en la *Figura 26*, se puede observar que la dirección predominante entre octubre y mayo (8 meses) es de 230° y los 4 meses restantes es 55°.

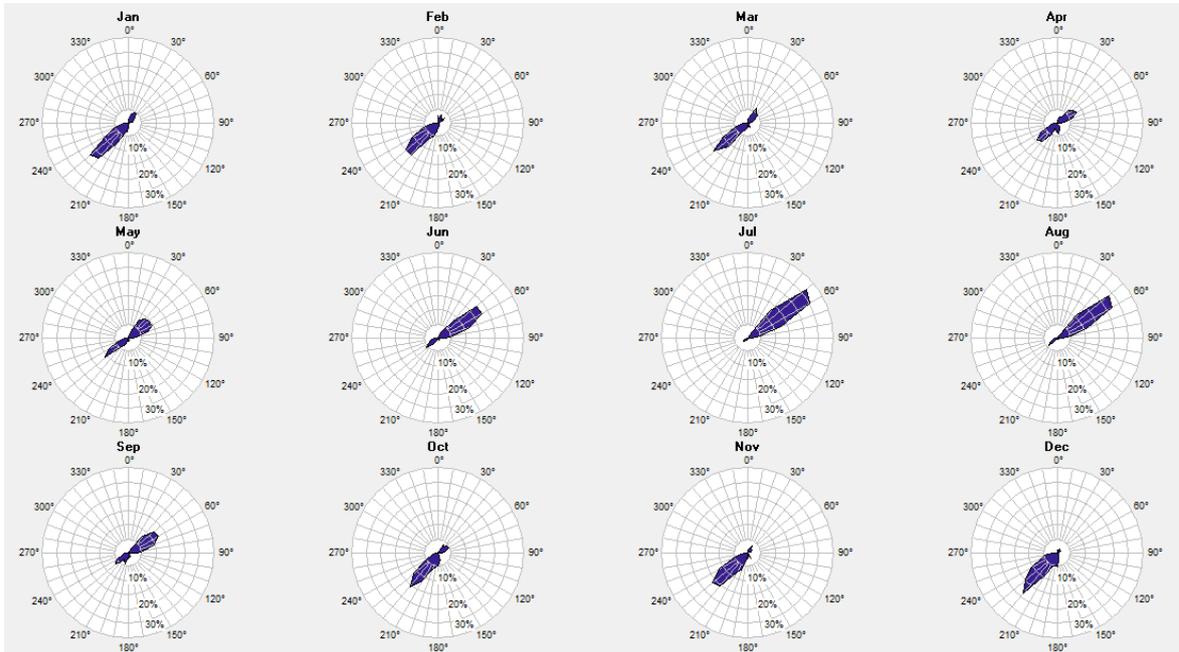


Figura 26. Rosa de los vientos de energía mensual a 120 m

4.3 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

En el análisis y modelización de datos de viento para la evaluación tecno-económica de un parque eólico, es esencial comprender la distribución de las velocidades del viento. La distribución de Weibull es una herramienta estadística clave en este contexto, debido a su capacidad para representar adecuadamente la variabilidad y patrones de la velocidad del viento.

4.3.1 CARACTERÍSTICAS DE LA DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

La distribución de Weibull se define mediante dos parámetros fundamentales:

- Parámetro de forma (k): Describe la forma de la distribución. Un valor de $k < 1$ indica una distribución con una mayor frecuencia de vientos bajos, $k = 1$ corresponde a una distribución exponencial, y $k > 1$ indica una distribución con una mayor frecuencia de vientos en un rango intermedio.

- Parámetro de escala (c): Representa una medida de la velocidad del viento. Es proporcional a la velocidad media del viento y determina la dispersión de los datos.

4.3.2 INTERPRETACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

En el contexto del presente estudio tecno-económico de un parque eólico, se han analizado los datos de velocidad del viento a una altura de 120 metros. La *Figura 27* muestra el histograma de las velocidades del viento medidas, junto con la curva de la mejor distribución de Weibull ajustada a estos datos.

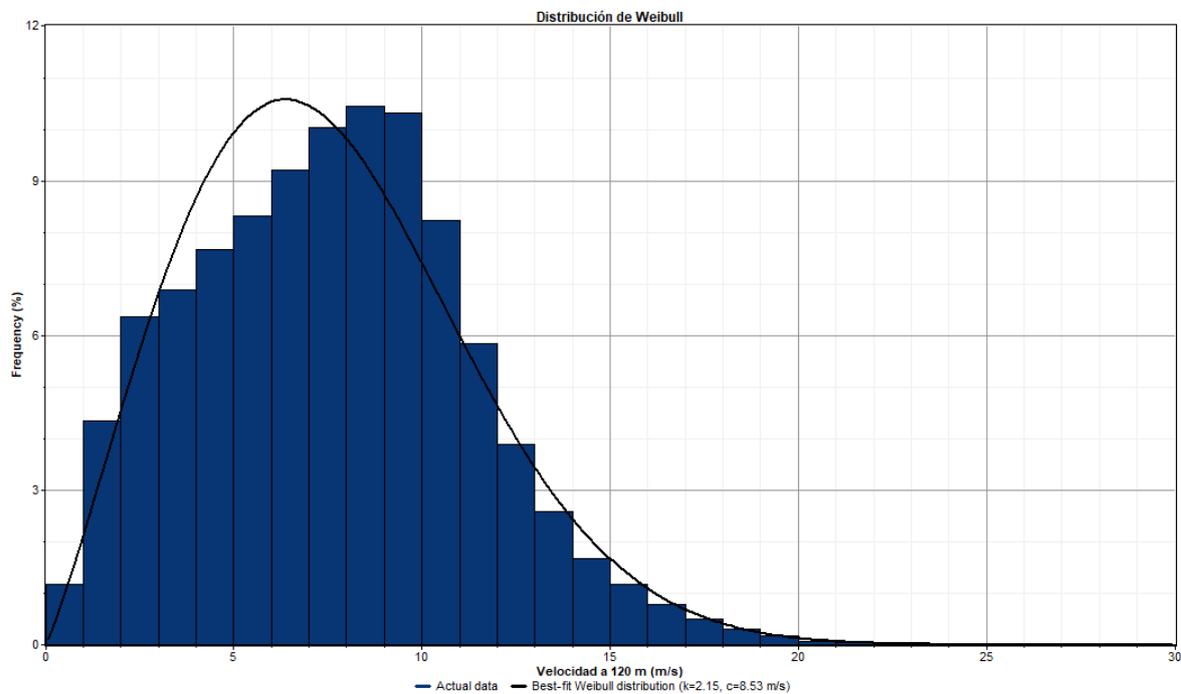


Figura 27. Histograma de la velocidad del viento a 120 metros y distribución de Weibull ajustada

En la *Figura 27*, se observa que la distribución de Weibull obtenida a partir de Windographer sigue de cerca la forma del histograma de las velocidades del viento. Analizando el ajuste se puede interpretar:

- Parámetro de forma (k): El valor de $k=2$ sugiere que la mayoría de las velocidades del viento se concentran en un rango intermedio, con pocas observaciones de vientos extremadamente bajos o altos.

- Parámetro de escala (c): El valor de $c=8.53$ m/s representa una velocidad del viento promedio alrededor de la cual se dispersan los datos.

Esta representación y ajuste de los datos de viento mediante la distribución de Weibull permiten una mejor comprensión de la disponibilidad y variabilidad del recurso eólico. Además, facilita la estimación de la producción energética esperada del parque eólico y, por ende, la evaluación económica del proyecto.

4.4 DIAGRAMA DE CAJAS

El diagrama de cajas es una herramienta estadística que permite visualizar la distribución y variabilidad de los datos de viento a lo largo del año. En la *Figura 28* se presenta un diagrama de cajas que muestra las estadísticas mensuales de la velocidad del viento a 120 metros de altura. Se puede observar la variabilidad de los datos en los diferentes meses aunque se considera adecuada para la implantación del parque eólico.

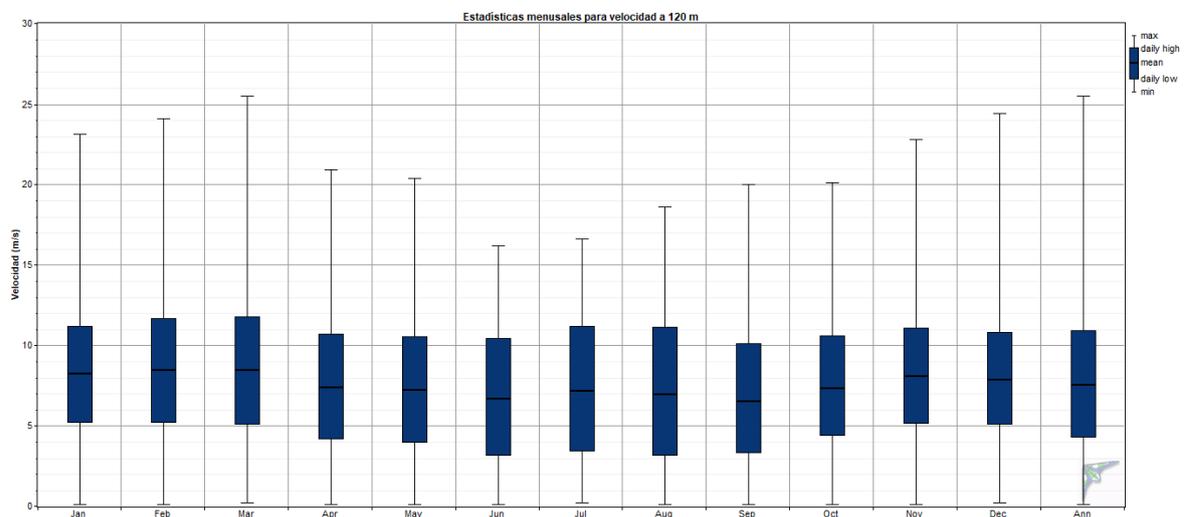


Figura 28. Diagrama de cajas mensual de velocidades de viento a 120 m de altura

4.5 CONCLUSIÓN DEL ESTUDIO DE LOS DATOS DE VIENTO

En este capítulo se ha realizado un análisis exhaustivo del recurso eólico en el emplazamiento seleccionado utilizando datos proporcionados por Vortex y analizados con Windographer. Se han estudiado las velocidades del viento a 100 y 120 metros de altura, encontrando que la maximización del recurso eólico se encuentra a 120 metros, lo que guía el diseño del parque eólico a esta altura.

Se han generado rosas de los vientos de frecuencia, velocidad y energía para determinar las direcciones predominantes del viento, cruciales para la orientación óptima de los aerogeneradores. La distribución de Weibull ha permitido modelar la variabilidad de la velocidad del viento, proporcionando parámetros esenciales para estimar la producción energética.

En resumen, el análisis confirma que el emplazamiento seleccionado en Sasamón es adecuado para la instalación de un parque eólico y aporta una base sólida para decisiones futuras en el diseño y la implementación del proyecto.

Capítulo 5. SIMULACIÓN ENERGÉTICA CON WASP

En este capítulo se va a realizar la simulación con un software desarrollado por la Universidad Técnica de Dinamarca llamado WASP. El objetivo es realizar la simulación de la producción de energía a partir de tres aerogeneradores distintos y seleccionar el que maximice la producción. Se utilizarán como datos de partida las series de viento proporcionadas por Vortex, la dirección del viento, rugosidad y orografía del terreno y las curvas de potencia y coeficientes de empuje de los aerogeneradores.

5.1 RUGOSIDAD Y OROGRAFÍA DEL TERRENO

Para realizar la simulación, los datos del terreno se trabajan en la aplicación WASP. Se utiliza un mapa con las curvas de nivel del emplazamiento obtenido a partir de la empresa Vortex (*Figura 29*). Por otro lado, el mapa de la rugosidad del terreno se ha obtenido a partir de 3 puntos georreferenciados de Google Earth Pro y se ha digitalizado el mapa de rugosidades utilizando la herramienta WASP Map Editor.

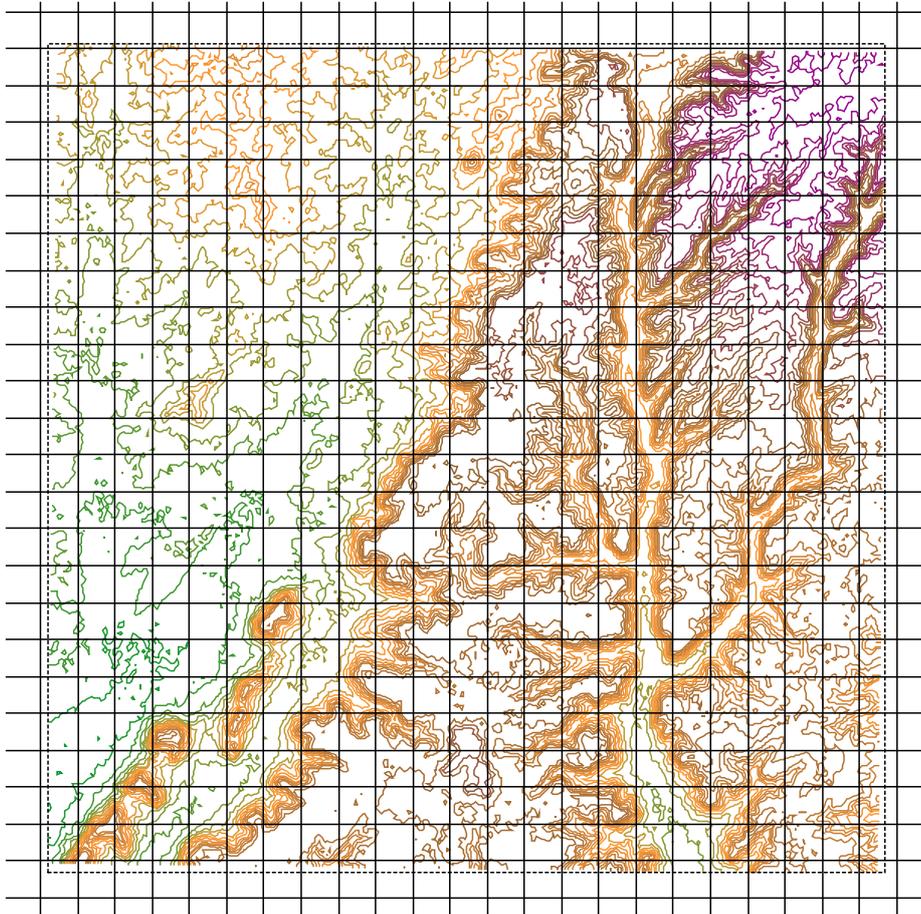


Figura 29. Mapa de las curvas de nivel del terreno. Fuente: Vortex

Estos datos deben ser procesados primero con la herramienta WAsP Map Editor antes de ser introducidos en WAsP. A partir de esta herramienta se unen los datos de las curvas de nivel con los de rugosidad, y se georreferencia el mapa para luego integrar estos datos con la información de viento. Para ajustar correctamente los mapas de curvas de nivel y rugosidad, WAsP Map Editor permite insertar una imagen de fondo georreferenciada. En la *Figura 30* se puede ver el mapa completo del terreno con las curvas de nivel y rugosidad.

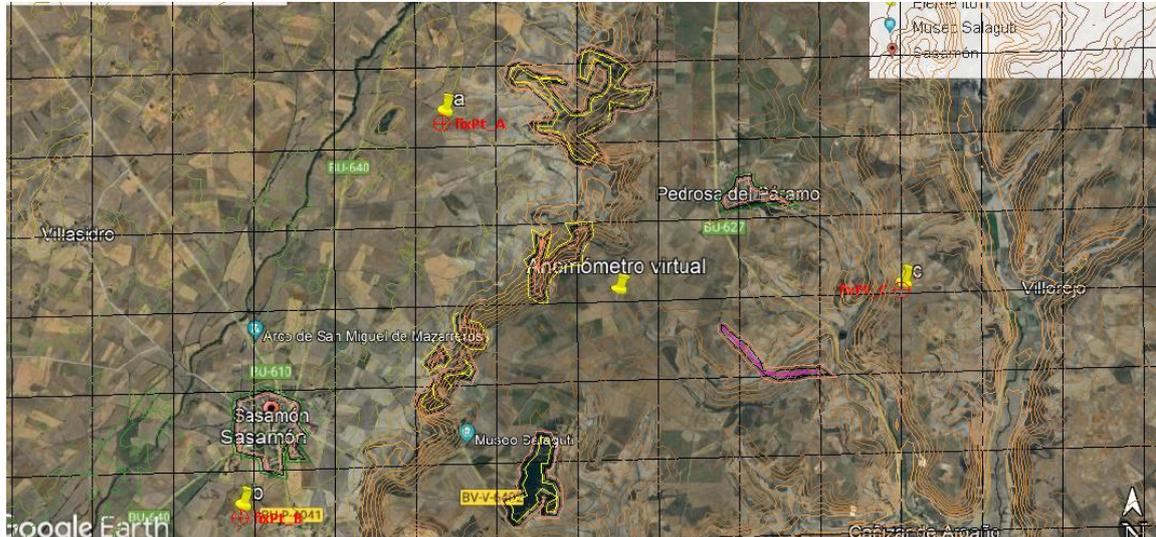


Figura 30. Mapa georreferenciado con las curvas de nivel y rugosidad. Fuente: Realización propia

5.2 AEROGENERADORES

Este estudio se centra en la comparación de tres posibles aerogeneradores para el diseño del parque eólico y la selección del óptimo. El criterio para la selección del aerogenerador será la maximización de la producción de energía ya que será el que maximice la rentabilidad del proyecto.

Para realizar la simulación en WAsP también son necesarias las curvas de potencia y coeficientes de empuje de los aerogeneradores. Estos datos se obtienen a partir la densidad del aire en el emplazamiento seleccionado. A partir de la herramienta Air Density Calculator proporcionada por WAsP, introduciendo la altitud y la temperatura media, se obtiene el dato de la densidad del aire en el emplazamiento del parque eólico (Tabla 5).

Altitud (m)	1064
Temperatura (°C)	9,08
Densidad del aire (kg/m ³)	1,100

Tabla 5. Densidad del aire en el emplazamiento. Fuente: WAsP

Por otro lado, en la *Tabla 6* se encuentran la posición de los aerogeneradores.

<i>Aerogenerador</i>	<i>Coordenadas UTM (Zona 30T)</i>	
1	416926.00 m E	4696476.00 m N
2	417291.00 m E	4696856.00 m N
3	417596.00 m E	4697237.00 m N
4	417904.00 m E	4697611.00 m N
5	418297.00 m E	4697893.00 m N
6	418692.00 m E	4698186.00 m N
7	419090.00 m E	4698484.00 m N
8	419441.00 m E	4698749.00 m N

Tabla 6. Coordenadas UTM de los aerogeneradores

Por último, en la *Figura 31* se puede observar una vista aérea de Google Earth Pro en la que se aprecia la ubicación de los aerogeneradores en el emplazamiento.



Figura 31. Vista aérea de la ubicación de los aerogeneradores.

5.2.1 CURVAS DE POTENCIA Y COEFICIENTES DE EMPUJE

En esta sección se desarrollará el análisis de las curvas de potencia y los coeficientes de empuje de tres modelos distintos de aerogeneradores: Nordex N163/6.X, Cypress-164 y EnVentus-172/7.2. Estos parámetros son fundamentales para comprender el rendimiento y la eficiencia de los aerogeneradores en diferentes condiciones de viento. Las curvas de potencia muestran la relación entre la velocidad del viento y la potencia generada por el aerogenerador, mientras que los coeficientes de empuje reflejan la fuerza ejercida por el viento sobre las palas y su impacto en la estructura del aerogenerador.

Para llevar a cabo este análisis, se utilizará la herramienta WAsP Turbine Editor, la cual permite la introducción y gestión de datos específicos de cada aerogenerador. Esta herramienta facilita la simulación y el estudio detallado del comportamiento de los aerogeneradores bajo distintas velocidades del viento, proporcionando información para la optimización del diseño y la operación de parques eólicos.

El uso de WAsP Turbine Editor permitirá generar las curvas de potencia y los coeficientes de empuje de los tres modelos de aerogeneradores. Los principales datos a introducir son el diámetro del rotor, la altura del buje, el coeficiente de potencia y la capacidad nominal del generador. En las *Tabla 7**Tabla 8**Tabla 9* y *Figura 32**Figura 33**Figura 34* se pueden ver las características principales de los aerogeneradores y las curvas de potencia y coeficientes de empuje obtenidos.

Cypress 164	
Diámetro de las palas (m)	164
Potencia nominal (MW)	6
Altura de buje (m)	120

Tabla 7. Datos aerogenerador Cypress 164

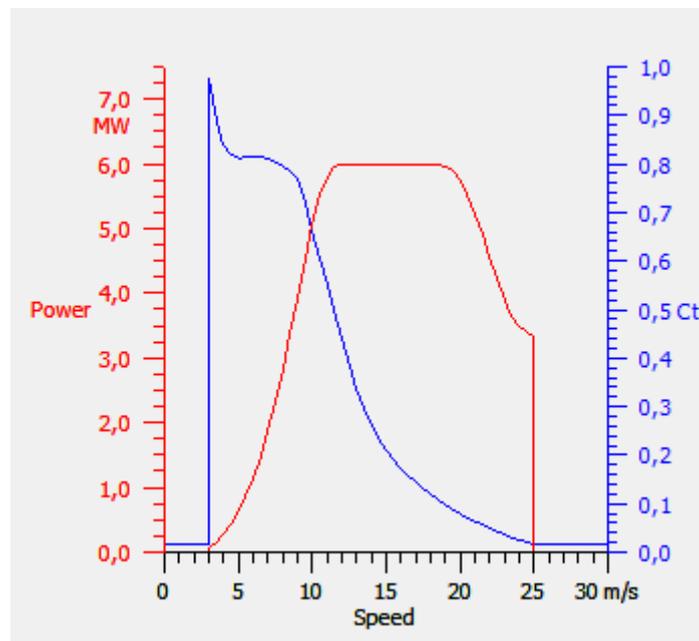


Figura 32. Curva de potencia y coeficiente de empuje Cypress 164

Vestas EnVentus V172

Diámetro de las palas (m)	172
Potencia nominal (MW)	7,2
Altura de buje (m)	120

Tabla 8. Datos aerogenerador Vestas

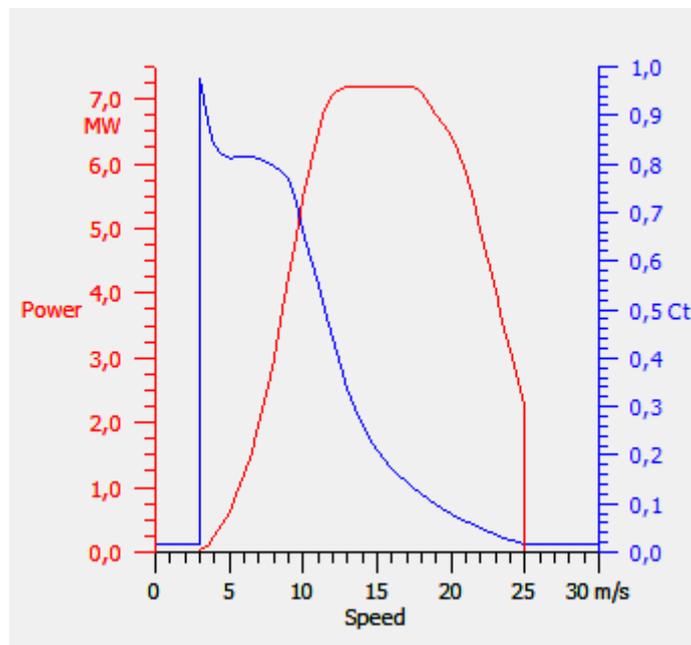


Figura 33. Curva de potencia y coeficiente de empuje Vestas

Nordex N163/6.X

Diámetro de las palas (m)	163
Potencia nominal (MW)	7
Altura de buje (m)	120

Tabla 9. Datos aerogenerador Nordex

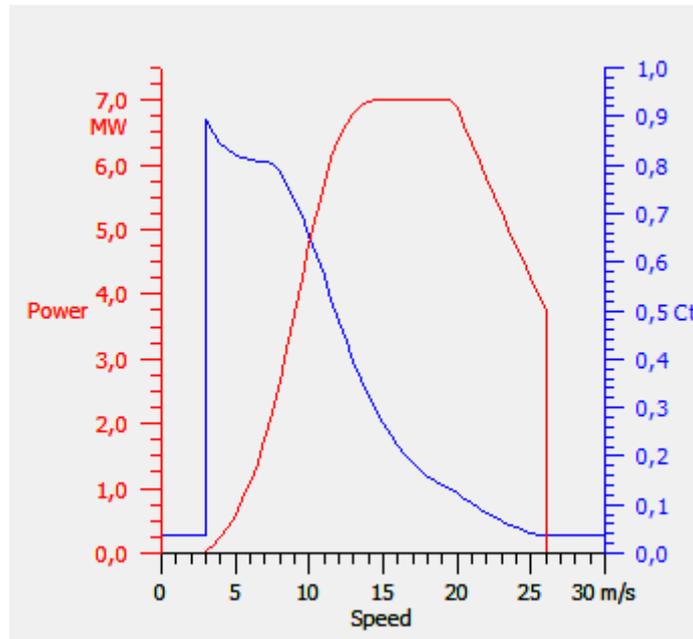


Figura 34. Curva de potencia y coeficiente de empuje Nordex

Por último, con las curvas de potencia y coeficientes de empuje obtenidos a partir de WAsP Turbine Editor, se procede con la simulación energética en WAsP.

5.3 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Se realizan tres simulaciones distintas, una por cada tipo de aerogenerador. La simulación energética de WAsP proporcionará la energía bruta y neta obtenida a partir de cada aerogenerador, al igual que las pérdidas por estela.

Sin embargo, la potencia neta no es equivalente a la potencia vertida a red ya que se deben tener en cuenta pérdidas y rendimientos. Por este motivo, se consideran pérdidas eléctricas del 3%, pérdidas por operación y mantenimiento del 3% y pérdidas por incumplimiento de la curva de potencia del 5%. Por tanto, el rendimiento total alcanza:

$$\text{Rendimiento total} = 1 - 0,3 * 0,3 * 0,5 = 89,39 \%$$

Para la selección del aerogenerador óptimo, se compararán las horas equivalentes proporcionado por cada una de las simulaciones. Esto se debe a que, al ser aerogeneradores de potencias diferentes, para comparar en igualdad de condiciones, se debe comparar por rendimiento, es decir, por factor de capacidad.

$$\text{Horas equivalentes [h]} = \frac{\text{Energía vertida a red [MWh]}}{\text{Potencia instalada [MW]}}$$

$$\text{Factor de capacidad [\%]} = \frac{\text{Horas equivalentes}}{8760 \text{ h}} * 100$$

5.3.1 NORDEX N163/6.X

En las *Tabla 10* y *Tabla 11* se pueden observar los resultados obtenidos para la simulación con el aerogenerador Nordex N163/6.X.

Energía vertida a red (MWh/año)	152.975,24
Potencia PE (MW)	50,40
Horas equivalentes (h)	3.035,22
Factor capacidad (%)	34,65%

Tabla 10. Resultados simulación Nordex N163/6.X

Aerogenerador	X UTM	Y UTM	Altitud (m)	Velocidad [m/s]	E. Bruta [MWh]	E. Neta [MWh]	Pérdidas Estela[%]
1	416926	4696476	935,2	9,12	31.514	29.536	6,28
2	417291	4696856	940,0	8,62	29.376	26.647	9,29
3	417596	4697237	940,0	8,37	27.342	24.180	11,57
4	417904	4697611	940,0	8,33	27.279	23.377	14,30
5	418297	4697893	940,0	8,36	27.430	24.564	10,45
6	419090	4698484	940,5	7,52	23.033	20.076	12,84
7	419441	4698749	941,0	7,77	24.548	22.761	7,28
Total					190.522,00	171.141,00	10,17%

Tabla 11. Resultados para cada aerogenerador Nordex

5.3.2 CYPRESS 164/7.2

En las *Tabla 12* *Tabla 13* se pueden observar los resultados obtenidos para la simulación con el aerogenerador Cypress 164/7.2.

Energía vertida a red (MWh/año)	163.606,75
Potencia PE (MW)	48,00
Horas equivalentes (h)	3.408,47
Factor capacidad (%)	38,91%

Tabla 12. Resultados simulación Cypress 163/7.2

Aerogenerador	X UTM	Y UTM	Altitud (m)	Velocidad [m/s]	E. Bruta [MWh]	E. Neta [MWh]	Pérdidas Estela[%]
1	416926	4696476	935,2	9,12	30.265	28.380	6,23
2	417291	4696856	940	8,62	28.492	25.885	9,15
3	417596	4697237	940	8,37	26.832	23.527	12,32
4	417904	4697611	940	8,33	26.658	22.262	16,49
5	418297	4697893	940	8,36	26.821	22.582	15,81
6	418692	4698186	940,2	7,5	22.966	18.845	17,94
7	419090	4698484	940,5	7,52	23.143	19.175	17,15
8	419441	4698749	941	7,77	24.515	22.379	8,71
Total					209.692	183.035	12,7%

Tabla 13. Resultados para cada aerogenerador Cypress

5.3.3 ENVENTUS 172/7.2

En las se pueden observar los resultados obtenidos para la simulación con el aerogenerador EnVentus 172/7.2.

Energía vertida a red (MWh/año)	165.942,39
Potencia PE (MW)	50,40
Horas equivalentes (h)	3.292,51
Factor capacidad (%)	37,59%

Tabla 14. Resultados simulación EnVentus 172/7.2

Aerogenerador	X UTM	Y UTM	Altitud (m)	Velocidad [m/s]	E. Bruta [MWh]	E. Neta [MWh]	Pérdidas Estela[%]
1	416926	4696476	935,2	9,12	34.186	31.863	6,8
2	417291	4696856	940	8,62	32.058	28.912	9,81
3	417596	4697237	940	8,37	29.922	26.179	12,51
4	417904	4697611	940	8,33	29.801	25.144	15,63
5	418297	4697893	940	8,36	29.979	26.570	11,37
6	419090	4698484	940,5	7,52	25.493	21.940	13,94
7	419441	4698749	941	7,77	27.122	25.040	7,67
Total					208.561	185.648	11,0%

Tabla 15. Resultados para cada aerogenerador Vestas

5.3.4 RESUMEN DE RESULTADOS Y AEROGENERADOR SELECCIONADO

Como se puede ver en la Tabla 16, el aerogenerador Vestas es el que mayor energía vertida a red proporciona. Sin embargo, como se comentó anteriormente, al no tener potencias

instaladas equivalentes los tres aerogeneradores se deben comparar por rendimiento. En ese caso, el aerogenerador Cypress 164 será el seleccionado con un factor de capacidad del 38,91%. La media de factor de capacidad de un parque eólico se encuentra entre 30-40% [28], por lo que está en rango.

	Cypress	Vestas	Nordex
Energía vertida a red (MWh/año)	163.606,75	165.942,39	152.975,24
Potencia PE (MW)	48,00	50,40	50,40
Horas equivalentes (h)	3.408,47	3.292,51	3.035,22
Factor capacidad (%)	38,91%	37,59%	34,65%

Tabla 16. Comparativa aerogeneradores

Capítulo 6. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Una vez obtenidos los resultados de la simulación energética y conociendo la energía vertida a red, se diseña la instalación eléctrica del parque eólico.

La energía se genera en baja tensión (BT) a 690 V en los aerogeneradores. Sin embargo, para minimizar las pérdidas por transporte, ya que la subestación se encuentra a 20 km, es necesario elevar la tensión.

Este capítulo incluye los diferentes equipos necesarios para la instalación eléctrica de media tensión para el parque eólico de Sasamón.

6.1 TRANSFORMADOR ELEVADOR DE BAJA-MEDIA TENSIÓN

La energía se genera en baja tensión (BT) a 690 V en los aerogeneradores. Como se comentó en el capítulo sobre el estudio de las tecnologías, se realiza una primera transformación en el generador eléctrico, y después una segunda a partir de un transformador elevador para minimizar pérdidas. El modelo Cypress 164 permite seleccionar la tensión del lado de alta entre los 20 – 30 kV. Para este trabajo se decide utilizar 30 kV ya que a pesar de que conllevará mayor coste, debido a las distancias a recorrer equilibra la balanza.

El transformador se encuentra en la propia góndola, y las características principales se pueden observar en la *Tabla 17*.

Disposición	3 fases
Frecuencia [Hz]	50
Tipo de conexión	Dyn11yn11
Nivel de tensión en primario [V]	0,690
Nivel de tensión en secundario [kV]	6
Nivel de tensión en terciario [kV]	30

Tabla 17. Características transformador Cypress 164

6.2 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

Las celdas de media tensión se encuentran a la salida del transformador, son las encargadas de la protección y control de la línea aguas abajo del transformador. Se deben diseñar para que soporten las intensidades nominales y de cortocircuito de la línea. En el *Anexo II Cálculo Eléctricos* se detallan los cálculos realizados para el diseño del cableado de media tensión.

Dependiendo de la posición del aerogenerador en el circuito, las celdas de media tensión pueden ser de tipo 1 o tipo 2.

Celdas de tipo 1 son celdas de remonte y protección. Estas celdas se encuentran en los aerogeneradores que comienzan el circuito. En el caso del Parque Eólico Sasamón estos aerogeneradores son el 1, 6 y 8. En estos casos, no se necesita celda de línea ya que no tendrá ninguna línea de entrada. La configuración se denomina 0L + 1V, donde 0L representa la celda de remonte/salida y 1V la celda de protección con interruptor automático.

Por otro lado, las celdas de tipo 2 son aquellas de posición intermedia entre las celdas de tipo A y la subestación. La nomenclatura es 0L + 1L + 1V donde 1L representa la celda de entrada de la línea. Estas celdas se encuentran en los aerogeneradores 2, 3, 4, 5 y 7.

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

Figura 35. Tipo de celda por aerogenerador

Finalmente se selecciona el modelo cgm.3-rlv de Ormazábal [29] cuyas características principales se muestran en la

Tensión asignada [kV]	30
Tensión máxima del sistema [kV]	36
Frecuencia [Hz]	50
Corriente asignada [A]	630
Corriente de cortocircuito [kA]	25 (1s)
Poder de cierre del interruptor principal [kA]	50

Tabla 18. Características celdas de media tensión

6.3 CABLES DE MEDIA TENSIÓN

El cableado se ha diseñado según lo estipulado en el Reglamento de Líneas de Alta Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias. Los cálculos detallados se encuentran en el *ANEXO II Cálculos Eléctricos*, sin embargo, en este apartado se muestran los resultados principales.

La corriente nominal que circula por los circuitos se puede ver en la *Tabla 19*. Como criterio de diseño y para simplificar la implantación del parque se ha decidido utilizar el mismo conductor para los 3 circuitos ya que permite conseguir precios competitivos al comprar en mayor cantidad y evita errores en la obra civil.

I_1 [A]	384,9
I_2 [A]	384,9
I_3 [A]	256,6

Tabla 19. Intensidades nominales en cada circuito

Para elegir la sección del conductor se ha recurrido a la *Tabla 20* la cual presenta las diferentes intensidades máximas según el tipo de conductor, aislamiento y sección. Como se explica en el *ANEXO II*, se ha seleccionado aislamiento XLPE ya que cumple con los requisitos establecidos por la categoría de la red y aluminio debido a su coste en comparación con el cobre. Finalmente, tras un proceso iterativo se ha seleccionado el conductor de 400 mm² cuya intensidad máxima admisible es 445 A.

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

Tabla 20. Intensidades máximas admisibles [A]

Según el reglamento, se deben tener en cuenta factores que pueden variar la corriente que circula por el conductor como la temperatura del terreno, la resistividad, el tipo de aislamiento seleccionado, etc. En la *Tabla 21* se incluye un resumen de los diferentes factores de corrección a tener en cuenta según el reglamento.

F temperatura	0,96
F profundidad	1
F resistividad del terreno	1,05
F distancia entre ternos	0,86
F de corrección total	0,92

Tabla 21. Factores de corrección

Finalmente, se comprueba el criterio de intensidad máxima admisible según:

$$I' = \frac{384,9}{0,92} = 418,5 < 445 \text{ A} = I_{\text{max-admisible}}$$

El conductor seleccionado cumple el criterio térmico. A continuación, se muestran los resultados para el cumplimiento del criterio de caída de tensión donde se ha establecido un máximo de 1% para minimizar pérdidas.

La caída de tensión en el cable se calcula según:

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

Donde,

L: longitud del conductor [m]

I: intensidad del conductor [A]

S: sección del conductor mm²

γ : conductividad del aluminio a 90°C [27,3 m/Ω·mm²]

En la *Tabla 22* se pueden ver los resultados para cada uno de los circuitos diseñados.

	Tramo	I (A)	L (m)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
Circuito 1	1 a 2	132,79	550	10,43	0,03
	2 a 3	265,57	550	20,85	0,07
	3 a ST	398,36	600	34,12	0,11
Circuito 2	6 a 5	132,79	550	10,43	0,03
	5 a 4	265,57	550	20,85	0,07
	4 a ST	398,36	50	2,84	0,01
Circuito 3	8 A 7	132,79	550	10,43	0,03
	7 a ST	265,57	1450	54,97	0,18

Tabla 22. Resultados de caída de tensión en los circuitos

Se comprueba que en ningún caso la caída de tensión por circuito supera el 1% por lo que se considera adecuado el diseño. A continuación, en la *Tabla 23* se muestran las pérdidas por efecto Joule calculadas a partir de la resistencia del conductor proporcionada por el fabricante NEXANS.

	Tramo	I (A)	L (m)	R (Ω /km)	Pérdidas (W)
Circuito 1	1 a 2	132,79	550	0,13	3761,78
	2 a 3	265,57	550	0,13	15047,11
	3 a ST	398,36	600	0,13	36933,82
Circuito 2	6 a 5	132,79	550	0,13	3761,78
	5 a 4	265,57	550	0,13	15047,11
	4 a ST	398,36	50	0,13	3077,82
Circuito 3	8 A 7	132,79	550	0,13	3761,78
	7 a ST	265,57	1450	0,13	39669,66
Total					121.060,85
					0,25%

Tabla 23. Resultados de las pérdidas por efecto Joule

6.4 PUESTA A TIERRA

El objetivo de la puesta a tierra en una instalación eléctrica es proporcionar un equipo de seguridad tanto para las personas como para los sistemas eléctricos en caso de falta en la instalación.

Se diseña la red de cables de puesta a tierra considerando un conductor desnudo de cobre de 152 mm², la mitad que los conductores de líneas, con una impedancia de 0,11 Ω /km. Estos conductores los provee la empresa Prysmian.

6.5 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

El Parque Eólico Sasamón se encuentra ubicado a 20 km de la subestación de Fuente Salada en la cual evacuará la energía. Debido a la alta distancia, el transporte en zanja y a 30 kV se hace inviable debido a las altas pérdidas. Por ese motivo, se instala una subestación elevadora en el emplazamiento del parque a 30/220 kV.

El transformador de potencia es el equipo clave para realizar la transformación de potencia de la subestación. Además, hay otros elementos importantes en la subestación principalmente encargados de las protecciones, control y medida de la subestación. Se va a diseñar una subestación AIS (Air Insulater Switchgear) la cual utiliza el aire como medio de aislamiento.

Tecnología	AIS
Instalación	Convencional exterior
Intensidad de cortocircuito de corta duración	50 kA
Nivel de Tensión primario	30 kV
Nivel de Tensión secundario	220 kV

Tabla 24. Características generales de la subestación

6.5.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Como se comentaba anteriormente, el transformador de potencia es el equipo principal de la subestación. Su principal función es elevar la tensión de 30kV a 220 kV. En la *Figura 36* se puede observar el diseño de un transformador de potencia común en una subestación.



Figura 36. Transformador de potencia para subestación. Fuente: Scheneider

Para la subestación del Parque Eólico Sasamón se va a utilizar el transformador de potencia de aceite de la empresa Schneider cuyas características principales se observan en la *Tabla 24*

Potencia nominal [MVA]	60
Nivel de Tensión primario [kV]	30
Nivel de Tensión secundario [kV]	220
Refrigeración	ONAN

Tabla 25. Características principales del transformador de potencia

6.5.2 SECCIONADOR

El seccionador permite abrir el circuito en vacío. Es parte de la aparamenta de seguridad, y su función principal es separar los circuitos de manera visible. Hay diferentes tipos de seccionador en el mercado: dos columnas, tres columnas o seccionador pantógrafo principalmente. Para el nivel de tensión de la subestación el más usado es de dos o 3

columnas. Se ha escogido el seccionador de doble apertura horizontal GW56 de la marcha Hitachi cuyas características principales se pueden ver en la

Tensión nominal [kV]	hasta 245
Corriente nominal [A]	hasta 4000
Corriente soportada a corto plazo [kA]	hasta 50

Tabla 26. Datos principales seccionador Hitachi

6.5.3 TRANSFORMADORES DE MEDIDA Y PROTECCIÓN

Para llevar un control de las tensiones y corrientes de los conductores de la subestación es imprescindible un equipo de medida y protección. Los transformadores de corriente y tensión son comúnmente utilizados en las subestaciones ya que permiten realizar tareas de medida y control de manera más segura y barata. Los transformadores de intensidad transforman la corriente a niveles entorno a los 5A para realizar las medidas y comprobar el correcto funcionamiento de los equipos. Por otro lado, los transformadores de tensión tienen una función similar para adaptar los niveles de tensión a los necesarios en los aparatos de medida y protección. Para la subestación del Parque Eólico Sasamón se van a utilizar transformadores de tensión de HYEE con tensiones de servicio de 220 kV y tensión máxima 145 kV.

6.5.4 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

Como se mencionaba anteriormente, la subestación en cuestión es de tipo convencional usando aire como aislamiento para los interruptores automáticos. Los interruptores automáticos están destinados a interrumpir y conectar circuitos en condiciones normales de carga. Éstos son capaces de maniobrar circuitos en condiciones normales de funcionamiento y de cortocircuito. Representan la protección principal de los equipos en la subestación. Para subestaciones de redes de 220 kV son usuales los interruptores SF6 con mando tripolar como el seleccionado de ABB HD4/R 24 cuyas características principales se observan en la

Tensión nominal [kV]	36
Intensidad térmica asignada [A]	1250
Poder de corte [kA]	16

Tabla 27. Características eléctricas interruptor automático

6.5.5 PARARRAYOS

Como su propio nombre indica, la función principal del pararrayos o autoválvula es absorber sobretensiones atmosféricas que alcanzan la subestación. Los pararrayos son el primer elemento que se encuentran las líneas al llegar a la subestación. Se caracterizan por sus altas impedancias en condiciones normales de funcionamiento para evitar fugas a tierra, y a partir de unos niveles de tensión, su impedancia cambia radicalmente convirtiéndose en un conductor perfecto para derivar la corriente de fuga a tierra.

Finalmente, se puede observar en la *Figura 37* una subestación de tipo convencional AIS y los equipos principales que han sido descritos.



Figura 37. Subestación de tipo convencional

Capítulo 7. OBRA CIVIL

En el desarrollo de un parque eólico, la obra civil es fundamental para garantizar la correcta instalación y operación de los equipos. Este capítulo detalla las actividades clave de la obra civil, abarcando desde la preparación del terreno y los accesos hasta la instalación de zanjas, canalizaciones, cimentaciones y la construcción de los centros de transformación.

7.1 INFRAESTRUCTURAS PRINCIPALES

La obra civil proyectada para el parque eólico incluye las siguientes infraestructuras esenciales:

- Accesos y viales interiores
- Zanjas para cables
- Canalizaciones para la red de tierras
- Edificio de control
- Cimentaciones

El enfoque de la obra civil busca minimizar el impacto ambiental, reduciendo el movimiento de tierras para preservar la vegetación y minimizar costes.

7.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL EMPLAZAMIENTO

El parque eólico se encuentra entre los municipios de Sasamón y Pedrosa del Páramo en Burgos. El PE Sasamón contará con 8 aerogeneradores de 6MW de potencia unitaria sumando un total de 48 MW de potencia nominal.

La superficie del parque es aproximadamente rectangular. El parque se encuentra a una distancia de 2,3 km de Sasamón y a 1,2 km de Pedrosa del Páramo. El terreno es principalmente llano y tiene una altitud media de 145 m sobre el nivel del mar.

La localidad cuenta con buenas conexiones por carretera para los accesos principales. Se puede acceder al emplazamiento por dos carreteras distintas: BV-V-6402 y BU-627. Entre ellas son unidas por un camino asfaltado en buen estado y pocas curvas como se puede ver en la *Figura 38*.



Figura 38. Camino asfaltado que bordea el parque

7.3 ACCESOS Y VIALES

El acceso al parque se facilita mediante dos zonas principales del recinto, conectadas por las vías BV-V-6402 y BU-627. Además, estos dos accesos están conectados mediante un camino asfaltado el cual puede que hiciera falta reacondicionar. En la *Figura 39* se aprecia una vista aérea de los diferentes viales mencionados. El verde representa BV-V-6402, el azul BU-627 y el rosa el camino asfaltado que los une.

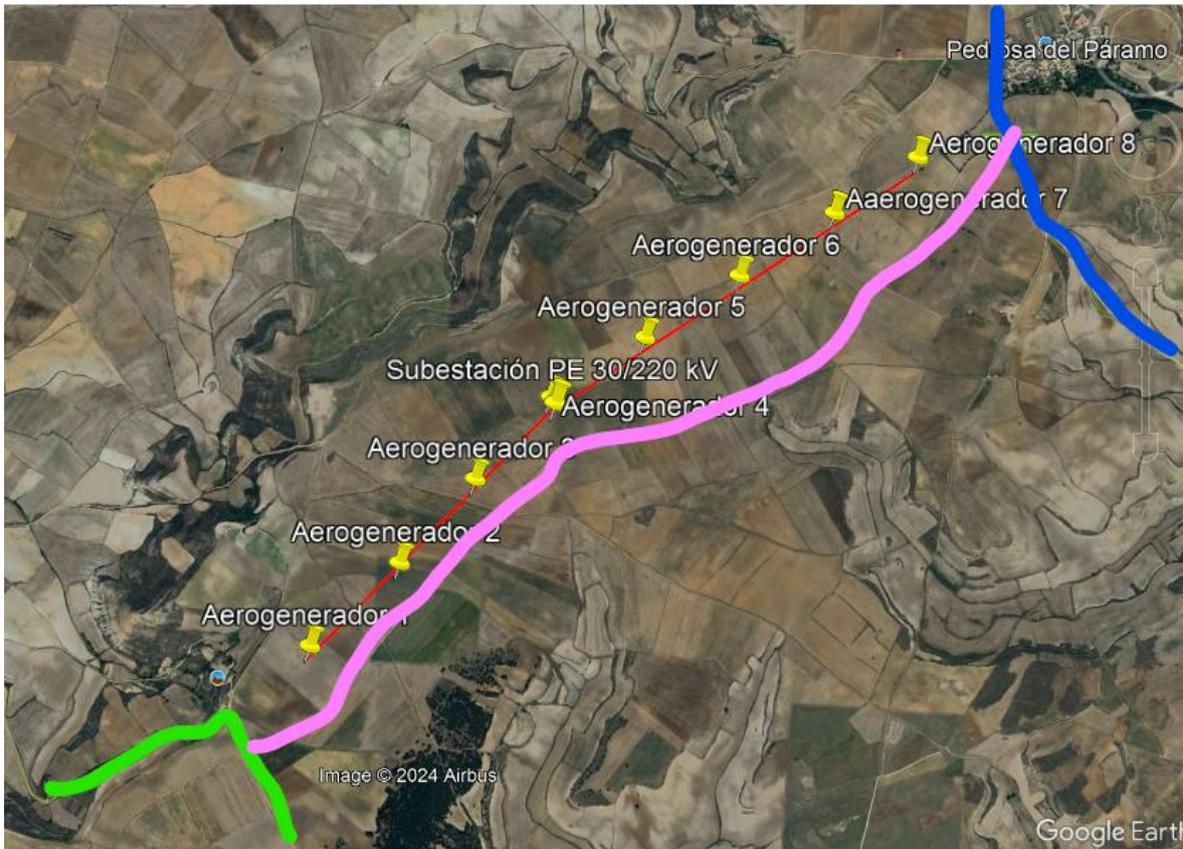


Figura 39. Vista aérea accesos

Los viales interiores, que conectan los aerogeneradores y el edificio de control, están diseñados para maximizar la eficiencia en el transporte interno del parque. Se pretende aprovechar el camino asfaltado para la unión de los viales internos. A partir del camino asfaltado se realizará un nuevo vial interno por cada aerogenerador. La longitud total de los viales nuevos necesario es de 2200 metros.

Los caminos se diseñan para cumplir con las condiciones mínimas necesarias para permitir el acceso de vehículos pesados. Las características geométricas de los viales incluyen una anchura mínima de 3,5 metros más 0,75 metros libres a cada lado, con una pendiente máxima del 9% en las zonas pavimentadas.

El camino asfaltado mide 4m por lo que será necesario un reacondicionamiento para cumplir con la normativa.

7.4 ZANJAS PARA CABLES

La instalación eléctrica de media tensión (30 kV), baja tensión y comunicaciones se llevará a cabo enterrada directamente en zanjas. Para cumplir con la normativa vigente se deberán rellenar incluyendo planchas de PVC y señalización para cumplir con las disposiciones de protección.

La obra conlleva una excavación de 1 metros de profundidad y 0,8 o 0,4 metros de anchura ya que se dimensiona uno para 1 conductor y otro para 2 conductores.

7.5 CANALIZACIONES PARA LA RED DE TIERRAS

Las canalizaciones para la red de tierras se diseñarán para integrarse con las cimentaciones de los aerogeneradores, proporcionando una conexión segura y estable a la malla de tierras de la subestación.

7.6 EDIFICIO DE CONTROL

El edificio de control se encuentra en el recinto de la subestación. En él se encontrarán las celdas de media tensión, comunicaciones y los aparellajes de control necesario de la subestación.

En el edificio de control también se encontrará el transformador de servicios auxiliares (SS.AA) el cuál se utilizará para alimentar los servicios de BT del edificio [30].

7.7 CIMENTACIONES

Las cimentaciones de los aerogeneradores y otros equipos eléctricos están diseñadas para proporcionar una base estable y duradera. Se emplearán soleras y dados de hormigón, dimensionados adecuadamente para soportar los equipos y resistir las condiciones ambientales del emplazamiento.

Capítulo 9. VIABILIDAD ECONÓMICA

El objetivo principal de este capítulo es evaluar la viabilidad financiera del proyecto de construcción y operación de un parque eólico con una capacidad instalada de 48 MW. Se presentarán y analizarán los costos asociados a la inversión inicial, los ingresos proyectados por la venta de energía, y los gastos operativos y de mantenimiento a lo largo de la vida útil del parque. Se evaluarán términos financieros claves como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto, del accionista y la deuda [31].

9.1 DATOS DE PARTIDA

Para el cálculo de la viabilidad económica del Parque Eólico Sasamón se deben tomar ciertos datos de partida técnicos del parque como se puede ver en la *Tabla 28*.

Energía inyectada a red [MWh/año]	163.606,75
Potencia Instalada [MW]	48
Vida útil [años]	25
Horas equivalentes [h]	3408,51
Factor de capacidad [%]	38,91%

Tabla 28. Características técnicas del proyecto

9.2 COSTES DE INVERSIÓN

La inversión inicial o CapEx (Capital Expenses) de un proyecto es uno de los costes más significativos para comprobar la viabilidad económica del proyecto. Para la construcción del parque eólico se han tenido en cuenta los costes de inversión de la

- Costos de infraestructura: Comprenden la construcción de las bases para los aerogeneradores, caminos de acceso, y las conexiones necesarias a la red eléctrica.
- Compra e instalación de aerogeneradores: Representa en torno al 70% del coste de inversión total.
- Gastos en permisos y licencias: Incluyen todos los costos relacionados con la obtención de los permisos ambientales, de construcción y otros requeridos por las autoridades.
- Gastos en ingeniería y consultoría: Involucran la contratación de expertos para el diseño del proyecto y la supervisión de la construcción.

Para este proyecto se han tenido en cuenta los siguientes costes obtenidos a partir de diferentes ofertas comerciales de los proveedores.

Costes de desarrollo (Devex) [k€]	600,00
Equipo principal aerogeneradores [k€]	32.640,00
Coste del BOP [k€]	12.000,00
Interconexión eléctrica [k€]	3.400,00
Inversión total [k€]	48.640,00

Tabla 29. Costes de Inversión total

Los costes de BOP (Balance Of Project) engloban todos los costes asociados a la instalación, obra, infraestructura. A su vez, los costes de permisos y licencias son costes de desarrollo. Por último, la interconexión eléctrica incluye la línea desde el parque a la subestación y los costes por la posición en la subestación.

9.3 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (O&M)

Los costos de operación y mantenimiento incluyen:

- Mantenimiento de aerogeneradores: Estos costos son recurrentes e incluyen tanto el mantenimiento preventivo como el correctivo de los aerogeneradores y otros equipos. Para el Parque Eólico Sasamón el proveedor ha facilitado los siguientes costes por aerogenerador de potencia unitaria 6MW incluidos en la *Tabla 30*.

Años de la vida útil (1-20)	€/aerogenerador
1 a 2	54.622,00
3 a 5	58.824,00
6 a 10	72.269,00
11 a 15	80.670,00
16 a 20	83.193,00

Tabla 30. Costes O&M aerogeneradores

- Terrenos: gastos asociados al arrendamiento del terreno durante la vida útil del proyecto.
- Seguros: Es necesario asegurar los aerogeneradores y la infraestructura contra posibles daños o desastres naturales.
- Gastos administrativos: Incluyen salarios del personal, costos de administración general y otros gastos corrientes.

Estos costes se pagan a lo largo de la vida del proyecto por lo que se debe tener en cuenta la inflación. Para el cálculo anual de los costes se ha tenido en cuenta una tasa interanual del 1,5%. En la *Tabla 31* se puede ver un resumen de los costes O&M asociados al proyecto.

Costes O&M	k€/año
Terrenos	72,00
Administración y seguros	300,00
Costes O&M aerogeneradores	Ver <i>Tabla 30</i>

Tabla 31. Costes O&M

Finalmente, en la *Tabla 31* se pueden ver los costes esperados durante la vida útil del proyecto teniendo en cuenta la inflación.

9.4 INGRESOS PROYECTADOS

Los ingresos del parque eólico provienen principalmente de la venta de la electricidad generada a la red. Estos ingresos dependen principalmente del precio de venta de la energía y del factor de capacidad del parque.

Para la estimación del precio de venta de energía se ha recurrido al histórico de los precios de energía de los últimos años 10 años proporcionado por el operador del mercado OMIE [32].

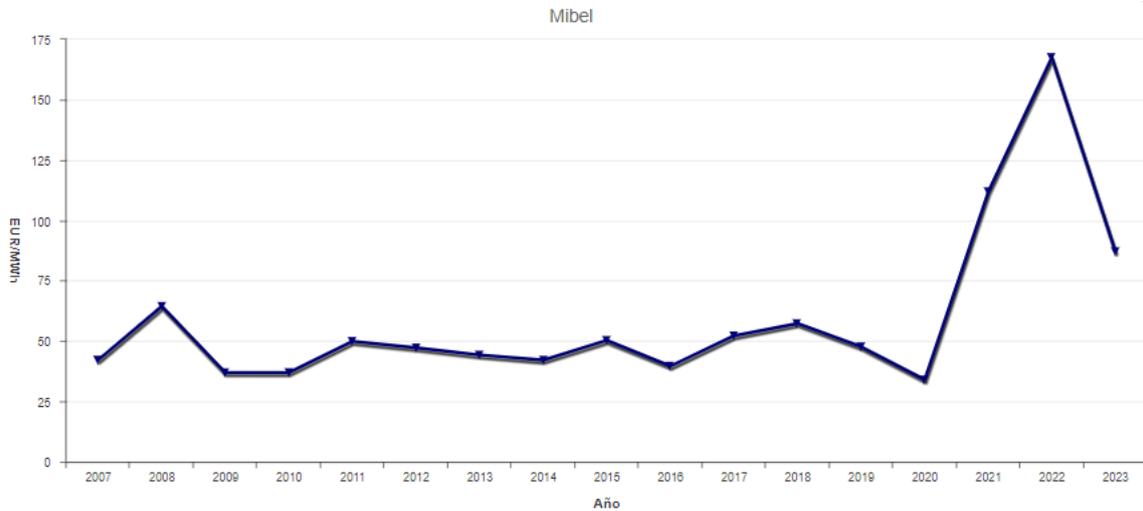


Figura 40. Precio medio mercado diario en España [€/MWh]

Como se puede ver en la *Figura 40*, los precios de 2021 y 2022 se disparan en comparación con el histórico. Esto se debe a que el sistema eléctrico español es un sistema marginalista, en el que el precio lo marca la última unidad generadora que entra. En España, normalmente los ciclos combinados que trabajan con gas suelen ser los que marcan este precio. Durante 2021 y 2022 el precio del gas se disparó debido a la crisis de Ucrania y de ahí los precios tan elevados que se ven en la gráfica.

Para mayor fiabilidad del estudio económico se ha decidido no tener en cuenta los precios de venta de 2021, 2022 y 2023 para el cálculo esperado del coste de la energía, ya que harían que los ingresos esperados aumentasen en gran medida y en principio, fueron unos precios excepcionales los cuales no deberían volver a ocurrir. Además, tras la crisis energética, los gobiernos centrales de la mano de la Comisión Europea establecieron planes de contingencia por si volviera a ocurrir alguna situación similar.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, se calcula el precio de venta esperado para la vida del proyecto como la media aritmética del precio de los años 2012-2020. Se obtiene finalmente un precio de venta de 46,09 €/MWh.

Para el cálculo de los futuros flujos de caja se calculado deflactando el precio de venta al 1%.

9.5 CUENTA DE RESULTADOS

Una vez analizados los costes de inversión, desarrollo, operación y mantenimiento y los ingresos esperados, se procede con el cálculo del flujo de caja del proyecto esperado. Para ello, es necesario tener en cuenta los siguientes costes:

- En España la regulación impone un impuesto de generación a las renovables del será igual al 7% de los ingresos de explotación.
- La inversión en Necesidades Operativas de Fondos (NOF) será igual el 7% de los ingresos de explotación.
- El Impuesto de Sociedades en España es del 25%.

Estos costes se han calculado para los 20 años de duración del proyecto. En la *Figura 41* se pueden ver los 10 primeros años del proyecto.

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Energía Inyectada a la Red [Mwh/año]		163.606,75 k€									
Precio Venta Energía		46,09 k€	46,55 k€	47,01 k€	47,48 k€	47,96 k€	48,44 k€	48,92 k€	49,41 k€	49,91 k€	50,40 k€
Ingresos de		7.540,09 k€	7.615,49 k€	7.691,65 k€	7.768,56 k€	7.846,25 k€	7.924,71 k€	8.003,96 k€	8.084,00 k€	8.164,84 k€	8.246,49 k€
Costes O&M		808,98 k€	814,56 k€	853,84 k€	859,58 k€	865,42 k€	978,90 k€	984,91 k€	991,01 k€	997,21 k€	1.003,49 k€
Impuesto de generación		527,81 k€	533,08 k€	538,42 k€	543,80 k€	549,24 k€	554,73 k€	560,28 k€	565,88 k€	571,54 k€	577,25 k€
Amortización		2.861,18 k€									
EBIT		3.342,13 k€	3.406,67 k€	3.438,22 k€	3.504,00 k€	3.570,41 k€	3.529,90 k€	3.597,59 k€	3.665,93 k€	3.734,91 k€	3.804,56 k€
Sociedades (25%)		835,53 k€	851,67 k€	859,55 k€	876,00 k€	892,60 k€	882,48 k€	899,40 k€	916,48 k€	933,73 k€	951,14 k€
+Amortización		2.861,18 k€									
-Inversión Inmovilizado	48.640,00 k€										
-Inversión en NOF (7% ingresos)		527,81 k€	533,08 k€	538,42 k€	543,80 k€	549,24 k€	554,73 k€	560,28 k€	565,88 k€	571,54 k€	577,25 k€
FCF proyecto [k€]	- 48.640,00 k€	4.839,97 k€	4.883,10 k€	4.901,42 k€	4.945,38 k€	4.989,75 k€	4.953,87 k€	4.999,09 k€	5.044,74 k€	5.090,82 k€	5.137,34 k€

Figura 41. Free Cash Flow proyecto [k€]

9.6 ANÁLISIS FINANCIERO

Para el análisis financiero del proyecto se deben tener en cuenta los siguientes datos de partida:

- Estructura financiera Accionista-Deuda será 20-80% respectivamente.

- El Impuesto de Sociedades en España es del 25%.
- El coste de financiación de los accionistas (k_e) será 9%.
- El coste de financiación de la deuda (k_d) será 6%.

Para el cálculo del coste total del proyecto, el valor actual neto del proyecto y la rentabilidad, se debe introducir el concepto del coste de capital WACC (Weighted Average Cost of Capital). Como se comentaba en los datos de partida, la estructura financiera será 20% fondos propios (accionistas) y 80% fondos ajenos (deuda). Es importante diferenciar estos dos grupos de interés ya que cada uno espera una rentabilidad diferente del proyecto.

El cálculo del WACC se realiza de la siguiente manera:

$$WACC = \frac{E * k_e + D * k_d * (1 - t)}{E + D}$$

Donde:

D representa el valor de mercado de la deuda.

E es el valor de mercado de las acciones.

k_e es la rentabilidad exigida de las acciones.

k_d es el coste de la deuda antes de impuestos.

t es la tasa impositiva sobre los beneficios, la cual es del 25% en España.

El WACC es la estimación más precisa de la tasa de descuento a aplicar a los flujos de caja de un proyecto. Esta tasa de descuento es un tipo de interés que se utiliza para convertir los flujos de caja futuros a su valor presente. Con los datos de partida mencionados y los costes de capital necesarios previamente calculados, se obtiene un valor de WACC del 5,4%.

9.6.1 ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO

Partiendo del flujo de caja del proyecto o Free Cash Flow del proyecto y la tasa de descuento WACC se procede al cálculo de la rentabilidad del proyecto. Como se comentaba anteriormente, entre los parámetros claves para analizar la rentabilidad financiera se encuentran el VAN y TIR.

El VAN es un indicador que permite conocer el valor presente de los flujos de caja futuros de un proyecto, descontados a una tasa de descuento específica, generalmente EL WACC. El VAN se calcula sumando los flujos de caja futuros esperados, descontados al valor presente, y restando la inversión inicial. Si el VAN es positivo, el proyecto generará un valor adicional sobre la inversión inicial; si es negativo, el proyecto no es rentable y no debería ser aceptado.

El VAN se calcula con la siguiente fórmula:

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

Donde

FCF son los flujos de caja en el periodo t

r es la tasa de descuento.

I₀ es la inversión inicial.

n es el número de periodos.

Por otro lado, la TIR es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. En otras palabras, es la tasa de rendimiento que se espera obtener del proyecto. Para calcular la TIR, se busca la tasa “r” en la fórmula del VAN donde el resultado sea cero. La TIR se interpreta como la rentabilidad esperada del proyecto; si la TIR es superior al coste de capital o a la tasa de descuento, el proyecto es rentable. Se calcula según:

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FCF_t}{(1 + TIR)^t}$$

Finalmente, en la *Figura 42* se pueden ver los resultados para los indicadores financieros del proyecto.

VAN Proyecto	11.398,3 k€
TIR Proyecto	8,18%

Figura 42. Resultados financieros del proyecto

Dado que la $TIR > WACC$ y el $VAN > 0$ se concluye que el proyecto es económicamente viable.

9.6.2 ANÁLISIS FINANCIERO DEL ACCIONISTA Y DEUDA

Como se ha demostrado, el proyecto es económicamente viable. Sin embargo, como se ha comentado anteriormente, el proyecto se financia a partir de dos fuentes diferentes con expectativas diferentes. El accionista exige un mínimo de 9% de rentabilidad para invertir en el proyecto por lo que se calculan los diferentes flujos de caja para cada uno de los grupos de interés.

En la *Figura 43* se pueden ver los resultados obtenidos. Mencionar que se ha asumido una amortización lineal de los activos.

	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Préstamo pendiente amortizar		38.912,0 k€										
Cuota anual			4.623,7 k€	4.486,3 k€	4.349,0 k€	4.211,7 k€	4.074,3 k€	3.937,0 k€	3.799,6 k€	3.662,3 k€	3.525,0 k€	3.387,6 k€
Amortización lineal			2.288,9 k€									
Deuda pendiente amortizar		38.912,0 k€	36.623,1 k€	34.334,1 k€	32.045,2 k€	29.756,2 k€	27.467,3 k€	25.178,4 k€	22.889,4 k€	20.600,5 k€	18.311,5 k€	
Intereses			2.334,7 k€	2.197,4 k€	2.060,0 k€	1.922,7 k€	1.785,4 k€	1.648,0 k€	1.510,7 k€	1.373,4 k€	1.236,0 k€	1.098,7 k€
FCF Deuda [k€]												
Préstamo		38.912,0 k€										
- Intereses			2.334,7 k€	2.197,4 k€	2.060,0 k€	1.922,7 k€	1.785,4 k€	1.648,0 k€	1.510,7 k€	1.373,4 k€	1.236,0 k€	1.098,7 k€
Amortización préstamo			2.288,9 k€									
+Ahorro Fiscal			583,7 k€	549,3 k€	515,0 k€	480,7 k€	446,3 k€	412,0 k€	377,7 k€	343,3 k€	309,0 k€	274,7 k€
=FCF DEUDA [k€]		38.912,0 k€	- 4.040,0 k€	- 3.937,0 k€	- 3.834,0 k€	- 3.731,0 k€	- 3.628,0 k€	- 3.525,0 k€	- 3.422,0 k€	- 3.319,0 k€	- 3.216,0 k€	- 3.113,0 k€
FCF Accionista [k€]												
FCF Proyecto		- 48.640,0 k€	4.840,0 k€	4.883,1 k€	4.901,4 k€	4.945,4 k€	4.989,8 k€	4.953,9 k€	4.999,1 k€	5.044,7 k€	5.090,8 k€	5.137,3 k€
+ FCF DEUDA		38.912,0 k€	- 4.040,0 k€	- 3.937,0 k€	- 3.834,0 k€	- 3.731,0 k€	- 3.628,0 k€	- 3.525,0 k€	- 3.422,0 k€	- 3.319,0 k€	- 3.216,0 k€	- 3.113,0 k€
= FCF accionista		- 9.728,0 k€	800,0 k€	946,1 k€	1.067,4 k€	1.214,4 k€	1.361,8 k€	1.428,9 k€	1.577,1 k€	1.725,8 k€	1.874,9 k€	2.024,4 k€

Figura 43. Resultados FCF accionistas y deuda

Finalmente, se calculan los indicadores financieros para el flujo de caja del accionista obteniendo los resultados de la *Figura 44*. Se concluye que es un proyecto que supera las expectativas mínimas de los accionistas por lo que sería una buena inversión.

VAN Accionista	6.271,9 k€
TIR Accionista	15,19%

Figura 44. TIR y VAN accionista

Capítulo 10.

AHORRO Y CONTAMINACIÓN EVITADA

El Parque Eólico Sasamón cuenta con 8 aerogeneradores de 6 MW de potencia unitaria cada uno. Un total de 48 MW de potencia instalada de energía eólica, asumiendo 3.408,47 horas de producción a potencia nominal durante el año y con un 89% de rendimiento contando con pérdidas por O&M, pérdidas eléctricas y por incumplimiento del factor de potencia, se obtiene una energía final vertida a red de 163.606,75 MWh.

En esta sección se va a calcular el ahorro y contaminación evitadas gracias al Parque Eólico Sasamón. Actualmente, la generación no renovable representa un 49,7% de la generación total nacional de energía eléctrica, según datos de REE para 2023 [33]. La generación no renovable conlleva una generación de emisiones de gases nocivos para la atmósfera que varía dependiendo del tipo de combustible utilizado en la generación. En la *Tabla 32* se pueden ver los diferentes factores de emisión del CO₂, SO₂ y NO_x considerados según el combustible de las centrales térmicas por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

	kg CO ₂ /MWh	kg SO ₂ / MWh	kg NO _x / MWh
Carbón	950	2,8	2
Gas Natural	370	0,007	1,5
Fuel-Gas	770	2,3	1,2

Tabla 32. Factores de emisión según el combustible [34], [35]

Teniendo en cuenta la producción vertida a red del parque eólico de 163.606,75 MWh/ año, se calculan las emisiones evitadas para cada uno de los combustibles de las diferentes centrales térmicas estudiadas según la siguiente fórmula.

$$163.606,75 \text{ MWh} * f_e \frac{\text{kg gas contaminante}}{\text{MWh}} = \text{kg gas contaminante}$$

Se pueden ver las toneladas evitadas para cada tecnología en la *Tabla 33*.

	Ton CO2	Ton SO2	Ton NOx
Carbón	155.426,41	261,77	245,41
Gas Natural	60.534,50	0,49	65,44
Fuel-Gas	125.977,20	98,16	196,33

Tabla 33. Toneladas evitadas por tipo de combustible de centrales térmicas

Capítulo 11. ALINEACIÓN CON LOS ODS

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son un conjunto de 17 metas globales adoptadas por todos los Estados miembros de las Naciones Unidas en 2015 como parte de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible [36]. Estos objetivos buscan abordar los desafíos globales más apremiantes, incluidos la pobreza, la desigualdad, el cambio climático, la degradación ambiental, la paz y la justicia. Surgieron como una continuación de los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM) [37], con un enfoque más integral que abarca tanto los aspectos económicos, sociales y ambientales del desarrollo. La implementación de los ODS requiere la colaboración entre gobiernos, el sector privado, la sociedad civil y las comunidades para lograr un futuro más sostenible y equitativo para todos.



Figura 45. Objetivos de Desarrollo Sostenible

La construcción de un parque eólico de 48 MW en España representa un paso significativo hacia la sostenibilidad y la transición energética, al mismo tiempo que se alinea de manera integral con varios de los ODS. Este proyecto no solo responde a la necesidad urgente de

generar energía limpia, sino que también aborda una serie de objetivos que son cruciales para el desarrollo sostenible del entorno. A continuación, se describen los ODS más directamente relacionados con el proyecto y cómo este contribuye a su cumplimiento.

- Objetivo 7: Energía Asequible y No Contaminante

El ODS 7 tiene como meta garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos. El parque eólico de 48 MW contribuirá significativamente a la generación de energía limpia y renovable, disminuyendo la dependencia de los combustibles fósiles que son una fuente importante de emisiones de gases de efecto invernadero. Al inyectar electricidad renovable en la red, se facilita el acceso a una energía más económica y se promueve la diversificación de la matriz energética, reduciendo los costos asociados con la volatilidad de los precios del petróleo y del gas natural.

- Objetivo 7: Energía Asequible y No Contaminante
- Objetivo 9: Industria, Innovación e Infraestructura
- Objetivo 11: Ciudades y Comunidades Sostenibles
- Objetivo 13: Acción por el Clima
- Objetivo 15: Vida de Ecosistemas Terrestres
-

El desarrollo de infraestructura moderna y resiliente es un componente esencial del ODS 9, que también subraya la importancia de la innovación tecnológica. La construcción y operación del parque eólico fomenta el avance en tecnologías energéticas limpias y eficientes. Además, este proyecto impulsa la innovación en el diseño y la gestión de parques eólicos, promoviendo la utilización de tecnologías de vanguardia que maximicen la eficiencia energética y minimicen los costos operativos. La infraestructura creada no solo apoya la generación de energía sino que también puede servir como un modelo para futuras instalaciones en la región y en el mundo.

- Objetivo 11: Ciudades y Comunidades Sostenibles

El ODS 11 promueve el desarrollo de ciudades y comunidades que sean inclusivas, seguras, resilientes y sostenibles. La implementación del parque eólico contribuye a la sostenibilidad energética de las comunidades locales, reduciendo su huella de carbono y mejorando la calidad del aire. Estas mejoras ambientales tienen un impacto directo en la salud pública, disminuyendo la prevalencia de enfermedades respiratorias y cardiovasculares asociadas con la contaminación del aire. Además, el proyecto puede generar empleos y fomentar el desarrollo económico local, lo que fortalece la cohesión social y el bienestar de las comunidades circundantes.

- Objetivo 13: Acción por el Clima

El ODS 13 está centrado en la adopción de medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos. El parque eólico es una contribución directa a los compromisos de España con el Acuerdo de París [38], ayudando a reducir las emisiones nacionales de gases de efecto invernadero. Este proyecto representa una acción concreta en la lucha contra el cambio climático, demostrando que es posible avanzar hacia una economía baja en carbono mediante la implementación de tecnologías limpias y sostenibles. La energía producida por el parque reemplaza la necesidad de generación basada en combustibles fósiles, lo que ayuda a mitigar el calentamiento global.

- Objetivo 15: Vida de Ecosistemas Terrestres

El ODS 15 tiene como objetivo proteger, restaurar y promover el uso sostenible de los ecosistemas terrestres. En este contexto, la instalación y operación del parque eólico incluirán rigurosas medidas para minimizar los impactos ambientales y preservar la biodiversidad local. El parque se ha diseñado para evitar la alteración significativa de los hábitats naturales y garantizar que las especies locales no se vean afectadas negativamente.

Concluyendo, se demuestra que este proyecto no solo se alinea con varios de los ODS, sino que también contribuye de manera significativa a la transición hacia una economía más verde y sostenible. Es importante recordar la importancia de continuar desarrollando

infraestructura energética que no solo satisfaga las necesidades actuales, sino que también asegure un futuro sostenible para las generaciones futuras.

Capítulo 12. CONCLUSIONES

En este capítulo se incluyen las principales conclusiones del Estudio de la Viabilidad de un parque eólico en Burgos.

Tras el estudio de las diferentes alternativas para el emplazamiento del parque eólico se ha demostrado que el Municipio de Sasamón en Burgos, con coordenadas UTM exactas del parque eólico 30T 418530.39 m E 4698105.26 m N es favorable para la implantación del proyecto debido principalmente a los valores de velocidad media en torno a los 7,4 m/s, orografía poco abrupta, cercanía a la subestación eléctrica y facilidad de acceso.

A su vez, los datos confiables proporcionados por la empresa Vortex de los últimos 10 años, permiten dar fiabilidad al estudio del recurso y confianza en la generación de energía estimada. Del estudio del recurso eólico utilizando la herramienta Windographer, se concluye que la velocidad media del viento esperada es 7,57 m/s cuya dirección más frecuente es la suroeste.

A partir del análisis y la comparativa de las diferentes tecnologías de aerogeneradores en WAsP, se ha concluido que se obtiene la maximización del recurso eólico con 8 aerogeneradores Cypress de 6 MW de potencia unitaria y altura de buje 120 m. Las principales características del parque se pueden ver en la *Tabla 34*.

Número de aerogeneradores	8
Potencia unitaria [MW]	6
Potencia total PE [MW]	48,00
Horas equivalentes [h]	3.408,47
Factor de capacidad [%]	38,91%
Energía vertida a red [MWh/año]	163.606,75

Tabla 34. Principales características del parque Eólico Sasamón

En cuanto al estudio medioambiental, como se ha mostrado anteriormente, el parque eólico no se encuentra en zonas afectadas por la Red Natura u otras especificaciones territoriales en ámbitos medioambientales. A su vez, contribuye con los siguientes Objetivos de Desarrollo Sostenible:

- Objetivo 7: Energía Asequible y No Contaminante
- Objetivo 9: Industria, Innovación e Infraestructura
- Objetivo 11: Ciudades y Comunidades Sostenibles
- Objetivo 13: Acción por el Clima
- Objetivo 15: Vida de Ecosistemas Terrestres

El parque eólico colabora con el ahorro y contaminación evitadas alcanzando valores de 150.000 ton CO₂ evitadas, 262 ton SO₂ y 245 ton NO_x aunque varían dependiendo del combustible seleccionado.

Finalmente, se ha realizado un estudio económico del parque eólico. La inversión inicial cuenta con los costes de desarrollo (DevEx), los costes de la línea de interconexión, transporte, suministro y montaje de los aerogeneradores y demás costes como la instalación y obra civil entre otros. También se han calculado los costes de la operación y mantenimiento

del parque, los costes por alquiler del terreno y los costes administrativos. Se pueden encontrar los resultados en la Tabla 35 .

A su vez, se ha realizado una estimación del precio de venta de la energía partiendo de los precios históricos de los últimos años. Teniendo en cuenta el tipo de financiación utilizada, las diferentes expectativas de los inversores se ha calculado el coste ponderado del coste de capital (WACC) del proyecto. Con todo ello, se han calculado las variables financieras claves para evaluar la viabilidad del proyecto como se puede ver en la Tabla 35.

CapEx [k€]	-48.640,00
DevEx [k€]	600,00
Precio venta energía [€/MWh]	46,09
WACC	5,4%
VAN proyecto [k€]	11.398,3
TIR proyecto	8,18%
Periodo de retorno proyecto [años]	10

Tabla 35. Tabla resumen viabilidad del proyecto

Con todo lo expuesto, se concluye que el proyecto es técnica y económicamente viable y contribuye con los objetivos del gobierno, de la Unión Europea y de todos los ciudadanos preocupados por el medio ambiente a disminuir los gases de efecto invernadero y a contribuir con el desarrollo de energías renovables en España.

Capítulo 13. BIBLIOGRAFÍA

- [1] European Council - Consilium, *Fit for 55 - The EU's plan for a green transition* . 2021.
- [2] MITECO, “Borrador de actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030.,” 2023.
- [3] European Commission, “Ley sobre la industria de cero emisiones netas,” 2023. Accessed: Aug. 20, 2024. [Online]. Available: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/green-deal-industrial-plan/net-zero-industry-act_es
- [4] D. Alexandra Gheorghiu Taras Lays Rodrigues, “Los próximos movimientos de la industria española de data centers,” Dec. 2023, Accessed: Aug. 21, 2024. [Online]. Available: <https://www.datacenterdynamics.com/es/features/los-proximos-movimientos-de-la-industria-espanola-de-data-centers/#:~:text=Seg%C3%BAn%20el%20informe%20m%C3%A1s%20reciente,directa%20a%20Espa%C3%B1a%20hasta%202026>
- [5] Ignacio Fariza, “El gas se dispara un 30% y el petróleo supera los 100 dólares tras la invasión rusa,” *El País*, 2022, Accessed: Aug. 26, 2024. [Online]. Available: <https://elpais.com/economia/2022-02-24/el-gas-se-dispara-y-el-petroleo-supera-los-100-dolares-tras-el-inicio-de-la-guerra-en-ucrania.html>
- [6] Alejandro Plaza, “¿Qué es un mercado marginalista?,” *Luz y Energía*, May 2023, Accessed: Aug. 26, 2024. [Online]. Available: <https://www.luz-gas.es/noticias/que-es-un-mercado-marginalista/>
- [7] investigador sénior, C. Víctor Burguete, “Impacto de las crisis en el acceso y asequibilidad de la energía,” 2023, Accessed: Aug. 26, 2024. [Online]. Available:

- <https://www.cidob.org/publicaciones/impacto-de-las-crisis-en-el-acceso-y-asequibilidad-de-la-energia>
- [8] European Commission, “REPowerEU Affordable, secure and sustainable energy for Europe,” May 2022.
- [9] OMIE, “Mínimo, medio y máximo del precio de la casación del mercado diario,” 2022. Accessed: Jun. 20, 2024. [Online]. Available: <https://www.omie.es/es/market-results/annual/daily-market/daily-prices?scope=annual&year=2022>
- [10] United Nations Climate Change, “Conferencia de la ONU sobre Cambio Climático - Emiratos Árabes Unidos,” 2023, Accessed: Aug. 21, 2024. [Online]. Available: <https://unfccc.int/es/cop28>
- [11] Global Wind Energy Council, “GLOBAL WIND REPORT 2024,” 2024. Accessed: Aug. 26, 2024. [Online]. Available: <https://gwec.net/global-wind-report-2024/>
- [12] GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, “GLOBAL OFFSHORE WIND REPORT 2022,” 2022. [Online]. Available: www.gwec.net
- [13] Energy.Gov, “INFLATION REDUCTION ACT OF 2022,” Sep. 2023. Accessed: Aug. 21, 2024. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/lpo/inflation-reduction-act-2022#:~:text=The%20President's%20Inflation%20Reduction%20Act,energy%20manufacturing%2C%20and%20putting%20the>
- [14] Juanjo Villalba, “Energía eólica y fotovoltaica al frente del récord renovable en España en 2023,” *ABC*, 2023, Accessed: Aug. 26, 2024. [Online]. Available: [Energía eólica y fotovoltaica al frente del récord renovable en España en 2023](#)
- [15] Asociación Empresarial Eólica (AEE), “La eólica en España,” 2022. Accessed: Aug. 26, 2024. [Online]. Available: <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/>

- [16] Red Eléctrica de España, “Informe del sistema - Energía del viento 2023,” 2024. Accessed: Aug. 21, 2024. [Online]. Available: <https://www.sistemaelectricoree.es/informe-de-energias-renovables/viento/potencia-instalada-viento#list-item-1>
- [17] José A. Roca, “España, el país con mayor penetración de energía solar fotovoltaica del mundo,” *El Periódico de la Energía*, Apr. 2024, Accessed: Aug. 26, 2024. [Online]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-el-pais-con-mayor-penetracion-de-energia-solar-fotovoltaica-del-mundo/>
- [18] European Union Energy Council, “NextGenerationEU.” Accessed: Aug. 21, 2024. [Online]. Available: https://next-generation-eu.europa.eu/index_en
- [19] Asociación Empresarial Eólica, “Situación de la Energía Eólica en España,” 2023, Accessed: Aug. 21, 2024. [Online]. Available: <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/>
- [20] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, “Subastas del Régimen Económico de Energías Renovables.” Accessed: Aug. 20, 2024. [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/renovables/regimen-economico.html>
- [21] Milena Giorgi, “Análisis. ¿Qué frena el desarrollo de la eólica terrestre en España?,” *Energía Estratégica España*, 2023, Accessed: Aug. 26, 2024. [Online]. Available: <https://energiaestrategica.es/que-frena-la-eolica-en-espana/>
- [22] Andrés Muñoz - EDP, “Partes de un aerogenerador para producir energía eólica,” Jul. 2023. Accessed: Aug. 26, 2024. [Online]. Available: <https://www.edpenergia.es/es/blog/sostenibilidad/componentes-aerogenerador-y-funcionamiento/>
- [23] Instituto de la Ingeniería de España, “¿Qué es la energía eólica, cómo se transforma en electricidad y cuáles son sus ventajas?,” 2022, Accessed: Aug. 26, 2024. [Online]. Available: <https://www.iies.es/single-post/qu%C3%A9-es-la-energ%C3%ADa->

eólica-cómo-se-transforma-en-electricidad-y-cuáles-son-sus-ventajas

- [24] Consuelo Alonso Alonso, “Curso Energía Eólica ,” 2024.
- [25] Ingeniería y Desarrollo Energético Solar, “Cómo elegir el aerogenerador doméstico adecuado para tu hogar.” Accessed: Aug. 21, 2024. [Online]. Available: <https://ingenieriasolar.es/aerogenerador-domestico-adecuado-para-tu-hogar/>
- [26] International Renewable Energy Agency (IRENA), “THE POWER TO CHANGE: SOLAR AND WIND COST REDUCTION POTENTIAL TO 2025,” Jun. 2016.
- [27] Global Wind Atlas, “Datos de viento ,” 2024, Accessed: Aug. 26, 2024. [Online]. Available: <https://globalwindatlas.info/es>
- [28] Ager Prieto Elorduy - Periódico de la Energía, “Envejecimiento del parque eólico europeo,” Mar. 2024, Accessed: Aug. 21, 2024. [Online]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/envejecimiento-del-parque-eolico-europeo/>
- [29] Ormazabal, “Celdas de media tensión modelo cgm.3-rlv .” Accessed: Aug. 23, 2024. [Online]. Available: <https://www.ormazabal.com/product/aplicaciones-de-distribucion/>
- [30] Ministerio de Ciencia y Tecnología, “Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión ,” 2002.
- [31] García et al., “Introducción a la Viabilidad Financiera de Proyectos Energéticos,” 2019.
- [32] OMIE, “Precio mínimo, medio y máximo de la casación del mercado en España 2007-2023,” 2024. Accessed: Aug. 23, 2024. [Online]. Available: <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual>

- [33] Red Eléctrica, “Generación no renovable 2023 - Informes del sistema,” 2024. Accessed: Aug. 26, 2024. [Online]. Available: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/generacion/generacion-de-energia-electrica/generacion-no-renovable-de-energia-electrica#:~:text=La%20producci%C3%B3n%20no%20renovable%20en,8%20%25%20que%20alcanz%C3%B3%20en%202022.>
- [34] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, “España inventarios GEI - ANEXO 7. FACTORES DE EMISIÓN DE CO₂ Y PCI DE LOS COMBUSTIBLES ,” 2022. Accessed: Aug. 26, 2024. [Online]. Available: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/cambio-climatico/temas/comercio-de-derechos-de-emision/anexo7_invgei_1990-2020ed2022_tcm30-546205.pdf
- [35] PRTR España, “Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes,” 2023, Accessed: Aug. 26, 2024. [Online]. Available: <https://prtr-es.es/Informes/InventarioInstalacionesIPPC.aspx>
- [36] Naciones Unidas, “Objetivos de Desarrollo Sostenible ,” 2015. Accessed: Aug. 20, 2024. [Online]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- [37] Naciones Unidas, “Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM),” 2000. Accessed: Aug. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es/ca/ceneam/recursos/pag-web/documentos/milenio.html>
- [38] Consejo de la Unión Europea, “Acuerdo de París sobre el cambio climático,” 2015. Accessed: Aug. 20, 2024. [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/climate-change/paris-agreement/timeline-paris-agreement/>



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Estudio de viabilidad de un parque eólico terrestre en
Burgos

ANEXO I: SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Autor: Fátima Pérez de Guzmán Bermúdez Coronel

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Índice del anexo

<i>ANEXO I: Selección del emplazamiento.....</i>	<i>102</i>
1. Criterios de selección.....	102
2. Emplazamiento 1.....	102
3. Emplazamiento 2.....	109
4. Conclusiones.....	111

Índice de figuras

Figura 1. Mapa de vientos emplazamiento 1	103
Figura 2. Datos de viento estacionalidad horaria.....	104
Figura 3. Datos de viento estacionalidad mensual.....	104
Figura 4. Rosa de vientos de frecuencia emplazamiento 1	105
Figura 5. Zonificación de la sensibilidad ambiental	106
Figura 6. Mapa geográfico del emplazamiento 1	107
Figura 7. Tipos de terreno en la península	108
Figura 8. Mapa de vientos del emplazamiento 2	109
Figura 9. Datos de viento estacionalidad horaria emplazamiento 2	110
Figura 10. Datos de viento estacionalidad mensual emplazamiento 2	110
Figura 11. Resumen características de los emplazamientos.....	111

ANEXO I: SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

En el presente anexo se detallan las alternativas consideradas para el emplazamiento del parque eólico objeto de estudio. Se han seleccionado tres ubicaciones potenciales: Sasamón, Iglesias y Valmadrid. Cada emplazamiento ha sido evaluado en función de criterios específicos para asegurar la viabilidad técnica y económica del proyecto. Este análisis exhaustivo permitirá determinar la mejor opción para la instalación del parque eólico.

1. CRITERIOS DE SELECCIÓN

En el diseño de un parque eólico se pueden encontrar cientos de variables claves para maximizar la producción de energía y obtener el máximo beneficio del proyecto. Sin embargo, para un examen preliminar de diferentes emplazamientos se pueden destacar las siguientes características claves con las que comparar diferentes alternativas:

- a) Recurso Eólico: Velocidad mínima de 6,5 m/s y consistencia del viento.
- b) Accesibilidad: Proximidad a carreteras y facilidad de acceso.
- c) Proximidad a la Red Eléctrica: Distancia a líneas de transmisión eléctrica.
- d) Impacto Ambiental: Evaluación del impacto sobre la flora, fauna y paisaje.
- e) Factibilidad Técnica: orografía del terreno no muy abrupta.
- f) Aceptación Social: Opinión de la comunidad local y posibles conflictos sociales.
- g) Costes Asociados: Costos de desarrollo, construcción y operación.

2. EMPLAZAMIENTO 1

La primera alternativa analizada se encuentra en el municipio de Sasamón, provincia de Burgos.

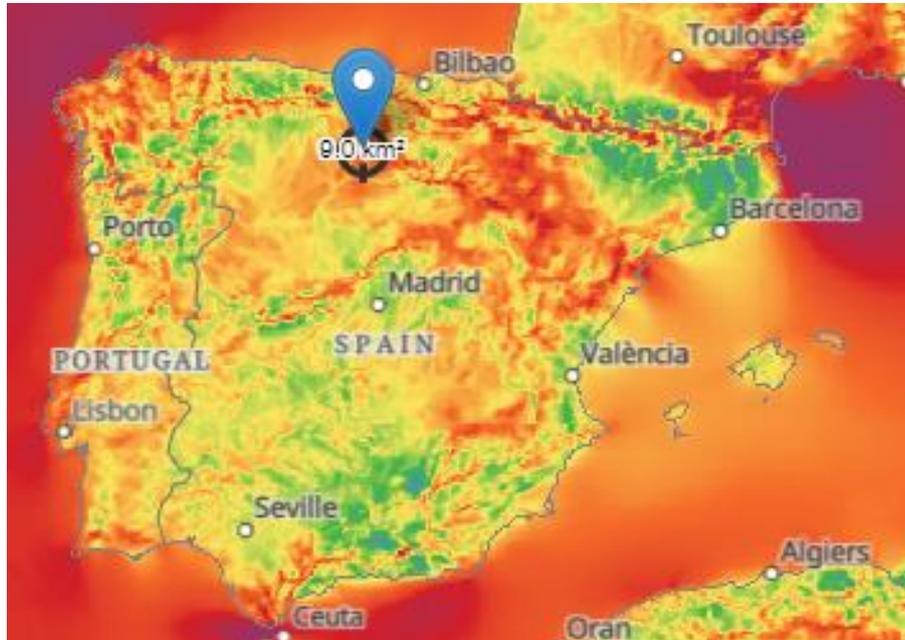


Figura 46. Mapa de vientos emplazamiento 1

La altura sobre el nivel del mar en el emplazamiento alcanza los 828 metros, sin tener en cuenta los 100 metros de altura de buje a la cual se está realizando el estudio de alterativas. Se encuentra algún parque eólico en los alrededores, aunque a distancias considerables.

Las coordenadas del emplazamiento son: 42.435367°, -4.005547°

a) Recurso eólico

El estudio del recurso eólico se ha apoyado en la herramienta Global Wind Atlas, la cual ofrece datos de vientos al igual que la rosa de frecuencias en toda la península. Esta herramienta permite realizar un estudio previo para la selección del emplazamiento a pesar

de que más adelante se realice un estudio exhaustivo con datos más precisos proporcionados por la empresa Vortex.

La velocidad media en el emplazamiento ronda los 7,4 m/s a 100 metros de altura de buje. Este valor es adecuado para la velocidad mínima requerida en los criterios de selección y aportaría una rentabilidad adecuada al proyecto.

Es importante estudiar la consistencia de estos datos y la estacionalidad de ellos. Global Wind Atlas también proporciona estos datos al igual que la rosa de frecuencia la que permite observar la direccionalidad predominante en el emplazamiento.

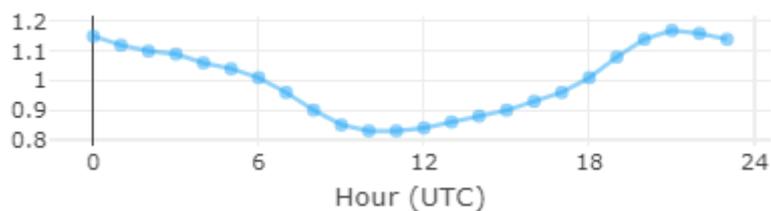


Figura 47. Datos de viento estacionalidad horaria

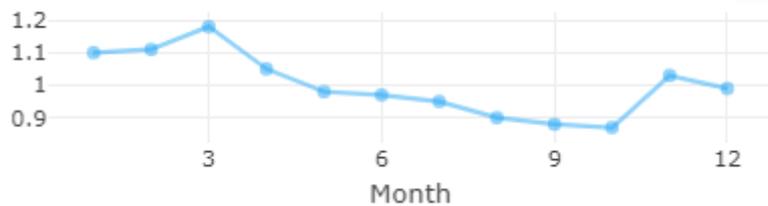


Figura 48. Datos de viento estacionalidad mensual

Como se puede observar, presenta una variabilidad aceptable tanto horariamente como mensualmente. Los meses de invierno suelen ser los de mayor viento al igual que las horas más tempranas y últimas del día.

Rosa de la frecuencia del viento

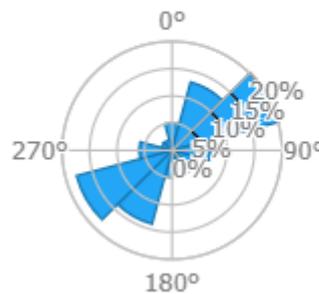


Figura 49. Rosa de vientos de frecuencia emplazamiento 1

Por último, la rosa de frecuencia de viento muestra la dirección predominante del viento en el emplazamiento siendo esta los 240° y su complementario en menor medida.

b) Accesibilidad

La localidad cuenta con buenas conexiones por carretera, facilitando el transporte de equipos y materiales necesarios para la construcción del parque. El acceso se realizará por la carretera BV-V-6402 y después por un camino de tierra en buen estado y pocas curvas.

El emplazamiento del parque se encuentra a 2,3 km de Sasamón y a 1,2 km de Pedrosa del Páramo cumpliendo con los 1000 metros reglamentarios.

c) Proximidad a la Red Eléctrica

El parque eólico en cuestión se encontraría a 20 km de la subestación de Villalbilla 220 kV.

d) Impacto Ambiental

Para encontrar un emplazamiento con el mínimo impacto medioambiental posible se ha utilizado una herramienta elaborada por la Subdirección General de Evaluación Ambiental de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental de España. La herramienta

ofrece una zonificación de la sensibilidad ambiental en el territorio teniendo en cuenta los principales factores ambientales. Se puede observar las zonas de amarillo más claro son las más favorables para implantación de un parque eólico y las más oscuras, aquellas con más restricciones ambientales. Entre los indicadores que ha utilizado el Ministerio para proporcionar el mapa se encuentran: núcleos urbanos, masas de agua y zonas inundables, planes de conservación y recuperación de especies amenazadas, red Natura 2000, el impacto visual en el paisaje y elementos sobresalientes del patrimonio cultural español: Camino de Santiago, vías pecuarias, montes de utilidad pública y Bienes Patrimonio mundial de la UNESCO.



Figura 50. Zonificación de la sensibilidad ambiental

Sasamón se encuentra en la zona de amarillo claro, la cual es favorable para implantación de parque eólico medioambientalmente.

e) Orografía

El terreno es llano con pendiente del 1,6%. Esto simplifica la construcción y reduce los costos de cimentación y montaje.

Para asegurarse de que el emplazamiento seleccionado cumple con las características necesarias, se ha utilizado el mapa proporcionado por el Instituto Geográfico Nacional (IGN). Se puede observar que el terreno “El Páramo” es favorable para la construcción del parque eólico ya que presenta desnivel bajo.

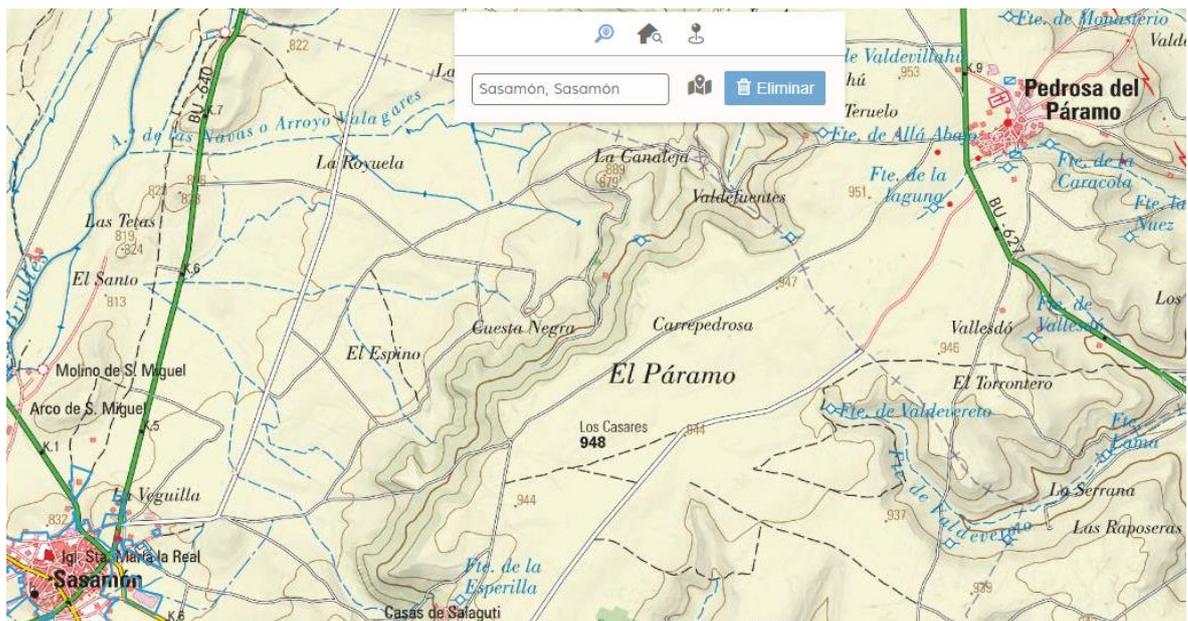


Figura 51. Mapa geográfico del emplazamiento 1

f) Tipo de terreno

A partir del mapa proporcionado por el Instituto Geográfico Nacional se puede observar que el emplazamiento seleccionado cuenta mayoritariamente con terreno arcilloso. Este tipo de terreno es favorable para la construcción de los aerogeneradores ya que los terrenos rocosos encarecen el coste de movimiento de tierras y cimentación.

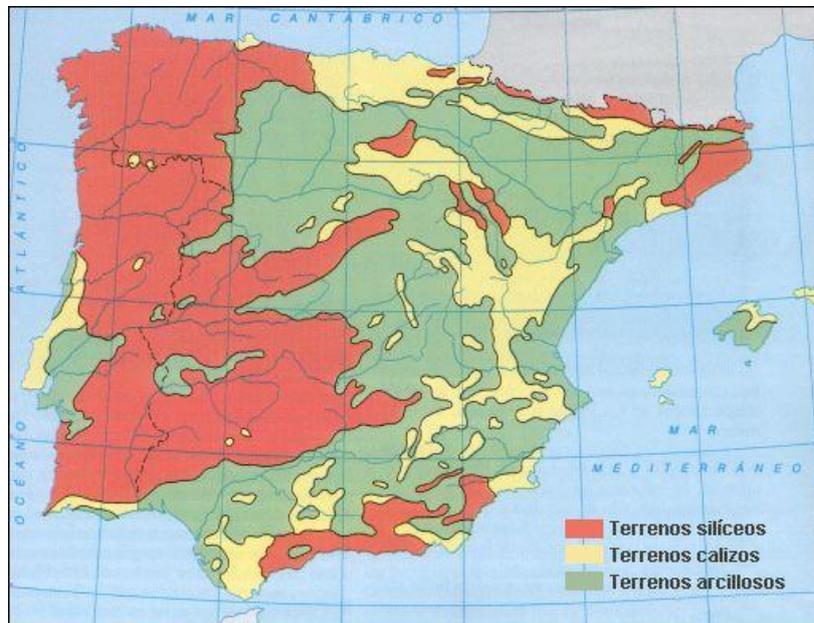


Figura 52. Tipos de terreno en la península

3. EMPLAZAMIENTO 2

El segundo emplazamiento estudiado se encuentra en el municipio de Iglesia, también en la provincia de Burgos.

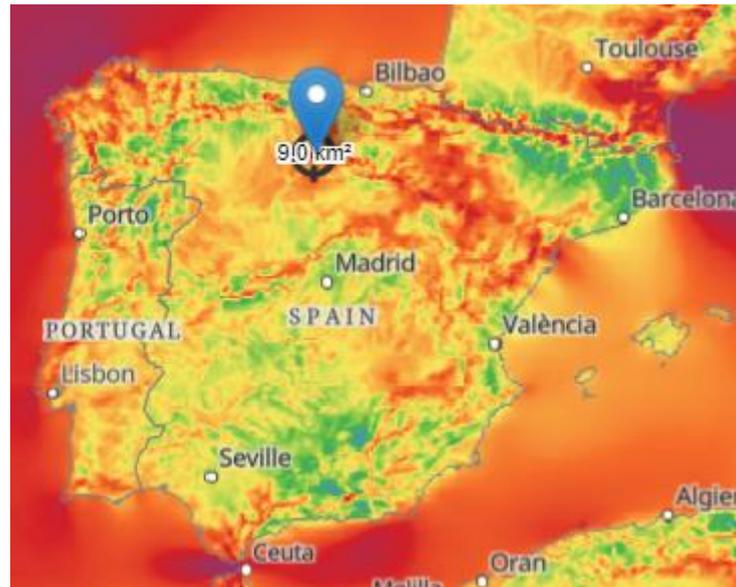


Figura 53. Mapa de vientos del emplazamiento 2

La velocidad media proporcionada por Global Wind Atlas alcanza los 7,5 m/s a una altura de buje de 100 metros, ligeramente superior que en la alternativa 1. La altitud del emplazamiento son 934 metros. Se encuentran muchos parques eólicos en los alrededores lo que puede ser perjudicial debido al efecto estela.

Las coordenadas de la alternativa son: 42.320224°, -3.97495°

a) Recurso eólico

La velocidad media en el emplazamiento es de 8,3 m/s, la más alta de las tres. Esto es un factor clave, aunque se deben comparar todas las características. Se estudian la consistencia de los vientos y la direccionalidad.

Se puede observar que la velocidad del viento se mantiene a lo largo del día, aunque varía más en las diferentes estaciones del año. Sin embargo, son rangos aceptables.

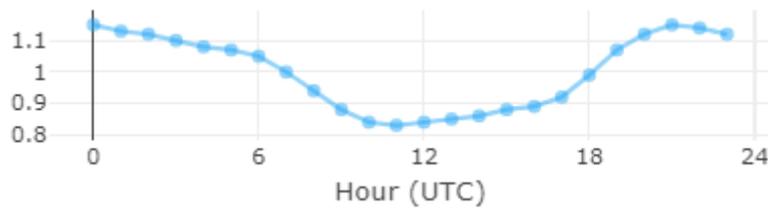


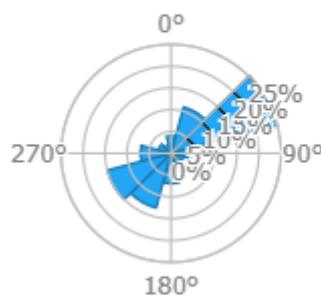
Figura 54. Datos de viento estacionalidad horaria emplazamiento 2



Figura 55. Datos de viento estacionalidad mensual emplazamiento 2

La rosa de frecuencia de viento muestra una clara dirección predominante hacia los 25°. Esto es un punto favorable ya que la dirección de los aerogeneradores maximizará la producción de energía.

Rosa de la frecuencia del viento



b) Accesibilidad

La carretera BU-P-4041 llega al municipio de Iglesia, sin embargo, para llegar al recinto del parque se hace a través de un camino de tierra. Está en buen estado aunque a una distancia mayor que la alternativa 1 de la carretera principal.

c) Proximidad a la Red Eléctrica

En este caso, el parque eólico se encuentra a 22,8 km de la subestación Villalbilla 220 kV.

d) Impacto Ambiental

A partir del mismo mapa anteriormente mencionado se encuentra la ubicación en zona amarilla oscura la cual no cumple con requisitos ambientales como Red Natura. Es zona ecológicamente sensible debido a que se encuentran especies protegidas de avifauna en nidificación. Esto puede complicar la obtención de permisos para la construcción del parque.

e) Orografía

El terreno presenta cierta inclinación, aunque se encuentra bajo rangos aceptables de implantación.

f) Tipo de terreno

El terreno en Iglesias es principalmente arcilloso según el mapa de la Figura 52.

4. CONCLUSIONES

En la Figura 56 se puede ver un resumen de las diferentes características de los emplazamientos. A pesar de ser emplazamientos muy parecidos en las características geográficas y de viento del emplazamiento, se ha seleccionado el emplazamiento 1 ya que requiere menos obra, está más cerca de la subestación y no hay problemas ambientales en la zona.

Emplazamiento	Recurso Eólico	Orografía	Tipo Terreno	Interconexión Eléctrica	Accesibilidad	Otros	Ambiental	Potencia Estimada (MW)
1	7,4 m/s @ 100 m	Prácticamente plana (pendiente <5%)	Consistencia normal	a 20 km en 220 kV	Carreteras de acceso en buen estado	No existen parques eólicos alrededor	NO hay problemas ambientales	50
2	7,5 m/s @ 100 m	Prácticamente plana (pendiente <5%)	Consistencia normal	a 22,8 km en 220 kV	Camino de tierra	Existen parques eólicos alrededor	Hay problemas ambientales	50

Figura 56. Resumen características de los emplazamientos



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Estudio de viabilidad de un parque eólico terrestre en
España

ANEXO II: CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Autor: Fátima Pérez de Guzmán Bermúdez Coronel

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Índice del anexo

<i>ANEXO II: Cálculos eléctricos</i>	<i>115</i>
1. Selección del cable de media tensión	115
2. Criterio intensidad máxima admisible	116
3. Criterio caída de tensión	121
4. Cálculo de Pérdidas	122

Índice de tablas

Tabla 1. Niveles de aislamiento de los cables y accesorios. Fuente: ITC-LAT-06.....	116
Tabla 2. Intensidades máximas admisibles (A).....	117
Tabla 3. Resumen características conductor seleccionado.....	118
Tabla 4. Factor de corrección por temperatura del terreno. Fuente: ITC-LAT-06.....	118
Tabla 5. Factor de corrección por profundidad de enterramiento. Fuente: ITC-LAT-06..	119
Tabla 6. Factor de corrección por resistividad del terreno.....	119
Tabla 7. Factor de corrección por separación entre ternos. Fuente: ITC-LAT-06	120
Tabla 8. Factores de corrección para conductor XLPE 400 mm ²	120

ANEXO II: CÁLCULOS ELÉCTRICOS

En el presente anexo se detallan los cálculos eléctricos necesarios para la selección del conductor óptimo para el transporte de energía desde los aerogeneradores a la subestación del parque eólico.

1. SELECCIÓN DEL CABLE DE MEDIA TENSIÓN

Para la selección del cableado de media tensión del Parque Eólico Sasamón, se seguirá la normativa del Reglamento de Líneas eléctricas de Alta Tensión siguiendo el criterio de intensidad máxima en régimen permanente y máxima caída de tensión permitida.

Para el correcto dimensionamiento de los cables de media tensión, se debe calcular la intensidad que circulará por cada aerogenerador a potencia nominal:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi} = 128,3 A$$

Ya que se van a utilizar interruptores automáticos de potencia nominal 400 A, se calcula el número de circuitos necesarios según:

$$N^{\circ} \text{ de aerogeneradores por circuito} = \frac{400 A}{128,3} = 3,11 \rightarrow 3 \text{ aerog./circuito}$$

Con un total de 8 aerogeneradores en el parque se distribuirán en 3 circuito: 2 de ellos con 3 aerogeneradores y el último con 2 aerogeneradores. Por tanto, cada circuito debe estar diseñado para soportar una intensidad total de:

$$I_{total1} = 3 * 128,3 = 384,9 A$$

$$I_{total2} = 2 * 128,3 = 256,6 A$$

Por simplicidad de la implantación del proyecto y debido a la pequeña diferencia entre las intensidades de los circuitos, se procede con el diseño de la sección del cableado para la intensidad máxima de los circuitos: 384,9 A.

2. CRITERIO INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE

Siguiendo la normativa del Reglamento de Líneas de Alta Tensión, el conductor y los accesorios deben cumplir con la categoría A para la red diseñada. El nivel de aislamiento de los cables y sus accesorios se pueden ver en la Tabla 36.

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

Tabla 36. Niveles de aislamiento de los cables y accesorios. Fuente: ITC-LAT-06

Siendo U_o la tensión simple, U la compuesta y U_p el valor de cresta de la tensión soportada a impulsos tipo rayo, se concluye que las características que debe cumplir el aislamiento para el conductor seleccionado son:

Tensión nominal de la red [kV]	30
Categoría	A
U _o /U [kV]	18/30
U _p [kV]	170

A partir de la intensidad esperada y el aislamiento necesario se recurre a la Tabla 37, la cual establece las diferentes intensidades máximas admisibles según la sección del conductor, el tipo de aislamiento y el material. Como se puede observar, el cobre permite mayores intensidades máximas para la misma sección de aluminio. Sin embargo, debido a su elevado coste, se escoge utilizar cables de aluminio para el proyecto.

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

Tabla 37. Intensidades máximas admisibles (A)

Para cumplir con la intensidad total de los circuitos y el aislamiento adecuado, se procede al estudio de la viabilidad técnica del conductor unipolar 400 mm² con aislamiento XLPE e intensidad máxima admisible 445 A.

Sección [mm ²]	300
Intensidad máxima admisible [A]	390
Aislamiento	XLPE
Tipo de conductor	Unipolar

Tabla 38. Resumen características conductor seleccionado

Sin embargo, para tener en cuenta las condiciones del entorno del conductor, el Reglamento de Líneas de Alta Tensión establece ciertos factores de corrección para tener en cuenta en la intensidad de diseño [39].

- Factor de corrección por temperatura. La temperatura media del terreno son 30°C por lo que se aplica un factor de corrección de 0,96 según la Tabla 39.

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

Tabla 39. Factor de corrección por temperatura del terreno. Fuente: ITC-LAT-06

- Factor de corrección por distancia de enterramiento. Los cables se enterrarán a una distancia de 1 metro de profundidad por lo que no se aplica factor de corrección según la Tabla 40.

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

Tabla 40. Factor de corrección por profundidad de enterramiento. Fuente: ITC-LAT-06

- Factor de corrección por resistividad del terreno. Se asume una resistividad del terreno de 1,2 K.m/W, dado el terreno arcilloso del emplazamiento. Los diferentes valores según la sección seleccionada se encuentran en la Tabla 41.

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

Tabla 41. Factor de corrección por resistividad del terreno

- Factor de corrección por distancia entre ternos. En la Tabla 42 se encuentran los diferentes valores según el número de ternos de la zanja.

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

Tabla 42. Factor de corrección por separación entre ternos. Fuente: ITC-LAT-06

Para un conductor de 400 mm² con aislamiento XLPE los factores de corrección obtenidos se pueden observar en la Tabla 43.

F temperatura	0,96
F profundidad	1
F resistividad del terreno	1,05
F distancia entre ternos	0,86
F de corrección total	0,92

Tabla 43. Factores de corrección para conductor XLPE 400 mm²

Aplicando los factores de corrección la intensidad a la salida de cada aerogenerador a efectos de diseño del cableado se calcula según:

$$I' = \frac{384,9}{0,92} = 418,5 < 445 A = I_{max-admisible}$$

Por tanto, se concluye que el conductor de aluminio 400 mm² de sección con aislamiento XLPE cumple el criterio de intensidad máxima admisible. Se procede con el estudio de caída de tensión.

3. CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN

En esta sección se pretende comprobar que la caída de tensión en los conductores están bajo un rango admisible menor que 1%.

La caída de tensión en el cable se calcula según

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

Donde,

L: longitud del conductor [m]

I: intensidad del conductor [A]

S: sección del conductor mm²

γ : conductividad del aluminio a 90°C [27,3 m/Ω·mm²]

En la *Tabla 22* se pueden ver los resultados para cada uno de los circuitos diseñados.

	Tramo	I (A)	L (m)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
Circuito 1	1 a 2	125,16	550	13,10	0,04
	2 a 3	250,32	550	26,20	0,09
	3 a ST	375,47	600	42,88	0,14
Circuito 2	6 a 5	125,16	550	13,10	0,04
	5 a 4	250,32	550	26,20	0,09
	4 a ST	375,47	50	3,57	0,01
Circuito 3	8 a 7	125,16	550	13,10	0,04
	7 a ST	250,32	1450	69,08	0,23

Tabla 44. Resultados de caída de tensión en los circuitos

Se comprueba que en ningún caso la caída de tensión por circuito supera el 1% por lo que se considera adecuado el diseño.

Finalmente, se selecciona el conductor NA2XS2Y 18/30 kV PH+PC de la marca NEXANS cuyas características principales cumplen con los supuestos del estudio.

4. CÁLCULO DE PÉRDIDAS

Las pérdidas principales en las redes de media tensión son debidas al efecto Joule. Según la ficha técnica del conductor seleccionado, la resistencia del conductor en corriente alterna a 90°C tiene un valor de 0,1293 Ω/km. Las pérdidas por efecto Joule se calculan según:

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

Sustituyendo los valores para cada tramo se obtienen los siguientes resultados en la Tabla 45. Como se puede observar, las pérdidas por efecto Joule representan un 0,22% de pérdidas sobre la potencia total del parque.

	Tramo	I (A)	L (m)	R (Ω /km)	Pérdidas (W)
Circuito 1	1 a 2	125,16	550	0,13	3341,96
	2 a 3	250,32	550	0,13	13367,84
	3 a ST	375,47	600	0,13	32811,98
Circuito 2	6 a 5	125,16	550	0,13	3341,96
	5 a 4	250,32	550	0,13	13367,84
	4 a ST	375,47	50	0,13	2734,33
Circuito 3	8 a 7	125,16	550	0,13	3341,96
	7 a ST	250,32	1450	0,13	35242,50
Total					107.550,37
					0,22%

Tabla 45. Resultados pérdidas por efecto Joule



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Estudio de viabilidad de un parque eólico terrestre en
España

ANEXO III: PLANOS

Autor: Fátima Pérez de Guzmán Bermúdez Coronel

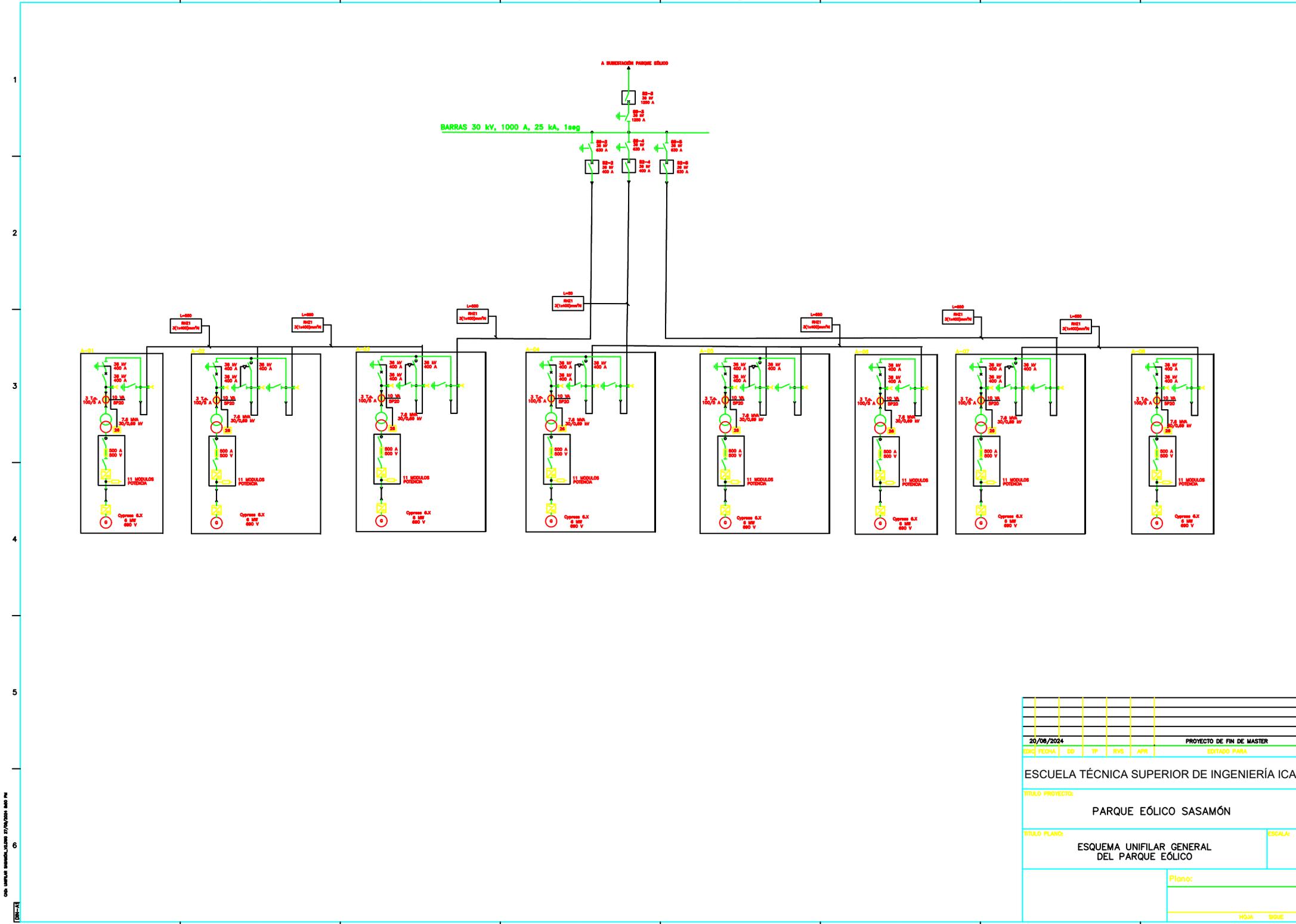
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

ANEXO III: PLANOS

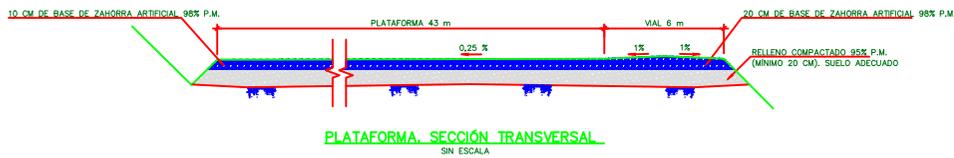
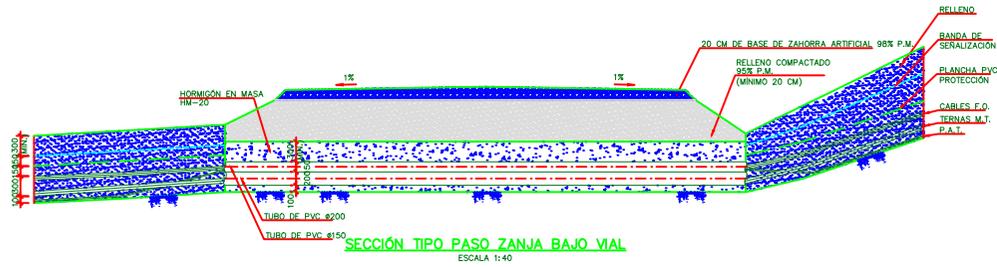
Índice del Anexo

1. Localización del emplazamiento
2. Implantación general PE Sasamón
3. Unifilar PE Sasamón
4. Unifilar Subestación sistema 30 kV
5. Unifilar Subestación MT-AT
6. Viales tipo
7. Zanjas tipo



20/06/2024					PROYECTO DE FIN DE MASTER				
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA			
ESCUOLA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA ICAI									
TÍTULO PROYECTO:									
PARQUE EÓLICO SASAMÓN									
TÍTULO PLANO:								ESCALA:	
ESQUEMA UNIFILAR GENERAL DEL PARQUE EÓLICO								Plano:	
								HOJA SIGUE	

C:\Users\user\AppData\Local\Temp\17700\2024\2024 PM
 100-17



NOTAS:

1- SE REALIZARÁN PRUEBAS DE PLACAS DE CARGA PARA VERIFICAR EL CUMPLIMIENTO DE LAS ESPECIFICACIONES DEL SUMINISTRADOR EN VIALES Y PLATAFORMAS.

18/7/24						PROYECTO FIN DE MÁSTER	
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA	
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA ICAI							
TÍTULO PROYECTO: PARQUE EÓLICO SASAMÓN							
TÍTULO PLANO: VIALES TIPO – DETALLES							ESCALA: 6
Plano:							HOJA . SIGUE

C:\Users\jrodriguez\Documents\27/06/2024 09:14 PM

