

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Evaluación técnica/económica de un parque eólico

Autor: José Luis Manglano Nueno

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Parte I Declaración de originalidad

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

Parte II Uso de Inteligencia Artificial[1]

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

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

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

He utilizado la Inteligencia Artificial en diferentes ámbitos para la ayuda en el trabajo.

Entre estos:

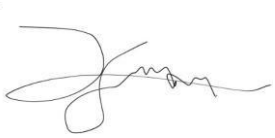
· Realizar una investigación inicial para orientarme sobre conceptos técnicos del sector eólico, que posteriormente contrasté y desarrollé de forma independiente con fuentes primarias.

· Generar y organizar ideas en las fases previas de cada capítulo, ayudándome a estructurar el índice del trabajo y a delimitar el alcance de los distintos estudios realizados.

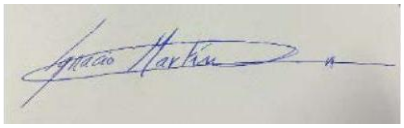
·Sugerir criterios y parámetros a considerar en el análisis multicriterio de selección del emplazamiento y del aerogenerador, que después evalué, seleccioné y revisé según mi propio juicio.

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

· Revisar la redacción y coherencia del texto ya elaborado por mí, a modo de apoyo para detectar erratas y mejorar la claridad, manteniendo en todo momento la autoría y el desarrollo del contenido.

X José Luis Manglano Nueno 
Firmado (alumno): José Luis Manglano Nueno
Fecha: 12/07/2026

Parte III Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
	
Fdo: Ignacio Martin Gutierrez	Fdo:
Fecha: 10/Julio/	Fecha:



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Evaluación técnica/económica de un parque eólico

Autor: José Luis Manglano Nueno

Director: Ignacio Martin Gutiérrez

Madrid

EVALUACIÓN TÉCNICA/ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO

Autor: José Luis Manglano Nueno.
Director: Ignacio Martin Gutiérrez.
Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

Este trabajo tiene por objetivo demostrar la viabilidad técnica y económica de un parque eólico en la zona del Lindón, Burgos. Se divide en tres grandes bloques, estudio técnico, estudio ambiental y estudio económico.

Palabras clave: Energía eólica, aerogenerador eólico, evaluación técnico-económica, recurso eólico, sostenibilidad, producción anual de energía, rentabilidad financiera

1. Introducción

Las energías renovables desde hace más de una veintena de años dejaron de ser un tema del futuro, y empezaron a ser consideradas en el presente. Desde hace años, el impacto que han tenido y tienen tecnologías no renovables en el ecosistema en forma de contaminación, ha sido un tema que ha ido preocupando en aumento a la sociedad, lo que ha producido un cambio en algunos casos voluntario y en otros obligatorio a un modelo energético más limpio.

Esta transformación se ha dado en formas de diversas tecnologías, y se seguirá produciendo en forma de muchas más. En este trabajo se pretende evaluar una de estas tecnologías, el parque eólico, tanto desde una perspectiva técnica como económica.

2. Definición del Proyecto

En este proyecto se realiza la evaluación técnica y económica de un parque eólico terrestre en España. El trabajo abarca el ciclo completo de desarrollo en diferentes estudios. Se empieza por la selección del emplazamiento, la posterior caracterización del recurso eólico y el diseño y dimensión del parque, así como su infraestructura eléctrica. También se realiza un estudio de impacto ambiental y por último un análisis económico de rentabilidad mediante el CAPEX, OPEX e indicadores financieros, con un análisis de sensibilidad. El emplazamiento seleccionado se sitúa en el entorno de Lerma, Burgos, en la comunidad autónoma de Castilla y León.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

La metodología sigue las fases habituales de un estudio preliminar para un parque eólico. Primero se selecciona el emplazamiento mediante un análisis multicriterio, combinando factores técnicos, ambientales, logísticos y económicos, hasta identificar tres zonas candidatas en el entorno de Lerma, Burgos. Después se estudia el recurso eólico de cada zona con datos de Global Wind Atlas y otras fuentes públicas, analizando velocidad media, densidad de potencia, rosa de vientos, perfil vertical, turbulencia, clase IEC y distribución de Weibull. Una vez elegida la zona más favorable, se comparan distintos modelos comerciales de aerogenerador y se diseña el layout del parque, respetando las distancias mínimas entre máquinas para reducir el efecto estela. Finalmente, se estima la producción anual, se dimensiona la infraestructura eléctrica y civil, se evalúa el impacto ambiental y se desarrolla el análisis económico-financiero del proyecto.

4. Resultados

El emplazamiento seleccionado se sitúa en la zona de El Lindón, en Lerma, Burgos, por presentar el mejor equilibrio entre recurso eólico, compatibilidad ambiental, accesibilidad y posibilidad de evacuación eléctrica. La zona alcanza velocidades medias de 7,29 m/s a 100 m y 7,83 m/s a 150 m en el 10 % del área con mayor potencial. Además, la zona queda fuera de la Red Natura 2000 y se encuentra en un corredor donde ya existen parques eólicos en operación. El parque diseñado cuenta con 14 aerogeneradores Enercon E-160 EP5, de 5,56 MW cada uno, lo que supone una potencia total instalada de 77,84 MW. La producción neta estimada, descontando un 10 % de pérdidas, es de 261,07 GWh/año, con un factor de capacidad del 38,3 %. La evacuación se plantea mediante una red interna de 30 kV, una subestación elevadora 30/220 kV y una línea aérea de unos 15 km hasta la subestación Villalbilla 220 kV. Desde el punto de vista ambiental, no se identifican impactos severos o críticos tras aplicar las medidas correctoras. En el plano económico, el proyecto presenta una inversión de 101,96 M€, un VAN de 20,45 M€, una TIR del 9,16 % y un retorno de la inversión de 9 años.

5. Conclusiones

El estudio confirma la viabilidad técnica, ambiental y económica del parque eólico propuesto. Técnicamente, el emplazamiento dispone de un recurso suficiente para una instalación terrestre de gran escala. Ambientalmente, el proyecto resulta compatible con el entorno siempre que se apliquen las medidas preventivas y correctoras previstas, y su contribución a la reducción de emisiones es significativa. Económicamente, los resultados obtenidos indican que el proyecto es rentable, con un VAN positivo y una TIR superior al coste de capital previsto. No obstante, el estudio presenta algunas limitaciones, como la estimación del recurso eólico realizada con datos de reanálisis, no con mediciones exactas de la zona. Por ello las pérdidas se han aproximado de forma global. Como líneas futuras, se propone validar el recurso con una campaña de medición,

simular el parque con herramientas específicas como WAsP o WindPRO y estudiar posibles soluciones híbridas con fotovoltaica o almacenamiento.

6. Referencias

[1] Global Wind Report 2026.pdf

[2] ENERCON wind turbines | New top model E-175 EP5 | Further models: E-160 EP5, E-138 EP3, E-82 EP2

[3] Global Wind Atlas

TECHNICAL AND ECONOMIC EVALUATION OF A WIND FARM

Author: Manglano Nueno, José Luis.
Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio.
Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT

The aim of this project is to demonstrate the technical and economic feasibility of a wind farm in the El Lindón area, in Burgos. The study is divided into three main sections, a technical study, an environmental study and an economic study.

Keywords: Wind energy, wind turbine, technical and economic assessment, wind resource, sustainability, annual energy production, financial profitability.

1. Introduction

For more than twenty years, renewable energies have ceased to be a matter of the future and have become part of the present. For years, the impact of non-renewable technologies on ecosystems, mainly through pollution, has been an issue of growing concern for society.

This has led, in some cases voluntarily and in others through regulation, to a transition towards a cleaner energy model. This transformation has taken place through several technologies, and will continue to do so through many more. This project aims to assess one of these technologies, the wind farm, from both a technical and an economic perspective.

2. Project definition

This project carries out the technical and economic assessment of an onshore wind farm in Spain. The study covers the full development cycle through different analyses. It begins with the selection of the site, followed by the characterisation of the wind resource and the design and sizing of the wind farm, including its electrical infrastructure. An environmental impact assessment is also carried out, followed by an economic profitability analysis based on CAPEX, OPEX and financial indicators, together with a sensitivity analysis. The selected site is located in the area surrounding Lerma, Burgos, in the autonomous community of Castilla y León.

3. Description of the Model/System/Tool

The methodology follows the usual stages of a preliminary study for a wind farm. First, the site is selected through a multi-criteria analysis, combining technical, environmental, logistical and economic factors, until three candidate areas are identified around Lerma, Burgos. The wind resource of each area is then studied using data from Global Wind Atlas and other public sources, analysing average wind speed, power density, wind rose, vertical wind profile, turbulence, IEC class and Weibull distribution. Once the most favourable area has been selected, different commercial wind turbine models are

compared and the wind farm layout is designed, respecting the minimum spacing between turbines in order to reduce wake effects. Finally, the annual energy production is estimated, the electrical and civil infrastructure is sized, the environmental impact is assessed, and the economic and financial analysis of the project is developed.

4. Results

The selected site is located in the area of El Lindón, in Lerma, Burgos, as it offers the best balance between wind resource, environmental compatibility, accessibility and grid connection potential. The area reaches average wind speeds of 7.29 m/s at 100 m and 7.83 m/s at 150 m in the 10% of the area with the highest potential. In addition, the site lies outside the Natura 2000 Network and is located in a corridor where wind farms are already in operation. The designed wind farm consists of 14 Enercon E-160 EP5 wind turbines, each with a rated power of 5.56 MW, resulting in a total installed capacity of 77.84 MW. The estimated net production, after applying 10% losses, is 261.07 GWh/year, with a capacity factor of 38.3%. The electricity evacuation system is based on an internal 30 kV network, a 30/220 kV step-up substation and an overhead line of approximately 15 km to the Villalbilla 220 kV substation. From an environmental perspective, no severe or critical impacts are identified after applying the proposed corrective measures. Economically, the project requires an investment of €101.96 million, achieves an NPV of €20.45 million, an IRR of 9.16% and a payback period of 9 years.

5. Conclusions

The study confirms the technical, environmental and economic feasibility of the proposed wind farm. From a technical perspective, the site has sufficient wind resources for a large-scale onshore installation. Environmentally, the project is compatible with its surroundings, provided that the planned preventive and corrective measures are applied, and its contribution to emissions reduction is significant. Economically, the results indicate that the project is profitable, with a positive NPV and an IRR above the expected cost of capital. However, the study presents some limitations, such as the estimation of the wind resource using reanalysis data rather than exact on-site measurements. For this reason, the losses have been approximated globally. As future lines of work, it is proposed to validate the resource through a measurement campaign, simulate the wind farm using specific tools such as WAsP or WindPRO, and study possible hybrid solutions with photovoltaic energy or storage.

6. References

[1] Global Wind Report 2026.pdf

[2] ENERCON wind turbines | New top model E-175 EP5 | Further models: E-160 EP5, E-138 EP3, E-82 EP2

[3] Global Wind Atlas

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción 10

1.1 Motivación del proyecto 10

1.2 Situación de la energía eólica mundial 12

1.3 Situación de la energía eólica nacional 14

1.4 Objetivos y alcances del proyecto 15

1.5 Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) 16

1.6 Metodología del trabajo y estructura del documento 18

Capítulo 2. Marco Técnico y Normativo 19

2.1 Principios físicos y Potencia eólica 20

2.1.1 Análisis teórico 20

2.2 Arquitectura de un aerogenerador 32

2.2.1 Análisis de tipos y partes de aerogeneradores 32

2.3 Evolución, tendencias y desafíos de la tecnología eólica 43

2.3.1 Evolución cuantitativa 43

2.3.2 Tendencias emergentes 44

2.4 Marco legal 48

2.4.1 Legislación necesaria 48

Capítulo 3. Selección y Caracterización del Emplazamiento 54

3.1 Criterios y proceso de selección 54

3.1.1 Criterios técnicos 55

3.1.2 Criterios logísticos 56

3.1.3 Criterios económicos y estratégicos 57

3.1.4 Criterios ambientales y administrativos 58

3.2 Preselección de candidatos 58

3.3 Elección final 63

3.4 Caracterización de 3 candidatas para el emplazamiento 66

Capítulo 4. Estudio del recurso eólico 71

4.1 Velocidad media del viento 71

4.2 Densidad media de potencia 76

4.3 Rosa de vientos 77
4.4 Perfil vertical del viento 80
4.5 Índice de turbulencia y clasificación IEC 82
4.6 Distribución de Weibull 83
4.7 Síntesis y conclusiones del recurso eólico 86

Capítulo 5. Diseño del Parque Eólico 88

5.1 Selección del aerogenerador 88
5.1.1 Criterios técnicos 89
5.1.2 Criterios económicos 93
5.1.3 Comparativa de modelos candidatos 94
5.1.4 Selección de aerogenerador 96
5.1.5 Características y opciones del modelo seleccionado 99
5.2 Dimensionamiento y layout del parque 100
5.2.1 Criterios generales de diseño 100
5.2.2 Efecto estela y separaciones mínimas 100
5.2.3 Restricciones del emplazamiento 101
5.2.4 Disposición final 102
5.2.5 Relación con parques eólicos en el entorno 104
5.3 Potencia instalada y producción anual estimada 105

Capítulo 6. Infraestructura Eléctrica y Obra Civil 109

6.1 Red Interna De Media Tensión 109
6.1.1 Sistema eléctrico del aerogenerador y transformación BT/MT 109
6.1.2 Cableado y puesta a tierra 110
6.1.3 Celdas de media tensión 114
6.2 Subestación Elevadora 116
6.2.1 Función, criterios y diseño 116
6.2.2 Configuración 118
6.2.3 Transformador de potencia 121
6.2.4 Aparamenta parque de 220 kV 125
6.3 Evacuación y Conexión a Red 131
6.4 Obra Civil 134
6.4.1 Accesos y viales internos 134

6.4.2 Plataformas de montaje y cimentaciones *134*
6.4.3 Zanjas de la red conductora *135*
6.4.4 Obra civil de la subestación *136*

Capítulo 7. Impacto Ambiental ***137***
7.1 Metodología de valoración 137
7.2 Identificación y Valoración de los Impactos 138
7.2.1 Tipos de Impactos *138*
7.3 Medidas Correctoras y Gestión de Residuos 141
7.4 Balance Ambiental Neto 142

Capítulo 8. Análisis Económico – Financiero ***144***
8.1 Metodología e hipótesis de partida 145
8.2 CAPEX 147
8.2.1 Enfoque de CAPEX *147*
8.2.2 Resumen del CAPEX y contraste con referencias *151*
8.3 OPEX y coste de desmantelamiento 153
8.3.1 Costes de operación y mantenimiento (OPEX) *153*
8.3.2 Coste de desmantelamiento *155*
8.4 Ingresos 156
8.5 Indicadores Financieros 158
8.5.1 Valor Actual Neto (VAN) *158*
8.5.2 Tasa Interna de Retorno (TIR) *159*
8.5.3 Periodo de recuperación (Payback) *160*
8.5.4 Coste nivelado de la energía (LCOE) *161*
8.5.5 Síntesis *162*
8.6 Análisis de Sensibilidad 163
8.6.1 Sensibilidad univariante *163*
8.7 Conclusión análisis económico-financiero 164

Capítulo 9. Conclusiones y Líneas Futuras ***165***
9.1 Conclusiones técnicas 165
9.2 Conclusiones ambientales 166
9.3 Conclusiones económicas y financieras 166
9.4 Limitaciones del estudio 167

9.5 Líneas futuras 168

Capítulo 10. Bibliografía..... 169

ANEXO I 180

ANEXO II 181

Índice de figuras

Figura 1 - Evolución histórica de instalaciones eólicas a nivel mundial GWEC 2026 [1]. 12
Figura 2 - Instalaciones eólicas actuales mundiales GWEC 2026 [1]. 13
Figura 3 - Gráfico de Potencia instalada anual a nivel nacional [2]. 15
Figura 4 - Patrones de viento predominantes en la tierra [4]. 20
Figura 5 - Esquema del flujo de un fluido a través de un actuador en forma de disco [5]. 24
Figura 6 - Flujo de aire que atraviesa un generador eólico [6]. 25
Figura 7 - Variación en los valores máximos de potencia mecánica Pm, en función de velocidad del rotor n, según diferentes velocidades del viento [7]. 27
Figura 8 – Curva $Cp - \lambda TSR$ en función del diseño del rotor [8]. 28
Figura 9 - Coeficiente de potencia basado en una función exponencial [10]. 30
Figura 10 - Coeficiente de par basado en una función exponencial [11]. 31
Figura 11 - Esquema de una HAWT (turbina eólica de eje horizontal) a la izquierda, y de una VAWT (turbina eólica de eje vertical de tres palas rectas) a la derecha [12]. 32
Figura 12 - Configuraciones según incidencia del viento en aerogeneradores tipo HAWT [13] 33
Figura 13 - Clasificación de tipos de turbinas VAWT [14] 34
Figura 14 - Parque eólico en Burgos [15]. 35
Figura 15 - Palas, buje y rotor de un aerogenerador [16]. 36
Figura 16 - Principales componentes de un aerogenerador de pala variable [17]. 37
Figura 17 - Tren de potencia de aerogenerador [18]. 38
Figura 18 - Motor de inducción de jaula de ardilla [19]. 39
Figura 19 - Esquema de sistemas de control de potencia en aerogenerador, de asignatura de accionamientos eléctricos de 4º ICAI [20]. 39
Figura 20 - Interior de la torre de un aerogenerador eólico [21]. 41
Figura 21 - Esquema de control de parque eólico DFIG de asignatura de AEP de 4º ICAI [22] 42

Figura 22 - Coste nivelado de la electricidad (LCOE) de la eólica terrestre 2010-2023 [23]. 43
Figura 23 - Esquema aerogenerador flotante de Hywind Scotland [29]. 45
Figura 24 - Reciclaje de palas de aerogenerador por Siemens [34] 46
Figura 25 – Mapa de calor de velocidad media del viento en la península ibérica [59]. 58
Figura 26 – Mapa de calor de densidad media de potencia de la península ibérica [59]. ... 59
Figura 27 – Mapa de calor de parámetro K de Weibull de media de potencia de la península ibérica [59]..... 59
Figura 28 - Mapa orografía península ibérica [60]..... 61
Figura 29 - Mapa de red Natura 2000 península ibérica [51]..... 61
Figura 30 - Mapa de calor de velocidad media del viento de Castilla y León [60]..... 64
Figura 31 - Mapa de calor de densidad media de potencia de Castilla y León [60]..... 64
Figura 32 - Mapa orografía Castilla y León [60]..... 64
Figura 33 - Mapa de red Natura 2000 de la comunidad de Castilla y León [51]. 65
Figura 34 - Mapa de aerogeneradores en la península ibérica por AEE (Asociación Empresarial Eólica) [62]..... 65
Figura 35 - Mapa de red Natura 2000 del municipio de Lerma [51]..... 66
Figura 36 - Visor oficial de REE de capacidad de acceso a la red de transporte para la zona de Lerma [63]. 67
Figura 37 - Mapa de calor de velocidad media del viento alrededor de Lerma [60]..... 67
Figura 38 - Mapa de calor de densidad media de potencia alrededor de Lerma [60]. 68
Figura 39 - Mapa de calor de orografía alrededor de Lerma [60]. 68
Figura 40 - Imagen satélite alrededor de Lerma [64]. 69
Figura 41 – 3 Zonas de emplazamiento eólico [64]. 70
Figura 42 - Mapa de calor a 100 metros de las 3 diferentes zonas a estudiar con su área estudiada [60]. 72
Figura 43 - Gráfico de velocidad del viento del 10% de la superficie con más potencial de cada zona según la altura [60]. 73
Figura 44 - Perfil medio diario de velocidad el viento para la zona 1 [59]. 74
Figura 45 - Perfil medio diario de velocidad el viento para la zona 2 [59]. 74

Figura 46 - Perfil medio diario de velocidad el viento para la zona 3 [59]. 74
Figura 47 - Variabilidad mensual del viento en las tres zonas [59]. 75
Figura 48 - Variabilidad anual del viento en las tres zonas [59]. 75
Figura 49 - Gráfico de la densidad media de potencia del 10% del área con más potencial según las diferentes zonas y alturas [60]. 77
Figura 50 - Rosas de viento de la zona 1 [60]. 78
Figura 51 - Rosas del viento de la zona 2 [60]. 78
Figura 52 - Rosas del viento de la zona 3 [60]. 78
Figura 53 - Mapa por zonas de rugosidad superficial [60]. 81
Figura 54 - Mapa de calor para la clasificación IEC [60]. 82
Figura 55 - Distribución de Weibull de Zona 1 [60]. 85
Figura 56 - Distribución de Weibull zona 2 [60]. 85
Figura 57 - Distribución de Weibull de Zona 3 [60]. 85
Figura 58 - Área barrida de un aerogenerador eólico. 91
Figura 59 - Imagen de sistemas de control sobre aerogeneradores eólicos [65]. 92
Figura 60 - Imagen satélite del emplazamiento [64]. 102
Figura 61 - Orientación de los aerogeneradores según rods de vientos y distancias de seguridad [64]. 103
Figura 62 – Curva de producción anual catálogo Enercon E-160 EP5 [70]. 106
Figura 63 - Estimación de curva de potencia. 107
Figura 64 - Esquema DFIG de diapositivas de asignatura de 4º accionamientos eléctricos [75]. 110
Figura 65 - Esquema PMSG de diapositivas de asignatura de 4º accionamientos eléctricos [75]. 110
Figura 66 - Esquema simple barra asignatura de Centrales y Subestaciones de 4º curso. 120
Figura 67 - Transformador Arteche CA-245 [84]. 128
Figura 68 - Mapa de REE con la ampliación de subestación de Villalbilla 220kV [86]... 132
Figura 69 - Distancia entre subestación del parque eólico y el punto de evacuación a la red [64]. 133
Figura 70 - Aspecto general de jaula de pernos [89]. 135

Índice de tablas

Tabla 1 - Constantes de los coeficientes de potencia obtenidas en relación con la función exponencial general [9]. 29
Tabla 2 - Datos medios para el 10% de zonas con más viento por comunidad autónoma sacados del Global Wind Atlas [60]. 60
Tabla 3 - Potencia Instalada y Saturación eólica por comunidad autónoma [2]. 62
Tabla 4 - Precio medio por hectárea por comunidad autónoma [61]. 62
Tabla 5 - Comparación multicriterio de las comunidades autónomas con mayor potencial eólico 63
Tabla 6 - Velocidad media del viento en el 10% del área con mayor potencial eólico según la altura y zona [60]. 72
Tabla 7 - Densidad media de potencia del viento en 10% del área según las diferentes zonas y alturas [60]. 76
Tabla 8 - Coeficiente de cizalladura según velocidades del 100% del área a 10 y 150 metros [60]. 80
Tabla 9 - Tabla ponderada sobre recurso eólico según zonas. 87
Tabla 10 - Resumen de criterios técnicos. 93
Tabla 11 - Comparativa de potencia y operación. 95
Tabla 12 - Comparativa rotor y palas. 96
Tabla 13 - Transmisión, torre y sostenibilidad. 96
Tabla 14 - Comparativa económica. 96
Tabla 15 - Características seleccionadas del Enercon E-160 EP5 98
Tabla 16 - Coordenadas de aerogeneradores por posición. 103
Tabla 17 - Factor de corrección para profundidades de la instalación distintas de 1m [76]. 111
Tabla 18 - Sección del cable según amperaje [77]. 112
Tabla 19 - Datos técnicos del cableado. 113

Tabla 20 - Lista de características del Schneider Electric SM6-36 [79]. 116
Tabla 21 - Características transformador de la subestación [82]..... 125
Tabla 22 - Características interruptor. 127
Tabla 23 - Resumen de hipótesis para el análisis económico..... 147
Tabla 24 - Estimación CAPEX aerogeneradores. 148
Tabla 25 - Estimación CAPEX cimentación y obra civil. 150
Tabla 26 - Estimación CAPEX de infraestructura eléctrica. 151
Tabla 27 - CAPEX total 151
Tabla 28 - OPEX total para un año..... 154
Tabla 29 - Costes de desmantelamiento. 156
Tabla 30 - Resumen de indicadores financieros. 162
Tabla 31 - Análisis de sensibilidad. 163

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se hace una introducción del contexto en el que se sitúa el proyecto, y así poder asentar las bases de por qué resulta una vía para afrontar los problemas que existen con la producción de energía actual tanto a nivel mundial como a nivel nacional. Además, se señalarán las motivaciones que han llevado a la selección y realización del proyecto.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Las energías renovables desde hace más de una veintena de años dejaron de ser un tema del futuro, y empezaron a ser consideradas en el presente. Desde hace años, el impacto que han tenido y tienen tecnologías no renovables en el ecosistema en forma de contaminación constante, ha sido un tema que ha ido preocupando en aumento a la sociedad, lo que ha generado la necesidad de desarrollar nuevos sistemas de extracción de Energía, que reduzcan en tiempo y cantidad las emisiones producidas a la atmósfera.

Esta transformación se ha dado en formas de diversas tecnologías, y se seguirá produciendo en forma de muchas más. En este trabajo se pretende evaluar tanto desde una perspectiva técnica como económica la viabilidad de un parque eólico.

Los parques eólicos ya son centros de generación muy establecidos en el mundo, y más específicamente en la península, donde ya hay en funcionamiento alrededor de 1400. No obstante, es necesario reevaluar la situación de esta tecnología, ya que en los últimos años hemos vivido muchas mejoras en otros sistemas de generación, además de otros cambios significativos que se deberán realizar a la red para adaptarla a las nuevas circunstancias.

En este trabajo, se realizará el análisis desde una perspectiva peninsular, por lo tanto, se deberán determinar el emplazamiento, el análisis detallado del recurso eólico disponible, la elección de los aerogeneradores más eficientes para las condiciones del lugar, el diseño de

la infraestructura eléctrica, la planificación de la obra civil y la evaluación ambiental de la instalación.

Las motivaciones impulsoras de este proyecto son varias, y no se limitan tan solo a la evaluación técnica y económica de un aerogenerador, sino que tienen un carácter personal.

La principal motivación es disminuir la contaminación. Contribuir a la descarbonización del planeta resulta un tema de urgencia, más aún con las decisiones políticas tomadas en los últimos tiempos. Es por ello por lo que el análisis y estudio de tecnologías renovables como es la energía eólica siempre supondrá un valor añadido a la sociedad. El aire es el recurso natural de más abundancia en nuestro planeta, por lo que resulta un área de investigación tremendamente necesaria.

Por otro lado, la innovación tecnológica. Hoy en día el avance de nuevos sistemas que revolucionan sus sectores aparece de manera exponencial. La posibilidad de encontrar nuevas maneras de hacer que tecnologías existentes resulten más económicas o eficientes supone para mí una motivación adicional. Como ejemplo, la posibilidad de integración de sistemas relativamente novedosos como la Inteligencia Artificial, en situaciones como la previsión de desgaste o prevención de fallos podrían suponer un avance aún mayor hacia la optimización del sector eólico.

A nivel personal, la motivación es concluir el grado universitario en tecnologías industriales con un reto que englobe los conceptos aprendidos durante este. Tanto desde la perspectiva eléctrica, con los sistemas de electrónica de potencia usados o la capacidad de monitorización, como la perspectiva mecánica en los ejes y palas utilizadas. Además del análisis económico, para poder realizar un trabajo completo en todos los campos.

1.2 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA MUNDIAL

La energía eólica se ha consolidado como uno de los pilares fundamentales de la transición energética global. Ha dejado atrás un perfil históricamente más secundario como fuente de energía más complementaria, para convertirse en un claro protagonista en las tecnologías renovables. Como referencia, con el cierre del año 2025, según los informes anuales del Consejo Mundial de Energía Eólica (GWEC), la industria eólica aumentó 163 GW de nueva capacidad de producción eólica, alcanzando los 1.299 GW. Lo realmente impactante es que si miramos hacia atrás en el tiempo podemos ver cómo se ha conseguido un 41% más de nueva capacidad que 2024, y otro 41% más que en 2023. Esta tendencia vista en una gráfica de los últimos 5 años nos hace entender con claridad que la energía eólica es uno de los líderes del cambio energético.

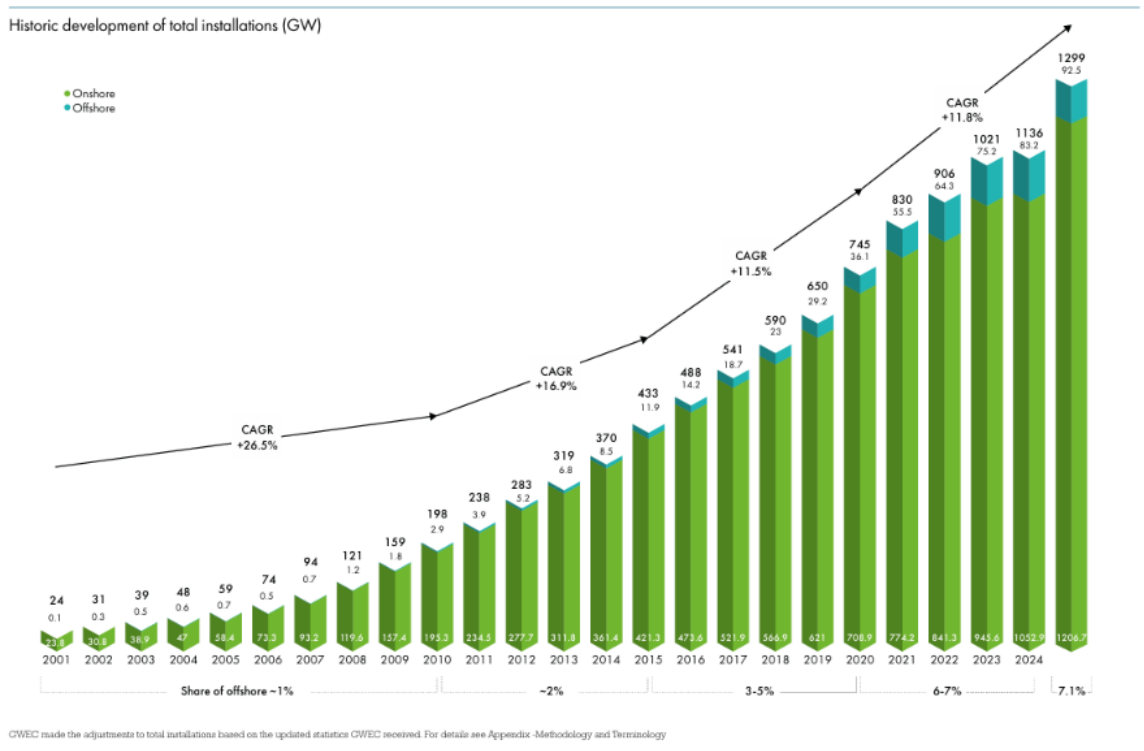


Figura 1 - Evolución histórica de instalaciones eólicas a nivel mundial GWEC 2026 [1].

El Global Wind Report es extremadamente útil para poder poner en contexto los datos generales de todos los países, pero más aún para poder concretar en la situación de la

Península respecto al resto. Del extenso informe, hay 4 gráficas que son realmente útiles para comprender la situación actual:



Figura 2 - Instalaciones eólicas actuales mundiales GWEC 2026 [1].

Como se puede observar en las gráficas el gran líder tanto en nueva potencia instalada como ya existente a nivel mundial es China. Después se pueden diferenciar los diferentes países según si los aerogeneradores son eólicos terrestres o marinos. Todo este crecimiento ha sido posible gracias a la reducción de costes en esta tecnología, que durante la última década ha disminuido notablemente, llegándose a situar por debajo de algunas tecnologías que llevan años ya establecidas.

Aun así, los objetivos fijados por las diferentes organizaciones mundiales como las Naciones Unidas, en las cumbres anuales, son extremadamente ambiciosos, y resultan complejos de superar. Por ejemplo, en la COP28 de Dubái (diciembre de 2023), donde por primera vez se fijó un objetivo numérico para las renovables, también conocido como "Compromiso

Mundial sobre Energías Renovables y Eficiencia Energética", se fijó triplicar la capacidad mundial de energías renovables y mejorar la eficiencia al doble para 2030. En el caso de la eólica suponía multiplicarla por 3,6 en el año 2022, que se estimó como 4 billones de dólares americanos de inversión anual. Desde aquella conferencia, ha habido 2 COP más, donde no se han fijado nuevos objetivos, pero sí se han establecido planes de financiación para poder lograr este objetivo. Además, la inversión no solo tendrá que ir enfocada a la generación de energía sino también a su transporte y distribución en las redes, y su estabilidad.

Por lo tanto, podemos resumir que la energía eólica se puede considerar una de las energías renovables más protagonistas en la generación actual, y en este trabajo se va a argumentar que lo será aún más en los próximos años, ya que aún hay gran desarrollo por delante.

1.3 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA NACIONAL

A nivel nacional, el protagonismo de la energía eólica se incrementa aún más. España cerró 2025 con 33.276 MW de potencia eólica instalada acumulada, tras incorporar 1.159 MW de nueva capacidad a lo largo del año. Esta cifra sitúa al país como segundo mercado europeo en nueva potencia instalada, solo por detrás de Alemania, y como sexta potencia mundial, tras China, Estados Unidos, Alemania, India y Brasil.

En términos de generación, la eólica es por tercer año consecutivo la tecnología líder del mix eléctrico español, cubriendo en torno al 23% de la demanda nacional, por delante de la nuclear, la solar fotovoltaica y el ciclo combinado. Esta posición de liderazgo refleja tanto la madurez del sector como las condiciones de recurso eólico que ofrece la Península Ibérica, especialmente en comunidades como Castilla y León, Aragón y Navarra, que concentran la mayor parte de la potencia instalada.

No obstante, el sector afronta un reto estructural. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030) fija un objetivo de 62 GW de potencia eólica para 2030, incluyendo hasta 3 GW de eólica marina. A ritmo de instalación actual, las proyecciones apuntan a alcanzar en torno a 40 GW en ese horizonte, lo que exige multiplicar por más de

tres el despliegue anual. Los principales cuellos de botella identificados son los plazos administrativos de tramitación y la disponibilidad de puntos de acceso y conexión a la red de transporte, factores que otorgan especial relevancia a proyectos bien ubicados respecto a la infraestructura eléctrica existente.

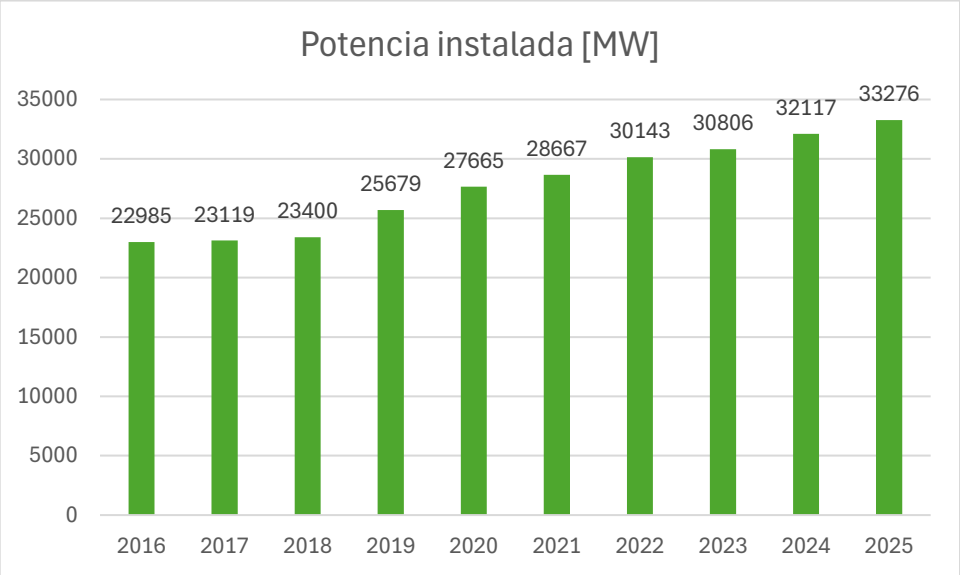


Figura 3 - Gráfico de Potencia instalada anual a nivel nacional [2].

1.4 OBJETIVOS Y ALCANCES DEL PROYECTO

Este proyecto no tiene un único objetivo, sino que su objetivo principal es hacer un análisis profundo sobre la energía eólica, y poder comprender la tendencia que se observa en muchas gráficas dónde se ve una apuesta muy firme para esta tecnología. Además, se quieren comprobar los alcances de esta energía en todos sus ámbitos:

Situar el parque eólico en el emplazamiento idóneo, basado en un análisis del recurso eólico con el uso de aplicaciones como Global Wind Atlas, y así poder determinar la ubicación de los diferentes aerogeneradores en el terreno seleccionado.

Otro objetivo es garantizar la viabilidad técnica. Se pretende hacer la selección más adecuada de la tecnología usada en la generación, pero también en la interconexión en base al terreno y a las necesidades de este y de los terrenos colindantes.

También comprender que, a pesar de ser una fuente de energía renovable, tiene gran impacto tanto ambiental como social, que se tendrá que disminuir al máximo posible, evitando zonas protegidas o demasiado cercanas a zonas con alta densidad de habitantes.

Por último, y también como objetivo general, se realizará un análisis de los costes tanto de instalación como de mantenimiento. Se buscará una balanza entre mayor eficiencia y menor coste, basándose tanto en las tecnologías actuales como en nuevas implementaciones.

1.5 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Durante la realización del trabajo se tendrá en cuenta constantemente el cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible. Esta sección no se ha introducido como un objetivo más, sino que se le ha dedicado una parte exclusiva del trabajo dada su importancia, ya que con el cumplimiento de estos objetivos se asegura un trabajo de más rigurosidad.

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible, o ODS [3], fueron establecidos por la Organización de las Naciones Unidas (ONU) en 2015 mediante la Agenda 2030, como un conjunto de 17 objetivos globales orientados a erradicar la pobreza, proteger el planeta y garantizar la prosperidad para todas las personas. Su cumplimiento requiere la implicación de gobiernos, empresas y ciudadanos, y su aplicación al ámbito de la ingeniería energética resulta especialmente pertinente dado el papel central que la transición energética juega en la consecución de la mayoría de ellos.

En el contexto de este proyecto, los ODS con mayor relevancia directa son los siguientes:

ODS 7 – Energía asequible y no contaminante. Es el objetivo más directamente vinculado al proyecto. El desarrollo de un parque eólico contribuye a aumentar la participación de las

energías renovables en el mix eléctrico, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y contribuyendo a la descarbonización del sistema energético. La tecnología eólica es una de las fuentes de generación con menor coste nivelado (LCOE) a escala global, lo que también apoya el acceso a una energía más asequible.

ODS 9 – Industria, innovación e infraestructura. El diseño y la evaluación técnica de un parque eólico implican el uso de herramientas de modelización avanzadas, el análisis de infraestructuras eléctricas de evacuación y la aplicación de normativa técnica actualizada. El proyecto contribuye así al desarrollo de infraestructuras energéticas resilientes y al fomento de la innovación tecnológica en el sector renovable.

ODS 8 – Trabajo decente y crecimiento económico. El desarrollo, construcción y operación de un parque eólico genera empleo local tanto en la fase de obra como en la de mantenimiento. Además, los ingresos por arrendamiento de terrenos y los impuestos municipales asociados al proyecto representan un beneficio económico directo para los municipios del entorno, en este caso en el ámbito rural de la provincia de Burgos.

ODS 13 – Acción por el clima. La generación eólica no emite gases de efecto invernadero durante su operación. Un parque de la escala considerada en este proyecto puede evitar la emisión de decenas de miles de toneladas de CO_2 equivalente al año, contribuyendo directamente a los compromisos climáticos adquiridos por España en el marco del Acuerdo de París y del PNIEC 2023-2030.

ODS 15 – Vida de ecosistemas terrestres. El emplazamiento seleccionado ha sido evaluado desde el punto de vista de su compatibilidad ambiental, verificando la ausencia de figuras de protección directas y considerando los posibles impactos sobre la fauna, en particular sobre las aves esteparias presentes en la zona. Este análisis forma parte del proceso de diseño y se tendrá en cuenta en las fases posteriores del proyecto.

1.6 METODOLOGÍA DEL TRABAJO Y ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

Este trabajo se va a dividir por secciones, que irán dándole forma al trabajo según se avance. Esto se hará empezando de manera más genérica, para luego ir profundizando más en detalles que puedan marcar la diferencia.

Se comenzará analizando la fuente de energía a extraer, en este caso el viento, y las tecnologías disponibles para hacerlo, con las características que distinguen a cada una, y los límites de las diferentes tecnologías.

En segundo lugar, se decidirá el emplazamiento en el que irá el parque eólico. Para tomar la decisión se usarán datos históricos de velocidad y dirección del viento con programas diseñados para la obtención de estos datos. Se tendrá en cuenta también la necesidad de consumo de energía eléctrica de la zona, y se asegurará su distribución de manera óptima.

En tercer lugar, se va a comprobar la viabilidad técnica del emplazamiento. Se escogerá la tecnología más adecuada tanto para la zona como para el terreno, y se determinarán factores como la potencia nominal, y número de generadores. Una vez se hayan seleccionado los elementos de generación, se diseñará una conexión a la red eléctrica, ateniéndose a la normativa de acceso y conexión a la red gestionada por Red Eléctrica de España (REE). Se elaborará un estudio para conseguir la conexión más eficiente posible.

En cuarto lugar, se comprobará el efecto del emplazamiento a nivel medioambiental en función de la zona escogida. Se asegurará que no exista la posibilidad de alterar notablemente ni el paisaje ni la fauna de la zona, y en todo caso se procurará reducir los impactos.

En quinto y último lugar, se evaluará la viabilidad económica del parque. Se realizará una estimación de los costes tanto de instalación, operación y mantenimiento a corto plazo como de su producción energética y rentabilidad a largo plazo.

Capítulo 2. MARCO TÉCNICO Y NORMATIVO

En este capítulo, se realizará un análisis conjunto de los principios de funcionamiento de la energía eólica y las tecnologías de las diferentes turbinas. Primeramente, se estudiarán las diferentes características a tener en cuenta sobre el viento como recurso energético, y que factores son los más importantes a tener en cuenta.

Seguidamente, se hará un estudio de las arquitecturas de los aerogeneradores, empezando por las características generales que comparten muchos, y posteriormente analizando los diferentes tipos según sus diferencias técnicas. Este apartado, será especialmente relevante en el capítulo 4, dónde se realizará un estudio del recurso eólico, en el que será clave tener en cuenta que tipo de aerogenerador será el más eficiente.

También se ha añadido una sección en la que se van a investigar nuevas tendencias y tecnologías que marcarán la evolución de los parques eólicos en el futuro. Tener esta sección puede suponer una gran diferencia de cara al futuro, ya que tener en cuenta las nuevas vías de evolución, y hacer un parque eólico preparado para ello, dan carácter de seguridad al trabajo.

Por último, se analizará el marco legal de los generadores y parques eólicos. La construcción de proyectos de esta magnitud, en la cual se realizan inversiones de grandes cantidades de dinero, y en los que intervienen procesos industriales extremadamente complejos, deben seguir una regulación muy estricta. Es por eso que es realmente importante analizar el marco técnico en los inicios del proyecto, ya que es necesario tenerlo en mente durante su desarrollo.

2.1 PRINCIPIOS FÍSICOS Y POTENCIA EÓLICA

2.1.1 ANÁLISIS TEÓRICO

2.1.1.1 Parámetros del viento

El viento es el resultado del movimiento de masas de aire impulsado por las diferencias de presión atmosférica generadas por la radiación solar sobre la superficie terrestre. Gracias a este movimiento de partículas, se puede establecer la energía eólica, en la que se aprovecha esta energía cinética para transformarla en energía eléctrica con los aerogeneradores.

El calentamiento desigual de la superficie terrestre es el causante de que las masas de aire asciendan en las zonas ecuatoriales y desciendan en los polos, generando las corrientes de la Tierra. Este movimiento se produce por la diferencia de densidad entre las temperaturas del aire. En las regiones de mayor temperatura, el aire es menos denso, lo que provoca el ascenso comentado, generando zonas de baja presión. En el caso de las zonas de menor temperatura ocurre lo opuesto, al ser más denso, desciende generando zonas de alta presión. Es esta diferencia de presiones lo que genera las corrientes, que popularmente se conocen como viento.

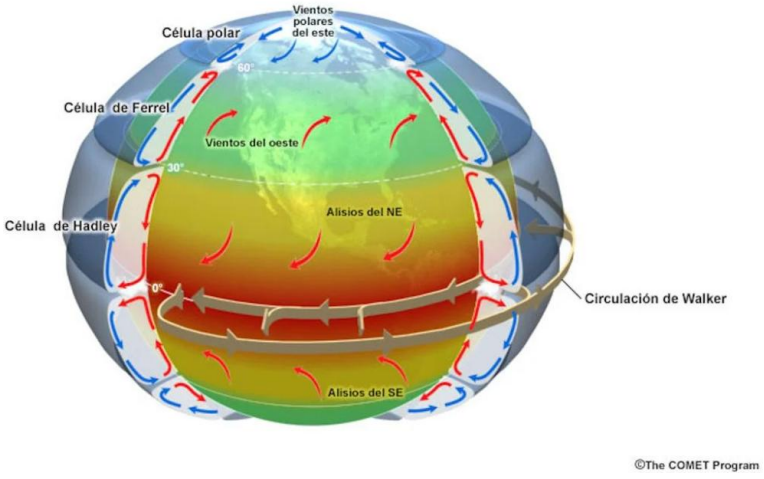


Figura 4 - Patrones de viento predominantes en la tierra [4].

La rotación del globo terráqueo desvía estas corrientes mediante el efecto Coriolis, organizando la circulación atmosférica en tres células, separadas por hemisferio según ángulo de inclinación medido desde la línea ecuatorial: (0º-30º) la célula de Hadley, (30º-60º) la célula de Ferrel y de (60º-90º) la célula Polar.

La célula de Hadley (0°–30°) es la más energética. El aire caliente asciende en el ecuador y desciende alrededor de los 30° de latitud. Al regresar hacia el ecuador a nivel del suelo, el efecto Coriolis lo desvía generando los vientos del NE en el hemisferio norte y los del SE en el hemisferio sur. En la zona ecuatorial, además, se produce la circulación de Walker, una célula de convección zonal este-oeste sobre el océano que modula fenómenos con influencia en la precipitación.

La célula de Ferrel (30°–60°) es de carácter indirecto: el aire en superficie fluye desde los subtrópicos hacia los polos, desviándose por el Coriolis para generar los vientos del oeste predominantes en latitudes medias.

Por último, en la célula Polar (60°–90°) el aire frío desciende en los polos y fluye hacia latitudes medias, generando los vientos polares del este.

Para el estudio del parque eólico de este proyecto, nos fijaremos en la península ibérica, situada en latitudes medias, bajo la influencia de la célula de Ferrel, donde predominan los vientos del oeste y algunas borrascas atlánticas.

La topografía y la rugosidad del terreno, diferentes en cada superficie hacen que el el viento obtenga su carácter personal para cada terreno. La rugosidad superficial frena las capas de aire más próximas al suelo, generando un perfil de velocidades que aumenta con la altura. En cambio, la orografía es la encargada de acelerar o canalizar el flujo en función de la forma del terreno. Esta variación de velocidad con la altura se modela mediante la ley exponencial de potencia:

$$v(h) = v_{ref} \cdot \left(\frac{h}{h_{ref}}\right)^{\alpha}$$

Donde:

- $v(h)$: Velocidad a la altura h $\left[\frac{m}{s}\right]$
- v_{ref}: Velocidad medida a la altura de referencia h_{ref} $\left[\frac{m}{s}\right]$
- α: Exponente de cizalladura, que varía según el tipo de terreno

Para el caso específico de un parque eólico se busca una orografía que contenga zonas elevadas, abiertas y que faciliten el flujo del aire sin obstáculos, con una rugosidad superficial plana, para conseguir flujos no turbulentos y constantes. El exponente de cizalladura puede ir desde 0,10 en el mar hasta 0,30 en un terreno de vegetación o edificios. Es especialmente relevante en proyectos donde la altura del buje supera los 100 metros, ya que pequeñas variaciones de α se traducen en grandes cambios en la velocidad estimada de las rachas de viento. Deduciendo de la fórmula anterior se puede obtener el exponente de cizalladura como:

$$\alpha = \frac{\ln\left(\frac{v(h)}{v_{ref}}\right)}{\ln\left(\frac{h}{h_{ref}}\right)}$$

Hay infinitud de variables que se pueden medir en el viento, y cada una sirve una función diferente. En el caso de los aerogeneradores eólicos, debido a su necesidad de generación lo más constante posible, se realiza una caracterización estadística del viento mediante la distribución de Weibull.

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

- k: Parámetro de forma
- λ: Parámetro de escala

Esta distribución continua pretende hacer una estimación de la energía producible para unas características de viento, que, al ser una variable estocástica, tiene tanto componente aleatoria como determinista. Esta expresión matemática consta de dos parámetros. El

parámetro de forma k y el parámetro de escala λ relacionado con la velocidad media del viento en el emplazamiento. El parámetro de forma describe la regularidad del recurso eólico. Valores menores que 2 indican un viento variable con gran dispersión de velocidades, mientras valores por encima de 2,5 corresponden a regímenes más constantes. Esta distinción tiene consecuencias directas en la selección del aerogenerador y en la estimación de la producción anual, aspectos que se verán más adelante con los datos específicos del emplazamiento en el Capítulo 4.

2.1.1.2 Potencia eólica

La potencia eólica disponible, o también conocida como potencia cinética en una masa de aire de densidad ρ que atraviesa una sección A a velocidad v es:

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

- P_{viento}: Potencia disponible en el viento $[W]$
- ρ: $Densidad\ del\ aire$ $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$
- A: Área barrida por las palas $[m^2]$
- v: Velocidad del viento $\left[\frac{m}{s}\right]$

Esta fórmula determina la potencia disponible en el viento. La dependencia cúbica con la velocidad es la característica de mayor influencia en esta expresión, lo que da pie a explicar la alta sensibilidad de los proyectos eólicos en función de la calidad del recurso.

Sin embargo, resulta imposible extraer toda la potencia en el rotor, ya que esto generaría la detención total de las partículas de aire, situación físicamente imposible. Esto nos lleva a la teoría del disco actuador, formulada por Betz en el 1919. En este modelo, el rotor se representa como un disco permeable de área A que extrae momento al flujo de forma continua y uniforme, sin modelar en detalle la geometría de las palas. El flujo de viento se divide en tres zonas: aguas arriba del disco (velocidad libre v_∞), en el plano del disco (velocidad v_{disco}) y en la estela aguas abajo (velocidad v_{estela}).

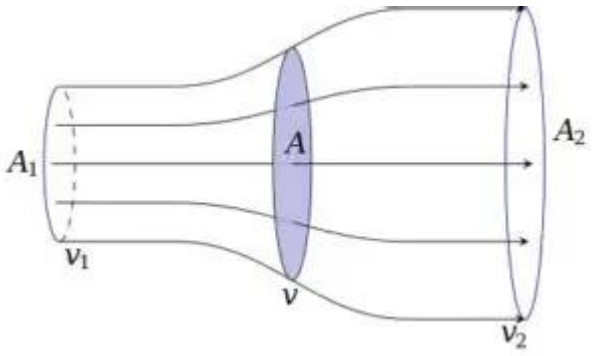


Figura 5 - Esquema del flujo de un fluido a través de un actuador en forma de disco [5].

Para cuantificar la desaceleración del flujo, se introduce el factor de inducción axial a, definido como la reducción relativa de velocidad en el plano del rotor respecto a la velocidad libre.

$$\alpha = \frac{v_\infty - v_{disco}}{v_\infty}$$

- v_∞: velocidad libre
- v_{disco}: velocidad del disco
- α: factor de inducción axial

Entonces, aplicando la teoría de cantidad de movimiento al volumen de control que rodea al disco, puede demostrarse que la velocidad de la estela es el doble de la desaceleración producida en el disco:

$$v_{disco} = v_\infty(1 - \alpha)$$

$$v_{estela} = v_\infty(1 - 2\alpha)$$

Por tanto, analizando las expresiones podemos extraer que el valor de α debe ser a la vez mayor que 0 para poder extraer energía, y menor que 0,5 para evitar que la estela se quede en reposo y el modelo pase a ser inválido.

A partir de estas velocidades, aplicando la ecuación de conservación de la cantidad de movimiento y el teorema de Bernoulli a cada zona del flujo, se obtienen las expresiones

del empuje T, que representa la fuerza axial ejercida por el viento del rotor y la potencia mecánica extraída P:

$$T = 2\rho A v_\infty^2 \cdot \alpha(1-\alpha)$$

$$P = 2\rho A v_\infty^3 \cdot \alpha(1-\alpha)^2$$

- v_∞: velocidad libre
- ρ: $Densidad\ del\ aire\ \left[\frac{kg}{m^3}\right]$
- α: factor de inducción axial
- A: Área barrida por las palas $[m^2]$

Pero como el objetivo es poder representar las magnitudes de forma adimensional e independiente de las condiciones específicas del viento, se definen dos coeficientes, el coeficiente de potencia C_p y el coeficiente de empuje C_T.

$$C_p = \frac{P}{2\rho A v_\infty^3} = 4\alpha(1-\alpha)^2 = 4\alpha - 8\alpha^2 + 4\alpha^3$$

$$C_T = \frac{T}{2\rho A v_\infty^2} = 4\alpha(1-\alpha)$$

Como se puede ver, ambos coeficientes dependen únicamente del factor de inducción axial, y por lo tanto serán propiedades específicas de cada diseño del rotor.

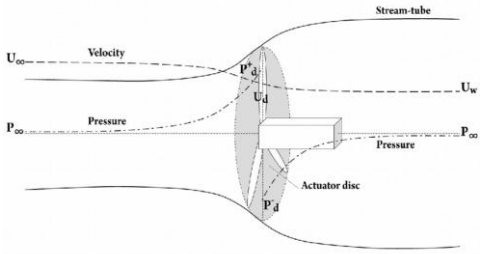


Figura 6 - Flujo de aire que atraviesa un generador eólico [6].

Para poder cuantificar el límite físico antes mencionado, para extraer la máxima energía posible a una masa fluida de viento, hay que buscar el valor máximo de C_p. Para ello, debemos realizar la derivada de esta expresión respecto a su única variable e igualar a cero, con lo que se obtiene:

$$\frac{dC_p}{d\alpha} = 4 - 16\alpha + 12\alpha^2 = 4(1-\alpha)(1-3\alpha)$$

De donde se obtienen dos soluciones posibles; $\alpha = 1$ y $\alpha = \frac{1}{3}$. Sustituyendo en la expresión del coeficiente de potencia, se puede observar como el factor de inducción axial igual a la unidad es un mínimo al salir un coeficiente de potencia igual a cero. En cambio, si se sustituye el factor de inducción axial por un tercio, se obtiene el coeficiente de potencia máximo igual a 59,259%, también reconocido en el mundo de los aerogeneradores eólicos como el límite de Betz.

Este límite, independientemente del diseño de los aerogeneradores, marca la máxima potencia cinética extraíble en el viento. A nivel físico, implica que la velocidad en la estela sea exactamente un tercio de la velocidad libre, dejando al flujo de aire suficiente energía cinética residual para abandonar el rotor sin obstruir el paso de nuevo aire.

En la actualidad, las turbinas alcanzan valores de coeficiente de potencia más bajos que el límite, entre 0,4 y 0,5, ya que influyen otros factores como las pérdidas aerodinámicas en los perfiles de la pala, rozamiento mecánico en el tren del aerogenerador, y pérdidas en la conversión eléctrica. La reducción de la distancia entre C_p real y el C_p ideal de Betz ha sido el motor principal del progreso tecnológico en el diseño de palas durante las últimas tres décadas, pasando de C_p alrededor de 0,35 en los años 80 a valores de C_p entre los 0,48 y 0,50 en las turbinas actuales de gran diámetro.

El coeficiente de empuje, C_T , está directamente relacionado con el diseño estructural de la torre y la cimentación, y condiciona la distribución de los aerogeneradores dentro del parque, para evitar situaciones como el efecto estela, donde el rotor, tras el paso del viento, genera

una zona de viento reducido altamente turbulento, que puede reducir significativamente la producción de los aerogeneradores más cercanos.

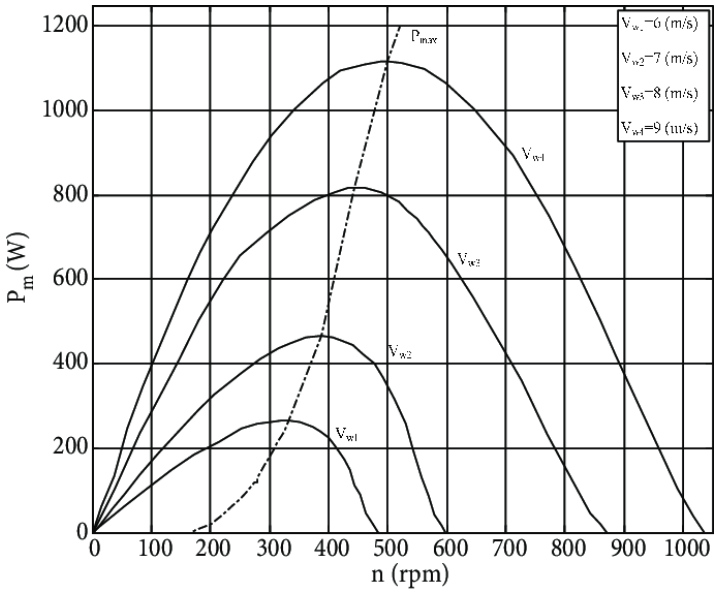


Figura 7 - Variación en los valores máximos de potencia mecánica Pm, en función de velocidad del rotor n, según diferentes velocidades del viento [7].

El modelo del disco actuador describe el comportamiento del rotor en cuanto a la desaceleración de flujo, pero no se incluyen condiciones para representar la geometría de las palas ni la velocidad de giro del rotor. Cuando el aire pasa por la superficie del disco actuador, ejerce par sobre las turbinas, que ejercerán por la tercera ley de Newton un par de igual valor y sentido contrario sobre el aire, generando en este una velocidad tangencial. Para cuantificar esta velocidad tangencial de giro en cada punto de la turbina se define el parámetro de relación de velocidad de punta, o tip speed ratio (TSR).

$$\lambda_{TSR} = \frac{w \cdot R}{v_\infty}$$

- w: velocidad angular del rotor
- R: radio de la pala
- v_∞: velocidad libre

Este parámetro expresa cuántas veces más rápido se mueve la punta de la pala respecto al viento que le atraviesa. No se buscan valores extremos, ya que un valor muy bajo de este parámetro indica que el rotor gira lentamente en relación con el viento, produciendo poca extracción de energía. En el otro extremo, un valor excesivamente alto de TSR, provoca que las palas entren en la estela de las palas adyacentes, antes de que el flujo se recupere, reduciendo igualmente la eficiencia.

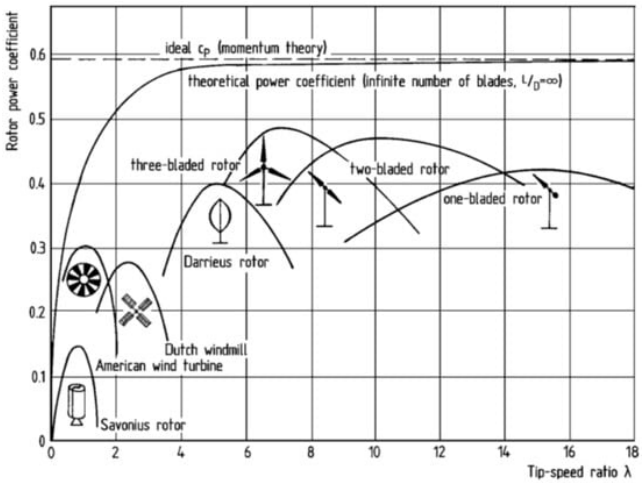


Figura 8 – Curva $C_p - \lambda_{TSR}$ en función del diseño del rotor [8].

En la práctica, el coeficiente de potencia C_p, es variable según el TSR y también según el coeficiente de factor axial, lo que genera que los diferentes diseños de rotor tengan curvas características $C_p - \lambda_{TSR}$, con diferentes puntos de máxima eficiencia. Actualmente los aerogeneradores de velocidad variable regulan continuamente su velocidad de giro mediante el control electrónico, para mantener el TSR en el punto óptimo a lo largo del mayor rango de velocidades posibles de viento, para maximizar la producción energética.

Como se puede ver en la figura 8, los aerogeneradores tripalas de eje horizontal con control activo de pitch alcanzan valores de $C_P \approx 0{,}45$, mientras que otros diseños como los aerogeneradores de dos palas, los Darrieus o Savonius quedan sistemáticamente por debajo. Este coeficiente, sumado al equilibrio y estabilidad mecánica de la configuración tripala, explican a la perfección el hecho de que sea el diseño dominante en aplicaciones comerciales.

2.1.1.3 Modelización matemática

La representación gráfica del $C_p$en función del TSR es una herramienta fundamental, pero en la práctica en la ingeniería, y a la hora de realizar los cálculos de producción energética resulta necesario disponer de una expresión analítica de $C_p(\lambda, \beta)$, donde también se tenga en cuenta el ángulo de giro de la pala β. Se han definido tres maneras diferentes de expresar el coeficiente de potencia según diferentes parámetros.

Constants	Kotti	Khajuria	Ovando	Feng	Llano	Shi	Bustos	Ahmed
c_0	0.5	0.5	0.5176	0.22	0.5	0.73	0.44	1
c_1	116	116	116	116	72.5	151	124.99	110
c_2	0	0.4	0.4	0.4	0.4	0.58	0.4	0.4
c_3	0.4	0	0	0	0	0	0	0
c_4	0	0	0	0	0	0.002	0	0.002
c_5	0	0	0	0	0	2.14	0	2.2
c_6	5	5	5	5	5	13.2	6.94	9.6
c_7	21	21	21	12.5	13.125	18.4	17.05	18.4
c_8	0	0	0.0068	0	0	0	0	0
c_9	0.008	0	0.08	0.08	0.08	0.02	0.08	0.02
c_{10}	0	0.088	0	0	0	0	0	0
c_{11}	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.003	0.001	0.03

Tabla 1 - Constantes de los coeficientes de potencia obtenidas en relación con la función exponencial general [9].

La primera es mediante modelos polinómicos en función solamente del parámetro λ. Su principal ventaja es la simplicidad computacional, pero no tener en cuenta el ángulo de pitch de la pala, lo invalida como modelo, debido a la relevancia del ángulo de giro de las palas en el control de captación de energía. Otro modelo es el sinusoidal, que incluye el ángulo de giro las palas β como argumento trigonométrico. Estos modelos son más comunes en turbinas de pequeña potencia. Los modelos más utilizados en el sector de la energía eólica son los modelos exponenciales. Estos hacen la combinación entre el parámetro de ángulo de giro de la pala y el parámetro de velocidad de punta de la pala según coeficientes específicos

a cada turbina $(c_0, c_{1,} \dots, c_{11})$ asignados por diferentes investigadores según diferentes criterios.

$$C_p(\lambda, \beta) = c_0 \cdot \left(\frac{c_1}{\lambda_i} - c_2 \cdot \beta - c_3 \cdot \beta \cdot \lambda_i - c_4 \cdot {\lambda_i}^{c_5} - c_6\right) \cdot e^{-\left(\frac{c_7}{\lambda_i}\right) + c_8 \cdot \lambda}$$

Donde:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + c_9 \cdot \beta + c_{10}} - \frac{c_{11}}{1 + \beta^3}$$

- λ: Tip Speed Ratio
- β: ángulo de giro/pitch de la pala

La expresión exponencial reproduce fielmente el perfil de Cp con un pico pronunciado en λ óptimo y la caída brusca para valores de β elevados, tal como se muestra en la familia de curvas de la figura 9 .

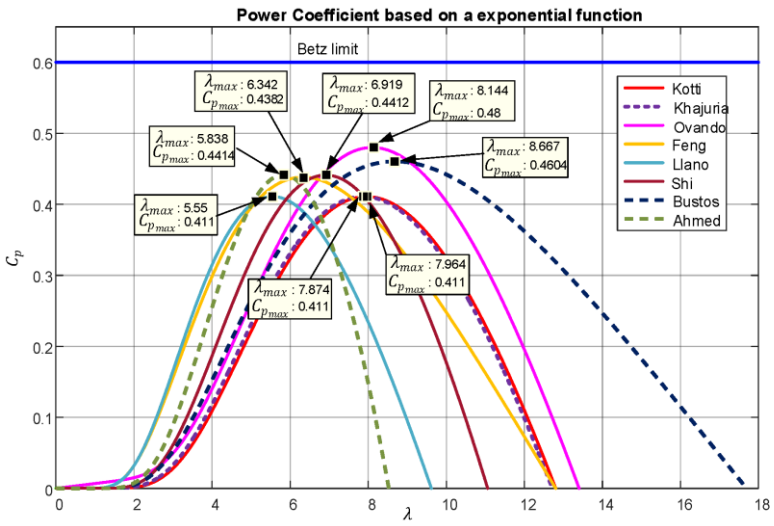


Figura 9 - Coeficiente de potencia basado en una función exponencial [10].

Además del coeficiente de potencia, el par generado en el eje del rotor define el coeficiente de par C_q, relacionado directamente con C_p mediante la expresión $C_q = \frac{C_p}{\lambda}$. Este parámetro es relevante para el dimensionamiento del tren de transmisión, ya que determina el par

máximo que deben soportar los elementos mecánicos en condiciones de operación nominal. Su variación con λ presenta un comportamiento inverso al de Cp: los rotores de TSR elevado (aerogeneradores de gran diámetro) tienen Cq más bajo pero mayor velocidad de giro, reduciendo el par y facilitando el diseño de la multiplicadora.

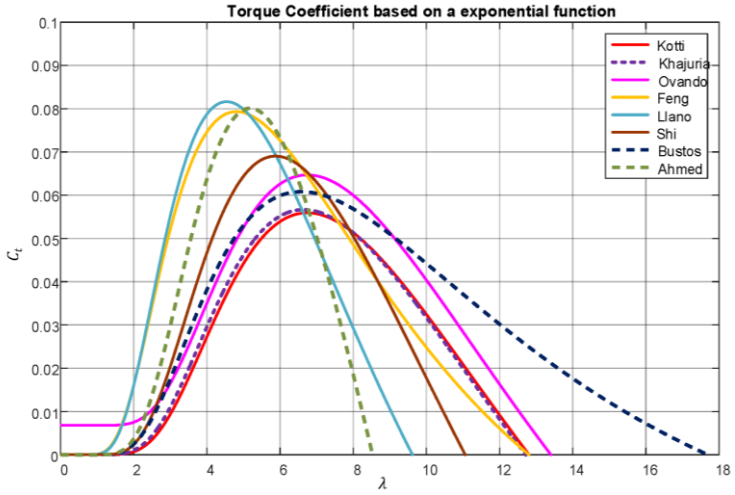


Figura 10 - Coeficiente de par basado en una función exponencial [11].

El modelo exponencial de C_p (λ,β) es la base de los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia que implementan los convertidores de los aerogeneradores de velocidad variable. El controlador ajusta continuamente la velocidad de giro ω para mantener λ en su valor óptimo λ óptimo a lo largo del mayor rango posible de velocidades de viento, maximizando así la producción energética.

Por último, también se registra el coeficiente de empuje C_T. Este parámetro también depende del TSR y del ángulo de pitch (λ,β). Estas curvas cuantifican la fuerza axial que el viento ejerce sobre el rotor. El control de pitch permite modificar β en tiempo real: un ángulo de 0° corresponde a máxima eficiencia, mientras que 90° coloca la pala en posición horizontal al viento incidente, eliminando prácticamente el empuje y la potencia captada. Valores altos de C_T indican que el rotor extrae una gran cantidad de movimiento del flujo, generando una zona extensa de viento reducido y mayor turbulencia aguas abajo conocido como el efecto estela. Cuando los aerogeneradores se sitúan demasiado próximos entre sí, las máquinas situadas aguas abajo operan en la estela de las anteriores, con velocidades reducidas y

turbulencia incrementada, lo que puede provocar pérdidas de producción del 5–15 % y un aumento de la fatiga estructural en las palas. Esto introduce una restricción de diseño directa para la distribución en planta del parque: tanto el coeficiente de potencia como el coeficiente de empuje deben estar equilibrados para garantizar una correcta relación entre la eficiencia energética y la calidad aerodinámica del flujo en parques compuestos por múltiples turbinas.

2.2 ARQUITECTURA DE UN AEROGENERADOR

2.2.1 ANÁLISIS DE TIPOS Y PARTES DE AEROGENERADORES

2.2.1.1 Tipos y clasificación de aerogeneradores

Las turbinas eólicas se pueden clasificar según diferentes criterios, pero el más común es según la orientación del eje, que distingue dos grupos con características muy diferentes.

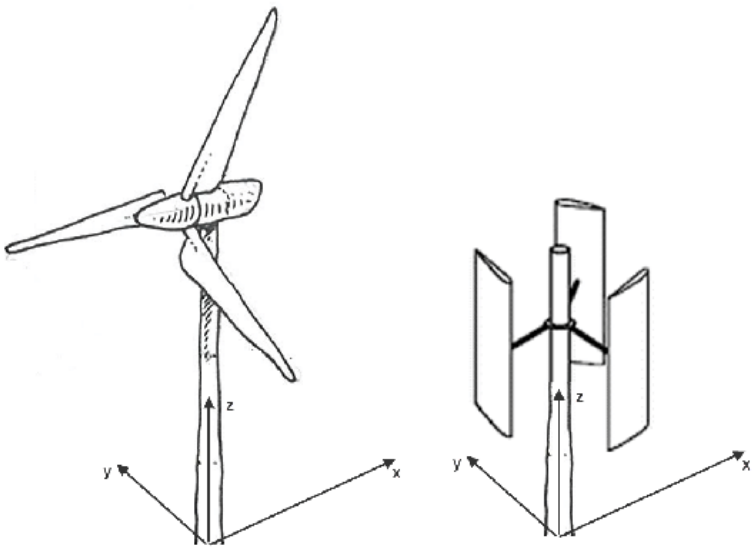


Figura 11 - Esquema de una HAWT (turbina eólica de eje horizontal) a la izquierda, y de una VAWT (turbina eólica de eje vertical de tres palas rectas) a la derecha [12].

El primero de ellos, son los aerogeneradores de eje horizontal (HAWT Horizontal Axis Wind Turbine). Estos se caracterizan por tener el eje del rotor paralelo al suelo y orientado en dirección al viento. Existen de tipo monopala, bipala, tripala e incluso multipala. Cuanto menor es el número de palas, mayor es la velocidad de giro, pero a su vez es menor la

eficiencia. Al ser los de mayor eficiencia, son los dominantes en aplicaciones comerciales de gran escala, sobre todo los tripala. Dentro de los HAWT hay dos diferentes configuraciones: a barlovento, donde el rotor se sitúa aguas arriba de la torre y a sotavento, donde el aire fluye en dirección opuesta, estando el rotor aguas abajo. Este último es menos común ya que recibe una mayor fatiga estructural, que lo hace menos popular. La configuración tripala a barlovento es la óptima en cuanto a eficiencia, vibraciones y vida útil, y por eso es la adoptada en los grandes parques eólicos comerciales actuales.

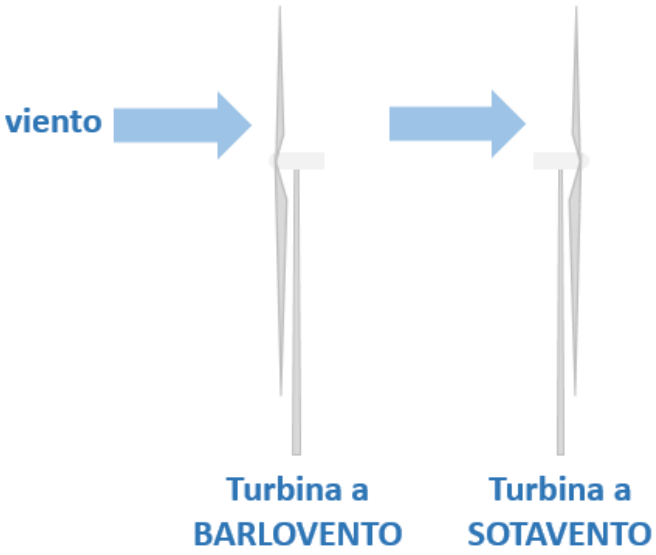


Figura 12 - Configuraciones según incidencia del viento en aerogeneradores tipo HAWT [13]

El principal inconveniente de este tipo de aerogeneradores es su impacto ambiental. Este impacto es tanto a nivel visual, como acústico o incluso frente a las especies voladoras es muy superior a los aerogeneradores de eje vertical.

El segundo grupo son los aerogeneradores de eje vertical (VAWT Vertical Axis Wind Turbine). Se caracterizan por tener el eje perpendicular al suelo, con lo que pueden captar el viento desde cualquier dirección sin sistema de orientación. Este grupo tiene menor impacto visual, menos generación de ruido, y más facilidad de mantenimiento, al situar los componentes mecánicos a la altura del suelo. Sin embargo, su coeficiente de potencia es

notablemente inferior al de los HAWT, lo que limita su viabilidad a aplicaciones urbanas o de baja potencia. Los diseños más comunes son el Darrieus y el Savonius.

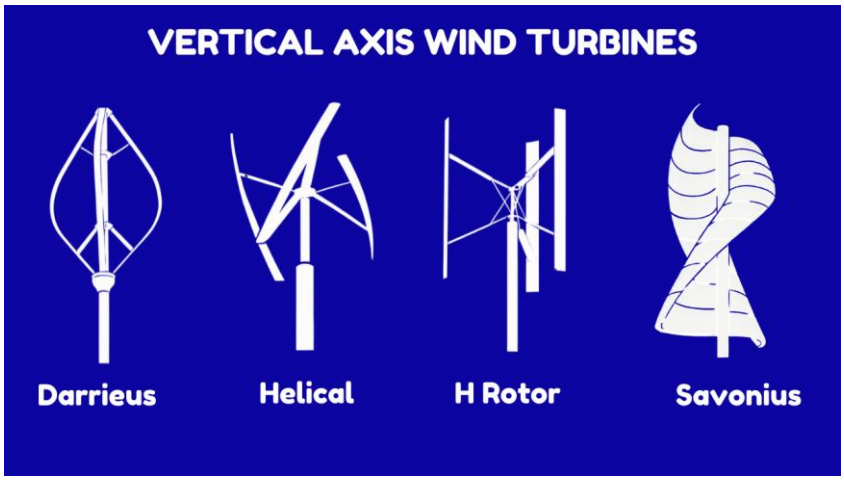


Figura 13 - Clasificación de tipos de turbinas VAWT [14]

Una segunda clasificación que puede resultar interesante es según la velocidad de rotación. Existen aerogeneradores de velocidad fija, que como bien indica el nombre, solo operan a una única velocidad, determinada por la frecuencia de red, lo que simplifica el sistema eléctrico, pero reduce la eficiencia. El otro grupo son los aerogeneradores de velocidad variable, que, con la incorporación de convertidores electrónicos de frecuencia, mediante el desacoplo de la velocidad del rotor frente a la frecuencia de la red, permite una ganancia de producción frente a los de velocidad fija, además de una mayor flexibilidad a nivel eléctrico.

Por último, la arquitectura del tren de potencia diferencia entre aerogeneradores con multiplicadora (geared) y de transmisión directa (direct drive). Los primeros elevan la velocidad del rotor a la requerida por el generador mediante engranajes, permitiendo el uso de generadores de inducción estándar. Un inconveniente es que la multiplicadora es el componente de mayor tasa de avería y requiere mantenimiento periódico intensivo. Los sistemas de transmisión directa eliminan la multiplicadora acoplando el rotor a un generador síncrono de imanes permanentes, lo que aumenta la fiabilidad y reduce el mantenimiento a cambio de un generador más voluminoso y costoso. Ambas soluciones son viables para un parque eólico, y se aplican dependiendo de las circunstancias específicas.

2.2.1.2 Componentes principales

Los aerogeneradores son máquinas de producción eléctrica, que tienen componentes a nivel eléctrico, mecánico y estructural. Una clasificación fácil de los componentes es según si son externos o internos. Los externos son los que interactúan con el viento, terreno y el ambiente directamente, mientras que los internos son los encargados del sistema de generación, conversión y control de energía. A continuación, se describen los principales componentes y su función dentro del sistema, con énfasis en los aspectos que condicionan el diseño del parque.



Figura 14 - Parque eólico en Burgos [15]

Palas, buje, rotor y eje de baja

Las palas son el elemento que capta la energía mecánica del viento y la transforma en par mecánico, para el giro del rotor a través del buje. Las palas son de materiales compuestos como la fibra de vidrio, fibra de carbono o resinas epoxi, ya que combinan propiedades como la ligereza y la resistencia. Tienen perfiles aerodinámicos diseñados para generar fuerza de sustentación cuando son impactadas por el viento. Pueden llegar a superar los 90 metros de longitud en modelos de gran potencia. Estas se conectan a través del buje, encargado de transmitir el par generado al tren de potencia. Existen bujes fijos y bujes con capacidad de

variación en el ángulo de paso de las palas (Pitch control). que permite rotar cada pala individualmente en torno a su eje longitudinal para controlar β y con ello gestionar el Cp y el CT en tiempo real, y permite realizar estrategias de frenado aerodinámico. A la unión de las palas y el buje se le conoce como rotor. El rotor, conectado a través del eje de baja velocidad transmite el par mecánico hacia la multiplicadora. Normalmente gira a velocidades de entre 15 rpm y 30 rpm, con lo que tiene que tener una buena resistencia estructural. Está tapado por la nariz, elemento aerodinámico que desvía el viento de la parte frontal del rotor para evitar posibles turbulencias.



Figura 15 - Palas, buje y rotor de un aerogenerador [16].

Góndola y sistema de orientación (YAW)

La góndola es la cubierta o chasis principal, situada en la cima de la torre. En su interior se alojan el tren de potencia, el generador, los convertidores y los sistemas de control. Se construye principalmente en acero forjado y paneles de fibra de vidrio para ofrecer protección frente a la intemperie, polvo o descargas externas como rayos. Está unida a la torre mediante un mecanismo de orientación llamado la corona giratoria (Yaw ring)

accionada por motores eléctricos y un sistema de control de orientación que apunta continuamente el rotor hacia la dirección del viento, maximizando la cantidad de aire que atraviesa el rotor, y consiguiendo en cada momento la potencia necesaria. Por norma general, se monta en la parte superior de la góndola un anemómetro y una veleta para medir con precisión tanto las condiciones exteriores como velocidad y dirección del viento para la correcta orientación del aerogenerador. Además, cuentan con respiradores, que son extremadamente útiles para reducir las altas temperaturas en los sistemas mecánicos dentro de la góndola.

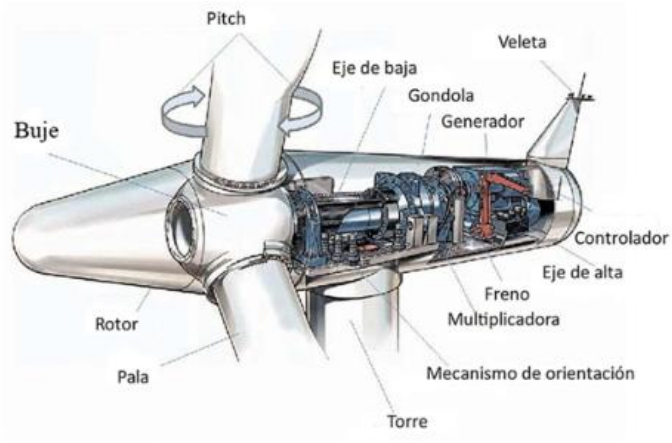


Figura 16 - Principales componentes de un aerogenerador de pala variable [17].

Tren de potencia

El tren de potencia es el conjunto de elementos que transmite la energía mecánica captada por las palas hasta el sistema eléctrico del aerogenerador. Una vez que el giro de las palas se transmite al rotor, este movimiento llega al eje de baja velocidad, que conecta el buje con la multiplicadora.

En los aerogeneradores sin multiplicadora, conocidos como sistemas direct drive, el eje conecta directamente el rotor con el generador, diseñado para funcionar a bajas revoluciones. Estos sistemas obligan a usar generadores síncronos de imanes permanentes con elevado

número de polos. Aunque son más caros, reducen el número de componentes mecánicos, requiriendo normalmente menos mantenimiento.

Cuando existe multiplicadora, su función es aumentar la velocidad de giro procedente del rotor. Para ello, convierte las bajas revoluciones por minuto del rotor, normalmente del orden de unas pocas decenas de rpm, en velocidades mucho mayores, habitualmente en torno a 1000–1500 rpm, que son más adecuadas para el funcionamiento del generador. Esta conversión se realiza mediante un sistema de engranajes.

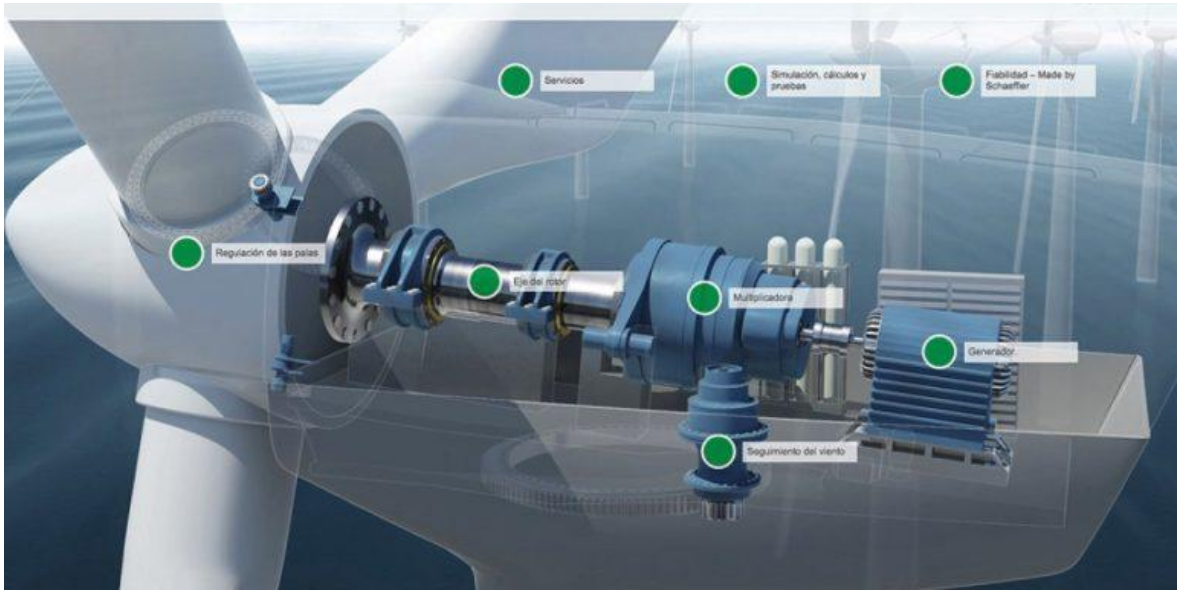


Figura 17 - Tren de potencia de aerogenerador [18].

Como se requiere un funcionamiento preciso, eficiente y fiable, se suelen emplear engranajes planetarios y helicoidales. Los engranajes planetarios permiten obtener relaciones de multiplicación elevadas en un espacio reducido, mientras que los helicoidales favorecen una transmisión más suave y con menor ruido. De esta forma, la multiplicadora permite adaptar la baja velocidad del rotor a la velocidad de operación necesaria para el generador.

El generador transforma la energía mecánica de rotación en energía eléctrica. La tensión generada suele estar en rangos de baja tensión, aproximadamente 700 V, aunque varía según el diseño del aerogenerador. Según la tecnología empleada, el generador puede ser

asíncrono, por ejemplo, de jaula de ardilla o de rotor bobinado, o síncrono, como los generadores de imanes permanentes utilizados frecuentemente en sistemas direct drive.

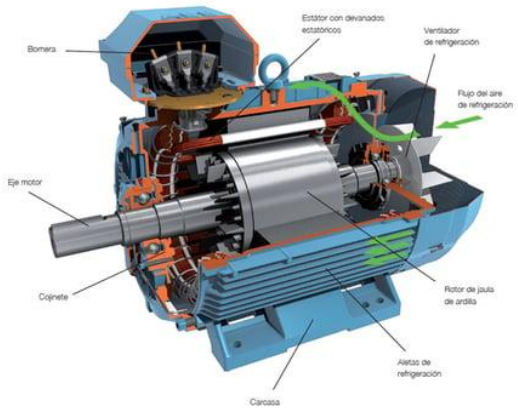


Figura 18 - Motor de inducción de jaula de ardilla [19].

Seguidamente, el convertidor de frecuencia adapta la electricidad producida por el generador a las condiciones necesarias para conectarla a la red. Está formado principalmente por un rectificador de onda, un bus de corriente continua y un inversor. Su función es convertir la tensión y frecuencia variables del generador en una tensión y frecuencia compatibles con la red eléctrica. Además, participa en el control del punto de máxima potencia, ajustando el funcionamiento del aerogenerador para extraer la máxima energía posible del viento.

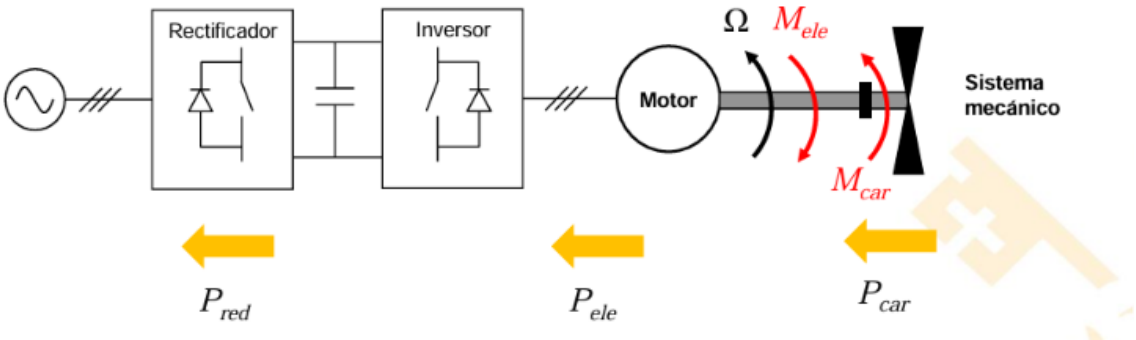


Figura 19 - Esquema de sistemas de control de potencia en aerogenerador, de asignatura de accionamientos eléctricos de 4º ICAI [20].

Finalmente, el transformador eleva la tensión desde baja tensión hasta valores de media tensión, normalmente del orden de 20–30 kV. Esto permite transportar la energía de forma más eficiente hasta la subestación del parque eólico.

Torre y cimentación

La torre sostiene la góndola y el rotor a la altura del buje, permitiendo situar las palas en zonas con mayor viento y menor influencia de la rugosidad del terreno, que en los aerogeneradores actuales puede superar los 100 metros. Las torres más comunes a nivel comercial a gran escala son las torres tubulares de acero cónicas, formadas por tramos atornillados entre sí. Esta geometría permite resistir adecuadamente esfuerzos de flexión, compresión y torsión generadas tanto por el propio peso de los componentes del aerogenerador como por las ráfagas de viento exteriores. Su forma facilita también la bajada de los cables eléctricos y la realización de mantenimiento. Para torres que van a superar alturas de 100 metros también se usan torres híbridas de acero y hormigón.

La cimentación constituye la base estructural del aerogenerador y tiene como función transmitir al terreno todas las cargas procedentes de la torre, la góndola y el rotor. Entre estas cargas se incluyen el peso propio, los esfuerzos horizontales debidos al viento, los momentos de vuelco, las cargas cíclicas y las solicitaciones extremas durante ráfagas o paradas de emergencia. En parques eólicos terrestres, la solución más común es una cimentación superficial de hormigón armado de tipo gravitacional, generalmente circular o poligonal, dimensionada en función de las características geotécnicas del terreno.

El diseño de la cimentación depende de las características del terreno, pero también de las condiciones de este. Deben tener sistemas de puesta a tierra, drenaje, y canalizaciones eléctricas para proteger la instalación frente a descargas atmosféricas y sobretensiones.



Figura 20 - Interior de la torre de un aerogenerador eólico [21].

Sistema de control y SCADA

El sistema de control del aerogenerador es el conjunto de equipos electrónicos, sensores, actuadores y sistemas de comunicación que permiten supervisar y monitorizar el funcionamiento en tiempo real. Su elemento principal suele ser un PLC, encargado de recibir las señales procedentes de los sensores, procesarlas y enviar órdenes a los distintos actuadores del aerogenerador. El aerogenerador cuenta con sensores en todas las partes mencionadas para controlar variables como la velocidad y dirección del viento, la velocidad de giro del rotor, la potencia generada, la temperatura de los componentes, entre muchas otras.

Las dos funciones principales del sistema de control son maximizar la captación de energía y garantizar la seguridad en la instalación. Los sistemas mencionados anteriormente como el seguimiento de punto de máxima potencia, el pitch control o el sistema de orientación de la góndola son todos sistemas controlados a partir de la información extraída en la veleta y el anemómetro. Como sistema de seguridad se puede efectuar el freno aerodinámico, mediante las palas en posición de bandera. También se pueden desconectar elementos como

el aerogenerador o ejecutar paradas de emergencia ante situaciones peligrosas como condiciones externas extremas o sobrevelocidades.

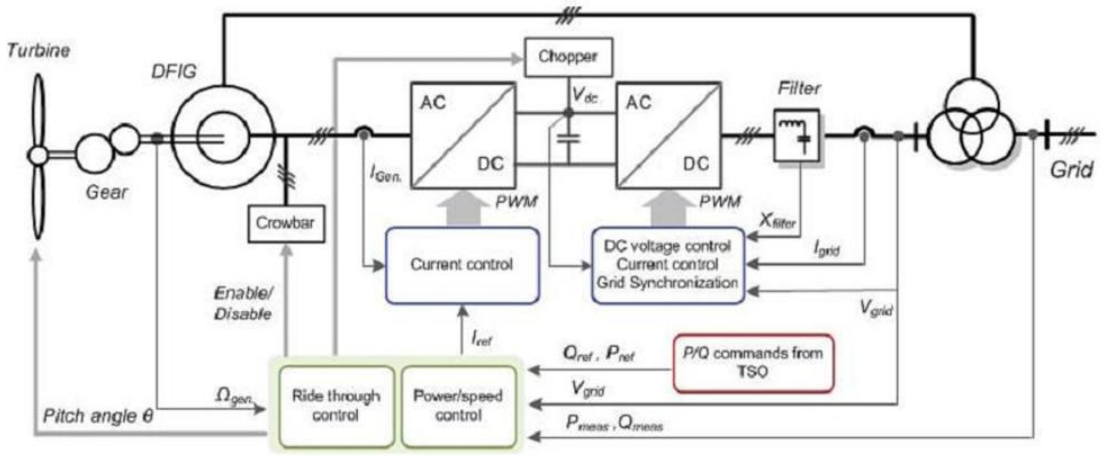


Figura 21 - Esquema de control de parque eólico DFIG de asignatura de AEP de 4º ICAI [22]

El sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) permite la supervisión remota y centralizada de todo el parque eólico. A través de este sistema se recogen, almacenan y visualizan los datos de operación de cada aerogenerador, incluyendo producción energética, disponibilidad, alarmas, históricos de viento, eventos de parada y parámetros eléctricos. También permite enviar consignas de operación, realizar diagnósticos, analizar el rendimiento de las máquinas y planificar tareas de mantenimiento, lo que convierte a este sistema de generación en un sistema autogestionable.

2.3 EVOLUCIÓN, TENDENCIAS Y DESAFÍOS DE LA TECNOLOGÍA EÓLICA

2.3.1 EVOLUCIÓN CUANTITATIVA

La evolución de la energía eólica no se puede entender únicamente como una sucesión de hitos históricos, sino que se debe tener en cuenta la sistemática reducción de costes que acompaña este desarrollo. Este fenómeno se conoce como la curva de aprendizaje (learning rate), que cuantifica cómo el coste nivelado de la energía disminuye a medida que la tecnología madura y escala. Se suele medir con fórmulas como el LCOE (Levelized Cost of Electricity), métrica estándar para comparar tecnologías de generación entre sí.

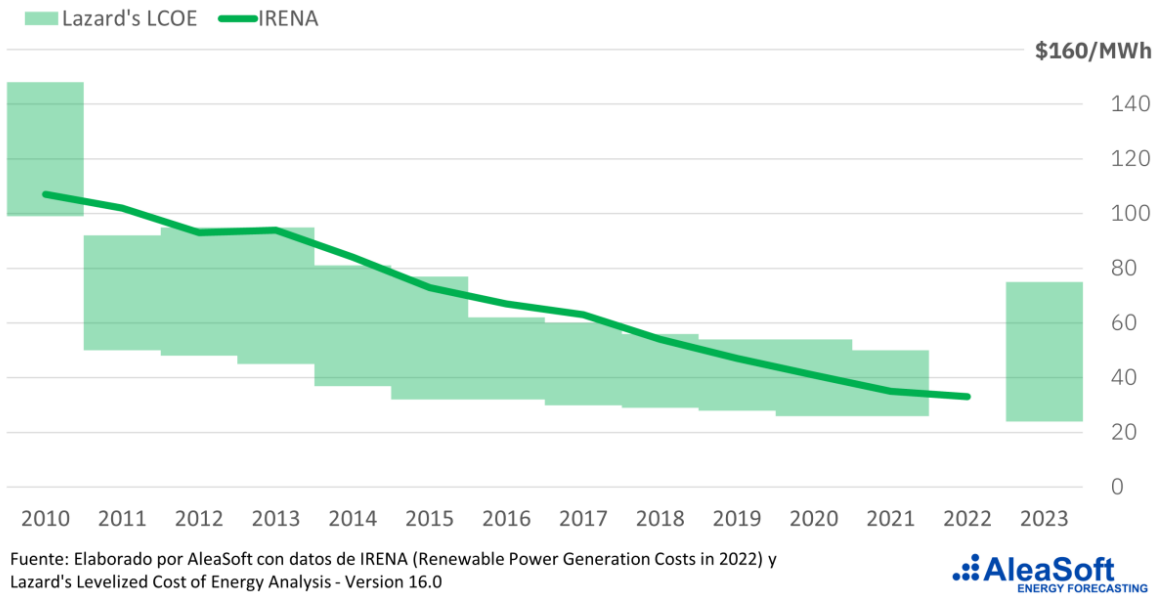


Figura 22 - Coste nivelado de la electricidad (LCOE) de la eólica terrestre 2010-2023 [23].

Para la energía eólica terrestre, según la Agencia Internacional de Energías Renovables IRENA, entre el 2010 y el 2022 el LCOE promedio global cayó un 69% pasando de 107$/MWh a 33$/MWh. La eólica marina, a pesar de tener costes más elevados también ha visto un decremento en el LCOE del 59% en el mismo periodo. Cabe destacar que esta tendencia no siempre es así, como se puede ver entre los años 2021 y 2023 donde se produjo

un repunte de costes, como consecuencia de la inflación de materias primas y las disrupciones en las cadenas de suministro, según el informe LCOE 16.0 de Lazard [24].

Este descenso de costes no se debe a mejoras en la eficiencia aerodinámica del rotor, ya que como se ha visto en el apartado 2.1, está físicamente limitado por el límite de Betz, sino al aumento unitario de las máquinas y a las economías de escala que ello conlleva. Los primeros aerogeneradores comerciales de los años 80 son irreconocibles si se comparan con los modelos actuales. Hoy en día, aerogeneradores onshore de última generación como son el Vestas V162-5.6 MW o la Siemens Gamesa SG 5.8-170 superan los 5-6 MW, mientras que en el segmento offshore el Vestas V236 alcanza los 15 MW con un rotor de 236 metros de diámetro.

La lógica de este crecimiento es esencialmente económica, un rotor más grande significa un área barrida más grande, lo que aumenta la producción anual sin incrementar proporcionalmente los costes de instalación, operación ni mantenimiento. Instalar menos máquinas de mayor potencia en un mismo parque reduce además las infraestructuras asociadas: menos cimentaciones, menos kilómetros de cableado interno y menos operaciones de mantenimiento por MW instalado.

2.3.2 TENDENCIAS EMERGENTES

La tendencia más visible en el sector eólico actual es la escalada continua de potencia unitaria de los aerogeneradores [25]. En el segmento onshore, fabricantes como Vestas han instalado el prototipo de la V172-7.2 MW [26] en el centro de ensayos danés de Østerild en julio de 2024, mientras que Enercon presentó la E-175 EP5 [27] de 7.0 MW con instalación de prototipo en abril de 2025, y Nordex opera ya su plataforma Delta 4000 [28] con torres híbridas de hasta 180 metros de altura de buje.

Sin embargo, existe un término denominado la maldición de innovación acelerada (rapid innovation curse), usado entre otros en el GWEC (Global Wind Energy Council). Hace referencia a la reducción del ciclo de vida de los novedosos modelos, solapándose con las fechas de amortización de inversión, generando problemas económicos. La cadena de

suministro no puede seguir el ritmo de desarrollo y los problemas de calidad se multiplican. Fracturas de palas, colisiones de pala con torre y vibraciones inducidas por vórtices reflejan que los estándares de diseño actuales no están adaptados a turbinas de estas dimensiones. La carrera tecnológica ha producido serios impactos negativos para muchos proveedores.

Pero hay otras vías de innovación además del crecimiento de potencia unitaria. Una de estas es la energía eólica offshore flotante tipo boya, que permite instalar aerogeneradores convencionales en aguas profundas mediante plataformas semisumergibles. Proyectos como Hywind Scotland (Equinor) [29] o WindFloat Atlantic (Ocean Winds) [30] han demostrado su viabilidad comercial. A nivel nacional, Saitec Offshore Technologies desarrolla la plataforma SATH (Swinging Around Twin Hull) [31] en el País Vasco, con especial relevancia para la Península Ibérica dada su estrecha plataforma continental atlántica, que hace que gran parte del recurso offshore español solo sea accesible con tecnología flotante.

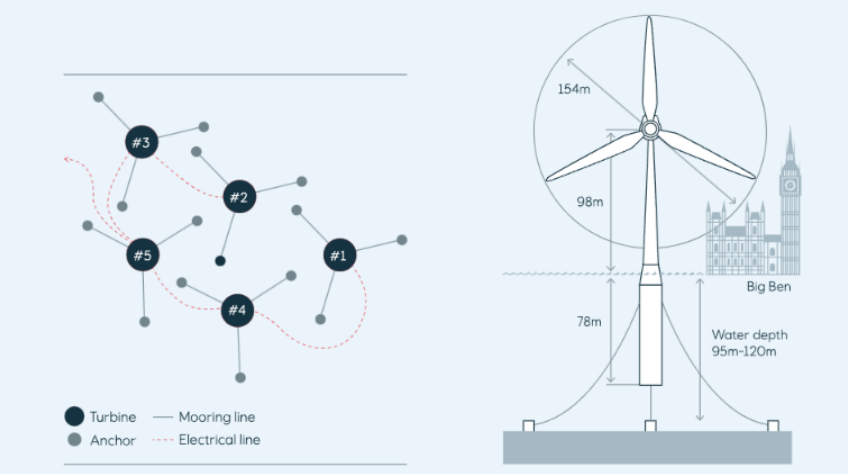


Figura 23 - Esquema aerogenerador flotante de Hywind Scotland [29].

En una línea más disruptiva, la empresa española Vortex Bladeless (Ávila) [32] ha desarrollado un concepto radicalmente distinto. En lugar de aprovechar la rotación, explota la resonancia aerodinámica de vórtices sobre una estructura cilíndrica oscilante sin palas ni partes móviles. Aunque no aspira a competir en la generación a gran escala, abre nichos de aplicación en entornos donde las turbinas convencionales son inviables.

A nivel de componentes, el proyecto europeo ZEBRA (Zero wastE Blade ReseArch) [33] trabaja en palas fabricadas con resinas termoplásticas en lugar de los epoxis termoestables habituales, lo que permitiría fundirlas y reciclarlas al final de su vida útil, problema al que todavía no se le ha encontrado solución. Algunas empresas como siemens han optado por el uso de las palas que hayan llegado al final de su vida útil en otros sectores, hasta que se encuentre una solución definitiva a su complejidad en el reciclado.



Figura 24 - Reciclaje de palas de aerogenerador por Siemens [34]

Por su parte, fabricantes como Enercon y varios consorcios de investigación desarrollan generadores de accionamiento directo (*direct drive*) sin multiplicadora, reduciendo el número de piezas móviles y los costes de mantenimiento, tendencia que se consolida especialmente en offshore.

El avance más disruptivo de los últimos años ha sido la inteligencia artificial, que también ha tenido efecto en el mundo de la energía eólica. Por un lado, actúa como un gran consumidor de energía. El auge de los centros de datos para IA está generando una demanda eléctrica concentrada y en rápido crecimiento. Esta demanda suele venir de empresas con compromiso de carbono cero, lo que las puede convertir en consumidores de energía eólica.

Por otro lado, la IA actúa como herramienta interna del propio sector. Según el GWEC 2026, la IA y el análisis de datos avanzado están ya integrados en toda la cadena de valor eólica, desde la evaluación del recurso y la predicción de producción hasta la optimización del *dispatch* en mercados eléctricos. En operación y mantenimiento, los algoritmos de mantenimiento predictivo permiten anticipar fallos antes de que ocurran, reduciendo las paradas no planificadas. Se está empezando a utilizar IA [35] para detectar aves en tiempo real y detener la turbina antes de una colisión, resolviendo uno de los conflictos medioambientales más frecuentes. También se usa en reconocimiento de patrones en imágenes de palas de aerogeneradores, para prevenir o detectar defectos. Las aplicaciones de esta tecnología se extienden a casi todos los ámbitos [36].

Pero estas tendencias traen a la vez nuevos desafíos. Estos se pueden resumir en 3 grandes grupos, que también los recoge el GWEC (Global Wind Energy Council). El primero es la crisis de la red en el mundo. En la Unión Europea, hay cinco veces más proyectos eólicos en tramitación que en construcción. El caso de España es particularmente ilustrativo, los vertidos no compensados superaron el 1 % de la generación renovable total en 2022 y 2023, poniendo de manifiesto que la red de transporte no está creciendo al ritmo que lo hace la capacidad instalada.

El segundo desafío es el fenómeno de los precios de electricidad negativos. La rápida penetración de renovables ha generado períodos de sobreproducción que los mercados no están diseñados para absorber. En 2024 se produjo un incremento de doce veces en las horas con precios negativos en Europa respecto a 2022, y en Australia los precios cayeron por debajo de cero el 14 % del tiempo. Se proyecta que esta tendencia se multiplicará por diez en los próximos años si no se actúa sobre el diseño de mercado, el almacenamiento y la gestión de la demanda.

El tercero es la desinformación sobre la tecnología. Esta desinformación, frecuentemente promovida por intereses vinculados a los combustibles fósiles, encarece y ralentiza los proyectos, llegando a tener un impacto real en la percepción de la tecnología.

2.4 MARCO LEGAL

El desarrollo de un parque eólico en España está sujeto a estrictas regulaciones que se pueden dividir en dos capas. La primera la marcan las normas técnicas internacionales, que definen los requisitos de diseño y certificación de los aerogeneradores. La segunda es el marco jurídico nacional y autonómico que regula autorización, conexión a red, producción y operación. A diferencia de otro tipo de proyectos en ingeniería, en parques de energía eólica, ambas capas interactúan desde las fases más tempranas del diseño ya que la elección del aerogenerador condiciona la tramitación ambiental y el marco de retribución condiciona la viabilidad económica del proyecto. Se empezará por la normativa IEC (International Electrotechnical Commission) que establece estándares internacionales para la evaluación del diseño estructural y la operación segura de los aerogeneradores según las condiciones de viento de la zona.

2.4.1 LEGISLACIÓN NECESARIA

2.4.1.1 Clasificación UNE-EN IEC 61400 [37]

La norma internacional de referencia para el diseño, ensayo y certificación de aerogeneradores es la serie UNE-EN IEC 61400, publicada por la Comisión Electrotécnica Internacional. Se adoptó en España por la Asociación Española de Normalización (UNE) a través del comité técnico CTN 206/SC 88. Es importante señalar que las versiones anteriores de esta familia, publicadas bajo la denominación UNE-EN 61400 (sin el prefijo IEC), se encuentran anuladas y sustituidas por las ediciones actuales, que incorporan dicho prefijo y reflejan revisiones técnicas sustanciales. Su adopción es voluntaria, al ser una norma y no una ley, pero ningún fabricante puede comercializar las turbinas en mercados maduros sin esta certificación. Se destacarán las partes más relevantes para este proyecto:

UNE-EN IEC 61400 – 1:2020 [38]

Establece los requisitos de diseño. Es la norma central de toda la familia y la que sustenta la clasificación del emplazamiento. Define las clases de emplazamiento en grupos de uno hasta

cuatro en función de velocidad del viento de referencia. También ordena según la cantidad de turbulencia en tres grupos: A, B y C. Estas dos categorías determinan qué modelos de aerogenerador son técnicamente aptos para un emplazamiento dado. La edición de 2020 incorpora mejoras significativas respecto a la anterior, como nuevos casos de carga para sistemas de control modernos, requisitos específicos para climas fríos y una ampliación de las clases para cubrir entornos de turbulencia elevada no contemplados anteriormente.

UNE-EN IEC 61400 – 12-1:2024 [39]

Es la encargada de la medición de prestaciones de potencia de aerogeneradores. Establece el protocolo normalizado para la medición y certificación de la curva de potencia del aerogenerador, que es el documento de referencia para el cálculo de la producción energética anual del parque. La versión de 2024 es la edición más reciente de esta parte.

UNE-EN IEC 61400 – 15-1:2025 [40]

Recoge las técnicas de medición del ruido acústico. Define la metodología para cuantificar las emisiones sonoras de un aerogenerador. Su cumplimiento es determinante para acreditar el respeto de los límites establecidos por la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, y condiciona las distancias mínimas a núcleos habitados que se analizan en el diseño del parque.

UNE-EN IEC 61400 – 21-1:2021 [41]

Se encarga de la medición y evaluación de las características eléctricas. Regula la calidad de la energía inyectada a la red por el parque eólico y tiene implicaciones directas sobre los requisitos técnicos de la subestación de evacuación y los equipos de filtrado.

UNE-EN IEC 61400 – 24:2019/A1:2024 [42]

Esta norma se basa en la protección contra el rayo. Establece los requisitos de protección frente a rayos para el aerogenerador y sus sistemas. La enmienda A1, ratificada en España en febrero de 2025, es la versión más actualizada.

2.4.1.2 Autorización y tramitación administrativa

La tramitación de un parque eólico en España se articula en torno a un umbral de potencia que determina qué Administración ostenta la competencia: instalaciones iguales o superiores a 50 MW son autorizadas por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) [43], al amparo de la Ley 24/2013 [44], del Sector Eléctrico, y del Real Decreto 1955/2000 [45]; las que no alcanzan ese límite quedan bajo la tutela de la comunidad autónoma correspondiente. Dado que la potencia instalada final del presente proyecto depende de la selección tecnológica que se aborda en capítulos posteriores, ambos escenarios son posibles.

En Castilla y León, el marco procedimental específico para instalaciones eólicas se establece en el Decreto 189/1997 [46], de 26 de septiembre, que regula el procedimiento para la autorización de instalaciones de generación eléctrica a partir de energía eólica. Este decreto introdujo la figura del Plan Eólico de Castilla y León, instrumento de ordenación territorial que delimita las zonas aptas para el desarrollo eólico y que cualquier nueva instalación debe respetar.

El procedimiento se estructura en tres autorizaciones sucesivas, que deben obtenerse en ese orden ante la Dirección General de Energía e Industria de la Junta de Castilla y León: autorización administrativa previa, en la que se evalúa la viabilidad del proyecto y su adecuación al planeamiento territorial; autorización administrativa de construcción, que habilita la ejecución de las obras una vez aprobado el proyecto técnico; y autorización de explotación, que permite la puesta en servicio una vez superadas las inspecciones finales. Paralelamente, y con carácter previo o simultáneo a las anteriores, debe tramitarse la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) conforme a la Ley 21/2013 [47].

2.4.1.3 Accesos y conexión a la red eléctrica

El acceso y la conexión a las redes de transporte y distribución se regulan mediante el Real Decreto 1183/2020 [48], de 29 de diciembre, que establece un sistema de permisos en dos fases. La primera es el permiso de acceso que reconoce el derecho a inyectar energía en un punto concreto de la red con una potencia máxima determinada. La segunda es el permiso

de conexión, tramitado con posterioridad, que habilita la conexión física mediante la aprobación del proyecto de las instalaciones de enlace.

Además de regular los permisos, el Real Decreto 1183/2020 [48] impone requisitos técnicos de obligado cumplimiento. El parque debe operar con el factor de potencia que REE fije para el punto de conexión, contribuir a la regulación de tensión y soportar huecos de tensión sin desconectarse. Estos requisitos condicionan directamente la selección del aerogenerador y del convertidor de potencia, aspectos que se desarrollan en capítulos posteriores. En cuanto a los plazos, el GWEC (Global Wind Report 2025) identifica los retrasos en la tramitación de permisos de red como uno de los principales frenos al despliegue eólico en Europa, con tiempos que en España pueden superar los tres años en nodos congestionados.

2.4.1.4 Régimen económico

La retribución de la energía eólica en España se rige por el Real Decreto 960/2020 [49], de 3 de noviembre, que establece el régimen retributivo específico para las instalaciones de energía renovable. Bajo este esquema, las instalaciones pueden percibir, además del precio de mercado, una retribución adicional determinada mediante subastas de capacidad convocadas por el MITERD. En dichas subastas, los promotores compiten ofertando un precio al que están dispuestos a vender la energía durante un período predeterminado, de manera que el sistema garantiza un ingreso estable que reduce el riesgo financiero del proyecto.

Para obtener el acceso al régimen retributivo es necesario haber obtenido los permisos de acceso y conexión y la inscripción en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen económico de energías renovables (REER) [50] gestionado por la CNMC. La retribución percibida se revisa periódicamente en función de la evolución del precio de mercado, con mecanismos de corrección al alza y a la baja que limitan el sobrecoste para el sistema. Este marco regulatorio, junto con la caída sostenida del LCOE que se analizará más adelante, determina en gran medida la viabilidad económica del proyecto y condiciona la elección de la tecnología en función de los precios de subasta alcanzables.

2.4.1.5 Protección ambiental

El instrumento central del marco ambiental es la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA), regulada por la Ley 21/2013 [47], de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. Para parques eólicos, se tramita ante el órgano ambiental competente, la Dirección General de Calidad y Sostenibilidad Ambiental de la Junta de Castilla y León, con carácter previo o simultáneo a las autorizaciones administrativas. El procedimiento culmina en la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), que puede imponer condiciones de diseño, limitaciones operativas o medidas correctoras de obligado cumplimiento.

En el entorno de Lerma, dos vectores ambientales merecen atención particular. En primer lugar, la proximidad a espacios de la Red Natura 2000 [51] presentes en la provincia de Burgos obliga a realizar un estudio de afección a hábitats y especies protegidas, conforme a la Ley 42/2007 [52], del Patrimonio Natural y la Biodiversidad. En segundo lugar, la afección a la avifauna activa la aplicación del Real Decreto 1432/2008 [53], que establece medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión, incluyendo las líneas de evacuación del parque. Este último aspecto puede condicionar tanto el trazado de la línea de evacuación como el diseño de la subestación de entrega.

2.4.1.6 Seguridad y salud Laboral

La construcción y operación de un parque eólico quedan sujetas al marco general de prevención de riesgos laborales establecido por la Ley 31/1995 [54], de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, y su reglamento de desarrollo, el Real Decreto 39/1997 [55]. En la fase de construcción, resulta de aplicación específica el Real Decreto 1627/1997 [56], sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción, que obliga a elaborar un Estudio de Seguridad y Salud y a designar un coordinador de seguridad durante la ejecución de los trabajos.

Durante la operación y mantenimiento, los trabajos en altura sobre la torre y la góndola se exigen procedimientos específicos de protección colectiva e individual conforme al Real Decreto 2177/2004 [57], que regula los trabajos temporales en altura. Adicionalmente, la

presencia de equipos eléctricos de alta tensión en la subestación y en los aerogeneradores activa los requisitos del Real Decreto 614/2001 [58], sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

Capítulo 3. SELECCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

La elección del emplazamiento es la parte del proceso que define el rumbo que toma el proyecto. Condiciona la producción energética a lo largo de la vida útil de la instalación, los costes de construcción y la viabilidad económica del proyecto. En esta sección se describen los criterios empleados para determinar la ubicación del parque, distribuidos en cuatro partes: técnicos, logísticos, económicos y ambientales. Su aplicación conjunta permite identificar las zonas candidatas y justificar la elección final, que sentará las bases del proyecto.

3.1 CRITERIOS Y PROCESO DE SELECCIÓN

Para poder definir un emplazamiento óptimo, debemos primero establecer los criterios de selección que irán acotando el terreno. Para ello se utilizará un orden lógico de prioridad, que constará de 4 partes: técnica, logística, económica/estratégica y ambiental/administrativa.

Hacer esta separación permite asegurar la viabilidad del proyecto en todos sus ámbitos. Los criterios técnicos determinan si las condiciones físicas del emplazamiento permiten producir energía de forma eficiente y estable. Los logísticos evalúan el transporte de material y la evacuación de la energía a través de la red. Los económicos analizan la rentabilidad de la inversión. Por último, los criterios ambientales verifican la compatibilidad del proyecto con el entorno natural, y que cumpla con la norma administrativa.

El objetivo de este apartado es definir el marco analítico que se usará para evaluar todas las alternativas posibles para la ubicación del parque eólico. La aplicación conjunta de estas

cuatro secciones permite descartar zonas no aptas, identificar candidatas viables y finalmente obtener la elección del emplazamiento.

3.1.1 CRITERIOS TÉCNICOS

Los criterios técnicos analizan las condiciones físicas necesarias para el emplazamiento a través de dos factores.

3.1.1.1 Recurso eólico

La calidad, cantidad y constancia del viento determinan la viabilidad de un parque eólico, ya que condicionan la producción energética del mismo, y con ella sus ingresos. Por este motivo, el recurso eólico actúa como criterio eliminatorio previo al resto.

El parámetro de referencia es la velocidad media anual a la altura de buje normalmente alrededor de unos 125 metros en los aerogeneradores actuales. Se necesitará una zona de velocidad de viento superior a los 6 m/s, valor a partir del cual se establece la base mínima para todos los proyectos de parques eólicos terrestres. Sin embargo, la velocidad media del viento por sí sola no es suficiente para caracterizar el recurso, y es necesario conocer su distribución estadística, variabilidad y direcciones predominantes.

Para ello se emplea la distribución de Weibull, que describe la probabilidad de ocurrencia de cada velocidad de viento a partir de dos parámetros. El factor de forma K que determina la estabilidad del viento con valores de $K>2$ indicando viento constante, y el parámetro de escala λ relacionado con la velocidad media del viento.

También será necesario usar una rosa de vientos, que identifica las direcciones dominantes, y definirá la posición final de cada aerogenerador para minimizar las pérdidas por estela. Además, se comprobará el perfil vertical del viento, que cuantifica cómo aumenta la velocidad con la altura mediante el exponente de cizalladura del viento α.

La variabilidad temporal del recurso se puede separar en tres escalas: interanual, estacional y diaria. Se buscarán valores de referencia de otros parques similares ya en operación. Los

datos necesarios se obtendrán de fuentes contrastadas como el Atlas Eólico de España (IDAE) o la base de datos ERA5 del ECMWF.

3.1.1.2 Orografía del emplazamiento

La orografía describe la forma y el relieve del terreno, afectando tanto a las rachas de viento como a la viabilidad constructiva. Son favorables crestas, colinas suaves y mesetas con buena exposición, mientras que se evitarán zonas con mucha pendiente, o zonas con obstáculos. Se estudiará mediante un Modelo Digital de Terreno (MDT), para simular la zona en cuestión. Los programas de referencia en la industria son WAsP y WindPRO, aunque el análisis del proyecto se realizará con programas más accesibles como el Atlas Eólico de España, ERA5 y QGIS.

Dos factores complementarios a tener en cuenta son la turbulencia orográfica y la rugosidad superficial del terreno. La turbulencia orográfica determina el efecto del terreno en forma de fatiga estructural según la normativa IEC 61400. La rugosidad superficial cuantifica la fricción que ejerce la superficie del terreno sobre el viento mediante la longitud de rugosidad z_0 en metros. A menor rugosidad, se obtiene mayor constancia en la velocidad del viento cerca del suelo. Este parámetro se cuantifica mediante la longitud de la rugosidad, expresada en metros. Un valor estándar para un terreno plano puede variar entre 0,03m y 0,05m. Para su análisis, se emplearán mapas de rugosidad en los que se represente el parámetro de la longitud.

3.1.2 CRITERIOS LOGÍSTICOS

Los criterios logísticos evalúan la viabilidad operativa del emplazamiento. Para ello se analizarán la accesibilidad y la cercanía a la infraestructura eléctrica.

3.1.2.1 Accesibilidad

El transporte de los componentes de un aerogenerador supone uno de los mayores retos logísticos del proyecto debido a las dimensiones y peso de piezas como las palas o la

góndola. Es necesario que las carreteras de acceso al emplazamiento tengan pocas curvas, radios amplios, anchura suficiente y capacidad de carga adecuada. Además, en todo momento se intentará reducir la distancia de transporte al mínimo en carreteras de menor tamaño o carreteras secundarias. Es importante tener en cuenta los trayectos, ya que pueden comprometer la viabilidad económica del proyecto. En ocasiones se requieren obras de acondicionamiento del terreno previas a la construcción del parque, lo que aumenta aún más el gasto en el transporte.

3.1.2.2 Proximidad a la infraestructura eléctrica

La evacuación de energía hacia la red es otro factor clave para tener en cuenta. No basta solo con tener un acceso cercano al parque eólico, sino además debe tener capacidad suficiente para absorber la potencia generada y no congestionar la red. Además, es necesario tener en cuenta el coste en las líneas de alta tensión, con una distancia máxima de 20 - 30 km para no elevar el coste en exceso y la necesidad de una subestación transformadora con capacidad disponible, que de no haber una en las cercanías del terreno se deberá construir nueva, lo que supone coste adicional significativo. En España el acceso y conexión a la red está regulado y gestionado por Red Eléctrica de España (***REE***), por lo que la disponibilidad de puntos de acceso en la zona debe verificarse desde las fases iniciales.

3.1.3 CRITERIOS ECONÓMICOS Y ESTRATÉGICOS

Los criterios económicos y estratégicos evalúan si la inversión necesaria para desarrollar el parque es competitiva y si las condiciones de la zona son favorables respecto a otras alternativas. Un emplazamiento puede cumplir los requisitos técnicos y logísticos, aun así resultar inviable por un coste de suelo prohibitivo o por saturación de instalaciones que compiten por el mismo recurso. Este último factor es especialmente importante, ya que la proximidad entre parques puede provocar interferencias aerodinámicas entre ellos, y reducir drásticamente la eficiencia en la zona. A estos factores se suma el coste acumulado de la logística y el montaje analizados anteriormente, que junto al precio y disponibilidad del suelo definen la competitividad económica del emplazamiento frente a otras opciones.

3.1.4 CRITERIOS AMBIENTALES Y ADMINISTRATIVOS

Los criterios ambientales y administrativos determinan si el emplazamiento es compatible con el entorno natural, y la normativa de este. En primer lugar, es necesario revisar que la zona no esté incluida en ninguna figura de protección ambiental que pueda comprometer el desarrollo de la instalación. Esto se puede verificar revisando que el suelo no pertenezca a grupos como Red Natura 2000 y ZEPA (Zonas de Especial Protección para las Aves) [51].

En segundo lugar, será necesario respetar las distancias mínimas a núcleos urbanos. La normativa española recomienda una distancia mínima de entre 500 metros y 1 kilómetro por razones de seguridad y contaminación acústica. Ambos condicionantes deben revisarse desde las fases iniciales, ya que pueden suponer la invalidación del proyecto.

3.2 PRESELECCIÓN DE CANDIDATOS

El primer filtro aplicado es el recurso eólico, siendo el primer criterio eliminatorio por jerarquía como se ha mencionado en las secciones anteriores. A partir del Atlas Eólico de España (IDAE) [59] y el Global Wind Atlas [60] podremos filtrar para poder determinar qué comunidades autónomas son de interés, lo que nos permitirá eliminar aquellas con bajo umbral de velocidad media anual de viento. Tomaremos un valor de referencia de 6 metros por segundo a 100 metros de altura para obtener una estimación.



Figura 25 – Mapa de calor de velocidad media del viento en la península ibérica [59].

También resulta interesante el análisis de gráficas complementarias como son la densidad de potencia o el parámetro K de la distribución de Weibull.

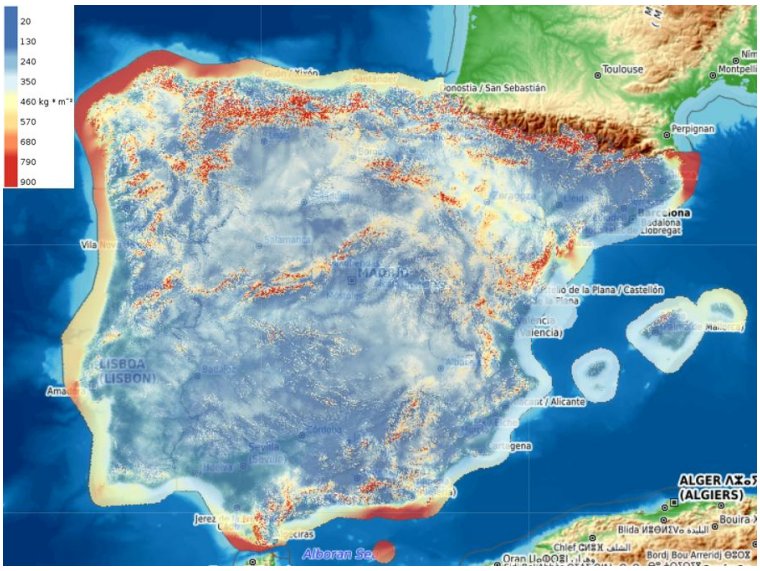


Figura 26 – Mapa de calor de densidad media de potencia de la península ibérica [59].

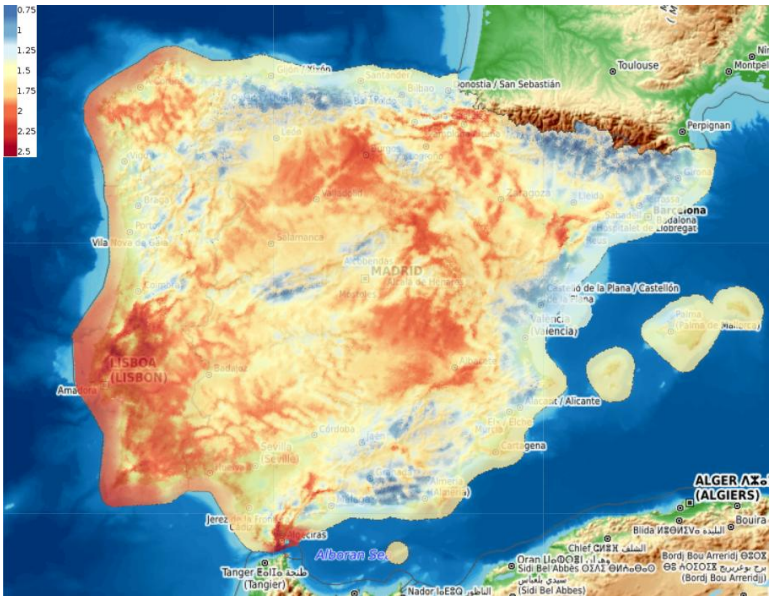


Figura 27 – Mapa de calor de parámetro K de Weibull de media de potencia de la península ibérica [59].

Del análisis conjunto de los tres mapas se pueden extraer ya las primeras conclusiones. En cuanto a la figura 26, nos muestra cómo las zonas con mayor velocidad media del viento y densidad de potencia se concentran en la parte superior izquierda de la península, en

comunidades como Galicia, Castilla y León, Castilla-La Mancha, Aragón y Navarra. En cambio, otras comunidades como Extremadura, Murcia y la Comunidad Valenciana presentan valores por debajo del umbral mínimo establecido, o al límite de este.

Gracias la figura 27, con el parámetro K de Weibull podemos refinar este análisis. Zonas en la cornisa cantábrica o en la costa catalana pese a presentar valores razonables de velocidad y densidad de potencia, presentan valores de K inferiores a dos, lo que nos indica un viento errático e irregular, que reduciría la eficiencia de la producción.

A partir de estas observaciones, las comunidades autónomas que superan el primer filtro de recurso eólico son las siguientes:

Comunidad Autónoma	Velocidad media a 100m (m/s)	Densidad de Potencia (W/m^2)
Castilla y León	7,64	617
Castilla-La Mancha	6,87	410
Aragón	8,54	1027
Navarra	8,96	881
Galicia	8,22	667
Andalucía	7,28	632
La Rioja	7,89	680
Extremadura	6,41	330

Tabla 2 - Datos medios para el 10% de zonas con más viento por comunidad autónoma sacados del Global Wind Atlas [60].

El segundo filtro por aplicar será tener en cuenta la orografía, la saturación eólica del terreno y también su compatibilidad ambiental. Para ello nos apoyamos nuevamente en los datos obtenidos del Global Wind Atlas y en el mapa de Red Natura 2000.

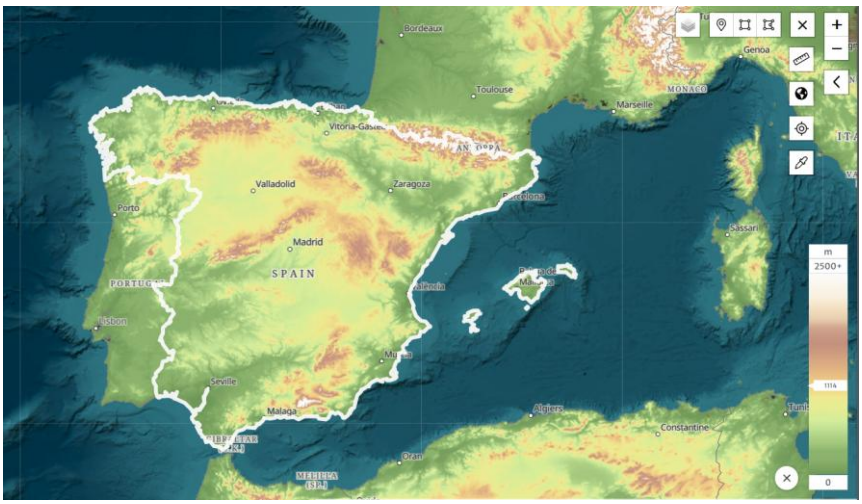


Figura 28 - Mapa orografía península ibérica [60].

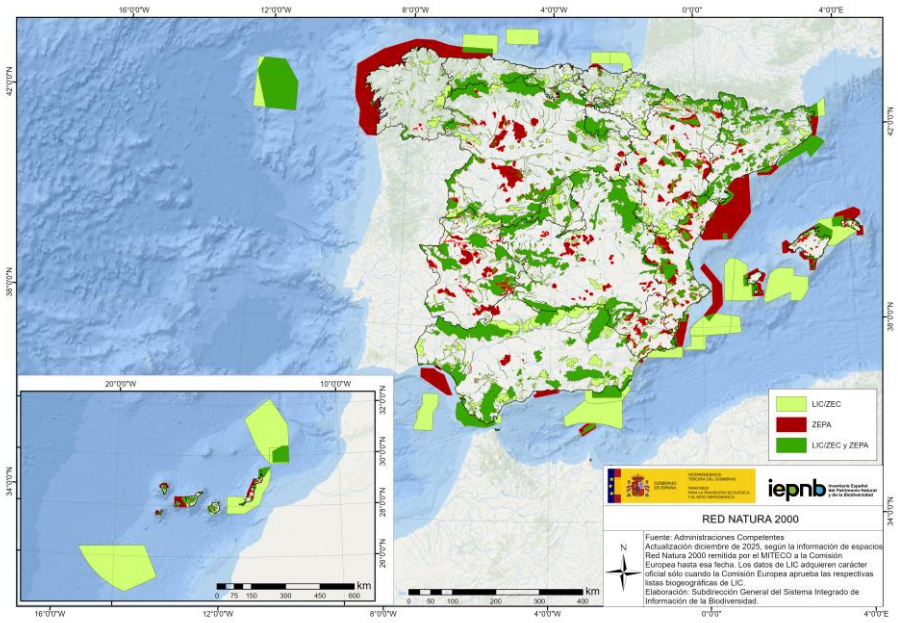


Figura 29 - Mapa de red Natura 2000 península ibérica [51].

Por tanto, podemos descartar aquellas comunidades con orografía compleja o con grandes zonas protegidas. Entre estas estarían Galicia por ambos factores, Navarra por pendientes elevadas y La Rioja, por gran presencia de zonas protegidas en pequeña superficie.

Para comprobar la saturación eólica de los terrenos restantes, nos basamos en los datos publicados en Red Eléctrica de España (REE) [2] sobre aerogeneradores eólicos por

comunidad autónoma, y lo dividimos entre kilómetros cuadrados de cada una, obteniendo la siguiente tabla:

Comunidad Autónoma	Potencia instalada (MW)	Saturación eólica (MW/km^2)
Castilla y León	7.751	0,082
Castilla-La Mancha	4.983	0,062
Aragón	6.061	0,127
Andalucía	3.707	0,042
Extremadura	999	0,024

Tabla 3 - Potencia Instalada y Saturación eólica por comunidad autónoma [2].

Por último, es importante tener en cuenta el precio de las tierras rurales de cada una de las comunidades autónomas. Para ello nos basamos en los precios oficiales del Ministerio de Agricultura. Asumiremos que el tipo de suelo es pastizal, y por tanto los valores extraídos serán:

Comunidad Autónoma	Precio (€/ha)
Castilla y León	1.890
Castilla-La Mancha	2.462
Aragón	1.275
Andalucía	3.593
Extremadura	3.825

Tabla 4 - Precio medio por hectárea por comunidad autónoma [61].

Con todos los datos recogidos, se procede a realizar una tabla de decisión multicriterio ponderada. A cada criterio se le asigna un peso según su importancia relativa. Las comunidades autónomas candidatas se puntúan del 1 al 5 en cada criterio, donde 5 indica las condiciones más favorables y 1 las menos favorables. La puntuación final de cada comunidad se obtiene sumando el producto de cada puntuación por su peso correspondiente,

seleccionándose como emplazamiento óptimo aquella con mayor puntuación total. Las ponderaciones escogidas en este caso han sido:

Comunidad Autónoma	Recurso Eólico (35%)	Orografía (20%)	Compatibilidad Ambiental (10%)	Saturación Eólica (20%)	Precio del suelo (15%)	Resultados
Castilla y León	4	3	3	2	4	3,3
Castilla-La Mancha	2	4	5	3	3	3,05
Aragón	5	1	1	1	5	3
Andalucía	3	2	2	4	2	2,75
Extremadura	1	5	4	5	1	2,9

Tabla 5 - Comparación multicriterio de las comunidades autónomas con mayor potencial eólico

Como se puede observar, Castilla y León no destaca como la mejor opción en ningún criterio en específico, pero en cambio cumple todas las características razonablemente bien. Es esta consistencia la que, aplicadas las ponderaciones, la sitúa como la más apta para seleccionar un terreno para un parque eólico.

3.3 ELECCIÓN FINAL

Una vez ha quedado determinada la comunidad autónoma, ahora es necesario determinar la zona final del emplazamiento. Mientras que se puede usar el mismo método que se ha usado para el descarte de las comunidades autónomas, con las nueve provincias en Castilla y León resulta más sencillo analizar solamente los datos con mayor ponderación, ya que las diferentes provincias tienen datos muy similares.

De los mapas de velocidad y densidad de potencia se observa que las provincias de la comunidad autónoma, como Burgos, Soria o Ávila presentan los valores más favorables.

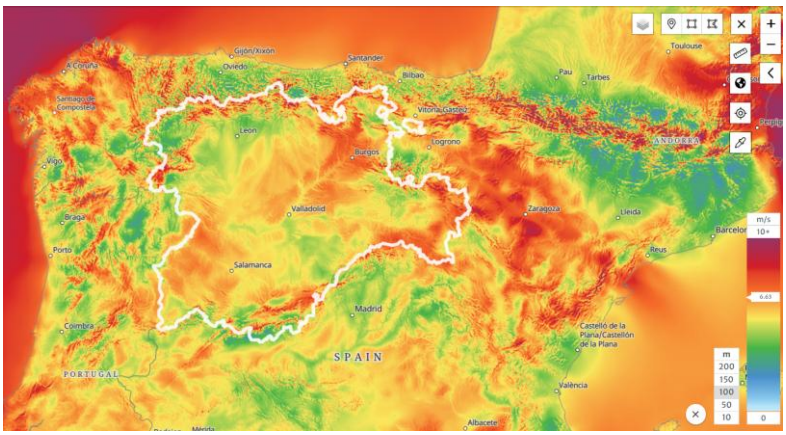


Figura 30 - Mapa de calor de velocidad media del viento de Castilla y León [60].

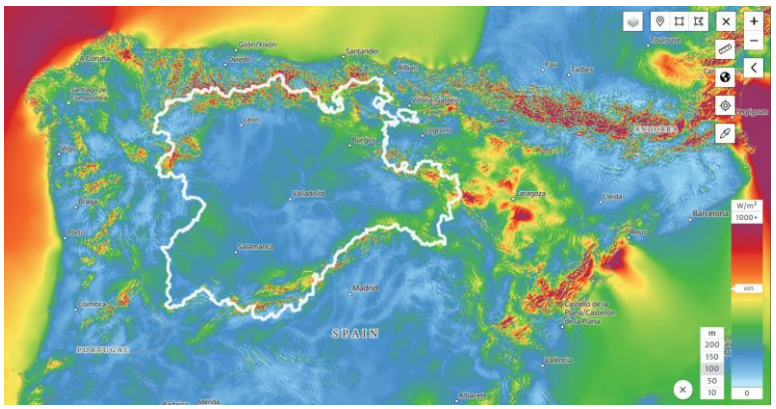


Figura 31 - Mapa de calor de densidad media de potencia de Castilla y León [60].

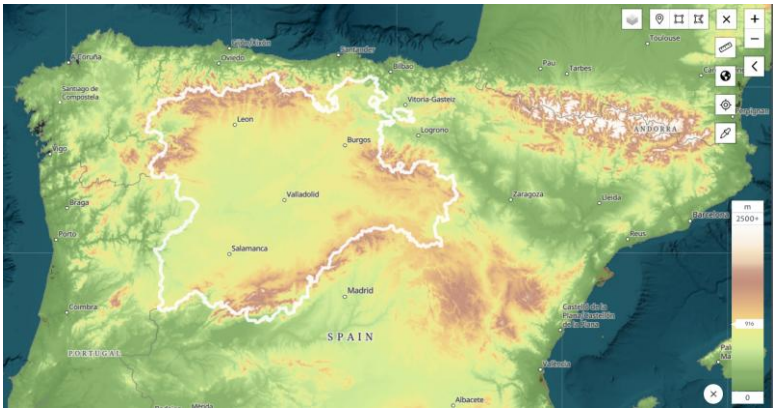


Figura 32 - Mapa orografía Castilla y León [60].

Hay otras zonas como León o Zamora que ya se pueden descartar, por menos recurso u orografía demasiado compleja. Considerando que el suelo de los diferentes terrenos va a ser

relativamente similar, el último mapa que hay que analizar es el de las zonas protegidas en esta zona.

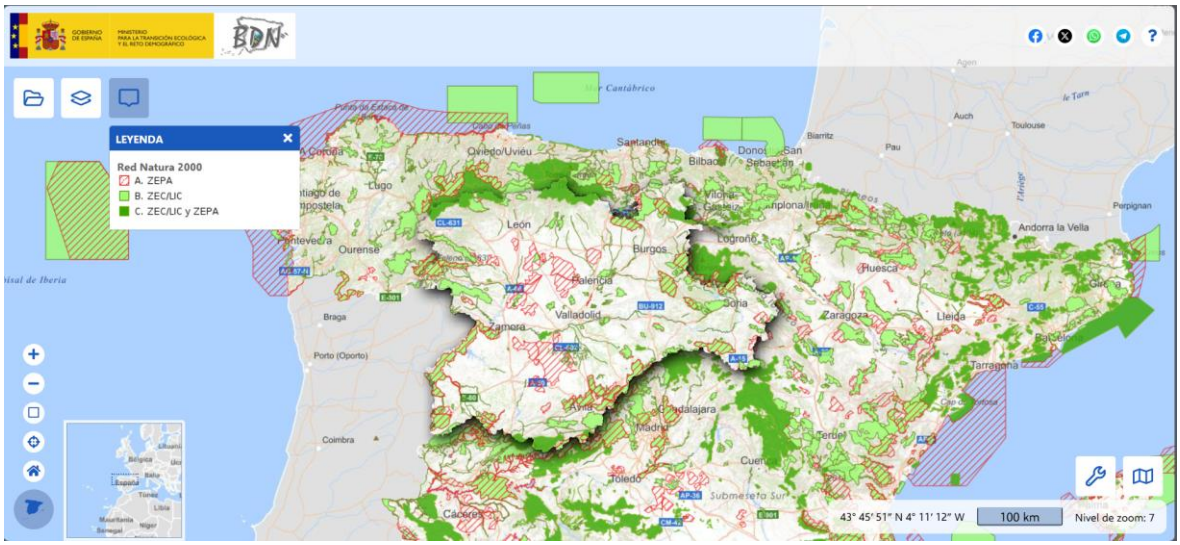


Figura 33 - Mapa de red Natura 2000 de la comunidad de Castilla y León [51].

Para acotar aún más la zona óptima, nos va a ayudar saber en qué zonas existen ya parques eólicos instalados. La existencia de parques eólicos en la zona puede facilitar la evacuación eléctrica al existir infraestructura cercana, pero es necesario mantener una distancia mínima de entre 5 y 10 diámetros de rotor para evitar interferencias aerodinámicas que reduzcan la producción.

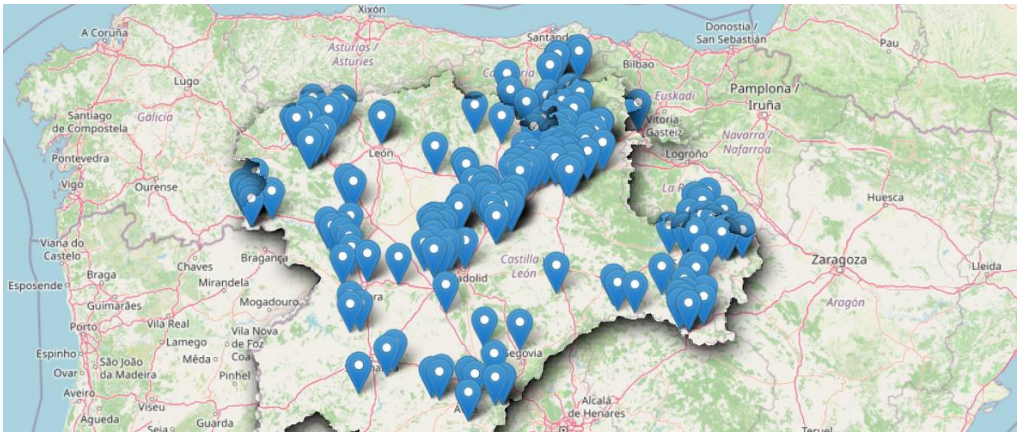


Figura 34 - Mapa de aerogeneradores en la península ibérica por AEE (Asociación Empresarial Eólica) [62].

Teniendo en cuenta el análisis conjunto de los mapas de recurso eólico, orografía y compatibilidad ambiental, una de las ubicaciones que presenta condiciones óptimas en todos los ámbitos es el municipio de Lerma, al sur de la provincia de Burgos. Esta zona combina un recurso eólico elevado, no hay zonas protegidas y además cuenta con una orografía suave, y proximidad a la infraestructura eléctrica que la convierten en un lugar óptimo para el parque eólico.

3.4 CARACTERIZACIÓN DE 3 CANDIDATAS PARA EL EMPLAZAMIENTO

Una vez identificado el entorno de Lerma como zona de interés, el siguiente paso es caracterizar el emplazamiento a escala local. Para ello se analizarán en detalle la orografía, la infraestructura eléctrica disponible, las restricciones ambientales y los accesos existentes, con el objetivo de definir el perímetro de implantación del parque y sentar las bases para el diseño del capítulo 4.

El análisis de la Red Natura 2000 a escala local confirma que el municipio de Lerma no está incluido en zonas de protección ambiental.



Figura 35 - Mapa de red Natura 2000 del municipio de Lerma [51].



Figura 36 - Visor oficial de REE de capacidad de acceso a la red de transporte para la zona de Lerma [63].

Como se observa en la Figura 35, el visor de capacidad de acceso a la red de transporte de REE no refleja ningún nodo de generación en las inmediaciones de Lerma. Las subestaciones con capacidad disponible más próximas son Villimar 220 kV, situada aproximadamente a 35 km al noreste del emplazamiento, y Vallejera 220 kV, a unos 45 km al noroeste, y la más cercana, Villalbilla 220kV a unos 15km. Todas resultan especialmente interesantes por su buen acceso y cercanía a la zona escogida.

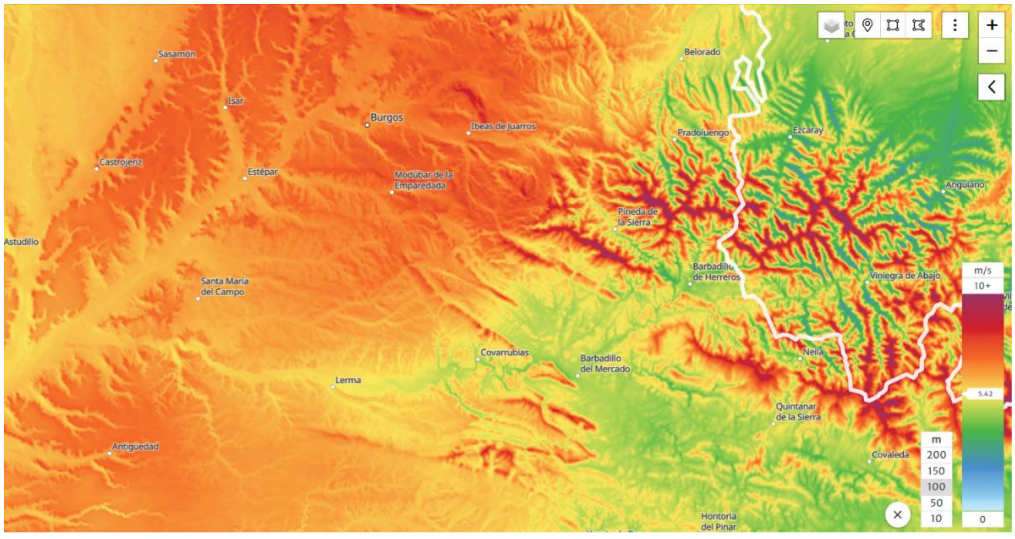


Figura 37 - Mapa de calor de velocidad media del viento alrededor de Lerma [60].

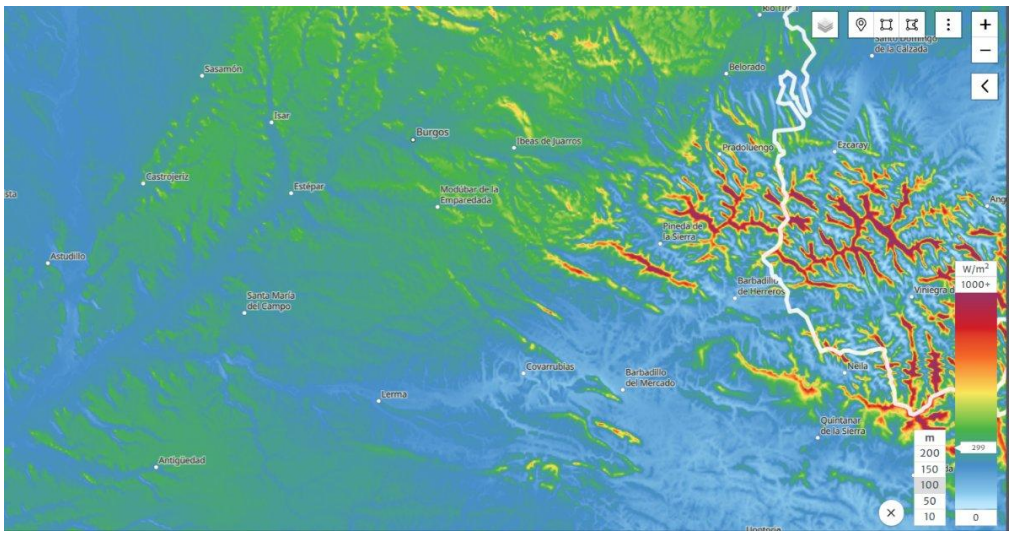


Figura 38 - Mapa de calor de densidad media de potencia alrededor de Lerma [60].

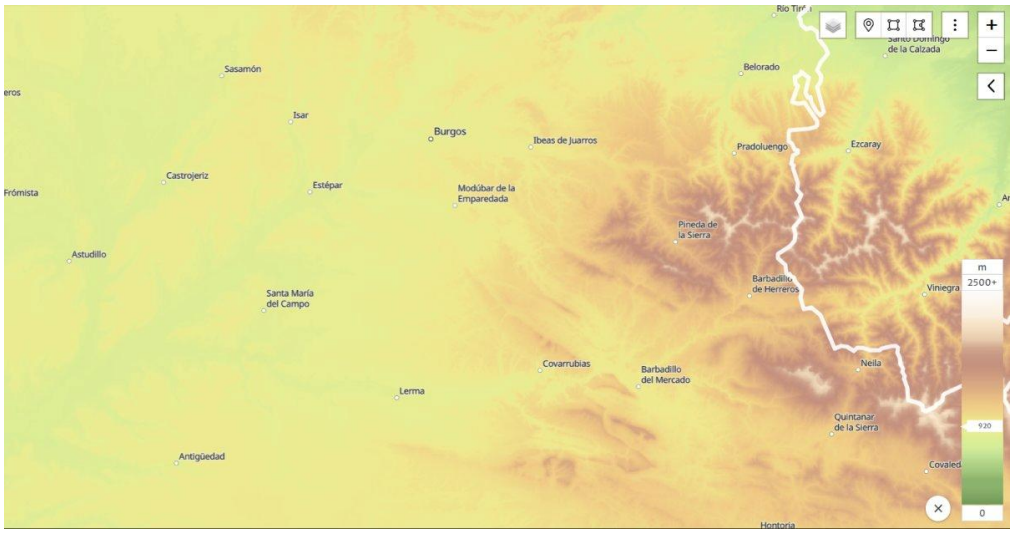


Figura 39 - Mapa de calor de orografía alrededor de Lerma [60].

Para terminar de precisar la zona, las figuras 37 y 38 muestran cómo tanto Lerma como su entorno inmediato presentan densidades de potencia y velocidades media suficiente para el establecimiento. Además, también podemos ver en la figura 40 como gracias al mapa satélite se puede determinar que la zona óptima gracias a la orografía queda al noroeste, entre Santa María del Campo y Lerma, al ser una zona agrícola con baja rugosidad y menor coste de suelo.



Figura 40 - Imagen satélite alrededor de Lerma [64].

Teniendo las diferentes gráficas en mente, y dando uso de la imagen satélite de la zona, se determinan finalmente las 3 zonas del emplazamiento en diferentes direcciones sobre el pequeño pueblo de Presencio. Las 3 zonas se agrupan en línea entre Presencio y el pueblo de Cavia, en una zona agrícola llamada El Lindón. No aparece ninguna restricción sobre el terreno, lo que supone una gran ventaja, como también lo hace su cercanía a la A-1 que garantiza el acceso de los transportes de componentes desde los fabricantes sin necesidad de obras de acondicionamiento previas. La verificación del visor de Red Natura 2000 de la Junta de Castilla y León confirma que la parcela no está incluida en ninguna figura de protección ambiental, ni como Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA) ni como Lugar de Importancia Comunitaria (LIC). La ZEPA más próxima, Sabinares del Arlanza, discurre por el fondo del valle del río Arlanza, quedando fuera de la zona de estudio. No obstante, el carácter cerealista abierto del páramo puede constituir hábitat potencial para la avutarda, especie protegida con planes específicos de conservación en Castilla y León, lo que deberá tenerse en cuenta en el Estudio de Impacto Ambiental.

Desde el punto de vista logístico y técnico, El Lindón reúne condiciones favorables. Esta zona es un páramo elevado con terreno llano de baja rugosidad superficial (z_0 estimada entre 0,03 y 0,05 m), lo que favorece la constancia del viento en baja cota y reduce las pérdidas por cizalladura. La distancia a la subestación Villalbilla 220 kV, punto de evacuación identificado en la red de transporte de REE, es de aproximadamente 15 km, dentro del

umbral habitualmente aceptado para líneas de evacuación en alta tensión en proyectos eólicos terrestres.

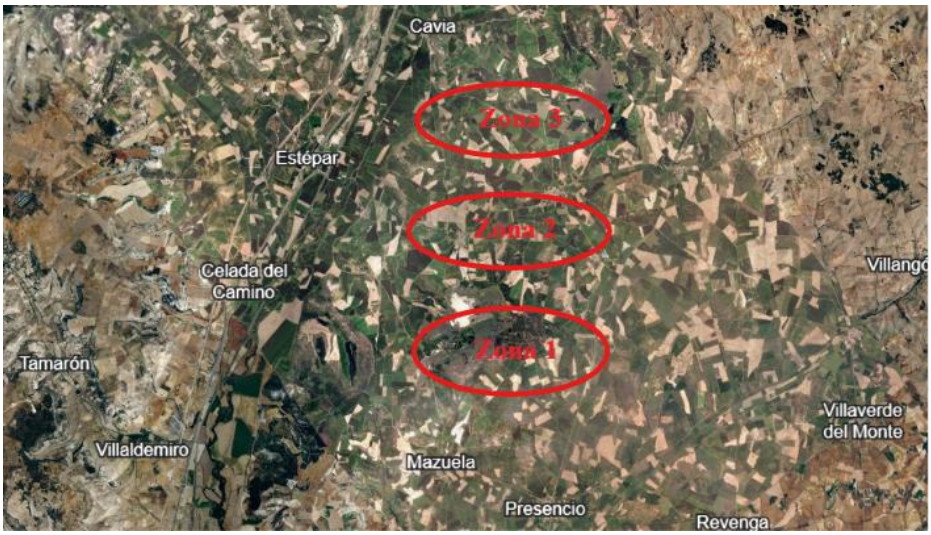


Figura 41 – 3 Zonas de emplazamiento eólico [64].

Capítulo 4. ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO

La selección de las tres diferentes zonas en el Lindón, realizada en el capítulo anterior se apoyó en una primera aproximación al recurso eólico, suficiente para descartar zonas no viables, pero no para tomar decisiones técnicas en el diseño del aerogenerador. El objetivo de este capítulo es completar ese análisis, caracterizando con rigor el régimen del viento del emplazamiento a través de los parámetros que determinan tanto el potencial energético como las condiciones de operación del recurso eólico.

El estudio abarca diferentes parámetros según relevancia para el diseño. Los dos primeros son la velocidad media del viento y la densidad media de potencia en la zona del Lindón. También se analiza la distribución direccional del viento con parámetros como la rosa de vientos o el perfil de velocidades. Seguidamente se hará un estudio del índice de turbulencia del emplazamiento y finalmente se estudiará el viento a nivel estadístico mediante la distribución de Weibull. Estos últimos parámetros, tendrá especial relevancia tanto para la clasificación IEC como para la vida útil de los equipos. Se realizará una tabla ponderada para poder determinar la zona más adecuada.

Los resultados obtenidos en este capítulo constituyen la base técnica sobre la que se apoyará el diseño del parque en el capítulo 5.

4.1 VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO

En este apartado se analiza la velocidad media del viento a diferentes alturas en las tres zonas seleccionadas. Esto se hace con el fin de poder determinar la altura ideal del buje, y la mejor zona para ello. En la tabla 6 se recogen los datos de velocidad media del viento según la altura para las diferentes zonas. Se aporta también el mapa de calor de las diferentes zonas para 100 metros de altura, así como un rectángulo de $9km^2$ marcando las diferentes zonas en el mapa de calor en la que se recogen los datos. Como se querrá instalar el aerogenerador

en las zonas con los mejores datos de viento posibles, se escogerá la media del 10% de la zona con más viento.

	Velocidad media del viento en 10% del área [m/s]		
Alturas[m]	Zona 1	Zona 2	Zona 3
50	5,85	6,53	6,36
100	6,73	7,29	7,13
150	7,36	7,83	7,67
200	7,85	8,26	8,1

Tabla 6 - Velocidad media del viento en el 10% del área con mayor potencial eólico según la altura y zona [60].

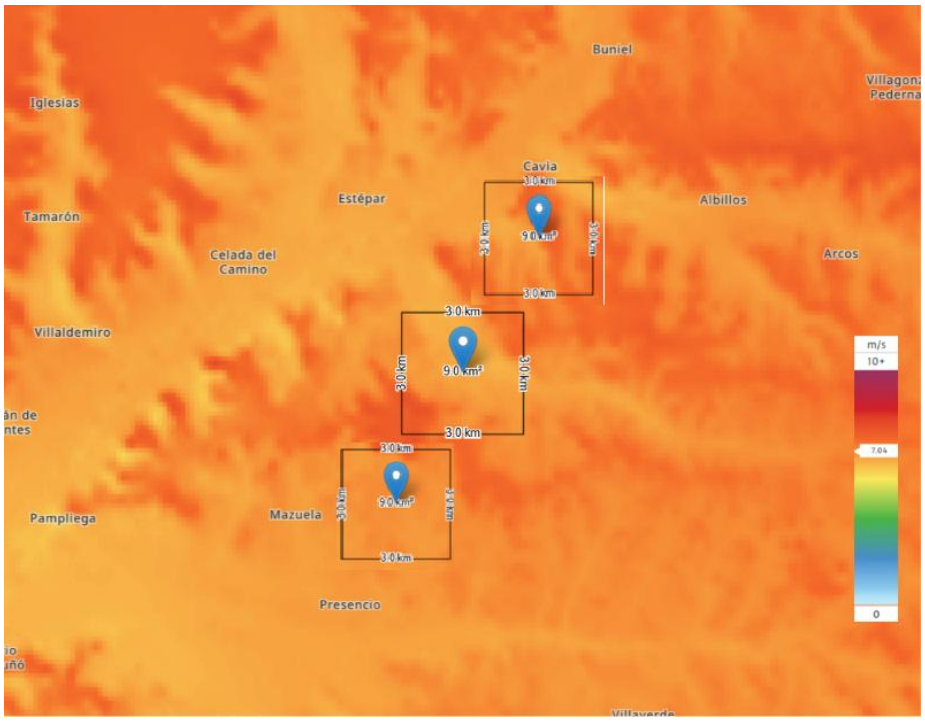


Figura 42 - Mapa de calor a 100 metros de las 3 diferentes zonas a estudiar con su área estudiada [60].

De los datos se puede extraer el siguiente gráfico, que nos será de gran utilidad para la tabla ponderada que nos determinará la zona de mayor recurso y por tanto de construcción del parque eólico:

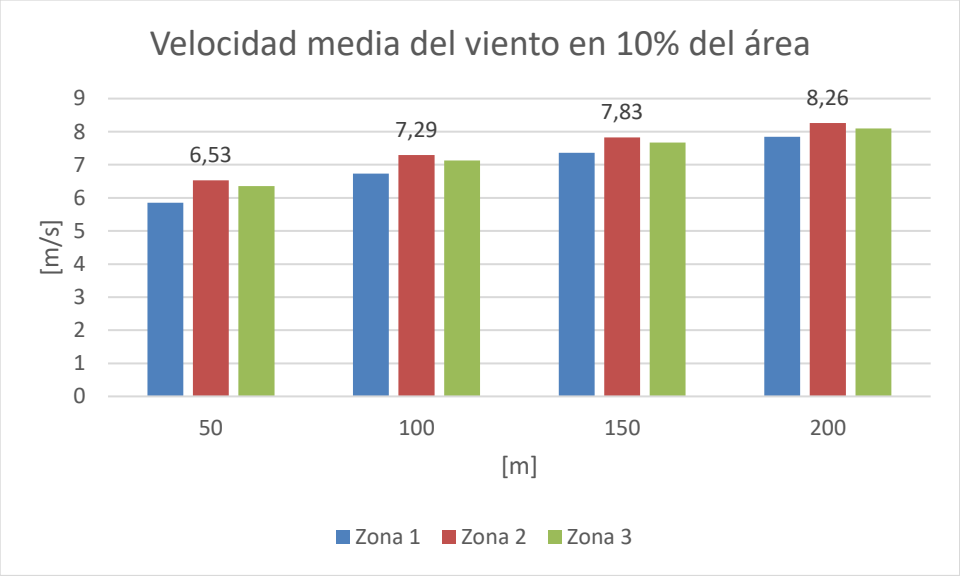


Figura 43 - Gráfico de velocidad del viento del 10% de la superficie con más potencial de cada zona según la altura [60].

Los resultados, representados en la figura 43, muestran que la Zona 2 presenta los valores más elevados en todas las alturas, con 7,29 m/s a 100 m y 7,83 m/s a 150 m. La Zona 3 ofrece valores similares, mientras que la Zona 1 queda claramente por debajo en todos los niveles. El incremento de velocidad entre 100 m y 150 m es notable en las tres zonas, lo que anticipa un beneficio significativo en aerogeneradores con buje alto. A 150 m, las tres zonas superan los 7 m/s, umbral habitual de referencia para proyectos eólicos terrestres viables.

Por último, resulta interesante analizar también el perfil medio diario de la velocidad del viento a 100 metros de altura. Analizar la variación del viento según las horas captura el patrón temporal del recurso. Este análisis recoge dos puntos muy importantes que no se llegan a cubrir con parámetros estadísticos. El primero es el valor de mercado de la energía, ya que si la energía se concentra en una franja horaria específica puede hacer que coincida con una hora de mayor consumo, y con ello de mayor precio. Además, tener este análisis, ayuda con la integración a la red, ya que facilita la gestión al ser más predecible, y reduce la incertidumbre para el operador. Obtenemos estas gráficas del mapa eólico ibérico:

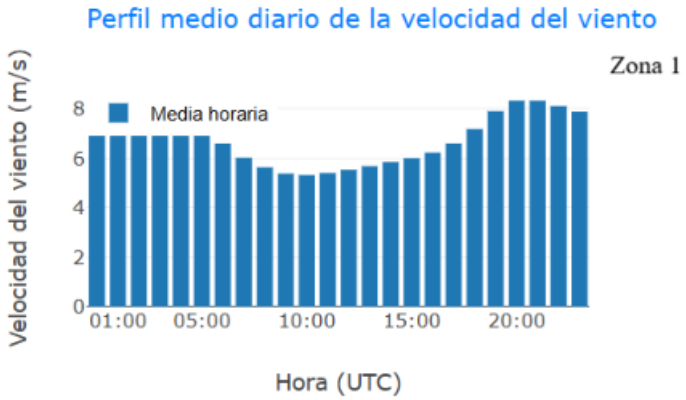


Figura 44 - Perfil medio diario de velocidad el viento para la zona 1 [59].

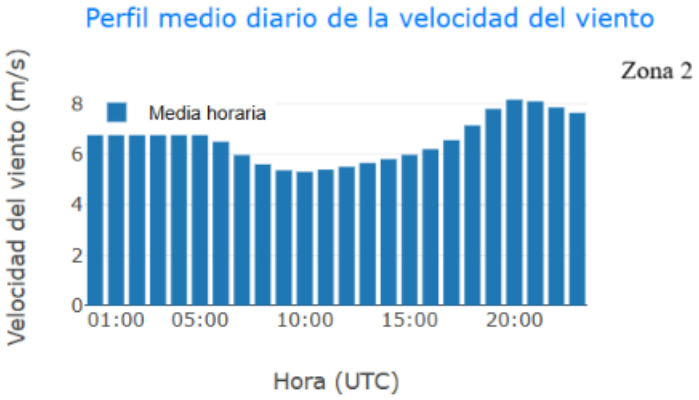


Figura 45 - Perfil medio diario de velocidad el viento para la zona 2 [59].

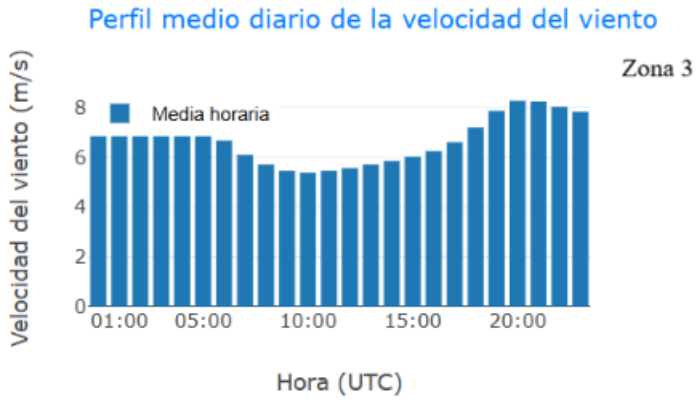


Figura 46 - Perfil medio diario de velocidad el viento para la zona 3 [59].

Se puede observar cómo las tres zonas presentan patrones diurnos idénticos, lo que resulta previsible debido a la cercanía entre las zonas. Se ve como el viento alcanza un mínimo entre las 08:00h y las 11:00h, llegando a valores de velocidad media entre los 4 y 5 m/s en las tres zonas. A partir de mediodía se produce una recuperación progresiva que culmina en un máximo sostenido entre las 19:00h y las 23:00h con velocidades de entre 7 y 8 m/s en las tres zonas. Para el proyecto, la concentración de generación en horas de tarde o noche tiene implicaciones positivas para la rentabilidad, ya que son periodos de mayor demanda, y por tanto de precios más elevados.

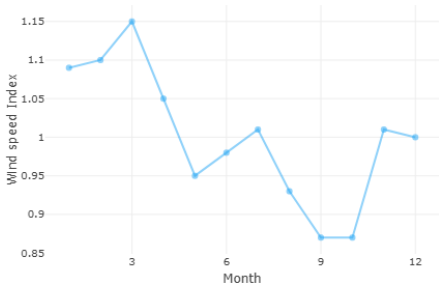


Figura 47 - Variabilidad mensual del viento en las tres zonas [59].

Otras dos gráficas que aportan información sobre la variabilidad del viento no solo a nivel horario son el cambio a nivel mensual y anual. Las tres zonas tendrán valores muy similares, por lo que se puede extraer la variabilidad del viento para diferentes rangos temporales de las tres zonas usando tan solo una de ellas. Entre ambas se puede apreciar cómo el eje y es relativo al viento medio, y que en ningún caso hay una desviación extrema, como ya se podía predecir según los parámetros de estabilidad y rugosidad.

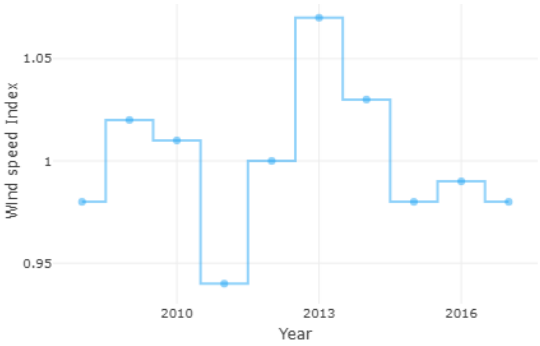


Figura 48 - Variabilidad anual del viento en las tres zonas [59].

4.2 DENSIDAD MEDIA DE POTENCIA

La densidad media de potencia expresa la potencia disponible por unidad de área de rotor y constituye un indicador más preciso del potencial eólico que la velocidad media por sí sola. Esto es así ya que la potencia del viento es proporcional al cubo de la velocidad, como se puede ver en la fórmula de la sección 2.1.1.2. Esto implica que pequeñas diferencias de velocidad entre las diferentes zonas se amplifican significativamente en términos de potencia disponible. Dos emplazamientos con velocidades medias similares pueden presentar densidades de potencia radicalmente distintas, dependiendo de cómo se distribuyen temporalmente esas velocidades, que se podrá ver en la sección 4.6 con la distribución de Weibull.

	Densidad media de potencia del viento en 10% del área [W/m²]		
Alturas[m]	Zona 1	Zona 2	Zona 3
50	201	271	256
100	288	356	341
150	379	446	430
200	462	528	511

Tabla 7 - Densidad media de potencia del viento en 10% del área según las diferentes zonas y alturas [60].

Los resultados confirman y amplían las conclusiones del apartado anterior. La Zona 2 lidera en todas las alturas, alcanzando 356 W/m² a 100 m y 446 W/m² a 150 m. La Zona 3 presenta valores próximos, con una diferencia que se mantiene entre 15 y 20 W/m² respecto a la Zona 2 en todo el rango de alturas. La Zona 1, en cambio, queda por debajo de las otras dos de forma consistente. La diferencia respecto a la Zona 2 a 100 m es de 68 W/m², que representa un 19% menos de potencia disponible pese a una diferencia de velocidad de tan solo 0,56 m/s, evidenciando el efecto del exponente cúbico.

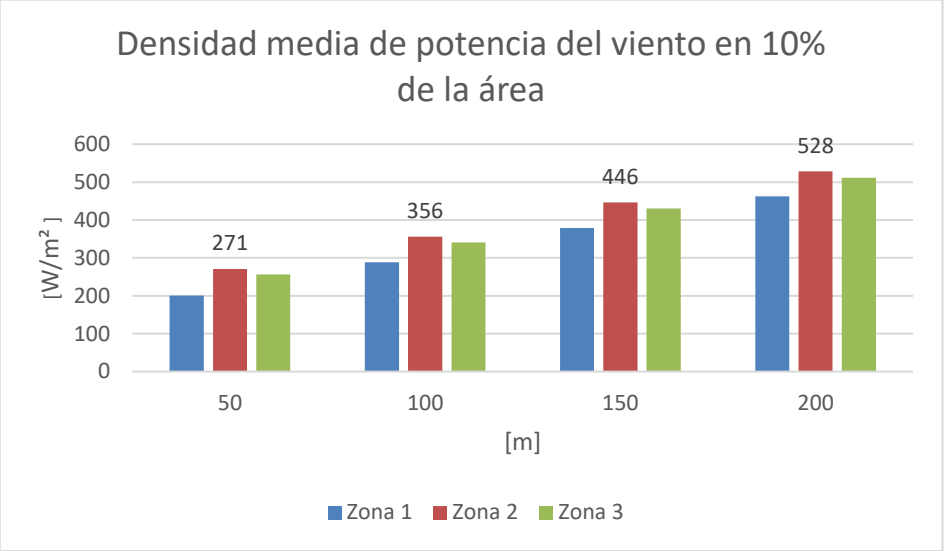


Figura 49 - Gráfico de la densidad media de potencia del 10% del área con más potencial según las diferentes zonas y alturas [60].

Como referencia orientativa, emplazamientos con densidades superiores a 250 W/m² a la altura de buje se consideran adecuados para la explotación eólica comercial con tecnología moderna. Las tres zonas superan este valor a 100 m, aunque con diferencias notables: la Zona 2 presenta un 24% más de densidad que la Zona 1 a esa altura, diferencia que se mantiene a lo largo de todo el perfil vertical y que tendrá implicaciones directas en la producción anual estimada.

4.3 ROSA DE VIENTOS

La rosa de vientos permite identificar las direcciones predominantes del viento, información determinante para la orientación de las turbinas en el parque, que se verá en el capítulo 5. Para cada zona se presentan tres rosas complementarias: la de frecuencia, la de potencia y la de velocidad del viento. Se presentan varias, ya que una dirección puede ser frecuente, y no relevante energéticamente, o al contrario.

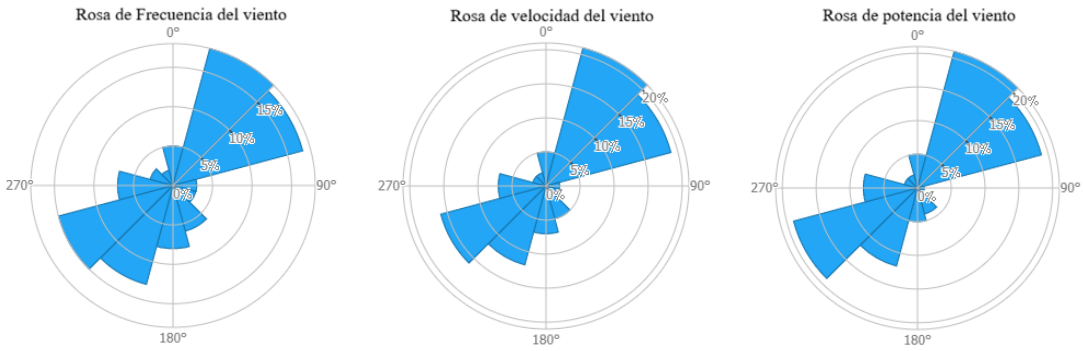


Figura 50 - Rosas de viento de la zona 1 [60].

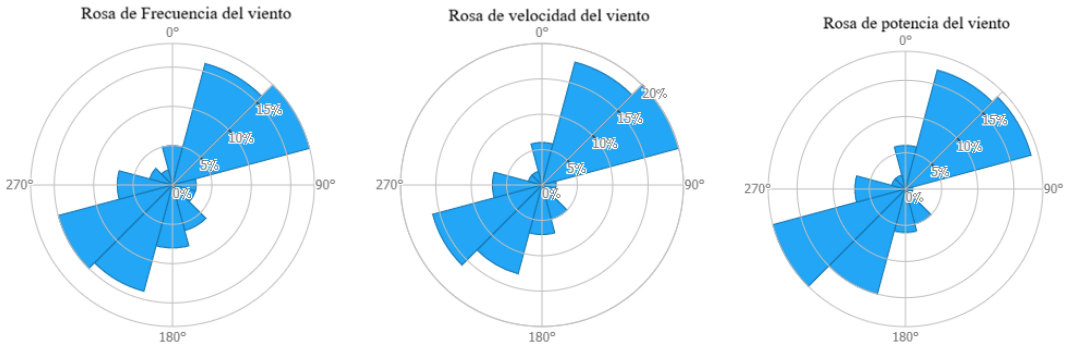


Figura 51 - Rosas del viento de la zona 2 [60].

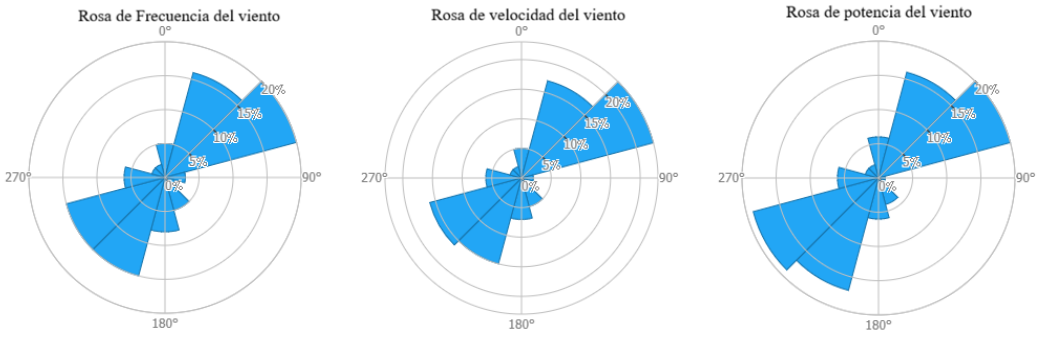


Figura 52 - Rosas del viento de la zona 3 [60].

Cada tipo de rosa responde a una pregunta diferente, y es la lectura conjunta la que caracteriza correctamente el régimen direccional del viento en el emplazamiento.

La rosa de frecuencia representa, mediante la longitud de cada pétalo, el porcentaje de tiempo que el viento sopla desde cada dirección. Identifica qué sectores son más habituales, pero no dice nada sobre la intensidad del viento en esas ocasiones.

La rosa de velocidad media muestra la velocidad promedio del viento para cada sector direccional. Permite detectar qué direcciones traen vientos más intensos con independencia de su frecuencia. Una dirección con pétalo largo en esta rosa es energéticamente relevante, aunque aparezca con menor frecuencia, porque cuando el viento sopla desde ese sector lo hace con fuerza.

La rosa de potencia integra frecuencia y velocidad en un único indicador, ponderando la contribución energética de cada dirección. Dado que la potencia del viento es proporcional al cubo de la velocidad, esta rosa amplifica el peso de las direcciones con vientos intensos respecto a la rosa de frecuencia. Es la más relevante para el diseño del parque, ya que revela de dónde procede realmente la energía aprovechable.

Las figuras de las rosas muestran que las tres zonas presentan un patrón direccional prácticamente idéntico, resultado esperable, dado que comparten el mismo entorno geográfico. En este caso el viento se organiza en torno a un eje preferente noreste-suroeste con dos sectores bien definidos. El análisis conjunto de las tres rosas revela una asimetría relevante entre ambas direcciones. Aunque la frecuencia de ocurrencia es similar entre noreste y el suroeste, la rosa de potencia muestra una dominancia clara del sector noreste en las tres zonas. Esto significa que los vientos procedentes del noreste son sistemáticamente más energéticamente significativos, lo que nos determinará la orientación de los aerogeneradores en el diseño final del parque, que para evitar pérdidas por efecto estela, se deberán alinear perpendicularmente al eje noreste-suroeste.

4.4 PERFIL VERTICAL DEL VIENTO

El perfil vertical del viento describe cómo varía la velocidad del viento con la altura sobre el suelo. Su análisis es fundamental en el diseño de parques eólicos. Esto es así, ya que determina la velocidad real a la que operará el aerogenerador a la altura de su buje, y permite evaluar la cizalladura del viento, es decir, el gradiente de velocidad entre el extremo inferior y superior de las palas. Este parámetro es clave para hacer el cálculo sobre las cargas de fatiga estructural del rotor.

El modelo más extendido en la industria eólica para caracterizar este perfil es la ley potencial, introducida en el apartado 2.1.1.1, en la que se puede despejar el coeficiente de cizalladura del viento. Este parámetro resume en un único valor las condiciones de la capa límite atmosférica sobre el emplazamiento, ya que depende principalmente de la rugosidad superficial del terreno, la estabilidad atmosférica y la altura de análisis.

	Velocidad media del viento en 100% de la área [m/s]		
Alturas[m]	Zona 1	Zona 2	Zona 3
10	3,74	3,84	4,07
150	7,18	7,16	7,29
α	0,2408	0,2301	0,2152

Tabla 8 - Coeficiente de cizalladura según velocidades del 100% del área a 10 y 150 metros [60].

Para calcular α en cada zona se han tomado las velocidades medias del 100% del área a 10 m y 150 m de altura. Se utiliza el 100% del área y no el 10% empleado en los apartados anteriores porque el perfil vertical caracteriza el comportamiento general de la capa límite sobre el terreno, no únicamente los puntos con mayor recurso. La altura de referencia superior es 150 metros por corresponder aproximadamente a la altura de buje de los aerogeneradores modernos considerados para este proyecto, lo que hace que el α resultante sea directamente representativo del gradiente de velocidad en el rango operativo real de la turbina. En los tres casos se puede observar cómo el coeficiente de cizalladura se encuentra entre 0,241 y 0,215, que son valores que están por encima del valor de referencia IEC de 0,2 [37]. Aun así, se mantienen por debajo del siguiente umbral de 0,25, por lo que estarían las tres zonas encasilladas en el mismo nivel.

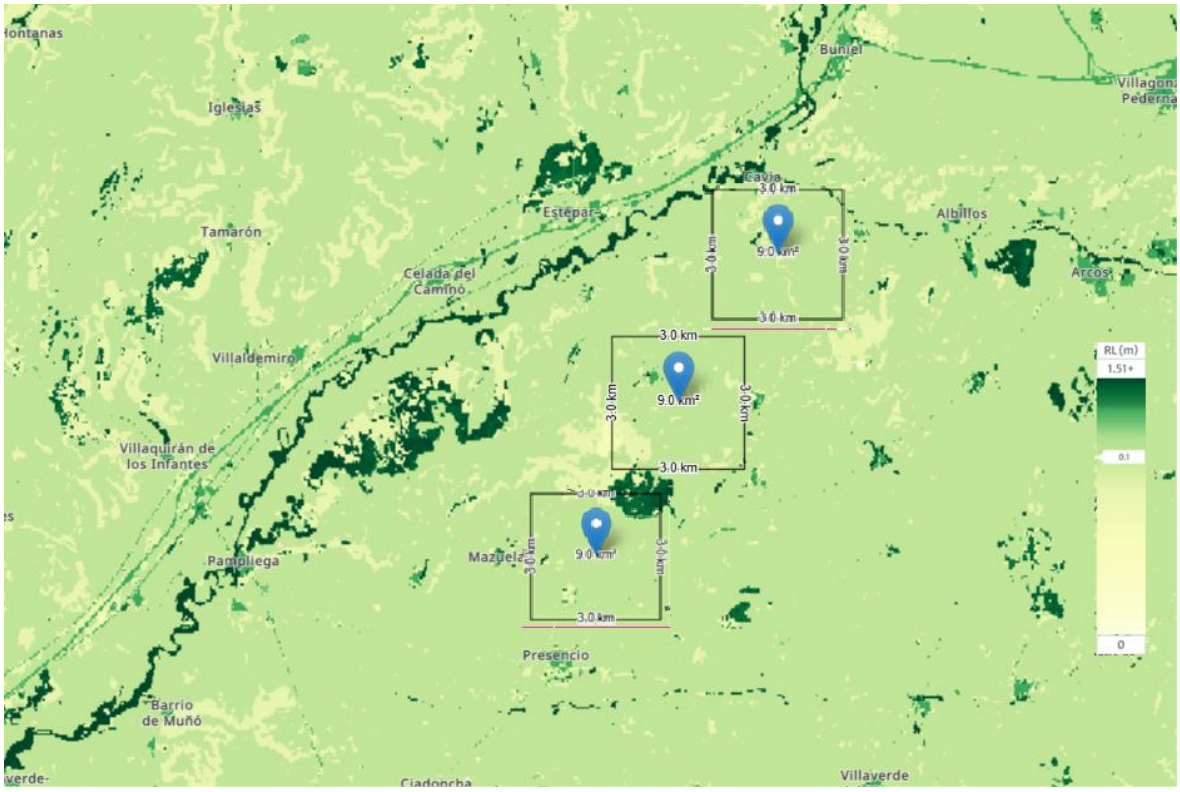


Figura 53 - Mapa por zonas de rugosidad superficial [60].

El mapa de rugosidad de la figura 53 muestra que el valor predominante en las tres zonas es z_o= 0,1 m, correspondiente a terreno agrícola con presencia dispersa de vegetación y obstáculos ocasionales. La Zona 1 presenta además parches puntuales con z_o= 1,1 m, asociados a masas de vegetación densa, que no aparecen en las zonas 2 y 3. Esta mayor heterogeneidad superficial explica que la Zona 1 registre el exponente α más elevado, ya que la presencia de elementos rugosos locales incrementa la fricción en la superficie, reduciendo la velocidad a baja cota y acentuando el gradiente vertical. Los perfiles son progresivos y no presentan anomalías, lo que confirma que el flujo de viento no está perturbado por obstáculos significativos ni irregularidades orográficas. Desde el punto de vista del diseño, la Zona 3 presenta el α más bajo, lo que implica un perfil más uniforme y menores cargas de cizalladura sobre el rotor. Las zonas 1 y 2 presentan valores ligeramente superiores, sin que ninguno alcance umbrales que obliguen a seleccionar una clase IEC más restrictiva por cizalladura.

4.5 ÍNDICE DE TURBULENCIA Y CLASIFICACIÓN IEC

La norma UNE-EN IEC 61400 – 1:2019 [42] establece un sistema de clasificación que determina qué modelos de aerogenerador son técnicamente aptos para un emplazamiento dado. Esta clasificación combina dos parámetros independientes, la clase del viento que caracteriza la intensidad del recurso eólico mediante la velocidad de referencia, y la categoría de turbulencia, que cuantifica la variabilidad temporal del viento a través del índice de turbulencia a 15 m/s. La clase del viento se designa mediante los parámetros (I,II,III o S), donde I es el parámetro más exigente para emplazamientos de viento intenso. En cambio, la categoría de turbulencia se expresa con una letra, (A,B o C), donde A es la más restrictiva y C la menos exigente. Un aerogenerador solo podrá instalarse en su clase, y en las que sean menos exigentes que esta.



Figura 54 - Mapa de calor para la clasificación IEC [60].

Para la determinación del emplazamiento se ha utilizado la capa (IEC Class-Fatigue Loads incl. Wake) del Global Wind Atlas, que calcula la clasificación mínima requerida a partir de las cargas de fatiga acumuladas, incorporando no solo el viento ambiente, sino también

turbulencias adicionales como el efecto estela entre aerogeneradores. Este criterio resulta más conservador y representativo que la clasificación basada únicamente en la velocidad media.

Los resultados para las tres zonas se recogen en la figura54. La Zona 1 presenta una clasificación predominantemente IIC con presencia puntual de 1C. Las zonas 2 y 3 muestran un reparto aproximadamente igual entre clases IC y IIC, con alguna presencia adicional de IIIC en la Zona 2.

El dato más relevante es que las tres zonas presentan de forma consistente la categoría de turbulencia C. Esta categoría es la menos restrictiva de la norma, lo que indica un entorno de baja turbulencia ambiente. Este resultado es coherente con las características del emplazamiento: un páramo abierto de baja rugosidad, sin obstáculos significativos ni orografía compleja que genere turbulencia mecánica. Una categoría C favorece la vida útil de los componentes del aerogenerador al reducir las cargas de fatiga cíclica sobre palas, tren de potencia y estructura de la torre.

En cuanto a la clase de viento, la presencia de zonas clasificadas como 1C implica que el aerogenerador seleccionado deberá estar certificado al menos para la clase IEC 1. No obstante, si la distribución final del parque evita estas zonas, y se sitúa en zonas 2C, podrá usarse clasificación IEC 2. Este requisito se trasladará como criterio de filtrado en la selección del aerogenerador del Capítulo 5.

4.6 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

Como se ha descrito en la sección 2.1.1.1, el viento es un fenómeno estocástico. Esto quiere decir que su velocidad en un instante depende tanto de condiciones físicas deterministas como de una componente aleatoria. Por ello, caracterizarlo mediante un único valor no es suficiente para el diseño de un parque eólico, ya que es importante recoger todas las componentes. La distribución de Weibull es el modelo estadístico estándar en la industria

eólica para describir la probabilidad de ocurrencia de cada velocidad de viento, y su ajuste a datos reales presenta una alta precisión en la mayoría de los emplazamientos terrestres.

La fórmula que para esta distribución, descrita también en el apartado 2.1.1.1, queda sujeta a dos parámetros:

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

- k: Parámetro de forma
- λ: Parámetro de escala

El parámetro de escala λ, está relacionado con la velocidad media del viento en el emplazamiento y se mide en m/s. El parámetro de forma k, determina la regularidad del régimen eólico, y es un parámetro adimensional. Este último, se suele medir según su variación respecto al valor 2. Un valor de k superior a 2 indica un viento constante y predecible, mientras que si es inferior señala un régimen errático con mayor frecuencia de cambios en las rachas de viento. Para determinar la mejor zona posible, se busca un parámetro de escala superior a 7 m/s, y también un factor de forma superior a 2, que en este caso lo cumplen todos. Los parámetros de Weibull se han obtenido directamente del Global Wind Atlas para el 100% del área de cada una de las tres zonas diferentes. Como todas las zonas cumplen los requisitos, se puede confirmar que el conjunto de la zona del Lindón ofrece un recurso eólico energéticamente viable y suficientemente constante. La inspección visual de los gráficos muestra un buen ajuste de la curva de Weibull al histograma de frecuencias en los tres casos, validando la idoneidad del modelo para este emplazamiento. Las diferencias entre las zonas son pocas, pero no nulas. La zona 3 es la que presenta el parámetro de forma k más elevado, y por tanto la que tendrá el viento más constante de las tres, con menor variabilidad entre horas. La zona 1 es la que tiene el parámetro de escala más alto, 7,58 m/s, pero a la vez presenta el parámetro de forma más bajo, con 2,02. Esto sugiere que tiene mayor potencial en episodios de viento intenso, pero también mayor variabilidad. En conjunto, las diferencias entre zonas son lo suficientemente pequeñas como

para que la elección final entre zonas no se apoye en los parámetros de forma determinante, sino en el conjunto de criterios analizados a lo largo del capítulo.

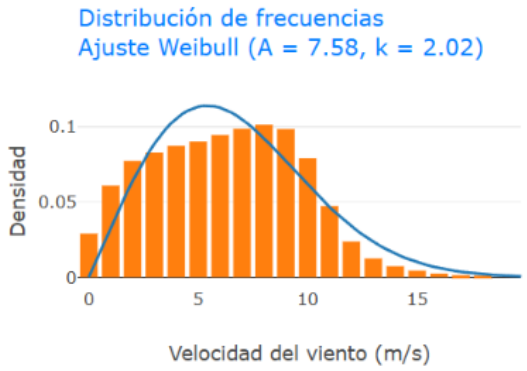


Figura 55 - Distribución de Weibull de Zona 1 [60].

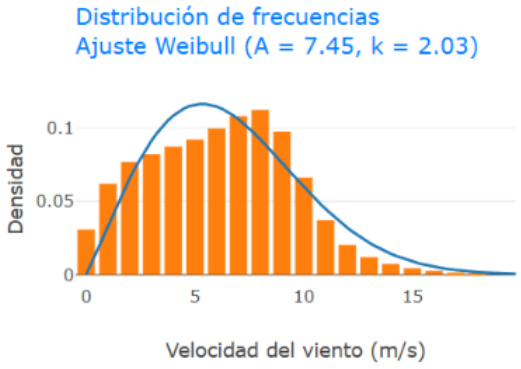


Figura 56 - Distribución de Weibull zona 2 [60].

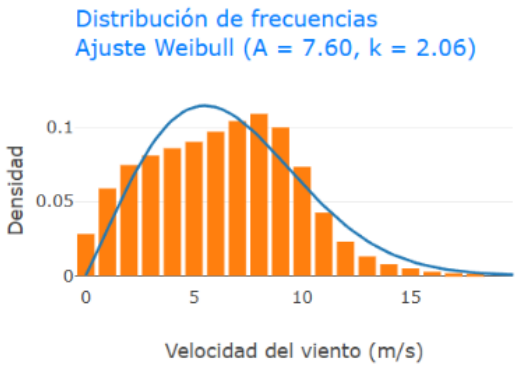


Figura 57 - Distribución de Weibull de Zona 3 [60].

4.7 SÍNTESIS Y CONCLUSIONES DEL RECURSO EÓLICO

A lo largo de este capítulo se ha caracterizado el recurso eólico del emplazamiento de El Líndon a través de diferentes parámetros complementarios para tres zonas diferentes. Los resultados obtenidos permiten, por un lado, validar la viabilidad eólica de la zona en su conjunto y, por otro, determinar cuál de las tres zonas candidatas ofrece las condiciones más favorables para la instalación del parque.

El análisis de velocidad media y densidad de potencia sitúa a la zona 2 como la más energética a la altura del buje con 7,83 m/s y 446 W/m² a 150 metros para el 10% del área con mayor potencial. La zona 3 presenta valores intermedios y la zona 1 los más bajos, pero todos superan los umbrales mínimos para la explotación eólica comercial. El patrón diurno, común a las tres zonas, muestra una concentración de la generación en las horas de la tarde y de la noche, franja que coincide con los períodos de mayor precio en el mercado eléctrico.

La rosa de vientos revela una dirección predominante noreste-suroeste consistente en las tres zonas, con el sector noreste claramente dominante en términos de potencia. Esta información condicionará la orientación del parque en el Capítulo 5. El perfil vertical confirma perfiles progresivos sin anomalías en las tres zonas, con exponentes α entre 0,215 y 0,241, coherentes con un terreno agrícola de baja rugosidad. La clasificación IEC resultante, con categoría de turbulencia C en todo el emplazamiento, indica un entorno de baja turbulencia favorable para la vida útil de los equipos. Finalmente, los parámetros de Weibull confirman un régimen eólico energéticamente viable y suficientemente regular.

Con el fin de integrar de forma objetiva los resultados de los seis apartados anteriores y determinar la zona óptima para la instalación, para tener caracterizado su recurso eólico, se ha realizado una tabla de decisión multicriterio ponderada. A cada criterio se le ha asignado un peso específico según su impacto directo sobre la producción energética del parque, siendo la velocidad media y la densidad de potencia los factores más determinantes. Cada zona recibe una puntuación de 1 a 3, donde 3 indica las condiciones más favorables y 1 las

menos favorables. De esta manera se obtiene una puntuación final, sumando el producto de cada apartado por su ponderación para los seis apartados.

		Zona		
Criterio	Ponderación	Zona 1	Zona 2	Zona 3
Velocidad media a altura del buje	0,35	1	3	2
Densidad Media de potencia	0,25	1	3	2
Parámetro K de weibull	0,15	1	2	3
Exponente de cizalladura	0,15	1	2	3
Clasificación IEC	0,1	1	3	2
	Resultado	1	2,7	2,3

Tabla 9 - Tabla ponderada sobre recurso eólico según zonas.

Como se puede observar, la zona 2 obtiene la puntuación más alta, impulsada por su liderazgo en los dos criterios de mayor peso, velocidad y densidad medias de potencia. También presenta la zona de clasificación IEC menos exigente, y a pesar de no ser líder en el parámetro K de Weibull ni exponente de cizalladura, se queda a las puertas de hacerlo. La Zona 1 queda en última posición en todos los criterios, con una puntuación de 1,00, lo que la descarta con claridad. Otro argumento a favor de la zona 2, que determina aún más la elección, es la visión aérea por satélite de la zona 2 comparada con la 3 del apartado 3.4, donde se puede ver como la zona 2 ocupa un espacio más lejano a los diferentes pueblos, con explanada suficiente para la construcción. Por lo tanto, el parque eólico se situará en las coordenadas: (Lat, Long): 42.237923°, -3.868286° en Estépar, en la provincia Burgos, castilla y León.

Capítulo 5. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

Una vez ha quedado determinado el recurso eólico del emplazamiento, y habiendo localizado la zona más favorable junto con su clasificación IEC, en este capítulo se abordará el diseño concreto del parque eólico en el Lindón.

El diseño de un parque eólico no se reduce solamente a la elección de un aerogenerador y su disposición sobre el terreno. Este proceso implica varias revisiones de las diferentes tecnologías, en las que la selección de la tecnología, el dimensionamiento del parque y la estimación de la producción se retroalimentan mutuamente. El modelo del aerogenerador condiciona las distancias mínimas entre máquinas, estas determinan el número de unidades que se pueden instalar en el emplazamiento, y ambas definen en última instancia la energía anual generada y la viabilidad del proyecto.

Este capítulo se estructura en tres bloques, siguiendo la lógica comentada anteriormente. En primer lugar, se selecciona el aerogenerador más adecuado a las condiciones del emplazamiento, mediante la evaluación tanto técnica como económica de los diferentes modelos en el mercado. Posteriormente, se dimensiona el parque y se define su distribución, aplicando criterios de separación para minimizar el efecto estela. Por último, se estima la producción anual bruta y neta, incorporando las principales pérdidas energéticas y calculando el factor de capacidad del parque.

5.1 SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

La selección del aerogenerador es una de las partes con más peso en el proyecto, ya que condiciona tanto el dimensionamiento del parque como la producción energética y los costes de inversión de este. El proceso parte de los resultados obtenidos en el capítulo 4, donde se caracterizó el recurso eólico de la zona seleccionada.

5.1.1 CRITERIOS TÉCNICOS

El punto de partida para la selección de un aerogenerador se encuentra en la compatibilidad entre el régimen de viento del emplazamiento y las condiciones de diseño para las que el equipo ha sido certificado. En este sentido la velocidad media anual del viento a la altura del buje constituye uno de los primeros criterios de filtrado, ya que condiciona tanto la producción energética esperada como las cargas aerodinámicas que deberá soportar el rotor durante su vida útil.

En este apartado se va a evaluar la compatibilidad con el régimen de viento, la turbulencia, la altura disponible, la curva de potencia y las limitaciones físicas del terreno. Para ello, en este apartado se definirán los principales criterios técnicos que servirán para comparar los candidatos.

5.1.1.1 Adaptación del recurso eólico del emplazamiento

El primer criterio técnico para la selección del aerogenerador es su adaptación al recurso eólico disponible en la zona seleccionada. En el capítulo 4 se ha determinado que esta zona tiene las condiciones óptimas para ser la zona de emplazamiento. Esta elección se apoya principalmente en la velocidad media del viento y en la densidad media de potencia, que son los dos parámetros con mayor peso dentro de la evaluación del recurso eólico.

En el análisis realizado en el capítulo 4, donde se ha realizado el estudio según la UNE-EN IEC 61400-1:2020, y se ha obtenido el mapa mediante el Global Wind Atlas, con la sección de IEC-Class – Fatigue Loads incl. Wake, que incorpora no solo el viento ambiente sino también el efecto de fatiga y la turbulencia adicional del efecto estela.

Para la Zona 2 se observa una distribución entre clases IC y IIC, con presencia puntual de 3C. Esto implica que la elección final del aerogenerador deberá comprobarse juntamente con la distribución del parque definitiva. Si las posiciones se sitúan en áreas IIC, podrá justificarse una turbina de clase IEC II-C, pero si alguna máquina queda en zona IC, será necesario seleccionar un modelo compatible con clase IEC I-C. Por rigurosidad se utilizará por norma general la clase IEC II-C.

5.1.1.2 Curva de potencia y régimen de funcionamiento

Otro criterio técnico de funcionamiento clave para la selección del aerogenerador es la adecuación de su curva de potencia al régimen del viento del emplazamiento. La curva de potencia representa la energía que puede generar la máquina para cada velocidad del viento y permite comprobar si el aerogenerador trabaja de forma eficiente en el intervalo de velocidades de la zona seleccionada.

Dentro del régimen de funcionamiento de un aerogenerador se distinguen tres velocidades principales. La primera es la velocidad de arranque, a partir de la cual la turbina comienza a producir energía eléctrica. La segunda es la velocidad nominal, que corresponde al punto en el que el aerogenerador alcanza su potencia máxima permanente. La tercera velocidad es la velocidad de corte. Esta marca el límite superior de funcionamiento, a partir de la cual la máquina se detiene por razones de seguridad para evitar cargas excesivas sobre el rotor, torre y tren de potencia.

Para este proyecto se priorizarán aerogeneradores con una velocidad de arranque reducida, una velocidad nominal coherente con el recurso disponible y una velocidad de corte suficientemente elevada para garantizar la seguridad de operación en episodios de viento intenso. De esta forma, la turbina podrá aprovechar el mayor número posible de horas de viento útil sin quedar sobredimensionada respecto a las condiciones reales del emplazamiento.

Además, la curva de potencia deberá analizarse junto con la distribución de velocidades del viento obtenida en el estudio del recurso eólico. Esta comparación permitirá estimar qué parte del tiempo trabajará el aerogenerador en régimen de baja producción, en régimen parcial o cerca de su potencia nominal. Por tanto, la elección final deberá favorecer aquellas máquinas cuya curva de potencia se adapte mejor a las velocidades más frecuentes de la Zona 2, ya que esto tendrá una influencia directa sobre la energía anual producida y el factor de capacidad del parque.

5.1.1.3 Altura del buje y diámetro del rotor

Otro aspecto clave a tener en cuenta en la selección del aerogenerador es la combinación entre la altura del buje y el diámetro del rotor. La altura del buje determina la cota a la que trabaja el rotor. Como se ha podido comprobar en el estudio del perfil vertical del viento, la velocidad aumenta con la altura, por lo que elevar el buje permite acceder a un recurso eólico más energético. Este efecto es especialmente importante por la dependencia al cubo de la velocidad en la fórmula de potencia, que produce que pequeños incrementos en velocidad se puedan traducir en aumentos o descensos grandes de producción.

Sin embargo, una altura de buje demasiado grande implica mayores exigencias tanto estructurales como económicas. Torres más altas requieren cimentaciones más robustas, mayores costes de fabricación y montaje, y una logística de instalación más compleja. Por ello la altura del buje debe buscar un equilibrio entre el aumento de la producción eléctrica y el incremento de coste.

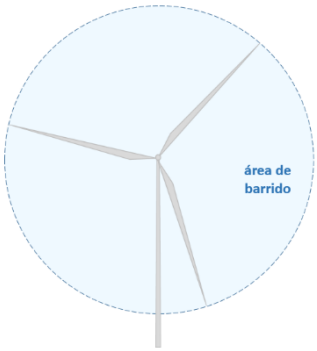


Figura 58 - Área barrida de un aerogenerador eólico.

En cambio, el diámetro del rotor determina el área barrida por las palas del aerogenerador. Cuanto mayor es el diámetro de las palas, mayor es la superficie de captación y mayor puede ser la energía extraída del viento. Esta relación se expresa según el área de un círculo:

$$A = \frac{\pi D^2}{4}$$

- D: Diámetro de la circunferencia

No obstante, aumentar el diámetro del rotor también tiene efectos sobre el diseño del parque. Rotores de mayor tamaño requieren mayores separaciones entre aerogeneradores para reducir las pérdidas por efecto estela, lo que puede limitar el número total de máquinas instalables en el emplazamiento. Además, las palas de mayor longitud condicionan el transporte por carretera, los radios de giro, las plataformas de montaje y las maniobras de izado. Se debe mantener un equilibrio constante entre magnitud y beneficio económico.

5.1.1.4 Tecnología de control y configuración del aerogenerador

Para maximizar el recurso eólico, será necesario usar aerogeneradores con la tecnología de control de movimiento, tanto de las palas como de la gómdola. En aerogeneradores actuales, las soluciones más habituales y eficientes se aplican sobre los aerogeneradores de eje horizontal tripala, mediante la orientación activa de la góndola, el control de paso de pala o el funcionamiento a velocidad variable.

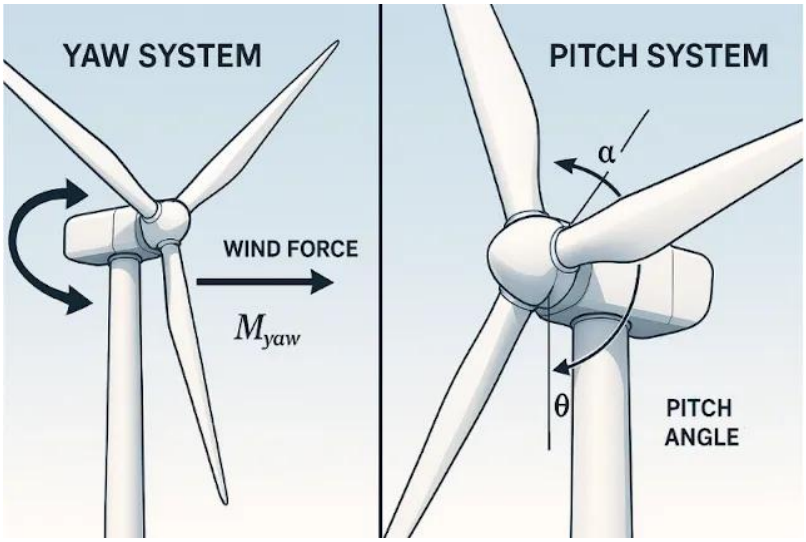


Figura 59 - Imagen de sistemas de control sobre aerogeneradores eólicos [65].

El sistema de orientación (Yaw control) permite alinear el rotor con la dirección predominante del viento, intentando minimizar el momento al que se enfrenta el rotor. Esta función es esencial para maximizar la energía captada y reducir esfuerzos no deseados sobre la estructura, ya que una desalineación prolongada entre el rotor y el viento reduce la producción y puede aumentar las cargas asimétricas sobre las palas y la torre.

Por otro lado, el sistema de control de paso (Pitch control) modifica el ángulo de las palas en función del viento. Hay dos tipos de sistema en la actualidad, los hidráulicos y los eléctricos, ambos con la misma funcionalidad. Este sistema perfila las palas del aerogenerador para conseguir tanto la máxima potencia extraíble en ese momento, como reducir la velocidad si se está superando el umbral de seguridad.

Otro aspecto clave desde el punto de vista eléctrico es la capacidad que tienen los aerogeneradores modernos al incorporar sistemas de conversión de potencia que permiten mejorar la calidad de la energía entregada a la red y controlar variables como la potencia activa, la potencia reactiva y el comportamiento ante perturbaciones. Aunque el análisis detallado de la infraestructura eléctrica se desarrollará en capítulos posteriores, esta capacidad de regulación se tendrá en cuenta como criterio favorable en la selección del modelo.

Como resumen de los criterios técnicos obtenemos:

Criterio técnico	Requisito para el proyecto
Adaptación al recurso eólico	Buen ajuste al régimen de viento de la Zona 2
Clasificación IEC	IEC II-C
Curva de potencia	Velocidades del emplazamiento
Altura de buje	Aprovechar incremento de velocidad con la altura
Diámetro del rotor	Aumentar la captación energética sin comprometer efecto estela
Tecnología de control	Eje horizontal, tripala, velocidad variable, yaw control y pitch control

Tabla 10 - Resumen de criterios técnicos.

5.1.2 CRITERIOS ECONÓMICOS

Otro aspecto igual de importante que los criterios técnicos son los criterios económicos. Es el criterio de balance que marca la diferencia en la mayoría de las elecciones. Por ello, la decisión final no debe basarse únicamente en la potencia nominal o en el tamaño del rotor,

sino en la relación entre la inversión necesaria y la energía que cada alternativa es capaz de generar.

El primer criterio será el coste específico de la máquina, expresado en euros por megavatio instalado (€/MW). Este indicador nos permite comparar modelos de distinta potencia nominal y valorar si el incremento de tamaño o potencia de una turbina está justificado.

Sin embargo, el menor coste por megavatio no implica necesariamente una mejor opción. También se tendrá en cuenta la producción anual esperada de cada modelo, ya que una turbina de mayor coste puede resultar más conveniente si su curva de potencia se adapta mejor al régimen de viento del emplazamiento y genera más energía a lo largo del año.

Por tanto, para la comparativa económica se va a tener en cuenta la altura del buje aproximada, la velocidad media anual equivalente para ese dato, y se extraerá la producción anual aproximada con las diferentes curvas de potencia de los aerogeneradores. Para el coste específico en €/MW se usa un rango de entre 0,5-1,15M€/MW según IRENA y LBNL [66].

En resumen, los criterios aplicados en esta fase serán los costes específicos del aerogenerador, producción anual estimada, factor de capacidad y relación entre inversión y energía generada.

5.1.3 COMPARATIVA DE MODELOS CANDIDATOS

Una vez conocidos los criterios técnicos y económicos, se deben comparar las diferentes alternativas de modelos comerciales de aerogeneradores que puedan adaptarse a las condiciones del emplazamiento. Para que la comparación sea coherente, deberán cumplir requisitos como la clasificación IEC 2 C.

Para aplicar los criterios definidos en los apartados anteriores, se realizará una tabla comparativa con cuatro modelos de aerogenerador. Dos de ellos se seleccionarán a partir de tecnologías empleadas en parques eólicos próximos al emplazamiento, con el objetivo de disponer de una referencia real en un entorno geográfico similar. Los otros dos corresponderán a modelos comerciales más recientes, de mayor potencia y dimensiones

adaptadas a las tendencias actuales del sector. Esta comparación permitirá valorar tanto la viabilidad contrastada de tecnologías existentes en la zona como las posibles ventajas de aerogeneradores más modernos.

De los modelos identificados en parques próximos se seleccionan como referencias el Vestas V120 [67] de la zona de Perdiguera y el Siemens Gamesa SG 5.0-145 [68] de la zona de Buniel. Se podría haber escogido el Vestas V90 de la zona El Gallo, pero se ha descartado al ser un modelo obsoleto, con menor diámetro de rotor, de la misma empresa que el Vestas V120.

Para la selección de los modelos más modernos, se ha priorizado que cumplan la clasificación IEC normalizada. En concreto se van a seleccionar el Vestas V136-4,5 MW [69] y el Enercon E-160 EP5 [70], ambos compatibles con esta clasificación.

Para la comparativa económica, como se ha mencionado en el punto 5.1.2, se usan diferentes parámetros para comparar. Por falta de la curva de potencia del aerogenerador SG 5.0 – 145, se ha hecho una estimación de curva de potencia simplificada en base a las otras tres curvas. Además, para obtener las velocidades a las alturas de buje se ha hecho una interpolación lineal con los datos obtenidos del recurso eólico entre las alturas a 150m y a 100m.

Para realizar mejor la comparativa se van a realizar cuatro tablas:

Parámetro	Vestas V120-2.2 MW	Siemens Gamesa SG 5.0-145	Vestas V136-4.5 MW	ENERCON E-160 EP5
Potencia nominal [MW]	2,2	5	4,5	5,56
Clase IEC	IEC IIB / S	IEC IIB	IEC IIB	IEC IIA / IEC IIB
Tipo	Caja de cambios, velocidad variable	Caja de cambios, DFIG	Caja de cambios (DASG)	Accionamiento directo sin caja de cambios (PMG)
Velocidad de arranque [m/s]	3	3	3	2,5
Velocidad nominal [m/s]	9,4	11	11,2	—
Velocidad de corte [m/s]	18	27	32	28
Temperatura [º]	-20 a 45	-20 a 45	-20 a 45	-20 a 45
Potencia sonora máx [dB]	110,5	107,5	103,9	106,8

Tabla 11 - Comparativa de potencia y operación.

Parámetro	Vestas V120-2.2 MW	Siemens Gamesa SG 5.0-145	Vestas V136-4.5 MW	ENERCON E-160 EP5
Diámetro del rotor [m]	120	145	136	160
Área barrida [m2]	11310	16513	14527	20105
Longitud de pala [m]	59	71	66,7	70
Material de la pala	Híbrido vidrio/carbono +PVC	Fibra de vidrio + resina epoxy	Híbrido vidrio/carbono +PVC	Fibra de vidrio + poliéster
Freno dinámico	Paso completo, 3 cilindros	Paso completo, 3 cilindros	Paso completo, 3 cilindros	Rotor a barlovento, paso activo

Tabla 12 - Comparativa rotor y palas.

Parámetro	Vestas V120-2.2 MW	Siemens Gamesa SG 5.0-145	Vestas V136-4.5 MW	ENERCON E-160 EP5
Caja de cambios	1 planet + 2 helic.	3 etapas (2 planet. + 1 paralela)	2 planet + 1 helic.	Sin caja (Direct Drive)
Generador	DFIG 4/6 polos	DFIG 690V AC	Inducción DASG	MSIP
Alturas de buje [m]	79 / 95 / 118 / 122 / 137	89 / 102,5 / 127,5 / específica	81 / 112	98 / 120 / 140 /160 / 166
Huella de carbono [gC02/kWh]	6,8	6,2	4,9	5
Reciclabilidad [%]	86	85	87,4	85

Tabla 13 - Transmisión, torre y sostenibilidad.

Parámetro	Vestas V120-2.2 MW	Siemens Gamesa SG 5.0-145	Vestas V136-4.5 MW	ENERCON E-160 EP5
Alturas de buje [m]	137	127,5	112	140
Velocidad media anual equivalente [m/s]	7,6896	7,587	7,4196	7,722
Producción anual [GWh/año]	10,43	17,35	14,09	20,72
Factor de capacidad [%]	54,1	39,6	35,8	42,5
Coste específico [M€/MW]	0,68	0,68	0,68	0,68
Coste de la máquina [M€]	1,5	3,4	3,06	3,78
Relación inversión/energía [M€ por GWh/año]	0,143	0,196	0,217	0,183

Tabla 14 - Comparativa económica.

5.1.4 SELECCIÓN DE AEROGENERADOR

A la vista de las diferentes tablas comparativas, no es fácil determinar si hay un aerogenerador ideal para la zona, ya que, de haberlo, todas las empresas lo usarían. Desde el punto de vista técnico, los cuatro cumplen la clase IEC y las temperaturas mínimas. Su diferencia principal es el concepto de accionamiento, tres de ellos emplean caja de cambios con generador de inducción, mientras que el Enercon E-160 EP5 utiliza accionamiento directo con generador síncrono de imanes permanentes. Esto supone algo más de precio en la máquina, pero se traduce en reducción de número de elementos mecánicos sujetos a desgaste, menor riesgo de fallo y menor coste de mantenimiento. Este modelo además

presenta la velocidad de arranque más baja, lo que permite más variedad de generación en horas bajas.

En cuanto a la altura de buje, el V136-4.5 MW es el más limitado de los cuatro, ya que su certificación IEC IIB solo está disponible hasta 112 metros, frente a los 127,5 m del SG 5.0-145, los 137 m del V120-2.2 o los 166 m del Enercon E-160 EP5. Dado que el perfil vertical del viento estudiado en el apartado 4.4 confirma un incremento significativo de la velocidad con la altura en las tres zonas, esta limitación condiciona directamente la producción energética alcanzable por el V136-4.5 en este emplazamiento.

Desde el punto de vista económico, se ha aplicado un coste específico único de 0,68 M€/MW a los cuatro modelos, obtenido a partir del coste total instalado medio de la eólica terrestre en 2024 (1.041 $/kW, según IRENA [66]) y de la cuota que representa la turbina sobre el coste total del proyecto en torno al 70-80 %, , de forma que las diferencias entre modelos respondan únicamente a su producción energética y no a una estimación de precio por fabricante, que no es pública. Con este criterio, el V120-2.2 obtiene la mejor relación inversión/energía seguido del Enercon E-160 EP5, el SG 5.0-145 y por último el V136-4.5.

A pesar de que el aerogenerador V120-2.2 obtiene los mejores indicadores tanto técnicos como económicos, su potencia unitaria es de 2,2MW, lo que obligaría a instalar más del doble de unidades que cualquiera de los otros tres candidatos. Esto aumenta el precio en construcción, cimentación y mantenimiento de manera indirecta.

Por lo tanto, de acuerdo con el análisis anterior, se selecciona el aerogenerador Enercon E-160 EP5 para el diseño del parque eólico. Esta elección se apoya en tres factores principales: su mejor relación entre inversión y energía producida frente a los demás modelos de potencia comparable, su tecnología de accionamiento directo, que reduce los elementos mecánicos sujetos a desgaste y simplifica el mantenimiento respecto a las alternativas con caja de cambios, y su mayor flexibilidad de altura de buje, que permite adaptar la torre a las necesidades del layout definitivo sin cambiar de modelo.

En cuanto a la altura de buje, de las cinco opciones disponibles se adopta de forma provisional la altura de 140 metros como referencia para las estimaciones de producción de este capítulo, por representar un equilibrio entre el aprovechamiento del incremento de velocidad con la altura y el incremento de coste y complejidad logística asociado a torres de mayor altura. Esta altura se revisará en el apartado 5.2, una vez definida la disposición final de los aerogeneradores en el terreno, ya que las restricciones de separación mínima y efecto estela podrían aconsejar un ajuste de esta cota.

Se adjunta una tabla con las características del aerogenerador Enercon E-160 EP5 E3, que es la versión E-Nacelle, con convertidor y transformador de media tensión incluidos en la góndola, con un único cable de media tensión bajando por la torre, con refrigeración en aceite sintético.

Parámetro	ENERCON E-160 EP5
Potencia nominal [MW]	5,56
Clase IEC	IEC IIA / IEC IIB
Tipo	Accionamiento directo sin caja de cambios (PMG)
Velocidad de arranque [m/s]	2,5
Velocidad de corte [m/s]	28
Temperatura [º]	-20 a 45
Potencia sonora máx [dB]	106,8
Diámetro del rotor [m]	160
Área barrida [m2]	20105
Longitud de pala [m]	70
Material de la pala	Fibra de vidrio + poliéster
Freno dinámico	Rotor a barlovento, paso activo
Caja de cambios	Sin caja (Direct Drive)
Generador	MSIP
Alturas de buje [m]	140
Huella de carbono [gC02/kWh]	5
Reciclabilidad [%]	85

Tabla 15 - Características seleccionadas del Enercon E-160 EP5.

5.1.5 CARACTERÍSTICAS Y OPCIONES DEL MODELO SELECCIONADO

Además de las especificaciones técnicas recogidas en las tablas comparativas, Enercon ofrece para el E-160 EP5 un conjunto de opciones de equipamiento según las condiciones específicas del emplazamiento. A continuación, se describen las más relevantes para este proyecto.

La primera de ellas es el control de tormenta. Incluido de serie en todos los modelos Enercon, es un modo de operación que limita la potencia en episodios de viento muy intenso en lugar de detener la máquina bruscamente al alcanzar la velocidad de corte. Esto permite aumentar la producción anual en emplazamientos de viento fuerte y aporta una inyección más estable a la red.

Otra gran opción es su optimización del ruido**.** Enercon ofrece modos de operación de reducción de ruido en función de la velocidad del viento y la hora del día, así como el dentado en el borde de salida (serrations) de pala que reducen la emisión acústica sin penalizar significativamente la producción.

También incluye las opciones de detección de hielo y sistema de calefacción de palas. El emplazamiento se sitúa en un páramo elevado de Castilla y León, con inviernos fríos dentro del rango de temperatura de diseño de la máquina (-20°C a 45°C). La detección automática de hielo y el calentamiento de la superficie de pala reducen las paradas por formación de hielo y evitan el riesgo de desprendimiento de hielo, minimizando pérdidas de disponibilidad en los meses de invierno.

Otra funcionalidad que ofrece Enercon es mediante el SCADA, con la funcionalidad de protección contra murciélagos, donde se reduce la actividad del aerogenerador en los periodos de mayor actividad de aves o quirópteros, en línea con la fauna protegida de la zona (avutarda) y reforzando el cumplimiento de los requisitos de conservación que se desarrollarán en el Estudio de Impacto Ambiental.

También incluye la posibilidad de rango extendido de potencia reactiva (STATCOM) e inercia sintética**.** El E-160 EP5 puede aportar potencia reactiva a la red incluso de forma

independiente de la velocidad del viento (opción STATCOM), y ofrece emulación de inercia para sostener temporalmente la potencia entregada ante caídas de frecuencia de la red. Ambas funciones son relevantes de cara al cumplimiento de los requisitos de código de red exigidos por Red Eléctrica de España para la conexión de generación renovable.

Por último, la función Smart Energise. Reduce la corriente de conexión del transformador en el momento del arranque, disminuyendo el impacto sobre la red interna de 30 kV en el instante de conexión de cada aerogenerador, particularmente relevante en un parque de 14 unidades donde las maniobras de conexión pueden ser frecuentes durante la puesta en marcha, como se va a ver en el apartado 5.2.4 y en el capítulo 6.

5.2 DIMENSIONAMIENTO Y LAYOUT DEL PARQUE

5.2.1 CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO

El dimensionamiento del parque eólico consiste en poder determinar el número de aerogeneradores eólicos Enercon E-160 EP5 que pueden instalarse en la zona 2 y su disposición sobre el terreno, con el objetivo de maximizar la energía captada sin producir excesivas pérdidas. El proceso tendrá en cuenta parámetros de diferentes capítulos y secciones como el diámetro del rotor de 160 metros determinado en la sección 5.1.4 o la dirección predominante del viento determinada según la rosa de vientos en el capítulo 4, que fija las distancias de seguridad. En base a estos criterios podemos extraer el número máximo de aerogeneradores instalables, y con ello, la potencia eólica total del parque.

5.2.2 EFECTO ESTELA Y SEPARACIONES MÍNIMAS

Cuando el viento atraviesa el rotor de un aerogenerador, pierde parte de su energía cinética y queda perturbado en una estela de menor velocidad y mayor turbulencia aguas abajo. Si un segundo aerogenerador se sitúa dentro de esta estela, su producción se reduce y sus cargas de fatiga aumentan, lo que acorta la vida útil del equipo. Por ello, el diseño del parque debe respetar unas distancias mínimas de separación entre unidades, expresadas habitualmente en múltiplos del diámetro de rotor D [71].

La práctica estándar del sector establece una separación de al menos 6D en la dirección longitudinal al viento predominante, donde el efecto estela es más persistente, y de al menos 4D en la dirección transversal, donde el desplazamiento lateral del viento disipa la estela con mayor rapidez. Para el Enercon E-160 EP5, con un diámetro de rotor de 160 metros, estas distancias equivalen a 960 metros longitudinales y 640 metros transversales.

Dado que la rosa de vientos de la Zona 2 confirma un eje predominante noreste-suroeste, las filas de aerogeneradores se orientarán perpendiculares a este eje (dirección noroeste-sureste), separando las filas entre sí 960 metros a lo largo del eje noreste-suroeste y las unidades dentro de cada fila 640 metros.

5.2.3 RESTRICCIONES DEL EMPLAZAMIENTO

Además de las distancias por efecto estela, la disposición debe respetar las restricciones legales y ambientales del emplazamiento. Como se estableció en el capítulo 3, la parcela de El Lindón no está incluida en ningún espacio de la Red Natura 2000 por lo que no existe una restricción directa de protección ambiental sobre el terreno. No obstante, dado el carácter cerealista abierto de la zona, esta puede constituir hábitat potencial para la avutarda, especie protegida en Castilla y León, aunque no se impide el uso del suelo por esta razón.

La normativa española exige además una distancia mínima entre aerogeneradores y núcleos de población habitados, habitualmente entre 500 metros y 1 kilómetro según la comunidad autónoma. Dada la ubicación de la Zona 2, alejada de los núcleos urbanos de Cavia y Presencio, esta restricción no reduce de forma significativa la superficie útil disponible.

Por último, la proximidad de la autovía A-1 constituye una ventaja logística para el transporte de componentes, pero también implica una distancia de seguridad mínima entre los aerogeneradores y la vía. En este caso, la zona 2 se encuentra suficientemente alejada de la autovía, y no supone un riesgo adicional.

5.2.4 DISPOSICIÓN FINAL

Aplicando las distancias mínimas mencionadas en la anterior sección de 960 metros longitudinales y 640 metros transversales sobre la superficie de 9 km^2de la zona 2, calculamos la huella efectiva por aerogenerador como la multiplicación de la separación en longitud por la separación transversal, y se obtiene una huella efectiva de 960m·640m=614400m^2. Si dividimos el área total entre la huella de cada generador nos queda que podrían instalarse 14,6 generadores, que equivalen a 14 generadores instalables.



Figura 60 - Imagen satélite del emplazamiento [64].

Las unidades se dispondrán en filas orientadas noroeste-sureste, perpendiculares al eje predominante del viento, separadas 960 m entre filas a lo largo del eje noreste-suroeste y 640 m entre unidades dentro de cada fila. Esta disposición minimiza las pérdidas por efecto estela en la dirección de mayor energía del viento, determinada en el capítulo 4, respetando al mismo tiempo las restricciones de distancia a núcleos de población y a la autovía A-1 descritas en el apartado anterior.

El diseño definitivo, con las coordenadas exactas de cada aerogenerador, quedaría sujeto a un estudio topográfico de detalle que excede el alcance de este trabajo. Es por ello por lo que se ha establecido el parque con la revisión de la orografía con imágenes satelitales, en las que es posible determinar si la posición es válida para un aerogenerador, tanto por separación entre otros como por la propia naturaleza del terreno. Se adjunta la lista de

coordenadas de los aerogeneradores, dónde se numeran de izquierda a derecha, empezando por la línea superior.

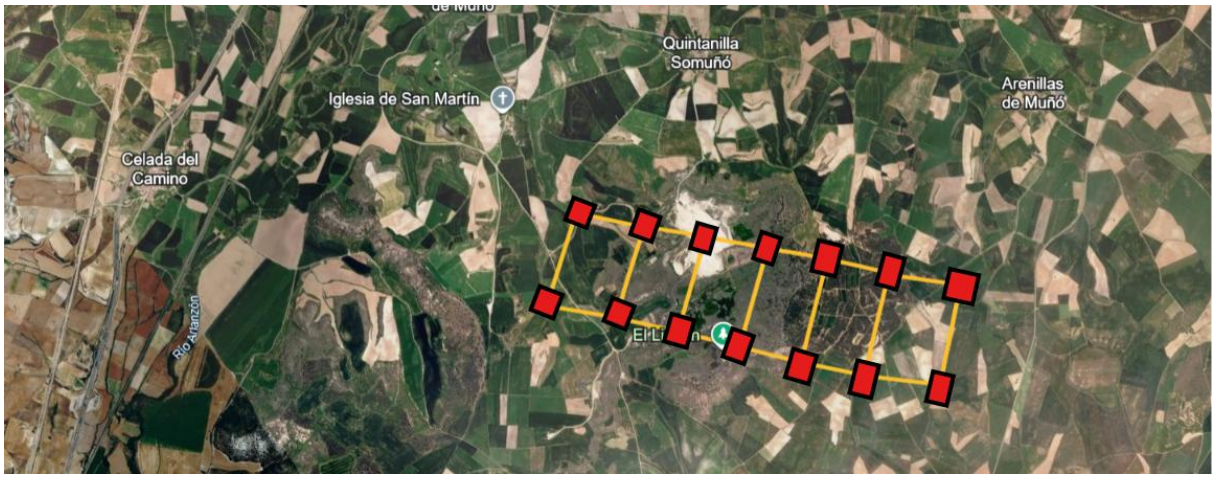


Figura 61 - Orientación de los aerogeneradores según rods de vientos y distancias de seguridad [64].

	Latitud	Longitud
1	42°14'19.05"N	3°53'51.92"W
2	42°14'02.74"N	3°53'31.49"W
3	42°13'48.89"N	3°53'13.67"W
4	42°13'35.00"N	3°52'55.68"W
5	42°13'20.14"N	3°52'39.37"W
6	42°13'05.21"N	3°52'23.09"W
7	42°12'49.96"N	3°52'01.92"W
8	42°14'00.78"N	3°54'24.80"W
9	42°13'46.01"N	3°54'03.83"W
10	42°13'29.80"N	3°53'48.07"W
11	42°13'16.35"N	3°53'30.08"W
12	42°13'00.50"N	3°53'14.30"W
13	42°12'45.03"N	3°52'55.84"W
14	42°12'28.91"N	3°52'33.30"W

Tabla 16 - Coordenadas de aerogeneradores por posición.

Es necesario recalcar que la posición del aerogenerador 1 coincide aproximadamente con la ubicación de una unidad del parque eólico de Iglesias [72], actualmente en tramitación en municipios colindantes. Esta coincidencia es coherente con el hecho de que ambos emplazamientos han sido seleccionados siguiendo criterios de recurso eólico similares, y

confirma indirectamente la idoneidad de la zona analizada en este trabajo. En un desarrollo real, esta posición debería reajustarse en el estudio topográfico de detalle mencionado anteriormente.

5.2.5 RELACIÓN CON PARQUES EÓLICOS EN EL ENTORNO

Durante la definición de la disposición final del apartado 5.2.4 se ha detectado la presencia de aerogeneradores ya instalados y en operación en el sector norte de la Zona 2, visibles en imágenes de satélite recientes. Esta circunstancia es coherente con la existencia de proyectos eólicos autorizados en los municipios colindantes al emplazamiento de El Lindón, entre los que destaca el parque eólico Desma [73](27,12 MW, seis aerogeneradores Siemens Gamesa SG 170-HH135 de 135 metros de altura de buje), cuya autorización administrativa de construcción y declaración de utilidad pública fue otorgada en mayo de 2025 para los términos municipales de Arcos de la Llana, Cayuela, Estépar, Buniel, Cavia y Albillos, así como el parque eólico Iglesias (70,4 MW), actualmente en tramitación en Estépar, Rabé de las Calzadas, Tardajos, San Mamés de Burgos y Villalbilla de Burgos.

Lejos de suponer un inconveniente, la proximidad de estos desarrollos aporta varios elementos favorables al proyecto planteado en este trabajo. En primer lugar, constituye una validación externa e independiente de la calidad del recurso eólico. La inversión real de promotores comerciales en la misma zona confirma, con criterios de mercado, la idoneidad del emplazamiento seleccionado mediante Global Wind Atlas y el análisis de velocidad media, densidad de potencia y distribución de Weibull. En segundo lugar, reduce la incertidumbre sobre la viabilidad de la evacuación de energía, ya que estos proyectos disponen de infraestructura de conexión a la red de transporte en tramitación o ya autorizada en el entorno inmediato con la subestación Villalbilla 220 kV, con ampliación en curso, y la red de transporte reforzada mediante la actuación de REE (Conexión en Cotorros/Fuentebureba 400 kV) [74], lo que respalda la disponibilidad de capacidad de acceso a la red en la zona. En tercer lugar, la concentración de instalaciones eólicas en un mismo corredor geográfico favorece la aceptación social del uso eólico del suelo y permite

plantear sinergias en accesos y viales compartidos, reduciendo la fragmentación del impacto territorial acumulado frente a la alternativa de dispersar nuevos parques en zonas vírgenes.

En consecuencia, el emplazamiento de este trabajo puede plantearse conceptualmente como una ampliación del corredor eólico existente en el entorno de Estépar-Cavia-Villalbilla de Burgos, más que como un desarrollo aislado.

5.3 POTENCIA INSTALADA Y PRODUCCIÓN ANUAL ESTIMADA

Una vez se ha hecho el cálculo de la cantidad de aerogeneradores Enercon E-160 EP5, se puede estimar la potencia nominal del conjunto. Sabiendo que son 14 aerogeneradores, y que cada uno tiene capacidad de producción de 5,56 MW, alcanzaríamos los 77,84 MW generados.

Para estimar la producción anual bruta se ha empleado la curva de producción anual publicada por Enercon para este modelo, que relaciona la velocidad media anual del viento a la altura de buje con la energía generada por unidad. Interpolando esta curva a los 7,72 m/s de velocidad media anual equivalente a 140 metros de altura, se obtiene una producción de 20,72 GWh/año por aerogenerador, lo que supone una producción anual bruta para el conjunto del parque de 14·20,72 GWh/año = 290,08 GWh/año.

Pero en esta estimación no se están teniendo en cuenta las pérdidas que reducen la energía realmente entregada a la red. Entre estas se encuentran el efecto estela, que pese a ser reducido por las distancias de seguridad, no se mitiga completamente, la disponibilidad de los equipos por mantenimiento y las pérdidas eléctricas o las pérdidas por degradación y suciedad.

Dado que este trabajo no incluye una simulación detallada de estelas por aerogenerador, se aplica un porcentaje de pérdidas totales del 10 % sobre la producción bruta, valor de referencia escogido para representar las pérdidas en el sector para estimaciones de esta naturaleza y coincidente con el que asume por defecto la herramienta Global Wind Atlas

empleada a lo largo de este trabajo. Con ello, la producción neta anual estimada del parque resulta de 261,07 GWh/año.



Figura 62 – Curva de producción anual catálogo Enercon E-160 EP5 [70].

Dividiendo la producción anual neta entre la potencia total instalada y las 8.760 horas del año, se obtiene un factor de capacidad neto del 38,3 %.

Como comprobación de la fiabilidad de la curva del fabricante, se ha construido una curva de potencia estimada a partir de los datos disponibles en la ficha técnica del Enercon E-160 EP5 teniendo en cuenta valores como la velocidad de arranque o la velocidad de corte, asumiendo una velocidad nominal de aproximadamente 10,9 m/s por semejanza de densidad de potencia con el rotor del Vestas V136-4.5 MW. En este caso se ha utilizado la siguiente fórmula para obtener la curva de potencia:

$$P(v) = P_N \cdot \left(\frac{v^3 - {v_{arranque}}^3}{{v_N}^3 - {v_{arranque}}^3} \right)$$

- P_N: Potencia nominal
- v: velocidad del viento
- $v_{arranque}$: 2,5 m/s

- v_N: 10,9 m/s

Gracias a esta expresión, podemos obtener los datos de potencia según las velocidades a partir de la velocidad de arranque, y hasta la velocidad nominal del aerogenerador, y da la siguiente curva:

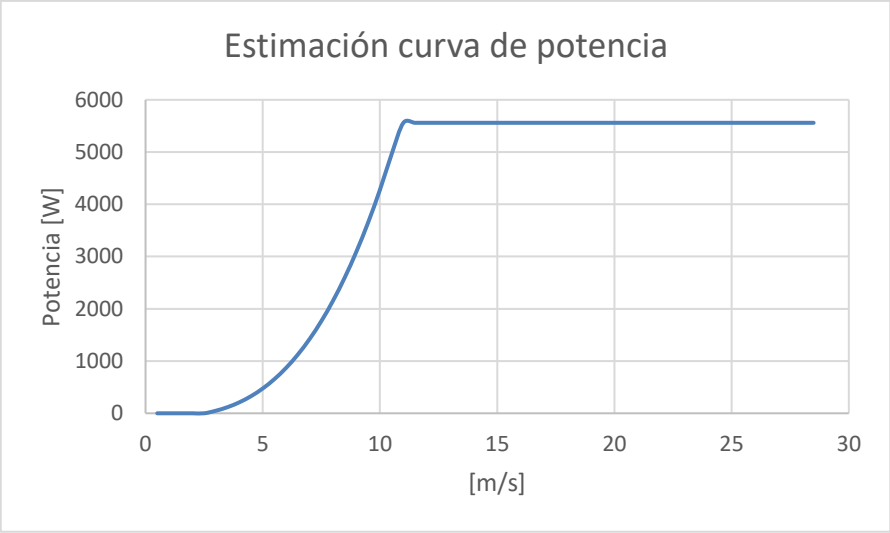


Figura 63 - Estimación de curva de potencia.

Para saber si la comparación es buena, debemos tener en cuenta que el aerogenerador no produce siempre la misma potencia porque el viento cambia constantemente. Por lo tanto, va a ser necesario ponderar la potencia mediante la expresión de la distribución de Weibull descrita en el capítulo 2 tal que:

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

- k: Parámetro de forma

- λ: Parámetro de escala

Para los valores obtenidos en los anteriores capítulos para la zona 2, λ=8,72 m/s y k=2,03, con los que se obtienen las densidades de probabilidad de cada velocidad, se obtienen diferentes probabilidades, que si se multiplican por las potencias para cada velocidad y se multiplican por el ancho del intervalo de velocidades (0,5 m/s), obtenemos cuánto aporta cada franja de velocidad a la potencia media del año. Sumando la totalidad de esta fila,

obtenemos la potencia media extraída, que son 2340,54 KW, que si se multiplica por las horas de un año se obtiene una energía anual de: 2340,54 KW · 8760 horas = 20,503 GWh/año. La tabla con los gráficos se puede consultar como anexo II debido a su longitud, ya que solo es relevante para la comprobación.

Si comparamos este valor con el dato extraído del catálogo del fabricante podemos ver cómo queda aproximadamente un 1% por debajo de los 20,72 GWh/año que da la curva oficial de Enercon para las mismas condiciones, una diferencia mínima entre dos métodos completamente independientes. Uno basado en la curva del fabricante y otro construido a partir de solo tres datos propios, la velocidad de arranque, la velocidad de corte y una velocidad nominal estimada por semejanza con el Vestas V136-4.5, combinados con la distribución de Weibull real del emplazamiento. Esta cercanía respalda la consistencia entre la caracterización del viento realizada en capítulos anteriores y la cifra publicada por Enercon, aunque conviene no perder de vista que la velocidad nominal empleada en la curva propia es una estimación y no un dato oficial, por lo que la coincidencia entre ambos resultados podría deberse en parte a una compensación de errores. En cualquier caso, esta curva estimada se emplea únicamente como comprobación cruzada, mientras que el cálculo de la producción del parque sigue apoyándose en la cifra de 20,72 GWh/año por aerogenerador que ofrece la curva oficial del fabricante.

Capítulo 6. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA Y OBRA CIVIL

En este capítulo se va a dimensionar tanto la infraestructura eléctrica como la obra civil. Se hará de manera progresiva, para abarcar todo el proceso que conlleva el transporte de la energía producida desde la generación hasta la evacuación en redes de alta tensión. Además de detallar este proceso, se seleccionará toda la aparamenta necesaria para el correcto desarrollo de la instalación y su puesta en marcha.

6.1 RED INTERNA DE MEDIA TENSIÓN

6.1.1 SISTEMA ELÉCTRICO DEL AEROGENERADOR Y TRANSFORMACIÓN BT/MT

El aerogenerador seleccionado, Enercon E-160 EP5, incorpora un generador síncrono multipolo de imanes permanentes (PMSG-Permanent Magnet Synchronous Generator) con accionamiento directo, sin caja de cambios. La gran diferencia con los generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG – Doubly Fed Induction Generator) empleados en otros modelos de la comparativa hecha en el capítulo 5, es que el PMSG entrega su energía a través de un convertidor de frecuencia de potencia completo (full converter, IGBT), que rectifica la corriente alterna de frecuencia variable generada por el rotor y la vuelve a convertir en corriente alterna trifásica sincronizada con la red, a 690 V y 50 Hz. Además, se puede hacer un control independiente de la potencia activa y reactiva entregadas, mejorando la calidad de energía inyectada en la red interna del parque. En la variante E3 seleccionada, con el concepto E-Nacelle de Enercon, tanto el convertidor como el transformador elevador de media tensión están integrados en la góndola.

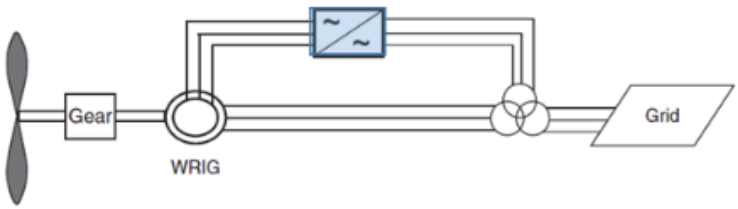


Figura 64 - Esquema DFIG de diapositivas de asignatura de 4º accionamientos eléctricos [75].

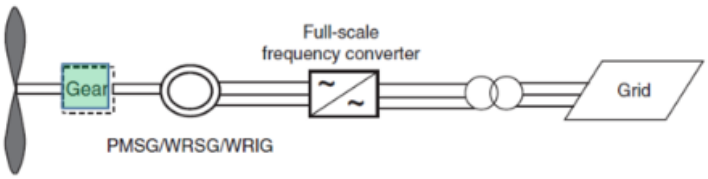


Figura 65 - Esquema PMSG de diapositivas de asignatura de 4º accionamientos eléctricos [75].

Dado que 690 V es una tensión demasiado baja para transportar eficientemente la potencia de cada aerogenerador hasta la subestación elevadora, la elevación a la media tensión de la red interna del parque, 30 kV, se realiza en el propio aerogenerador. El modelo E-160 EP5 E3 integra en la góndola un transformador compacto de media tensión, refrigerado por aceite sintético y alojado en un compartimento independiente, de modo que la energía desciende por el interior de la torre mediante un único cable de media tensión. Esta configuración elimina el transformador exterior y el centro de transformación al pie de cada torre habituales en otros modelos, simplifica el cableado interno frente a las soluciones en baja tensión y reduce las pérdidas y el plazo de puesta en marcha. El valor de 30 kV es coherente con el empleado en parques eólicos de potencia similar en el entorno inmediato.

6.1.2 CABLEADO Y PUESTA A TIERRA

Para realizar el cableado de la red interna del parque, lo más eficiente es dividirla en 4 circuitos independientes, dos por cada fila de la disposición del apartado del emplazamiento. El circuito A (aerogeneradores 1 a 4) y el circuito B (aerogeneradores 5 a 7) en la fila superior, y el circuito C (aerogeneradores 8 a 11) y el circuito D (aerogeneradores 12 a 14) en la fila inferior. Esta subdivisión, con un máximo de cuatro unidades por circuito, evita las intensidades excesivas que resultarían de agrupar las siete unidades de cada fila en un único

circuito, y es coherente con el número de celdas de línea empleado en el parque eólico Desma. La subestación se tendrá que encontrar en un punto intermedio, sin coincidir con ninguno de los aerogeneradores. Se decide poner a 200 metros del primer aerogenerador.

Los 690 V del convertidor existen únicamente en el interior de la góndola, aguas arriba del transformador integrado, por lo que toda la red descrita en este apartado opera ya a 30 kV.

Con una potencia unitaria de 5560kW, una tensión de línea de 30kV y un factor de potencia de 0,8 se calcula una intensidad tal que:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot cos\varphi} = \frac{5560}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 0.8} = 133{,}753A$$

Los tramos más cargados de los circuitos serán los más próximos a la subestación con más aerogeneradores, que serán los circuitos A y C, con una intensidad total de 133,753·4=535A. Para los tramos menos cargados, el B y el D, el cálculo será 133,753·3=401,3 A. Al tratarse de un cable enterrado, la intensidad admisible del fabricante, calculada en condiciones normalizadas, debe corregirse según las tablas de la ITC-LAT-06 (Real Decreto 223/2008) para las condiciones reales de instalación [76]:

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm²	>185 mm²	≤185 mm²	>185 mm²
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 17 - Factor de corrección para profundidades de la instalación distintas de 1m [76].

El factor de corrección de temperatura, Ft = 1,04 (Tabla 7 de la ITC-LAT-06) para una temperatura de 20°C, valor habitual en el subsuelo de la meseta castellana a la profundidad de instalación.

El factor de corrección de resistividad, Fr = 1,114 (Tabla 8 de la ITC-LAT-06) para un suelo de tipo arcilloso-margoso, asimilable al páramo agrícola de la Zona 2, en ausencia de un estudio geotécnico específico del emplazamiento.

El factor de corrección por agrupación de varias ternas de cable en la misma zanja Fd = 0,85 (Tabla 10 de la ITC-LAT-06), aplicable en el tramo próximo a la subestación donde confluyen los cuatro circuitos.

Por último el factor de corrección de profundidad Fp = 1 (Tabla 11 de la ITC-LAT-06), para la profundidad estándar de 1 metro.

El factor global de corrección es Ft × Fr × Fd × Fp = 0,985. Dividiendo la intensidad real de cada circuito entre este factor se obtiene la intensidad de referencia que el cable debe soportar en las condiciones normalizadas del fabricante de 543,16 A para los circuitos A y C, y de 407,37A para los circuitos B y D.

Obtenemos los datos basándonos en la sección del cable, según la ficha técnica real de Prysmian para el cable RH5Z1-OL18/30kV, que se emplea en el parque de Desma, y da la intensidad admisible en condiciones de referencia para un cable enterrado en tresbolillo, terreno a 20ºC, resistividad 1,5 K·m/W a 0,8 metros de profundidad.

Sección [mm2]	Intensidad admisible [A]
300	414
400	470
500	535
630	608

Tabla 18 - Sección del cable según amperaje [77].

En base a la tabla, se puede extraer que para los cables en las zonas A y C se usarán las secciones de 630 mm^2, mientras que para los circuitos de menor amperaje B y D se usarán las secciones de 400 mm^2. También es necesario calcular la resistencia a la temperatura de servicio. La ficha de la resistencia del conductor a 20ºC tiene los siguientes datos de resistividad (0,0469 Ω/km para 630 mm², 0,0778 Ω/km para 400 mm²). Sabiendo que el

cable estará expuesto a una temperatura cercana a los 90ºC, se hace una corrección por temperatura con el coeficiente de temperatura del aluminio (α = 0,00403 °C^{-1}) mediante la fórmula R(90ºC)=R(20ºC)·[1+ α·(90-20)] de donde se obtiene que para el cable de las zonas A y C de sección 630 mm^2 se tiene 0,0601 Ω/km y para el cable de 400 mm^2 0,0997 Ω/km.

Por último, es necesario calcular la caída de tensión y pérdidas por tramo, con las fórmulas tales que $\Delta U = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot R \cdot cos\varphi$ y $P = 3 \cdot R \cdot L \cdot I^2$. Usando el mismo $cos\varphi$ se obtienen los siguientes datos:

Circuito	Sección [mm2]	Longitud [km]	Pérdidas [kW]	Caída máxima [%]
A (1-4)	630	2,04	38,3	0,077
B (5-7)	400	1,86	44,8	0,109
C (8-11)	630	2,63	68,8	0,114
D (12-14)	400	1,96	46,8	0,112
Total	-	8,5	198,7	-

Tabla 19 - Datos técnicos del cableado.

Para la puesta a tierra se pretende limitar las tensiones de paso y de contacto a valores seguros para las personas por defecto eléctrico, proteger los equipos de sobretensiones como las de origen atmosférico y garantizar la correcta actuación de las protecciones al ofrecer un camino de baja impedancia para las corrientes de defecto. Su diseño se rige por la norma UNE-EN 50522 [78], específica para la puesta a tierra de instalaciones eléctricas de tensión superior a 1 kV.

El sistema se compone de tres elementos interconectados. En primer lugar, cada aerogenerador dispone de un anillo de puesta a tierra propio, formado por conductor de cobre desnudo enterrado alrededor de la cimentación y conectado a las armaduras metálicas de esta, que deriva a tierra tanto las corrientes de defecto internas como las descargas captadas por el sistema de pararrayos de la turbina. En segundo lugar, estos anillos individuales se interconectan entre sí mediante un conductor de cobre desnudo tendido en la misma zanja que el cableado de media tensión descrito anteriormente, formando una malla de puesta a tierra global que recorre todo el parque e iguala el potencial entre todas las estructuras. En tercer lugar, la subestación elevadora cuenta con su propia malla de puesta a tierra,

dimensionada de forma independiente por ser el punto de la instalación donde se concentran las mayores corrientes de defecto, y conectada a la red general del parque.

La sección del conductor de cobre desnudo se selecciona de forma que soporte térmicamente la corriente de cortocircuito máxima prevista durante el tiempo de actuación de las protecciones (típicamente inferior a 1 segundo en redes de media tensión), siguiendo el criterio habitual del sector de un mínimo de 50 mm² de sección para este tipo de conductores enterrados, valor coherente con la capacidad de cortocircuito de la pantalla del cable de media tensión seleccionado en el apartado anterior.

6.1.3 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

Dado que la transformación BT/MT se realiza en la góndola, el cable de media tensión que desciende por el interior de la torre se conecta en su base a una celda de media tensión antes de incorporar la unidad a la red interna de 30 kV. Estas cabinas o celdas de media tensión tienen tres funciones principales. La primera es la protección, tanto del lado de media tensión como el de generación frente a faltas. La segunda es la capacidad de seccionamiento y maniobra de cada aerogenerador, para situaciones donde se requiere aislamiento, como en mantenimiento, o en fallos en las turbinas. Por último, posibilitan la medida y parametrización de los datos eléctricos en cada punto de conexión, especialmente útil para la prevención de accidentes.

Cada uno de los aerogeneradores se conecta a la red de 30 kV a través de su propia celda, instalada en la base de la torre, mientras que la subestación elevadora tendrá que incorporar una celda adicional por cada circuito que se realice.

Las celdas de los aerogeneradores se dimensionan para el peor caso posible. Para el estudio de nuestro parque eólico, se usará el criterio seguido para el parque eólico de Desma, cuya subestación emplea celdas de aislamiento en SF6, y buscaremos cual es el caso de mayor intensidad. En este caso, este punto no se encontrará en la base de cada aerogenerador, sino

que se ubicará en la celda de la línea de la subestación correspondiente de unión de los diferentes circuitos.

Como se ha calculado en el apartado anterior, los circuitos A y C son los que agrupan mayor número de aerogeneradores (cuatro cada uno), alcanzando una intensidad de 535,0 A antes de corrección normativa y de 543,3 A como intensidad de referencia exigida al equipo. Este valor, y no el de la celda individual de cada aerogenerador (133,75 A), es el que determina el dimensionamiento de las celdas de línea de la subestación, al ser el punto de mayor exigencia de toda la red interna.

Para cubrir este requisito con margen suficiente, se selecciona la celda Schneider Electric SM6, de aislamiento en SF6 con cámara sellada, disponible en 36 kV con función de interruptor automático de hasta 630 A. Su diseño compacto e integrado, que combina en un único módulo las funciones de seccionamiento, protección y conexión, la hace apta tanto para las posiciones de línea de la subestación como para su instalación individual en la base de cada aerogenerador, permitiendo homogeneizar el equipamiento de todo el parque.

Rated voltage	Ur	kV		7.2	12	17.5	24	36
Insulation level								
Insulation	Ud	50/60 Hz, 1 min (kV rms)		20	28	38	50	70
Isolation	Ud	50/60 Hz, 1 min (kV rms)		23	32	45	60	80
Insulation	Up	1.2/50 µs (kV peak)		60	75	95	125	170
Isolation	Up	1.2/50 µs (kV peak)		70	85	110	145	195
Breaking capacity								
Transformer off load		A		16				
Cables off load		A		31.5				50
Rated current	Ir	A		400 - 630 -1250				630-1250
Short-time withstand current	Ik/tk (1)	kA/1 s	25	630 - 1250				1250
			20 (2)	630 - 1250				
			16	630 - 1250				
			12.5	400 - 630 - 1250				630-1250
Making capacity (50 Hz)	Ima	kA	62.5	630		NA		
			50	630				
			40	630				
			31.25	400 - 630				630
Maximum breaking capacity (Isc)								
Units IM, IMC, IMB, IMM (4)		A		630 - 800 (3)				630
NSM-cables, NSM-busbars		A		630 - 800 (3)				NA
QM, QMC, QMB		kA		25		20		20
PM		kA		25				20
CVM		kA		6.3	NA			
CVM with fuses		kA		25	NA			
SF6 circuit breaker range								
DM1-A, DM1-D, DM1-W (4), DM1-M (4)		kA	25	630-1250				1250
			20	630-1250				
DM1-S		kA	25	630				NA
DM1-Z			25	1250				NA
DM2		kA	20	630				
			25	630				1250
Vacuum circuit breaker range								
DMV-A, DMV-D		kA	25	630-1250			NA	
DMVL-A		kA	20	630				NA
DMVL-D		kA	25	630				NA

NA: Non Available
***(1)** 3 phases*
***(2)** In 20 kA/3 s for SM6-24 only, consult us*
***(3)** In 800 A, consult us.*
***(4)** NA for SM6-36*

Tabla 20 - Lista de características del Schneider Electric SM6-36 [79].

6.2 SUBESTACIÓN ELEVADORA

6.2.1 FUNCIÓN, CRITERIOS Y DISEÑO

La red interna de 30kV descrita en el apartado anterior recoge la energía generada por los 14 aerogeneradores y la conduce, a través de los cuatro circuitos definidos, hasta la subestación

elevadora del parque. Su función es elevar la tensión desde los 30 kV de la red colectora hasta los 220kV de la red de transporte, para la posterior evacuación a las subestaciones de alta tensión cercanas como la de Villalbilla 220kV. La subestación constituye además el punto fronterizo entre la instalación de generación y la red de transporte, por lo que en ella se ubican equipos de medida para facturación y las protecciones exigidas por el operador del sistema.

El dimensionamiento comienza con el cálculo de la potencia aparente. Sabiendo que el conjunto de 14 aerogeneradores tiene una potencia nominal de 77,84MW, y que el factor de potencia escogido es 0,8 se obtiene una potencia aparente de $S = \frac{P}{cos\varphi} = \frac{77{,}84}{0{,}8}$ =97,3MVA.

El diseño se rige por el reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (RD 337/2014 [80]) y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-RAT. Además, se tienen en consideración los procedimientos de operación de REE aplicables a instalaciones conectadas a la red de transporte. Para esta sección habrá cuatro criterios que irán definiendo las decisiones que se tomen, que serán la fiabilidad de evacuación, coste de inversión, requisitos de espacio y mantenimiento y adecuación para el emplazamiento.

6.2.1.1 Alternativas AIS, GIS y HIS

La primera decisión que marca una enorme diferencia es escoger el tipo de tecnología que se implementará en la subestación. Hay tres tipos principales de subestaciones.

La primera son las subestaciones AIS (Air Insulated Switchgear). Estas emplean el aire atmosférico como medio de aislamiento, con la aparamenta a la intemperie sobre estructuras metálicas. Son la solución convencional, su coste de inversión es el más bajo, la aparamenta de cada fabricante es intercambiable y las labores de mantenimiento y sustitución de equipos resultan sencillas al ser todos los elementos accesibles y visibles. Su único defecto es el amplio espacio que ocupan. En este caso, no supondrá un problema, ya que no hay grandes ciudades en las cercanías, pero sí puede aumentar el coste si no se hace un diseño óptimo.

La segunda tecnología son las subestaciones GIS (Gas Insulated Switchgear). Estas encapsulan toda la aparamenta en envolventes metálicas presurizadas con gas SF6, cuya rigidez dieléctrica permite reducir la superficie ocupada respecto a una AIS. Ofrecen mayor fiabilidad ante agentes externos, como la contaminación o las heladas, al estar cubiertas por un edificio en la mayoría de los casos y también una menor tasa de mantenimiento. En contrapartida, requieren un coste de inversión sustancialmente mayor, sus reparaciones requieren personal especializado de los fabricantes y el SF6 es uno de los gases con más efecto invernadero conocido.

Por último, las subestaciones HIS (Hybrid Insulated Switchgear) combinan ambos enfoques. Presentan módulos compactos encapsulados en SF6 con la combinación de interruptores, seccionadores y transformadores de intensidad a la intemperie. Reducen significativamente el espacio respecto a una subestación AIS, pero con un sobrecoste notable, y resultan especialmente atractivas cuando el espacio es limitado, pero no crítico.

Para el presente proyecto, debido a que no hay restricciones de espacio, y dado que el emplazamiento es una zona agrícola con buenas condiciones ambientales, carece de sentido usar otra tecnología que no sea la AIS. El ambiente es rural, sin contaminación industrial ni salina que comprometa el aislamiento en aire, y la altitud del emplazamiento no exige correcciones significativas de las distancias dieléctricas. En estas condiciones, la AIS ofrece el menor coste de inversión, el mantenimiento más sencillo, siendo además la solución adoptada de forma generalizada en las subestaciones elevadoras de parques eólicos terrestres en España.

6.2.2 CONFIGURACIÓN

6.2.2.1 Infraestructura de evacuación para proyectos en la zona

Antes de definir la configuración de la subestación, conviene analizar cómo se resuelve la evacuación de los proyectos reales autorizados en el entorno del emplazamiento. La resolución de 30 de enero de 2024 de la Dirección General de Política Energética y Minas (BOE-A-2024-2445 [81]) autorizó un parque híbrido entre eólica y solar en Desma. El

esquema de evacuación de este parque es escalonado, los generadores vierten mediante dos circuitos subterráneos de 30kV a una subestación elevadora de 30kv/132kV, desde la cual una línea aérea de 132kV alcanzará la subestación de Avellanosa 132kV/220kV, subestación colectora compartida desde la que una única línea de 220 kV de 5,3 km conecta con una nueva posición de la subestación Villalbilla 220 kV de Red Eléctrica. Además, los promotores de Desma, del parque eólico Iglesias (70,4 MW) y del parque eólico Avellanosa firmaron un acuerdo de cesión del derecho de uso de las infraestructuras eléctricas para la evacuación conjunta y coordinada en Villalbilla 220 kV.

De este esquema se extraen dos conclusiones para el presente proyecto. La primera es que el escalón intermedio de 132 kV de Desma responde a su reducida potencia de 24,99 MW. Por ello no se justifica económicamente una transformación directa a 220 kV ni una posición propia en la red de transporte. Por lo tanto, se agrupa su energía con otros parques en una subestación colectora compartida. El presente parque, con 77,84 MW y 97,3 MVA de potencia aparente, se sitúa en un rango en el que la transformación directa 30/220 kV con subestación elevadora propia es la solución habitual del sector, evitando las pérdidas y el coste de un doble escalón de transformación y la dependencia contractual de infraestructuras de terceros. La segunda es que el modelo de posición única de conexión en la subestación de REE es el patrón que el operador del sistema aplica en la zona, lo que condiciona el lado de 220 kV de nuestra subestación a una única posición de línea.

6.2.2.2 Esquema de barras

El esquema de barras define cómo se interconectan las posiciones de la subestación y determina su flexibilidad de operación y su fiabilidad. Las configuraciones habituales en subestaciones de alta tensión se diferencian según el tipo de proyecto. El esquema de barra simple conecta todas las posiciones a un único embarrado. A pesar de ser el más económico, en caso de falta en barras o de mantenimiento, supone una indisponibilidad total de la subestación. El esquema de doble barra duplica el embarrado y añade un acoplamiento, permitiendo repartir las posiciones entre barras y realizar mantenimientos sin interrumpir el servicio, a costa de duplicar seccionadores y añadir la posición de acople. Los esquemas de anillo e interruptor y medio ofrecen la máxima fiabilidad, ya que cualquier interruptor puede

mantenerse sin perder ninguna posición y se reservan para subestaciones de la red de transporte con múltiples líneas, donde la continuidad del servicio es crítica para el sistema.

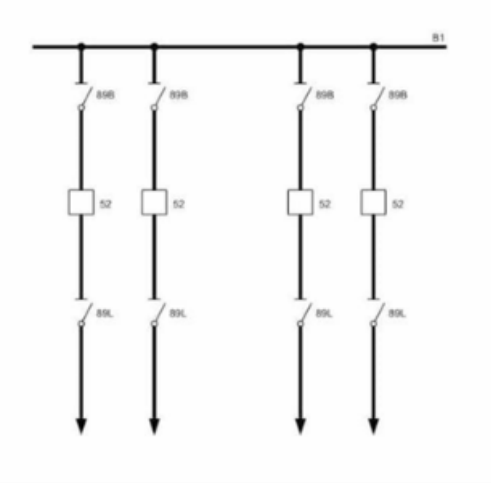


Figura 66 - Esquema simple barra asignatura de Centrales y Subestaciones de 4º curso.

La elección depende del número de posiciones y de las consecuencias de una indisponibilidad. La subestación de este proyecto cuenta únicamente con dos posiciones en el parque de 220 kV, la posición del transformador de potencia y la posición de la línea de evacuación. Con solo dos posiciones, los esquemas de doble barra, anillo o interruptor y medio carecen de sentido, ya que la pérdida de la línea o del transformador interrumpe en cualquier caso el vertido a red. Además, al tratarse de una instalación de generación y no de un nudo de la red de transporte, una indisponibilidad temporal supone una pérdida de producción y no una interrupción de suministro a consumidores. Se selecciona por tanto un esquema de barra simple en el parque de 220 kV, solución adoptada de forma general en las subestaciones elevadoras de parques eólicos y coherente con el criterio de mínimo coste con fiabilidad suficiente. En el parque de 30 kV, de tipo interior, el embarrado único queda materializado en el propio conjunto de celdas de media tensión descrito en el apartado 6.1.3.

6.2.2.3 Número y tipo de transformadores

La segunda decisión de configuración es con qué tipo de máquina se realiza la transformación 30kV/220kV. Se puede realizar o bien con una máquina de unos 100MVA o con dos transformadores en paralelo de la mitad de potencia. La solución con dos máquinas

aporta redundancia, ya que al fallar una de ellas, el parque podría seguir evacuando aproximadamente la mitad de su potencia. Sin embargo, el coste es sensiblemente superior al instalar dos transformadores, ya que duplica la aparamenta asociada, incrementa las pérdidas en vacío al mantener dos núcleos magnetizados de forma permanente además de ampliar la obra civil.

Para valorar la redundancia en estos casos hay que considerar la naturaleza del recurso. Un parque eólico opera con un factor de capacidad del orden de 30% o 40%, por lo que la energía no evacuada durante la reparación o sustitución de un transformador es muy inferior a la que sugiere la potencia nominal. La práctica general en el sector eólico es instalar un solo transformador, asumiendo el riesgo de su indisponibilidad como un riesgo económico asegurable y no como un condicionante de diseño.

Se adopta en consecuencia un único transformador trifásico de potencia, sumergido en aceite y con regulación en carga (OLTC) en el lado de alta tensión. La regulación en carga resulta necesaria en una instalación conectada a la red de transporte ya que permite mantener la tensión de la red colectora de 30 kV dentro de sus márgenes operativos frente a las variaciones de tensión del nudo de 220 kV, y facilita el cumplimiento de los requisitos de control de tensión y potencia reactiva que los procedimientos de operación de REE imponen a los módulos de generación de electricidad conectados a la red de transporte.

6.2.3 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

6.2.3.1 Dimensionamiento de la potencia nominal

El transformador de potencia es el equipo más crítico de la subestación por dos grandes motivos. El primer motivo es que es el elemento que materializa la elevación de 30kV a 220kV, que se genera en el parque. El segundo motivo es que es el equipo con diferencia más caro de adquirir e instalar. Su dimensionamiento debe garantizar la evacuación de la potencia máxima del parque sin limitar la producción y sin incurrir en sobredimensionamiento que lleve al encarecimiento del proyecto.

La potencia aparente aproximada, es de 97,3MVA. En transformadores de esta potencia, se suele especificar la refrigeración en dos escalones ONAN/ONAF (Oil Natural Air Natural/Oil Natural Air Forced). En esta refrigeración, la máquina disipa calor por circulación natural de aceite y aire natural en los radiadores (ONAN), hasta que se alcanza un primer nivel de potencia, en el que se activan los motoventiladores accionados por termostato (ONAF) para alcanzar la totalidad de potencia nominal. Se selecciona por tanto una potencia nominal de 80/100 MVA ONAN/ONAF. Este escalonado es especialmente útil en un parque eólico, ya que con un factor de capacidad del 30% o 40%, la máquina trabajará la mayor parte de las horas del año por debajo de los 80MVA del régimen ONAN, reservando la ventilación forzada para las horas pico de producción. Por lo tanto, las intensidades nominales resultantes en ambos lados de la máquina a plena potencia son:

$$I_{30} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3} = 1925A$$

$$I_{220} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 262A$$

La tensión de cortocircuito se especifica en un 12 %, valor típico en máquinas de esta potencia y relación de transformación. Este parámetro exige un compromiso, una impedancia alta limita la corriente de cortocircuito que el transformador aporta a la red de 30 kV, pero incrementa la caída de tensión interna y el consumo de reactiva a plena carga. Con el valor adoptado, la corriente de cortocircuito máxima que la red de transporte puede inyectar en el embarrado de 30 kV queda limitada aproximadamente a

$$\frac{I_{30}}{U_{cc}} = \frac{1925}{0{,}12} \approx 16\text{kA}$$

Estos 16kA, son inferiores al poder de corte de las celdas de 36 kV seleccionadas en el apartado 6.1.3, lo que verifica la coherencia del conjunto.

6.2.3.2 Grupos de conexión y régimen de neutro

Se adopta el grupo de conexión YNd11, estándar en subestaciones elevadoras de generación renovable y empleado tanto en las subestaciones de referencia de los proyectos del entorno, como en subestaciones de parques eólicos lejanos.

El devanado de 220 kV se conecta en estrella con neutro accesible y rígidamente puesto a tierra. La red de transporte española opera con neutro efectivamente puesto a tierra, lo que limita las sobretensiones temporales que aparecen en las fases sanas durante una falta a tierra y permite reducir el nivel de aislamiento exigido a toda la aparamenta del parque de 220 kV, con el consiguiente ahorro. Además, la estrella permite graduar el aislamiento del devanado a lo largo de la columna.

El devanado de 30 kV se conecta en triángulo. El triángulo bloquea la circulación de corrientes homopolares entre ambas redes. Una falta a tierra en la red colectora no se propaga a la red de transporte ni viceversa, y los desequilibrios de la red interna no trasladan componente homopolar al lado de alta. Como contrapartida, la red de 30 kV queda sin neutro físico, por lo que su régimen de neutro debe crearse artificialmente. Para ello, se instala en el embarrado de 30 kV una reactancia trifásica de puesta a tierra, formadora de neutro, de conexión zig-zag, en serie con una resistencia monofásica, dimensionadas para limitar la corriente de defecto a tierra a un valor reducido y controlado. Esta limitación reduce los esfuerzos térmicos sobre las pantallas de los cables y las tensiones de paso y contacto en las puestas a tierra, y dota al sistema de protecciones de una referencia estable y sensible para detectar cualquier defecto a tierra en la red colectora. El índice horario 11 (desfase de 330° entre alta y media tensión) es el convenio habitual y no condiciona el diseño al existir un único transformador.

6.2.3.3 Regulación en carga

Como se ha establecido anteriormente, la máquina incorporará un cambiador de tomas en carga (OLTC). Los transformadores permiten regular tensión variando la relación de espiras mediante las tomas en uno de los arrollamientos, siempre realizando la conmutación sin interrumpir el servicio, al ser obligatorio en instalaciones de evacuación a la red de

transporte. El conmutador une los contactos móviles a través de una impedancia de paso que modera la corriente de las espiras transitoriamente cortocircuitadas durante la maniobra, y su cuerpo de conmutación se baña en aceite separado de la cuba principal, para evitar contaminaciones.

Las tomas se disponen en el devanado de 220 kV, que resulta ser extremadamente útil. Por un lado, al ser el lado de menor intensidad de 262 A, las derivaciones del devanado y los contactos del conmutador resultan más económicos. Por el otro lado, al tratarse de un arrollamiento en estrella, el conmutador puede actuar en la formación del neutro, maniobrando en la zona de mínima tensión respecto a tierra, lo que simplifica su aislamiento. El margen de regulación se fija en un 10 % en 17 posiciones (±8 escalones de 1,25 %), suficiente para compensar las variaciones operativas de tensión del nudo de 220 kV y mantener la red colectora en sus márgenes. El OLTC se integra en el sistema de control de la subestación mediante un regulador automático de tensión, que modifica las tomas para mantener la consigna de tensión en barras de 30 kV.

6.2.3.4 Aspectos constructivos y protecciones propias

La máquina es trifásica, de intemperie y sumergida en aceite mineral con cuba de conservador. Como el aceite es el principal volumen dieléctrico de la instalación, se incorpora en la bancada un foso colector dimensionado para recoger la totalidad del aceite en caso de fuga, con cortafuegos de grava, conforme a la ITC-RAT 15. El transformador incorpora sus protecciones propias, que actúan sobre los disparos de los interruptores de ambos lados. El primero, el relé Buchholz, se encuentra en la cuba, con contactos de alarma por si hubiese acumulación de gases por defectos. También es necesario tener un relé Buchholz- Jansen, para el cambiador de tomas, que libera la presión en la cuba, da indicaciones del nivel y temperatura del aceite con alarmas en casos extremos. En las bornas de ambos lados se instalan transformadores de intensidad toroidales para las protecciones de la máquina, en particular la diferencial de transformador que se describirá en el apartado de protecciones 6.2.4.6.

6.2.3.5 Selección del modelo

Con las especificaciones anteriores se selecciona un transformador de potencia de Hitachi Energy, fabricante, con fábrica de grandes transformadores en Córdoba, lo que facilita el transporte hasta el emplazamiento y el servicio.

Modelo	Hitachi Energy, Trafo Trifásico
Potencia Nominal PN	80/100 MVA (ONAN/ONAF)
Relación de transformación N	30/220 kV
Regulación	OLTC en AT ±10 % (17 posiciones)
Grupo de conexión	YNd11
Tensión de cortocircuito	12%
Refrigeración	ONAN/ONAF
Neutro AT	Accesible, rígidamente puesto a tierra
Neutro MT	Artificial, reactancia zig-zag y resistencia (500 A – 30 s)
Dieléctrico	Aceite mineral, cuba con conservador
Instalación	AIS
Frecuencia	50Hz
Normativa	IEC 60076

Tabla 21 - Características transformador de la subestación [82].

6.2.4 APARAMENTA PARQUE DE 220 KV

El parque de intemperie de 220kV consta de dos posiciones sobre la barra simple, la posición del transformador de potencia y la posición de la línea de evacuación. Toda la aparamenta comparte el nivel de aislamiento normalizado para tensión más elevada del material Um=245kV según UNE-EN IEC 60071-1 [83]. En esta norma se especifica que las tensiones máximas soportadas dependen del escenario. Entre ellas se encuentran la tensión soportada a frecuencia industrial de 460 kV durante 1 minuto y la tensión soportada a impulso tipo rayo de 1.050 kV. Como el emplazamiento no supera los 1000 metros de altitud, ya que se encuentra unos 100 metros por debajo, no será necesario hacer correcciones en las distancias de aislamiento por variación de densidad en el aire. La intensidad de servicio del parque, calculada en el apartado 6.2.3.1, de 262 A a plena potencia, será muy inferior a las intensidades asignadas normalizadas de la aparamenta de esta tensión, por lo tanto, la dimensión de los equipos dependerá del cortocircuito. En este caso se utilizará como intensidad de cortocircuito el valor normalizado de 40kA, al ser un dato estándar para

aparamenta de 245kV, además de coherente con la potencia de cortocircuito de la red de transporte.

6.2.4.1 Interruptor

El interruptor es el único elemento capaz de establecer e interrumpir corrientes de carga y de cortocircuito. Su dificultad esencial reside en el arco eléctrico. Este sucede cuando los contactos bajo carga se separan, y el medio entre ellos se ioniza, formando una columna de plasma conductora cuyo núcleo puede alcanzar temperaturas entre 6000ºC y 10000ºC. En corriente alterna, la extinción se produce aprovechando los pasos naturales de la corriente por cero en los ciclos. Si en el paso por cero, la rigidez dieléctrica del medio entre contactos se regenera más rápido de lo que crece la tensión transitoria de restablecimiento que impone la red, el arco no vuelve a cebarse y el corte es definitivo. Es por esta razón que todo el diseño de la cámara de corte está enfocado a acelerar esta regeneración dieléctrica.

Se selecciona un interruptor tripolar de intemperie con corte en SF6 de tipo autosoplante, en el que el propio contacto móvil actúa como pistón que comprime el gas durante la apertura y lo proyecta sobre el arco en el paso por cero. El SF6 combina una rigidez dieléctrica muy superior a la del aire con una excepcional capacidad de enfriamiento del arco y de recomposición tras el corte, lo que permite cámaras compactas con una única cámara de corte por polo a 245 kV y un mantenimiento muy reducido. Frente al corte en vacío, el SF6 sigue siendo la tecnología de referencia en 220 kV. Los tres polos se montan sobre chasis independientes con mando motorizado a resortes, y la presión de servicio del gas garantiza el pleno poder de corte hasta al menos −25 °C sin calefacción adicional, suficiente para el clima del emplazamiento.

Parámetro	Valor
Tensión asignada / Tensión de servicio	245kV/220kV
Intensidad asignada de servicio continuo	3150A
Poder de corte de cortocircuito	40 kA
Duración nominal de cortocircuito	3s
Niveles de aislamiento (50Hz/Rayo)	460/1050kV
Secuencia de maniobra	0-0,3s-CO-3min-CO
Mando	Unipolar,resortes,motorizado

Tabla 22 - Características interruptor.

La secuencia de maniobra asignada habilita el reenganche automático rápido de la línea de evacuación: apertura, reenganche a los 0,3 segundos y, si la falta persiste, apertura definitiva. Se instala un interruptor en cada posición, por lo que se tendrán dos interruptores en total.

6.2.4.2 Seccionadores

Los seccionadores son aparatos de maniobra sin poder de corte. Maniobran en vacío (sin carga) y su función es establecer un corte visible y garantizado que aísle físicamente los equipos para trabajos de mantenimiento. En posición cerrada soportan las corrientes nominales y de cortocircuito. Hay muchos tipos: de cuchillas giratorias, deslizantes, de columnas giratorias o incluso los pantógrafos y semipantógrafos, diseñados para conectar líneas a diferentes alturas.

En este caso se selecciona el seccionador de tres columnas con columna central giratoria y doble apertura lateral. Las dos columnas laterales fijas portan los contactos fijos y la columna central gira portando la cuchilla, de modo que se obtienen dos puntos de interrupción por fase y cada uno requiere la mitad de la distancia de aislamiento total, compactando la posición. El accionamiento es eléctrico, con maniobra sincronizada de los tres polos mediante tirantes ajustados. Se disponen tres unidades, un seccionador de barras en cada una de las dos posiciones, y un seccionador de línea en la posición de línea que incorpora adicionalmente cuchillas de puesta a tierra con accionamiento independiente, para poner a tierra la línea de evacuación durante trabajos. Un enclavamiento mecánico impide conectar las cuchillas de tierra con el seccionador principal cerrado y viceversa, eliminando la posibilidad de falsa maniobra. Sus características principales son: 245 kV, 1.600 A, 40 kA/1 s (100 kA cresta), con nivel de aislamiento reforzado sobre la distancia de seccionamiento.

6.2.4.3 Transformadores de intensidad

Los transformadores de intensidad reducen la corriente de la red a valores normalizados y seguros para la operación, aislando galvánicamente los circuitos de medida y protección de la alta tensión. Cada transformador incorpora varios núcleos secundarios independientes, cada uno bobinado sobre su propio circuito magnético, porque las funciones de medida y protección imponen requisitos magnéticos opuestos. Los núcleos de medida requieren alta precisión en el entorno de la intensidad nominal y deben saturarse rápidamente ante cortocircuitos para proteger los aparatos conectados. La clase 0,2s empleada para facturación es de gama extendida, garantizando la precisión hasta el 20 % de la carga. Los núcleos de protección, al contrario, no deben saturarse ante corrientes de falta. La clase 5P20 garantiza un error compuesto inferior al 5 % hasta 20 veces la intensidad nominal, asegurando que los relés midan fielmente las corrientes de cortocircuito.

Se instalan seis transformadores de intensidad, tres por posición, junto al interruptor por el lado de barras, con cinco núcleos secundarios cada uno, uno de facturación (10 VA, cl. 0,2s), uno de medida (30 VA, cl. 0,5) y tres de protección (50 VA, 5P20), asignados a las protecciones principales y de respaldo. La relación se selecciona con doble relación primaria 300-600/5 A, cuyo escalón inferior es adecuado a los 262 A de plena carga del parque y cuyo escalón superior aporta reserva. Al estar en serie con la red, los TI se dimensionan para soportar la intensidad térmica de cortocircuito 40 kA/1 s y la dinámica de cresta correspondiente de unos 100 kA, que determina los esfuerzos mecánicos sobre el primario. Un ejemplo con estas características es el Arteche CA-245, de aislamiento papel-aceite con envolvente exterior.

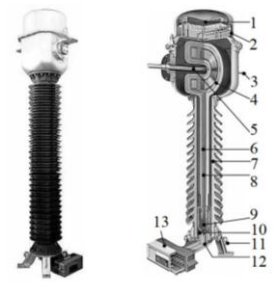


Figura 67 - Transformador Arteche CA-245 [84].

6.2.4.4 Transformadores de tensión

Los transformadores de tensión reducen la tensión fase-tierra a valores normalizados para alimentar medida, protección y sincronización. Se seleccionan de tipo inductivo, conectados fase-tierra, con tres arrollamientos secundarios de funciones diferenciadas. La primera la facturación (25 VA, cl. 0,2), la segunda la medida-protección (180 VA, cl. 0,5-3P) y por último protección (150 VA, cl. 3P). Se instalan dos juegos de tres unidades, uno en la posición de línea, necesario para la comprobación de sincronismo en el reenganche y para referencia de las protecciones de la línea de evacuación y otro en un extremo del embarrado, que proporciona la referencia de tensión de barras al regulador del OLTC del transformador y al resto del sistema de control. La relación es $\frac{\frac{220kV}{\sqrt{3}}}{\frac{110V}{\sqrt{3}}}$. Un modelo de referencia es el Arteche UTF-245.

6.2.4.5 Autoválvulas

Los pararrayos o autoválvulas limitan las sobretensiones que alcanzan la aparamenta, recortando la onda de tensión al valor de su tensión residual. Se seleccionan de óxido de zinc sin explosores, cuya característica tensión-corriente fuertemente no lineal les permite comportarse como aislantes en servicio normal y derivar a tierra corrientes de descarga elevadas ante sobretensiones, sin arco y con recuperación automática. La envolvente es polimérica, descartando la porcelana por su riesgo de rotura violenta.

Su selección parte de dos condiciones. La primera es soportar indefinidamente la tensión de servicio. La tensión de operación continua debe superar la tensión fase-tierra máxima de la red, $\frac{U_S}{\sqrt{3}} = \frac{245kV}{\sqrt{3}} = 141{,}5kV$, y la tensión asignada Ur debe cubrir las sobretensiones temporales de la red con neutro efectivamente puesto a tierra. En este caso se adopta Ur = 198 kV con COV = 158 kV. La segunda condición es proteger eficazmente el aislamiento. Con una intensidad nominal de descarga de 10 kA, la tensión residual a impulso tipo rayo es menor de 487 kV, lo que proporciona un buen margen de protección sobre el nivel de aislamiento de la aparamenta. Se instalan dos juegos de tres unidades: uno en bornas del transformador de potencia y otro en la entrada de la línea de evacuación, única vía de entrada

de descargas atmosféricas al parque, ya que la red interna de 30 kV es subterránea y no está expuesta a rayo directo.

Por último, el embarrado de la subestación se realiza con tubo de aluminio sobre aisladores soporte C6-1050, dimensionado por los esfuerzos electrodinámicos de cortocircuito y no por la intensidad de carga, y las conexiones entre aparatos con conductor flexible de aluminio-acero.

6.2.4.6 Protecciones

El sistema de protecciones debe despejar cualquier falta de forma rápida y selectiva, aislando únicamente el elemento afectado. Normalmente las protecciones se estructuran por zonas, cada una con protección principal y de respaldo, con relés digitales multifunción, comunicados bajo el estándar IEC 61850 [85].

La posición de la línea de 220kV incorpora protección primaria con función de distancia (21) de fases y tierra en esquema escalonado con teleprotección, sobreintensidad direccional de neutro (67N), comprobación de sincronismo (25), comprobación de reenganche (79) y protección secundaria con diferencial de línea (87L). Este tipo de protecciones son exigencia habitual del operador del sistema en posiciones frontera con la red de transporte.

El transformador de potencia, al ser el elemento más crítico, se protege con relé diferencial de transformador (87T) alimentado por los transformadores de intensidad toroidales de bornas de ambos lados. Se complementa con sobreintensidad de fases y neutro (50/51, 50N/51N) como respaldo, relé de regulación automática de tensión (90) que gobierna el OLTC, además de protección voltimétrica y de frecuencia (59/27/81M/81m) conforme a los requisitos de los módulos de generación, sobreintensidad dedicada de la reactancia de puesta a tierra (50/51G) y las protecciones propias mecánicas de la máquina (Buchholz, presión, temperatura) descritas en 6.2.3.4, que disparan directamente los interruptores de ambos lados.

En el sistema de 30 kV, las funciones de protección se integran en las unidades de control de cada celda. Las cuatro posiciones de línea disponen de sobreintensidad direccional de

fases (67) y de neutro (67N) más neutro sensible (51NS), donde la direccionalidad es necesaria porque, ante una falta en un circuito, los demás aerogeneradores aportan corriente a través del embarrado, todas ellas coordinadas en tiempo y umbral con las celdas de los aerogeneradores del apartado 6.1.3 para que cada falta la despeje la protección más próxima.

6.2.4.7 Control y servicios auxiliares

El control se organiza como sistema integrado de protección y control (SIPCO) digital, según la norma IEC 61850. Se escoge una unidad de control de posición (UCP) por cada posición de 220kV y de 30kV, y una unidad de control de subestación (UCS), que centraliza la operación. Desde la UCS, materializada en un SCADA de subestación, se opera localmente toda la instalación a través del sistema de telemando, obteniendo comunicación con el operador del sistema y capacidad de consignas en tiempo real.

Los servicios auxiliares garantizan la alimentación de protecciones, control, comunicaciones, motorizaciones de la aparamenta, refrigeración del transformador y alumbrado. En corriente alterna, la alimentación principal procede de un transformador de servicios auxiliares, respaldado por un grupo electrógeno diésel de emergencia con arranque automático. Los servicios esenciales se alimentan en corriente continua a 125 V desde conjuntos rectificador-batería redundantes, dimensionados para mantener protecciones, control y maniobras de interruptores durante una pérdida total de alimentación alterna. En cambio, las comunicaciones disponen de su propio nivel de 48 V de corriente continua. Esta arquitectura asegura que, incluso con el parque parado y sin red, la subestación conserva su capacidad de protección y telemando.

6.3 EVACUACIÓN Y CONEXIÓN A RED

En el apartado de emplazamiento se identificaron los nudos de la red de transporte con capacidad en el entorno de El Lindón. Las tres subestaciones más próximas eran Villimar 220kV a unos 35km, Vallejera 220kV a unos 30km y Villalbilla 220kV que se encuentra a 15km.

La decisión final del punto de conexión debe tomarse con tres criterios. Primero la longitud de la línea de evacuación ya que gobierna la inversión, las pérdidas y el impacto territorial. Después la capacidad de acceso disponible en el nudo, y por último la viabilidad administrativa de la conexión, para la que resulta muy relevante el precedente de los proyectos ya autorizados en la zona.

Este último criterio es decisivo. La Resolución de 30 de enero de 2024 (BOE-A-2024-2445) confirma que toda la generación renovable del entorno inmediato evacúa de forma conjunta y coordinada en la subestación Villalbilla 220 kV, propiedad de Red Eléctrica, a través de una nueva posición de la red de transporte creada al efecto. Villalbilla es, por tanto, el nudo que el operador del sistema ha habilitado como punto de recogida de la generación de esta comarca, con una ampliación en curso que materializa esa función. A ello se suma que es el nudo más próximo al emplazamiento: la línea resultante, de en torno a 15 km, tiene aproximadamente la mitad de longitud que la que exigiría Vallejera, con la reducción proporcional de inversión, de pérdidas y de afección al territorio.

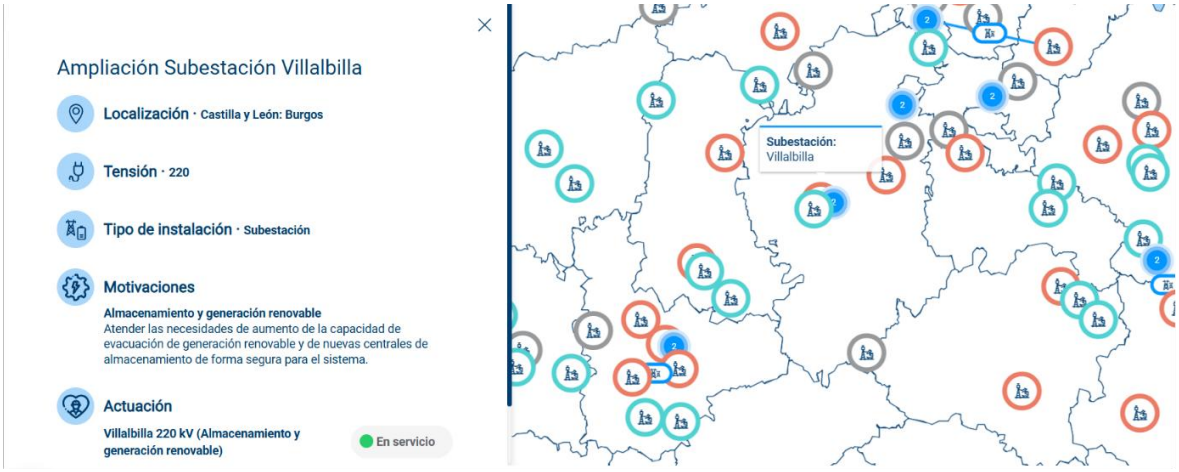


Figura 68 - Mapa de REE con la ampliación de subestación de Villalbilla 220kV [86].

Se selecciona en consecuencia la subestación Villalbilla 220 kV como punto de conexión. La solicitud de los permisos de acceso y conexión se tramitaría conforme al RD 1183/2020 [87], para una capacidad de acceso de 77,84 MW, y la conexión física se realizaría mediante una nueva posición de línea en el parque de 220 kV de Villalbilla, ejecutada según las

especificaciones técnicas de Red Eléctrica, o mediante acuerdo de uso compartido de infraestructuras con los promotores ya autorizados.

Definidos origen y final, la evacuación admite tres soluciones constructivas. La línea aérea es la solución de referencia en 220 kV. Es la referencia por su mínimo coste de inversión, sus pérdidas reducidas, su facilidad de localización y reparación de averías, y tecnología plenamente consolidada. La línea subterránea elimina esos impactos, pero en 220 kV su coste multiplica varias veces el de la aérea. Además las averías son de localización lenta y reparación compleja, y la capacidad reactiva del cable exige compensación en longitudes significativas, por lo que se reserva para entornos urbanos o condicionantes ambientales severos. La solución híbrida se emplea cuando la declaración de impacto ambiental lo impone en cruces o zonas sensibles.

Se selecciona una línea aérea de simple circuito a 220 kV. El trazado discurre por terreno agrícola cerealista de escaso valor paisajístico, sin núcleos urbanos interpuestos, y puede apoyarse en los corredores de infraestructuras ya creados por las líneas de evacuación autorizadas de la zona, minimizando la fragmentación del territorio. El trazado definitivo y sus eventuales soterramientos parciales quedarían supeditados a la declaración de impacto ambiental.

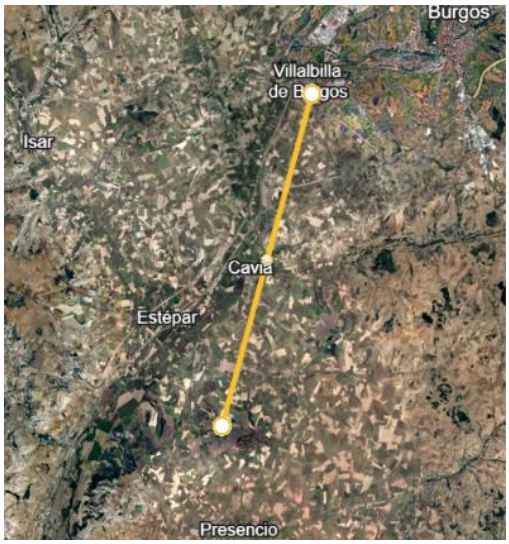


Figura 69 - Distancia entre subestación del parque eólico y el punto de evacuación a la red [64].

6.4 OBRA CIVIL

En esta sección se recogerán todas las etapas constructivas en el proyecto de un parque eólico, desde los accesos necesarios para el transporte de los aerogeneradores, hasta sus cimentaciones, y las construcciones de los sistemas necesarios para su funcionamiento.

6.4.1 ACCESOS Y VIALES INTERNOS

El transporte de los componentes del aerogenerador, especialmente las palas de 70 metros, exigen transportes especiales desde la red de autovías. Gracias a la selección correcta del emplazamiento, hay gran cercanía a la A-1 y a la red comarcal, lo que evita obras de acondicionamiento externas significativas. Además, es importante tener en cuenta que con la ejecución de los parques ya autorizados en la zona, gran parte del acondicionamiento previo ya estará realizado, por lo que el movimiento de tierras será menor que en otros casos.

Dentro del parque se ejecutan viales de nueva planta que conectan los 14 aerogeneradores y la subestación. Estos deben cumplir con los requisitos de transporte especial y de las grúas, lo que conlleva una anchura útil de 5 o 6 metros, pendientes inferiores al 10%, radios de curvatura mayores de 40 metros para las maniobras, y firme de zahorra artificial compactada sobre la explanada con cunetas y drenajes [88].

6.4.2 PLATAFORMAS DE MONTAJE Y CIMENTACIONES

Para cada aerogenerador se ejecuta una plataforma de montaje con superficie suficiente para soportar la grúa principal de gran tonelaje y sus componentes. Para ello se requerirá una gran área efectiva cercana. Una vez se ha finalizado el montaje, las plataformas se conservan en caso de ser necesarias durante la vida útil de los aerogeneradores, para mantenimientos o cambios de palas.

Para la cimentación hay dos alternativas muy comunes, la zapata superficial de gravedad y la cimentación profunda por pilotes. Gracias a las características del terreno, se puede evitar la cimentación por pilotes, que se reservan para suelos blandos o altamente inestables. En este caso se escoge la zapata, solución de menor coste e igual de efectiva.

Como las cargas del aerogenerador pueden ir en cualquier dirección, debido al movimiento del rotor, se escoge una base de geometría circular, que tiene el mismo comportamiento en todas las direcciones. El dimensionamiento no está definido por el hundimiento del propio aerogenerador, si no el vuelco y la rigidez rotacional. El efecto del empuje del viento sobre un rotor de 160 metros a una altura de más de 100 metros genera en la base un momento enorme, que la zapata contrarresta con su peso y el peso de las tierras sobre ella.

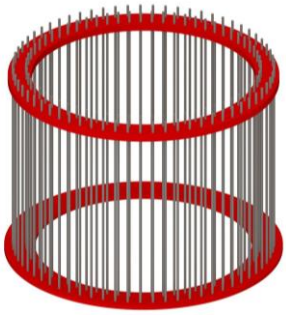


Figura 70 - Aspecto general de jaula de pernos [89].

Para este tipo de aerogeneradores se suelen usar diámetros del orden de 25 metros, y cantos de otros 5 metros, con volúmenes de hormigón del orden de 800 m^3 y más de 1000 toneladas por unidad. La unión de la torre con la cimentación se realiza con una jaula de pernos pretensados embebida, solución que ha desplazado a la virola metálica por su fácil mantenimiento y su poca fatiga.

6.4.3 ZANJAS DE LA RED CONDUCTORA

La red subterránea de 30kV discurre en zanjas paralelas a los viales, minimizando la ocupación de terreno. Además, se ha decidido realizar una zanja compartida con el conductor de tierras y la fibra óptica en paralelo. Esta decisión responde a tres motivos. Primeramente, se minimiza la ocupación y el movimiento de tierras del terreno agrícola. También abarata la excavación, al solo realizarse una vez. Por último, facilita la localización de averías, al quedar toda la red bajo el mismo vial. Siguiendo la manera estándar, se entierran los cables 1 metro bajo el terreno sobre cama de arena, con placa de protección mecánica y cinta de señalización, según la ITC-LAT 06 [90] para cables enterrados. La profundidad y la placa

protegen frente a labores agrícolas o eventos naturales, y la arena garantiza la estabilidad de la temperatura.

6.4.4 OBRA CIVIL DE LA SUBESTACIÓN

La parcela de la subestación se sitúa junto al vial principal del parque y su obra civil incluye la explanación, las cimentaciones y estructuras metálicas galvanizadas que sirven como soporte de la aparamenta de 220 kV. También las canalizaciones de cables de potencia y control y el edificio. El cerramiento perimetral de 2,3 m supera el mínimo de la ITC-RAT 15 para impedir el acceso a la instalación. La bancada del transformador incorpora foso colector estanco dimensionado para el 100 % del aceite de la máquina con cortafuegos de grava, exigencia de la misma ITC para transformadores de gran volumen de dieléctrico, que impide que una fuga alcance el terreno y sofoca un eventual incendio de aceite. La malla de tierras se realiza a 0,6 m de profundidad antes de ejecutar soleras y viales, con las uniones enterradas soldadas aluminotérmicamente por su resistencia a la corrosión, Además el acabado superficial de toda la parcela se realiza con capa de grava, decisión que no responde a criterios estéticos, ya que la grava eleva la resistividad superficial del terreno y reduce las tensiones de paso y contacto a las que queda expuesto el personal, siendo parte del cumplimiento de la ITC-RAT 13 [80]. El edificio se resuelve prefabricado de hormigón en una planta, como en los anteproyectos de referencia de la zona, por plazo de ejecución, calidad controlada en fábrica y coste frente a la construcción in situ.

Capítulo 7. IMPACTO AMBIENTAL

El desarrollo de un parque eólico, pese a ser de carácter renovable y libre de emisiones en operación, no es un proyecto ambientalmente neutro. Su implantación introduce un conjunto de presiones sobre el medio que deben tenerse en cuenta a la hora de la realización del proyecto. Este proyecto desarrolla dicho análisis para el parque de El Lindón, situado en terreno cerealista entre los pueblos de Presencio y Cavia, al sur de la provincia de Burgos.

El marco de referencia es la Ley 21/2013 [47], de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, que somete a un parque de estas características al procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental ordinaria, tramitado ante la Dirección General de Calidad y Sostenibilidad Ambiental de la Junta de Castilla y León y culminado en la Declaración de Impacto Ambiental (DIA). El objeto de este capítulo no es sustituir el Estudio de Impacto Ambiental que exigiría un desarrollo real, sino identificar los vectores ambientales relevantes del emplazamiento, valorar cualitativamente su efecto en las fases de construcción, explotación y desmantelamiento, y proponer las medidas preventivas y correctoras coherentes con las que la administración viene imponiendo en proyectos análogos del entorno. A modo de referencia contrastada se han considerado las DIA recientes de parques del mismo corredor burgalés como Desma o Muños [91], que fijan el estándar de exigencia ambiental aplicable a la zona.

7.1 METODOLOGÍA DE VALORACIÓN

La valoración se organiza por vectores ambientales y, dentro de cada uno, se distinguen las tres fases del ciclo de vida del parque. En la fase de construcción se concentran los efectos temporales de mayor intensidad. Entre ellos están el movimiento de tierra, tránsito de maquinaria pesada o la apertura de viales y plataformas. Después, está la fase de explotación, de unos 25 a 30 años, genera efectos permanentes debido a la naturaleza propia de la energía eólica. Algunos de estos son el riesgo de colisión de fauna voladora, el ruido, el impacto

visual o la ocupación de suelo. La fase de desmantelamiento revierte en gran medida la ocupación y plantea el reto de la gestión de residuos, especialmente de las palas.

Cada impacto se caracteriza cualitativamente según su signo, su reversibilidad, su extensión y su duración, para clasificarlo finalmente como compatible, moderado, severo o crítico, según los criterios de la Ley 21/2013 [47].

7.2 IDENTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE LOS IMPACTOS

7.2.1 TIPOS DE IMPACTOS

7.2.1.1 Avifauna

La avifauna es el componente ambiental más significativo a la hora de realizar parques eólicos, y en especial para este emplazamiento. La zona seleccionada constituye el hábitat potencial de aves autóctonas protegidas, como es la avutarda común (Otis tarda), catalogada como vulnerable en el catálogo español de especies amenazadas (RD 139/2011 [92]). España alberga la mayor población mundial de la especie, que se encuentran en la comunidad autónoma de Castilla y León. Además, se suman otras aves que no están en peligro como el sisón común o el aguilucho cenizo, cuyos vuelos a baja y media altura las exponen al riesgo de colisión con las estructuras.

Es importante recalcar, que como ya se verificó en el capítulo 3, la parcela seleccionada para el establecimiento del aerogenerador no está incluido en ningún espacio de la Red Natura 2000, ni tampoco en prohibiciones de ZEPA ni LIC [51]. Esto reduce sustancialmente el nivel de afección de partida. A pesar de que el emplazamiento no esté incluido en las zonas protegidas, sí que está relativamente cerca, por lo que será necesaria una acreditación para asegurar que el parque no compromete la coherencia de la red ni los objetivos de conservación de las especies que habitan el municipio.

Los dos mecanismos de impacto sobre la avifauna son la mortalidad por colisión con los aerogeneradores durante la explotación y la pérdida de hábitat por efecto de exclusión. A ellos se añade el riesgo de colisión y electrocución asociado a la línea aérea de evacuación

de 220 kV, que activa la aplicación del RD 1432/2008, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna en líneas eléctricas de alta tensión. Sin medidas correctoras, el efecto del parque se sitúa en el rango de compatible a moderado.

7.2.1.2 Quirópteros

Los murciélagos son, junto a la avifauna, el grupo faunístico más sensible a la operación de un parque eólico. La mortalidad no se produce solo por colisión directa, sino también por lesiones pulmonares por la caída brusca de presión en las proximidades de las palas. La actividad de murciélagos se concentra en las noches templadas y de escaso viento del final del verano y principios de otoño, coincidiendo con los picos de dispersión y migración. Se trata de especies protegidas por la Ley 42/2007 [93] y el convenio EUROBATS. En ausencia de un año de muestreo con detectores de ultrasonidos no puede cuantificarse la afección, pero gracias a la selección específica del aerogenerador, se puede utilizar su sistema de reducción de velocidad para situaciones con aglomeraciones de aves y quirópteros.

7.2.1.3 Ruido y efecto sombra

En fase de construcción, la maquinaria y el tránsito de vehículos pesados generan ruido y emisiones de polvo de carácter temporal y localizado. En fase de explotación, el aerogenerador emite ruido de origen aerodinámico. El marco de referencia es la Ley 37/2003 [94] del Ruido y su desarrollo mediante el Real Decreto 1367/2007 [95], fija una serie de objetivos de calidad acústica. Entre estos, se establece la separación mínima de aerogeneradores a poblaciones. La atenuación con la distancia es rápida, a unos 400 m de un aerogenerador el nivel se sitúa en torno a 35-40 dB, comparable al rumor de fondo de una vivienda. Dado que los núcleos de Cavia y Presencio quedan a distancia suficiente y que la separación mínima a poblaciones ya se garantizó en el diseño del parque, la afección acústica se valora como compatible. En caso de exceso de ruido, también se puede aplicar la funcionalidad de reducción de ruido que ofrece Enercon.

El efecto sombra, que genera el parpadeo intermitente producido por la sombra de las palas en movimiento, no cuenta con regulación específica en España. Como buena práctica se adopta un límite de 30 horas anuales de sombra astronómica sobre cualquier vivienda

habitada. La distancia a los núcleos habitados hace que este impacto sea, igualmente, compatible.

7.2.1.4 Paisaje

El impacto visual es uno de los efectos más perceptibles debido a la gran altura de los aerogeneradores, que se elevan hasta un máximo de 220 metros en las puntas de las palas. Este es un impacto permanente en la vida útil del parque, y solamente reversible con el desmantelamiento del parque. Al ser una zona agrícola llana, de escaso valor paisajístico singular, y al haber parques eólicos cercanos al terreno, se puede considerar como efecto bajo, ya que el impacto es menor al que causaría ocupar un terreno intacto.

7.2.1.5 Suelo, geología e hidrología

El efecto sobre el suelo se concentra especialmente en la fase de construcción. Las excavaciones para las cimentaciones, la instalación de los viales y las zanjas de la red subterránea de 30kV implican la ocupación del suelo agrícola, el movimiento de tierras y riesgo de erosión de este. Gracias a la suave orografía, y el aprovechamiento de terrenos y accesos ya ejecutados por los parques autorizados colindantes, la disminución de movimiento de tierras es considerable. Respecto a la hidrología, no existe una alteración excesiva, al haber contemplado la inserción de cunetas y drenajes durante la obra civil, y no haber cauces cercanos que puedan ser afectados. Cabe destacar además que, al integrar el E-160 EP5 E3 el transformador en la góndola, no existen transformadores ni centros de transformación al pie de cada torre, lo que elimina el riesgo de vertido de dieléctricos a nivel de suelo en cada posición y reduce la ocupación de terreno. El impacto total se considera compatible en tanto construcción como explotación.

7.2.1.6 Vegetación y hábitats

La cubierta vegetal afectada es esencialmente cultivo cerealista de secano, sin formaciones naturales de interés en las parcelas de implantación. La ocupación permanente por las infraestructuras es reducida en relación con la superficie total del parque, de modo que el terreno mantiene su uso agrícola entre estructuras, con lo que el impacto ambiental puede considerarse compatible.

7.2.1.7 Medio socio económico y patrimonio

El balance socioeconómico es netamente positivo. Por un lado, se genera empleo en construcción y mantenimiento, además de los ingresos por arrendamiento para los propietarios agrícolas, e ingresos fiscales para los municipios. El uso eólico es además compatible con la continuidad de la actividad agraria. Como cautelas, se debe incorporar la prospección arqueológica del trazado de viales, zanjas y cimentaciones para descartar afección a patrimonio no catalogado, y verificar la ausencia de vías pecuarias o servidumbres interferidas. Esto genera un impacto positivo en lo socioeconómico y compatible en lo patrimonial.

7.3 MEDIDAS CORRECTORAS Y GESTIÓN DE RESIDUOS

Las medidas se ordenan según su jerarquía, y la secuencia de actuación, mediante la inicial prevención, posterior corrección y finalmente la compensación, como medida necesaria para los programas de vigilancia ambiental.

Sobre la avifauna y los quirópteros, ya se han adoptado las medidas preventivas de base, ya que la zona se encuentra fuera de la red Natura 2000. Para la explotación, la referencia es la instalación de sistemas de detección y parada automática de aves, tecnología que incluyen los aerogeneradores de Enercon. Por último, la integración de señalización anticolisión de la línea aérea de 220kV mediante salvapájaros, además de una gestión agraria favorable para evitar y compensar el efecto del parque.

Sobre el ruido y el paisaje, se aprovechan las opciones del propio aerogenerador, con los modos de reducción de ruido en función de la hora y la velocidad del viento, y el dentado en el borde de salida de la pala. El acabado de las torres y palas en tonos mate neutros y la integración cromática de la subestación atenúan la intrusión visual.

Sobre el suelo, la vegetación y la hidrología, las medidas es la restauración de superficies temporalmente ocupadas, la retirada y acopio selectivo de la tierra vegetal para su reposición,

la ejecución de drenajes que respeten la escorrentía natural, y el riego de viales para abatir el polvo en construcción.

Por último, la gestión de residuos se ajusta a la Ley 7/2022, de residuos y suelos contaminados, y se diferencia por fase. En construcción predominan los residuos de construcción y demolición, gestionados con segregación en obra y prioridad al reciclaje. En explotación, los residuos son principalmente aceites y grasas de los sistemas de lubricación y refrigeración de la góndola, que son notablemente más reducidos en este modelo al carecer de multiplicadora y, de forma puntual, el aceite sintético del transformador de media tensión integrado en la góndola en caso de mantenimiento o sustitución, gestionados todos ellos como residuos peligrosos a través de gestor autorizado.

7.4 BALANCE AMBIENTAL NETO

Tras el análisis ambiental completo, se puede concluir que ningún parámetro alcanza la categoría de impacto severo o crítico, una vez aplicadas las medidas correctoras. Los más afectados, en este caso las aves y murciélagos, pasan a rangos de menor afección, por las soluciones adoptadas y los métodos de compensación. El resto de los valores apenas tienen efecto, favorecidos por la elección de un emplazamiento fuera de figuras protegidas, orografía suave y ya integrado en una zona con parques eólicos.

Frente a los efectos gestionables y reversibles en gran parte, se sitúa el beneficio ambiental central del proyecto, la producción de energía renovable libre de emisiones. Con una producción anual neta estimada en 261,07 GWh, el parque desplaza la generación de origen fósil del sistema peninsular. Considerando un factor de emisión de referencia del mix eléctrico del orden de 0,19 tCO2/MWh [96], ello equivale a evitar aproximadamente 52.000 toneladas de CO_2 al año. La huella de carbono de la fabricación, construcción y desmantelamiento del parque se compensa energéticamente en menos de un año de operación, muy por debajo de su vida útil.

El balance ambiental es por tanto claramente positivo. Los impactos negativos son asumibles, de carácter temporal o mitigables mediante las medidas adoptadas para los problemas específicos. En cambio, el beneficio en la descarbonización y en generación de actividad económica local es más que significativo. El proyecto se considera ambientalmente viable y compatible con el entorno, condicionado al cumplimiento de las leyes mencionadas y de las prescripciones que fije la correspondiente Declaración de Impacto Ambiental.

Capítulo 8. ANÁLISIS ECONÓMICO – FINANCIERO

Una vez definidos el emplazamiento, el recurso eólico, la configuración del parque y sus infraestructuras eléctricas y civiles, en este capítulo se aborda la última pregunta que determina la viabilidad real del proyecto: ¿La inversión necesaria para construir y operar el parque queda justificada por sus ingresos a lo largo de su vida útil? Un parque puede tener un diseño extraordinariamente bueno y novedoso, pero carece de sentido si no es capaz de devolver el capital invertido con una rentabilidad acorde al riesgo asumido.

Para dar respuesta a esta pregunta, se va a estructurar el capítulo siguiendo la lógica natural de un modelo de inversión. En primer lugar, se establecen la metodología y las hipótesis de partida del análisis, definiendo el horizonte temporal considerado, la tasa de descuento y el marco de precios empleado. Posteriormente se cuantifica la inversión inicial o CAPEX, desglosando los costes de aerogeneradores, obra civil, infraestructura eléctrica y permisos administrativos. Seguidamente, se estudian los costes de operación y mantenimiento o OPEX, junto con la provisión para el desmantelamiento del parque al final de su vida útil. Por último, se estiman los ingresos a partir de la producción neta anual previamente calculada en el capítulo 5, y en base a un precio de venta de la energía basado en contratos de compraventa a largo plazo (PPA), para dar un enfoque más conservador y representativo del mercado español actual.

Una vez se han realizado los diferentes estudios, se evaluará la rentabilidad del proyecto mediante cuatro indicadores complementarios. Estos son el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el periodo de recuperación de la inversión (Payback) y el coste nivelado de la energía (LCOE – Levelized cost of energy), parámetros que permiten situar el proyecto en el contexto de costes de generación eólica a nivel internacional. Finalmente, dado que toda estimación económica está sujeta a incertidumbre, se someterán

los resultados a un análisis de sensibilidad frente a variaciones en las principales variables del modelo, con el fin de identificar que parámetros condicionan en mayor o menor medida la viabilidad del parque.

Conviene señalar que, ante la imposibilidad de disponer de ofertas comerciales reales, los costes empleados se apoyan en ratios de referencia publicados por organismos internacionales y en proyectos comparables desarrollados en España. Estas estimaciones no pretenden constituir un presupuesto cerrado, sino un intervalo realista sobre el que fundamentar el análisis financiero y sus conclusiones.

8.1 METODOLOGÍA E HIPÓTESIS DE PARTIDA

El análisis económico y financiero del parque se va a abordar como un modelo de flujos de caja descontados (Discounted Cash Flow). Este método consiste en proyectar para cada año de la vida útil del parque la diferencia entre los ingresos por venta de energía y los costes de operación, incorporando el coste de inversión inicial en el año cero, y el coste de desmantelamiento. Los flujos así obtenidos no pueden sumarse directamente, porque un euro recibido hoy no vale lo mismo que un euro que se recibirá dentro de veinte años. El euro disponible hoy puede invertirse en una alternativa de riesgo comparable y generar rentabilidad durante todo ese tiempo. Renunciar a esa alternativa tiene, por tanto, un coste de oportunidad, que se traduce en la rentabilidad mínima que un inversor exigirá al proyecto para destinarle sus fondos. Es por ello por lo que se aplicará el descuento, para conseguir todos los flujos en unidades homogéneas. Las hipótesis que se van a asumir para este modelo son las siguientes:

La primera es el perímetro de análisis. Se va a evaluar el proyecto sin tener en cuenta la estructura de financiación. No se va a modelar una deuda bancaria ni sus correspondientes intereses, sino que se va a analizar la capacidad del parque para generar valor. Por esta razón se realizará el análisis antes de impuestos. Se toma esta decisión, ya que en muchos casos la estructura óptima financiera se define en las fases posteriores del desarrollo. El horizonte temporal escogido son 25 años de vida útil, al ser un valor de referencia en la industria eólica.

El año cero será el que concentre la inversión de capital (CAPEX), y los años 1 a 25 corresponden a la operación del parque. Por último, se añadirá el coste de desmantelamiento.

Para el marco de precios, se trabaja con datos constantes de 2026, es decir, sin proyectar inflación sobre ingresos ni costes. Esta decisión simplifica el análisis y resulta conservadora en un contexto de contratos PPA, cuyos precios suelen incorporar mecanismos de indexación parcial.

Como tasa de descuento se suelen adoptar valores entre 5% y 10% en España. Para este proyecto se ha decidido seguir como referencia el análisis realizado por Rasul Statymov [97] en 2022, donde se emplea una tasa de descuento del 7%. Es una hipótesis exigente, que demostraría que, si el proyecto sale rentable con esta tasa, lo será con mayor holgura para inversores con menores costes de capital.

En términos de producción de energía, se emplea la producción anual neta estimada en el capítulo 5 de 261,07GWh/año, que ya incorporaba un 10% de pérdidas totales. Se va a asumir constante a lo largo de la vida útil del parque, ya que esa merma de producción incorporaba la degradación de los equipos y disminuciones de producción por mantenimientos.

En cuanto al precio de venta de la energía se adopta como base un precio de 52€/MWh, representativo de los contratos PPA (Power Purchase Agreement) [98], donde se realizan contratos a largo plazo con tasas fijas. La elección de un PPA como referencia, en lugar de un mercado diario, responde a ser la nueva fórmula de contratación predominante en los desarrollos de renovables. Su mayor atributo es la estabilidad proporcionada por estos ingresos frente a la volatilidad del mercado diario, donde existen oscilaciones de más de 100€/MWh.

Por último, las ratios de coste. Los costes unitarios de inversión y operación se han construido a partir de varias fuentes complementarias, como los valores de referencia internacional publicados por IRENA [66], que sitúan el coste medio instalado en parques onshore en 1.041 USD/kW en 2024 aproximadamente 0,96 M€/MW, aplicando el tipo de

cambio medio de 2024 de 1,082 USD/EUR. El propio informe advierte, no obstante, que en Europa los costes se mantienen por encima de esta media global por factores estructurales como los retrasos administrativos y los mayores costes de balance de planta. Además, se ha usado nuevamente de referencia el análisis económico realizado en otras publicaciones como la de Rasul Statymov, donde se desglosa el CAPEX y OPEX por clases de viento y alturas de buje, o los ratios en proyectos españoles comparables.

Parámetro	Valor
Potencia instalada	77,84 MW
Producción neta anual	261,07GWh
Factor de capacidad neto	38,30%
Vida útil	25 años
Tasa de descuento	7%
Precio de venta	52€/MWh
Marco de precios	Constantes de 2026
Impuestos y financiación	No incluidos

Tabla 23 - Resumen de hipótesis para el análisis económico.

8.2 CAPEX

8.2.1 ENFOQUE DE CAPEX

La inversión inicial o el CAPEX (Capital Expenditure) es el gasto de capital que se realiza para adquirir, mantener o mejorar activos a largo plazo. Para este proyecto, engloba todos los desembolsos necesarios para llevar el parque de la fase de proyecto hasta su puesta en marcha de forma comercial. Para la estimación del CAPEX en este proyecto se va a mantener un enfoque ascendente. Esto quiere decir que se van a calcular los costes de inversión de cada elemento por separado, para comparar el total resultante con referencias estimadas con enfoque descendente, donde se hacen estimaciones globales. Realizar esta doble comparación permite reducir el riesgo de error en costes individuales, manteniendo la precisión de hacer un cálculo independiente.

8.2.1.1 Aerogeneradores

Los aerogeneradores constituyen, con gran diferencia, la mayor inversión inicial de un parque eólico. Pueden llegar a significar hasta más del 50% del CAPEX inicial en la gran mayoría de los casos. Para el suministro del Enercon E-160 EP5 se ha adoptado un precio de 0,90M€/MW, coherente con los precios medios de venta que publican Vestas y Nordex en sus informes para mercados occidentales, ya que la información de Enercon no está disponible. Este precio incluye la torre necesaria para alcanzar los 140 metros de altura de buje, así como el convertidor de frecuencia y el transformador de máquina, que en la arquitectura de accionamiento directo de Enercon forman parte del alcance de suministro del fabricante, sin requerir un transformador BT/MT independiente por posición.

Además, será necesario añadir costes en concepto de logística e instalación. El transporte especial, se estima en 200.000€ por unidad transportada. Esto incluye las tres palas del aerogenerador, los tramos de torre y góndola desde la fábrica, incluyendo escoltas y permisos de circulación necesarios. La proximidad a la A-1 evita acondicionamientos externos significativos, y justifica el inferior gasto en este ámbito. También se contabilizan el montaje e izado, junto con el alquiler de la grúa de gran tonelaje y las grúas auxiliares, que se estima todo en unos 400.000€ por unidad. Este valor resulta superior a otras máquinas, debido a la altura del buje, que exige una mayor exigencia en las grúas. Se recogen los costes mencionados en la siguiente tabla:

Concepto	Ratio	Coste total [M€]
Suministro	0,9M€/MW · 77,84MW	70,06
Transporte especial	200000€/ud · 14	2,8
Montaje, izado y grúas	400000€/ud ·14	5,6
Subtotal de aerogeneradores	-	78,46

Tabla 24 - Estimación CAPEX aerogeneradores.

8.2.1.2 Cimentación y obra civil

Como se ha determinado en el capítulo 6, cada aerogenerador se va a cimentar mediante una zapata superficial circular de gravedad, con diámetro del orden de 25 metros y volúmenes de hormigón próximos a los 800 metros cúbicos por unidad, con más de 100 toneladas de

armadura además de la jaula de pernos embebida. Además, aparecen conceptos como el encofrado, que hace referencia al coste de adquisición y montaje de la armadura circular y la estructura de acero. Los precios unitarios empleados proceden de las bases de precios de la construcción civil española habitualmente utilizadas en presupuestación de obra. Para el hormigón se adopta un precio de 110 €/m³, correspondiente a un hormigón armado tipo HA-30 para cimentaciones, que aplicado a los 800 m³ supone aproximadamente 88.000 € por zapata. Para el acero se adopta una ratio de 1,2 €/kg, representativo del acero corrugado, que aplicado a las más de 100 toneladas de armadura y a la jaula de pernos pretensados arroja unos 120.000 € adicionales. Los aproximadamente 40.000 € restantes cubren la excavación del orden de 1.500 m³ para una zapata de 25 m de diámetro y 5 m de profundidad, el encofrado perimetral circular, el relleno y compactación posterior y la gestión de tierras sobrantes. Por lo tanto, mediante esta aproximación de los precios unitarios habituales de la construcción civil española, se obtiene un coste unitario de 250.000€ por cimentación.

El resto de la obra civil lo completan cuatro conceptos. Los viales internos de nueva planta, con una anchura aproximada de 5 o 6 metros, la zahorra artificial compactada, las cunetas y por último los drenajes, que tendrán una longitud aproximada de 12 kilómetros en total, y un ratio de 160€/m. Además, habrá que añadir las plataformas de montaje, una por posición, dimensionadas para la grúa principal con un precio de unos 80.000€ por unidad. También suman las zanjas de la red colectora, de unos 8,5 kilómetros de longitud, siguiendo el trazado del cableado, valorados en 45€/m, incluyendo excavación, cama de arena, relleno compactado y señalización. A todo esto, se le suma una provisión para preparación del terreno, desbroce y los drenajes, con un coste estimado de 580.000€. Se recogen los costes mencionados en la siguiente tabla:

Concepto	Ratio	Coste total [M€]
Cimentaciones	250000 · 14	3,5
Viales internos y accesos	160€/m · 12000	1,92
Plataformas de montaje	80000€/ud ·14	1,12
Zanjas de red colectora	45€/m · 8500	0,38
Terreno y drenajes	-	0,58
Subtotal de obra civil	-	7,5

Tabla 25 - Estimación CAPEX cimentación y obra civil.

8.2.1.3 Infraestructura eléctrica

En esta sección se contabilizan los costes del diseño realizado para la infraestructura eléctrica en el capítulo 6. La red colectora subterránea de 30kV suma 8,5 km repartidos en cuatro circuitos con conductor de aluminio RH5Z1 18kV/30kV de secciones de 630 mm^2 los circuitos A y C, y de 400 mm^2 los circuitos B y D. Se va a incluir el suministro de la terna, el tendido, las terminales, las celdas de conexión a cada aerogenerador y también la malla de puesta a tierra de cobre desnudo.

El segundo gran bloque lo constituye la subestación elevadora de 30kV/220kV. Su elemento principal es el transformador de potencia 80/100MVA ONAN/ONAF, al que se le añade la aparamenta de intemperie del parque de 220kV en esquema de barra simple. Esto incluye los seccionadores, interruptores, transformadores de medida y autoválvulas entre otros. También incluye las cabinas de interior del parque de 30kV, la reactancia de puesta a tierra, los sistemas de protección, control y servicios auxiliares asociados. Los catálogos y adjudicaciones públicas de transformadores de potencias hacen una valoración en torno a 20€/kVA o 30€/kVA. Las valoraciones de la posición 220 kV de intemperie se estiman en 1,5 M€, las cabinas de 30 kV suponen un total de 0,5 M€, y la protección, control y el edificio alrededor de 1,5-2 M€. Se valora conjuntamente como 6,5M€, de lo cuales el transformador de potencia representa aproximadamente 2,5M€.

La evacuación se resuelve, según lo justificado en el capítulo 6, mediante una línea aérea a 220kV a aproximadamente 15km hasta la subestación de Villalbilla 220kV. Esta está valorada en un ratio de 280.000€/km que comprenden apoyos, los cables conductores,

cadenas de aisladores, el cable de tierra, la fibra óptica y el montaje. Finalmente se añade la nueva posición de línea en el parque de 220kV de Villalbilla. Se recogen los costes mencionados en la siguiente tabla:

Concepto	Ratio	Coste total [M€]
Red colectora 30kV	-	1,3
Subestación elevadora 30/220kV	-	6,5
Línea aérea de evacuación 220kV	280000€/km · 15km	4,2
Posición de conexión en Villalbilla 220kV	-	1,5
Subtotal infraestructura eléctrica	-	13,5

Tabla 26 - Estimación CAPEX de infraestructura eléctrica.

8.2.1.4 Desarrollo, permisos e ingeniería

En este apartado se agrupan los costes previos e intangibles del proyecto. Entre ellos están la tramitación de la Autorización Administrativa Previa y de Construcción, la Declaración de Impacto Ambiental y su estudio soporte, las licencias municipales de los términos afectados, los permisos de acceso y conexión conforme al RD 1183/2020, la ingeniería de detalle, la dirección facultativa de obra y los seguros de construcción. Dada la naturaleza heterogénea de estos conceptos, se valoran de forma agregada en 2,50 M€, en línea con lo observado en proyectos españoles de tamaño comparable, donde el desarrollo y la ingeniería suponen del orden del 2-3 % de la inversión total.

8.2.2 RESUMEN DEL CAPEX Y CONTRASTE CON REFERENCIAS

Haciendo una suma de todos los costes recogidos, se obtiene la siguiente tabla:

Partida	Coste [M€]	Representación [%]
Aerogeneradores	78,46	76,95
Cimentaciones y obra civil	7,5	7,36
Infraestructura eléctrica	13,5	13,24
Desarrollo, permisos e ingeniería	2,5	2,45
CAPEX total	101,96	100,00

Tabla 27 - CAPEX total

El CAPEX total asciende a 101,96 M€, equivalente a un ratio de 1,31 M€/MW, al dividir el CAOEX total entre la potencia total. Para validar este resultado se ha contrastado con tres referencias independientes.

En primer lugar, la metodología académica de cálculo de CAPEX en función de la clase de viento y la altura de buje empleada. Para un aerogenerador de clase IEC II el CAPEX de referencia en 2025 es de 1.228 €/kW, valor definido para una altura de buje de referencia de 130 m. Esta metodología estima que, en máquinas de clase II, la torre y la estructura representan el 23,7 % del coste total, y que cada metro de buje por encima de los 130 m de referencia encarece únicamente esa fracción un 1,6 %. Dado que el proyecto sitúa el buje a 140 m, existen 10 m adicionales que elevan la fracción de torre de 0,237 a 0,237 · (1 + 0,016 · 10) = 0,275, mientras que el 76,3 % restante del coste permanece invariable. Añadiendo la corrección al cálculo se obtiene:

$$CAPEX = 1.228 \cdot [0{,}237 \cdot \big(1 + 0{,}016 \cdot (140 - 130)\big) + 0{,}763 = 1.275€/kW$$

Multiplicando los 77,84MW por este ratio obtendríamos unos 99,2 M€. La estimación ascendente de este trabajo se sitúa un 2,8 % por encima de este valor, una desviación muy reducida, especialmente teniendo en cuenta que ambas cifras se han obtenido por métodos completamente independientes, una agregando partidas de coste reales del diseño y otra a partir de ratios paramétricos por clase de viento.

En segundo lugar, el coste total instalado medio ponderado publicado para la eólica terrestre a nivel mundial, de 1.041 USD/kW en 2024 lo que equivale a unos 962 €/kW al cambio del año en el que está publicado el informe. El ratio del proyecto se sitúa por encima de esta media global, lo cual es coherente, ya que dicha media está fuertemente influida por el mercado chino, de costes estructuralmente inferiores. Además, el propio informe advierte de que en Europa los costes se mantienen por encima del promedio por retrasos administrativos y mayores costes de balance de planta. A ello se suman dos particularidades de este proyecto que la media global no recoge, la altura de la torre de 140 m y una evacuación dedicada de 15 km con subestación transformadora directa a 220 kV.

En tercer lugar, los proyectos académicos comparables en España, que para parques de menor tamaño arrojan ratios del orden de 1,4 M€/MW o 1,5 M€/MW. Que el presente proyecto se sitúe por debajo es igualmente razonable, ya que con máquinas de 5,56 MW y 77,84 MW totales, los costes fijos de subestación, evacuación y desarrollo se diluyen sobre una base de potencia mucho mayor, materializando las economías de escala características del sector.

Se puede concluir por tanto que la cifra de 101,96 M€ constituye una estimación central sólida, en la que más adelante se analizará su sensibilidad.

8.3 OPEX Y COSTE DE DESMANTELAMIENTO

8.3.1 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (OPEX)

El OPEX (Operational expenditure) hace referencia a los costes operativos o de explotación para mantener el parque en operación comercial durante sus 25 años de vida útil. La gran diferencia con el CAPEX es que estos costes no se concentran en el año 0, si no que se repiten anualmente y su magnitud acumulada acaba siendo comparable a la propia inversión inicial. Por lo tanto, una estimación cuidadosa del OPEX es tan determinante para la rentabilidad del parque como el CAPEX.

El gran protagonista en este apartado es el mantenimiento de los aerogeneradores. La práctica generalizada en el sector, y por tanto la que se va a asumir en este proyecto, es la firma de un contrato de mantenimiento integral con el fabricante. Suele cubrir entre otros, el mantenimiento preventivo programado, el mantenimiento correctivo tanto para pequeños desgastes como para situaciones más complejas, y una garantía de disponibilidad técnica, habitualmente del 97%. Gracias a estos contratos, se pasa de un gasto anual incierto, a una cuota anual estable, estrategia especialmente valiosa para un análisis financiero. El estudio de referencia de Rasul Statymov [97], sitúa este coste en torno a los 21 €/kW y año para 2025, valor que se adopta aquí y que aplicado a los 77.840 kW del parque supone 1,63 M€ anuales. Conviene subrayar que este ratio cubre únicamente la máquina, el resto de los

conceptos hasta completar el OPEX total deberá añadirse por separado, y omitirlos infravaloraría el coste de operación en más de un 40 %.

A este mantenimiento de las máquinas generadoras se le añaden otros gastos periódicos. El primero es el mantenimiento del resto de instalaciones, como la subestación, la línea de evacuación, la red colectora y los viales, incluyendo también las revisiones reglamentarias de las instalaciones de alta tensión. Todas estas revisiones se estiman en unos 4€/kW y año, a partir de los costes típicos de contratos de mantenimiento de subestaciones y líneas de este nivel.

El segundo coste es el arrendamiento de los terrenos. En España la gran mayoría de proyectos de parques eólicos se desarrollan sobre suelo rústico, arrendado a propietarios locales, con rentas que en la práctica actual del mercado se sitúan entre 3.000€ y 6.000€ por MW instalado y año. Para este caso se adoptará un valor central de 5.000€ por MW y año, que supondrá 0,389M€ anuales.

En tercer lugar, están los seguros de explotación. Estos incluyen las averías de máquinas, la pérdida de beneficio y la responsabilidad civil. Se estiman en unos 3€/kW y año, en línea con las primas habituales del sector para activos renovables en operación. En cuarto lugar están, los impuestos y tasas locales, principalmente el Impuesto de Actividades Económicas y el IBI de características especiales que aumenta este tipo de instalaciones, estimados conjuntamente en 4 €/kW y año. Por último, se sumará la gestión técnica y administrativa del parque, y su representación en el mercado eléctrico, que se estima en 2€/kW y año.

Concepto	Ratio [€/kW · año]	Coste anual [M€]
Mantenimiento aerogeneradores	21	1,635
Mantenimiento secundario	4	0,311
Arrendamientos de terrenos	5	0,389
Seguros	3	0,234
Impuestos y tasas locales	4	0,311
Gestión y representación de mercado	2	0,156
OPEX total	39	3,036

Tabla 28 - OPEX total para un año.

El OPEX final asciende a 3,03M€ anuales, equivalentes a 39€/kW anuales, que expresados en unidades de energía suponen 11,6€/MWh sobre 261,07GWh de producción neta anual. Para el contraste de este dato se han utilizado dos referencias. Por un lado, se han utilizado los costes de operación y mantenimiento documentados para mercados eólicos europeos maduros, del orden de 40 USD/kW y año, unos 37€/kW y año, muy similares a la estimación. Por otro lado se usan los proyectos académicos comparables en España, con valores que rondan desde los 44€/kW hasta los 57€/kW y año. Que este proyecto se sitúe ligeramente por debajo de estos parámetros mantiene la coherencia con dos factores ya mencionados en el CAPEX. Esto es gracias a las economías de escala, donde los costes fijos de gestión y mantenimiento de infraestructuras se reparten entre más potencia y el empleo de una plataforma de aerogenerador de última generación con contrato integral de fabricante.

El modelo asume el OPEX constante en términos reales durante los 25 años. Algunos estudios aplican un perfil creciente para reflejar el envejecimiento de las máquinas. En este caso, ese efecto queda cubierto por la propia estructura del contrato integral, cuya cuota estable traslada al fabricante el riesgo de grandes correctivos en la segunda mitad de la vida útil y, en todo caso, su influencia se examina en el análisis de sensibilidad.

8.3.2 COSTE DE DESMANTELAMIENTO

Al final de la vida útil, existe la obligación de desmantelar las instalaciones del parque y restituir los terrenos a su estado original. Las autoridades autonómicas se aseguran de ello mediante la exigencia de avales de restauración. El coste bruto de esta operación se ha estimado escalando los valores de proyectos comparables, que arrojan del orden de 50.000 € por MW instalado, lo que para los 77,84 MW del parque supone unos 4,0 M€. Este importe cubre el desmontaje e izado inverso de los aerogeneradores, la demolición de las cimentaciones hasta cota inferior a la de cultivo, la retirada del cableado y de la subestación, el levantamiento de la línea de evacuación, la gestión de los residuos y la restauración final del terreno.

Ahora bien, el desmantelamiento genera también un ingreso, el valor residual de los materiales recuperados. Un aerogenerador de esta clase contiene varios cientos de toneladas

de acero en torre, góndola y rotor, además de cobre en generador y cableado, materiales con mercados de chatarra líquidos consolidados. Valorando las aproximadamente 700 toneladas recuperables por máquina a los precios actuales de la chatarra férrica, que se estima en un valor en torno a 200 €/t, se estima un valor residual conjunto de 2,0 M€. El coste neto de desmantelamiento resulta por tanto de 2,0 M€, que el modelo imputa como flujo negativo en el año 25. Se trata de una hipótesis deliberadamente prudente, ya que en buena parte de la práctica del sector se asume que el valor de la chatarra llega a cubrir la totalidad del coste de desmantelamiento. Se recogen los costes mencionados en la siguiente tabla:

Concepto	Importe [M€]
Mantenimiento y restauración	4
Valor residual	-2
Coste neto	2

Tabla 29 - Costes de desmantelamiento.

8.4 INGRESOS

Los ingresos del parque eólico provienen de una única fuente, la venta de energía neta vertida a la red, que como se calculó en el capítulo 5, suponían 261,07GWh anuales. La estimación de ingresos se reducirá por tanto a la decisión sobre el precio al que se valorará el megavatio hora, que se determinará según las dos vías de monetización que ofrece el mercado eléctrico español.

La primera vía es la venta directa en el mercado diario. El atractivo aparente es su precio medio superior. En 2025, el mercado eléctrico español promedió 65,29€/MWh, sin embargo, este dato esconde dos problemas para un productor eólico. El primero es la volatilidad, ya que en ese mismo año los promedios mensuales oscilaron entre 16,93€/MWh en mayo y hasta los 108€/MWh en febrero, siendo oscilaciones inasumibles para un proyecto de inversión de más de 100 millones de euros. El segundo gran problema es más sutil, y se le conoce como canibalización de precios. Este ocurre cuando todos los parques eólicos de una

misma región producen a la vez, de modo que su propia generación deprime el precio en las horas en que se vende energía. El resultado es que el precio efectivamente capturado por la eólica es sistemáticamente inferior al precio medio del mercado, y esta brecha tiende a crecer conforme aumenta la potencia renovable instalada, como ilustra de forma extrema el caso de la fotovoltaica española, cuyos contratos a largo plazo se han desplomado por debajo de los 35 €/MWh precisamente por este efecto.

La segunda vía, y la que se ha adoptado en este proyecto es la firma de un contrato de compraventa de energía a largo plazo o PPA (Power Purchase Agreement). En estos contratos el comprador, típicamente una gran empresa consumidora o comercializadora, se compromete a adquirir la producción del parque a un precio fijo durante un periodo prolongado. Esta es la fórmula predominante en los nuevos desarrollos renovables españoles, ya que el precio garantizado convierte los ingresos en un flujo previsible, lo que a su vez reduce el riesgo del proyecto, facilita su financiación bancaria y permite a los inversores exigir menores primas de riesgo. El coste de esta estabilidad es un precio inferior a la media histórica del mercado, descuento que constituye en esencia una prima de seguro contra la volatilidad y la canibalización descritas.

Los contratos PPA [98] eólicos firmados actualmente en el mercado español se sitúan en el entorno de los 50-60 €/MWh, sensiblemente por encima de los fotovoltaicos gracias al perfil de producción más repartido de la eólica y a sus factores de capacidad superiores. Para este proyecto se adopta un precio de 52 €/MWh, situado en la banda baja-central de ese intervalo. La elección deliberada de un valor prudente responde a la filosofía general del capítulo, ya que, si el proyecto demuestra ser rentable con un precio conservador, su viabilidad no dependerá de condiciones de mercado favorables.

Con todas estas hipótesis, los ingresos anuales del parque resultan:

$$Ingresos\ anuales = 261.070\,\frac{MWh}{año} \cdot 52\,\frac{€}{MWh} = 13{,}58\,\frac{M€}{año}$$

El modelo asume este ingreso constante en términos reales durante los 25 años de vida útil. En la práctica, los PPA se firman habitualmente por periodos de 10 a 15 años, tras los cuales el parque vendería a mercado o renegociaría un nuevo contrato. Asumir la continuidad del precio PPA durante toda la vida útil equivale a suponer que las condiciones de contratación futuras serán similares a las actuales, hipótesis razonable en un mercado en el que la demanda de energía renovable contratada a largo plazo no deja de crecer. En todo caso, la sensibilidad del proyecto al precio de venta, que es como se verá la variable más determinante de la rentabilidad, se examina con detalle en el apartado 8.6.

8.5 INDICADORES FINANCIEROS

Una vez se ha definido la inversión necesaria, los costes y los ingresos, el flujo de caja del proyecto queda totalmente determinado. Se deben desembolsar 101,96 M€ en el año 0, con un flujo operativo de 13,58-3,03=10,54 M€ en cada uno de los años de 1 a 24, con 8,54M€ en el año 25, teniendo en cuenta una consecuente bajada de 2M€ por el desmantelamiento. Sobre estos datos se calculan cuatro indicadores que responden, cada uno, a una pregunta distinta del proyecto.

8.5.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El VAN responde a la pregunta más directa: ¿Cuánta riqueza crea el proyecto con el valor actual del euro, una vez recuperada la inversión y remunerado el capital a la tasa exigida? El VAN se calcula sumando todos los flujos de caja descontados al año 0.

$$VAN = -CAPEX + \sum \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

- FC_t: Flujo de caja del año t
- r: Tasa de descuento del 7%
- t: Año de operación (25 años)

Dado que en este caso se considera que los flujos operativos anuales son constantes durante la vida útil del parque, no es necesario descontar individualmente cada uno de los 25 flujos

de caja. La suma de los factores de descuento de cada año puede agruparse en un único factor de anualidad:

$$Factor\ de\ anualidad = \frac{[1-(1+r)^{-25}]}{r}$$

Este factor representa el valor actual de una renta constante de 1 euro anual durante 25 años. Para una tasa de descuento del 7 %, su valor es:

$$Factor\ de\ anualidad = \frac{[1-(1+0{,}07)^{-25}]}{0{,}07} = 11{,}654$$

Por tanto, cada euro anual recurrente generado por el parque durante 25 años equivale a 11,654 euros en el momento actual. Esta cifra es inferior a 25 porque los ingresos futuros pierden valor cuanto más alejados están en el tiempo. Por ejemplo, un euro recibido en el año 1 vale hoy 0,935 euros, mientras que un euro recibido en el año 25 vale solo 0,184 euros. Aplicando este factor al flujo de caja anual constante, el VAN puede expresarse de forma simplificada como:

$$VAN = -101{,}96 + 10{,}54 \cdot 11{,}654 - 2 \cdot 0{,}184 = +20{,}5 M€$$

donde el último término descuenta el desmantelamiento del año 25, en el que 0,184 es el factor de descuento de un flujo situado a 25 años vista. El VAN resulta positivo en 20,5 M€. Esto quiere decir que el parque no solo devuelve los 101,96 M€ invertidos y remunera ese capital al 7 % anual durante 25 años, sino que genera además un excedente equivalente al 20 % de la inversión inicial. La regla de decisión es inmediata, con un valor actual neto mayor que cero el proyecto debe acometerse.

8.5.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La TIR responde a una pregunta complementaria: ¿Qué rentabilidad anual ofrece intrínsicamente el proyecto? En términos matemáticos es la tasa de descuento que anularía el VAN, es decir, aquella para los que los flujos futuros descontados igualan exactamente a la inversión.

$$0 = -CAPEX + \sum \frac{FC_t}{(1+TIR)^t}$$

Al no existir solución analítica, se resuelve iterativamente, obteniéndose una tasa interna de retorno del 9,2 %. La lectura es doble. Primero, al superar la TIR a la tasa de descuento exigida del 7 %, se confirma la conclusión del VAN, pues ambos criterios son necesariamente coherentes. Segundo, la diferencia entre ambas constituye en sí misma una medida del margen de seguridad del proyecto. Esto significa que el coste del capital podría encarecerse hasta el 9,2 % antes de que el proyecto dejara de crear valor, un colchón relevante en el contexto actual de tipos de interés.

8.5.3 PERIODO DE RECUPERACIÓN (PAYBACK)

El periodo de recuperación responde a la pregunta temporal que se plantea el inversor: ¿Cuándo recupero mi inversión? Se puede calcular de una manera simple dividiendo la inversión entre el flujo de caja anual:

$$Payback = \frac{CAPEX}{FC} = \frac{101{,}96}{10{,}54} = 9{,}7\ años$$

La inversión se recupera durante el décimo año de operación, antes de llegar a la mitad de la vida útil del parque, dejando quince años posteriores de generación de caja libre de deuda de inversión. Conviene señalar la limitación de este indicador, ya que, al ignorar el valor temporal del dinero, ofrece una visión optimista. Trata igual un euro recibido en el primer año que un euro recibido dentro de veinte años, aunque financieramente no tengan el mismo valor. Por ello, también se calcula el payback descontado, que actualiza cada flujo de caja anual aplicando la tasa de descuento del 7 %.

$$Payback_{descontado} = \frac{FC}{(1+r)^t}$$

A continuación, se van acumulando los flujos descontados año a año hasta que la suma iguala la inversión inicial. Con este método, los primeros años aportan más valor actual que los últimos. Por ejemplo, el flujo de caja del año 1 equivale en euros actuales a 9,85M€ mientras

que el flujo en el año 10 equivale a 5,36M€. Por lo tanto, al descontar los flujos, la recuperación de la inversión se retrasa. Para este caso, la inversión con los flujos descontados se recuperaría aproximadamente en el año 17. Ambas versiones se presentan porque la primera es la de uso extendido en la industria y la segunda la financieramente rigurosa, pero, en cualquier caso, ambas quedan holgadamente dentro de la vida útil del proyecto.

8.5.4 COSTE NIVELADO DE LA ENERGÍA (LCOE)

El LCOE (Levelized Cost Of Electricity) es el indicador que permite responder a la pregunta que relaciona esta tecnología con cualquier otra forma de generar energía: ¿Cuánto cuesta en total, cada MWh producido? Para obtener la respuesta, se realiza un cálculo donde se actualiza la inversión mediante el factor de recuperación del capital (crf), y repartiendo el coste anual total de la energía generada.

$$LCOE = \frac{(CAPEX \cdot crf + OPEX)}{E_neta}$$

Donde:

$$crf = \frac{r \cdot (1+r)^N}{[(1+r)^N - 1]}$$

- r: Tasa de descuento del 7%
- N: 25 años

El crf es la herramienta financiera que convierte un pago único en su cuota anual equivalente. Para r = 7 % y N = 25 años vale 8,58 %, de modo que los 101,96 M€ de inversión equivalen a un coste anualizado de 8,75 M€. Sumando los 3,03 M€ de OPEX y los 0,03 M€ del desmantelamiento anualizado, el coste total anual asciende a 11,81 M€, que repartidos entre los 261,07 GWh producidos arrojan:

$$LCOE = \frac{11{,}81 M€}{261{,}07 GWh} = 45{,}3 €/MWh$$

Este valor admite dos lecturas. Hacia fuera, sitúa al proyecto en posición competitiva dentro del contexto europeo. Como se ha mencionado en anteriores apartados el coste nivelado medio de la eólica terrestre en la Unión Europea se sitúa en torno a los 48 €/MWh, de modo que el parque produciría por debajo de la media continental. Eso sí, lógicamente produce por encima de la media mundial, aproximadamente 31 €/MWh [66], dominada por los mercados chino y brasileño. Hacia dentro, la comparación del LCOE con el precio de venta encierra toda la economía del proyecto. Producir cuesta 45,3 €/MWh y se vende a 52 €/MWh, con un margen de 6,7 €/MWh. Este margen es un dato clave, ya que confirma exactamente los indicadores anteriores. Si se multiplica por la producción anual, 6,7 €/MWh · 261.070 MWh =1,76 M€/año y capitalizado con el factor de anualidad 1,76 · 11,654, reproduce los 20,5 M€ del VAN. Esta consistencia interna entre VAN, TIR y LCOE confirma la corrección del modelo.

8.5.5 SÍNTESIS

Indicador	Valor	Criterio	Resultado
VAN (r=7%)	20,5M€	VAN>0	Viable
TIR	9,20%	TIR>7%	Viable
Payback simple	9,7 años	<vida útil	Favorable
Payback descontado	17 años	<vida útil	Favorable
LCOE	45,3€/MWh	<precio de venta	Margen de 6,7 €/MWh

Tabla 30 - Resumen de indicadores financieros.

Se puede observar como los cuatro indicadores financieros convergen en una misma conclusión, el proyecto es económicamente viable. Además, se ha realizado el análisis con un carácter extremadamente prudente, situándose en la banda baja del precio de venta del mercado PPA, con una tasa de descuento exigente, y un CAPEX contrastado. Cabe destacar que esta viabilidad se obtiene con una tasa de descuento del 7 %, superior a la empleada en proyectos comparables. Este proyecto mostraría métricas sensiblemente superiores, gracias a las economías de escala del diseño y de la calidad del recurso eólico del emplazamiento.

8.6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Los indicadores del apartado anterior se apoyan en estimaciones que, por rigurosas que sean, incorporan inevitablemente incertidumbre. Los costes proceden de ratios extraídos de mercados y no de ofertas firmes, la producción se basa en modelos de recursos y no en las magnitudes físicas reales del aerogenerador, y el precio de venta de la energía producida dependerá de su negociación. Un análisis económico riguroso no puede limitarse a presentar un valor central, deben cuantificarse los márgenes de variación de las hipótesis realizadas frente a la realidad, antes de realizar la inversión. Para comprobarlo, se dedica este apartado en el que se estudiará la sensibilidad univariante, que mide el efecto aislado de cada variable.

8.6.1 SENSIBILIDAD UNIVARIANTE

Para realizar la sensibilidad univariante se recalculan el VAN y la TIR, variando ambos parámetros un ±15 % respecto a la base, manteniendo fijos los demás. El rango de variación se ha escogido para obtener datos coherentes con la precisión esperable de estimaciones basadas en ratios.

Sensibilidad del 15%					
Variable	**VAN −15% [M€]**	**TIR −15%**	**VAN +15% [M€]**	**TIR +15%**	**Amplitud VAN [M€]**
Precio de venta	-3,3	6,6%	44,2	11,5%	47,5
Producción neta	-3,3	6,6%	44,2	11,5%	47,5
CAPEX	35,7	11,3%	5,2	7,5%	30,6
OPEX	25,8	9,7%	15,1	8,6%	10,6

Tabla 31 - Análisis de sensibilidad.

En este análisis se ha tomado VAN=20,5M€ y TIR=9,2%. En CAPEX y OPEX, la columna de -15% se corresponde con el escenario más favorable, y la de +15% al más desfavorable. Los resultados muestran con claridad los riesgos del proyecto. Las variables dominantes son el precio y la producción, cuyo efecto es idéntico ya que ambas entran en el modelo únicamente a través de su producto, de modo que un 15 % menos de precio y un 15 % menos de energía son financieramente indistinguibles. Una caída del 15 % en cualquiera de las dos lleva el VAN a terreno ligeramente negativo, mientras que una mejora equivalente lo aumenta hasta más de la mitad. El CAPEX ocupa el segundo lugar, e incluso encareciéndose un 15 %, el proyecto conserva un VAN positivo de 5,2 M€. Esto se puede interpretar como

un margen confortable frente a sobrecostes de construcción. El OPEX es la variable menos crítica, ya que sus desviaciones del ±15 % mueven el VAN en apenas 3,6 M€, reflejo de que representa una fracción menor de los flujos y de que el contrato integral de mantenimiento mantiene este parámetro fijo.

Con este estudio podemos concluir que el conjunto del análisis dibuja un proyecto viable y razonablemente robusto, cuya rentabilidad descansa sobre hipótesis prudentes y contrastadas con referencias independientes.

8.7 CONCLUSIÓN ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO

El análisis de sensibilidad completa y matiza las conclusiones que se han ido extrayendo de los apartados anteriores. Las variaciones univariantes revelan una jerarquía clara, este proyecto se ha diseñado para resistir desviaciones de ±15 % con holgura. Por lo tanto, se puede concluir, en definitiva, que el parque constituye una inversión económicamente viable y razonablemente robusta. Con las hipótesis tomadas, adoptando el precio a la baja del mercado PPA actual, una tasa de descuento exigente y CAPEX contrastado con referencias independientes, el proyecto genera un VAN de +20,5 M€, ofrece una rentabilidad intrínseca del 9,2 %, además de recuperar la inversión en el décimo año de operación y producir a un coste inferior a la media europea de la tecnología. La viabilidad económica, sumada a la técnica y ambiental de los capítulos precedentes, completa la justificación integral del proyecto.

Capítulo 9. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

Este capítulo cierra el trabajo recogiendo las conclusiones alcanzadas en los tres grandes temas que han estructurado el proyecto, el técnico, el ambiental y el económico, para hacer una valoración sincera del estudio, y proponer líneas futuras de trabajo que permitan llevar el proyecto hasta su fase de desarrollo.

9.1 CONCLUSIONES TÉCNICAS

En este trabajo se ha demostrado la viabilidad técnica de un parque eólico terrestre de 77,84 MW, situado en una zona agrícola de la comunidad autónoma de Castilla y León, cerca de Burgos. Gracias a la estructura del estudio, se han podido ir validando las diferentes etapas con un fuerte carácter técnico.

Se empezó con la selección del emplazamiento, realizada mediante un análisis multicriterio que combinó recurso eólico, saturación de red, precio del suelo, accesibilidad y criterios ambientales. La combinación de estos atributos condujo al proyecto a una zona que ha demostrado reunir las condiciones necesarias muy favorablemente. Con el estudio del recurso eólico se observaron velocidades medias de 7,72 m/s a alturas de 150m, además de una dirección predominante que marcaría la posición de los aerogeneradores. También se pudo ver un perfil vertical progresivo propio de un terreno agrícola de baja rugosidad y una clasificación IEC II con categoría de turbulencia C. Todos estos parámetros demostraban un recurso eólico con condiciones perfectas para el establecimiento del parque.

Sobre este recurso se ha dimensionado el parque de 14 aerogeneradores Enercon E-160 EP5 de 5,56 MW, seleccionados tras una comparativa técnica y económica frente a otros modelos compatibles con las condiciones del terreno. La disposición adoptada respeta las distancias de seguridad frente al efecto estela, orientando los aerogeneradores según las direcciones dominantes del viento, para maximizar la producción. Se estimó una producción anual bruta

de 290,08 GWh, que tras aplicar un 10% de pérdidas globales, se traduce en 261,07 GWh anuales y un factor de capacidad del 38,3%, superando le media del parque eólico español.

La evacuación de esta energía ha quedado resuelta mediante el diseño de una red colectora subterránea de 30kV, que se ha dispuesto en cuatro circuitos con una suma total de 8,5km. Además, se diseñó también una subestación elevadora de 30/220kV mediante una máquina transformadora de 80/100MVA, conectada mediante una línea aérea de alta tensión de 15km hasta la subestación 220kV de Villalbilla, habilitada para la evacuación de energía renovable. Por último, la obra civil no presenta puntos críticos, favorecida por una orografía suave, proximidad de autovías y infraestructura compartida con parques ya autorizados en la zona. Con todo esto se puede comprobar y demostrar la viabilidad técnica del parque.

9.2 CONCLUSIONES AMBIENTALES

Del análisis ambiental se concluye que ningún impacto del proyecto alcanza la categoría de severo o crítico una vez aplicadas las medidas correctoras propuestas. Los efectos más relevantes, la afección potencial a aves y murciélagos, quedan reducidos a rangos asumibles gracias a las soluciones de diseño del aerogenerador escogido y a las medidas de vigilancia y compensación previstas, mientras que el resto de los parámetros apenas resulta afectado.

Frente a estos efectos gestionables y en su mayoría reversibles se sitúa el beneficio ambiental central del proyecto. Con una producción neta de 261 GWh anuales, el parque desplaza generación de origen fósil del sistema peninsular y evita del orden de 52000 toneladas de CO2 anuales, y la huella de carbono de su fabricación, construcción y desmantelamiento se compensa energéticamente en menos de un año de operación. El balance ambiental neto es por tanto claramente positivo y el proyecto se considera compatible con su entorno.

9.3 CONCLUSIONES ECONÓMICAS Y FINANCIERAS

A nivel económico y financiero se ha confirmado que el proyecto es viable y razonablemente robusto. La inversión inicial se ha estimado en una cifra significativa, 101,96M€, equivalente

a 1,31M€/MW. Los costes de operación ascienden a 3,03M€ anuales, y los ingresos se han valorado con un criterio prudente, adoptando un precio de 52€/MWh representativo de los contratos PPA eólicos.

Con estas hipótesis el proyecto arroja un valor actual neto de 20,5 M€ descontando al 7 %, y una tasa interna de retorno del 9,2 %. Además, se ha calculado la recuperación de la inversión durante el décimo año de operación y un coste nivelado de la energía de 45,3 €/MWh, inferior a la media europea de la tecnología. El análisis de sensibilidad matiza esta conclusión, demostrando la solidez del proyecto diseñado. El proyecto resiste desviaciones significativas en sus costes de inversión y operación, y su verdadera variable crítica es la relación precio y producción, cuya caída conjunta del orden del 15 % marca la frontera de la viabilidad. Cabe subrayar que estos resultados se obtienen con una tasa de descuento exigente y un precio en la banda más baja del mercado, de modo que el caso base incorpora ya un margen de prudencia considerable.

9.4 LIMITACIONES DEL ESTUDIO

Este trabajo presenta algunas limitaciones, que para materializar el proyecto deben ser mencionadas. El recurso eólico se ha caracterizado a partir de modelos de análisis como el Global Wind Atlas o el Mapa Eólico Ibérico, sin mediciones reales extraídas del emplazamiento, por lo que la producción estimada arrastra la propia incertidumbre de los modelos. Las pérdidas energéticas se han tratado mediante un porcentaje global del 10 % en lugar de una simulación detallada de estelas aerogenerador a aerogenerador. Los costes proceden de ratios de mercado y de referencias académicas y sectoriales, no de ofertas comerciales en firme, y el análisis financiero se ha planteado a nivel de proyecto, sin estructura de financiación ni fiscalidad, a precios constantes y asumiendo la continuidad del precio del PPA durante toda la vida útil. Por último, el análisis ambiental se ha desarrollado mediante una valoración preliminar, sin el trabajo de campo que exigiría un estudio de impacto ambiental completo. Ninguna de estas simplificaciones invalida las conclusiones alcanzadas, pero todas ellas definen el trabajo pendiente entre este estudio y una decisión final de inversión.

9.5 LÍNEAS FUTURAS

Las limitaciones anteriores marcan de forma natural los siguientes pasos del proyecto. La primera actuación recomendada es una campaña de medición del recurso con torre anemométrica de al menos doce meses de duración, que permitiría recalibrar la producción estimada y reducir la principal fuente de incertidumbre del proyecto, tanto técnica como financiera. También sería conveniente realizar una simulación detallada del efecto estela con herramientas especializadas capaces de optimizar la posición individual de cada aerogenerador y afinar las pérdidas reales del conjunto.

En el plano del desarrollo, el proyecto debería avanzar hacia la ingeniería de detalle de la subestación y de la línea de evacuación, la tramitación efectiva de los permisos de acceso y conexión, y los estudios ambientales de campo. En el plano financiero, la incorporación de la estructura de financiación, la fiscalidad y la inflación al modelo permitiría pasar de la rentabilidad del proyecto a la rentabilidad del accionista, y la negociación temprana de un PPA en condiciones adecuadas fijaría la variable de la que más depende el resultado.

Finalmente, se abren líneas de mayor alcance que exceden este trabajo pero que enriquecerían el proyecto en fases posteriores, como el estudio de hibridación del parque con generación fotovoltaica o almacenamiento compartiendo el punto de evacuación, opción especialmente interesante dada la capacidad de la infraestructura eléctrica diseñada, o la evaluación de estrategias de operación avanzada y mantenimiento predictivo que maximicen la disponibilidad de los equipos durante los veinticinco años de vida útil del parque.

Capítulo 10. BIBLIOGRAFÍA

[1] GWEC, «Global Wind Report,» Global Wind Atlas, GWEC, 2026. Global Wind Report 2026.pdf

[2] REE, «Potencia eólica acomulada».Potencia instalada (Viento) | Informes del sistema

[3] ONU, «Objetivos de Desarrollo Sostenible». Objetivos y metas de desarrollo sostenible - Desarrollo Sostenible

[4] Meteored, «Patrones de viento predominantes en la tierra».Comportamiento de los vientos en la atmósfera

[5] Wikipedia, «Esquema del flujo de un fluido a través de un actuador en forma de disco». Archivo:Betz-tube.svg - Wikipedia, la enciclopedia libre

[6] N. Michelet, «Flujo de aire que atraviesa un generador eólico». 4 -Schéma conceptuel de la théorie de « l'Actuator Disc » (source : Roc... | Download Scientific Diagram

[7] E. Karakas, «Variación en los valores máximos de potencia mecánica Pm, en función de velocidad del rotor n, según diferentes velocidades del viento.». Tip-speed ratio of wind turbine. Figure 2. Variation in P m , n, and P... | Download Scientific Diagram

[8] F. Blaabjerg, «Curva C_p-λ_TSR en función del diseño del rotor». Comparison of Power Coefficients in Wind Turbines Considering the Tip Speed Ratio and Blade Pitch Angle

[9] F. Blaabjerg, «Constantes de los coeficientes de potencia obtenidas en relación con la función exponencial general».Comparison of Power Coefficients in Wind Turbines Considering the Tip Speed Ratio and Blade Pitch Angle

[10] F. Blaabjerg, «Coeficiente de potencia basado en una función exponencial». Comparison of Power Coefficients in Wind Turbines Considering the Tip Speed Ratio and Blade Pitch Angle

[11] F. Blaabjerg, «Coeficiente de par basado en una función exponencial». Comparison of Power Coefficients in Wind Turbines Considering the Tip Speed Ratio and Blade Pitch Angle

[12] M. Abkar, «- Esquema de una HAWT (turbina eólica de eje horizontal) a la izquierda, y de una VAWT (turbina eólica de eje vertical de tres palas rectas) a la derecha». A schematic of a HAWT (left), and a threeand straight-bladed VAWT (right). | Download Scientific Diagram

[13] ElportaldelaEnergía, «Barlovento vs Sotavento». Eólica onshore - El Portal de la Energía

[14] X. Huang, «Clasificación de tipos de turbinas VAWT».Comparison of Horizontal and Vertical-Axis Wind Turbines

[15] «Parque eólico en Burgos». El aerogenerador más potente de España, en Burgos

[16] «Palas, buje y rotor de un aerogenerador».Aerogenerador - Qué es, tipos, definición y concepto

[17] «Principales componentes de un aerogenerador de pala variable».Los aerogeneradores también generan nuevas estrategias de mecanizado - Metalmecánica

[18] «Tren de potencia de aerogenerador». ¿Cómo es un Aerogenerador por Dentro? - Aerogeneradores

[19] «Motor de inducción de jaula de ardilla». ¿Qué es un motor de inducción y cómo funciona?

[20] L. Sigrit, «Esquema de sistemas de control de potencia en aerogenerador, de asignatura de accionamientos eléctricos de 4º ICAI». Formato Normalizado del IIT No. 2

[21] «Interior de la torre de un aerogenerador eólico». Aerogeneradores de eje vertical y horizontal: Tipos y funcionamiento

[22] «Esquema de control de parque eólico DFIG de asignatura de AEP de 4º ICAI». Microsoft PowerPoint - 4-PWM y efectos_GITI_v3.pptx

[23] AleaSoft, «Coste nivelado de la electricidad (LCOE) de la eólica terrestre 2010-2023». AleaSoft / El Periódico de la Energía – La caída de los costes de las renovables

[24] Lazard, «LCOE». Levelized Cost of Energy+ (LCOE+) | Lazard | Lazard

[25] E. Periódico, «Modelos de aerogeneradores». El Periódico de la Energía – La carrera por el aerogenerador onshore más grande (2019)

[26] Vestas, «Características Vestas V172-7.2 MW». V172-7.2 MW™

[27] Enercon, «Enercon E-175 EP5». ENERCON wind turbines | New top model E-175 EP5 | Further models: E-160 EP5, E-138 EP3, E-82 EP2

[28] Nordex, «Nordex delta 4000». Platforms - Nordex SE

[29] H. Scotland, «Aerogeneradores tipo boya». Hywind Scotland - the world's first floating wind farm - Equinor

[30] O. Winds, «Aerogeneradores flotantes». WindFloat Atlantic - Ocean Winds

[31] Saetic, «Tecnología offshore nacional». Floating Offshore Wind by Saitec Offshore

[32] V. Bladeless, «Aerogenerador sin palas». Vortex Bladeless | Eólica sin Palas

[33] L. w. project, «Proyecto zebra».ZEBRA project launched to develop first 100% recyclable wind turbine blades | LM Wind Power

[34] Siemens, «Reciclaje de palas de aerogenerador por Siemens». La ingeniosa solución que han encontrado para reciclar las palas de los aerogeneradores

[35] C. Radio, «Uso de la IA en energía eólica». Para qué se usa la Inteligencia Artificial en los parques eólicos | Capital Radio

[36] GWEC, «GWEC 2026». Global Wind Report 2026.pdf

[37] UNE, «UNE-EN IEC 61400».UNE-EN_IEC_61400-4=2026.pdf

[38] UNE, «UNE-EN IEC 61400 – 1:2020».UNE-EN_IEC_61400-1=2020.pdf

[39] UNE, «UNE-EN IEC 61400 – 12-1:2024». UNE-EN_IEC_61400-12-1=2024(AC=2025-06.pdf

[40] UNE, «UNE-EN IEC 61400 – 15-1:2025». UNE-EN_IEC_61400-15-1=2025.pdf

[41] UNE, «UNE-EN IEC 61400 – 21-1:2021». UNE-EN_IEC_61400-21-1=2021.pdf

[42] UNE, «UNE-EN IEC 61400 – 24:2019/A1:2024». UNE-EN_IEC_61400-24=2019(A1=2024.pdf

[43] MITERD, «Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico». Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

[44] BOE, «Ley 24/2013». BOE-A-2013-13645 Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

[45] BOE, «Real Decreto 1955/2000». BOE-A-2000-24019 Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución,

comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

[46] «Decreto 189/1997». decreto+189_1997.pdf

[47] BOE, «Ley 21/2013». BOE-A-2013-12913 Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

[48] BOE, «Real Decreto 1183/2020». BOE-A-2020-17278 Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

[49] BOE, «Real Decreto 960/2020». BOE-A-2020-13591 Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.

[50] CNMC, «REER». Régimen Económico de Energías Renovables

[51] M. d. transición, «Red Natura 2000». Red Natura 2000

[52] BOE, «Ley 42/2007». BOE-A-2007-21490 Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.

[53] BOE, «Real Decreto 1432/2008». BOE-A-2008-14914 Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.

[54] BOE, «Ley 31/1995». BOE-A-1995-24292 Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

[55] BOE, «Real Decreto 39/1997». BOE-A-1997-1853 Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.

[56] BOE, «Real Decreto 1627/1997». BOE-A-1997-22614 Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.

[57] BOE, «Real Decreto 2177/2004». BOE-A-2004-19311 Real Decreto 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura.

[58] BOE, «Real Decreto 614/2001». BOE-A-2001-11881 Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

[59] IDAE, «Atlas Eólico de España (IDAE)». Mapa Eólico Ibérico

[60] WAsP, «Global Wind Atlas».Global Wind Atlas

[61] BOE, «Precio medio tierras agrícolas». Precios Medios Anuales de las Tierras de Uso Agrario

[62] AEE, «Mapa de aerogeneradores en la península ibérica por AEE (Asociación Empresarial Eólica)». Mapa de parques eólicos - Asociación Empresarial Eólica

[63] Arcgis, «Visor oficial de REE de capacidad de acceso a la red de transporte para la zona de Lerma». Capacidades de generación

[64] Google, «Imagen satelital de la zona con Google Earth». Google Earth

[65] ECAICO, «Yaw & Pitch». Wind Turbine Components – Part 7: Yaw & Pitch

[66] IRENA, «Coste MWH». Costes de la generación de energía renovable en 2024

[67] Vestas, «Ficha técnica Vestas 120». https://es.wind-turbine-models.com/turbines/1815-vestas-v120-2-2

[68] Siemens, «Ficha técnica Siemens Gamesa SG 5.0-145». https://es.wind-turbine-models.com/turbines/2131-siemens-gamesa-sg-5-0-145

[69] Vestas, «Ficha técnica Vestas V136-4,5 MW». https://es.wind-turbine-models.com/search?q=Vestas+V136-4.5+MW

[70] Enercon, «Ficha técnica Enercon E-160 EP5». EC_WEA_EN_neu.indd

[71] Ecoticias, «Distancias entre aerogeneradores». Distancias entre aerogeneradores: esta es la 1ª directriz que usan los profesionales

[72] Derecho.com, «Parque eólico Iglesias». Anuncio de la Dependencia Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Burgos, por el que se somete a Información Pública la solicitud de la Declaración de Utilidad Pública del Parque Eólico «Iglesias» de 70,4 MW y sus infraestructuras de evacuación, en los términos municipales de Iglesias, Hontanas, Tamarón, Los Balbases, Estépar, Rabé de las Calzadas, Tardajos, San Mamés de Burgos y Villalbilla de Burgos, en la provincia de Burgos, promovido por la mercantil «BOREAS WIND, S.L.». Código: PEol-381.

[73] BOE, «Proyectos Desma». BOE-A-2025-9955 Resolución de 6 de mayo de 2025, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Green Capital Development III, SLU, autorización administrativa previa y autorización administrativa de construcción para el parque eólico «Desma», de 27,12 MW de potencia instalada, la instalación híbrida fotovoltaica «Desma Solar», de 32,075 MW de potencia instalada, y sus infraestructuras de evacuación, en Albillos, Arcos, Buniel, Cavia, Cayuela, Estépar, Rabé de las Calzadas, San Mamés de Burgos, Tardajos y Villalbilla de Burgos (Burgos) y se declara, en concreto, su utilidad pública.

BOE-A-2024-2445 Resolución de 30 de enero de 2024, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Green Capital Development III,

SLU, autorización administrativa previa para el parque eólico "Desma", de 24,99 MW de potencia instalada, la instalación híbrida fotovoltaica "Desma Solar", de 32,34 MW de potencia instalada, y sus infraestructuras de evacuación, en los términos municipales de Albillos, Arcos, Buniel, Cayuela, Estépar, Rabé de las Calzadas, San Mamés de Burgos, Tardajos y Villalbilla de Burgos (Burgos).

[74] BOE, «Ampliación en Cotorros». Disposición 9955 del BOE núm. 121 de 2025

[75] L. Sigrit, «Esquemas accionamientos eléctricos». Formato Normalizado del IIT No. 2

[76] BOE, «ITC-LAT-06 (Real Decreto 223/2008)». BOE-A-2008-5269 Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.

[77] Prysmian, «Datos Prysmian para el cable RH5Z1-OL18/30kV». DataSheet

[78] UNE, «UNE-EN 50522». UNE-EN_50522=2022(A1=2025.pdf

[79] S. Electric, «Celda de media tensión SM6». files Manual de Operación SM6-36 Schneider | PDF | Relé | Fusible (Eléctrico)

[80] BOE, «RD-2014-6084». BOE-A-2014-6084 Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.

[81] BOE, «BOE-A-2024-2445». BOE-A-2024-2445 Resolución de 30 de enero de 2024, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Green Capital Development III, SLU, autorización administrativa previa para el parque eólico "Desma", de 24,99 MW de potencia instalada, la instalación híbrida fotovoltaica "Desma Solar", de 32,34 MW de potencia instalada, y sus infraestructuras de evacuación, en los términos municipales de Albillos, Arcos,

Buniel, Cayuela, Estépar, Rabé de las Calzadas, San Mamés de Burgos, Tardajos y Villalbilla de Burgos (Burgos).

[82] Hitachi, «Características transformador». UNE-EN_IEC_60071-1=2020.pdf

[83] UNE, «UNE-EN IEC 60071-1». Generator Step-up (GSU) Transformers (GSU) | Hitachi Energy

[84] Arteche, «Transformadores para la subestación.». Serie CA - Transformadores de Intensidad AT | Arteche

[85] UNE, «UNE IEC 61850». UNE-EN_IEC_61850-8-2=2019.pdf

[86] REE, «Mapa de REE con la ampliación de subestación de Villalbilla 220kV». Mapa de proyectos | Red Eléctrica

[87] BOE, «RD 1183/2020». BOE-A-2020-17278 Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

[88] AEE, «Medidas cimientos de los parques eólicos». DESARROLLO DE CANALES COMUNICACIÓN INTERNA

[89] C. Wind, «Jaulas de anclaje para cimientos.». Diseño de la jaula de anclaje

[90] BOE, «ITC-LAT 06». BOE-A-2008-5269 Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el a Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.

[91] BOE, «Muños». BOE-B-2025-28539 Anuncio de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Burgos, por el que se somete a Información Pública la solicitud de Declaración de Impacto Ambiental y

Autorización Administrativa Previa de la INSTALACIÓN Parque Eólico «Muñó», de 140 MW de potencia instalada, y su infraestructura de evacuación, situado en los términos municipales de Arcos de la Llana, Cogollos, Estepar, Presencio, Sarracín, Valdorros y Villangómez, en la provincia de Burgos; promovida por la mercantil «SISTEMAS EÓLICOS DE MUÑÓ, S.L.». CÓDIGO PEol-832.

[92] BOE, «RD 139/2011». BOE-A-2011-3582 Real Decreto 139/2011, de 4 de febrero, para el desarrollo del Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial y del Catálogo Español de Especies Amenazadas.

[93] BOE, «Ley 42/2007». BOE-A-2007-21490 Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.

[94] BOE, «Ley 37/2003». BOE-A-2003-20976 Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido.

[95] BOE, «Real Decreto 1367/2007». BOE-A-2007-18397 Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas.

[96] C. t. huella, «Emisiones mix energético». Factores de emisión MITECO 2025: tabla completa actualizada

[97] Rasul, «Wind economics». 1-s2.0-S0360544222015328-main.pdf

[98] C. reader, «PPA». España, el país de los PPAs más baratos de Europa tras la caída de los precios eléctricos por la mayor generación renovable

[100] TFG de referencia TFG-deEliasAlcaraz,Gonzalo.pdf

[101] Excel con cálculos Cálculos TFG COMPLETO.xlsx

ANEXO I



TECHNICAL DATA

E-160 EP5 E3

Last updated: 08/2025. Technical information subject to change.

GENERAL

Nominal power	5,560 kW
Wind class (IEC)	IEC S
Wind zone (DIBt)	WZ S GK S
Turbine concept	gearless, variable speed, full power converter
Design service life	20 years (IEC IIIA) 25 years (IEC IIB)
Cut in wind speed	2.5 m/s
Cut out wind speed	28 m/s
Extreme wind speed at hub height (3-second gust)	52.5 m/s
Normal operating temperature range	-20 °C to +40 °C
Grid feed / control system	ENERCON inverter
Grid frequency	50 Hz / 60 Hz
Sound power level	98.0 - 106.8 dB(A) Yield and noise-optimised operation. Further modes on request.

ROTOR

Rotor diameter	160 m
Type	upwind rotor with active pitch control

TOWER

Hub height	**IEC S** 99 m 120 m 140 m 160 m 166 m

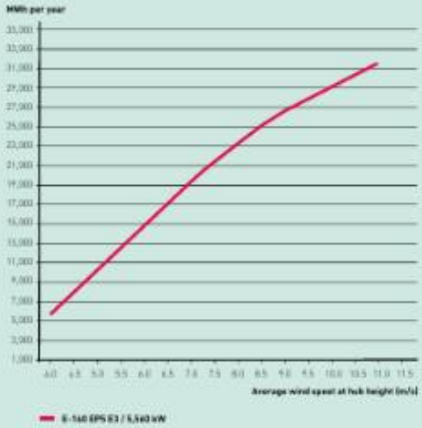
GENERATOR

Type	multi-pole synchronous generator (PMG)
Cooling system	air cooling system

FEATURES

	STANDARD	OPTIONAL
FACTS and transmission	X	
ENERCON SCADA	X	
ENERCON storm control	X	
ENERCON Shadow shutdown		X
ENERCON SCADA bat protection		X
Ice detection system		X
Sector management for wind farms		X
Beacon management for wind farms		X

ANNUAL ENERGY YIELD



ANEXO II

velocidad [m/s]	Potencia [kw]	Weibull f(v)	f(v)·P(v)·0,5	Potencia media
0,5	0	0	0	2340,536594
1	0	0	0	
1,5	0	0	0	
2	0	0	0	
2,5	0	0	0	
3	49	0,069166884	1,694588666	
3,5	118	0,077725168	4,585784891	
4	210	0,084936992	8,918384198	
4,5	328	0,090713314	14,87698349	
5	475	0,095008292	22,56446925	
5,5	655	0,09781831	32,03549661	
6	871	0,099179533	43,19268652	
6,5	1126	0,099164107	55,82939252	
7	1423	0,097875254	69,63824329	
7,5	1765	0,095441508	84,22713081	
8	2157	0,092010438	99,23325713	
8,5	2601	0,087742157	114,1086755	
9	3100	0,082802941	128,3445591	
9,5	3658	0,077359223	141,4900181	
10	4278	0,071572201	153,0929375	
10,5	4963	0,065593244	162,7696357	
11	5560	0,059560199	165,5773541	
11,5	5560	0,053594668	148,9931759	
12	5560	0,047800253	132,8847024	
12,5	5560	0,042261728	117,4876039	
13	5560	0,037045038	102,9852069	
13,5	5560	0,032198016	89,51048531	
14	5560	0,027751675	77,14965668	
14,5	5560	0,023721935	65,9469789	
15	5560	0,020111634	55,91034363	
15,5	5560	0,016912694	47,01728973	
16	5560	0,01410831	39,22110178	
16,5	5560	0,011675076	32,45671251	
17	5560	0,00958496	26,64618867	
17,5	5560	0,007807065	21,70364119	
18	5560	0,006309158	17,53945924	
18,5	5560	0,005058929	14,06382124	
19	5560	0,004024993	11,18948052	
19,5	5560	0,003177647	8,833859735	
20	5560	0,002489394	6,920514328	
20,5	5560	0,001935267	5,380043034	
21	5560	0,001492997	4,150532728	
21,5	5560	0,001143031	3,177627347	
22	5560	0,000868456	2,414307668	
22,5	5560	0,000654842	1,820461723	
23	5560	0,000490042	1,362316034	
23,5	5560	0,000363952	1,011786875	
24	5560	0,000268273	0,745799335	
24,5	5560	0,000196263	0,545611015	
25	5560	0,000142506	0,396167091	
25,5	5560	0,0001027	0,28550473	
26	5560	7,34595E-05	0,204217512	
26,5	5560	5,21528E-05	0,1449847	
27	5560	3,67503E-05	0,102165745	
27,5	5560	2,57041E-05	0,071457283	
28	5560	1,78445E-05	0,049607755	
28,5	5560	1,22963E-05	0,034183624	