



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN
PARQUE EÓLICO EN EL LLANO MUEDO (SORIA)**

Autor:

Diego Bueno Sánchez

Director:

Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid, Junio de 2026

Declaración de originalidad

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

Uso de Inteligencia Artificial¹

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:

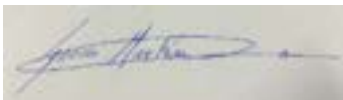
He utilizado Inteligencia Artificial como herramienta de apoyo en la lluvia de ideas de los capítulos del proyecto, de cara a analizar los diferentes campos a estudiar y evaluar. En la estructuración general del trabajo (organización de capítulos y apartados) y como ayuda en la codificación de las ecuaciones en formato LaTeX.

Firmado (alumno): Diego Bueno Sánchez

Fecha: 10/07/2026

¹Esta 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...)

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
	
Fdo: Ignacio Martín Gutiérrez	Fdo:
Fecha: 10/Julio/26	Fecha:



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN
PARQUE EÓLICO EN EL LLANO MUEDO (SORIA)**

Autor:

Diego Bueno Sánchez

Director:

Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid, Junio de 2026

Agradecimientos

Doy gracias a mis abuelos, por todo lo que me han enseñado.

Resumen

Título: Evaluación Técnico-Económica de un Parque Eólico en el Llano Muedo (Soria)

Autor: Diego Bueno Sánchez

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Entidad Colaboradora: No procede

Descripción del Proyecto:

Introducción

El sector energético se encuentra en un proceso de transformación profunda, impulsado por la necesidad de descarbonizar la economía global y mitigar el cambio climático. En España, esta transición se articula a través del PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima), que fija como meta que el 81 % de la generación eléctrica proceda de fuentes renovables. En este marco, la energía eólica se ha consolidado como la columna vertebral del sistema eléctrico español, aportando cerca del 24 % de la producción nacional en 2025 y reduciendo sus costes en más de un 60 % en la última década. No obstante, la transición hacia una red totalmente renovable choca todavía con una barrera técnica: la generación renovable se conecta a la red mediante electrónica de potencia y carece, por tanto, de la inercia rodante que las centrales síncronas convencionales aportan para estabilizar el sistema frente a perturbaciones de frecuencia, vulnerabilidad puesta de manifiesto de forma dramática en el apagón nacional del 28 de abril de 2025. La energía eólica sigue siendo, así, la piedra angular de la transición energética, pero su despliegue a gran escala debe planificarse de forma rigurosa, proyecto a proyecto, para garantizar una viabilidad económica real.

Es en este contexto donde se encuadra el presente Trabajo de Fin de Grado, cuyo objeto es evaluar la viabilidad técnica y económica de un nuevo parque eólico onshore en la meseta del Llano Muedo, en la provincia de Soria (Castilla y León), analizando tanto el diseño de ingeniería como el desempeño financiero del proyecto a lo largo de su vida útil, así como su impacto ambiental y social. Más allá de su alcance académico, el proyecto responde a una motivación personal: analizar el potencial eólico de Soria, una provincia gravemente afectada por la despoblación rural (la denominada “España Vaciada”), como vía para canalizar inversión renovable hacia estos territorios olvidados. El objetivo general no es únicamente diseñar un parque eólico, sino determinar de forma crítica si el emplazamiento del Llano Muedo reúne las condiciones necesarias para convertirse en un activo energético rentable y financiable.

Metodología

El trabajo sigue una metodología secuencial en la que el resultado de cada fase constituye el dato de entrada de la siguiente, culminando en la evaluación financiera del proyecto.

El estudio comienza con la caracterización del emplazamiento y de su recurso eólico: se analizan la orografía y la rugosidad de la meseta del Llano Muedo, y se tratan estadísticamente los datos históricos de viento para obtener la distribución de Weibull del emplazamiento y su

rosa de los vientos, junto con el perfil vertical del viento (exponente de Hellmann) necesario para extrapolar la velocidad hasta la altura de buje. A partir de la clase de viento resultante, se realiza un estudio comparativo de aerogeneradores comerciales, aplicando filtros técnicos (potencia específica, disponibilidad de altura de buje, tecnología del tren de potencia) que conducen a la selección de la máquina más adecuada y a su disposición óptima en planta (micrositing) para maximizar la captación de energía minimizando las pérdidas por efecto estela.

A continuación, se dimensionan el sistema eléctrico (red colectora, transformadores de cada aerogenerador, subestación elevadora y línea de evacuación) y la obra civil (viales de acceso, cimentaciones, zanjas y logística de montaje) en el grado necesario para sustentar una estimación fiable de la inversión (CAPEX) y confirmar la operatividad del emplazamiento. Posteriormente se obtiene la Producción Anual de Energía (AEP) mediante integración discreta de la distribución de Weibull del emplazamiento sobre la curva de potencia del aerogenerador, seguida de una cascada de pérdidas que proporciona el AEP neto y sus escenarios probabilísticos asociados (P50/P90).

Finalmente, se construye un modelo financiero completo a 25 años de vida útil, que integra CAPEX, gastos operativos (OPEX), una estructura de financiación de tipo Project Finance, fiscalidad y amortizaciones, y dos estrategias alternativas de venta de la energía (un PPA a diez años seguido de exposición a mercado, frente a la exposición íntegra al mercado diario). El modelo calcula los indicadores de rentabilidad tanto del proyecto (no apalancado, FCFF) como del accionista (apalancado, FCFE) —VAN, TIR, *payback* y coste medio nivelado de la energía (LCOE)— y se somete a un análisis de sensibilidad univariante (tornado) y a un análisis de escenarios combinados (pesimista/base/optimista). Un análisis cualitativo y parcialmente cuantificado del impacto ambiental y social (avifauna, ruido, paisaje, emisiones de CO₂ evitadas y alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible) completa el estudio.

Resultados

La evaluación del recurso eólico confirma que el Llano Muedo es un emplazamiento excelente: la distribución de Weibull a la altura de buje ($k = 1,755$, $c = 9,32$ m/s a 140 m) refleja un régimen de viento moderado pero notablemente constante, reforzado por una baja rugosidad del terreno y un exponente de Hellmann inferior al estándar ($\alpha = 0,115$), ambos factores favorables para máquinas de gran altura de buje. Este diagnóstico condujo a la selección del Enercon E-160 EP5, un aerogenerador de accionamiento directo de 5,56 MW, dispuesto en ocho unidades distribuidas en dos filas orientadas perpendicularmente a la dirección dominante del viento, alcanzando una potencia instalada total de 44,48 MW.

La producción anual neta resultante (escenario P50) es de 160.799 MWh/año, equivalente a un factor de capacidad del 41,3 % y 3.615 horas equivalentes de funcionamiento, cifra muy superior al rango habitual de la eólica onshore española (28-38 %). Las infraestructuras eléctricas y civiles necesarias para sustentar esta producción (red colectora de 30 kV, subestación elevadora de 50 MVA, línea de evacuación de 132 kV, viales de acceso y cimentaciones) se han dimensionado sin encontrar ningún condicionante técnico insuperable.

En el plano financiero, la inversión total (CAPEX) asciende a 50,3 M€ (1.132 €/kW), financiada bajo una estructura 70/30 de deuda y capital propio. El proyecto genera un VAN y una TIR positivos a ambos niveles: una TIR del proyecto (no apalancada) del 10,23 % (VAN de 16,36 M€ a un WACC del 7,0 %) y una TIR del accionista (apalancada) del 18,31 % (VAN

de 21,54 M€), esta última notablemente favorecida por el apalancamiento financiero, ya que el coste de la deuda (5,0 %) resulta sensiblemente inferior a la rentabilidad no apalancada del activo. El LCOE resultante, 38,82 €/MWh en el escenario base, es coherente con la referencia global de IRENA para la eólica onshore (34 \$/MWh) y queda muy por debajo tanto del precio del PPA contratado (55 €/MWh) como del precio de mercado capturado a lo largo de toda la vida útil del proyecto. El ratio de cobertura del servicio de la deuda (DSCR) se mantiene entre 1,8x y 4,0x durante el periodo de amortización, muy por encima del umbral mínimo del 1,30x habitualmente exigido por las entidades financieras. El análisis de sensibilidad identifica el precio de venta de la energía como la variable individual con mayor impacto sobre el VAN del proyecto, por delante incluso del CAPEX, lo que traslada el centro de gravedad del riesgo del proyecto desde la ejecución técnica hacia la estrategia comercial.

Desde el punto de vista ambiental, las emisiones evitadas (41.486 t CO₂e/año) permiten al parque compensar la totalidad de su huella de fabricación en aproximadamente ocho meses de operación, mientras que los niveles de ruido en los núcleos de población más próximos se mantienen muy por debajo de los límites legales. El principal riesgo no técnico identificado es de naturaleza regulatoria: la proximidad del emplazamiento a la Zona de Especial Protección para las Aves “Páramo de Layna”, hogar de la alondra ricotí (*Chersophilus duponti*), especie catalogada en peligro de extinción, factor que ha condicionado de forma recurrente la tramitación ambiental de otros parques eólicos de la comarca. En el plano social, el proyecto se alinea de forma cuantificable con los ODS 7, 8, 9 y 13, generando flujos económicos recurrentes hacia un territorio afectado por la despoblación rural.

Conclusiones

Los resultados obtenidos permiten extraer una conclusión clara: el parque eólico del Llano Muedo es un proyecto técnica y económicamente viable. El emplazamiento dispone de un recurso eólico de calidad excepcional, muy superior a la media del parque eólico onshore español, que se traduce en un factor de capacidad excelente; la tecnología seleccionada resulta adecuada al régimen de viento local; y las infraestructuras eléctricas y civiles necesarias no presentan obstáculos para su ejecución. Desde el punto de vista financiero, el proyecto genera valor tanto para el promotor como para el accionista, con rentabilidades que superan holgadamente el coste de capital exigido en ambos niveles y un margen de seguridad razonable frente a la principal fuente de incertidumbre, el precio de venta de la energía.

Esta viabilidad debe entenderse, no obstante, como condicionada: el riesgo regulatorio-ambiental asociado a la cercanía de un espacio de la red Natura 2000 con presencia de una especie de ave esteparia en peligro de extinción debe abordarse de forma explícita y prioritaria —mediante estudios específicos de avifauna, sistemas de detección y parada, y un análisis del efecto acumulativo con los parques eólicos vecinos— antes de que el proyecto avance hacia la tramitación administrativa definitiva. Sujeto a esta condición, y a la validación de las hipótesis del modelo financiero frente a datos de mercado actualizados en el momento de una eventual inversión real, el parque eólico del Llano Muedo constituye una oportunidad de inversión sólida y una auténtica palanca de desarrollo económico para un territorio de la “España Vacía” que, como se planteó en la motivación de este proyecto, encuentra en sus propios recursos naturales una vía de revitalización.

Abstract

Title: Technical-Economic Assessment of a Wind Farm in Llano Muedo (Soria)

Author: Diego Bueno Sánchez

Supervisor: Ignacio Martín Gutiérrez

Collaborating Entity: Not applicable

Project Description:

Introduction

The energy sector is undergoing a profound transformation driven by the need to decarbonise the global economy and mitigate climate change. In Spain, this transition is guided by the PNIEC (National Integrated Energy and Climate Plan), which sets an ambitious target of 81 % renewable electricity generation. Within this framework, wind energy has become the backbone of the Spanish power system, supplying nearly 24 % of national electricity production in 2025 while cutting its costs by more than 60 % over the last decade. However, the transition towards a fully renewable grid still faces a technical barrier: renewable generation connects to the grid through power electronics and therefore lacks the rotational inertia that conventional synchronous plants provide to stabilise the system against frequency disturbances, a vulnerability starkly illustrated by the nationwide blackout of 28 April 2025. Wind power therefore remains the cornerstone of the energy transition, but its large-scale deployment must be planned rigorously, project by project, to ensure genuine economic viability.

It is in this context that the present Bachelor's Thesis is framed. Its purpose is to assess the technical and economic feasibility of a new onshore wind farm on the Llano Muedo plateau, in the province of Soria (Castilla y León, Spain), evaluating both the engineering design and the financial performance of the project throughout its operating life, as well as its environmental and social impact. Beyond its academic scope, the project responds to a personal motivation: analysing the wind potential of Soria, a region severely affected by rural depopulation, as a means of channelling renewable investment back into these overlooked territories. The overall objective is not merely to design a wind farm, but to critically determine whether the Llano Muedo site meets the conditions required to become a bankable, profitable energy asset.

Methodology

The work follows a sequential methodology in which the output of each phase becomes the input of the next, culminating in the financial evaluation of the project.

The study begins with the characterisation of the site and its wind resource: the orography and roughness of the Llano Muedo plateau are analysed, and historical wind data are processed statistically to obtain the Weibull distribution of the site and its wind rose, together with the vertical wind profile (Hellmann exponent) needed to extrapolate wind speed up to hub height. Based on the resulting wind class, a comparative screening of commercial wind

turbines is carried out, applying technical filters (specific power, hub-height availability, drivetrain technology) that lead to the selection of the most suitable machine and its optimal layout (micrositing) to maximise energy capture while minimising wake losses.

The electrical system (collector network, wind-turbine transformers, step-up substation and evacuation line) and the civil works (access roads, foundations, trenches and erection logistics) are then dimensioned to the extent required to support a reliable estimate of the capital expenditure (CAPEX) and to confirm the operational feasibility of the site. The Annual Energy Production (AEP) is subsequently obtained through discrete integration of the site's Weibull distribution against the turbine's power curve, followed by a loss cascade that yields the net AEP and its associated probabilistic scenarios (P50/P90).

Finally, a complete financial model is built over a 25-year project life, integrating CAPEX, operating expenditure (OPEX), a Project Finance debt structure, taxation and depreciation, and two alternative energy-sales strategies (a ten-year PPA followed by merchant exposure, versus full exposure to the day-ahead market). The model computes the profitability indicators of both the project (unlevered, FCFF) and the equity holder (levered, FCFE) — NPV, IRR, payback and the Levelised Cost of Energy (LCOE) — and is stress-tested through a univariate sensitivity (tornado) analysis and combined pessimistic/base/optimistic scenarios. A qualitative and partially quantified assessment of the environmental and social impact (avifauna, noise, landscape, avoided CO₂ emissions and alignment with the Sustainable Development Goals) completes the analysis.

Results

The wind resource assessment confirms that Llano Muedo is an excellent site: the Weibull distribution at hub height ($k = 1,755$, $c = 9,32$ m/s at 140 m) reflects a moderate but remarkably steady wind regime, reinforced by low terrain roughness and a below-standard Hellmann exponent ($\alpha = 0,115$), both of which favour tall-hub-height machines. This diagnosis led to the selection of the Enercon E-160 EP5, a 5.56 MW direct-drive turbine, arranged in eight units across two rows oriented perpendicular to the dominant wind direction, for a total installed capacity of 44.48 MW.

The resulting net annual energy production (P50 scenario) is 160,799 MWh/year, corresponding to a capacity factor of 41.3 % and 3,615 equivalent full-load hours — a figure well above the typical range for Spanish onshore wind farms (28–38 %). The electrical and civil infrastructure required to support this generation (30 kV collector network, a 50 MVA step-up substation, a 132 kV evacuation line, road access and foundations) has been sized without encountering any insurmountable technical constraint.

On the financial side, the total investment (CAPEX) amounts to 50.3 million EUR (1,132 EUR/kW), financed under a 70/30 debt-to-equity structure. The project yields a positive Net Present Value and Internal Rate of Return at both levels: an unlevered project IRR of 10.23 % (NPV of 16.36 million EUR at a 7.0 % WACC) and a levered equity IRR of 18.31 % (NPV of 21.54 million EUR), the latter benefiting markedly from financial leverage since the cost of debt (5.0 %) is well below the unlevered return of the asset. The resulting LCOE, 38.82 EUR/MWh in the base scenario, is consistent with IRENA's global benchmark for onshore wind (34 \$/MWh) and remains comfortably below both the contracted PPA price (55 EUR/MWh) and the merchant price captured throughout the project's operating life. The debt service coverage ratio remains between 1.8x and 4.0x during the amortisation pe-

riod, well above the 1.30x threshold typically required by lenders. The sensitivity analysis identifies the energy sale price as the single most influential variable on the project's NPV, ahead even of CAPEX, shifting the centre of gravity of project risk from technical execution towards commercial strategy.

From an environmental standpoint, the avoided emissions (41,486 t CO₂e/year) allow the farm to offset its full manufacturing carbon footprint in approximately eight months of operation, while noise levels at the nearest population centres remain well within legal limits. The main non-technical risk identified is regulatory: the site lies close to the “Páramo de Layna” Special Protection Area for Birds, home to the endangered Dupont's lark (*Chersophilus duponti*), a factor that has repeatedly constrained the environmental permitting of other wind farms in the area. On the social side, the project aligns quantifiably with SDGs 7, 8, 9 and 13, generating recurring economic flows towards a territory affected by rural depopulation.

Conclusions

The results obtained allow a clear conclusion to be drawn: the wind farm is a technically and economically viable project. The site holds a wind resource of outstanding quality, well above the Spanish onshore average, translating into an excellent capacity factor; the selected technology is well matched to the local wind regime; and the required electrical and civil infrastructure presents no obstacles to execution. Financially, the project creates value for both the developer and the equity investor, with returns that comfortably exceed the cost of capital at both levels and a reasonable safety margin against the main source of uncertainty, the electricity sale price. This viability is nonetheless conditional: the regulatory and environmental risk associated with the proximity of a Natura 2000 site hosting an endangered steppe-bird species must be addressed explicitly and as a priority — through dedicated avifauna studies, detection-and-curtailment systems and a cumulative-impact analysis with neighbouring wind farms — before the project advances to formal administrative permitting. Subject to this condition, and to the validation of the financial model's assumptions against up-to-date market data at the time of any real investment decision, the Llano Muedo wind farm constitutes a sound investment opportunity and a genuine lever for economic development in a region that, as stated in the motivation of this project, holds in its own natural resources a path towards revitalisation.

Índice general

Resumen	V
Abstract	IX
Capítulo 1. Introducción	1
1.1 Contexto energético	1
1.2 Estado de la cuestión	1
1.3 Motivación del proyecto	2
1.4 Objetivos del proyecto	3
1.5 Alineación con los ODS	3
1.6 Metodología de trabajo	5
1.7 Recursos a emplear	5
Capítulo 2. Emplazamiento del parque eólico	7
2.1 Localización geográfica	7
2.2 Orografía del emplazamiento	8
2.3 Distancias a núcleos de población	9
2.4 Infraestructura vial	10
2.5 Recurso eólico: datos preliminares	10
2.6 Conexión a la red eléctrica	11
2.7 Conclusión	12
Capítulo 3. Recurso eólico	13
3.1 Naturaleza y variabilidad del viento	13
3.2 Perfil vertical del viento	14
3.2.1 Ley de Hellmann	15
3.2.2 Ley logarítmica	15
3.2.3 Datos del perfil vertical y comparativa	16
3.3 Densidad del aire	16
3.4 Rosa de los vientos	18
3.4.1 Variabilidad temporal	20
3.5 Distribución estadística del viento: modelo de Weibull	21
3.5.1 Cálculo de los parámetros k y c para el Muedo	22
3.6 Velocidad a la altura del buje	23
3.6.1 Clasificación IEC 61400-1	24
3.6.2 Ganancia de potencia con la altura	24
3.7 Conclusión	24
Capítulo 4. Aerogeneradores	26
4.1 Fundamentos teóricos del aerogenerador	26

4.1.1	<i>Principio de funcionamiento</i>	26
4.1.2	<i>Límite de Betz</i>	26
4.1.3	<i>Coeficiente de potencia</i>	27
4.1.4	<i>La curva de potencia</i>	27
4.1.5	<i>Potencia específica</i>	28
4.2	<i>Tipología de aerogeneradores</i>	28
4.2.1	<i>Clasificación por orientación del eje de giro</i>	28
4.2.2	<i>Configuraciones del tren de potencia</i>	29
4.2.3	<i>Regulación de potencia</i>	29
4.2.4	<i>Tendencias actuales del mercado</i>	30
4.3	<i>Criterios de preselección y filtros técnicos</i>	30
4.4	<i>Candidatos seleccionados</i>	31
4.5	<i>Tabla comparativa y potencia específica</i>	31
4.5.1	<i>Cálculo de la potencia específica</i>	31
4.5.2	<i>Comparativa técnica completa</i>	32
4.6	<i>Análisis de adecuación al emplazamiento del Muedo</i>	32
4.6.1	<i>Potencia específica frente al régimen de viento</i>	32
4.6.2	<i>Velocidades características frente a la distribución de Weibull</i>	32
4.6.3	<i>Altura de buje y velocidad real en el rotor</i>	32
4.6.4	<i>Tecnología del tren de potencia e implicaciones en OPEX</i>	33
4.7	<i>Scoring técnico y selección del aerogenerador</i>	33
4.8	<i>Micrositing: layout conceptual del parque</i>	35
4.8.1	<i>Viento dominante y orientación del layout</i>	35
4.8.2	<i>Criterios de separación entre aerogeneradores</i>	35
4.8.3	<i>Configuración del layout</i>	35
4.9	<i>Conclusiones del capítulo</i>	36
Capítulo 5.	<i>Dimensionamiento del sistema eléctrico</i>	37
5.1	<i>Arquitectura eléctrica del parque</i>	37
5.1.1	<i>Descripción general del sistema</i>	37
5.1.2	<i>Esquema unifilar general</i>	38
5.1.3	<i>Marco normativo aplicable</i>	38
5.2	<i>Sistema eléctrico interno del aerogenerador</i>	39
5.2.1	<i>Generador y convertidor de potencia</i>	39
5.3	<i>Centro de transformación en cada aerogenerador</i>	39
5.3.1	<i>Función y ubicación</i>	39
5.3.2	<i>Transformador de torre</i>	39
5.4	<i>Red colectora de media tensión</i>	40
5.4.1	<i>Topología de la red colectora</i>	40
5.4.2	<i>Longitudes de los tramos de cable</i>	41
5.4.3	<i>Corrientes por tramo y dimensionamiento del cable</i>	41
5.4.4	<i>Selección del cable colector</i>	42
5.4.5	<i>Pérdidas en la red colectora</i>	43
5.5	<i>Subestación elevadora del parque</i>	43
5.5.1	<i>Función y configuración general</i>	43
5.5.2	<i>Transformador principal</i>	43
5.5.3	<i>Corrientes en la subestación</i>	44
5.6	<i>Línea de evacuación en alta tensión</i>	45

5.6.1	<i>Descripción del trazado</i>	45
5.6.2	<i>Selección del conductor</i>	45
5.6.3	<i>Parámetros eléctricos de la línea</i>	45
5.6.4	<i>Pérdidas en la línea de evacuación</i>	46
5.7	<i>Sistema de protecciones y control</i>	47
5.7.1	<i>Principios de coordinación de protecciones</i>	47
5.7.2	<i>Protecciones en los centros de transformación</i>	47
5.7.3	<i>Protecciones en la subestación elevadora</i>	47
5.7.4	<i>Arquitectura del sistema SCADA</i>	48
5.8	<i>Balance global de pérdidas eléctricas</i>	48
5.9	<i>Conclusiones del capítulo</i>	49
Capítulo 6.	<i>Obra Civil</i>	50
6.1	<i>Condicionantes geotécnicos del emplazamiento</i>	50
6.1.1	<i>Marco geológico regional</i>	50
6.1.2	<i>Litología en la zona de implantación</i>	51
6.2	<i>Viales y accesos al parque</i>	51
6.2.1	<i>Red viaria existente</i>	52
6.2.2	<i>El factor limitante: transporte de componentes</i>	52
6.2.3	<i>Trazado y cuantificación de viales</i>	53
6.3	<i>Explanaciones y plataformas de montaje</i>	54
6.3.1	<i>Plataforma de montaje de cada aerogenerador</i>	54
6.3.2	<i>Explanación de la subestación elevadora</i>	54
6.3.3	<i>Resumen de explanaciones</i>	55
6.4	<i>Cimentaciones de los aerogeneradores</i>	55
6.4.1	<i>Cargas de diseño</i>	55
6.4.2	<i>Dimensionamiento de la zapata circular</i>	56
6.4.3	<i>Materiales y cuantías</i>	57
6.4.4	<i>Proceso constructivo</i>	57
6.5	<i>Zanjas para el cableado de media tensión</i>	58
6.5.1	<i>Criterio general de trazado</i>	58
6.5.2	<i>Sección tipo de zanja</i>	58
6.5.3	<i>Trazado y longitudes de zanjas</i>	59
6.5.4	<i>Volúmenes de excavación y materiales</i>	60
6.6	<i>Montaje e izado de los aerogeneradores</i>	60
6.6.1	<i>Maquinaria de izado</i>	61
6.6.2	<i>Secuencia de montaje</i>	61
6.6.3	<i>Condiciones meteorológicas límite</i>	62
6.6.4	<i>Logística y secuenciación de los 8 aerogeneradores</i>	62
6.7	<i>Planificación y cronograma de la obra civil</i>	63
6.7.1	<i>Fases de la obra civil</i>	63
6.7.2	<i>Diagrama de Gantt</i>	64
6.7.3	<i>Hitos principales y factores de riesgo</i>	64
6.8	<i>Conclusiones del capítulo</i>	65
Capítulo 7.	<i>Estimación de la producción anual de energía</i>	67
7.1	<i>Fundamentos teóricos del cálculo del AEP</i>	67
7.1.1	<i>La integral de producción energética</i>	67
7.1.2	<i>Producción bruta y producción neta</i>	67

7.1.3	<i>Factor de capacidad y horas equivalentes</i>	68
7.1.4	<i>Escenarios probabilísticos de producción</i>	68
7.2	<i>Parámetros de Weibull a la altura de buje</i>	69
7.2.1	<i>Extrapolación vertical de los parámetros de Weibull</i>	69
7.2.2	<i>Distribución de Weibull a 140 m y curva de potencia</i>	69
7.3	<i>Curva de potencia del Enercon E-160 EP5</i>	70
7.4	<i>Cálculo del AEP bruto</i>	71
7.4.1	<i>Metodología de cálculo discreto</i>	71
7.4.2	<i>Resultados del cálculo</i>	71
7.4.3	<i>Distribución de la energía por rangos de velocidad</i>	71
7.4.4	<i>Validación cruzada con la estimación del fabricante</i>	72
7.5	<i>Pérdidas del parque y factor de rendimiento</i>	72
7.5.1	<i>Metodología de la cascada de pérdidas</i>	72
7.5.2	<i>Categorías de pérdidas</i>	72
7.5.3	<i>Cascada de pérdidas y AEP neto</i>	73
7.6	<i>AEP neto y factor de capacidad</i>	74
7.6.1	<i>Producción anual neta (P50)</i>	74
7.6.2	<i>Factor de capacidad y horas equivalentes</i>	74
7.7	<i>Variabilidad interanual y escenarios probabilísticos</i>	74
7.7.1	<i>Variabilidad interanual del recurso</i>	74
7.7.2	<i>Escenarios de producción</i>	75
7.8	<i>Conclusiones del capítulo</i>	76
Capítulo 8.	<i>Análisis técnico-económico</i>	77
8.1	<i>Parámetros base del modelo financiero</i>	77
8.1.1	<i>Potencia instalada y producción energética de referencia</i>	77
8.1.2	<i>Horizonte temporal y vida útil del proyecto</i>	78
8.1.3	<i>Degradación de la producción energética</i>	78
8.1.4	<i>Tasa de inflación</i>	79
8.1.5	<i>Tasa de descuento del proyecto (WACC)</i>	79
8.1.6	<i>Fiscalidad aplicable</i>	80
8.1.7	<i>Estructura de financiación: hipótesis de partida</i>	80
8.1.8	<i>Resumen de parámetros base del modelo</i>	81
8.2	<i>CAPEX: inversión inicial del proyecto</i>	81
8.2.1	<i>Aerogeneradores</i>	81
8.2.2	<i>Obra civil</i>	82
8.2.3	<i>Sistema eléctrico</i>	83
8.2.4	<i>Ingeniería, gestión del proyecto y permisos</i>	84
8.2.5	<i>Contingencias</i>	84
8.2.6	<i>CAPEX total: resumen</i>	84
8.3	<i>OPEX: costes de operación y mantenimiento</i>	86
8.3.1	<i>Estructura de partidas adoptada</i>	86
8.3.2	<i>O&M: mantenimiento del aerogenerador</i>	86
8.3.3	<i>Resto de partidas: bases de cálculo</i>	87
8.3.4	<i>OPEX año 1</i>	88
8.3.5	<i>Evolución del OPEX a lo largo de la vida útil</i>	88
8.4	<i>Estructura de financiación</i>	89
8.4.1	<i>Estructura de capital adoptada</i>	89

8.4.2	<i>Condiciones de la deuda senior</i>	90
8.4.3	<i>Cuadro de amortización de la deuda</i>	91
8.5	<i>Ingresos: estrategia de venta de la energía</i>	92
8.5.1	<i>Mercado spot frente a contrato PPA</i>	92
8.5.2	<i>El capture rate eólico</i>	93
8.5.3	<i>Hipótesis de proyección de precios</i>	93
8.5.4	<i>Proyección de ingresos a 25 años</i>	94
8.6	<i>Cuenta de resultados y flujos de caja</i>	95
8.6.1	<i>Estructura de la cuenta de resultados</i>	95
8.6.2	<i>Flujos de caja del proyecto y del accionista</i>	96
8.6.3	<i>Cuenta de resultados y cash flow completos</i>	96
8.6.4	<i>Verificación del DSCR</i>	98
8.7	<i>Indicadores de rentabilidad</i>	99
8.7.1	<i>VAN y TIR</i>	99
8.7.2	<i>Curva de VAN frente a la tasa de descuento</i>	100
8.7.3	<i>Running IRR: evolución de la TIR acumulada</i>	101
8.7.4	<i>LCOE: coste nivelado de la energía</i>	102
8.8	<i>Análisis de sensibilidad y escenarios</i>	103
8.8.1	<i>Variables analizadas</i>	103
8.8.2	<i>Análisis univariante: tornado chart</i>	104
8.8.3	<i>Análisis de escenarios combinados</i>	105
8.8.4	<i>Precio de equilibrio (break-even)</i>	105
8.9	<i>Valor residual, capital circulante y cierre del modelo</i>	106
8.9.1	<i>Alternativas de fin de vida útil</i>	106
8.9.2	<i>Hipótesis adoptada en el caso base</i>	106
8.9.3	<i>Capital circulante (Working Capital)</i>	106
8.9.4	<i>Conclusión del capítulo</i>	107
Capítulo 9.	<i>Impacto ambiental y social</i>	108
9.1	<i>Impacto ambiental</i>	108
9.1.1	<i>Afección sobre la avifauna y espacios protegidos</i>	108
9.1.2	<i>Impacto acústico</i>	109
9.1.3	<i>Impacto visual y paisajístico</i>	109
9.1.4	<i>Balance de emisiones evitadas de CO₂</i>	110
9.2	<i>Impacto socioeconómico territorial</i>	110
9.2.1	<i>Ingresos para la Administración y los propietarios</i>	110
9.2.2	<i>Empleo directo e indirecto</i>	111
9.2.3	<i>Dinamización de la “España Vacía”</i>	111
9.2.4	<i>Aceptación social y efecto acumulativo</i>	111
9.3	<i>Alineación cuantificada con los Objetivos de Desarrollo Sostenible</i>	111
9.4	<i>Medidas de mitigación propuestas</i>	112
9.5	<i>Conclusiones del capítulo</i>	113
Capítulo 10.	<i>Conclusiones</i>	114
10.1	<i>Síntesis de resultados</i>	114
10.1.1	<i>Recurso eólico y diseño técnico</i>	114
10.1.2	<i>Resultado económico-financiero</i>	114
10.1.3	<i>Impacto ambiental y social</i>	115
10.2	<i>Grado de cumplimiento de los objetivos</i>	115

10.3 Conclusión general sobre la viabilidad del proyecto	116
<i>Bibliografía</i>	119

Índice de figuras

1.1	Objetivos de Desarrollo Sostenible vinculados al proyecto.	4
2.1	Situación de Soria en la Península Ibérica.	7
2.2	Vista de la zona: Utrilla y la meseta del Muedo.	8
2.3	Altitud de la meseta del Muedo.	8
2.4	Vista 3D de la meseta y su entorno.	9
2.5	Distancias a los núcleos urbanos más próximos.	9
2.6	Red viaria en el entorno de la meseta del Muedo.	10
2.7	Datos del Global Wind Atlas a 100 m de altura.	11
2.8	Red eléctrica en el entorno del Muedo (Open Infrastructure Map).	12
3.1	Variabilidad mensual e interanual del viento a 100 m. Fuente: Global Wind Atlas. .	14
3.2	Mapa de rugosidad del terreno en el entorno del Muedo. Fuente: Global Wind Atlas.	14
3.3	Perfil vertical del viento: puntos reales, ley de Hellmann y ley logarítmica.	16
3.4	Temperaturas medias en Morón de Almazán, usadas para estimar la temperatura en el Muedo.	17
3.5	Frequency Rose a 100 m de altura. Fuente: Global Wind Atlas.	19
3.6	Speed Rose a 100 m de altura. Fuente: Global Wind Atlas.	19
3.7	Power Rose a 100 m de altura. Fuente: Global Wind Atlas.	20
3.8	Radar plot de variabilidad mensual e interanual del viento. Fuente: Global Wind Atlas.	21
3.9	Distribución de Weibull del viento a 100 m ($k = 1,755$, $c = 8,97$ m/s).	23
4.1	Tubo de corriente y disco actuador. La velocidad se reduce aguas abajo del rotor. .	27
4.2	Comparativa entre aerogenerador de eje vertical (VAWT) y de eje horizontal (HAWT).	29
4.3	Layout conceptual del parque: 2 filas de 4 aerogeneradores (T1–T8) sobre la meseta del Muedo.	36
5.1	Esquema unifilar del sistema eléctrico del parque eólico del Llano Muedo.	38
6.1	Cartografía del Muedo (Hoja 407) obtenida de IGME.	51
6.2	Perfil de elevación del camino de acceso hasta la meseta del Muedo.	52
6.3	Visual generado con Gemini para ejemplificar.	59
6.4	Diagrama de Gantt de la obra civil del parque eólico del Llano Muedo. Duración total estimada: ~32 semanas (~8 meses).	64
7.1	Distribución de Weibull a 140 m ($k = 1,755$, $c = 9,32$ m/s) y curva de potencia. . .	70
7.2	Curva de potencia del Enercon E-160 EP5.	71
7.3	Escenarios de producción anual del parque.	75
8.1	Desglose del CAPEX de obra civil por subpartida.	83
8.2	Desglose del CAPEX del sistema eléctrico por subpartida.	84

8.3	Distribución del CAPEX total por partida — Parque eólico del Llano Muedo. . . .	85
8.4	CAPEX específico (€/kW) del parque del Llano Muedo frente a los <i>benchmarks</i> de mercado.	86
8.5	Evolución del OPEX específico (€/kW·año) a lo largo de la vida útil del proyecto.	89
8.6	Evolución del OPEX total anual (€) del parque a lo largo de los 25 años de vida útil.	89
8.7	Estructura de capital del proyecto: deuda senior frente a capital propio.	90
8.8	Composición del servicio de la deuda (intereses y principal) a lo largo de los 15 años de amortización.	91
8.9	Evolución del saldo vivo de la deuda (años 0 a 15).	92
8.10	Ingresos anuales del parque: escenario mixto PPA10+ <i>Spot</i> frente a escenario 100 % <i>Spot</i> (años 1–25).	95
8.11	Evolución de los precios de venta de la energía: <i>spot</i> nominal, <i>spot</i> capturado y PPA (años 1–25).	95
8.12	Evolución de los ingresos brutos, el OPEX y el EBITDA del parque (años 1–25).	97
8.13	Evolución del FCFF y del FCFE (años 1–25). El salto en el año 16 corresponde a la cancelación total de la deuda.	98
8.14	Evolución del DSCR a lo largo del periodo de amortización de la deuda (años 1–15), con referencia al umbral mínimo bancario (1,30x).	99
8.15	Curva de VAN frente a la tasa de descuento — Proyecto (FCFF) y <i>Equity</i> (FCFE).	101
8.16	Comparativa entre la TIR obtenida y el coste de capital exigido, a nivel de proyecto y de <i>equity</i>	101
8.17	Evolución de la TIR acumulada (<i>running IRR</i>) del proyecto y del <i>equity</i> a lo largo de la vida útil.	102
8.18	Diagrama de tornado: sensibilidad del VAN del Proyecto (FCFF) frente a las principales variables de riesgo.	104
8.19	VAN del Proyecto y del <i>Equity</i> en los escenarios Pesimista, Base y Optimista.	105

Índice de tablas

2.1	Subestaciones candidatas para la evacuación.	11
2.2	Parques eólicos operativos en el entorno del Muedo.	12
3.1	Exponente de Hellmann calculado entre pares de alturas reales.	15
3.2	Perfil vertical del viento: datos reales y ajuste con ambas leyes.	16
3.3	Densidad del aire calculada con tres métodos.	18
3.4	Resumen de parámetros de densidad del aire en el Muedo.	18
3.5	Velocidades características de la distribución de Weibull del Muedo.	22
3.6	Velocidad del viento a distintas alturas de buje según la ley de Hellmann.	23
3.7	Clasificación IEC 61400-1 aplicada al emplazamiento del Muedo.	24
3.8	Ganancia marginal de potencia por cada 20 m adicionales de altura de buje.	24
4.1	Velocidades características de la curva de potencia de un aerogenerador.	28
4.2	Interpretación de la potencia específica en función del régimen de viento.	28
4.3	Evolución del aerogenerador onshore estándar en la última década.	30
4.4	Filtros técnicos de preselección para el emplazamiento del Muedo.	31
4.5	Cuatro candidatos preseleccionados.	31
4.6	Potencia específica calculada para cada candidato.	31
4.7	Tabla comparativa técnica maestra de los cuatro candidatos.	32
4.8	Disponibilidad de alturas de buje en el rango óptimo para el Muedo.	33
4.9	Implicaciones del tren de potencia en los costes de O&M.	33
4.10	Matriz de decisión ponderada.	33
4.11	Análisis de desempate entre Enercon E-160 EP5 y Nordex N163/5.X.	34
4.12	Configuración final del parque eólico de la Sierra del Muedo.	34
4.13	Criterios de separación entre aerogeneradores adoptados para el layout.	35
5.1	Características técnicas del transformador de torre adoptado para cada aerogenerador.	40
5.2	Longitudes de los tramos de cable de la red colectora de 30 kV. La longitud real incluye un factor de corrección del 5 % por el trazado de la zanja.	41
5.3	Corrientes por tramo en el Circuito 1. El Circuito 2 es simétrico. La corriente máxima del circuito se produce en el tramo final hacia la subestación.	42
5.4	Características técnicas del cable colector de 30 kV seleccionado.	43
5.5	Características técnicas del transformador principal de la subestación elevadora.	44
5.6	Características técnicas de la línea de evacuación de 132 kV.	46
5.7	Balance global de pérdidas eléctricas del parque a plena carga. Las pérdidas de la LAT corresponden a las pérdidas medias anuales con factor de carga de 0,83.	48
6.1	Secuencia estratigráfica simplificada del entorno del Muedo. Fuente: MAGNA, Hojas 407 y 435 (IGME).	50
6.2	Parámetros geotécnicos de referencia para las calizas oquerosas del Muedo.	51

6.3	Criterios de diseño viario condicionados por el transporte de componentes del E-160 EP5.	53
6.4	Tramos del vial de acceso principal al parque.	53
6.5	Viales internos del parque entre aerogeneradores.	53
6.6	Resumen total de viales del parque eólico del Llano Muedo.	54
6.7	Dimensiones y requisitos de la plataforma de montaje tipo para el E-160 EP5.	54
6.8	Características de la explanación de la subestación elevadora.	55
6.9	Resumen de superficies de explanación del parque.	55
6.10	Cargas de diseño en ELU para el Enercon E-160 EP5.	55
6.11	Geometría definitiva de la zapata circular de cimentación del E-160 EP5.	57
6.12	Especificación de materiales de la cimentación.	57
6.13	Cuantías de materiales para las 8 cimentaciones del parque eólico del Llano Muedo.	57
6.14	Parámetros de la sección tipo de zanja para cable de 30 kV.	59
6.15	Longitudes de zanjas por tramo de la red colectora de 30 kV.	60
6.16	Resumen de materiales para las zanjas de la red colectora de 30 kV.	60
6.17	Características de la grúa principal para el izado del E-160 EP5.	61
6.18	Velocidades máximas de viento admisibles para cada operación de izado.	62
6.19	Duración estimada del montaje por aerogenerador, incluyendo contingencia meteorológica.	63
6.20	Fases de la obra civil del parque eólico del Llano Muedo.	63
6.21	Hitos principales de la obra civil del parque.	64
6.22	Resumen de parámetros cuantitativos de la obra civil del parque eólico del Llano Muedo.	66
7.1	Parámetros de Weibull a 100 m y extrapolados a la altura de buje de 140 m.	69
7.2	Velocidades características de la curva de potencia del Enercon E-160 EP5.	70
7.3	AEP bruto calculado mediante integración discreta de Weibull.	71
7.4	Distribución de horas y energía por rangos de velocidad para una turbina. Datos calculados con $k = 1,755$, $c = 9,32$ m/s y la curva de potencia del E-160 EP5.	72
7.5	Cascada de pérdidas aplicandose secuencialmente sobre la energía disponible tras las pérdidas anteriores.	73
7.6	Resumen de indicadores de producción bruta y neta del parque.	74
7.7	Escenarios probabilísticos de producción anual del parque eólico de la Sierra del Muedo. z_x : cuantil de la distribución normal estándar. La variabilidad interanual adoptada es $\sigma = 8\%$ (Capítulo 3).	75
7.8	Resumen de resultados del Capítulo 7.	76
8.1	Parámetros técnicos de partida del modelo financiero.	78
8.2	Rangos de referencia de la tasa de descuento para proyectos eólicos onshore en España.	79
8.3	Resumen de los parámetros base adoptados en el modelo financiero del parque eólico de la Sierra del Muedo.	81
8.4	Coste de suministro e instalación de los aerogeneradores.	82
8.5	Desglose de la inversión en obra civil del parque eólico del Llano Muedo.	82
8.6	Desglose de la inversión en el sistema eléctrico del parque.	83
8.7	Desglose de la partida de ingeniería, gestión y permisos.	84
8.8	Resumen del CAPEX total del parque eólico del Llano Muedo.	85
8.9	Estructura de partidas del OPEX adoptada para el modelo financiero.	86
8.10	Curva de O&M en tres escalones adoptada para el modelo.	87
8.11	Desglose del OPEX del año 1 de operación.	88

8.12	Evolución del OPEX del parque eólico del Llano Muedo a lo largo de los 25 años de vida útil (inflación del 2 % anual).	88
8.13	Estructura de capital adoptada para el escenario de <i>Project Finance</i>	90
8.14	Cuadro de amortización de la deuda senior (sistema francés, 15 años).	91
8.15	Precio medio anual del mercado diario español (OMIE), fuente: OMIE / REE. . . .	93
8.16	Hipótesis de precio adoptadas para el modelo de ingresos.	93
8.17	Proyección de ingresos brutos a 25 años: escenario mixto PPA10+ <i>Spot</i> frente a 100 % <i>Spot</i>	94
8.18	Cuenta de resultados y flujos de caja del proyecto (FCFF) y del accionista (FCFE) a 25 años.	97
8.19	Indicadores de rentabilidad del proyecto y del accionista.	99
8.20	Sensibilidad del VAN del proyecto y del <i>equity</i> frente a la tasa de descuento. . . .	100
8.21	Evolución de la TIR acumulada (<i>running IRR</i>) del proyecto y del <i>equity</i> , años 1–25. Nota: la columna <i>Running IRR Equity</i> para los años 1–9 sigue la misma metodología; consultar Figura 8.17 para la serie completa.	102
8.22	LCOE del parque eólico del Llano Muedo para distintas tasas de descuento.	103
8.23	Variables y rangos analizados en el estudio de sensibilidad.	103
8.24	Análisis de sensibilidad univariante (<i>tornado</i>) sobre el VAN del proyecto (FCFF). .	104
8.25	Resultados del análisis de escenarios combinados (Pesimista / Base / Optimista). .	105
9.1	Nivel de presión sonora estimado en los núcleos de población más próximos, campo libre, escenario más desfavorable.	109
9.2	Alineación cuantificada del proyecto con los ODS identificados en el Anexo B. . .	112
10.1	Resumen de los indicadores de rentabilidad del proyecto (Capítulo 8).	115

Capítulo 1. Introducción

1.1 Contexto energético

El sector energético se encuentra en un proceso de transformación, impulsado por la necesidad de descarbonizar el sistema económico global y reducir los efectos del cambio climático. Esta urgencia de cambio no se debe únicamente a una conciencia humana por lo ambiental, sino que existen diversos mandatos que obligan a ello. En España, este mandato se trata del PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima), el cual, de manera ambiciosa, tiene como meta que el 81 % de la generación eléctrica provenga de fuentes renovables.

En esta transición, la energía eólica toma el papel de líder energético, siendo la columna vertebral del sistema eléctrico español. Ha logrado posicionarse como la primera fuente de generación del país, aportando cerca del 24 % de la producción eléctrica en 2025, reduciendo sus costes en más de un 60 % en la última década y pudiendo competir en el mercado mayorista.

Sin embargo, esta transformación hacia un sistema totalmente renovable choca con barreras tecnológicas, ya que la generación renovable se conecta a la red mediante electrónica de potencia, careciendo de la inercia rodante tan necesaria para estabilizar la red en caso de perturbaciones. Si bien en un futuro los sistemas de almacenamiento mediante baterías BESS podrán suplir esta carencia, hoy en día prescindir de la energía convencional capaz de aportar esa inercia dejaría a la red vulnerable y expuesta a peligros como el del pasado 28 de abril de 2025, donde España entera quedó a oscuras.

Por tanto, resulta imprescindible mantener la generación convencional, tanto la energía nuclear como los ciclos combinados, cuyos alternadores poseen esa energía cinética que actúa como reserva inmediata, siendo capaces de aportar la inercia rodante necesaria para amortiguar las alteraciones de frecuencia, evitando así que el sistema colapse.

Teniendo en cuenta este hándicap, y la necesidad actual de operar bajo el marco de seguridad y estabilidad que aportan las centrales síncronas, la energía eólica se reafirma como la piedra angular de la mencionada transición. Es en este contexto donde se encuadra el presente Trabajo de Fin de Grado, que tiene como objeto analizar la viabilidad de construcción de un parque eólico en la Sierra del Muedo, provincia de Soria, evaluando tanto los aspectos técnicos como los financieros de la construcción y vida útil del parque, analizando además el impacto medioambiental que conllevaría su implantación.

1.2 Estado de la cuestión

En términos de coste-oportunidad, la energía eólica ha obtenido un grado de madurez comercial que la posiciona como la más eficiente. Según informes recientes del Consejo Global de Energía Eólica (GWEC) y el último balance de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), la potencia instalada eólica mundial superó los 1.245 TW a finales del primer semestre de 2025, con un crecimiento del 13,5 % anual. Este gran despliegue está liderado por China, que

alcanza cerca del 70 % de las nuevas instalaciones y el 50 % de la potencia instalada eólica total, seguida de lejos por Estados Unidos y Europa.

Desde un punto de vista financiero, y según los informes de la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA), la energía eólica tiene un coste medio nivelado (LCOE) de 34 \$/MWh, haciéndola muy competitiva frente a cualquier fuente fósil.

Desde una perspectiva tecnológica, la reducción de costes ha sido posible gracias a una transición hacia aerogeneradores de mayor escala y capacidad energética. A principios de los años 2000, el estándar de las turbinas contaba con rotores de 50 m de diámetro y potencias de 800 kW, frente a las máquinas de entre 4 MW y 6 MW con diámetros de rotor de hasta 170 m que ha conseguido la industria actual. Este nuevo diseño orientado a reducir la potencia específica permite aumentar el área de barrido para captar vientos a mayor altura y operar con mayor eficiencia, logrando así una mayor capacidad del parque y un mayor número de horas equivalentes de funcionamiento anual.

Finalmente, el avance tecnológico no se limita únicamente a la mejora de las turbinas, sino a su capacidad de integrarse en una red eléctrica saturada. Los nuevos parques eólicos deben cumplir con diferentes requisitos técnicos exigidos por los operadores eléctricos (Red Eléctrica en el caso de España), utilizando una electrónica avanzada que evita las inestabilidades.

Sin embargo, el obstáculo todavía pendiente de solución es la superproducción: en momentos de mucho viento o baja demanda, el sistema a veces no puede absorber esa energía, obligando a detener las turbinas. Para reducir esta pérdida de energía, se está buscando implementar baterías de almacenamiento de energía en los parques. Si a esta capacidad de gestión se le suma la inteligencia artificial para prevenir colisiones de aves y reducir así el impacto ambiental, se definiría el estándar de los parques eólicos inteligentes.

1.3 Motivación del proyecto

La motivación principal de este proyecto radica en el desafío ingenieril de evaluar la viabilidad de la implantación de una infraestructura energética en un mercado complejo. Tal y como se comentó en la sección anterior, para lograr los objetivos del PNIEC 2030 es necesario un despliegue masivo de potencia renovable, pero de una manera ordenada. Bajo este requerimiento nace este TFG, con la necesidad de aplicar metodologías tanto técnicas como económicas para discernir si el emplazamiento de dicho parque es o no rentable.

El estudio se centra en analizar la reducción del LCOE hasta un nivel que garantice la rentabilidad del proyecto, evaluando para ello distintos escenarios de venta mediante el uso de modelos financieros.

En un segundo plano, el trabajo está impulsado por un interés personal en analizar el perfil energético de Soria para la posible implantación del parque. En esa “España Vacía” resulta clave analizar sus recursos y potencial energético para devolver la vida a esos territorios olvidados.

1.4 Objetivos del proyecto

El objetivo fundamental de este Trabajo de Fin de Grado es analizar la viabilidad técnico-económica de la implantación de un parque eólico en la Sierra del Muedo (Soria). No tiene como único fin la construcción del parque, sino la valoración crítica de si dicha instalación reúne las condiciones necesarias para llegar a ser un activo energético rentable digno de inversión. Para alcanzar este objetivo principal, se establecen los siguientes objetivos parciales:

- **Caracterización del potencial energético:** Se busca obtener una estimación de la Producción Anual de Energía (AEP). El objetivo instrumental es transformar los datos de viento en una proyección de ingresos, reduciendo la incertidumbre sobre la capacidad productiva del emplazamiento.
- **Optimización tecnológica del diseño:** Determinar la configuración óptima del parque para maximizar el rendimiento aerodinámico, seleccionando el modelo de turbina más adecuado y definiendo las infraestructuras necesarias. Este diseño técnico servirá de base para estimar los costes de inversión (CAPEX) y asegurar la operatividad del parque.
- **Modelización financiera y análisis de sensibilidad:** Elaborar un plan de negocio completo que integre costes de inversión, gastos operativos (OPEX), fiscalidad, amortizaciones y estructuras de deuda. Se analizará la solvencia del proyecto mediante indicadores clave (VAN, TIR, Payback) y se evaluará su robustez ante variaciones en el precio de mercado e inflación.
- **Evaluación de riesgos regulatorios y ambientales:** Identificar las distintas barreras administrativas y ambientales que comprometerían la inversión, con el objetivo de cuantificar económicamente las medidas correctoras necesarias para evitarlas y asegurar que el proyecto cumple los requisitos para ser financiable por terceros.

1.5 Alineación con los ODS

El presente proyecto se alinea con la estrategia definida por la Agenda 2030 de las Naciones Unidas para el desarrollo sostenible. Más allá del cumplimiento normativo internacional, la implantación del parque en la Sierra del Muedo responde directamente a los objetivos del PNIEC, actuando como herramienta para la transición energética y económica del país. De los 17 objetivos, la ejecución y explotación del parque impacta de forma directa y cuantificable en los siguientes:



Figura 1.1: Objetivos de Desarrollo Sostenible vinculados al proyecto.

- **ODS 7: Energía asequible y no contaminante.** Este es el motor del proyecto, enfocándose con mayor énfasis en la asequibilidad del objetivo. Al optimizar el diseño del establecimiento para reducir el LCOE, se busca inyectar electricidad en la red a un precio competitivo, reduciendo así la factura eléctrica de los hogares e industrias. Asimismo, al emplear un recurso natural como el viento, se reduce la dependencia de combustibles fósiles.
- **ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico.** Dada la ubicación del proyecto en la provincia de Soria, este ODS cobra una relevancia crítica. La inversión en el parque eólico actúa como un impulso dinámico a la “España Vaciada”. El proyecto, además de generar puestos de trabajo tanto de manera directa como indirecta, aporta ingresos recurrentes a las arcas municipales a través de diferentes impuestos y acuerdos, constituyendo un flujo monetario del sector energético al desarrollo local rural.
- **ODS 9: Industria, innovación e infraestructura.** La construcción del parque implica la modernización de las infraestructuras en una zona rural: mejora de vías y accesos y refuerzo de la red eléctrica de distribución. En una industria en constante evolución, el proyecto introduce tecnología de vanguardia en un entorno no urbano, fomentando la innovación en la gestión de redes inteligentes.
- **ODS 13: Acción por el clima.** El proyecto contribuye a la descarbonización del sistema eléctrico al desplazar la generación de centrales térmicas convencionales por energía renovable. Esta sustitución evita la emisión de miles de toneladas de CO₂ equivalente al año, mitigando el efecto invernadero. El parque compensa la huella de carbono de fabricación en tan solo su primer año de operación, garantizando un beneficio ambiental el resto de su vida útil.

1.6 Metodología de trabajo

Para lograr los objetivos definidos y una correcta evaluación del proyecto en la Sierra del Muedo, se plantea una metodología de trabajo estructurada en seis fases. Este enfoque garantiza que los resultados de cada fase sirvan como parámetros de entrada para la fase final de valoración económica.

- **Fase 1: Análisis del emplazamiento y del recurso eólico.** El estudio comenzará con la caracterización orográfica y de rugosidad del terreno seleccionado. Se tratarán los datos anemométricos históricos mediante herramientas estadísticas, obteniendo la distribución de Weibull y la rosa de los vientos. Este análisis permitirá evaluar la intensidad y consistencia del recurso energético disponible en el emplazamiento.
- **Fase 2: Selección de aerogeneradores y *micro-siting*.** En base a la clase de viento obtenida en la fase anterior, se realizará un estudio comparativo de las curvas de potencia de las distintas turbinas comerciales. Una vez seleccionado el aerogenerador, se procederá al diseño óptimo del parque buscando la máxima generación de energía y las mínimas pérdidas aerodinámicas posibles.
- **Fase 3: Estimación de la producción energética (AEP).** A partir del diseño del parque y las curvas de potencia del aerogenerador seleccionado, se calculará la Producción Anual de Energía bruta y neta, aplicando los factores de corrección por pérdidas (estela, disponibilidad, pérdidas eléctricas, etc.).
- **Fase 4: Estimación del CAPEX y el OPEX.** Se desglosarán todos los costes de inversión (aerogeneradores, obra civil, conexión a red, ingeniería) y los costes operativos anuales (mantenimiento, seguros, gestión), con el fin de construir el modelo financiero del proyecto.
- **Fase 5: Modelización financiera.** Se elaborará el plan de negocio completo del parque, incluyendo la estructura de financiación, el calendario de amortizaciones, la fiscalidad aplicable y los distintos escenarios de precio de venta de la energía.
- **Fase 6: Análisis de viabilidad y sensibilidad.** Se evaluará la rentabilidad del proyecto mediante los indicadores VAN, TIR y Payback, y se realizará un análisis de sensibilidad ante las principales variables de riesgo: precio de mercado, factor de capacidad y coste de financiación.

1.7 Recursos a emplear

Para el desarrollo del presente proyecto se emplearán las siguientes herramientas y recursos:

- **WindPRO:** software especializado en el diseño y análisis de parques eólicos. Se utilizará para el tratamiento de los datos anemométricos, la generación de la distribución de Weibull, el cálculo de la rosa de los vientos y la estimación de la producción anual de energía (AEP), incluyendo las pérdidas por efecto estela mediante modelos de *wake* como el modelo de Jensen.

- **Microsoft Excel:** herramienta de cálculo para la elaboración del modelo financiero del proyecto. Se construirán las hojas de cálculo correspondientes al plan de negocio, incluyendo el CAPEX, el OPEX, la cuenta de resultados, el balance y los indicadores de rentabilidad (VAN, TIR, Payback).
- **QGIS / Google Earth:** herramientas de información geográfica para el análisis del emplazamiento, la caracterización orográfica del terreno y la definición del layout del parque.
- **Bases de datos meteorológicas:** se emplearán datos anemométricos procedentes de fuentes como el Atlas Eólico de España (IDAE), ERA5 (Copernicus/ECMWF) y estaciones meteorológicas de AEMET próximas al emplazamiento.
- **Normativa y documentación técnica:** se consultarán los requisitos técnicos de Red Eléctrica de España (REE), la normativa medioambiental aplicable en Castilla y León, y los catálogos técnicos de los fabricantes de aerogeneradores considerados.

Capítulo 2. *Emplazamiento del parque eólico*

La elección del emplazamiento es un factor crítico en el desarrollo de un parque eólico, ya que condiciona tanto la disponibilidad del recurso eólico como la viabilidad técnica y económica del proyecto. En este capítulo se analizan los aspectos geográficos, orográficos, de infraestructura y de conexión a la red eléctrica que justifican la selección de la meseta del Muedo como ubicación óptima para el parque eólico. Los criterios fundamentales que guían la elección son la velocidad media del viento, la densidad de potencia, la superficie disponible, la distancia a núcleos de población y la proximidad a la red eléctrica. La combinación de estos factores permite garantizar un aprovechamiento eficiente del recurso eólico y una integración adecuada en el entorno.

2.1 Localización geográfica

El parque eólico se emplaza en la meseta del Muedo, situada al norte del municipio de Utrilla, en la provincia de Soria (Castilla y León). Las coordenadas del centro del emplazamiento son $41^{\circ}20'10,3''\text{N}$ y $2^{\circ}20'14,0''\text{O}$. La zona se encuentra a aproximadamente 62,4 km de la capital provincial por carretera, con acceso principal a través de la autovía A-15 (Soria–Medinaceli). La elección de este enclave tiene además un valor personal ya que dicha meseta donde se pretende construir el parque se encuentra entre los pueblos natales de mis abuelos paternos.



Figura 2.1: Situación de Soria en la Península Ibérica.



Figura 2.2: Vista de la zona: Utrilla y la meseta del Muedo.

2.2 Orografía del emplazamiento

La meseta del Muedo es una plataforma elevada de morfología tipo páramo, con bordes escarpados y una superficie superior plana. La altitud media de la meseta se sitúa en torno a los 1142 m sobre el nivel del mar, alcanzando puntos máximos de 1153 m. Los municipios del entorno se encuentran a cotas de entre 937 m y 1000 m, lo que supone un desnivel de entre 150 m y 200 m respecto a la plataforma superior.

Este desnivel es especialmente pronunciado en los accesos desde los núcleos más cercanos. Desde Utrilla, situado al suroeste, el terreno asciende de 950 m a 1141 m en apenas 5 km. Desde Puebla de Eca, al norte, el ascenso es aún más acusado: de 937 m a 1148 m en 3,4 km. Esta configuración orográfica, con una plataforma elevada y despejada, es especialmente favorable para el aprovechamiento eólico, ya que reduce la rugosidad efectiva del terreno y minimiza los efectos de estela entre aerogeneradores. La superficie disponible para la instalación del parque es de aproximadamente 1000 ha.

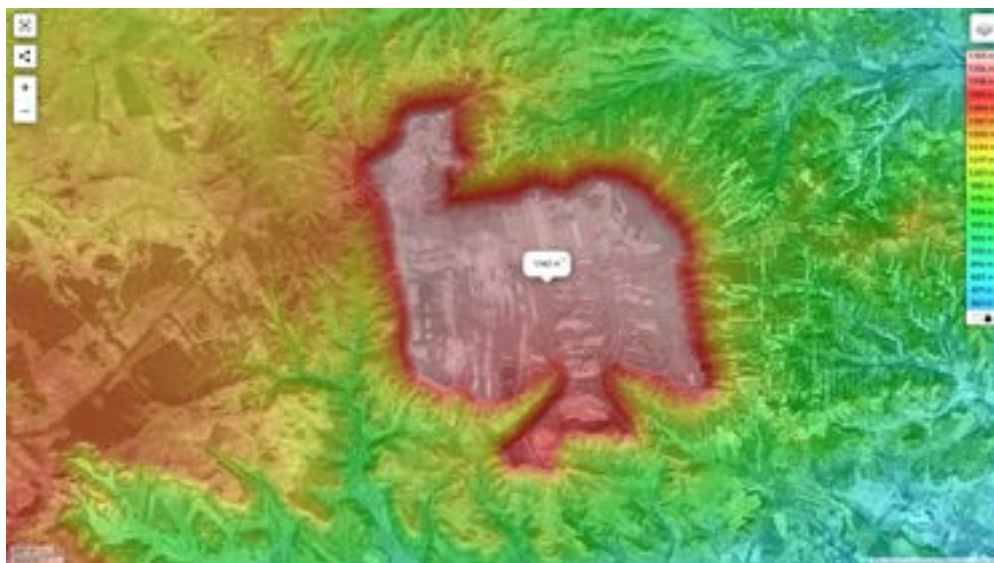


Figura 2.3: Altitud de la meseta del Muedo.



Figura 2.4: Vista 3D de la meseta y su entorno.

2.3 Distancias a núcleos de población

Uno de los condicionantes clave en la implantación de un parque eólico es la distancia mínima a los núcleos habitados, tanto por razones acústicas como por criterios de aceptación social. En el caso del Muedo, los dos municipios más próximos son Utrilla, a 4985 m en dirección suroeste (rumbo $332,71^\circ$), y Puebla de Eca, a 3416 m en dirección norte (rumbo $193,77^\circ$). Estas distancias son suficientemente amplias para cumplir con los criterios de separación habituales en proyectos eólicos onshore en España, y no se han identificado elementos sensibles adicionales —como zonas protegidas, infraestructuras críticas o núcleos de mayor tamaño— en el entorno inmediato del emplazamiento.

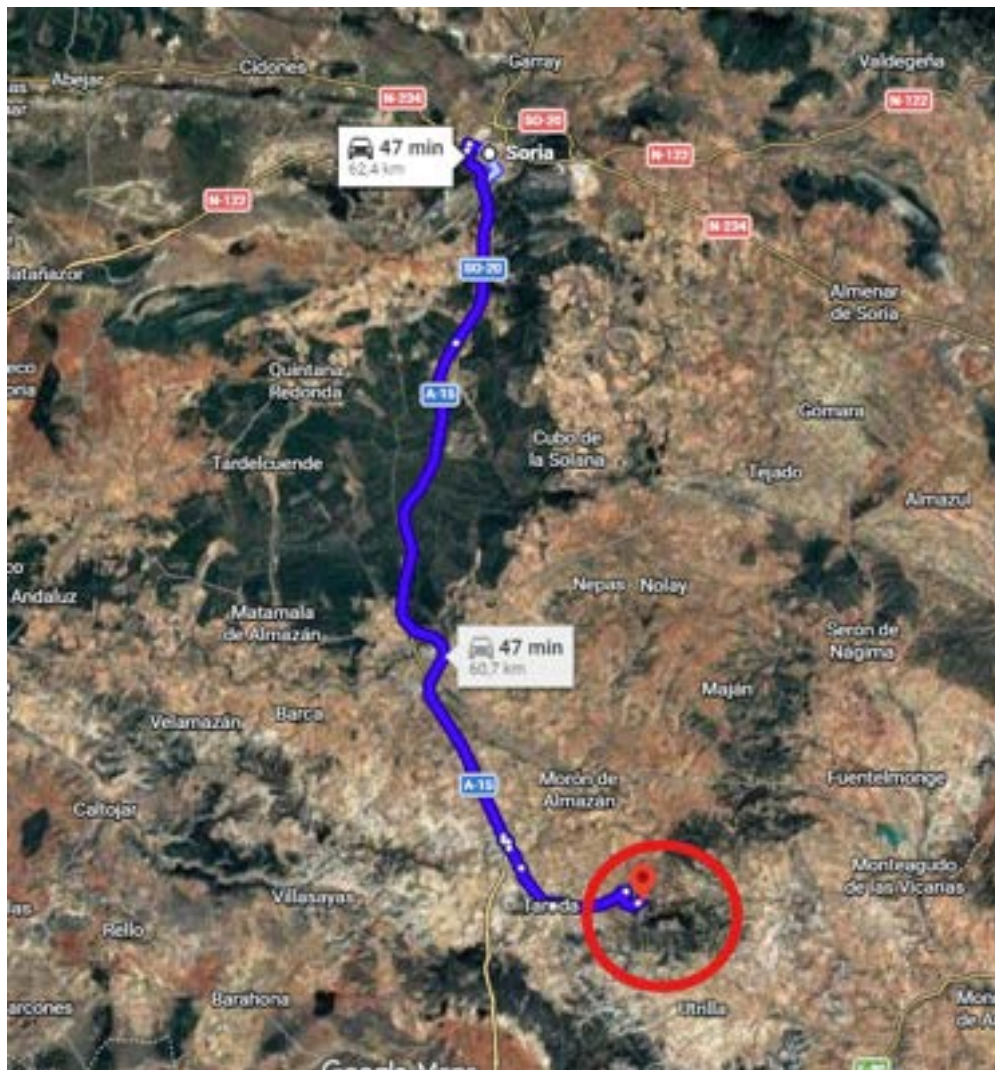


Figura 2.5: Distancias a los núcleos urbanos más próximos.

2.4 Infraestructura vial

El acceso a la meseta del Muedo se realiza desde la autovía A-15, que conecta Soria con Medinaceli y constituye el eje viario principal de la zona. En el entorno inmediato del emplazamiento discurren varias carreteras provinciales: la SO-P-3233, al norte, que conecta Taroda con Puebla de Eca bordeando la meseta por el oeste; la SO-P-3002, al sur, entre Aguaviva de la Vega y Utrilla; y las SO-P-3107 y SO-P-3134, al este, en la zona de Almaluez.

Sin embargo, ninguna de estas vías asciende directamente a la plataforma superior de la meseta. Para el transporte de los componentes de los aerogeneradores —palas, góndola y torre, cuyas dimensiones exigen vehículos de gran tonelaje— será necesario construir o acondicionar un vial de acceso interno desde alguno de los puntos de conexión con la red provincial. Este vial de acceso formará parte del presupuesto de obra civil del proyecto.



Figura 2.6: Red viaria en el entorno de la meseta del Muedo.

2.5 Recurso eólico: datos preliminares

Con el objetivo de confirmar la idoneidad del emplazamiento desde el punto de vista del recurso eólico, se han consultado los datos del Global Wind Atlas.

Para las coordenadas del emplazamiento, el área definida abarca $12,3 \text{ km}^2$ ($4,1 \text{ km} \times 3,0 \text{ km}$), correspondiente al 10 % más ventoso de la zona. A una altura de buje de 100 m, los valores obtenidos son una velocidad media del viento de $7,99 \text{ m s}^{-1}$ y una densidad de potencia media de 611 W/m^2 . En el mapa de velocidades del Global Wind Atlas, la meseta del Muedo aparece representada en color rojo oscuro, situándola en el rango superior a $7,96 \text{ m s}^{-1}$, entre los valores más altos de toda la región. El entorno inmediato —valles y laderas— aparece en tonos naranja y amarillo, lo que confirma el efecto de aceleración del viento que produce la elevación de la meseta respecto al terreno circundante.

Estos datos preliminares son suficientes para validar el emplazamiento. El análisis detallado del recurso eólico —distribución de Weibull, rosa de los vientos, perfil vertical de velocidades y clasificación IEC— se desarrolla en el capítulo siguiente.

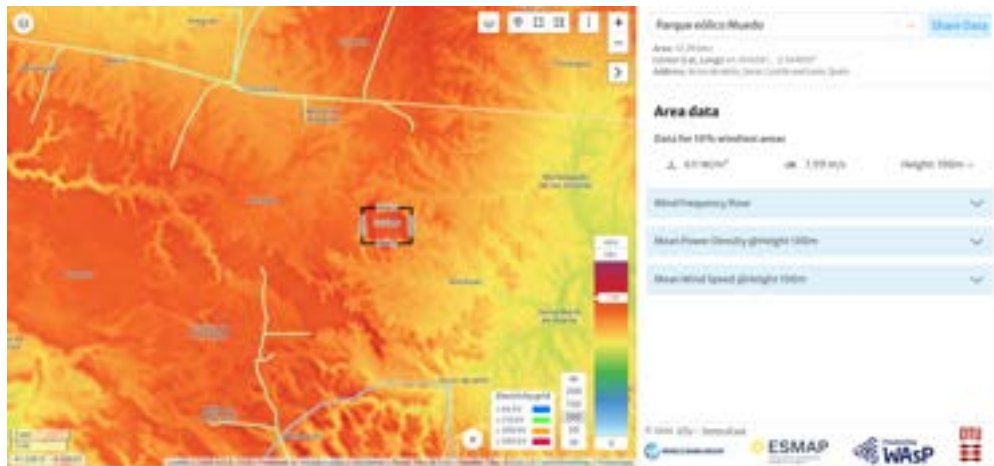


Figura 2.7: Datos del Global Wind Atlas a 100 m de altura.

2.6 Conexión a la red eléctrica

La evacuación de la energía generada por el parque requiere la conexión a la red de transporte o distribución eléctrica mediante una línea de alta tensión. Para identificar las opciones disponibles se ha utilizado la herramienta Open Infrastructure Map, que permite visualizar la infraestructura eléctrica existente con detalle.

En el entorno del Muedo se identifican tres niveles de tensión relevantes. Al norte del emplazamiento discurre una línea de 400 kV en dirección este-oeste, a una distancia aproximada de 5 km; se trata de la gran línea de transporte nacional. Al oeste, una línea de 132 kV desciende desde Almazán hacia Radona y Alcubilla de las Peñas, pasando relativamente cerca del Muedo. Al este, una línea de 45 kV recorre la zona de Alentisque–Monteagudo de las Vicarías.

Las subestaciones candidatas para la evacuación son la subestación de Morón de Almazán, conectada a la línea de 132 kV y situada a 10,62 km en línea recta desde el emplazamiento, y la subestación de Almazán, nodo regional conectado a 132 kV y 400 kV, a 16,5 km. La subestación de Morón de Almazán se configura como la opción preferente de evacuación, al ser la más cercana, operar a un nivel de tensión adecuado para un parque de potencia media-alta y contar con experiencia previa en la conexión de generación eólica en su entorno.

Subestación	Tensión	Distancia
Morón de Almazán	132 kV	10,62 km
Almazán	132 kV + 400 kV	16,5 km

Tabla 2.1: Subestaciones candidatas para la evacuación.

El parque eólico dispondrá de su propia subestación elevadora, que transformará la tensión de generación (típicamente 690 V en bornes del aerogenerador) hasta el nivel de la red de media tensión interna del parque (30 kV o 33 kV), y desde ahí hasta los 132 kV necesarios para la evacuación. La línea de evacuación, de aproximadamente 10,62 km, conectará la subestación del parque con la subestación de Morón de Almazán.



Figura 2.8: Red eléctrica en el entorno del Muedo (Open Infrastructure Map).

Como referencia del contexto eólico de la zona, en la tabla siguiente se recogen los parques eólicos operativos en el entorno, lo que confirma que la infraestructura de evacuación existente tiene capacidad y experiencia contrastada en la integración de este tipo de instalaciones.

Parque eólico	Potencia instalada
Morón de Almazán	50,00 MW
Alentisque	46,50 MW
Bordecorex Norte	44,35 MW
Ventosa del Ducado	44,00 MW
Cerros de Radona	40,00 MW
Bullana	38,00 MW
Hontalbilla I	36,55 MW
Tarayuela	30,00 MW
Hontalbilla II	28,90 MW
Radona I	24,00 MW
Los Campillos	34,00 MW
Radona II	32,00 MW

Tabla 2.2: Parques eólicos operativos en el entorno del Muedo.

2.7 Conclusión

El análisis de los factores geográficos, orográficos, eólicos, de infraestructuras y de conexión a red confirma que la meseta del Muedo reúne las condiciones necesarias para el desarrollo de un parque eólico onshore. La plataforma elevada a 1142 m s.n.m., la velocidad media del viento de $7,99 \text{ ms}^{-1}$ a 100 m de altura, la superficie disponible de 1000 ha y la proximidad a la subestación de Morón de Almazán a 10,62 km constituyen los argumentos técnicos que avalan la elección. El análisis detallado del recurso eólico y el diseño del parque se desarrollan en los capítulos siguientes.

Capítulo 3. Recurso eólico

El recurso eólico es el factor que determina en última instancia la viabilidad de un parque eólico. No basta con que el viento exista: hay que caracterizarlo con rigor, entender cómo varía con la altura y el tiempo, y cuantificar la energía que realmente estará disponible donde se sitúe el rotor del aerogenerador. Este capítulo aborda ese análisis de forma progresiva, desde los fundamentos físicos del viento hasta la determinación de la velocidad a la altura del buje, pasando por el perfil vertical, la densidad del aire, la distribución direccional y la caracterización estadística del recurso.

3.1 Naturaleza y variabilidad del viento

El viento es el resultado del movimiento de masas de aire impulsadas por diferencias de presión atmosférica entre distintas zonas de la superficie terrestre. El aire se desplaza de las zonas de alta presión hacia las de baja presión, y este movimiento se ve desviado por el efecto Coriolis, consecuencia de la rotación terrestre, que en el hemisferio norte defleca las masas de aire hacia la derecha.

Una de las características más importantes del viento como recurso energético es su variabilidad. A diferencia de los combustibles convencionales, el viento no puede almacenarse ni regularse, y su intensidad fluctúa en tres escalas temporales distintas. La variabilidad interanual refleja las diferencias de un año a otro: en el Muedo, los datos históricos del periodo 2008–2017 muestran una oscilación de $\pm 8\%$ respecto a la media, lo que indica un recurso razonablemente estable. La variabilidad estacional es más pronunciada: el índice de velocidad alcanza valores de $\sim 1,29$ en diciembre–enero y desciende hasta $\sim 0,73$ – $0,75$ en julio–agosto, con un ratio invierno/verano de aproximadamente 1,75, patrón característico de la Meseta castellana. Por último, la variabilidad horaria muestra un mínimo al mediodía ($\sim 0,90$) y un máximo en las horas de tarde–noche ($\sim 1,10$), relacionado con el jet de capa límite nocturno: durante el día, el calentamiento solar genera turbulencia que mezcla la capa límite y reduce la velocidad en superficie; de noche, la capa se estabiliza y el viento a alturas de buje se intensifica.

Esta variabilidad justifica la necesidad de utilizar series históricas largas —de al menos diez años— para caracterizar correctamente el recurso de un emplazamiento, y es la razón por la que el análisis estadístico del viento ocupa un lugar central en cualquier estudio de viabilidad eólica.

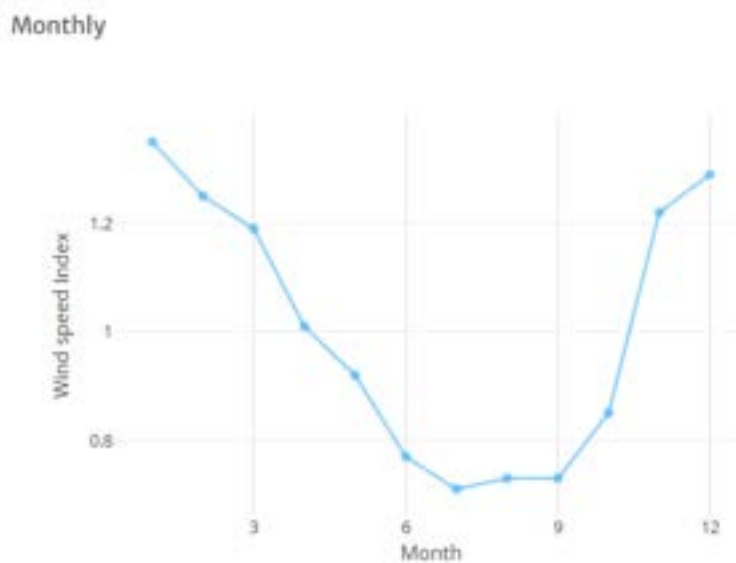


Figura 3.1: Variabilidad mensual e interanual del viento a 100 m. Fuente: Global Wind Atlas.

3.2 Perfil vertical del viento

La velocidad del viento no es uniforme con la altura: la fricción que ejerce la superficie terrestre sobre el flujo de aire frena las capas más bajas, de modo que la velocidad aumenta progresivamente con la altura hasta alcanzar el viento geostrófico libre de fricción. Este gradiente vertical, conocido como perfil de viento, es uno de los parámetros más relevantes en ingeniería eólica, ya que determina cuánta energía adicional se obtiene al instalar torres más altas.

La forma del perfil depende fundamentalmente de la rugosidad del terreno, caracterizada por la longitud de rugosidad z_0 . Este parámetro representa la altura a la que la velocidad del viento se anula teóricamente por efecto de la fricción. Para el Muedo, el mapa de rugosidad del Global Wind Atlas muestra valores de $z_0 \approx 0,05$ m, correspondientes a terreno abierto con vegetación baja, coherentes con la morfología de páramo del emplazamiento.

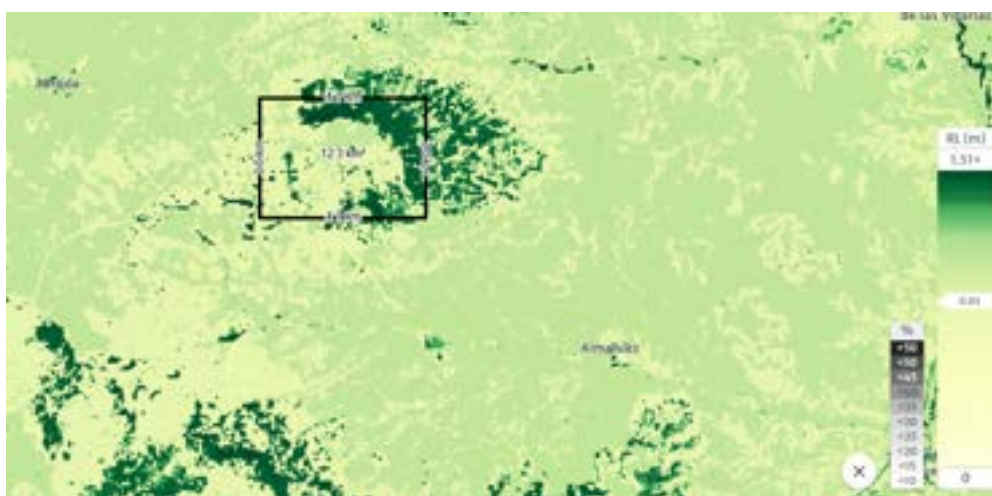


Figura 3.2: Mapa de rugosidad del terreno en el entorno del Muedo. Fuente: Global Wind Atlas.

3.2.1 Ley de Hellmann

La ley de Hellmann, también denominada ley de la potencia, es la expresión más utilizada en ingeniería eólica para extrapolar la velocidad del viento a distintas alturas por su sencillez y buen ajuste práctico:

$$v(z) = v_{\text{ref}} \cdot \left(\frac{z}{z_{\text{ref}}} \right)^{\alpha} \quad (3.1)$$

donde v_{ref} es la velocidad conocida a la altura de referencia z_{ref} , y α es el exponente de Hellmann, que depende de la rugosidad del terreno y de las condiciones atmosféricas. El valor estándar para terreno neutro es $\alpha = 1/7 \approx 0,143$, aunque lo más riguroso es calcularlo con datos reales del emplazamiento.

El exponente α se obtiene a partir de pares de alturas con velocidades conocidas mediante:

$$\alpha = \frac{\ln(v_2/v_1)}{\ln(z_2/z_1)} \quad (3.2)$$

Aplicando esta expresión a los cinco puntos de velocidad proporcionados por el Global Wind Atlas para el Muedo se obtienen los valores recogidos en la Tabla 3.1:

Par de alturas	α
10 m $\rightarrow$ 50 m	0,109
50 m $\rightarrow$ 100 m	0,113
100 m $\rightarrow$ 150 m	0,123
150 m $\rightarrow$ 200 m	0,162
Ajuste global (log-log)	0,115

Tabla 3.1: Exponente de Hellmann calculado entre pares de alturas reales.

El ajuste global sobre los cinco puntos reales mediante regresión log-log proporciona $\alpha = 0,115$, con un coeficiente de determinación $R^2 = 0,997$, lo que indica un ajuste prácticamente perfecto. El valor obtenido es inferior al estándar de $1/7 \approx 0,143$, lo que confirma la baja rugosidad del emplazamiento: el terreno frena poco el viento y el perfil se aplanan más rápidamente con la altura.

3.2.2 Ley logarítmica

La ley logarítmica tiene una base física más sólida que la ley de Hellmann, ya que se deriva directamente de la teoría de capa límite turbulenta:

$$v(z) = \frac{v^*}{\kappa} \cdot \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (3.3)$$

donde $\kappa = 0,41$ es la constante de Von Kármán (universal), v^* es la velocidad de fricción (calibrada con los datos reales) y z_0 es la longitud de rugosidad del terreno. Esta ley falla ligeramente a alturas muy bajas ($z < 20$ m), donde la capa superficial tiene mayor influencia, pero ajusta muy bien los datos del Muedo a partir de 50 m.

3.2.3 Datos del perfil vertical y comparativa

Los datos de velocidad a distintas alturas proporcionados por el Global Wind Atlas, junto con los valores calculados mediante ambas leyes, se recogen en la Tabla 3.2:

Altura (m)	v real (m/s)	v Hellmann (m/s)	v logarítmica (m/s)
10	6,20	6,17	5,57
50	7,39	7,43	7,26
80	—	7,84	7,76
100	7,99	8,04	7,99
120	—	8,21	8,18
140	—	8,36	8,34
150	8,40	8,43	8,42
160	—	8,49	8,48
180	—	8,60	8,61
200	8,80	8,71	8,72

Tabla 3.2: Perfil vertical del viento: datos reales y ajuste con ambas leyes.

Ambas leyes ajustan muy bien los datos reales a partir de 50 m. La única discrepancia apreciable se produce a 10 m, donde la ley logarítmica subestima la velocidad, comportamiento esperado y documentado en la literatura. La coincidencia entre ambas curvas en el rango de alturas de buje (80–160 m) refuerza la solidez del análisis.

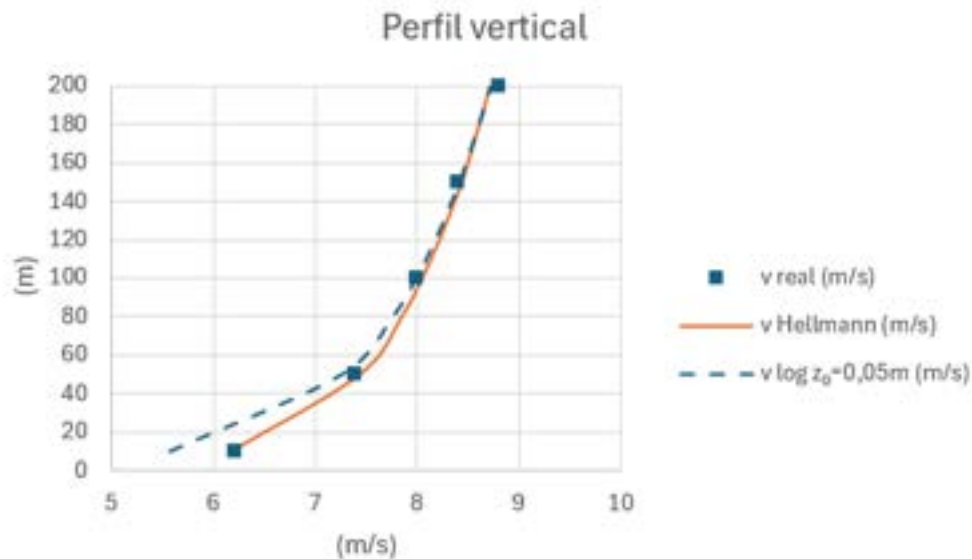


Figura 3.3: Perfil vertical del viento: puntos reales, ley de Hellmann y ley logarítmica.

3.3 Densidad del aire

La potencia disponible en el viento es directamente proporcional a la densidad del aire:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (3.4)$$

Un emplazamiento en altura tiene aire menos denso que a nivel del mar: a mayor altitud, la presión atmosférica disminuye y con ella la masa de aire por unidad de volumen. Esto implica que, para la misma velocidad de viento, un parque situado en altura extrae menos potencia que uno a nivel del mar. Cuantificar esta penalización es necesario para estimar correctamente la producción del parque.

Para el Muedo, situado a 1.142 metros sobre el nivel del mar, se han aplicado tres métodos de cálculo con el fin de dar robustez al resultado.

El primero es la atmósfera estándar ISA, que calcula la presión a partir de la temperatura estándar a nivel del mar ($T_0 = 288,15$ K) y el gradiente de temperatura $L = 0,0065$ K/m:

$$P = P_0 \cdot \left(1 - \frac{L \cdot z}{T_0}\right)^{\frac{g}{R_d \cdot L}} \Rightarrow \rho_{ISA} = \frac{P}{R_d \cdot T_{ISA}} \quad (3.5)$$

El segundo método, adoptado como valor de referencia, utiliza la ecuación del gas ideal con la temperatura real del emplazamiento:

$$\rho = \frac{P}{R_d \cdot T} \quad (3.6)$$

La temperatura media anual en el Muedo se estima en $T = 10$ °C ($= 283,15$ K), obtenida a partir de los datos de la estación meteorológica de Morón de Almazán (900–950 m s.n.m., $T_{media} \approx 11$ –12 °C) corregidos con el gradiente adiabático estándar de 6,5 °C/1.000 m para los ~200 m adicionales de altitud del Muedo.

El tercer método es la fórmula barométrica simplificada:

$$\rho = \rho_0 \cdot e^{-z/H} \quad (3.7)$$

con $H = 8,500$ m como altura de escala de la atmósfera y $\rho_0 = 1,225$ kg/m³ a nivel del mar.

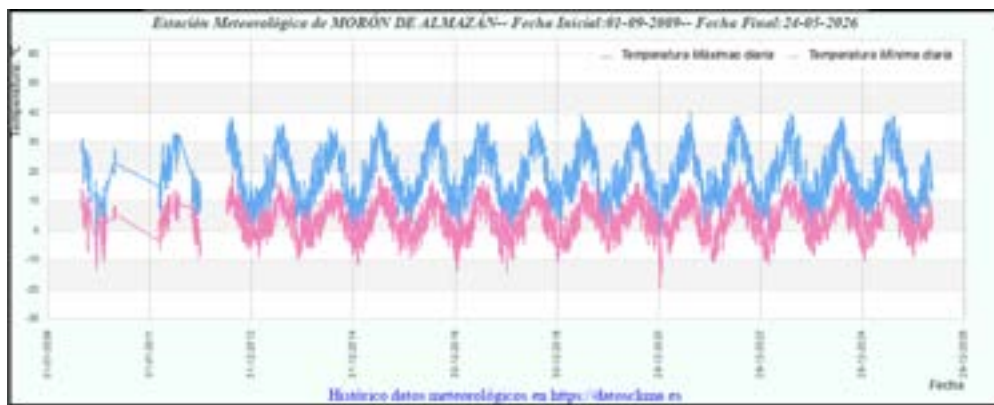


Figura 3.4: Temperaturas medias en Morón de Almazán, usadas para estimar la temperatura en el Muedo.

Los resultados de los tres métodos se recogen en la Tabla 3.3:

Método	ρ (kg/m ³)
ISA estándar ($T = 7,6$ °C)	1,0962
Gas ideal con T real ($T = 10$ °C)	1,0868
Barométrica simplificada	1,0710

Tabla 3.3: Densidad del aire calculada con tres métodos.

La convergencia de los tres métodos en torno a 1,087–1,096 kg/m³ da solidez al resultado. Se adopta el valor del método del gas ideal con temperatura real: $\rho = 1,0868$ kg/m³. Los parámetros del emplazamiento y las conclusiones principales se resumen en la Tabla 3.4:

Parámetro	Valor
Altitud (m s.n.m.)	1.142
Temperatura media estimada (°C)	10
Presión atmosférica (kPa)	88,33
ρ a nivel del mar (kg/m ³)	1,225
ρ en el Muedo (kg/m ³)	1,0868
Reducción de densidad	–11,3 %
Factor de corrección de potencia	0,8872

Tabla 3.4: Resumen de parámetros de densidad del aire en el Muedo.

La altitud del Muedo provoca una reducción del 11,3% en la densidad del aire respecto al nivel del mar. Dado que la potencia del viento es proporcional a ρ , esto implica que el parque extrae un 11,3% menos de potencia que si estuviese situado a nivel del mar para la misma velocidad de viento. Este factor de corrección deberá tenerse en cuenta en el cálculo de la producción anual de energía del capítulo siguiente.

3.4 Rosa de los vientos

La rosa de los vientos es una representación gráfica polar que muestra la distribución direccional del viento en un emplazamiento. Cada sector angular representa una dirección cardinal o intercardinal, y su longitud es proporcional a la magnitud de la variable representada. En ingeniería eólica se utilizan habitualmente tres tipos de rosetas, que aportan información complementaria:

- *Frequency Rose*: muestra la frecuencia de ocurrencia del viento por dirección, es decir, cuántas veces sopla el viento desde cada sector.
- *Speed Rose*: muestra la velocidad media del viento por dirección, respondiendo a la pregunta de con qué fuerza sopla el viento cuando lo hace desde cada sector.
- *Power Rose*: muestra la potencia media por dirección, proporcional a v^3 . Es la más relevante para el diseño del parque, ya que integra frecuencia y velocidad en un único indicador energético.

La razón de utilizar las tres conjuntamente es que una dirección puede ser muy frecuente pero con vientos flojos, aportando poca energía, mientras que otra puede ser poco frecuente pero con vientos muy fuertes. La Power Rose es la síntesis de ambos efectos.



Figura 3.5: Frequency Rose a 100 m de altura. Fuente: Global Wind Atlas.

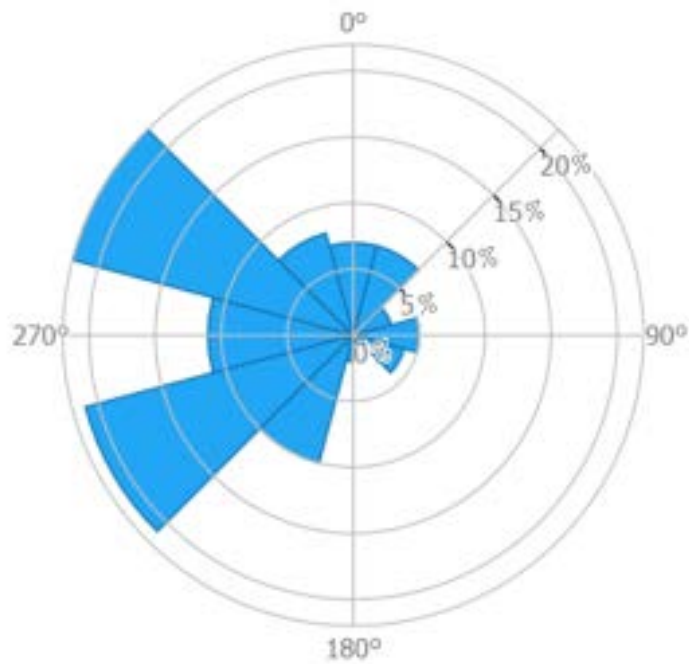


Figura 3.6: Speed Rose a 100 m de altura. Fuente: Global Wind Atlas.

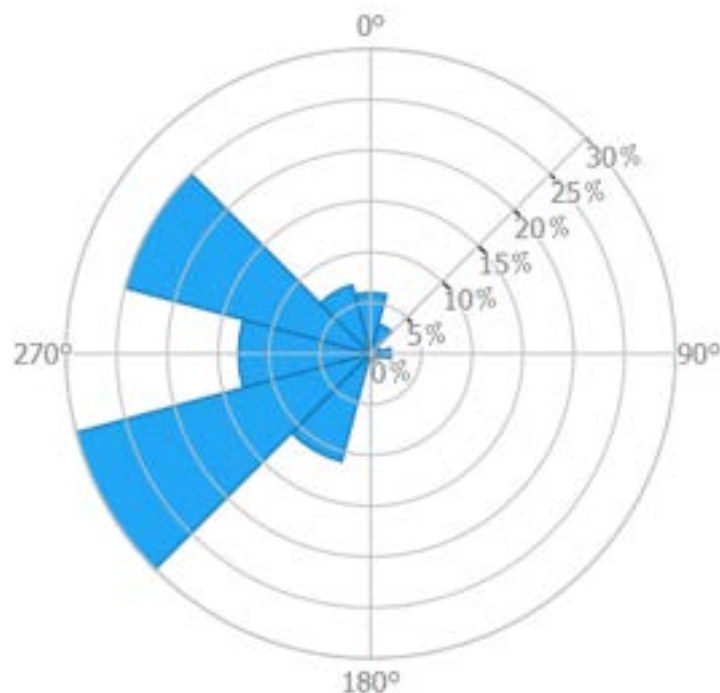


Figura 3.7: Power Rose a 100 m de altura. Fuente: Global Wind Atlas.

El análisis de las tres rosetas a 100 m de altura revela una distribución direccional muy clara y consistente. La Frequency Rose muestra que el oeste y el oeste-noroeste son las direcciones dominantes, con frecuencias de ocurrencia en torno al 15%, seguidas de una componente secundaria del sur-suroeste y suroeste de aproximadamente el 10%. La Speed Rose confirma que estas mismas direcciones son también las de mayor velocidad media, con valores en torno al 20% de la escala, con una asimetría este-oeste muy marcada. La Power Rose, finalmente, muestra que el sector este y noreste concentra entre el 25 y el 30% de toda la energía disponible, mientras que la componente sureste aporta un 10–15% adicional; el resto de direcciones es prácticamente irrelevante desde el punto de vista energético.

La consistencia entre las tres rosetas es la conclusión más importante de este análisis: el oeste no solo sopla más veces, sino que cuando lo hace es con mayor fuerza, concentrando la mayor parte de la energía disponible. Esta información tiene una implicación directa en el diseño del layout del parque: las filas de aerogeneradores deben orientarse perpendiculares a la dirección oeste para minimizar las pérdidas por efecto estela entre máquinas.

3.4.1 Variabilidad temporal

Además de la distribución direccional, el Global Wind Atlas proporciona información sobre la variabilidad temporal del recurso mediante un radar plot que combina la variación mensual e interanual.

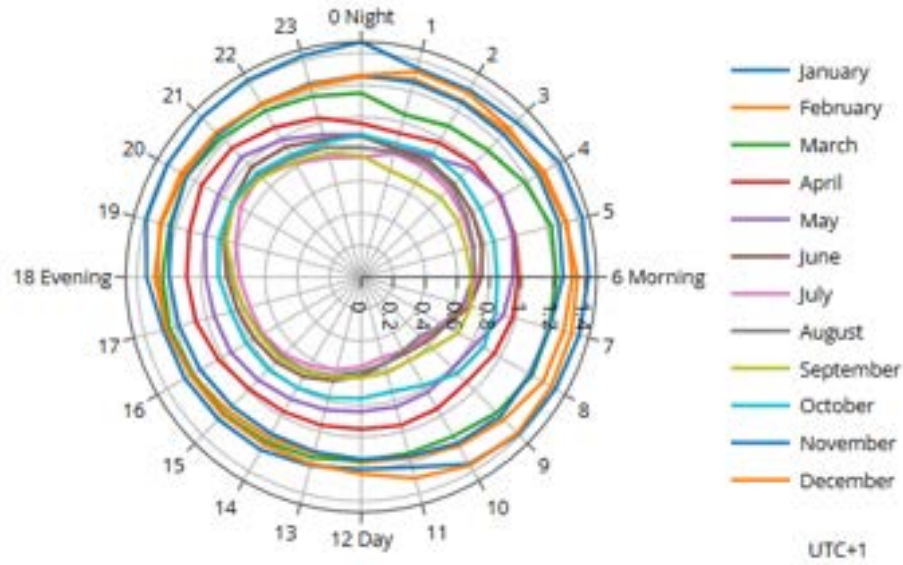


Figura 3.8: Radar plot de variabilidad mensual e interanual del viento. Fuente: Global Wind Atlas.

La variabilidad mensual muestra el patrón estacional ya comentado: el índice de velocidad alcanza su máximo en diciembre-enero ($\sim 1,29$) y su mínimo en julio-agosto ($\sim 0,73-0,75$), con un ratio invierno/verano de aproximadamente 1,75. La variabilidad interanual, calculada sobre el periodo 2008–2017, muestra una oscilación de $\pm 8\%$ respecto a la media, con el año más ventoso en torno a 2013 (índice $\sim 1,08$) y el menos ventoso en 2011 (índice $\sim 0,91$). Este nivel de variabilidad interanual es moderado y coherente con un recurso estable, lo que reduce la incertidumbre en las proyecciones de producción a largo plazo.

3.5 Distribución estadística del viento: modelo de Weibull

El viento es una variable aleatoria: no tiene un valor fijo sino una distribución de probabilidad. Para calcular la energía producida por el parque es necesario conocer cuántas horas al año sopla el viento a cada velocidad, lo que requiere un modelo estadístico que describa esa distribución. El modelo estándar en ingeniería eólica es la distribución de Weibull, cuya función de densidad de probabilidad es:

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-(v/c)^k} \quad (3.8)$$

y cuya función de distribución acumulada es:

$$F(v) = 1 - e^{-(v/c)^k} \quad (3.9)$$

El parámetro k (adimensional) controla la forma de la curva: valores de $k < 2$ indican un viento variable con cola larga hacia velocidades altas; $k = 2$ corresponde a la distribución de Rayleigh, caso particular de Weibull; y $k > 3$ se aproxima a una distribución normal, característica de vientos muy constantes. El parámetro c (en m/s) es el parámetro de escala, relacionado con la velocidad media del viento: a mayor c , mayor velocidad media.

La velocidad media y la densidad de potencia se expresan en función de k y c mediante la función Gamma de Euler Γ :

$$\bar{v} = c \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (3.10)$$

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (3.11)$$

3.5.1 Cálculo de los parámetros k y c para el Muedo

Los datos de partida son la velocidad media a 100 m ($\bar{v} = 7,99$ m/s), la densidad de potencia a 100 m ($P/A = 611$ W/m²) y la densidad del aire calculada en la sección anterior ($\rho = 1,0868$ kg/m³). Dividiendo la ecuación (3.11) entre el cubo de la ecuación (3.10) se elimina c y se obtiene una ecuación solo en k :

$$\frac{P/A}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \bar{v}^3} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\left[\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right]^3} \quad (3.12)$$

El lado izquierdo se calcula directamente con los datos disponibles:

$$\frac{611}{\frac{1}{2} \cdot 1,0868 \cdot 7,99^3} = \frac{611}{276,5} = 2,210 \quad (3.13)$$

Igualando este valor al cociente de funciones Gamma del lado derecho y resolviendo numéricamente se obtiene $k = 1,755$. Sustituyendo en la ecuación (3.10) y despejando c :

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} = \frac{7,99}{\Gamma(1,570)} = \frac{7,99}{0,8908} = 8,97 \text{ m/s} \quad (3.14)$$

Las velocidades características de la distribución se recogen en la Tabla 3.5:

Velocidad	Fórmula	Valor
Moda (más probable)	$c \cdot \left(\frac{k-1}{k}\right)^{1/k}$	5,55 m/s
Mediana	$c \cdot (\ln 2)^{1/k}$	7,28 m/s
Media	$c \cdot \Gamma(1 + 1/k)$	7,99 m/s

Tabla 3.5: Velocidades características de la distribución de Weibull del Muedo.

El valor $k = 1,755$ indica un viento moderadamente variable, típico de emplazamientos continentales interiores como la Meseta castellana. Al ser inferior a 2, la distribución presenta una cola derecha más pronunciada que la de Rayleigh, lo que significa que hay horas con vientos bastante fuertes con cierta frecuencia. La asimetría positiva (media > mediana > moda) confirma este comportamiento.

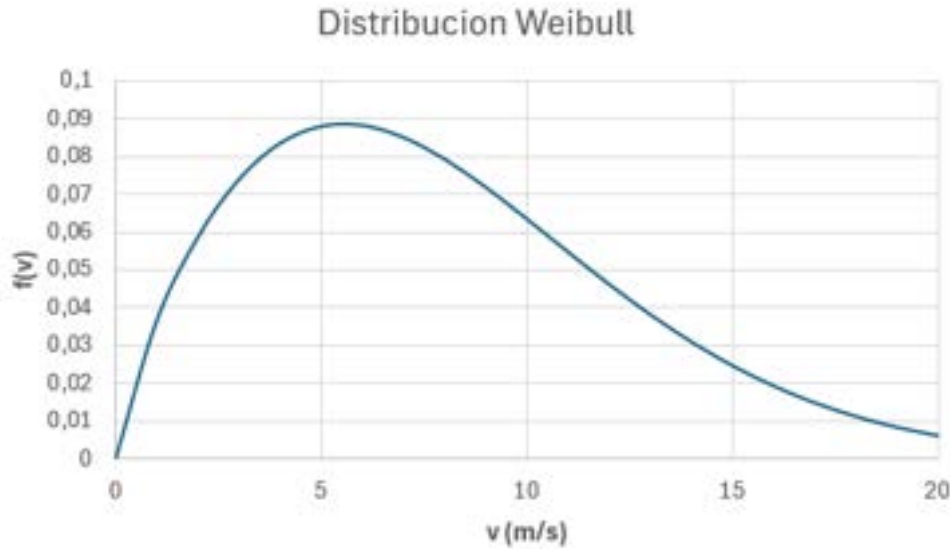


Figura 3.9: Distribución de Weibull del viento a 100 m ($k = 1,755$, $c = 8,97$ m/s).

3.6 Velocidad a la altura del buje

Todo el análisis desarrollado en las secciones anteriores converge en este punto: la determinación de la velocidad real disponible a la altura donde se situará el rotor del aerogenerador. Este es el dato de salida del capítulo de recurso eólico y el dato de entrada del capítulo de selección de aerogeneradores.

Aplicando la ley de Hellmann con el exponente real del emplazamiento ($\alpha = 0,115$) y la velocidad de referencia a 100 m:

$$v(z) = 7,99 \cdot \left(\frac{z}{100} \right)^{0,115} \quad (3.15)$$

Dado que la altura de buje definitiva depende del aerogenerador que se seleccione en el capítulo siguiente, se ha calculado la velocidad para un rango amplio de alturas, de modo que el valor correspondiente pueda leerse directamente de la tabla una vez conocida la máquina:

Altura (m)	Velocidad (m/s)	Incremento vs 100 m
80	7,788	−0,202 m/s
90	7,894	−0,096 m/s
100	7,990	referencia
110	8,078	+0,088 m/s
120	8,159	+0,169 m/s
130	8,235	+0,245 m/s
140	8,305	+0,315 m/s
150	8,371	+0,381 m/s
160	8,434	+0,444 m/s

Tabla 3.6: Velocidad del viento a distintas alturas de buje según la ley de Hellmann.

3.6.1 Clasificación IEC 61400-1

La norma IEC 61400-1 clasifica los emplazamientos eólicos en función de la velocidad media anual a la altura del buje, y define los requisitos de diseño estructural que debe cumplir el aerogenerador instalado. Una turbina de Clase I está diseñada para soportar vientos más intensos y es, por tanto, más robusta y más cara; instalarla en un emplazamiento de Clase III supone un sobredimensionamiento innecesario.

Clase IEC	Velocidad media mínima	¿Aplica al Muedo?
Clase I	$\geq 10,0$ m/s	No
Clase II	$\geq 8,5$ m/s	No
Clase III	$\geq 6,5$ m/s	Sí

Tabla 3.7: Clasificación IEC 61400-1 aplicada al emplazamiento del Muedo.

Para todas las alturas de buje consideradas (80–160 m), los valores del Muedo oscilan entre 7,79 y 8,43 m/s, situándose dentro de la Clase IEC III. Los valores a mayor altura se acercan al límite inferior de la Clase II (8,5 m/s) pero no lo alcanzan. Esta clasificación es una conclusión clave del capítulo: el aerogenerador a seleccionar debe ser de Clase IEC III, diseñado específicamente para vientos medios.

3.6.2 Ganancia de potencia con la altura

Dado que la potencia del viento es proporcional al cubo de la velocidad ($P \propto v^3$), una pequeña ganancia en velocidad se amplifica considerablemente en términos de potencia disponible. Subir la altura del buje de 100 m a 150 m supone:

$$\frac{P_{150}}{P_{100}} = \left(\frac{8,371}{7,990} \right)^3 = 1,143 \Rightarrow +14,3 \% \quad (3.16)$$

Sin embargo, la ganancia marginal es decreciente con la altura, como se aprecia en la Tabla 3.8:

Intervalo	Ganancia en velocidad	Ganancia en potencia
100 m $\rightarrow$ 120 m	+0,169 m/s	+6,4 %
120 m $\rightarrow$ 140 m	+0,146 m/s	+5,5 %
140 m $\rightarrow$ 160 m	+0,129 m/s	+4,8 %

Tabla 3.8: Ganancia marginal de potencia por cada 20 m adicionales de altura de buje.

Cada 20 m adicionales de torre aportan menos retorno energético, mientras que el coste de la torre crece. Este comportamiento justifica que en el capítulo siguiente se analice la altura de buje óptima desde un punto de vista técnico-económico, buscando el equilibrio entre la ganancia energética y el incremento de inversión.

3.7 Conclusión

El análisis del recurso eólico de la Sierra del Muedo confirma la idoneidad del emplazamiento desde el punto de vista energético. La velocidad media del viento a 100 m de altura es de

7,99 m/s, con una densidad de potencia de 611 W/m², valores que se sitúan entre los más altos de la región según el Global Wind Atlas. El perfil vertical del viento, ajustado con un exponente de Hellmann $\alpha = 0,115$ ($R^2 = 0,997$), confirma la baja rugosidad del terreno y permite extrapolar la velocidad a cualquier altura de buje con alta precisión. La distribución de Weibull, con parámetros $k = 1,755$ y $c = 8,97$ m/s, caracteriza un viento moderadamente variable con cola derecha pronunciada, favorable para la generación eólica. La dirección predominante es el oeste y el oeste-noroeste, con una concentración del 25–30 % de la energía en ese sector, lo que orientará el diseño del layout del parque. Finalmente, la clasificación del emplazamiento como Clase IEC III condiciona directamente la selección del aerogenerador, que se aborda en el capítulo siguiente.

Capítulo 4. Aerogeneradores

La selección del aerogenerador es una de las decisiones técnicas más determinantes en el diseño de un parque eólico. No se trata únicamente de elegir la máquina más potente del mercado, sino de encontrar la que mejor se adapta al recurso eólico disponible en el emplazamiento concreto. Un aerogenerador sobredimensionado para vientos fuertes instalado en un emplazamiento de viento moderado funcionará por debajo de su potencial, comprometiendo la rentabilidad del proyecto. Este capítulo parte de los parámetros del recurso eólico obtenidos en el Capítulo 3 —distribución de Weibull, velocidad media, perfil vertical y clasificación IEC— y aplica un proceso de selección progresivo hasta llegar a la elección justificada de la máquina definitiva y al layout conceptual del parque.

4.1 Fundamentos teóricos del aerogenerador

4.1.1 Principio de funcionamiento

Un aerogenerador convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica mediante dos etapas en cadena. En primer lugar, la conversión aerodinámica: las palas del rotor extraen energía cinética del viento generando un par torsor que hace girar el eje. En segundo lugar, la conversión electromecánica: ese par torsor mueve un generador eléctrico —directamente o a través de una multiplicadora— que produce la electricidad que se inyecta a la red.

La potencia cinética disponible en una masa de aire que atraviesa un área A a velocidad v es:

$$P_{\text{viento}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (4.1)$$

La dependencia cúbica con la velocidad es el resultado más importante de esta expresión: pequeñas variaciones en v tienen un impacto muy significativo en la potencia disponible. Esta es la misma expresión que se utilizó en el Capítulo 3 para calcular la densidad de potencia del recurso eólico del Muedo.

4.1.2 Límite de Betz

Ningún aerogenerador puede extraer el 100 % de la energía cinética del viento. El razonamiento es sencillo: si la máquina extrajera toda la energía, el viento quedaría completamente parado aguas abajo del rotor; pero si el viento no puede salir, tampoco puede entrar nuevo viento, y la máquina dejaría de funcionar. Existe, por tanto, un óptimo intermedio.

Albert Betz demostró en 1919, mediante la teoría del disco actuador y la conservación de masa y cantidad de movimiento, que la potencia extraída en función del factor de inducción axial a (fracción en que se reduce la velocidad en el plano del rotor) es:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot 4a(1 - a)^2 \quad (4.2)$$

Maximizando respecto a a :

$$\frac{dP}{da} = 0 \implies a = \frac{1}{3} \quad (4.3)$$

Sustituyendo $a = 1/3$ en la expresión anterior se obtiene el límite de Betz:

$$C_{p,\max} = 4 \cdot \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{2}{3}\right)^2 = \frac{16}{27} \approx 0,593 \quad (4.4)$$

Ningún aerogenerador puede extraer más del 59,3 % de la energía cinética disponible en el viento, independientemente de su diseño. Este es un límite físico fundamental, no una limitación tecnológica.



Figura 4.1: Tubo de corriente y disco actuador. La velocidad se reduce aguas abajo del rotor.

4.1.3 Coeficiente de potencia

En la práctica, las pérdidas aerodinámicas, mecánicas y eléctricas reducen aún más la eficiencia real de la máquina. Se define el coeficiente de potencia C_p como el cociente entre la potencia realmente extraída y la potencia disponible en el viento:

$$C_p = \frac{P_{\text{extraída}}}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3} \quad (4.5)$$

La potencia real entregada por el aerogenerador es:

$$P_{\text{real}} = C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (4.6)$$

Los aerogeneradores modernos de gran escala alcanzan $C_p \approx 0,45-0,50$, lo que representa entre el 75 y el 85 % del límite de Betz. Es importante señalar que C_p no es constante: varía con la velocidad del viento y con la velocidad de giro del rotor. Su valor máximo se alcanza a una velocidad de viento concreta, lo que da forma a la curva de potencia de la máquina.

4.1.4 La curva de potencia

La curva de potencia es la representación gráfica de la potencia eléctrica generada (kW) en función de la velocidad del viento (m/s). Es el documento técnico más importante de un aerogenerador, ya que permite calcular la producción anual de energía cuando se combina con la distribución estadística del viento del emplazamiento. Presenta tres velocidades características:

Velocidad	Símbolo	Valor típico	Descripción
Arranque (<i>cut-in</i>)	v_{ci}	3–4 m/s	Por debajo, el viento no genera par suficiente
Nominal (<i>rated</i>)	v_r	11–13 m/s	A partir de aquí la potencia se limita al valor nominal
Corte (<i>cut-out</i>)	v_{co}	22–25 m/s	Por encima, la máquina para por seguridad estructural

Tabla 4.1: Velocidades características de la curva de potencia de un aerogenerador.

Entre v_{ci} y v_r la potencia crece aproximadamente con v^3 , siguiendo la física del viento. Entre v_r y v_{co} la potencia se mantiene constante en el valor nominal mediante el *pitch control*: las palas giran sobre su propio eje para “derramar” el exceso de viento. Por encima de v_{co} la máquina se detiene para protegerse estructuralmente. Las curvas de potencia reales de los candidatos seleccionados se presentan en la Sección 4.4.

4.1.5 Potencia específica

La potencia específica es el cociente entre la potencia nominal de la máquina y el área barrida por su rotor:

$$P_{\text{esp}} = \frac{P_{\text{nominal}}}{\frac{\pi}{4} \cdot D^2} \quad [\text{W/m}^2] \quad (4.7)$$

Este parámetro indica cuánta potencia se extrae por unidad de área de rotor y es la clave para evaluar la adecuación de un aerogenerador a un régimen de viento determinado. Para emplazamientos de Clase IEC III con viento moderado, como el Muedo, interesa una potencia específica baja: un rotor grande en relación a la potencia nominal maximiza las horas de funcionamiento a velocidades medias-bajas, que son las más frecuentes según la distribución de Weibull del emplazamiento.

Potencia específica	Interpretación	Adecuación al Muedo
> 350 W/m ²	Rotor pequeño, diseñado para vientos fuertes	No adecuado
250–350 W/m ²	Equilibrado, mercado general	Aceptable
180–250 W/m ²	Rotor grande, diseñado para vientos moderados	Óptimo
< 180 W/m ²	Rotor muy grande, vientos muy bajos	Sobredimensionado

Tabla 4.2: Interpretación de la potencia específica en función del régimen de viento.

4.2 Tipología de aerogeneradores

4.2.1 Clasificación por orientación del eje de giro

Los aerogeneradores se clasifican en dos grandes familias según la orientación del eje de giro del rotor:

Los **VAWT** (*Vertical Axis Wind Turbine*) tienen el rotor girando alrededor de un eje perpendicular al suelo. Sus principales variantes son el Darrieus (basado en sustentación aerodinámica) y el Savonius (basado en resistencia). Sus ventajas son la omnidireccionalidad —no necesitan orientarse al viento— y tener el generador en la base, lo que facilita el mantenimiento. Sin embargo, su coeficiente de potencia máximo es de aproximadamente $C_p \approx 0,35$, muy inferior al de los HAWT, y presentan dificultades para escalar a grandes potencias. Su uso queda restringido a entornos urbanos y pequeña escala.

Los **HAWT** (*Horizontal Axis Wind Turbine*) tienen el rotor girando alrededor de un eje paralelo al suelo, orientado al viento. La configuración dominante en la industria es la de tres palas a barlovento. Alcanzan C_p de hasta $\sim 0,50$, son escalables a potencias de varios MW y cuentan con décadas de tecnología madura y probada. Son el estándar absoluto en parques eólicos onshore y offshore. La elección para el Muedo es inequívoca: HAWT tripala a barlovento.



Figura 4.2: Comparativa entre aerogenerador de eje vertical (VAWT) y de eje horizontal (HAWT).

4.2.2 Configuraciones del tren de potencia

Una vez fijado el HAWT, la segunda gran decisión de diseño es cómo se transmite el par del rotor al generador eléctrico. Existen tres configuraciones principales en el mercado actual:

a) Con multiplicadora + DFIG (*Doubly Fed Induction Generator*): El rotor gira lento ($\sim 10\text{--}20$ rpm) y una caja multiplicadora eleva la velocidad hasta ~ 1.500 rpm para el generador. El DFIG permite velocidad variable ($\pm 30\%$ de la velocidad síncrona) mediante electrónica de potencia en el rotor. La ventaja principal es que solo $\sim 30\%$ de la potencia pasa por electrónica, lo que abarata el convertidor. El inconveniente es que la multiplicadora es históricamente el componente con mayor tasa de fallos y coste de mantenimiento. Fabricantes referentes: Vestas, Siemens Gamesa, Nordex.

b) Accionamiento directo + DD-PMSG (*Direct Drive - Permanent Magnet Synchronous Generator*): Sin multiplicadora, el generador está acoplado directamente al rotor y gira a baja velocidad. Requiere un generador de gran diámetro y un convertidor de potencia completo (100 % de la potencia pasa por electrónica). La ventaja es la eliminación del componente más problemático, lo que se traduce en mayor disponibilidad y menor OPEX. El inconveniente es el mayor peso y coste inicial del generador. Fabricante referente: Enercon (pionero del DD).

c) Híbrido (multiplicadora de una etapa + PMSG): Solución intermedia que combina una multiplicadora simple —menos etapas, más fiable— con un generador de imanes permanentes. Equilibra el peso del generador y la fiabilidad de la transmisión. Fabricantes: Siemens Gamesa (plataforma híbrida), GE Vernova.

4.2.3 Regulación de potencia

Por encima de la velocidad nominal, el aerogenerador debe limitar la potencia para no sobrecargar el generador. El estándar actual es el *pitch control* o control de paso: las palas giran sobre su propio eje longitudinal, modificando el ángulo de ataque y permitiendo un control activo y preciso de la potencia. La curva de potencia se mantiene perfectamente plana entre

v_r y v_{co} . Todos los aerogeneradores modernos de gran escala utilizan esta estrategia.

La alternativa histórica, el *stall control* o pérdida aerodinámica pasiva, utilizaba palas fijas que entraban en pérdida de forma natural al superar la velocidad nominal. Más simple mecánicamente, pero menos eficiente y con mayor variabilidad de potencia. Está prácticamente en desuso en máquinas modernas.

4.2.4 Tendencias actuales del mercado

La industria eólica onshore ha evolucionado de forma muy clara en la última década, con una tendencia sostenida hacia máquinas de mayor potencia y, sobre todo, mayor diámetro de rotor:

Parámetro	~2010	~2020	2024–2026
Potencia nominal	2–3 MW	3–5 MW	5–7 MW
Diámetro de rotor	80–100 m	120–150 m	150–175 m
Altura de buje	80–100 m	100–130 m	120–160 m
Potencia específica	~400 W/m ²	~280 W/m ²	~220–260 W/m ²

Tabla 4.3: Evolución del aerogenerador onshore estándar en la última década.

La tendencia más relevante para este proyecto es la reducción de la potencia específica: el diámetro del rotor ha crecido más rápido que la potencia nominal, lo que permite captar más viento a velocidades moderadas. Esta es exactamente la característica que necesita un emplazamiento de Clase IEC III como el Muedo, con una velocidad media de 7,99 m/s a 100 m de altura.

4.3 Criterios de preselección y filtros técnicos

Antes de comparar modelos concretos, se establecen los filtros técnicos que debe cumplir cualquier candidato para ser considerado apto para el emplazamiento del Muedo. Estos filtros son eliminatorios: un modelo que no cumpla alguno de ellos queda descartado independientemente de sus otras características.

Filtro 1 — Clase IEC III (o S equivalente): El Muedo es Clase IEC III para todas las alturas de buje consideradas (80–160 m), tal y como se determinó en el Capítulo 3. Un aerogenerador de Clase I o II está sobredimensionado estructuralmente para este emplazamiento —más caro sin necesidad— y no está optimizado para el régimen de viento moderado del Muedo. La Clase S (*site-specific*) permite al fabricante adaptar los parámetros de diseño al emplazamiento concreto y es equivalente a efectos de este filtro.

Filtro 2 — Potencia nominal 4,5–6 MW: Con 8 aerogeneradores y un objetivo de ~40 MW totales, la potencia nominal por máquina debe estar en el rango de 4,5–6 MW. Este número de máquinas es coherente con la superficie disponible en la meseta del Muedo y con el tamaño habitual de los parques onshore en España (6–12 unidades).

Filtro 3 — Potencia específica 180–280 W/m²: Para un emplazamiento de viento moderado como el Muedo, interesa una potencia específica baja. El rango óptimo es 180–250 W/m²; se amplía hasta 280 W/m² como límite aceptable.

Filtro 4 — Disponibilidad comercial en el mercado europeo/español: El aerogenerador debe estar en producción serie en 2025–2026 y tener referencias de instalación en España o en condiciones similares (Meseta Ibérica, Clase III, viento continental moderado). Este filtro

elimina prototipos, máquinas en fase de certificación y modelos exclusivos de mercados asiáticos.

Criterio	Requisito	Justificación
Clase IEC	III o S (especial)	Muedo: Clase III para 80–160 m
Potencia nominal	4,5–6 MW	8 máquinas $\times$ $\sim$ 5 MW $\approx$ 40 MW
Potencia específica	180–280 W/m ²	Óptimo para viento moderado
Altura de buje	120–145 m disponible	Equilibrio técnico-económico
Disponibilidad	Mercado europeo activo	Garantía de suministro y servicio

Tabla 4.4: Filtros técnicos de preselección para el emplazamiento del Muedo.

4.4 Candidatos seleccionados

Aplicando los cuatro filtros anteriores al mercado europeo actual, se preseleccionan cuatro modelos que mejor se ajustan a los requisitos del emplazamiento. Obteniéndose toda la información de los aerogeneradores de las fichas técnicas de sus respectivos fabricantes.

Modelo	Fabricante	P_{nom} (MW)	D (m)	Clase IEC	Tren de potencia
SG 3.465-145	Siemens Gamesa	3,465	145	III/S	DFIG + mult.
E-160 EP5	Enercon	5,560	160	S	DD-PMSG
N163/5.X	Nordex	5,0–5,X	163	S	DFIG + mult.
V150-4.5	Vestas	4,500	150	S	PMSG + mult.

Tabla 4.5: Cuatro candidatos preseleccionados.

4.5 Tabla comparativa y potencia específica

4.5.1 Cálculo de la potencia específica

Aplicando la ecuación (4.7) a cada candidato:

Modelo	P_{nom} (MW)	D (m)	Área barrida (m ²)	P_{esp} (W/m ²)
SG 3.465-145	3,465	145	16.513	209,8
E-160 EP5	5,560	160	20.106	276,5
N163/5.X	5,000	163	20.867	239,6
V150-4.5	4,500	150	17.671	254,6

Tabla 4.6: Potencia específica calculada para cada candidato.

El SG 3.465-145 presenta la potencia específica más baja (209,8 W/m²), confirmada por la ficha técnica del fabricante, lo que lo convierte en el modelo más optimizado para captar viento moderado. Sin embargo, su potencia nominal de 3,465 MW lo aleja del objetivo de $\sim$ 40 MW con 8 máquinas. El Nordex N163/5.X combina una potencia específica en rango óptimo (239,6 W/m²) con una potencia nominal de 5 MW, siendo el mejor equilibrio entre captación y producción entre los modelos que cumplen todos los filtros.

4.5.2 Comparativa técnica completa

Parámetro	SG 3.465-145	E-160 EP5	N163/5.X	V150-4.5
Potencia nominal	3,465 MW	5,560 MW	5,0 MW	4,500 MW
Clase IEC	III/S	S	S	S
Diámetro rotor	145 m	160 m	163 m	150 m
Área barrida	16.513 m ²	20.106 m ²	20.867 m ²	17.671 m ²
Potencia específica	209,8 W/m ²	276,5 W/m ²	239,6 W/m ²	254,6 W/m ²
Cut-in	N/D	2,5 m/s	3,0 m/s	3,0 m/s
Cut-out	N/D	28,0 m/s	26,0 m/s	24,5 m/s
Alturas de buje	127,5/133,5/146 m	99/120/140/160/166 m	hasta 164 m	90/105 m
Tren de potencia	DFIG + mult.	DD-PMSG	DFIG + mult.	PMSG + mult.
Convertidor	Parcial (~30 %)	Completo (100 %)	Parcial (~30 %)	Completo (100 %)
Temp. operación	0°C a 45°C	-20°C a +40°C	—	-30°C a +45°C

Tabla 4.7: Tabla comparativa técnica maestra de los cuatro candidatos.

4.6 Análisis de adecuación al emplazamiento del Muedo

4.6.1 Potencia específica frente al régimen de viento

Para un emplazamiento de Clase IEC III con velocidad media de 7,99 m/s, el rango óptimo de potencia específica es 180–250 W/m². Los modelos SG 3.465-145 (209,8 W/m²) y Nordex N163/5.X (239,6 W/m²) caen dentro de este rango óptimo. El Vestas V150-4.5 (254,6 W/m²) y el Enercon E-160 EP5 (276,5 W/m²) se sitúan en la zona aceptable, ligeramente por encima del óptimo para viento moderado.

4.6.2 Velocidades características frente a la distribución de Weibull

Con $k = 1,755$ y $c = 8,97$ m/s, la distribución de Weibull del Muedo tiene una moda en 5,55 m/s y una cola derecha pronunciada, lo que significa que hay horas relevantes con vientos de 15–20 m/s. Esto tiene implicaciones directas sobre las velocidades de arranque y corte de cada candidato.

En cuanto a la velocidad de arranque (*cut-in*), el Enercon arranca a 2,5 m/s frente a los 3,0 m/s del resto. La diferencia en energía capturada es pequeña —la potencia es proporcional a v^3 y a esas velocidades es mínima— pero representa una ventaja real en horas de operación anuales.

En cuanto a la velocidad de corte (*cut-out*), el Enercon corta a 28 m/s, el Nordex a 26 m/s y el Vestas a 24,5 m/s. Con la cola derecha de la distribución de Weibull del Muedo, la probabilidad de superar 24,5 m/s es baja pero no despreciable. El Enercon y el Nordex mantienen producción en episodios de viento fuerte donde el Vestas ya está parado.

4.6.3 Altura de buje y velocidad real en el rotor

Del análisis de ganancias marginales del Capítulo 3, el rango óptimo de altura de buje para el Muedo es 120–145 m. Aplicando la ley de Hellmann con $\alpha = 0,115$:

$$v(140\text{ m}) = 7,99 \cdot \left(\frac{140}{100}\right)^{0,115} = 8,305 \text{ m/s} \quad (+4,0 \% \text{ respecto a } 100 \text{ m}) \quad (4.8)$$

$$v(120\text{ m}) = 7,99 \cdot \left(\frac{120}{100}\right)^{0,115} = 8,159 \text{ m/s} \quad (+2,1 \% \text{ respecto a } 100 \text{ m}) \quad (4.9)$$

Modelo	Alturas disponibles	Altura óptima Muedo	Valoración
SG 3.465-145	127,5 / 133,5 / 146 m	133,5 m	Perfecto
E-160 EP5	99 / 120 / 140 / 160 / 166 m	140 m	Perfecto
N163/5.X	Flexible hasta 164 m	~130–140 m	Perfecto
V150-4.5	90 / 105 m	Ninguna	No cumple

Tabla 4.8: Disponibilidad de alturas de buje en el rango óptimo para el Muedo.

El Vestas V150-4.5 es el único modelo que no puede ofrecer torres en el rango óptimo. Con su altura máxima de 105 m, renuncia a entre un +4 % y un +14 % de potencia disponible respecto a las alturas óptimas.

4.6.4 Tecnología del tren de potencia e implicaciones en OPEX

La multiplicadora es históricamente el componente con mayor tasa de fallos en aerogeneradores de gran escala. Su eliminación en el diseño de accionamiento directo del Enercon E-160 EP5 tiene un impacto directo en los costes de operación y mantenimiento a lo largo de los 25 años de vida útil del parque:

Modelo	Tren de potencia	Implicación OPEX
SG 3.465-145	DFIG + mult. 3 etapas	Medio-alto
E-160 EP5	DD-PMSG (sin mult.)	Bajo (ventaja estructural)
N163/5.X	DFIG + mult. alta vel.	Medio-alto
V150-4.5	PMSG + mult. 2+1 et.	Medio

Tabla 4.9: Implicaciones del tren de potencia en los costes de O&M.

4.7 Scoring técnico y selección del aerogenerador

Se construye una matriz de decisión ponderada con los criterios técnicos más relevantes. La puntuación va de 1 (peor) a 3 (mejor) en cada criterio:

Criterio	Peso	SG 3.465-145	E-160 EP5	N163/5.X	V150-4.5
Potencia nominal (4,5–6 MW)	Alto	1	3	3	2
Potencia específica	Alto	3	1	3	2
Altura de buje disponible	Alto	3	3	3	1
Velocidad de arranque	Medio	1	3	2	2
Velocidad de corte	Medio	1	3	2	1
OPEX (tren de potencia)	Alto	1	3	1	2
Disponibilidad en España	Medio	3	2	3	3
Total		13	18	18	13

Tabla 4.10: Matriz de decisión ponderada.

El scoring arroja un empate técnico entre el Enercon E-160 EP5 y el Nordex N163/5.X, con 18 puntos cada uno. Se procede a un análisis de desempate en cinco ejes:

Eje de análisis	Peso	E-160 EP5	N163/5.X	Ventaja
Potencia específica / captación	Alto	2	3	Nordex
Tren de potencia / OPEX	Alto	3	1	Enercon
Velocidades vs. Weibull	Medio	3	2	Enercon
Altura de buje disponible	Alto	3	3	Empate
Potencia total parque (8 ud.)	Alto	3 (44,5 MW)	2 (40 MW)	Enercon
Total desempate		14	11	Enercon

Tabla 4.11: Análisis de desempate entre Enercon E-160 EP5 y Nordex N163/5.X.

Aerogenerador seleccionado: Enercon E-160 EP5

El Enercon E-160 EP5 es el aerogenerador seleccionado para el parque eólico de la Sierra del Muedo. La justificación técnica se apoya en cuatro argumentos principales:

1. **Tecnología DD-PMSG — ventaja estructural en OPEX:** La eliminación de la multiplicadora reduce el riesgo de fallos mecánicos y los costes de mantenimiento a lo largo de los 25 años de vida útil del parque. En un proyecto de esta escala, con 8 máquinas, esta ventaja tiene un impacto directo y cuantificable en el modelo financiero.
2. **Rango operativo más amplio:** Con *cut-in* a 2,5 m/s y *cut-out* a 28 m/s, el E-160 EP5 tiene el rango operativo más amplio de los cuatro candidatos (25,5 m/s), maximizando las horas de producción frente al perfil de Weibull del Muedo, que presenta una cola derecha pronunciada ($k = 1,755 < 2$).
3. **Altura de buje de 140 m disponible como opción estándar:** Coincide exactamente con el punto de equilibrio técnico-económico identificado en el Capítulo 3, donde la ganancia marginal de potencia (+5,5 % respecto a 120 m) todavía justifica el sobre-coste de la torre.
4. **Potencia total del parque:** Con 8 máquinas de 5,56 MW, el parque alcanza una potencia instalada de 44,48 MW, superando el objetivo inicial de ~ 40 MW y mejorando los ingresos proyectados sin comprometer la viabilidad técnica del emplazamiento.

La configuración final del parque queda definida en la Tabla 4.12:

Parámetro	Valor
Aerogenerador	Enercon E-160 EP5
Número de máquinas	8 unidades
Potencia unitaria	5,56 MW
Potencia total instalada	44,48 MW
Altura de buje	140 m
Velocidad en buje	8,305 m/s
Diámetro de rotor	160 m
Tren de potencia	DD-PMSG (sin multiplicadora)
Clase IEC	S (especial de sitio)
AEP estimado (orientativo)	~ 160.000 MWh/año bruto

Tabla 4.12: Configuración final del parque eólico de la Sierra del Muedo.

4.8 Micrositing: layout conceptual del parque

4.8.1 Viento dominante y orientación del layout

La rosa de potencia del emplazamiento, analizada en el Capítulo 3, muestra que el viento dominante proviene del sector oeste-noroeste, con un sector secundario del suroeste. Para minimizar las pérdidas por efecto estela (*wake effect*), las filas de aerogeneradores deben orientarse perpendiculares a la dirección dominante, es decir, en dirección, con la separación entre filas en la dirección del viento.

4.8.2 Criterios de separación entre aerogeneradores

Con el Enercon E-160 EP5 ($D = 160$ m), los criterios estándar de la industria para minimizar las pérdidas por efecto estela son:

Tipo de separación	Criterio estándar	Valor para $D = 160$ m	Valor adoptado
Dentro de la fila ($\perp$ al viento)	$3D - 4D$	480–640 m	$4D = 640$ m
Entre filas ($\parallel$ al viento)	$6D - 10D$	960–1.600 m	$7D = 1.120$ m

Tabla 4.13: Criterios de separación entre aerogeneradores adoptados para el layout.

La separación entre filas es mayor que la separación dentro de la fila porque el efecto estela es más intenso en la dirección del viento dominante. Con $7D$ entre filas, las pérdidas por estela en la fila de sotavento se estiman en un 5–8 %, valor habitual y aceptable para parques de esta escala.

4.8.3 Configuración del layout

La meseta del Muedo tiene una orientación E-W con longitud aproximada de 3–4 km y anchura N-S de 1,5–2 km. La configuración óptima para 8 máquinas es:

- **2 filas de 4 aerogeneradores** cada una, orientadas NE-SW (perpendicular al viento dominante WNW).
- **Fila 1 (barlovento / upwind):** T1, T2, T3, T4 — recibe el viento limpio sin perturbaciones.
- **Fila 2 (sotavento / downwind):** T5, T6, T7, T8 — separada 1.120 m ($7D$) de la Fila 1 en dirección NW.
- **Superficie total ocupada:** $\sim 2,2$ km² (longitud de fila $\sim 1,92$ km $\times$ separación entre filas $\sim 1,12$ km).

La longitud de cada fila y la superficie total necesaria se calculan como:

$$L_{\text{fila}} = 3 \times 640 \text{ m} = 1,920 \text{ m} \approx 2 \text{ km} \quad (4.10)$$

$$S_{\text{parque}} \approx 1,92 \text{ km} \times 1,12 \text{ km} \approx 2,2 \text{ km}^2 \quad (4.11)$$

La meseta del Muedo dispone de superficie suficiente para acomodar esta configuración con las separaciones requeridas.

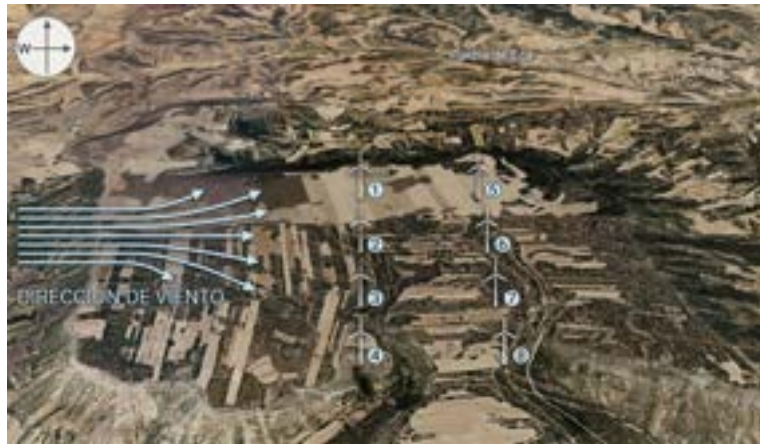


Figura 4.3: Layout conceptual del parque: 2 filas de 4 aerogeneradores (T1–T8) sobre la meseta del Muedo.

4.9 Conclusiones del capítulo

El análisis desarrollado en este capítulo conduce a las siguientes conclusiones:

El Enercon E-160 EP5 es el aerogenerador seleccionado para el parque eólico de la Sierra del Muedo, resultado de un proceso de filtrado progresivo que parte de los parámetros del recurso eólico del Capítulo 3 y aplica criterios técnicos de clase IEC, potencia específica, altura de buje y tecnología del tren de potencia.

La tecnología de accionamiento directo (DD-PMSG) del E-160 EP5 elimina la multiplicadora, el componente con mayor tasa de fallos histórica en aerogeneradores. En un parque de 25 años de vida útil con 8 máquinas, esta ventaja tiene un impacto cuantificable en el modelo financiero que se desarrollará en capítulos posteriores.

Con *cut-in* a 2,5 m/s y *cut-out* a 28 m/s, el E-160 EP5 tiene el rango operativo más amplio de los cuatro candidatos, maximizando las horas de producción frente al perfil de Weibull del Muedo ($k = 1,755$, $c = 8,97$ m/s).

La torre de 140 m del E-160 EP5 coincide exactamente con el punto de equilibrio técnico-económico identificado en el Capítulo 3. A esta altura, la velocidad en buje es de 8,305 m/s, con una ganancia de potencia disponible de +12,5 % respecto a la referencia de 100 m.

Con 8 máquinas de 5,56 MW, el parque alcanza una potencia instalada de 44,48 MW, superando el objetivo inicial de ~ 40 MW. La producción anual bruta estimada, a partir de la gráfica AEP del fabricante interpolada a $\bar{v} = 8,305$ m/s, es de aproximadamente 160.000 MWh/a.

El parque se configura en 2 filas de 4 aerogeneradores orientadas NE-SW (perpendicular al viento dominante WNW), con separación de $4D = 640$ m dentro de fila y $7D = 1.120$ m entre filas. Las pérdidas por efecto estela se estiman en un 5–8 % sobre la fila de sotavento. Los datos obtenidos en este capítulo —potencia instalada: 44,48 MW; AEP estimado: ~ 160.000 MWh/año; altura de buje: 140 m— constituyen los inputs fundamentales para el cálculo formal del AEP en el Capítulo 5 y el modelo financiero del Capítulo 6.

Capítulo 5. Dimensionamiento del sistema eléctrico

El diseño del sistema eléctrico de un parque eólico constituye una de las disciplinas de ingeniería más complejas del proyecto, ya que debe integrar en una solución coherente la generación distribuida de ocho aerogeneradores, el transporte de la energía a través de una red colectora de media tensión, su transformación y evacuación hasta el punto de conexión con la red de transporte nacional. Este capítulo parte de los resultados del Capítulo 4 — aerogenerador Enercon E-160 EP5, potencia instalada de 44,48 MW, layout de 2 filas de 4 máquinas con altura de buje de 140 m— y desarrolla el dimensionamiento completo de la infraestructura eléctrica del parque eólico del Llano Muedo, desde la generación en el interior de cada aerogenerador hasta la inyección de energía en la subestación de Morón de Almazán a 132 kV.

El diseño se estructura siguiendo el flujo natural de la energía a través de tres niveles de tensión: la tensión de generación en baja tensión (690 V), la red colectora de media tensión (30 kV) y la línea de evacuación en alta tensión (132 kV). Para cada nivel se dimensionan los conductores, transformadores y equipos de protección, y se estiman las pérdidas eléctricas asociadas. El capítulo concluye con un balance global de pérdidas y una valoración de la potencia neta entregada en el punto de conexión con la red de transporte.

5.1 Arquitectura eléctrica del parque

5.1.1 Descripción general del sistema

La arquitectura eléctrica del parque eólico del Llano Muedo sigue el esquema estándar de la industria eólica onshore española, organizado en tres niveles de tensión claramente diferenciados. En el primer nivel, cada aerogenerador genera energía eléctrica a una tensión de aproximadamente 690 V en corriente alterna trifásica a 50 Hz, que es la tensión de salida del convertidor de potencia completo del Enercon E-160 EP5. En el segundo nivel, un transformador elevador situado en la base de cada torre eleva la tensión hasta 30 kV, nivel al que opera la red colectora subterránea de media tensión que interconecta los ocho aerogeneradores y los conduce hasta la subestación elevadora del parque. En el tercer nivel, la subestación elevadora transforma la tensión de 30 kV a 132 kV, nivel al que opera la línea aérea de alta tensión que evacúa la energía hasta el punto de conexión con la red de transporte de Red Eléctrica de España (REE) en la subestación de Morón de Almazán, situada a 10,62 km del emplazamiento.

La elección de 30 kV como tensión de la red colectora responde a criterios técnicos y económicos bien establecidos en la práctica española. Para una potencia instalada de 44,48 MW, la tensión de 30 kV permite mantener las corrientes en la red colectora en valores razonables sin necesidad de secciones de cable excesivamente grandes, al tiempo que es el nivel de tensión más habitual en las redes de distribución de media tensión en España, lo que facilita la disponibilidad de equipos normalizados y reduce los costes de la instalación. La elección de 132 kV como tensión de evacuación viene impuesta por la infraestructura existente: la subestación de Morón de Almazán opera a 132 kV, y es el punto de conexión más próximo al emplazamiento con capacidad suficiente para absorber la producción del parque.

5.1.2 Esquema unifilar general

La Figura 5.1 muestra el esquema unifilar del sistema eléctrico completo del parque. En él se representan los ocho aerogeneradores (T1–T8) agrupados en dos circuitos colectores de cuatro máquinas cada uno (Circuito 1: T1–T4; Circuito 2: T5–T8), la subestación elevadora con el transformador principal de 30/132 kV y la línea de evacuación hasta Morón de Almazán.

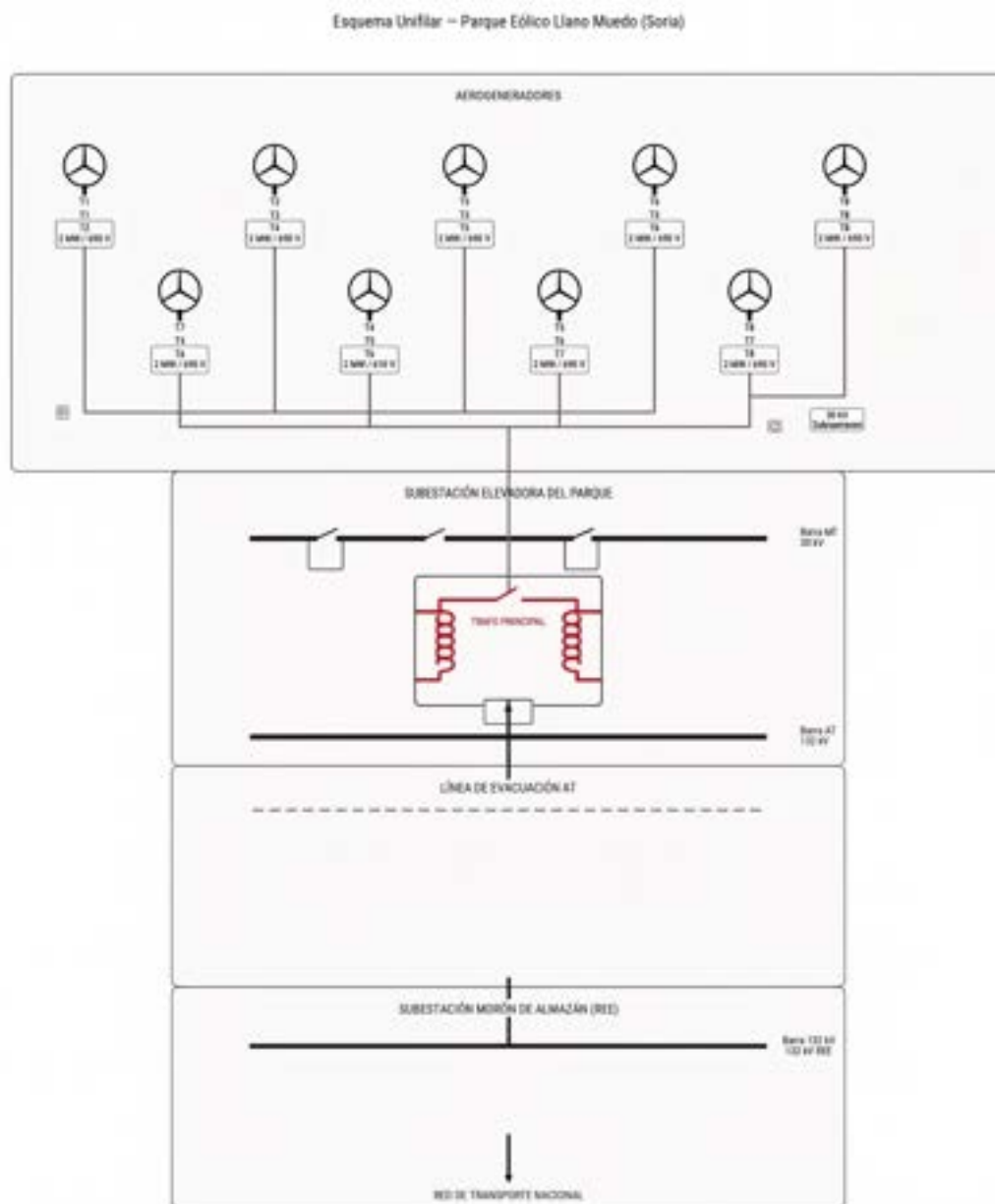


Figura 5.1: Esquema unifilar del sistema eléctrico del parque eólico del Llano Muedo.

5.1.3 Marco normativo aplicable

El diseño eléctrico del parque se rige por la normativa española e internacional aplicable a instalaciones de generación eólica conectadas a la red de transporte. Las referencias normativas más relevantes son el Real Decreto 1955/2000, que regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica; el Real Decreto 413/2014, que regula la actividad de producción de

energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables; el Reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión (RD 337/2014, RLAT) y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 06 e ITC-LAT 07, que regulan respectivamente las líneas subterráneas y aéreas de alta tensión; la norma UNE-EN 61400-1 sobre requisitos de diseño de aerogeneradores; y el Procedimiento de Operación P.O. 12.3, que establece los requisitos de respuesta ante huecos de tensión que deben cumplir las instalaciones de generación conectadas a la red de transporte española.

5.2 Sistema eléctrico interno del aerogenerador

5.2.1 Generador y convertidor de potencia

El Enercon E-160 EP5 incorpora un generador síncrono de imanes permanentes de accionamiento directo (DD-PMSG, *Direct Drive Permanent Magnet Synchronous Generator*) acoplado directamente al rotor, sin multiplicadora mecánica. El generador produce corriente alterna a frecuencia variable, proporcional a la velocidad de giro del rotor, que varía entre aproximadamente 3 y 12 rpm en función de la velocidad del viento. Esta corriente alterna de frecuencia variable no puede inyectarse directamente a la red, que opera a 50 Hz fijos, por lo que debe pasar íntegramente por el convertidor de potencia.

El convertidor de potencia del Enercon E-160 EP5 es un convertidor de potencia completo (*full power converter*), lo que significa que el 100 % de la potencia generada pasa por electrónica de potencia antes de ser inyectada a la red. El convertidor está compuesto por un rectificador del lado del generador, que convierte la corriente alterna de frecuencia variable en corriente continua, y un inversor del lado de la red, que convierte esa corriente continua en corriente alterna trifásica a 50 Hz y a la tensión de salida de aproximadamente 690 V. Este esquema de convertidor completo proporciona un control total e independiente de la potencia activa y reactiva inyectada a la red, lo que constituye una ventaja diferencial frente a las turbinas con convertidor parcial (DFIG) en términos de calidad de la energía generada y cumplimiento de los requisitos de conexión a red.

5.3 Centro de transformación en cada aerogenerador

5.3.1 Función y ubicación

Cada uno de los ocho aerogeneradores del parque incorpora un centro de transformación (CT) individual cuya función es elevar la tensión de salida del convertidor de potencia (690 V) hasta la tensión de la red colectora (30 kV). El CT se ubica en la base de la torre del aerogenerador, en un habitáculo específicamente diseñado para ello, lo que minimiza la longitud del tramo de baja tensión entre el convertidor y el transformador y reduce las pérdidas en ese tramo.

5.3.2 Transformador de torre

El transformador de cada CT es un transformador trifásico de tipo seco con aislamiento de resina epoxi, solución estándar en aerogeneradores de gran escala por sus ventajas en términos de seguridad contra incendios, ausencia de mantenimiento del fluido dieléctrico y reducidas dimensiones. La potencia nominal del transformador se dimensiona para la potencia máxima del aerogenerador con un margen de seguridad del 15 %, lo que conduce a:

$$S_{CT} = \frac{P_{nom}}{\cos \varphi} \cdot 1,15 = \frac{5,56 \text{ MW}}{0,95} \cdot 1,15 \approx 6,73 \text{ MVA} \quad (5.1)$$

Se adopta la potencia normalizada inmediatamente superior, 6.300 kVA, que es la potencia estándar más próxima disponible en el mercado para transformadores secos de esta gama. La relación de transformación es 0,69/30 kV con grupo de conexión Dyn11, estándar en la industria eólica española para la conexión de aerogeneradores a redes de media tensión de 30 kV. La corriente nominal en el lado de baja tensión del transformador es:

$$I_{BT} = \frac{S_{CT}}{\sqrt{3} \cdot U_{BT}} = \frac{6,3 \times 10^6}{\sqrt{3} \cdot 690} \approx 5,270 \text{ A} \quad (5.2)$$

Y en el lado de media tensión:

$$I_{MT,CT} = \frac{S_{CT}}{\sqrt{3} \cdot U_{MT}} = \frac{6,3 \times 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30,000} \approx 121 \text{ A} \quad (5.3)$$

Las pérdidas en vacío y en carga del transformador de torre se estiman en valores típicos para transformadores secos de esta potencia: pérdidas en vacío $P_0 \approx 6 \text{ kW}$ y pérdidas en carga a plena carga $P_{cc} \approx 35 \text{ kW}$, lo que da unas pérdidas totales por transformador de aproximadamente 41 kW a plena carga. Para los ocho transformadores del parque, las pérdidas totales en los CT ascienden a:

$$P_{pérd,CT} = 8 \times (P_0 + P_{cc}) = 8 \times 41 \text{ kW} = 328 \text{ kW} \quad (5.4)$$

Las características técnicas del transformador de torre adoptado se resumen en la Tabla 5.1:

Parámetro	Valor
Potencia nominal	6.300 kVA
Tensión primario / secundario	690 V / 30 kV
Grupo de conexión	Dyn11
Tipo de aislamiento	Seco, resina epoxi
Pérdidas en vacío (P_0)	$\approx 6 \text{ kW}$
Pérdidas en carga (P_{cc})	$\approx 35 \text{ kW}$
Tensión de cortocircuito	$\approx 6 \%$
Ubicación	Base de torre

Tabla 5.1: Características técnicas del transformador de torre adoptado para cada aerogenerador.

5.4 Red colectora de media tensión

5.4.1 Topología de la red colectora

La red colectora de media tensión a 30 kV conecta los ocho centros de transformación con la subestación elevadora del parque mediante una topología en cadena (*string*). Los ocho aerogeneradores se organizan en dos circuitos independientes de cuatro máquinas cada uno, siguiendo la distribución física del layout en dos filas:

- **Circuito 1 (C1):** T1 → T2 → T3 → T4 → Subestación. Corresponde a la fila de barlovento.

- **Circuito 2 (C2):** T5 → T6 → T7 → T8 → Subestación. Corresponde a la fila de sotavento.

Esta organización en dos circuitos independientes proporciona una redundancia parcial muy valiosa desde el punto de vista de la disponibilidad del parque: un fallo en un circuito colector solo afecta al 50 % de la generación (22,24 MW), manteniéndose el otro circuito en operación. La topología en cadena es la solución más económica para parques de esta escala, ya que minimiza la longitud total de cable necesaria.

5.4.2 Longitudes de los tramos de cable

Las longitudes de los tramos de cable se determinan a partir de la geometría del layout definido en el Capítulo 4: separación de $4D = 640$ m entre aerogeneradores dentro de la fila y $7D = 1.120$ m entre filas. A estas distancias en planta se añade un factor de corrección del 5 % para tener en cuenta el trazado real de la zanja, que no es perfectamente rectilíneo debido a la orografía del terreno y a la necesidad de evitar obstáculos. Los tramos de cable de la red colectora y sus longitudes se recogen en la Tabla 5.2:

Circuito	Tramo	Longitud en planta (m)	Longitud real ($\times 1,05$) (m)
C1	T1 → T2	640	672
C1	T2 → T3	640	672
C1	T3 → T4	640	672
C1	T4 → Subestación	800	840
C2	T5 → T6	640	672
C2	T6 → T7	640	672
C2	T7 → T8	640	672
C2	T8 → Subestación	800	840
Total		5.440	5.712

Tabla 5.2: Longitudes de los tramos de cable de la red colectora de 30 kV. La longitud real incluye un factor de corrección del 5 % por el trazado de la zanja.

La longitud total de cable de la red colectora es de aproximadamente 5.712 m, que se redondea a 6.050 m incluyendo las reservas de cable en las arquetas y en el interior de los CT y la subestación.

5.4.3 Corrientes por tramo y dimensionamiento del cable

La corriente que circula por cada tramo del cable colector depende del número de aerogeneradores que alimenta aguas arriba. La corriente nominal de un aerogenerador a 30 kV es:

$$I_{\text{nom},T} = \frac{P_{\text{nom}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{MT}} \cdot \cos \varphi} = \frac{5,56 \times 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30,000 \cdot 0,95} \approx 113 \text{ A} \quad (5.5)$$

Las corrientes por tramo en cada circuito, en función del número de aerogeneradores que alimenta cada tramo, son las recogidas en la Tabla 5.3:

Tramo	Aerogeneradores aguas arriba	Corriente (A)	Fracción de $I_{\max}$
T1 → T2	1 (T1)	113	33 %
T2 → T3	2 (T1, T2)	226	66 %
T3 → T4	3 (T1, T2, T3)	339	99 %
T4 → Subestación	4 (T1–T4)	452	100 %

Tabla 5.3: Corrientes por tramo en el Circuito 1. El Circuito 2 es simétrico. La corriente máxima del circuito se produce en el tramo final hacia la subestación.

La corriente máxima en la red colectora se produce en el tramo final de cada circuito (T4 → Subestación y T8 → Subestación), con un valor de 452 A por circuito. Este es el valor determinante para la selección de la sección del cable.

5.4.4 Selección del cable colector

El cable colector debe cumplir simultáneamente dos criterios: el criterio térmico, que exige que la corriente máxima admisible del cable sea superior a la corriente máxima del circuito, y el criterio de caída de tensión, que exige que la caída de tensión total en el circuito más desfavorable no supere el 5 % de la tensión nominal, límite habitual en redes de media tensión de parques eólicos.

Para el criterio térmico, se selecciona el cable de aluminio con aislamiento de polietileno reticulado de alta densidad tipo RHZ1 (equivalente a XLPE) de 300 mm² de sección, con una corriente admisible en servicio permanente de 490 A en instalación enterrada a 1 m de profundidad con temperatura del terreno de 25°C. El margen térmico sobre la corriente máxima del circuito es:

$$\text{Margen térmico} = \frac{490 - 452}{490} \times 100 = 7,8 \% \quad (5.6)$$

Este margen, aunque ajustado, es suficiente para la operación normal del parque. En condiciones de contingencia (fallo de un tramo y redistribución de corriente), el cable puede soportar sobrecargas temporales de hasta el 20 % durante períodos cortos, lo que garantiza la seguridad de la instalación.

Para verificar el criterio de caída de tensión, se calcula la caída de tensión en el circuito más desfavorable (C1, desde T1 hasta la subestación). La resistencia y reactancia del cable RHZ1 300 mm² Al son $r = 0,101 \, \Omega/\text{km}$ y $x = 0,113 \, \Omega/\text{km}$ respectivamente. La caída de tensión en cada tramo se calcula como:

$$\Delta U_{\text{tramo}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{tramo}} \cdot L_{\text{tramo}} \cdot (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi) \quad (5.7)$$

Aplicando esta expresión a cada tramo del Circuito 1 y sumando las contribuciones, la caída de tensión total en el circuito más desfavorable es de aproximadamente 540 V, lo que representa:

$$\Delta U_{C1} (\%) = \frac{540}{30000} \times 100 \approx 1,8 \% \quad (5.8)$$

Este valor es muy inferior al límite del 5 %, confirmando que la sección de 300 mm² es adecuada también desde el punto de vista de la caída de tensión. Las características técnicas del cable seleccionado se recogen en la Tabla 5.4:

Parámetro	Valor
Tipo de cable	RHZ1 (XLPE) 1×300 mm ² Al
Tensión nominal	18/30 kV
Sección del conductor	300 mm ²
Material del conductor	Aluminio
Corriente admisible (enterrado)	490 A
Resistencia (r)	0,101 Ω/km
Reactancia (x)	0,113 Ω/km
Profundidad de instalación	1,0 m
Longitud total	≈ 6.050 m

Tabla 5.4: Características técnicas del cable colector de 30 kV seleccionado.

5.4.5 Pérdidas en la red colectora

Las pérdidas por efecto Joule en la red colectora a plena carga se calculan tramo a tramo. Para el Circuito 1:

$$P_{\text{pérd,C1}} = \sum_{i=1}^4 3 \cdot I_i^2 \cdot r \cdot L_i \quad (5.9)$$

Aplicando esta expresión a los cuatro tramos del Circuito 1 y multiplicando por dos (simetría con el Circuito 2), las pérdidas totales en la red colectora a plena carga son de aproximadamente 65 kW, lo que representa el 0,15 % de la potencia instalada. Este valor reducido confirma la correcta selección de la sección del cable.

5.5 Subestación elevadora del parque

5.5.1 Función y configuración general

La subestación elevadora del parque es el nodo central del sistema eléctrico. Recibe la energía de los dos circuitos colectores de 30 kV, la eleva a 132 kV mediante el transformador principal y la entrega a la línea de evacuación que conecta con la subestación de Morón de Almazán. Además, alberga los equipos de protección, medida, control y comunicaciones del parque.

La subestación se configura con barra simple en el lado de media tensión (30 kV) y barra simple en el lado de alta tensión (132 kV), solución estándar para subestaciones de parques eólicos de esta escala, donde la simplicidad del esquema de barras reduce los costes de la instalación sin comprometer la fiabilidad, dado que el parque dispone de la redundancia parcial proporcionada por los dos circuitos colectores independientes. La subestación se construye en una parcela anexa al emplazamiento del parque, con acceso desde la red viaria existente, e incluye un edificio de control prefabricado que alberga los cuadros de media tensión, los equipos de protección y el sistema SCADA.

5.5.2 Transformador principal

El transformador principal es el elemento más crítico de la subestación. Su potencia nominal se dimensiona para la potencia máxima del parque con un margen de seguridad del 12 %:

$$S_{\text{trafo}} = \frac{P_{\text{instalada}}}{\cos \varphi} \cdot 1,12 = \frac{44,48 \text{ MW}}{0,95} \cdot 1,12 \approx 52,4 \text{ MVA} \quad (5.10)$$

Se adopta la potencia normalizada inmediatamente superior, 50 MVA, que es la potencia estándar más próxima disponible en el mercado para transformadores de potencia de esta gama. La ligera reducción respecto al valor calculado (52,4 MVA) se justifica porque el transformador de 50 MVA puede soportar sobrecargas del 10–20 % en régimen temporal, y la probabilidad de que el parque opere a plena potencia durante períodos prolongados es reducida dado el perfil de Weibull del emplazamiento. La relación de transformación es 30/132 kV con grupo de conexión YNd11, estándar para transformadores de parques eólicos en España, y el transformador incorpora un regulador de tensión bajo carga (OLTC, *On-Load Tap Changer*) con un rango de regulación de $\pm 8 \times 1,25$ % para mantener la tensión en el punto de conexión dentro de los límites establecidos por REE.

El transformador es de tipo ONAN/ONAF (refrigeración natural en aceite con posibilidad de refrigeración forzada mediante ventiladores), solución estándar para transformadores de potencia en subestaciones de intemperie. Las pérdidas del transformador principal se estiman en pérdidas en vacío $P_0 \approx 50$ kW y pérdidas en carga a plena carga $P_{cc} \approx 147$ kW, con unas pérdidas totales a plena carga de:

$$P_{\text{pérd,trafo}} = P_0 + P_{cc} = 50 + 147 = 197 \text{ kW} \quad (5.11)$$

Las características técnicas del transformador principal se recogen en la Tabla 5.5:

Parámetro	Valor
Potencia nominal	50 MVA
Tensión primario / secundario	30 kV / 132 kV
Grupo de conexión	YNd11
Tipo de refrigeración	ONAN/ONAF
Regulación de tensión (OLTC)	$\pm 8 \times 1,25$ %
Pérdidas en vacío (P_0)	≈ 50 kW
Pérdidas en carga (P_{cc})	≈ 147 kW
Tensión de cortocircuito	≈ 12 %

Tabla 5.5: Características técnicas del transformador principal de la subestación elevadora.

5.5.3 Corrientes en la subestación

La corriente nominal en el lado de media tensión del transformador principal es:

$$I_{\text{MT,trafo}} = \frac{S_{\text{trafo}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{MT}}} = \frac{50 \times 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30,000} \approx 962 \text{ A} \quad (5.12)$$

Y en el lado de alta tensión:

$$I_{\text{AT,trafo}} = \frac{S_{\text{trafo}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{AT}}} = \frac{50 \times 10^6}{\sqrt{3} \cdot 132,000} \approx 219 \text{ A} \quad (5.13)$$

Estos valores determinan la selección de los interruptores, seccionadores y embarrados de la subestación en ambos niveles de tensión.

5.6 Línea de evacuación en alta tensión

5.6.1 Descripción del trazado

La línea aérea de alta tensión (LAT) de evacuación conecta la subestación elevadora del parque con la subestación de Morón de Almazán, punto de conexión con la red de transporte de REE a 132 kV. La longitud del trazado es de 10,62 km, dato obtenido del análisis del emplazamiento desarrollado en el Capítulo 2. La línea discurre por terreno rural de la meseta soriana, con orografía suave y escasa presencia de obstáculos, lo que favorece un trazado relativamente rectilíneo y reduce el número de apoyos necesarios.

La solución adoptada es una línea aérea de alta tensión, frente a la alternativa de cable subterráneo, por razones técnicas y económicas. Para una longitud de 10,62 km en terreno rural, el coste de una línea aérea es entre 3 y 5 veces inferior al de un cable subterráneo de la misma capacidad. Además, la línea aérea es más fácil de inspeccionar y mantener, y su reparación en caso de avería es significativamente más rápida. La línea aérea es la solución estándar para la evacuación de parques eólicos onshore en España en distancias superiores a 2–3 km en terreno rural.

5.6.2 Selección del conductor

El conductor de la línea de evacuación se selecciona en función de la corriente máxima a transportar y de las condiciones climáticas del emplazamiento. La corriente máxima en la línea de evacuación coincide con la corriente nominal en el lado de alta tensión del transformador principal, 219 A. Se selecciona el conductor de aluminio con alma de acero tipo ACSR (*Aluminium Conductor Steel Reinforced*) denominado comercialmente Hawk, con una sección de aluminio de 281 mm² y una sección de acero de 46 mm², ampliamente utilizado en líneas de 132 kV en España.

La corriente admisible del conductor ACSR Hawk en servicio permanente es de 637 A a 75°C de temperatura máxima del conductor y 25°C de temperatura ambiente, lo que proporciona un margen térmico muy amplio sobre la corriente máxima de la línea:

$$\text{Margen térmico LAT} = \frac{637 - 219}{637} \times 100 = 65,6\% \quad (5.14)$$

Este amplio margen térmico es habitual en líneas de evacuación de parques eólicos, donde el conductor se selecciona principalmente por criterios de caída de tensión y no por criterios térmicos, dado que la corriente de transporte es relativamente baja en comparación con la capacidad del conductor estándar de 132 kV.

5.6.3 Parámetros eléctricos de la línea

Los parámetros eléctricos del conductor ACSR Hawk para la línea de 132 kV son: resistencia $r = 0,130 \, \Omega/\text{km}$, reactancia inductiva $x = 0,380 \, \Omega/\text{km}$ y susceptancia capacitiva $b = 2,85 \times 10^{-6} \, \text{S/km}$. Para la longitud de 10,62 km, las impedancias totales de la línea son:

$$R_{\text{LAT}} = r \cdot L = 0,130 \times 10,62 = 1,38 \, \Omega \quad (5.15)$$

$$X_{\text{LAT}} = x \cdot L = 0,380 \times 10,62 = 4,04 \, \Omega \quad (5.16)$$

La caída de tensión en la línea a plena carga se calcula mediante la expresión aproximada:

$$\Delta U_{LAT} = \sqrt{3} \cdot I_{LAT} \cdot (R_{LAT} \cdot \cos \varphi + X_{LAT} \cdot \sin \varphi) \quad (5.17)$$

$$\Delta U_{LAT} = \sqrt{3} \cdot 219 \cdot (1,38 \cdot 0,95 + 4,04 \cdot 0,312) \approx 820 \text{ V} \quad (5.18)$$

En porcentaje sobre la tensión nominal de 132 kV:

$$\Delta U_{LAT}(\%) = \frac{820}{132,000} \times 100 \approx 0,62\% \quad (5.19)$$

Este valor es muy inferior al límite del 5 % establecido por la normativa, confirmando la adecuación del conductor seleccionado.

5.6.4 Pérdidas en la línea de evacuación

Las pérdidas por efecto Joule en la línea de evacuación a plena carga son:

$$P_{\text{pérd,LAT}} = 3 \cdot I_{LAT}^2 \cdot R_{LAT} = 3 \cdot 219^2 \cdot 1,38 \approx 199 \text{ kW} \quad (5.20)$$

Sin embargo, dado que el parque no opera a plena carga de forma continua, las pérdidas medias anuales son significativamente inferiores. Considerando un factor de carga medio del 0,83 (correspondiente a un factor de capacidad del parque del 35 %), las pérdidas medias en la línea son aproximadamente:

$$P_{\text{pérd,LAT,media}} \approx 199 \times 0,83^2 \approx 137 \text{ kW} \quad (5.21)$$

Las características técnicas de la línea de evacuación se resumen en la Tabla 5.6:

Parámetro	Valor
Tensión nominal	132 kV
Longitud	10,62 km
Tipo de conductor	ACSR Hawk
Sección aluminio / acero	281 mm ² / 46 mm ²
Corriente admisible	637 A
Corriente máxima de transporte	219 A
Resistencia total (R)	1,38 Ω
Reactancia total (X)	4,04 Ω
Caída de tensión a plena carga	0,62 %
Pérdidas a plena carga	≈ 199 kW
Pérdidas medias anuales	≈ 137 kW
Número de apoyos estimado	≈ 28 torres de celosía
Cable de guarda	OPGW (fibra óptica integrada)

Tabla 5.6: Características técnicas de la línea de evacuación de 132 kV.

El cable de guarda de la línea es de tipo OPGW (*Optical Ground Wire*), que combina la función de protección frente a descargas atmosféricas con la de soporte de la fibra óptica de comunicaciones entre la subestación del parque y la subestación de Morón de Almazán, utilizada para el telecontrol con REE y para las teleprotecciones de la línea.

5.7 Sistema de protecciones y control

5.7.1 Principios de coordinación de protecciones

El sistema de protecciones del parque opera de forma coordinada en todos los niveles de tensión, garantizando que cualquier falta eléctrica sea detectada y eliminada en el menor tiempo posible y con el menor impacto sobre la generación. El principio fundamental que rige el diseño del sistema de protecciones es la **selectividad**: ante una falta, únicamente debe disparar la protección más próxima al punto de falta, manteniendo en servicio el resto de la instalación. Este principio, combinado con la **rapidez** de actuación y la **sensibilidad** para detectar faltas de alta impedancia, define los requisitos del sistema de protecciones del parque.

5.7.2 Protecciones en los centros de transformación

Cada centro de transformación incorpora una celda de protección del transformador en el lado de media tensión (30 kV), equipada con un relé de protección multifunción que implementa las siguientes funciones:

- **Protección diferencial de transformador (87T)**: Detecta faltas internas en el transformador comparando las corrientes en ambos devanados. Es la protección principal del transformador, con tiempo de actuación inferior a 20 ms.
- **Protección de sobreintensidad de tiempo inverso (51)**: Protección de respaldo frente a sobrecargas y cortocircuitos en el cable colector aguas abajo del CT.
- **Protección de mínima tensión (27)**: Detecta huecos de tensión en la red colectora y coordina la respuesta del aerogenerador con el P.O. 12.3.
- **Protección de máxima tensión (59)**: Actúa ante sobretensiones en la red colectora que puedan dañar el aislamiento del transformador.

5.7.3 Protecciones en la subestación elevadora

La subestación elevadora concentra el mayor número de funciones de protección del parque, dado que es el nodo donde convergen todos los circuitos colectores y donde se produce la transformación a alta tensión. Las protecciones principales de la subestación son:

- **Protección diferencial del transformador principal (87T)**: Protección principal del transformador de 50 MVA, con actuación en menos de 20 ms ante cualquier falta interna.
- **Protección de distancia (21)**: Protección principal de la línea de evacuación de 132 kV. Detecta faltas en la línea midiendo la impedancia vista desde la subestación del parque y actúa en función de la distancia a la falta, con zonas de protección escalonadas.
- **Protección de sobreintensidad direccional (67)**: Protección de respaldo de la línea de evacuación, con discriminación de dirección para evitar actuaciones incorrectas ante faltas en la red de REE.
- **Protección de reengancho automático (79)**: Permite el reengancho automático del interruptor de la línea de evacuación tras un disparo por falta transitoria, con un tiempo de espera de 0,3–1 s. Si la falta persiste tras el reengancho, el interruptor bloquea y el parque queda desconectado.
- **Protección de frecuencia (81) y tensión (27/59)**: Protecciones de interfaz con la red, que actúan ante desviaciones de frecuencia o tensión fuera de los límites establecidos por REE.

5.7.4 Arquitectura del sistema SCADA

El sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) del parque se organiza en tres niveles jerárquicos. En el primer nivel, el sistema de control propio de cada aerogenerador (ENERCON SCADA) gestiona de forma autónoma todas las funciones de control aerodinámico y eléctrico de la máquina, incluyendo el control de paso de pala, la orientación de la góndola, el control del convertidor de potencia y la respuesta ante huecos de tensión según el P.O. 12.3. En el segundo nivel, el SCADA del parque, ubicado en el edificio de control de la subestación elevadora, integra en tiempo real la información de los ocho aerogeneradores, la subestación y la línea de evacuación, y gestiona la producción del parque en función de las consignas de REE. En el tercer nivel, el centro de control remoto del promotor supervisa el parque de forma continua mediante acceso VPN cifrado al servidor SCADA del parque.

La comunicación entre los equipos de protección (IED, *Intelligent Electronic Devices*) y el SCADA del parque se realiza mediante el protocolo **IEC 61850**, estándar internacional para la automatización de subestaciones eléctricas, que garantiza la interoperabilidad entre equipos de distintos fabricantes y la transmisión de datos de protección con latencias inferiores a 4 ms. La comunicación entre el SCADA del parque y el Centro de Control de Energías Renovables de REE (CECRE) se realiza mediante el protocolo **IEC 60870-5-104** a través de la fibra óptica del cable OPGW de la línea de evacuación, en cumplimiento del P.O. 9.0 sobre información intercambiada por los sujetos del mercado.

5.8 Balance global de pérdidas eléctricas

El resultado más relevante del dimensionamiento eléctrico desde el punto de vista de la producción energética neta del parque es el balance global de pérdidas eléctricas, que cuantifica la energía disipada en cada elemento de la cadena eléctrica entre el generador y el punto de conexión con REE. La Tabla 5.7 recoge las pérdidas estimadas a plena carga para cada elemento del sistema eléctrico:

Elemento	Pérdidas (kW)	% sobre $P_{\text{instalada}}$	Referencia
Transformadores en torre (8 CT)	328	0,74 %	Ec. (5.4)
Red colectora MT 30 kV	65	0,15 %	Ec. (5.9)
Transformador principal (S/E)	197	0,44 %	Ec. (5.11)
Línea de evacuación LAT 132 kV	137	0,31 %	Ec. (5.21)
Total pérdidas eléctricas	727	1,63 %	

Tabla 5.7: Balance global de pérdidas eléctricas del parque a plena carga. Las pérdidas de la LAT corresponden a las pérdidas medias anuales con factor de carga de 0,83.

Las pérdidas eléctricas totales del parque ascienden a 727 kW, lo que representa el 1,63 % de la potencia instalada de 44,48 MW. Este valor se sitúa en la banda inferior del rango típico de la industria eólica onshore (1,5–2,5 %), confirmando la eficiencia del diseño eléctrico adoptado. La potencia neta entregada en el punto de conexión con REE a plena carga es:

$$P_{\text{neta}} = P_{\text{instalada}} - P_{\text{pérd, total}} = 44,480 - 727 = 43,753 \text{ kW} \approx 43,75 \text{ MW} \quad (5.22)$$

Este valor de potencia neta, junto con las horas equivalentes de funcionamiento del emplaza-

miento derivadas de la distribución de Weibull del Capítulo 3, constituirá la base del cálculo de la producción anual de energía neta del parque que se desarrollará en el Capítulo 6.

5.9 Conclusiones del capítulo

El dimensionamiento del sistema eléctrico del parque eólico del Llano Muedo ha permitido definir completamente la infraestructura eléctrica necesaria para transportar la energía generada por los ocho aerogeneradores Enercon E-160 EP5 desde el punto de generación hasta la red de transporte nacional, cuantificando las pérdidas asociadas a cada elemento de la cadena eléctrica.

La arquitectura eléctrica adoptada —690 V en generación, 30 kV en la red colectora subterránea y 132 kV en la línea de evacuación aérea— responde a los estándares de la industria eólica onshore española y está plenamente adaptada a las características del emplazamiento y del aerogenerador seleccionado. La elección del Enercon E-160 EP5 con convertidor de potencia completo ha condicionado positivamente el diseño eléctrico en su conjunto: el control total de la potencia activa y reactiva simplifica la arquitectura de la subestación elevadora, que no requiere equipos adicionales de compensación reactiva.

La red colectora de 30 kV se organiza en dos circuitos independientes de cuatro aerogeneradores cada uno, con cable RHZ1 de 300 mm² de aluminio. La corriente máxima en el tramo más cargado es de 452 A, con un margen térmico del 7,8 % sobre la capacidad del cable. La caída de tensión en el circuito más desfavorable es del 1,8 %, muy por debajo del límite del 5 %. La longitud total de cable colector es de aproximadamente 6.050 m.

El transformador principal de la subestación elevadora tiene una potencia nominal de 50 MVA con relación de transformación 30/132 kV, grupo YNd11 y regulador de tensión bajo carga de $\pm 8 \times 1,25$ %. La línea de evacuación de 132 kV, con conductor ACSR Hawk de 281 mm² y 10,62 km de longitud, presenta una caída de tensión del 0,62 % y un margen térmico del 65,6 % sobre la corriente máxima de transporte, confirmando el correcto dimensionamiento de ambos elementos.

Las pérdidas eléctricas totales del parque a plena carga ascienden a 727 kW (1,63 % de la potencia instalada), valor situado en la banda inferior del rango típico de la industria. El elemento con mayor contribución son los transformadores individuales en torre (0,74 %), seguidos del transformador principal de la subestación (0,44 %), la línea de evacuación (0,31 %) y la red colectora (0,15 %). La potencia neta entregada en el punto de conexión con REE a plena carga es de 43,75 MW, valor que se utilizará como referencia en el cálculo de la producción anual de energía neta y en el modelo financiero del Capítulo 6.

Capítulo 6. Obra Civil

La obra civil constituye el conjunto de trabajos de construcción e ingeniería no eléctrica necesarios para materializar el parque eólico sobre el terreno. Aunque menos visible que la tecnología de los aerogeneradores o la arquitectura del sistema eléctrico desarrollada en el Capítulo 5, la obra civil es una de las partidas más determinantes del proyecto: condiciona la viabilidad constructiva del parque, define los plazos de ejecución y representa entre el 15 y el 20 % del CAPEX total. Un emplazamiento técnicamente excelente desde el punto de vista eólico puede comprometer su rentabilidad si las condiciones de acceso, geotecnia o logística de montaje no son adecuadas.

Para el parque eólico del Llano Muedo, la obra civil abarca cinco grandes áreas de actuación: la construcción y acondicionamiento de los viales de acceso, la preparación de las explanaciones y plataformas de montaje, la ejecución de las cimentaciones de los aerogeneradores, la apertura de zanjas para el cableado de media tensión y, finalmente, el montaje e izado de las ocho máquinas. Este capítulo desarrolla cada una de estas áreas de forma secuencial, siguiendo el orden lógico de ejecución de la obra, y concluye con una planificación integrada que permite estimar el plazo total de construcción del parque.

6.1 Condicionantes geotécnicos del emplazamiento

Antes de abordar el diseño de las infraestructuras civiles, es imprescindible caracterizar el sustrato geológico sobre el que se va a construir el parque. Esta caracterización condiciona directamente la tipología de cimentación, el comportamiento del firme de los viales y la capacidad portante de las plataformas de montaje.

6.1.1 Marco geológico regional

La meseta del Muedo se sitúa en el límite entre las Hojas 407 (Morón de Almazán) y 435 del Mapa Geológico Nacional a escala 1:50.000 (MAGNA), elaborado por el Instituto Geológico y Minero de España (IGME). Ambas hojas documentan que el área pertenece a la cuenca sedimentaria de Almazán, una depresión terciaria rellena por secuencias continentales de edad Miocena a Pliocena.

La columna estratigráfica de la zona, de base a techo, presenta la siguiente secuencia:

Unidad	Edad	Litología	Posición en el relieve
1–3	Mioceno Inferior–Medio	Conglomerados y areniscas	Laderas bajas
4–6	Mioceno Medio–Superior	Calizas, margo-calizas y arcillas	Laderas medias
8	Plioceno Inferior	Arcillas marrones	Transición ladera-cima
9, 26	Plioceno Medio	Margo-calizas y calizas oquerosas	Cima de la meseta

Tabla 6.1: Secuencia estratigráfica simplificada del entorno del Muedo. Fuente: MAGNA, Hojas 407 y 435 (IGME).



Figura 6.1: Cartografía del Muedo (Hoja 407) obtenida de IGME.

6.1.2 Litología en la zona de implantación

Los ocho aerogeneradores se ubican en la parte alta de la meseta, a cota aproximada de 1.150 m. A esta cota, la cartografía MAGNA identifica la **unidad 26: calizas oquerosas del Plioceno Medio**, con intercalaciones de arcillas marrones (unidad 8) en los niveles inferiores. Se trata de un sustrato calcáreo competente, característico de las cuencas sedimentarias del interior peninsular, con las siguientes propiedades geotécnicas de referencia:

Parámetro geotécnico	Valor de referencia	Fuente
Capacidad portante admisible	0,30 – 0,40 MPa	Calizas terciarias de cuenca
Módulo de deformación	200 – 500 MPa	Roca calcárea blanda-media
Nivel freático	Profundo (no condicionante)	Meseta drenada naturalmente
Riesgo de expansividad	Bajo (caliza dominante)	Sin arcillas expansivas en cima

Tabla 6.2: Parámetros geotécnicos de referencia para las calizas oquerosas del Muedo.

La actividad industrial previa en la zona —con parques eólicos operados por Iberdrola y otros promotores en la cuenca de Almazán— confirma que el subsuelo de la meseta está caracterizado a nivel de ingeniería y que la capacidad portante del sustrato calcáreo es adecuada para cimentaciones de aerogeneradores de gran escala.

Nota metodológica: Los valores geotécnicos empleados en este capítulo son órdenes de magnitud de ingeniería extraídos de la cartografía MAGNA y de la literatura técnica para litologías equivalentes. El proyecto ejecutivo requeriría una campaña de reconocimiento geotécnico específica (sondeos, ensayos SPT y ensayos de placa) conforme al Código Técnico de la Edificación (CTE DB-SE-C) y a la norma UNE-EN 1997-1 (Eurocódigo 7).

6.2 Viales y accesos al parque

El diseño de los viales de acceso es uno de los condicionantes más críticos de la obra civil de un parque eólico onshore. No se trata simplemente de construir un camino hasta el emplazamiento, sino de garantizar que ese camino sea transitable para los vehículos de transporte especial que llevarán los componentes de mayor tamaño: las palas del aerogenerador. Este requisito impone restricciones geométricas muy severas que condicionan el trazado en planta, el perfil longitudinal y la sección transversal de todos los viales del parque.

6.2.1 Red viaria existente

La meseta del Muedo se encuentra en una zona rural de baja densidad de infraestructuras viarias. Del análisis cartográfico del entorno se identifican las siguientes vías:

- **SO-P-3233 (Taroda – Puebla de Eca):** Carretera provincial asfaltada de calzada única con anchura aproximada de 5–6 m. Es la vía asfaltada más próxima a la meseta y constituye el punto de conexión natural del acceso al parque.
- **SO-P-3002 (Aguaviva de la Vega – Utrilla):** Carretera provincial al sur de la meseta, más alejada del emplazamiento y sin conexión directa con la cima.
- **Pista rural existente:** Existe un camino de tierra sin asfaltar que parte de la SO-P-3233 y asciende hasta la plataforma del Muedo, con una longitud medida de **4.519 m** y un desnivel total de **118 m** (cota de inicio: ~1.033 m; cota de llegada: ~1.151 m). Este camino, de uso agrícola y ganadero, tiene una anchura estimada de 3–4 m y un trazado irregular, insuficiente en su estado actual para el transporte de componentes de aerogenerador.

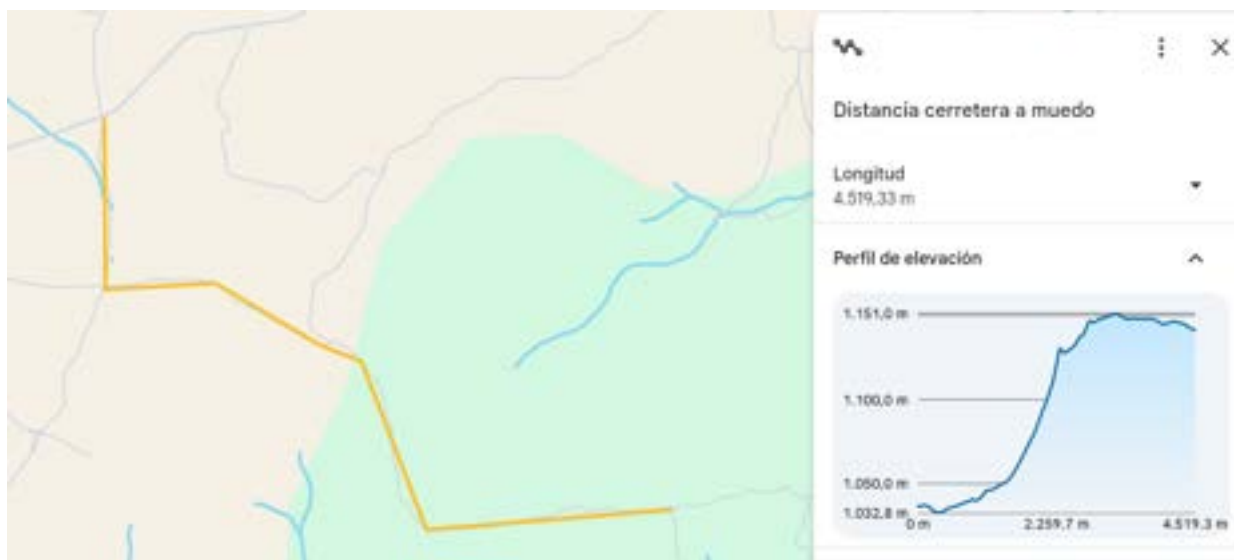


Figura 6.2: Perfil de elevación del camino de acceso hasta la meseta del Muedo.

El perfil de elevación revela una característica importante del trazado: los primeros ~2.500 m discurren en terreno prácticamente llano (pendiente <2 %), mientras que el ascenso a la meseta se concentra en los últimos ~2.000 m. Esta distribución del desnivel tiene implicaciones directas sobre el diseño del firme y la viabilidad del transporte de componentes.

6.2.2 El factor limitante: transporte de componentes

El elemento que impone las restricciones más severas al trazado viario es el transporte de las palas del Enercon E-160 EP5. Con una longitud de ~**78 m**, las palas se transportan en vehículos articulados especiales equipados con remolques de eje giratorio (*blade lifter* o *self-steering dolly*), que permiten reducir el radio de giro efectivo pero no eliminan las restricciones geométricas del trazado.

Parámetro	Valor mínimo requerido	Justificación
Anchura de plataforma	6,5 m	Paso de transportes especiales
Radio de curvatura mínimo en planta	250 m	Longitud de pala ~ 78 m
Pendiente máxima longitudinal	12 %	Límite de tracción de tractoras
Gálibo vertical libre	6,5 m	Paso de secciones de torre
Capacidad portante del firme	≥ 80 t/eje	Grúa <i>crawler</i> de gran tonelaje
Anchura de desbroce total	10–12 m	Margen de seguridad lateral

Tabla 6.3: Criterios de diseño viario condicionados por el transporte de componentes del E-160 EP5.

El radio de curvatura mínimo de 250 m es el parámetro más restrictivo en planta. En los tramos donde el trazado no pueda cumplir este radio, será necesario diseñar **bolsas de giro** (*turning areas*): ensanchamientos puntuales del vial que permiten al vehículo articulado completar la curva mediante maniobras. El uso de remolques *blade lifter* de eje giratorio puede reducir este radio hasta ~ 150 m, aportando mayor flexibilidad al trazado a costa de un mayor coste de transporte.

6.2.3 Trazado y cuantificación de viales

Con el perfil de elevación medido y el layout del parque definido en el Capítulo 4, los viales se estructuran en dos categorías:

Vial de acceso principal (SO-P-3233 $\rightarrow$ meseta):

Tramo	Descripción	Longitud	Pendiente media	Actuación
T1	Tramo horizontal (cota ~ 1.033 m)	~ 2.500 m	< 2 %	
T2	Ascenso a la meseta	~ 2.000 m	~ 6 %	
Subtotal acceso principal		~ 4.500 m		

Tabla 6.4: Tramos del vial de acceso principal al parque.

La pendiente media del tramo de ascenso (~ 6 %) se sitúa por debajo del límite máximo del 12 % exigido para el transporte de componentes. No obstante, en los puntos de mayor pendiente del escarpe de la meseta el trazado deberá ajustarse mediante curvas de nivel para no superar localmente ese límite.

Viales internos del parque (entre aerogeneradores):

Con el layout de 2×4 aerogeneradores (separación $4D = 640$ m dentro de fila, $7D = 1.120$ m entre filas), la red interna mínima que conecta todos los puntos de montaje es:

Tramo	Descripción	Longitud estimada
Vial longitudinal Fila 1 (T1 $\rightarrow$ T4)	Conecta aerogeneradores de barlovento	~ 1.920 m
Vial longitudinal Fila 2 (T5 $\rightarrow$ T8)	Conecta aerogeneradores de sotavento	~ 1.920 m
Vial transversal de conexión	Une ambas filas perpendicularmente	~ 1.120 m
Subtotal viales internos		~ 4.960 m

Tabla 6.5: Viales internos del parque entre aerogeneradores.

Resumen total de viales:

Concepto	Longitud	Actuación
Vial de acceso principal	~4.500 m	Acondicionamiento + construcción nueva
Viales internos del parque	~4.960 m	Construcción nueva
TOTAL	~9.460 m ≈ 9,5 km	

Tabla 6.6: Resumen total de viales del parque eólico del Llano Muedo.

6.3 Explanaciones y plataformas de montaje

Además de los viales, la obra civil requiere la preparación de superficies específicas para el montaje de los aerogeneradores y la instalación de la subestación elevadora. Estas explanaciones deben cumplir requisitos de capacidad portante, planimetría y drenaje que condicionan su diseño.

6.3.1 Plataforma de montaje de cada aerogenerador

La plataforma de montaje es la explanación de terreno preparada alrededor de cada aerogenerador para permitir el posicionamiento y operación de la grúa principal, el acopio temporal de componentes y la maniobra de los vehículos de transporte especial. Para el Enercon E-160 EP5, con una góndola de ~300–350 t y una altura de buje de 140 m, la grúa principal necesaria es del orden de una *crawler crane* de 750–1.000 t de capacidad, cuya presión sobre el terreno (~12–15 t/m²) es el parámetro que fija los requisitos de la plataforma.

Parámetro	Valor
Longitud total de la plataforma	~80 m
Anchura total	~50 m
Superficie por aerogenerador	~4.000 m ²
Capacidad portante del firme	≥ 15 t/m ²
Pendiente máxima admisible	≤ 1 %

Tabla 6.7: Dimensiones y requisitos de la plataforma de montaje tipo para el E-160 EP5.

Dado que la meseta del Muedo es **completamente plana** a cota ~1.150 m, el movimiento de tierras en las plataformas se reduce a la retirada y acopio de la capa de tierra vegetal (~30 cm), la compactación de la explanada hasta alcanzar la capacidad portante requerida y la extensión de zahorra para la capa de rodadura. No se prevén desmontes ni terraplenes significativos, lo que supone una ventaja constructiva y económica notable respecto a emplazamientos en ladera.

6.3.2 Explanación de la subestación elevadora

La subestación elevadora 30/132 kV, ubicada al noroeste del parque próxima al punto de salida de la línea de evacuación hacia Morón de Almazán, requiere su propia explanación con las siguientes características:

Parámetro	Valor
Superficie de la parcela	$\sim 5.000 \text{ m}^2$ ($50 \times 100 \text{ m}$)
Cerramiento perimetral	Malla metálica de 2,5 m de altura
Firme interior	Zahorra compactada + grava de drenaje
Pendiente interior	$\leq 1 \%$ hacia el sistema de drenaje perimetral

Tabla 6.8: Características de la explanación de la subestación elevadora.

6.3.3 Resumen de explanaciones

Elemento	Unidades	Superficie unitaria (m^2)	Superficie total (m^2)
Plataformas de montaje	8	4.000	32.000
Zonas de acopio de palas	8	1.800	14.400
Explanación subestación	1	5.000	5.000
TOTAL			51.400 m^2 ($\sim 5,1 \text{ ha}$)

Tabla 6.9: Resumen de superficies de explanación del parque.

El volumen total de tierra vegetal retirada en las explanaciones asciende a $51,400 \times 0,30 \approx 15,420 \text{ m}^3$, que deberá acopiarse en zonas habilitadas para su posterior reutilización en la restauración ambiental del emplazamiento.

6.4 Cimentaciones de los aerogeneradores

Las cimentaciones son el elemento de obra civil de mayor volumen de materiales y mayor complejidad de cálculo del proyecto. Su función es transmitir al terreno las cargas que el aerogenerador genera durante su operación, garantizando la estabilidad de la estructura frente al vuelco y el hundimiento durante los 25 años de vida útil del parque.

6.4.1 Cargas de diseño

Las cargas que el aerogenerador transmite a la cimentación en el Estado Límite Último (ELU) — situación de carga extrema de viento — son las que dimensionan la zapata. Para el Enercon E-160 EP5 con torre de acero de 140 m, los valores de referencia adoptados son los siguientes:

Carga	Símbolo	Valor adoptado	Rango de referencia
Momento de vuelco en base	M_d	190 MN·m	160–220 MN·m
Carga vertical total	N_d	7,5 MN	6–9 MN
Fuerza horizontal en base	H_d	2,2 MN	1,5–3,0 MN

Tabla 6.10: Cargas de diseño en ELU para el Enercon E-160 EP5.

El momento de vuelco $M_d = 190 \text{ MN} \cdot \text{m}$ es, con diferencia, la carga dominante que dimensiona la geometría de la zapata. La carga vertical $N_d = 7,5 \text{ MN}$ es relativamente baja en comparación con el momento, lo que es característico de las torres de acero: son estructuras ligeras que generan grandes momentos pero pequeñas cargas axiales.

6.4.2 Dimensionamiento de la zapata circular

La zapata circular se dimensiona verificando dos condiciones fundamentales: la estabilidad frente al vuelco y la presión máxima sobre el terreno.

Verificación frente al vuelco:

La condición de estabilidad exige que la resultante de fuerzas se mantenga dentro del núcleo central de la zapata. La excentricidad de la resultante es:

$$e = \frac{M_d}{N_d + W_{\text{cim}}} \quad (6.1)$$

donde W_{cim} es el peso propio de la cimentación. Adoptando un **diámetro** $D = 22 \text{ m}$ (valor estándar para esta clase de turbina) y estimando el peso de la cimentación:

$$W_{\text{cim}} \approx \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot h_{\text{media}} \cdot \gamma_{\text{HA}} = \frac{\pi \cdot 22^2}{4} \cdot 2,15 \cdot 25 \approx 20,350 \text{ kN} \approx 20,4 \text{ MN} \quad (6.2)$$

La excentricidad resultante es:

$$e = \frac{190}{7,5 + 20,4} = \frac{190}{27,9} \approx 6,8 \text{ m} \quad (6.3)$$

En cimentaciones eólicas es habitual que la excentricidad supere el núcleo central ($D/8 = 2,75 \text{ m}$), lo que implica que la zapata trabaja en régimen de **contacto parcial** con el terreno. Esto no es un fallo estructural, sino el modo de trabajo normal de estas cimentaciones: parte de la zapata se despega del terreno bajo la carga de viento extrema, y la verificación se realiza comprobando que la presión máxima en la zona de contacto no supere la capacidad portante admisible.

Presión máxima sobre el terreno:

Para el régimen de contacto parcial, la presión máxima se estima mediante:

$$\sigma_{\text{max}} = \frac{2 \cdot (N_d + W_{\text{cim}})}{3 \cdot \pi \cdot r \cdot (r - e)} \quad (6.4)$$

Con $r = 11 \text{ m}$ y $e = 6,8 \text{ m}$:

$$\sigma_{\text{max}} = \frac{2 \cdot 27,9}{3 \cdot \pi \cdot 11 \cdot (11 - 6,8)} = \frac{55,8}{3 \cdot \pi \cdot 11 \cdot 4,2} \approx \frac{55,8}{435} \approx 0,128 \text{ MPa} \quad (6.5)$$

La presión máxima calculada de **0,128 MPa** es inferior a la capacidad portante admisible del sustrato calcáreo del Muedo (0,30–0,40 MPa), con un **factor de seguridad superior a 2,3**. Este resultado confirma la idoneidad de la zapata de gravedad circular sin necesidad de recurrir a soluciones de cimentación más complejas.

Geometría definitiva de la zapata:

Parámetro	Valor adoptado
Diámetro exterior	$D = 22 \text{ m}$
Canto central (bajo el fuste)	$h_c = 3,5 \text{ m}$
Canto en el borde	$h_b = 0,8 \text{ m}$
Profundidad de empotramiento	$\sim 3,5 \text{ m}$ bajo nivel de terreno
Diámetro del fuste de la torre	$\sim 4,5 \text{ m}$
Perfil	Troncocónico (mayor canto en el centro)

Tabla 6.11: Geometría definitiva de la zapata circular de cimentación del E-160 EP5.

El perfil troncocónico, con mayor canto en el centro y menor en el borde, optimiza el consumo de hormigón respecto a una losa de canto constante, reduciendo el volumen total sin comprometer la resistencia estructural.

6.4.3 Materiales y cuantías

Material	Especificación	Justificación
Hormigón estructural	HA-35/B/20/IIa	Resistencia 35 MPa; (suelo calcáreo)
Acero de armadura	B 500 S	Acero corrugado de alta ductilidad; $f_{yk} = 500 \text{ MPa}$
Hormigón de limpieza	HM-15, $e = 10 \text{ cm}$	Regularización y protección de la armadura inferior

Tabla 6.12: Especificación de materiales de la cimentación.

El volumen de hormigón de la zapata troncocónica se calcula con el canto medio $h_{\text{media}} = (3,5 + 0,8)/2 = 2,15 \text{ m}$:

$$V_{\text{zap}} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot h_{\text{media}} = \frac{\pi \cdot 22^2}{4} \cdot 2,15 \approx 814 \text{ m}^3 \quad (6.6)$$

Con una cuantía de armadura típica de $\sim 100 \text{ kg/m}^3$ para este tipo de cimentación:

$$m_{\text{acero}} \approx 814 \times 100 = 81,400 \text{ kg} \approx 81,4 \text{ t por zapata} \quad (6.7)$$

Para las 8 cimentaciones del parque:

Material	Por zapata	Total (8 zapatas)
Hormigón HA-35	$\sim 814 \text{ m}^3$	$\sim \mathbf{6.510 \text{ m}^3}$
Acero B 500 S	$\sim 81,4 \text{ t}$	$\sim \mathbf{651 \text{ t}}$
Hormigón limpieza HM-15	$\sim 38 \text{ m}^3$	$\sim 304 \text{ m}^3$
Excavación	$\sim 1.320 \text{ m}^3$	$\sim \mathbf{10.560 \text{ m}^3}$

Tabla 6.13: Cuantías de materiales para las 8 cimentaciones del parque eólico del Llano Muedo.

6.4.4 Proceso constructivo

La secuencia constructiva de cada zapata sigue las fases siguientes:

1. **Excavación:** Excavación mecánica hasta la cota de cimentación ($\sim 3,5$ m de profundidad). El material excavado se gestiona parcialmente en obra para el relleno posterior; el excedente se lleva a vertedero autorizado.
2. **Hormigón de limpieza:** Extensión de capa de HM-15 de 10 cm sobre el fondo de excavación para regularizar la superficie y proteger la armadura inferior.
3. **Ferrallado:** Montaje de la armadura inferior (parrilla radial y zunchos perimetrales), colocación de la jaula de anclaje del fuste de la torre (pernos de anclaje o *flange* embebido) y montaje de la armadura superior.
4. **Encofrado:** Encofrado perimetral de la zapata, recuperable o perdido según criterio económico de obra.
5. **Hormigonado:** Hormigonado continuo en una sola fase para evitar juntas de hormigonado. El volumen de ~ 814 m³ por zapata requiere un suministro sostenido de 8–10 camiones hormigonera por hora durante 10–12 horas. Se prestará especial atención al control de temperatura durante el fraguado, dado que las temperaturas nocturnas en Soria pueden ser bajas incluso en primavera.
6. **Curado y desencofrado:** Curado húmedo mínimo de 7 días; desencofrado a partir de las 72 horas; resistencia de proyecto alcanzada a los **28 días**.
7. **Relleno y compactación:** Relleno del trasdós con material seleccionado compactado por tongadas de 30 cm y restitución de la tierra vegetal en la zona perimetral.

6.5 Zanjas para el cableado de media tensión

La apertura de zanjas para el tendido del cableado de la red colectora de 30 kV constituye la última gran actuación de movimiento de tierras de la obra civil. Aunque su volumen de excavación es menor que el de las cimentaciones, su longitud total y su interacción con los viales del parque le confieren una relevancia significativa en la planificación de la obra.

6.5.1 Criterio general de trazado

El trazado de las zanjas sigue el principio de **discurrir siempre paralelo a los viales**, salvo que razones técnicas justifiquen lo contrario. Este criterio minimiza el impacto ambiental al concentrar la afección en una franja ya perturbada por la construcción del vial, facilita el acceso para mantenimiento en caso de avería y reduce los costes al aprovechar la maquinaria de movimiento de tierras ya movilizada.

La única excepción se produce en los tramos de conexión entre la base de cada aerogenerador y el vial más próximo, donde la zanja discurre perpendicularmente al camino una distancia mínima (~ 15 m por aerogenerador).

6.5.2 Sección tipo de zanja

La sección transversal de la zanja para cables de 30 kV se diseña conforme al Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLAT, RD 223/2008) y a las especificaciones técnicas del cable seleccionado en el Capítulo 5:

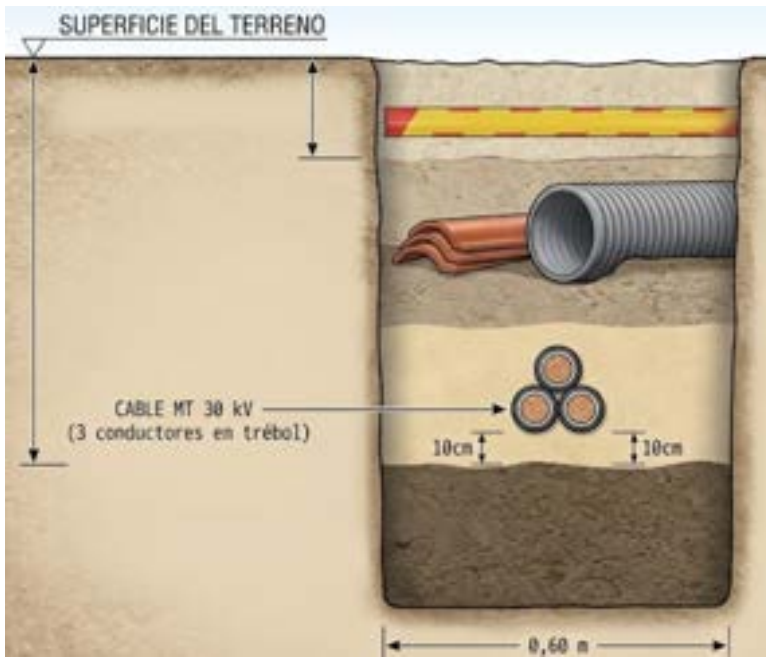


Figura 6.3: Visual generado con Gemini para ejemplificar.

Parámetro	Valor
Anchura de zanja	0,60 m
Profundidad de zanja	1,20 m
Profundidad del cable (eje)	1,00 m
Lecho de arena inferior	10 cm
Recubrimiento de arena superior	10 cm
Protección mecánica	Tubo corrugado PE Ø160 mm
Señalización	Cinta de polietileno amarilla a 20 cm de la superficie
Relleno	Material de excavación seleccionado, compactado al 95 % PM

Tabla 6.14: Parámetros de la sección tipo de zanja para cable de 30 kV.

En los tramos donde la zanja cruza los viales de acceso o los viales internos del parque, la profundidad aumenta a **1,50 m** y el cable se aloja en tubo de acero galvanizado embebido en hormigón para protegerlo del tráfico de maquinaria pesada. Estos cruces se ejecutan preferentemente mediante **perforación horizontal dirigida (HDD)** para no interrumpir la continuidad del firme.

6.5.3 Trazado y longitudes de zanjas

La red colectora del parque, descrita en el Capítulo 5, se organiza en dos circuitos de 30 kV que conectan las dos filas de aerogeneradores con la subestación elevadora, ubicada al noroeste del parque:

Circuito	Tramo	Longitud estimada
Circuito 1 (Fila barlovento)	T4 → T3	640 m
	T3 → T2	640 m
	T2 → T1	640 m
	T1 → Subestación	~800 m
	Subtotal Circuito 1	~2.720 m
Circuito 2 (Fila sotavento)	T8 → T7	640 m
	T7 → T6	640 m
	T6 → T5	640 m
	T5 → Subestación	~1.200 m
	Subtotal Circuito 2	~3.120 m
Conexiones base torre → zanja principal (8 × 15 m)		~120 m
TOTAL zanjas red colectora MT		~5.960 m ≈ 6,0 km

Tabla 6.15: Longitudes de zanjas por tramo de la red colectora de 30 kV.

6.5.4 Volúmenes de excavación y materiales

Con la sección tipo definida (0,60 m × 1,20 m) y la longitud total de ~5.960 m:

$$V_{\text{excavación}} = 0,60 \times 1,20 \times 5,960 \approx 4,291 \text{ m}^3 \quad (6.8)$$

$$V_{\text{arena}} = 0,60 \times 0,20 \times 5,960 \approx 715 \text{ m}^3 \quad (6.9)$$

Material / Partida	Cantidad
Excavación de zanja	~4.291 m ³
Arena lavada de lecho	~715 m ³
Tubo corrugado PE Ø160 mm	~5.960 m
Cinta señalizadora	~5.960 m
Relleno compactado	~3.576 m ³

Tabla 6.16: Resumen de materiales para las zanjas de la red colectora de 30 kV.

Una vez tendido el cable y ejecutado el relleno compactado, la reposición del terreno incluye la compactación por tongadas de 20 cm hasta el 95 % del Proctor Modificado, la reposición de la capa de tierra vegetal previamente acopiada, la hidrosiembra con especies autóctonas en los tramos que discurran por terreno natural y la reposición del firme en los cruces de vial.

6.6 Montaje e izado de los aerogeneradores

El montaje de los aerogeneradores es la fase más compleja y espectacular de la obra civil. Con una altura de buje de 140 m, un diámetro de rotor de 160 m y una góndola de ~300–350 t, el izado de cada máquina representa uno de los hitos más exigentes del proyecto, tanto desde el punto de vista logístico como meteorológico.

6.6.1 Maquinaria de izado

El izado de los componentes requiere dos grúas trabajando en coordinación:

Grúa principal — *Crawler crane* de gran tonelaje:

Para izar la góndola del E-160 EP5 a 140 m de altura de buje, se necesita una grúa de orugas de gran capacidad. El modelo de referencia para esta operación es una **Liebherr LR 1750** o equivalente (750 t de capacidad nominal), aunque en función de la configuración de pluma y el radio de trabajo podría requerirse una LR 11000 (1.000 t).

Parámetro	Valor
Capacidad nominal	750 – 1.000 t
Altura máxima de pluma	~160 m
Peso total (con contrapesos)	~600 – 800 t
Presión sobre el terreno	~12 – 15 t/m ²
Velocidad de traslado	~1 km/h

Tabla 6.17: Características de la grúa principal para el izado del E-160 EP5.

La presión que ejerce la grúa sobre el terreno (~12–15 t/m²) es el parámetro que justifica la exigencia de capacidad portante de ≥ 15 t/m² en las plataformas de montaje definidas en la Sección 6.3. El sustrato calcáreo de la meseta del Muedo cumple sobradamente este requisito.

Grúa auxiliar:

Una grúa auxiliar de 50–100 t (tipo Liebherr LTM 1100 o similar) trabaja en paralelo para descargar los componentes de los transportes especiales, asistir en el posicionamiento de elementos durante el montaje e izar herramientas y personal a la góndola durante el ensamblaje.

6.6.2 Secuencia de montaje

El montaje de cada aerogenerador sigue una secuencia estrictamente ordenada, condicionada por la geometría de la torre y el peso de cada componente:

1. **Preparación de la plataforma y recepción de componentes:** Las secciones de torre (4 virolas de acero de ~25–30 m cada una), la góndola, las 3 palas y el buje se depositan en la plataforma y la zona de acopio antes de iniciar el izado.
2. **Montaje de la torre (sección a sección):** La grúa principal iza la sección inferior (~30 m, diámetro ~4,5 m) y la coloca sobre la brida de anclaje de la cimentación. Se aprietan los pernos de la brida con llaves dinamométricas calibradas y se repite la operación con cada sección sucesiva, reduciendo el diámetro progresivamente. Cada sección incorpora la escalera interior, el cableado interno y las plataformas de servicio premontados en fábrica.
3. **Izado de la góndola:** La góndola (~300–350 t) se iza hasta los 140 m de altura de buje. Es la operación más crítica del montaje: requiere viento inferior a 10 m/s durante toda la operación y tiene una duración aproximada de 4–6 horas. Una vez posicionada sobre la cúspide de la torre, se conectan los cables eléctricos internos y se fijan los pernos de unión.
4. **Ensamblaje del rotor en tierra:** Mientras se iza la góndola, el equipo de tierra prepara el rotor. El buje se coloca horizontalmente sobre un soporte especial (*buje stand*) y las 3

palas se ensamblan al buje en tierra, formando el rotor completo de 160 m de diámetro y $\sim 120\text{--}150$ t de peso total. Esta técnica de *ground assembly* es el estándar actual de la industria: es más segura, más rápida y menos dependiente del viento que el método alternativo de izar las palas individualmente una vez instalado el buje en la góndola.

5. **Izado del rotor:** El rotor completo se iza horizontalmente mediante la grúa principal, con una pala orientada verticalmente hacia arriba (*pala a las 12*) para facilitar el acoplamiento al eje de la góndola. Esta es la operación más restrictiva meteorológicamente: requiere viento inferior a **8 m/s** y tiene una duración aproximada de 3–4 horas.
6. **Conexiones finales y pruebas mecánicas:** Conexión del rotor al tren de potencia de accionamiento directo, conexión del cableado eléctrico interno de la góndola, instalación del sistema de control de paso de pala (*pitch control*) y pruebas mecánicas en vacío.

6.6.3 Condiciones meteorológicas límite

Las operaciones de izado tienen límites operativos estrictos de viento que condicionan la planificación de la obra en el Muedo:

Operación	Velocidad máxima de viento
Ensamblaje de palas en tierra	≤ 14 m/s
Izado de secciones de torre	≤ 12 m/s
Izado de góndola	≤ 10 m/s
Izado del rotor completo	≤ 8 m/s

Tabla 6.18: Velocidades máximas de viento admisibles para cada operación de izado.

El Muedo presenta una velocidad media de $\sim 8,5$ m/s a la altura del buje, lo que implica que las ventanas de viento inferior a 8 m/s son estadísticamente limitadas. Este es el principal factor de riesgo sobre el plazo de la fase de montaje, y justifica la aplicación de un **factor de contingencia meteorológica del 25 %** sobre los tiempos teóricos de izado.

6.6.4 Logística y secuenciación de los 8 aerogeneradores

Con una sola grúa principal operando de forma secuencial, la duración estimada por aerogenerador es:

Fase	Duración estimada
Preparación de plataforma y recepción de componentes	2 días
Montaje de torre (4 secciones)	2 días
Izado de góndola	1 día
Ensamblaje y izado de rotor	1 día
Conexiones y pruebas mecánicas	1 día
Traslado de grúa al siguiente aerogenerador	1 día
Total teórico por aerogenerador	8 días hábiles
Total con contingencia meteorológica (25 %)	~10 días hábiles

Tabla 6.19: Duración estimada del montaje por aerogenerador, incluyendo contingencia meteorológica.

Para los 8 aerogeneradores, la duración total de la fase de montaje es:

$$T_{\text{montaje}} = 8 \times 10 = 80 \text{ días hábiles} \approx \mathbf{4 \text{ meses}} \quad (6.10)$$

El **orden de montaje recomendado** es $T4 \rightarrow T3 \rightarrow T2 \rightarrow T1 \rightarrow T8 \rightarrow T7 \rightarrow T6 \rightarrow T5$, comenzando por los aerogeneradores más alejados del acceso (extremo este de cada fila) y avanzando hacia el oeste, de forma que la grúa no tenga que cruzar sobre zonas ya montadas y los transportes de componentes no interfieran con las operaciones de izado en curso.

6.7 Planificación y cronograma de la obra civil

6.7.1 Fases de la obra civil

La construcción del parque eólico del Llano Muedo se estructura en cinco fases secuenciales que se solapan parcialmente para optimizar el plazo total:

Fase	Descripción	Duración estimada	Condicionante principal
F1	Trabajos previos y acondicionamiento	~4 semanas	Permisos administrativos
F2	Viales y explanaciones	~10 semanas	Condiciones climáticas
F3	Cimentaciones	~16 semanas	Curado del hormigón (28 días)
F4	Zanjas y cableado MT	~8 semanas	Suministro de cable
F5	Montaje e izado	~16 semanas	Ventana meteorológica

Tabla 6.20: Fases de la obra civil del parque eólico del Llano Muedo.

Fase 1 — Trabajos previos (~4 semanas): Replanteo topográfico del parque, instalación del campamento de obra, desbroce y retirada de tierra vegetal en todas las zonas de actuación, instalación de las medidas de protección ambiental y coordinación con los transportistas especiales para la logística de componentes.

Fase 2 — Viales y explanaciones (~10 semanas): Construcción del vial de acceso principal (~4,5 km), construcción de los viales internos (~5,0 km), preparación de las 8 plataformas de montaje y explanación de la parcela de la subestación. Esta fase es el **camino crítico inicial**: hasta que los viales no estén operativos no pueden acceder los transportes especiales de componentes.

Fase 3 — Cimentaciones (~16 semanas): Excavación, ferrallado, encofrado y hormigonado de las 8 zapatas. Las cimentaciones se ejecutan de forma escalonada: no es necesario terminar las 8 antes de iniciar el montaje, sino que basta con que cada zapata haya alcanzado su resistencia de proyecto (28 días de curado) antes de que le llegue el turno de montaje. Con dos equipos de ferrallado trabajando en paralelo se pueden ejecutar 2 zapatas simultáneamente.

Fase 4 — Zanjas y cableado MT (~8 semanas): Apertura de zanjas (~6,0 km) paralela a la ejecución de los viales internos, tendido del cable de 30 kV por los dos circuitos colectores, relleno y compactación y reposición de firme en cruces de vial. Esta fase puede solaparse con el final de la Fase 3 y el inicio de la Fase 5.

Fase 5 — Montaje e izado (~16 semanas): Montaje secuencial de los 8 aerogeneradores en el orden T4→T3→T2→T1→T8→T7→T6→T5, pruebas mecánicas individuales tras cada montaje y puesta en servicio eléctrica coordinada con la subestación.

6.7.2 Diagrama de Gantt

La planificación integrada de todas las fases, con sus solapamientos, se representa en la Figura 6.4:

Cronograma de Trabajos



Figura 6.4: Diagrama de Gantt de la obra civil del parque eólico del Llano Muedo. Duración total estimada: ~32 semanas (~8 meses).

6.7.3 Hitos principales y factores de riesgo

Hito	Semana aproximada
Inicio de obra (acta de replanteo)	Semana 1
Vial de acceso operativo para transportes especiales	Semana 12
Primera cimentación lista para montaje (28 días curado)	Semana 14
Inicio de montaje primer aerogenerador (T4)	Semana 17
Último aerogenerador montado (T5)	Semana 29
Pruebas eléctricas y puesta en servicio	Semanas 30–32
Fin de obra civil	Semana 32

Tabla 6.21: Hitos principales de la obra civil del parque.

Los principales factores de riesgo sobre el plazo son la disponibilidad de ventanas meteorológicas para el izado (riesgo alto, ya mitigado con la contingencia del 25 %), las heladas invernales en Soria que pueden comprometer el fraguado del hormigón (riesgo alto en

noviembre-marzo, mitigado planificando las cimentaciones en verano) y los posibles retrasos en el suministro de componentes por parte de Enercon (riesgo medio, mitigado confirmando el pedido con 12–18 meses de antelación).

Se recomienda iniciar la obra civil en **primavera** (abril-mayo), de forma que la Fase 3 de cimentaciones se ejecute entre mayo y agosto, aprovechando las temperaturas más favorables para el fraguado del hormigón, y la Fase 5 de montaje se desarrolle entre septiembre y diciembre, período de mayor estabilidad meteorológica en la meseta soriana.

6.8 Conclusiones del capítulo

El análisis desarrollado en este capítulo permite extraer las siguientes conclusiones sobre la obra civil del parque eólico del Llano Muedo:

El emplazamiento es geotécnica y topográficamente favorable para la construcción del parque. La meseta del Muedo combina una superficie completamente plana a cota ~ 1.150 m con un sustrato de calizas oquerosas pliocenas de capacidad portante 0,30–0,40 MPa. La presión máxima calculada sobre el terreno bajo la cimentación ($\sigma_{\max} \approx 0,128$ MPa) queda muy por debajo de la capacidad admisible, con un factor de seguridad superior a 2,3, confirmando la idoneidad de la zapata de gravedad circular sin necesidad de pilotaje. La topografía plana elimina los grandes movimientos de tierras en plataformas y reduce significativamente los costes de explanación respecto a emplazamientos en ladera.

El acceso a la meseta es el condicionante más restrictivo de la obra civil. El camino rural existente que parte de la SO-P-3233 tiene una longitud de 4.519 m con un desnivel de 118 m, concentrado en los últimos 2 km de ascenso. Este tramo deberá ser completamente reconstruido para cumplir los requisitos de transporte de las palas del E-160 EP5 (~ 78 m de longitud), que imponen un radio mínimo de curvatura en planta de 250 m y una anchura de plataforma de 6,5 m. La longitud total de viales del parque asciende a $\sim 9,5$ km.

Las cimentaciones concentran el mayor volumen de materiales de toda la obra civil. Las 8 zapatas circulares de hormigón armado (diámetro 22 m, canto central 3,5 m) suponen un volumen total de ~ 6.510 m³ de hormigón HA-35 y ~ 651 t de acero B 500 S, que constituirán una de las partidas más significativas del CAPEX de obra civil.

La ventana meteorológica es el principal riesgo del montaje. El izado del rotor completo (160 m de diámetro) requiere viento inferior a 8 m/s, condición que en el Muedo, con una velocidad media de $\sim 8,5$ m/s a la altura del buje, no siempre está garantizada. Aplicando una contingencia meteorológica del 25 %, la fase de izado de los 8 aerogeneradores se estima en ~ 80 días hábiles (~ 4 meses).

El plazo total de la obra civil se estima en ~ 8 meses (~ 32 semanas), estructurado en cinco fases que se solapan parcialmente. Se recomienda iniciar la obra en primavera para evitar que las cimentaciones coincidan con el período de heladas de Soria y para que el montaje se desarrolle en otoño, período de mayor estabilidad meteorológica en la meseta.

Finalmente, el presente capítulo proporciona los parámetros cuantitativos que servirán de base para la estimación del CAPEX de obra civil en el capítulo económico, resumidos en la Tabla 6.22:

Partida	Magnitud
Viales: longitud total	~9,5 km
Viales: zahorra artificial	~30.875 m ³
Explanaciones: superficie total	~51.400 m ²
Cimentaciones: hormigón HA-35	~6.510 m ³
Cimentaciones: acero B 500 S	~651 t
Cimentaciones: excavación	~10.560 m ³
Zanjas: longitud total	~6,0 km
Zanjas: excavación	~4.291 m ³
Plazo total de obra civil	~8 meses

Tabla 6.22: Resumen de parámetros cuantitativos de la obra civil del parque eólico del Llano Muedo.

Capítulo 7. Estimación de la producción anual de energía

La estimación de la producción anual de energía (AEP, del inglés *Annual Energy Production*) es el resultado central de cualquier proyecto eólico: es el dato que conecta el recurso eólico del emplazamiento con la viabilidad económica del parque. Un cálculo riguroso del AEP requiere combinar la distribución estadística del viento —caracterizada en el Capítulo 3— con la curva de potencia del aerogenerador seleccionado en el Capítulo 4, y aplicar posteriormente un desglose sistemático de pérdidas que transforme la producción teórica en la energía real entregada a la red.

Este capítulo parte de los parámetros de Weibull calculados a la altura de buje definitiva (140 m), aplica la integral discreta de la distribución de probabilidad sobre la curva de potencia del Enercon E-160 EP5, y obtiene el AEP bruto del parque. A continuación se cuantifican las pérdidas por efecto estela, pérdidas eléctricas, indisponibilidad técnica, paradas ambientales, curtailment y otras pérdidas, obteniendo el AEP neto o P50. Finalmente se calculan el factor de capacidad, las horas equivalentes y los escenarios probabilísticos de producción (P75, P90, P99) que servirán de base para el análisis económico del Capítulo 8.

7.1 Fundamentos teóricos del cálculo del AEP

7.1.1 La integral de producción energética

La producción anual de energía de un aerogenerador se obtiene integrando, para cada velocidad de viento posible, el producto de la potencia generada a esa velocidad por la probabilidad de que el viento sople a esa velocidad durante el año. Matemáticamente, el AEP bruto por turbina es:

$$\text{AEP}_{\text{bruto}} = T \cdot \int_0^{\infty} P(v) \cdot f(v) dv \quad (7.1)$$

donde $T = 8,760$ h/año es el número de horas del año, $P(v)$ es la curva de potencia del aerogenerador (kW) y $f(v)$ es la función de densidad de probabilidad de Weibull (h^{-1}). En la práctica, la integral se aproxima mediante una suma discreta con intervalos de velocidad Δv :

$$\text{AEP}_{\text{bruto}} = T \cdot \sum_i P(v_i) \cdot f(v_i) \cdot \Delta v \quad (7.2)$$

Este método discreto es el estándar en la industria eólica y en las normas IEC 61400-12 de medición de curvas de potencia. Con un paso $\Delta v = 0,5$ m/s se obtiene una precisión más que suficiente para la escala de este proyecto.

7.1.2 Producción bruta y producción neta

Es fundamental distinguir entre dos niveles de producción:

- **AEP bruto:** energía generada en bornes del generador de cada aerogenerador, sin considerar ningún tipo de pérdida. Es el resultado directo de la integral de Weibull sobre la curva de potencia.
- **AEP neto:** energía entregada en el punto de conexión con la red de transporte (REE),

tras descontar todas las pérdidas del sistema: efecto estela, pérdidas eléctricas, indisponibilidad, paradas ambientales y otras. Es el dato relevante para el modelo financiero. La relación entre ambos se expresa mediante el factor de rendimiento neto o *Performance Ratio* (PR):

$$AEP_{\text{neto}} = AEP_{\text{bruto}} \cdot PR \quad (7.3)$$

$$PR = \prod_i (1 - p_i) \quad (7.4)$$

donde p_i es la fracción de pérdida de cada categoría i . El producto en cascada es más preciso que la suma simple, ya que cada pérdida se aplica sobre la energía ya reducida por las pérdidas anteriores.

7.1.3 Factor de capacidad y horas equivalentes

El factor de capacidad (CF) es el cociente entre la energía realmente producida y la que se produciría si el parque funcionase a plena potencia durante todo el año:

$$CF = \frac{AEP}{P_{\text{instalada}} \cdot T} = \frac{AEP}{44,48 \text{ MW} \cdot 8,760 \text{ h}} \quad (7.5)$$

Las horas equivalentes a plena carga son el número de horas que el parque debería funcionar a potencia nominal para producir la misma energía que produce realmente en un año:

$$h_{\text{eq}} = \frac{AEP}{P_{\text{instalada}}} \quad (7.6)$$

Ambos indicadores son equivalentes: $CF = h_{\text{eq}}/8,760$. Son los parámetros de referencia para comparar el rendimiento de un parque eólico con la media del sector y con otros emplazamientos.

7.1.4 Escenarios probabilísticos de producción

La producción anual de un parque eólico no es un valor fijo: varía de un año a otro en función de la variabilidad interanual del recurso eólico. Para cuantificar esta incertidumbre se utilizan los percentiles de la distribución de producción:

- **P50:** producción superada el 50 % de los años. Es el valor esperado o año típico. Se usa como escenario base en el modelo financiero.
- **P75:** producción superada el 75 % de los años. Escenario moderadamente desfavorable.
- **P90:** producción superada el 90 % de los años. Escenario muy desfavorable, utilizado por los financiadores bancarios como referencia de cobertura del servicio de la deuda.
- **P99:** producción superada el 99 % de los años. Escenario extremo, prácticamente el peor año posible.

La relación entre el P50 y los demás percentiles se obtiene a partir de la variabilidad interanual del recurso, que en el Muedo es de $\pm 8\%$ según el análisis del Capítulo 3 (periodo 2008–2017). Asumiendo una distribución normal de la producción interanual con desviación típica $\sigma = 8\%$:

$$P_x = P_{50} \cdot (1 - z_x \cdot \sigma) \quad (7.7)$$

donde z_x es el cuantil de la distribución normal estándar correspondiente al percentil x ($z_{75} = 0,674$; $z_{90} = 1,282$; $z_{99} = 2,326$).

7.2 Parámetros de Weibull a la altura de buje

7.2.1 Extrapolación vertical de los parámetros de Weibull

Los parámetros de Weibull calculados en el Capítulo 3 corresponden a la altura de referencia de 100 m: $k = 1,755$ y $c = 8,97$ m/s. Para el cálculo del AEP es necesario trasladarlos a la altura de buje del Enercon E-160 EP5, que es 140 m.

El parámetro de forma k es prácticamente independiente de la altura, ya que refleja la variabilidad relativa del viento, que no cambia significativamente con la altura en la capa límite atmosférica. Por tanto, se mantiene $k = 1,755$ a 140 m.

El parámetro de escala c escala con la altura siguiendo la misma ley de Hellmann que la velocidad media, con el exponente $\alpha = 0,115$ determinado en el Capítulo 3:

$$c(140\text{m}) = c(100\text{m}) \cdot \left(\frac{140}{100}\right)^\alpha = 8,97 \cdot \left(\frac{140}{100}\right)^{0,115} = 8,97 \cdot 1,0399 = 9,32 \text{ m/s} \quad (7.8)$$

La velocidad media resultante a 140 m se verifica con la ecuación de la media de Weibull:

$$\bar{v}(140\text{m}) = c \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) = 9,32 \cdot \Gamma(1,570) = 9,32 \cdot 0,8908 = 8,305 \text{ m/s} \quad (7.9)$$

Este resultado es coherente con el valor obtenido directamente mediante la ley de Hellmann en el Capítulo 3 ($v(140\text{m}) = 8,305$ m/s), lo que valida la coherencia interna del modelo.

Parámetro	A 100 m (Cap. 3)	A 140 m (bujes)
Parámetro de forma k	1,755	1,755
Parámetro de escala c	8,97 m/s	9,32 m/s
Velocidad media $\bar{v}$	7,99 m/s	8,305 m/s
Exponente Hellmann α	0,115	—

Tabla 7.1: Parámetros de Weibull a 100 m y extrapolados a la altura de buje de 140 m.

7.2.2 Distribución de Weibull a 140 m y curva de potencia

La Figura 7.1 muestra la función de densidad de probabilidad de Weibull a 140 m superpuesta a la curva de potencia del Enercon E-160 EP5. Esta representación conjunta es la herramienta visual fundamental del cálculo del AEP: la energía producida en cada intervalo de velocidad es proporcional al producto de ambas curvas.

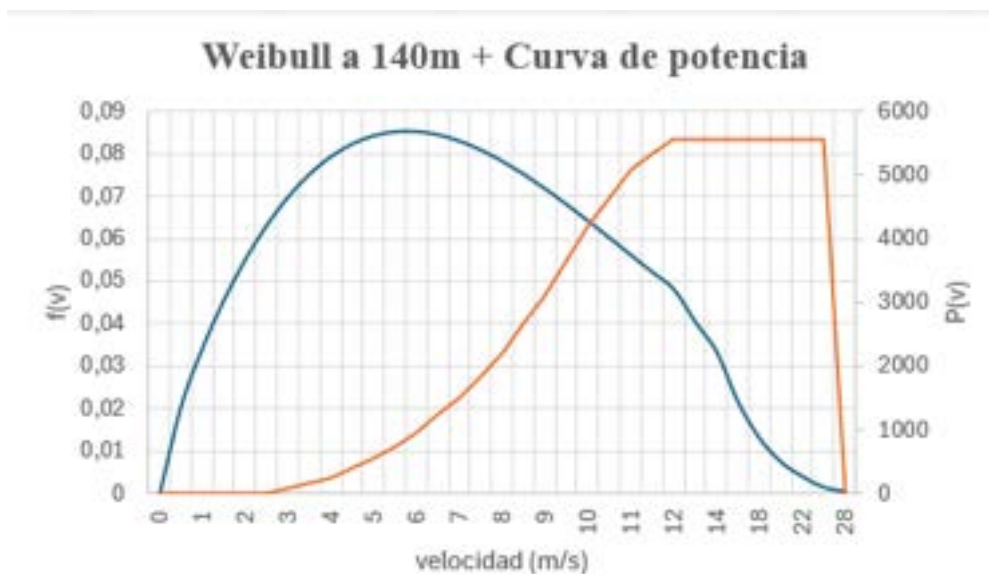


Figura 7.1: Distribución de Weibull a 140 m ($k = 1,755$, $c = 9,32$ m/s) y curva de potencia.

La figura pone de manifiesto un aspecto clave del emplazamiento: la moda de la distribución de Weibull (5,55 m/s a 100 m; $\sim 5,8$ m/s a 140 m) se sitúa en la zona de crecimiento de la curva de potencia, mientras que la cola derecha de la distribución ($k < 2$) garantiza horas relevantes en la zona de potencia nominal. Esta combinación es característica de los emplazamientos de la Meseta castellana y justifica la elección de una máquina con rotor grande y potencia específica moderada como el E-160 EP5.

7.3 Curva de potencia del Enercon E-160 EP5

La curva de potencia es el documento técnico que relaciona la potencia eléctrica generada en bornes del aerogenerador (kW) con la velocidad del viento a la altura del buje (m/s). El fabricante Enercon proporciona esta curva para condiciones de densidad de aire estándar ($\rho = 1,225$ kg/m³). Para el Muedo, con una densidad calculada de $\rho = 1,0868$ kg/m³ (Capítulo 3), la potencia real a cada velocidad es ligeramente inferior; no obstante, dado que la curva de potencia del fabricante ya incorpora márgenes de diseño y que la diferencia de densidad (~ 11 %) afecta principalmente a las velocidades bajas —donde la contribución energética es pequeña—, se trabaja con la curva estándar del fabricante como aproximación conservadora. Las velocidades características del Enercon E-160 EP5 son:

Velocidad	Símbolo	Valor	Descripción
Arranque (<i>cut-in</i>)	v_{ci}	2,5 m/s	Inicio de generación
Nominal (<i>rated</i>)	v_r	12,0 m/s	Potencia nominal alcanzada
Corte (<i>cut-out</i>)	v_{co}	28,0 m/s	Parada por seguridad estructural

Tabla 7.2: Velocidades características de la curva de potencia del Enercon E-160 EP5.



Figura 7.2: Curva de potencia del Enercon E-160 EP5.

El rango operativo del E-160 EP5 es de 25,5 m/s (de 2,5 a 28 m/s), el más amplio de los cuatro candidatos analizados en el Capítulo 4. Esto es especialmente relevante para el Muedo, cuya distribución de Weibull con $k = 1,755 < 2$ presenta una cola derecha más pronunciada que la distribución de Rayleigh, con una probabilidad no despreciable de vientos superiores a 20 m/s.

7.4 Cálculo del AEP bruto

7.4.1 Metodología de cálculo discreto

El AEP bruto por turbina se calcula mediante la suma discreta de la ecuación (7.2), con un paso $\Delta v = 0,5$ m/s en el rango de velocidades de 0 a 30 m/s. Para cada intervalo de velocidad v_i se evalúa:

1. La función de densidad de probabilidad de Weibull $f(v_i)$ con $k = 1,755$ y $c = 9,32$ m/s.
2. La potencia generada $P(v_i)$ según la curva de potencia del E-160 EP5.
3. La contribución energética del intervalo: $\Delta E_i = P(v_i) \cdot f(v_i) \cdot \Delta v \cdot T$.

La suma de todas las contribuciones da el AEP bruto por turbina. El AEP bruto del parque se obtiene multiplicando por el número de aerogeneradores (8 unidades).

7.4.2 Resultados del cálculo

Concepto	Por turbina	Parque (8 turbinas)
AEP bruto	22.099 MWh/año	176.792 MWh/año

Tabla 7.3: AEP bruto calculado mediante integración discreta de Weibull.

7.4.3 Distribución de la energía por rangos de velocidad

Para comprender la contribución de cada régimen de viento a la producción total, se agrupan los resultados del cálculo discreto en cinco rangos de velocidad.

Rango de velocidad	Horas/año	% Tiempo	MWh/año	% Energía
Calma (0–2,5 m/s)	828	9,5 %	0	0,0 %
Viento débil (2,5–6 m/s)	2.411	27,5 %	967	4,4 %
Viento moderado (6–10 m/s)	2.695	30,8 %	6.111	27,7 %
Viento fuerte (10–12 m/s)	981	11,2 %	4.867	22,0 %
Carga plena (>12 m/s)	1.835	20,9 %	10.154	45,9 %
Total	8.750	100 %	22.099	100 %

Tabla 7.4: Distribución de horas y energía por rangos de velocidad para una turbina. Datos calculados con $k = 1,755$, $c = 9,32$ m/s y la curva de potencia del E-160 EP5.

El resultado más relevante de esta distribución es el contraste entre tiempo y energía: el rango de carga plena (vientos superiores a 12 m/s) ocupa solo el 20,9 % del tiempo pero genera el 45,9 % de la energía total. En el extremo opuesto, el viento débil (2,5–6 m/s) ocupa el 27,5 % del tiempo pero aporta únicamente el 4,4 % de la energía. Este comportamiento es consecuencia directa de la dependencia cúbica de la potencia con la velocidad y de la cola derecha pronunciada de la distribución de Weibull del Muedo ($k = 1,755$).

7.4.4 Validación cruzada con la estimación del fabricante

En el Capítulo 4 se obtuvo una estimación orientativa del AEP a partir de la gráfica AEP vs. velocidad media del fabricante Enercon, interpolando a $\bar{v} = 8,305$ m/s. El resultado fue ~ 160.000 MWh/año para el parque completo. El AEP bruto calculado en este capítulo es 176.792 MWh/año, un 10,5 % superior.

Esta diferencia es coherente y esperada: la gráfica del fabricante utiliza la distribución de Rayleigh ($k = 2$) como hipótesis estándar, mientras que el Muedo tiene $k = 1,755 < 2$. Una distribución con $k < 2$ tiene una cola derecha más pronunciada —más horas con vientos fuertes— que la de Rayleigh para la misma velocidad media, lo que se traduce en mayor producción. Tras aplicar las pérdidas del parque (sección siguiente), el AEP neto converge a ~ 160.800 MWh/año, confirmando que la estimación del fabricante era en realidad una buena aproximación del AEP *neto* del parque.

7.5 Pérdidas del parque y factor de rendimiento

7.5.1 Metodología de la cascada de pérdidas

El AEP neto se obtiene aplicando sucesivamente cada categoría de pérdidas sobre la energía disponible tras las pérdidas anteriores (método en cascada). Este enfoque es más preciso que la suma simple de porcentajes porque evita la doble contabilización de pérdidas. Las categorías consideradas son las estándar en la industria eólica onshore, siguiendo la metodología de la norma IEC 61400-15 y las guías de evaluación de recursos de WindEurope.

7.5.2 Categorías de pérdidas

Efecto estela (*wake effect*): Las turbinas de la fila de sotavento operan en la estela de las de barlovento, donde el viento llega con menor velocidad y mayor turbulencia. Con la configuración de 2 filas de 4 aerogeneradores y una separación de $7D = 1.120$ m entre filas, las pérdidas por estela en la fila de sotavento se estiman en un 6,5 % sobre esa fila. Promediando sobre el parque completo (4 turbinas de barlovento sin pérdida y 4 de sotavento con 6,5 %),

la pérdida media del parque es del 3,25 %. Este valor es coherente con los resultados de simulaciones de estela para configuraciones similares en la literatura técnica.

Pérdidas eléctricas: Cuantificadas en el Capítulo 5 mediante el dimensionamiento completo del sistema eléctrico del parque. El balance global de pérdidas eléctricas (Tabla 5.7) asciende a 727 kW, lo que representa el 1,63 % de la potencia instalada. Este valor incluye las pérdidas en los transformadores en torre (0,74 %), la red colectora de 30 kV (0,15 %), el transformador principal de la subestación (0,44 %) y la línea de evacuación de 132 kV (0,31 %).

Indisponibilidad técnica: Tiempo en que el aerogenerador está fuera de servicio por mantenimiento programado o avería. La tecnología de accionamiento directo (DD-PMSG) del Enercon E-160 EP5, al eliminar la multiplicadora —el componente con mayor tasa de fallos histórica—, permite alcanzar disponibilidades superiores al 97 % en condiciones normales de operación. Se adopta una indisponibilidad técnica del 2,0 %, equivalente a una disponibilidad del 98 %, valor conservador para esta tecnología.

Paradas ambientales: Paradas no planificadas por condiciones meteorológicas adversas que no implican avería de la máquina: acumulación de hielo en palas (relevante en la Sierra del Muedo por su altitud de ~1.100 m y las condiciones invernales de la Meseta castellana), restricciones de ruido en horario nocturno y paradas por tormentas eléctricas. Se estima una pérdida del 1,5 %, valor habitual para emplazamientos de montaña media en el interior peninsular.

Curtailement: Restricciones de vertido impuestas por el operador del sistema (REE) por congestión de la red o exceso de generación renovable. Con la conexión a la subestación de Morón de Almazán (132 kV) y la capacidad de evacuación dimensionada en el Capítulo 5, se estima un curtailement del 0,5 %, valor bajo pero no nulo dado el crecimiento de la penetración renovable en Castilla y León.

Otras pérdidas: Pérdidas menores no incluidas en las categorías anteriores: degradación de palas, pérdidas por hielo no contabilizadas en paradas ambientales, errores de medición de la curva de potencia, etc. Se adopta un 0,5 % como margen conservador.

7.5.3 Cascada de pérdidas y AEP neto

Categoría de pérdida	% pérdida	MWh perdidos	AEP acumulado (MWh)	PR acumulado
AEP bruto (parque)	—	—	176.792	1,0000
Efecto estela	3,25 %	5.746	171.046	0,9675
Pérdidas eléctricas	1,63 %	2.788	168.258	0,9518
Indisponibilidad técnica	2,00 %	3.365	164.893	0,9331
Paradas ambientales	1,50 %	2.473	162.420	0,9191
Curtailement	0,50 %	812	161.608	0,9145
Otras pérdidas	0,50 %	808	160.799	0,9095
AEP neto (P50)	9,05 %	15.993	160.799	0,9095

Tabla 7.5: Cascada de pérdidas aplicandose secuencialmente sobre la energía disponible tras las pérdidas anteriores.

Las pérdidas totales del parque ascienden al 9,05 %, con un factor de rendimiento neto PR = 90,95 %. Este valor se sitúa en la banda alta del rango típico de la industria eólica onshore

(PR entre 85 % y 92 %), lo que refleja la calidad del diseño eléctrico (pérdidas eléctricas en el límite inferior del rango sectorial) y la ventaja de la tecnología DD-PMSG en términos de disponibilidad.

7.6 AEP neto y factor de capacidad

7.6.1 Producción anual neta (P50)

Aplicando el factor de rendimiento neto al AEP bruto:

$$AEP_{\text{neto}} = 176,792 \cdot 0,9095 = 160,799 \text{ MWh/año} \approx 160,80 \text{ GWh/año} \quad (7.10)$$

7.6.2 Factor de capacidad y horas equivalentes

Con una potencia instalada de 44,48 MW y 8.760 h/año:

$$h_{\text{eq,bruto}} = \frac{176,792 \text{ MWh}}{44,48 \text{ MW}} = 3,975 \text{ h/año} \quad (7.11)$$

$$h_{\text{eq,neto}} = \frac{160,799 \text{ MWh}}{44,48 \text{ MW}} = 3,615 \text{ h/año} \quad (7.12)$$

$$CF_{\text{bruto}} = \frac{3,975}{8,760} = 45,4 \% \quad (7.13)$$

$$CF_{\text{neto}} = \frac{3,615}{8,760} = 41,3 \% \quad (7.14)$$

Indicador	Bruto	Neto
AEP (MWh/año)	176.792	160.799
AEP (GWh/año)	176,79	160,80
Horas equivalentes (h/año)	3.975	3.615
Factor de capacidad (%)	45,4 %	41,3 %

Tabla 7.6: Resumen de indicadores de producción bruta y neta del parque.

El factor de capacidad neto del 41,3 % sitúa al parque del Muedo en la categoría de emplazamiento excelente para eólica onshore. El rango típico de los parques onshore en España es del 28–38 %, con los mejores emplazamientos de la Meseta castellana alcanzando el 35–40 %. Un CF neto del 41,3 % confirma que la Sierra del Muedo es un emplazamiento de primera categoría, con un recurso eólico significativamente superior a la media nacional.

7.7 Variabilidad interanual y escenarios probabilísticos

7.7.1 Variabilidad interanual del recurso

El análisis de variabilidad interanual del Capítulo 3, basado en el periodo 2008–2017 del Global Wind Atlas, mostró una oscilación de $\pm 8\%$ respecto a la media, con el año más ventoso en torno a 2013 (índice $\sim 1,08$) y el menos ventoso en 2011 (índice $\sim 0,91$). Este nivel de

variabilidad es moderado y coherente con un recurso estable, lo que reduce la incertidumbre en las proyecciones de producción a largo plazo.

Para el cálculo de los escenarios probabilísticos se asume que la producción anual sigue una distribución normal con media igual al P50 y desviación típica $\sigma = 8\%$ del P50, aplicando la ecuación (7.7):

$$\sigma = 0,08 \cdot 160,799 = 12,864 \text{ MWh/año} \quad (7.15)$$

7.7.2 Escenarios de producción

Escenario	z_x	MWh/año	GWh/año	Diferencia vs P50
P50 — Año típico	0,000	160.799	160,80	—
P75 — Año desfavorable	0,674	152.129	152,13	−8.670 MWh
P90 — Año muy desfavorable	1,282	144.308	144,31	−16.491 MWh
P99 — Año extremo	2,326	130.878	130,88	−29.921 MWh

Tabla 7.7: Escenarios probabilísticos de producción anual del parque eólico de la Sierra del Muedo. z_x : cuantil de la distribución normal estándar. La variabilidad interanual adoptada es $\sigma = 8\%$ (Capítulo 3).

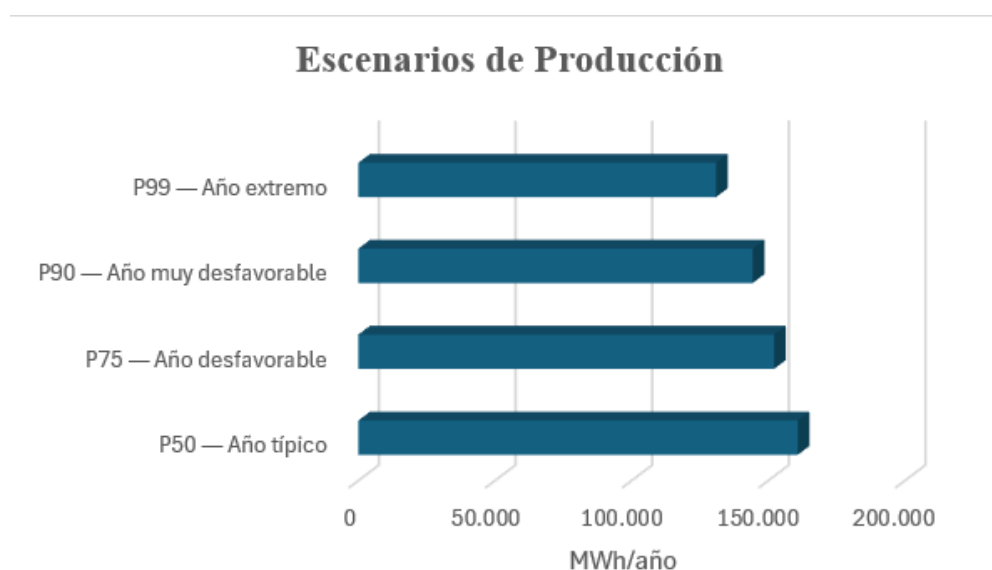


Figura 7.3: Escenarios de producción anual del parque.

El escenario P90 (144.308 MWh/año) es el más relevante desde el punto de vista financiero: representa la producción que se supera el 90 % de los años y es el valor que los financiadores bancarios utilizan para calcular la cobertura del servicio de la deuda (DSCR). El hecho de que el P90 represente el 89,7 % del P50 —es decir, que incluso en un año muy desfavorable se produzca casi el 90 % de la energía esperada— refleja la estabilidad del recurso eólico del Muedo.

7.8 Conclusiones del capítulo

El análisis desarrollado en este capítulo conduce a las siguientes conclusiones:

La producción anual bruta del parque eólico de la Sierra del Muedo, calculada mediante la integración discreta de la distribución de Weibull a 140 m ($k = 1,755$, $c = 9,32$ m/s) sobre la curva de potencia del Enercon E-160 EP5, es de 176.792 MWh/año (22.099 MWh/año por turbina).

Tras aplicar la cascada de pérd —efecto estela (3,25 %), pérdidas eléctricas (1,63 %), indisponibilidad técnica (2,00 %), paradas ambientales (1,50 %), curtailment (0,50 %) y otras pérdidas (0,50 %)—, las pérdidas totales ascienden al 9,05 %, con un factor de rendimiento neto $PR = 90,95$ %.

La producción anual neta (P50) es de 160.799 MWh/año (160,80 GWh/año), equivalente a 3.615 horas equivalentes a plena carga y un factor de capacidad neto del 41,3 %. Este valor sitúa al parque del Muedo en la categoría de emplazamiento excelente, significativamente por encima del rango típico onshore en España (28–38 %).

La validación cruzada con la estimación orientativa del Capítulo 4 (~ 160.000 MWh/año) confirma la coherencia interna del modelo: la estimación del fabricante, basada en la distribución de Rayleigh, aproximaba el AEP neto del parque, mientras que el cálculo riguroso con la distribución de Weibull real del emplazamiento ($k < 2$) produce un AEP bruto un 10,5 % superior, que tras pérdidas converge al mismo orden de magnitud.

El escenario P90 (144.308 MWh/año) será el valor de referencia para el análisis de cobertura de la deuda en el Capítulo 8, mientras que el P50 (160.799 MWh/año) constituye el escenario base del modelo financiero.

Parámetro	Valor
Weibull a 140 m: k	1,755
Weibull a 140 m: c	9,32 m/s
Velocidad media a 140 m	8,305 m/s
AEP bruto por turbina	22.099 MWh/año
AEP bruto parque (8 turbinas)	176.792 MWh/año
Pérdidas totales (PR)	9,05 % (PR = 90,95 %)
AEP neto P50	160.799 MWh/año
AEP neto P90	144.308 MWh/año
Horas equivalentes netas	3.615 h/año
Factor de capacidad neto	41,3 %

Tabla 7.8: Resumen de resultados del Capítulo 7.

Capítulo 8. Análisis técnico-económico

Una vez caracterizado el recurso eólico, seleccionado el aerogenerador, dimensionado el sistema eléctrico y definida la obra civil del parque eólico de la Sierra del Muedo, el presente capítulo aborda la evaluación técnico-económica del proyecto. El objetivo es determinar si la instalación, tal y como ha sido diseñada en los capítulos precedentes, constituye un activo energético rentable y financiable, o si por el contrario las condiciones de mercado y de coste comprometen su viabilidad.

Para ello se construye un modelo financiero completo que integra la inversión inicial (CAPEX), los costes de operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil (OPEX), la estructura de financiación del proyecto, los ingresos derivados de la venta de la energía bajo dos estrategias comerciales alternativas, la cuenta de resultados y los flujos de caja del proyecto y del inversor, los indicadores clásicos de rentabilidad (VAN, TIR, *payback*, LCOE, *running IRR*) y, finalmente, un análisis de sensibilidad que permite valorar la robustez de los resultados frente a la incertidumbre inherente a cualquier proyecto de esta naturaleza. El capítulo se cierra con la discusión del valor residual del activo y del capital circulante del proyecto.

Todos los cálculos parten de los resultados obtenidos en los capítulos anteriores: la configuración del parque y la potencia instalada y la producción anual de energía neta. El modelo se ha desarrollado en hoja de cálculo, reproduciendo la metodología estándar empleada por la banca de proyectos y los inversores institucionales del sector de las energías renovables en España.

8.1 Parámetros base del modelo financiero

Antes de abordar cualquier partida económica, es necesario fijar el conjunto de hipótesis macroeconómicas, técnicas y fiscales que constituyen la base sobre la que se construye todo el modelo financiero. Estos parámetros —equivalentes a lo que en la práctica de *Project Finance* se denomina el *term sheet* del modelo— condicionan directamente los resultados de rentabilidad obtenidos en las secciones posteriores, por lo que su justificación técnica y de mercado se detalla a continuación.

8.1.1 Potencia instalada y producción energética de referencia

La configuración definitiva del parque, justificada en el Capítulo 4, consta de 8 aerogeneradores Enercon E-160 EP5 de 5,56 MW de potencia unitaria, lo que da lugar a una potencia total instalada de:

$$P_{\text{instalada}} = 8 \times 5,56 \text{ MW} = 44,48 \text{ MW} \quad (8.1)$$

Esta cifra es la que se emplea de manera consistente en todo el modelo financiero, ya que condiciona directamente todas las partidas de coste que se expresan en función de la potencia (€/MW o €/kW instalado). La producción anual de energía neta del parque, calculada en el Capítulo 7 a partir de la distribución de Weibull a la altura de buje (140 m) y de la curva de potencia del aerogenerador seleccionado, corregida por la cascada de pérdidas del parque (estelas, disponibilidad, pérdidas eléctricas, etc.), constituye el segundo dato de partida fundamental para la proyección de ingresos de todo el modelo:

Parámetro	Valor	Fuente
Potencia instalada	44,48 MW	Cap. 4
AEP neto P50	160.799 MWh/año	Cap. 7
AEP neto P90	144.308 MWh/año	Cap. 7
Horas equivalentes netas	3.615 h/año	Cap. 7
Factor de capacidad neto	41,3 %	Cap. 7

Tabla 8.1: Parámetros técnicos de partida del modelo financiero.

El factor de capacidad neto del 41,3 % resulta coherente con la potencia instalada real del parque, verificándose mediante la expresión:

$$FC = \frac{AEP_{P50}}{P_{\text{instalada}} \times 8,760 \text{ h}} = \frac{160,799}{44,48 \times 8,760} = 41,3 \% \quad (8.2)$$

Este valor sitúa al parque de la Sierra del Muedo entre los emplazamientos onshore de mayor calidad del panorama eólico español, muy por encima de la media histórica del parque eólico nacional (en torno al 24–27 %), y es consecuencia directa de la combinación entre un recurso eólico de Clase IEC III de buena calidad y un aerogenerador con potencia específica moderada y gran altura de buje.

8.1.2 Horizonte temporal y vida útil del proyecto

La vida útil de diseño adoptada para el parque es de **25 años**, valor estándar en la práctica totalidad de los modelos financieros del sector eólico onshore y coincidente con el periodo de garantía estructural certificado para los aerogeneradores modernos, entre ellos el Enercon E-160 EP5. La estructura temporal del modelo es la siguiente:

- **Año 0:** periodo de construcción del parque, con una duración estimada de aproximadamente 8 meses según la planificación de obra civil desarrollada en el Capítulo 6. Es en este momento cuando se desembolsa la totalidad de la inversión inicial (CAPEX).
- **Años 1 a 25:** periodo de explotación comercial del parque, durante el cual se generan los ingresos por venta de energía y se incurre en los costes de operación y mantenimiento.
- **Año 25:** fin de la vida útil de diseño. Se analiza el valor residual del activo y la recuperación del capital circulante (Sección 8.9).

Cabe señalar que, en la práctica del sector, una parte creciente de los parques eólicos que alcanzan el final de su vida útil de diseño optan por el *repowering* —sustitución de los aerogeneradores originales por máquinas más modernas y eficientes, aprovechando la infraestructura civil y, muy especialmente, el punto de conexión a red ya obtenido— en lugar del desmantelamiento total. Esta alternativa no se modela en el caso base del presente estudio, pero se discute cualitativamente en la Sección 8.9 como un elemento de conservadurismo adicional en los resultados obtenidos.

8.1.3 Degradación de la producción energética

La producción de un aerogenerador no se mantiene constante a lo largo de su vida útil: el desgaste progresivo de componentes mecánicos, el envejecimiento de las palas y la acumulación de suciedad y erosión en el borde de ataque reducen gradualmente el rendimiento aerodinámico de la máquina. La literatura técnica del sector (IRENA, WindEurope) sitúa la tasa de

degradación anual de los aerogeneradores modernos, con un programa de mantenimiento adecuado, en un rango de entre el 0,3 % y el 0,5 % anual acumulativo.

Para el presente modelo se adopta una tasa de degradación del 0,5 % anual acumulativo, hipótesis conservadora que favorece la robustez del análisis de viabilidad. La producción neta del parque en cualquier año n de la vida útil se calcula como:

$$AEP_n = AEP_{P50} \times (1 - \delta)^{n-1} \quad (8.3)$$

donde $\delta = 0,005$ es la tasa de degradación anual. A modo de ejemplo, la producción neta estimada en el año 25 de operación es:

$$AEP_{25} = 160,799 \times (0,995)^{24} \approx 142,573 \text{ MWh/año} \quad (8.4)$$

lo que representa una reducción acumulada del 11,3 % respecto a la producción del primer año de operación.

8.1.4 Tasa de inflación

La tasa de inflación afecta de manera directa a la evolución de los costes operativos del proyecto (OPEX) a lo largo de su vida útil, y de forma indirecta a los ingresos en el escenario de mercado *spot*. Se adopta una tasa de inflación del **2,0 % anual**, coincidente con el objetivo de estabilidad de precios a medio plazo del Banco Central Europeo y con el valor estándar empleado en la mayoría de los modelos financieros de infraestructuras energéticas en la Unión Europea.

8.1.5 Tasa de descuento del proyecto (WACC)

El coste medio ponderado del capital (*Weighted Average Cost of Capital*, WACC) es la tasa que se emplea para descontar los flujos de caja futuros del proyecto y obtener su valor actual. Es, junto con el precio de la energía, el parámetro más determinante —y más debatido— de cualquier modelo de valoración de activos energéticos.

Para un parque eólico onshore en España en el horizonte 2026–2027, los rangos de referencia manejados por la literatura y la práctica de mercado son los que se recogen en la Tabla 8.2.

Referencia	Tasa de descuento
All-equity (sin apalancamiento)	7,0 %– 9,0 %
<i>Project Finance</i> (con deuda)	5,0 %– 7,0 %
IRENA, onshore Europa	5,5 %– 7,5 %
IDAE / CNMC, referencia España	6,0 %– 8,0 %

Tabla 8.2: Rangos de referencia de la tasa de descuento para proyectos eólicos onshore en España.

La justificación teórica del coste del capital propio se apoya en el modelo de valoración de activos financieros (*Capital Asset Pricing Model*, CAPM):

$$r_e = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) \quad (8.5)$$

donde r_f es la tasa libre de riesgo, aproximada por la rentabilidad del bono soberano español a 10 años (en torno al 3,2–3,5 % en el periodo de referencia); β es el coeficiente de riesgo

sistemático del sector eólico, que se sitúa habitualmente entre 0,6 y 0,8 dado su carácter de activo de flujos de caja relativamente estables y poco correlacionados con el ciclo económico general; y $(r_m - r_f)$ es la prima de riesgo de mercado, estimada en aproximadamente el 5,5 % para el mercado español. Aplicando la ecuación (8.5) se obtiene un coste del capital propio de entre el 6,5 % y el 8,0 %, coherente con los rangos de mercado recogidos en la Tabla 8.2. Para el escenario base del presente modelo se adopta una **tasa de descuento del 7,0 %** para el flujo de caja del proyecto (FCFF) y un **coste del capital propio del 7,5 %** para el flujo de caja del accionista (FCFE), realizándose adicionalmente un análisis de sensibilidad de la rentabilidad frente a variaciones de esta tasa entre el 3 % y el 15 % (Sección 8.7.2).

8.1.6 Fiscalidad aplicable

El régimen fiscal aplicable a un proyecto de generación eléctrica en España comprende, fundamentalmente, dos figuras tributarias:

- **Impuesto de Sociedades (IS):** tributa al tipo general del **25 %** sobre el beneficio antes de impuestos (EBT) de la sociedad vehículo del proyecto (*Special Purpose Vehicle*, SPV).
- **Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE):** introducido por la Ley 15/2012, grava con un **7 %** los ingresos brutos derivados de la venta de electricidad. Este impuesto ha sido objeto de suspensiones temporales por parte del Gobierno en periodos de crisis de precios energéticos (como en 2021–2022), circunstancia que introduce un elemento de incertidumbre regulatoria que se discute en el análisis de riesgos del proyecto.

A efectos de amortización fiscal, se adopta un criterio de **amortización lineal a 25 años** sobre la totalidad de la inversión (CAPEX), lo que genera un escudo fiscal constante a lo largo de toda la vida útil del proyecto y que se incorpora en el cálculo de la cuenta de resultados (Sección 8.6).

8.1.7 Estructura de financiación: hipótesis de partida

Uno de los aspectos más relevantes del análisis económico de un parque eólico es la estructura de financiación adoptada, ya que condiciona de forma directa la rentabilidad percibida por el promotor del proyecto. Se plantean dos escenarios de referencia, desarrollados en detalle en la Sección 8.4:

Escenario A– All-equity (100 % capital propio): la totalidad de la inversión es aportada por el promotor, sin recurrir a financiación bancaria. En ausencia de gastos financieros, la tasa interna de retorno del proyecto coincide con la del accionista.

Escenario B– Project Finance (deuda + equity): estructura de financiación estándar en el sector, en la que una entidad financiera aporta un porcentaje mayoritario del CAPEX (típicamente en torno al 70 %) mediante un préstamo a largo plazo, quedando el resto cubierto por el capital propio del promotor. Esta estructura, ampliamente empleada por los principales promotores eólicos que operan en España, permite amplificar la rentabilidad del capital propio mediante el efecto de apalancamiento financiero, siempre que el coste de la deuda sea inferior a la rentabilidad del activo. Su viabilidad debe verificarse, adicionalmente, mediante el cumplimiento de un ratio de cobertura del servicio de la deuda (*Debt Service Coverage Ratio*, DSCR) igual o superior al umbral mínimo exigido por las entidades financieras, habitualmente en torno a 1,30x.

8.1.8 Resumen de parámetros base del modelo

La Tabla 8.3 recoge de forma consolidada el conjunto de hipótesis técnicas, macroeconómicas y fiscales que constituyen el punto de partida del modelo financiero desarrollado en las secciones siguientes.

Parámetro	Valor	Fuente / Justificación
Potencia instalada	44,48 MW	Cap. 4
AEP neto P50	160.799 MWh/año	Cap. 7
AEP neto P90	144.308 MWh/año	Cap. 7
Horas equivalentes netas	3.615 h/año	Cap. 7
Factor de capacidad neto	41,3 %	Cap. 7
Vida útil del proyecto	25 años	Estándar del sector
Degradación anual	0,5 %	IRENA / WindEurope
Tasa de inflación	2,0 %	Objetivo BCE
Tasa de descuento del proyecto (WACC)	7,0 %	CAPM + <i>benchmarks</i> de mercado
Coste del capital propio (K_e)	7,5 %	CAPM
Tipo del Impuesto de Sociedades	25 %	Ley del Impuesto de Sociedades
IVPEE	7 %	Ley 15/2012
Amortización fiscal	Lineal, 25 años	Criterio adoptado
Ratio deuda / <i>equity</i> (Escenario PF)	70 % / 30 %	Estándar del sector
Tipo de interés de la deuda	~5,0 %	Euribor 12M + <i>spread</i>
Plazo de la deuda	15 años	Estándar del sector

Tabla 8.3: Resumen de los parámetros base adoptados en el modelo financiero del parque eólico de la Sierra del Muedo.

8.2 CAPEX: inversión inicial del proyecto

El CAPEX (*Capital Expenditure*) recoge la totalidad de la inversión necesaria para llevar el parque desde el proyecto hasta la puesta en marcha comercial. En un parque eólico onshore, el CAPEX se estructura habitualmente en cinco grandes partidas: aerogeneradores, obra civil, sistema eléctrico, ingeniería y gestión del proyecto, y contingencias. Cada una de ellas se cuantifica a continuación combinando las cantidades físicas reales del diseño desarrollado en los capítulos precedentes con precios unitarios de mercado.

8.2.1 Aerogeneradores

La partida de aerogeneradores es, con diferencia, la más importante del CAPEX, representando típicamente entre el 65 % y el 75 % de la inversión total en un parque onshore moderno. El precio de suministro incluye la turbina completa (góndola, rotor, palas y convertidor), la torre de acero de 140 m de altura de buje, el transporte especial de los componentes de grandes dimensiones (palas de ~80 m, góndola de ~400 t) desde la fábrica hasta el emplazamiento, y la puesta en marcha y comisionado por parte del fabricante.

De acuerdo con la información de mercado recabada para el Enercon E-160 EP5, el precio de suministro se sitúa en un rango de 4,1 a 4,8 M€ por unidad. Se adopta como hipótesis de trabajo el valor central de **4,45 M€/unidad**, equivalente a:

$$\frac{4,450,000 \text{ €}}{5,56 \text{ MW}} = 800,360 \text{ €/MW} \quad (8.6)$$

valor que se sitúa cómodamente dentro del rango de mercado de 800.000–1.000.000 €/MW para turbinas de esta clase en Europa en el horizonte 2024–2026.

Concepto	Unidades	Precio unitario (€)	Total (€)
Enercon E-160 EP5	8	4.450.000	35.600.000

Tabla 8.4: Coste de suministro e instalación de los aerogeneradores.

8.2.2 Obra civil

La partida de obra civil se cuantifica a partir de las cantidades reales de materiales y unidades de obra obtenidas en el Capítulo 6 (viales, explanaciones, cimentaciones y zanjas), aplicando precios unitarios de mercado de la construcción en España.

Subpartida	Concepto	Unidad	Cantidad	Total (€)
Viales	Vial de acceso principal	km	4,0	720.000
Viales	Viales internos	km	5,5	550.000
Explanaciones	Plataformas de montaje y SE	m ²	51.400	873.800
Cimentaciones	Hormigón HA-35	m ³	6.510	846.300
Cimentaciones	Acero B500S	t	651	716.100
Cimentaciones	Hormigón de limpieza HM-15	m ³	304	24.320
Cimentaciones	Excavación	m ³	10.560	126.720
Zanjas	Excavación y relleno	ml	6.000	150.000
Montaje	Grúa principal (izado)	días	32	1.344.000
Montaje	Grúa auxiliar (izado)	días	32	160.000
TOTAL OBRA CIVIL				5.511.240

Tabla 8.5: Desglose de la inversión en obra civil del parque eólico del Llano Muedo.

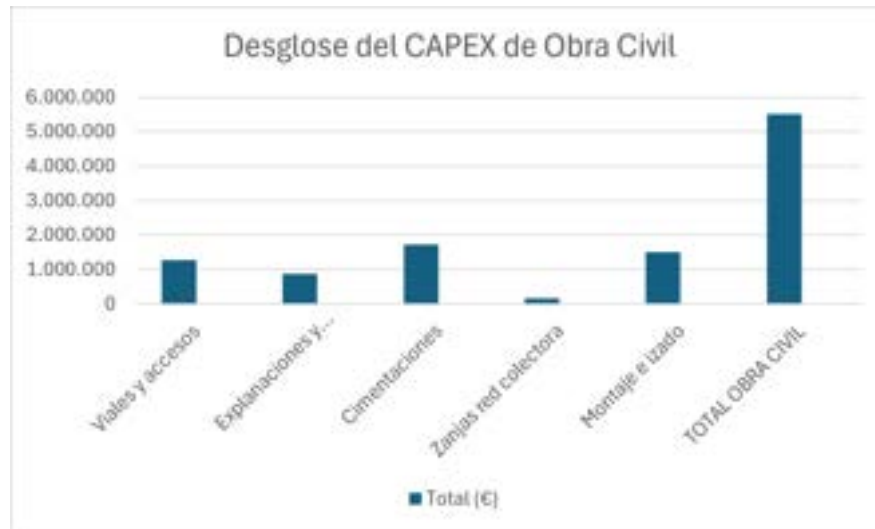


Figura 8.1: Desglose del CAPEX de obra civil por subpartida.

8.2.3 Sistema eléctrico

De forma análoga, la partida de sistema eléctrico se calcula a partir de las longitudes de cable y las características de los equipos definidos en el Capítulo 5.

Subpartida	Concepto	Unidad	Cantidad	Total (€)
Red colectora	Cable RHZ1 30 kV 300 mm ²	m	6.050	544.500
Red colectora	Celdas de MT en aerogeneradores	ud	8	200.000
Subestación	Transformador 50 MVA	ud	1	900.000
Subestación	Aparamenta AT 132 kV	ud	1	400.000
Subestación	Aparamenta MT 30 kV	ud	1	200.000
Subestación	SCADA y protecciones	ud	1	300.000
Subestación	Obra civil de la subestación	ud	1	200.000
LAT 132 kV	Línea de evacuación (10,62 km)	km	10,62	1.858.500
TOTAL SISTEMA ELÉCTRICO				4.603.000

Tabla 8.6: Desglose de la inversión en el sistema eléctrico del parque.

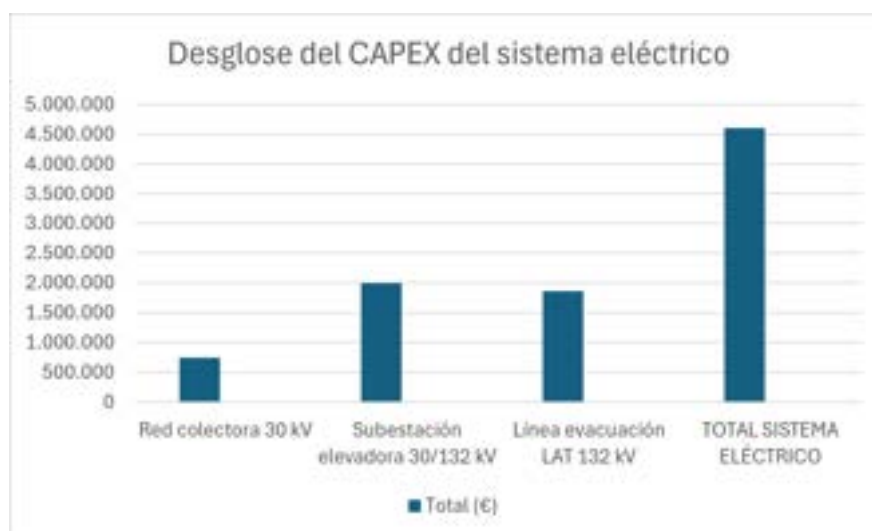


Figura 8.2: Desglose del CAPEX del sistema eléctrico por subpartida.

8.2.4 Ingeniería, gestión del proyecto y permisos

Esta partida agrupa los costes «blandos» del proyecto —ingeniería de detalle, dirección de obra, estudios previos y tramitación administrativa—, que en la práctica del sector representan entre el 3 % y el 5 % del CAPEX de construcción.

Concepto	Total (€)
Ingeniería de detalle (<i>EPC engineering</i>)	700.000
Dirección de obra y supervisión	470.000
Estudios previos (EIA, geotécnico, anemométrico)	235.000
Permisos y licencias (AAU, DIA, acceso a red REE)	235.000
Gestión administrativa y legal	141.000
TOTAL INGENIERÍA Y PERMISOS	1.781.000

Tabla 8.7: Desglose de la partida de ingeniería, gestión y permisos.

8.2.5 Contingencias

Todo proyecto de ingeniería reserva una partida de contingencias para cubrir imprevistos —condiciones meteorológicas adversas durante la obra, variaciones de precios de materiales, retrasos logísticos, etc.—. El estándar en proyectos eólicos onshore se sitúa entre el 5 % y el 8 % del CAPEX total; se adopta un **6 %** sobre la suma de las partidas anteriores (47.495.240 €), lo que arroja una contingencia de **2.847.000 €**.

8.2.6 CAPEX total: resumen

La Tabla 8.8 y la Figura 8.3 presentan el resumen consolidado de la inversión total del proyecto.

Partida	Coste (€)	% del total
Aerogeneradores (8 × E-160 EP5)	35.600.000	70,7 %
Obra civil	5.511.240	10,9 %
Sistema eléctrico	4.603.000	9,1 %
Ingeniería, gestión y permisos	1.781.000	3,5 %
Contingencias (6 %)	2.847.000	5,7 %
CAPEX TOTAL	50.342.240	100 %
CAPEX específico	1.132 €/kW	—

Tabla 8.8: Resumen del CAPEX total del parque eólico del Llano Muedo.



Figura 8.3: Distribución del CAPEX total por partida — Parque eólico del Llano Muedo.

El CAPEX específico del proyecto es:

$$CAPEX_{\text{esp}} = \frac{50,342,240 \text{ €}}{44,480 \text{ kW}} = 1,132 \text{ €/kW} \quad (8.7)$$

Este resultado se sitúa por debajo tanto de la media española (1.250 €/kW, según la Asociación Empresarial Eólica) como de la media europea onshore (1.300 €/kW, según IRENA), muy cerca del extremo más eficiente del rango de mercado (1.050 €/kW). Este resultado favorable se explica, en parte, por un efecto de economía de escala: al emplear turbinas de mayor potencia unitaria (5,56 MW), el parque instala más megavatios sin incrementar en la misma proporción el coste de la obra civil y el sistema eléctrico, cuyo dimensionamiento depende más del número de posiciones y de las distancias de evacuación que de la potencia nominal de cada máquina.



Figura 8.4: CAPEX específico (€/kW) del parque del Llano Muedo frente a los *benchmarks* de mercado.

8.3 OPEX: costes de operación y mantenimiento

El OPEX (*Operational Expenditure*) recoge la totalidad de los costes recurrentes de operación del parque a lo largo de su vida útil. A diferencia del CAPEX, que se desembolsa íntegramente en el año 0, el OPEX se distribuye en 25 anualidades y evoluciona con el tiempo, tanto por efecto de la inflación como por el envejecimiento de la instalación.

8.3.1 Estructura de partidas adoptada

Se adopta una estructura de diez categorías de coste, coherente con la práctica habitual de los modelos financieros del sector eólico onshore en España:

Categoría	Descripción
O&M	Mantenimiento preventivo y correctivo del aerogenerador
Arrendamiento de terreno	Canon a los propietarios del suelo (fijo + variable)
Seguros	Póliza «todo riesgo» (daños materiales, lucro cesante, RC)
IBI	Impuesto sobre Bienes Inmuebles
IAE	Impuesto sobre Actividades Económicas
IVPEE	7 % sobre ingresos brutos (partida variable, Sección 8.6)
Gestión y administración	Personal propio, oficina técnica, auditorías
Peajes de acceso a red	Coste de uso de la red de transporte (REE)
Vigilancia y seguridad	Videovigilancia y seguridad física
Provisión para grandes reparaciones	Fondo de reserva desde el año 11

Tabla 8.9: Estructura de partidas del OPEX adoptada para el modelo financiero.

8.3.2 O&M: mantenimiento del aerogenerador

El O&M es la partida más relevante del OPEX, representando típicamente entre el 60 % y el 70 % del coste operativo total en parques onshore. La literatura del sector (IRENA,

WindEurope) sitúa el coste de O&M onshore en Europa entre 11.000 y 20.000 €/MW·año en los primeros años de vida, con una tendencia creciente no lineal: el coste es bajo mientras la máquina está cubierta por la garantía del fabricante, y aumenta progresivamente a partir de la expiración de dicha garantía.

Se adopta una curva de O&M en tres escalones, directamente ligada a la lógica contractual habitual del sector —contrato de garantía inicial, contrato de mantenimiento a largo plazo (LTSA) y fase de turbina madura—:

Fase	Años	Motivo	O&M (€/MW·año)
Garantía inicial	1–5	Cubierta por el contrato de suministro/garantía	13.000
Post-garantía (LTSA)	6–15	Contrato de mantenimiento a largo plazo	17.000
Turbina madura	16–25	Mayor frecuencia de intervenciones correctivas	22.000

Tabla 8.10: Curva de O&M en tres escalones adoptada para el modelo.

Cabe destacar que la tecnología de accionamiento directo (DD-PMSG) del Enercon E-160 EP5, al eliminar la multiplicadora —componente con mayor tasa de fallos histórica en aerogeneradores—, reduce el riesgo asociado a esta partida respecto a modelos con tren de potencia convencional, tal y como se justificó en el Capítulo 4.

8.3.3 Resto de partidas: bases de cálculo

- **Arrendamiento de terreno:** canon fijo de 8.000 €/aerogenerador/año ($8 \times 8.000 = 64.000$ €/año), más un canon variable del 1,5 % sobre los ingresos brutos anuales, calculado en la Sección 8.6.
- **Seguros:** 0,3 % anual sobre el CAPEX total (50.342.240 €), equivalente a 151.027 €/año.
- **IBI:** 2,0 €/kW instalado/año $\times 44.480$ kW = 88.960 €/año.
- **IAE:** 1,2 €/kW instalado/año $\times 44.480$ kW = 53.376 €/año.
- **Gestión y administración:** 2.000 €/MW/año $\times 44,48$ MW = 88.960 €/año.
- **Peajes de acceso a red:** 0,7 €/MWh producido, aplicado sobre el AEP neto anual (variable con la degradación de la producción).
- **Vigilancia y seguridad:** 0,2 €/kW instalado/año $\times 44.480$ kW = 8.896 €/año.
- **Provisión para grandes reparaciones:** 0,5 % anual sobre el CAPEX de aerogeneradores (35.600.000 €) a partir del año 11, equivalente a 178.000 €/año en términos reales.

Todas las partidas fijas se indexan a la inflación (2,0 %/año) desde el año 1. El peaje de acceso a red se mantiene constante en términos reales (0,7 €/MWh), evolucionando únicamente en función de la degradación de la producción.

8.3.4 OPEX año 1

Partida	Base de cálculo	Valor año 1 (€/año)
O&M	44,48 MW × 13.000 €/MW	578.240
Arrendamiento de terreno (fijo)	8 ud × 8.000 €/ud	64.000
Seguros	0,3 % × CAPEX total	151.027
IBI	2,0 €/kW × 44.480 kW	88.960
IAE	1,2 €/kW × 44.480 kW	53.376
Gestión y administración	2.000 €/MW × 44,48 MW	88.960
Peajes de acceso a red	0,7 €/MWh × 160.799 MWh	112.559
Vigilancia y seguridad	0,2 €/kW × 44.480 kW	8.896
Provisión grandes reparaciones	No aplica en el año 1	0
TOTAL OPEX AÑO 1		1.146.018
OPEX específico año 1		25,8 €/kW·año

Tabla 8.11: Desglose del OPEX del año 1 de operación.

Este valor (25,8 €/kW·año en el año 1, sin incluir IVPEE ni el componente variable del arrendamiento) es coherente con los rangos de mercado publicados por IRENA para el OPEX de la eólica onshore en Europa, que sitúan esta partida entre 25 y 40 €/kW·año en fase inicial, ascendiendo hasta 40–50 €/kW·año en fases maduras del parque.

8.3.5 Evolución del OPEX a lo largo de la vida útil

La Tabla 8.12 recoge la evolución completa del OPEX a lo largo de los 25 años de vida útil del proyecto, incorporando la inflación anual y los tres escalones de la curva de O&M.

Año	O&M	Arr. fijo	Seguros	IBI	IAE	Gestión	Vigil.	Peaje red	Prov. rep.	TOTAL	€/kW
1	578.240	64.000	151.027	88.960	53.376	88.960	8.896	112.559	0	1.146.018	26
2	589.805	65.280	154.048	90.739	54.444	90.739	9.074	111.997	0	1.166.125	26
3	601.601	66.586	157.128	92.554	55.532	92.554	9.255	111.437	0	1.186.647	27
4	613.633	67.917	160.271	94.405	56.643	94.405	9.441	110.879	0	1.207.594	27
5	625.906	69.276	163.476	96.293	57.776	96.293	9.629	110.325	0	1.228.974	28
6	834.862	70.661	166.746	98.219	58.931	98.219	9.822	109.773	0	1.447.234	33
7	851.559	72.074	170.081	100.183	60.110	100.183	10.018	109.224	0	1.473.434	33
8	868.590	73.516	173.483	102.187	61.312	102.187	10.219	108.678	0	1.500.172	34
9	885.962	74.986	176.952	104.231	62.538	104.231	10.423	108.135	0	1.527.459	34
10	903.681	76.486	180.491	106.315	63.789	106.315	10.632	107.594	0	1.555.304	35
11	921.755	78.016	184.101	108.442	65.065	108.442	10.844	107.056	216.981	1.800.702	40
12	940.190	79.576	187.783	110.611	66.366	110.611	11.061	106.521	221.321	1.834.039	41
13	958.994	81.167	191.539	112.823	67.694	112.823	11.282	105.988	225.747	1.868.057	42
14	978.174	82.791	195.370	115.079	69.048	115.079	11.508	105.458	230.262	1.902.768	43
15	997.737	84.447	199.277	117.381	70.428	117.381	11.738	104.931	234.867	1.938.187	44
16	1.317.013	86.136	203.262	119.728	71.837	119.728	11.973	104.407	239.565	2.273.649	51
17	1.343.353	87.858	207.328	122.123	73.274	122.123	12.212	103.884	244.356	2.316.512	52
18	1.370.220	89.615	211.474	124.565	74.739	124.565	12.457	103.365	249.243	2.360.245	53
19	1.397.625	91.408	215.704	127.057	76.234	127.057	12.706	102.848	254.228	2.404.866	54
20	1.425.577	93.236	220.018	129.598	77.759	129.598	12.960	102.334	259.312	2.450.392	55
21	1.454.089	95.101	224.418	132.190	79.314	132.190	13.219	101.822	264.499	2.496.841	56
22	1.483.170	97.003	228.907	134.834	80.900	134.834	13.483	101.313	269.789	2.544.232	57
23	1.512.834	98.943	233.485	137.530	82.518	137.530	13.753	100.807	275.184	2.592.584	58
24	1.543.091	100.922	238.154	140.281	84.169	140.281	14.028	100.303	280.688	2.641.916	59
25	1.573.952	102.940	242.917	143.087	85.852	143.087	14.309	99.801	286.302	2.692.246	61

Tabla 8.12: Evolución del OPEX del parque eólico del Llano Muedo a lo largo de los 25 años de vida útil (inflación del 2 % anual).

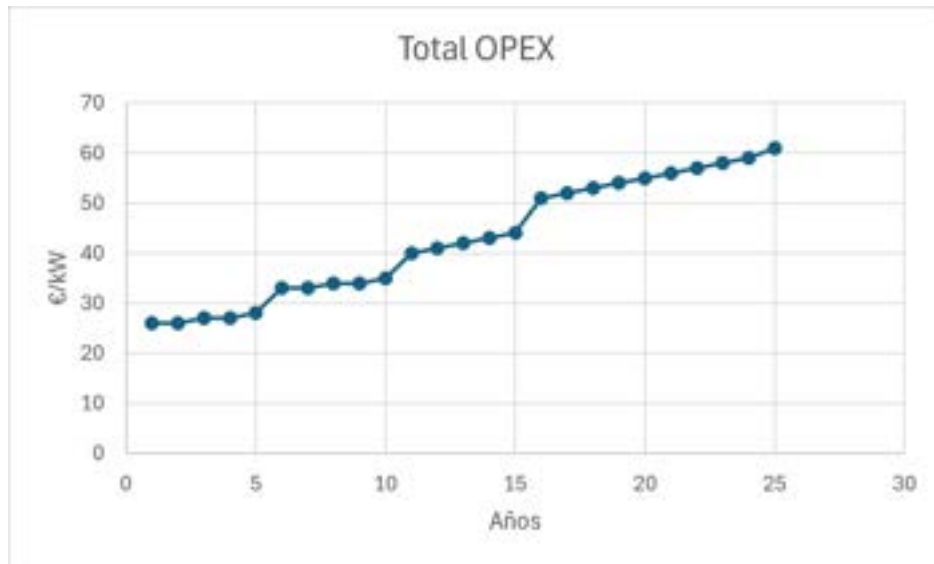


Figura 8.5: Evolución del OPEX específico (€/kW·año) a lo largo de la vida útil del proyecto.

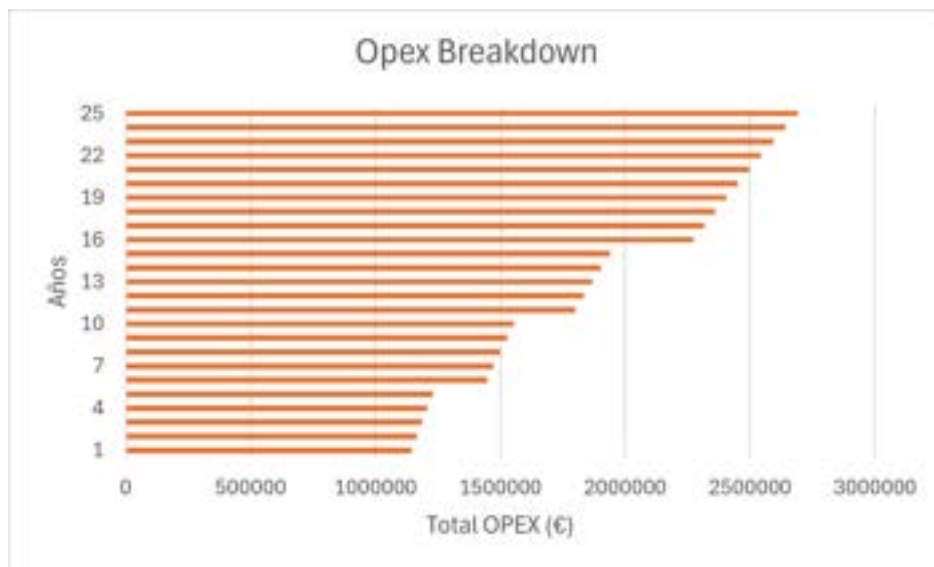


Figura 8.6: Evolución del OPEX total anual (€) del parque a lo largo de los 25 años de vida útil.

Se aprecian claramente los tres escalones de la curva de O&M (años 6 y 16), así como el salto adicional en el año 11, correspondiente al inicio de la dotación de la provisión para grandes reparaciones.

8.4 Estructura de financiación

8.4.1 Estructura de capital adoptada

Se adopta una estructura de *Project Finance* con un ratio de apalancamiento del **70 % de deuda y 30 % de equity**, en línea con la práctica habitual de los principales promotores eólicos que operan en España. Dado que la estructura de financiación se calcula como un porcentaje del CAPEX total en euros —magnitud que no depende de la potencia nominal de las turbinas, sino de las cantidades físicas de la obra y del precio de los equipos—, los importes de deuda y *equity* son:

$$Deuda = 50,342,240 \text{ €} \times 0,70 = 35,239,568 \text{ €} \quad (8.8)$$

$$Equity = 50,342,240 \text{ €} \times 0,30 = 15,102,672 \text{ €} \quad (8.9)$$

Concepto	Valor
CAPEX total	50.342.240 €
Ratio Deuda / Equity	70 % / 30 %
Deuda senior	35.239.568 €
Equity (capital propio)	15.102.672 €
Tipo de interés (todo incluido)	5,0 % fijo
Plazo total	15 años (1 de carencia + 14 de amortización)
Sistema de amortización	Francés (cuota constante)

Tabla 8.13: Estructura de capital adoptada para el escenario de *Project Finance*.

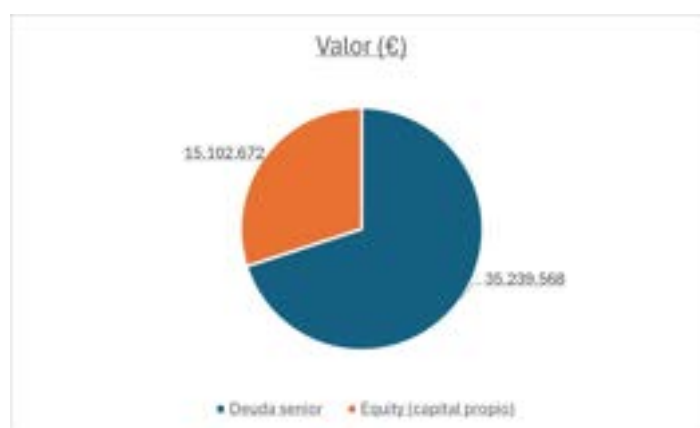


Figura 8.7: Estructura de capital del proyecto: deuda senior frente a capital propio.

8.4.2 Condiciones de la deuda senior

Se adopta un tipo de interés todo incluido del **5,0 %** (aproximación del Euribor a 12 meses más un *spread* de mercado de 200–250 puntos básicos, simplificado como tipo fijo para evitar la modelización de una curva de tipos variable), un plazo total de **15 años**, con un año de carencia de capital durante la construcción (en el que solo se abonan intereses) y un sistema de amortización francés de cuota constante a partir del año 2, criterio habitual en *Project Finance* por su efecto estabilizador sobre el DSCR.

La cuota anual constante del periodo de amortización se obtiene mediante la fórmula de la anualidad:

$$A = D \cdot \frac{i}{1 - (1 + i)^{-n}} \quad (8.10)$$

donde D es el saldo de deuda al inicio del periodo de amortización (35.239.568 €), i es el tipo de interés anual (5,0 %) y n es el número de anualidades (14). Resolviendo la ecuación (8.10) se obtiene una cuota anual constante de **3.560.041 €/año** entre los años 2 y 15.

8.4.3 Cuadro de amortización de la deuda

Año	Fase	Intereses (€)	Principal (€)	Servicio deuda (€)	Saldo vivo (€)
0	Disposición (construcción)	—	—	—	35.239.568
1	Carencia (solo intereses)	1.761.978	0	1.761.978	35.239.568
2	Amortización francesa	1.761.978	1.798.063	3.560.041	33.441.505
3	Amortización francesa	1.672.075	1.887.966	3.560.041	31.553.540
4	Amortización francesa	1.577.677	1.982.364	3.560.041	29.571.176
5	Amortización francesa	1.478.559	2.081.482	3.560.041	27.489.693
6	Amortización francesa	1.374.485	2.185.556	3.560.041	25.304.137
7	Amortización francesa	1.265.207	2.294.834	3.560.041	23.009.303
8	Amortización francesa	1.150.465	2.409.576	3.560.041	20.599.727
9	Amortización francesa	1.029.986	2.530.055	3.560.041	18.069.672
10	Amortización francesa	903.484	2.656.557	3.560.041	15.413.115
11	Amortización francesa	770.656	2.789.385	3.560.041	12.623.729
12	Amortización francesa	631.186	2.928.855	3.560.041	9.694.875
13	Amortización francesa	484.744	3.075.297	3.560.041	6.619.577
14	Amortización francesa	330.979	3.229.062	3.560.041	3.390.515
15	Amortización francesa	169.526	3.390.515	3.560.041	0

Tabla 8.14: Cuadro de amortización de la deuda senior (sistema francés, 15 años).

El préstamo queda íntegramente amortizado al finalizar el año 15, con un total de intereses pagados de 16.362.985 € y un principal total amortizado de 35.239.568 €, coincidente con la deuda inicial. Los años 16 a 25 (10 años) quedan completamente libres de servicio de la deuda, lo que constituye un colchón muy favorable para el *equity* en la última fase de vida del parque.

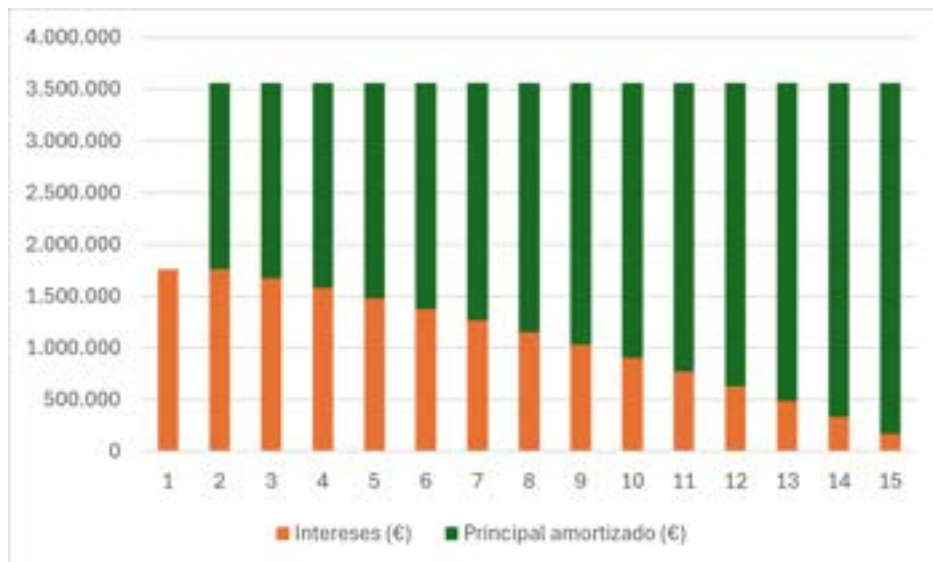


Figura 8.8: Composición del servicio de la deuda (intereses y principal) a lo largo de los 15 años de amortización.



Figura 8.9: Evolución del saldo vivo de la deuda (años 0 a 15).

El cumplimiento del ratio de cobertura del servicio de la deuda (DSCR) se verifica en la Sección 8.6, una vez calculado el EBITDA del proyecto.

8.5 Ingresos: estrategia de venta de la energía

8.5.1 Mercado spot frente a contrato PPA

La estrategia de venta de la energía es una de las decisiones comerciales más determinantes del proyecto. Se analizan dos escenarios de referencia:

Escenario A– Mercado spot (OMIE): el parque vende su producción al precio horario del mercado diario ibérico. Los ingresos no pueden aproximarse mediante el producto entre el AEP y el precio medio aritmético anual, ya que ello ignoraría el fenómeno de la **canibalización de precios**: la producción eólica se concentra en las mismas franjas horarias en las que coinciden otros generadores eólicos, lo que provoca un exceso de oferta y una depresión sistemática del precio en dichas horas. El precio efectivamente percibido por un parque eólico —el **precio capturado** (*captured price*)— es, por tanto, inferior al precio medio aritmético del mercado:

$$Ingreso_{spot} = \sum_{h=1}^{8760} P_h \cdot \pi_h \quad (8.11)$$

Escenario B– Contrato PPA (*Power Purchase Agreement*): el parque vende su producción a un precio fijo pactado con un *offtaker* (comercializadora o gran consumidor industrial) durante un plazo determinado:

$$Ingreso_{PPA} = AEP_n \cdot Precio_{PPA} \quad (8.12)$$

El precio PPA suele incorporar un descuento frente al precio medio de mercado, que el *offtaker* exige a cambio de asumir el riesgo de precio y de aportar bancabilidad al proyecto.

8.5.2 El capture rate eólico

Los informes de mercado (AleaSoft, Aurora Energy Research, CNMC) sitúan el *capture rate* eólico en España en un rango del 85 %– 95 % del precio medio aritmético del mercado *spot* en años normales, pudiendo caer por debajo del 80 % en años de elevada penetración renovable simultánea. Para el presente modelo se adopta un **capture rate del 88 %**, valor intermedio conservador dentro del rango de referencia.

El precio medio histórico del mercado diario español ha evolucionado de forma muy volátil en los últimos años, como recoge la Tabla 8.15:

Año	Precio medio OMIE (€/MWh)	Variación interanual
2021	111,93	—
2022	167,52	+49,7 % (crisis energética)
2023	87,10	–48,0 %
2024	63,20	–27,5 %
2025	65,29– 65,52	+3,6 %

Tabla 8.15: Precio medio anual del mercado diario español (OMIE), fuente: OMIE / REE.

8.5.3 Hipótesis de proyección de precios

Ante la ausencia de una curva de precios forward líquida a 25 años en el mercado eléctrico español, se adopta la hipótesis estándar de **precio real constante**: se fija un precio *spot* real base de **60 €/MWh** para el primer año de operación del parque, coherente con las previsiones de mercado consultadas para el periodo 2026–2027 ajustadas a un escenario de rebote moderado por la progresiva electrificación de la demanda. A partir de ahí, el precio nominal crece exclusivamente con la inflación (2,0 %/año), manteniendo el precio real constante:

$$Precio_{spot,nominal,n} = Precio_{spot,real} \times (1 + i)^{n-1} \quad (8.13)$$

$$Precio_{spot,capturado,n} = Precio_{spot,nominal,n} \times 0,88 \quad (8.14)$$

Para el precio PPA, la investigación de mercado realizada (rango de 50–60 €/MWh para PPA eólicos en España en 2025, con cotizaciones de referencia en torno a 55–59 €/MWh a 10 años) conduce a adoptar un **precio PPA fijo de 55 €/MWh**, en términos nominales, con un plazo contractual de **10 años**. A partir del año 11, el parque vende su producción a mercado *spot* con el *capture rate* del 88 %.

Parámetro	Valor	Justificación
Precio <i>spot</i> real base (año 1)	60 €/MWh	Previsiones de mercado 2026–2027
Inflación aplicada al precio <i>spot</i>	2,0 %/año	Coherente con Sección 8.1
<i>Capture rate</i> eólico	88 %	AleaSoft / CNMC, rango 85–95 %
Precio capturado <i>spot</i> (año 1)	52,8 €/MWh	$60 \times 0,88$
Precio PPA (fijo, nominal)	55 €/MWh	Rango de mercado PPA eólico España (2025)
Plazo del PPA	10 años	Estándar del sector

Tabla 8.16: Hipótesis de precio adoptadas para el modelo de ingresos.

8.5.4 Proyección de ingresos a 25 años

Aplicando las hipótesis anteriores al AEP degradado año a año (ecuación (8.3)), se obtiene la proyección de ingresos brutos del escenario mixto adoptado (PPA durante los 10 primeros años, mercado *spot* capturado a partir del año 11), que se compara con un escenario alternativo de venta a mercado *spot* durante toda la vida útil del proyecto.

Año	Régimen	Precio aplicado (€/MWh)	AEP neto (MWh)	Ingresos PPA10+Spot (€)	Ingresos 100 % Spot (€)
1	PPA	55,00	160.799	8.843.945	8.490.187
2	PPA	55,00	159.995	8.799.725	8.616.691
3	PPA	55,00	159.195	8.755.727	8.745.080
4	PPA	55,00	158.399	8.711.948	8.875.381
5	PPA	55,00	157.607	8.668.388	9.007.625
6	PPA	55,00	156.819	8.625.046	9.141.838
7	PPA	55,00	156.035	8.581.921	9.278.052
8	PPA	55,00	155.255	8.539.011	9.416.295
9	PPA	55,00	154.478	8.496.316	9.556.597
10	PPA	55,00	153.706	8.453.835	9.698.991
11	Spot (post-PPA)	64,36	152.938	9.843.506	9.843.506
12	Spot (post-PPA)	65,65	152.173	9.990.174	9.990.174
13	Spot (post-PPA)	66,96	151.412	10.139.027	10.139.027
14	Spot (post-PPA)	68,30	150.655	10.290.099	10.290.099
15	Spot (post-PPA)	69,67	149.902	10.443.421	10.443.421
16	Spot (post-PPA)	71,06	149.152	10.599.028	10.599.028
17	Spot (post-PPA)	72,48	148.406	10.756.954	10.756.954
18	Spot (post-PPA)	73,93	147.664	10.917.232	10.917.232
19	Spot (post-PPA)	75,41	146.926	11.079.899	11.079.899
20	Spot (post-PPA)	76,92	146.191	11.244.990	11.244.990
21	Spot (post-PPA)	78,46	145.460	11.412.540	11.412.540
22	Spot (post-PPA)	80,03	144.733	11.582.587	11.582.587
23	Spot (post-PPA)	81,63	144.009	11.755.167	11.755.167
24	Spot (post-PPA)	83,26	143.289	11.930.319	11.930.319
25	Spot (post-PPA)	84,93	142.573	12.108.081	12.108.081

Tabla 8.17: Proyección de ingresos brutos a 25 años: escenario mixto PPA10+Spot frente a 100 % Spot.

Los ingresos acumulados a lo largo de los 25 años ascienden a **250.568.886 €** en el escenario mixto y a **254.919.761 €** en el escenario 100 % *spot*, es decir, una diferencia de **4.350.875 €** (1,7 %) a favor del escenario *spot* puro.

Este resultado, aparentemente contraintuitivo, ilustra un principio central de la gestión de riesgos en proyectos de energía: el contrato PPA no maximiza el ingreso esperado, pero elimina la exposición al riesgo de precio durante los diez primeros años del proyecto —precisamente los de mayor apalancamiento financiero (Sección 8.4)— y aporta la bancabilidad necesaria para acceder a condiciones de financiación favorables. El coste de esa certidumbre —el «precio del seguro»— es medible y asciende a apenas un 1,7 % de los ingresos totales del proyecto.



Figura 8.10: Ingresos anuales del parque: escenario mixto PPA10+Spot frente a escenario 100 % Spot (años 1–25).

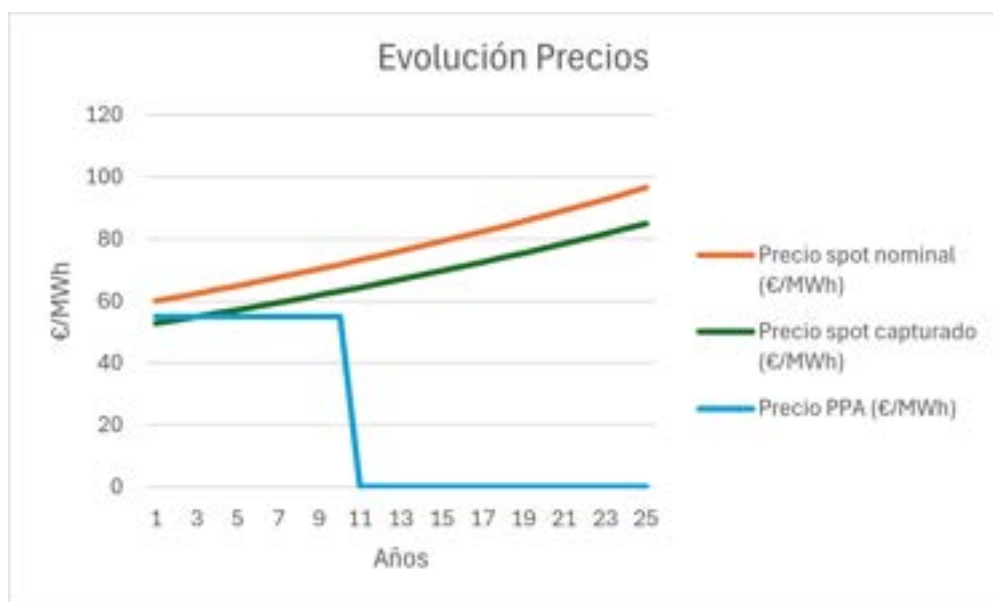


Figura 8.11: Evolución de los precios de venta de la energía: spot nominal, spot capturado y PPA (años 1–25).

8.6 Cuenta de resultados y flujos de caja

8.6.1 Estructura de la cuenta de resultados

A partir de los ingresos (Sección 8.5) y el OPEX (Sección 8.3) proyectados, se construye la cuenta de resultados anual del proyecto siguiendo el esquema estándar de análisis de proyectos de generación eléctrica:

Ingresos brutos por venta de energía
 (–) IVPEE (7 % sobre ingresos brutos)
 (–) Canon variable de terreno (1,5 % sobre ingresos brutos)
 = Ingresos netos
 (–) OPEX
 = EBITDA
 (–) Amortización contable (lineal, 25 años)
 = EBIT
 (–) Gastos financieros (intereses de la deuda)
 = EBT (Beneficio antes de impuestos)
 (–) Impuesto de Sociedades (25 %)
 = Beneficio neto

La cuota de amortización contable, calculada de forma lineal sobre la totalidad del CAPEX a lo largo de los 25 años de vida útil, es:

$$\text{Amortización} = \frac{50,342,240 \text{ €}}{25} = 2,013,690 \text{ €/año} \quad (8.15)$$

8.6.2 Flujos de caja del proyecto y del accionista

A partir de la cuenta de resultados se derivan dos flujos de caja de naturaleza distinta:

El **FCFF** (*Free Cash Flow to Firm*), o flujo de caja libre del proyecto, representa la caja generada por el activo con independencia de su estructura de financiación. Se emplea para calcular la rentabilidad del proyecto en su conjunto (*Project IRR*):

$$FCFF = EBITDA - T_u - \Delta WC + VR \quad (8.16)$$

donde T_u es el impuesto «teórico» calculado sobre el EBIT sin el efecto del escudo fiscal de la deuda, ΔWC es la variación del capital circulante y VR es el valor residual (nulo en el año 25 según la hipótesis adoptada en la Sección 8.9).

El **FCFE** (*Free Cash Flow to Equity*), o flujo de caja libre del accionista, representa la caja que efectivamente recibe el promotor una vez atendido el servicio de la deuda:

$$FCFE = BN + Amort - Principal - \Delta WC + VR \quad (8.17)$$

donde BN es el beneficio neto y $Principal$ es la amortización de principal de la deuda en cada año (Tabla 8.14).

El capital circulante (*Working Capital*) se modela como el **8 %** de los ingresos brutos anuales, proxy razonable equivalente a aproximadamente un mes de facturación, en línea con el desfase habitual entre la generación de energía y su cobro efectivo en el mercado eléctrico. Su variación año a año impacta el flujo de caja, y se recupera íntegramente en el año 25.

8.6.3 Cuenta de resultados y cash flow completos

La Tabla 8.18 recoge la cuenta de resultados y ambos flujos de caja para la totalidad de la vida útil del proyecto.

Año	Ingr. brutos	IVPEE	Canon var.	OPEX	EBITDA	Amort.	EBIT	Interes.	Ben. neto	Principal	FCFF	FCFE
1	8.843.945	619.076	132.659	1.146.018	6.946.191	2.013.690	4.932.502	1.761.978	2.377.893	0	5.005.550	3.684.067
2	8.799.725	615.981	131.996	1.166.125	6.885.624	2.013.690	4.871.934	1.761.978	2.332.467	1.798.063	5.671.178	2.551.631
3	8.755.727	612.901	131.336	1.186.647	6.824.843	2.013.690	4.811.153	1.672.075	2.354.308	1.887.966	5.625.574	2.483.552
4	8.711.948	609.836	130.679	1.207.594	6.763.838	2.013.690	4.750.149	1.577.677	2.379.354	1.982.364	5.579.803	2.414.181
5	8.668.388	606.787	130.026	1.228.974	6.702.601	2.013.690	4.688.911	1.478.559	2.407.765	2.081.482	5.533.858	2.343.457
6	8.625.046	603.753	129.376	1.447.234	6.444.684	2.013.690	4.430.994	1.374.485	2.292.382	2.185.556	5.340.403	2.123.983
7	8.581.921	600.734	128.729	1.473.434	6.379.024	2.013.690	4.365.334	1.265.207	2.325.096	2.294.834	5.291.140	2.047.401
8	8.539.011	597.731	128.085	1.500.172	6.313.023	2.013.690	4.299.334	1.150.465	2.361.652	2.409.576	5.241.623	1.969.198
9	8.496.316	594.742	127.445	1.527.459	6.246.671	2.013.690	4.232.981	1.029.986	2.402.246	2.530.055	5.191.841	1.889.297
10	8.453.835	591.768	126.808	1.555.304	6.179.955	2.013.690	4.166.265	903.484	2.447.086	2.656.557	5.141.787	1.807.617
11	8.413.506	588.805	126.171	1.583.153	6.117.202	2.013.690	4.098.814	770.656	2.498.231	2.789.385	5.092.402	1.736.346
12	8.373.177	585.842	125.534	1.610.999	6.057.444	2.013.690	4.032.564	631.186	2.557.379	2.928.855	5.041.247	1.665.075
13	8.332.848	582.879	124.895	1.638.845	5.996.675	2.013.690	3.966.315	484.744	2.626.423	3.075.297	4.990.092	1.593.804
14	8.292.519	579.916	124.256	1.666.691	5.935.906	2.013.690	3.899.566	330.979	2.695.492	3.229.062	4.938.837	1.522.533
15	8.252.190	576.953	123.617	1.694.537	5.875.137	2.013.690	3.833.317	169.526	2.770.567	3.390.515	4.887.581	1.451.262
16	8.211.861	573.990	122.978	1.722.383	5.814.368	2.013.690	3.767.068	0	2.845.642	0	4.836.326	1.380.000
17	8.171.532	571.027	122.339	1.750.229	5.753.399	2.013.690	3.700.819	0	2.920.717	0	4.785.075	1.308.739
18	8.131.203	568.064	121.700	1.778.075	5.692.430	2.013.690	3.634.570	0	3.000.788	0	4.734.326	1.237.478
19	8.090.874	565.101	121.061	1.805.921	5.631.461	2.013.690	3.568.321	0	3.080.859	0	4.683.577	1.166.217
20	8.050.545	562.138	120.422	1.833.767	5.570.492	2.013.690	3.502.072	0	3.160.930	0	4.632.828	1.094.956
21	8.010.216	559.175	119.783	1.861.613	5.509.523	2.013.690	3.435.823	0	3.241.001	0	4.582.079	1.023.695
22	7.969.887	556.212	119.144	1.889.459	5.448.554	2.013.690	3.369.574	0	3.321.072	0	4.531.330	952.434
23	7.929.558	553.249	118.505	1.917.305	5.387.585	2.013.690	3.303.325	0	3.401.143	0	4.480.581	881.173
24	7.889.229	550.286	117.866	1.945.151	5.326.616	2.013.690	3.237.076	0	3.481.214	0	4.429.832	809.912
25	7.848.900	547.323	117.227	1.973.000	5.265.647	2.013.690	3.172.958	0	3.561.285	0	4.379.083	738.651

Tabla 8.18: Cuenta de resultados y flujos de caja del proyecto (FCFF) y del accionista (FCFE) a 25 años.

Los flujos de inversión inicial en el año 0 son $FCFF_0 = -50,342,240 \text{ €}$ y $FCFE_0 = -15,102,672 \text{ €}$. Los totales acumulados a lo largo de los 25 años de explotación ascienden a **148.871.313 €** de FCFF y **101.359.506 €** de FCFE, con un EBITDA medio anual de **7.268.573 €** y un margen EBITDA medio del **79,6 %**, cifra propia de un activo eólico maduro con un componente de coste variable reducido.

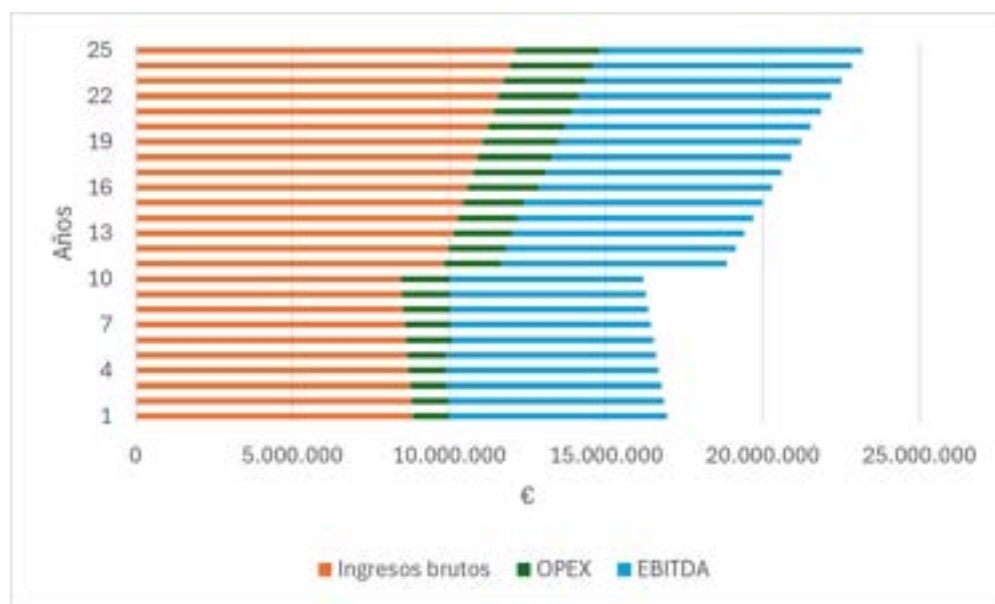


Figura 8.12: Evolución de los ingresos brutos, el OPEX y el EBITDA del parque (años 1–25).

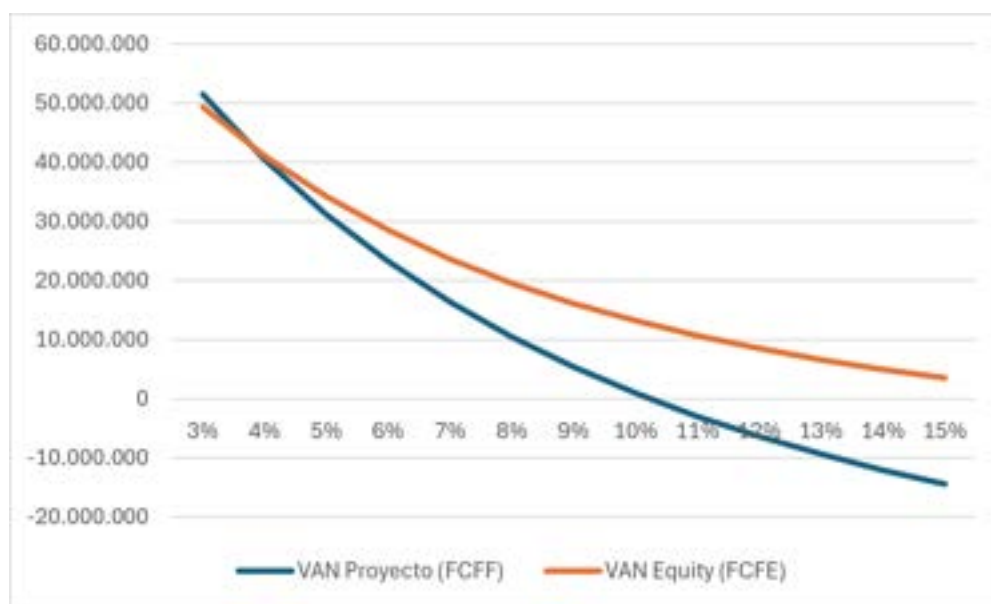


Figura 8.13: Evolución del FCFF y del FCFE (años 1–25). El salto en el año 16 corresponde a la cancelación total de la deuda.

8.6.4 Verificación del DSCR

El ratio de cobertura del servicio de la deuda se calcula, para cada año con servicio de deuda activo, como:

$$DSCR_n = \frac{EBITDA_n}{Servicio\ de\ la\ deuda_n} \quad (8.18)$$

Aplicando la ecuación (8.18) a los datos de la Tabla 8.18 y la Tabla 8.14, el DSCR se mantiene en todos los años del periodo de amortización (años 1 a 15) en un rango de aproximadamente **1,8x a 4,0x**, muy por encima del umbral mínimo habitualmente exigido por las entidades financieras (1,30x). Este resultado confirma que la estructura de apalancamiento del 70 % adoptada es conservadora, y que el proyecto dispondría de margen para soportar un apalancamiento superior sin comprometer el repago de la deuda, aspecto que se retoma en el análisis de sensibilidad (Sección 8.8).

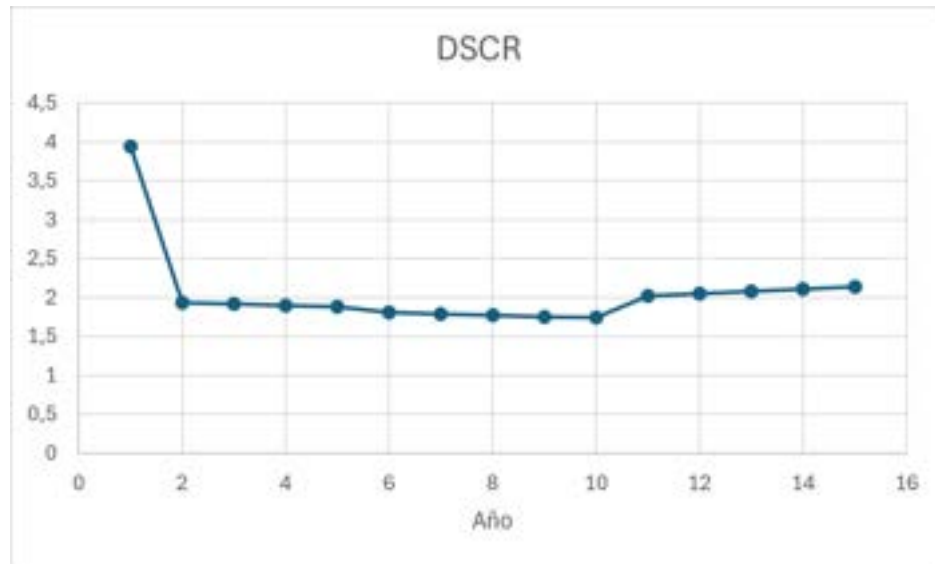


Figura 8.14: Evolución del DSCR a lo largo del periodo de amortización de la deuda (años 1–15), con referencia al umbral mínimo bancario (1,30x).

8.7 Indicadores de rentabilidad

8.7.1 VAN y TIR

El Valor Actual Neto (VAN) descuenta la totalidad de los flujos de caja futuros del proyecto a la tasa de descuento correspondiente:

$$VAN = \sum_{n=0}^{25} \frac{CF_n}{(1+r)^n} \quad (8.19)$$

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de descuento que iguala el VAN a cero:

$$0 = \sum_{n=0}^{25} \frac{CF_n}{(1+TIR)^n} \quad (8.20)$$

Aplicando estas expresiones a los flujos FCFF y FCFE de la Tabla 8.18, se obtienen los resultados de la Tabla 8.19.

Indicador	Proyecto (FCFF, <i>unlevered</i>)	Equity (FCFE, <i>levered</i>)
TIR	10,23 %	18,31 %
VAN a la tasa de descuento propia (WACC 7,0 % / K_e 7,5 %)	16.357.717 €	21.540.331 €
MOIC (múltiplo sobre capital invertido)	2,96x	6,71x
<i>Payback</i> simple	9,36 años	5,77 años
<i>Payback</i> descontado	15,02 años	8,32 años

Tabla 8.19: Indicadores de rentabilidad del proyecto y del accionista.

El resultado más destacable de la Tabla 8.19 es el efecto de apalancamiento financiero: al ser el coste de la deuda (5,0 %) sensiblemente inferior a la rentabilidad del activo desapalancado (10,23 %), cada euro de deuda amplifica el retorno percibido por el accionista, cuya TIR (18,31 %) prácticamente dobla la del proyecto. Este resultado es coherente con el hallazgo

del DSCR de la Sección 8.6: dado el amplio margen entre el coste de la deuda y la rentabilidad del activo, podría explorarse un apalancamiento superior al 70 % para incrementar aún más la rentabilidad del accionista, aspecto que se analiza en la Sección 8.8.

El proyecto resulta viable tanto a nivel de activo como de accionista, con un margen (*spread*) claramente positivo sobre el coste de capital exigido:

$$\text{Spread}_{\text{Proyecto}} = 10,23 \% - 7,0 \% = +3,23 \text{ puntos porcentuales} \quad (8.21)$$

$$\text{Spread}_{\text{Equity}} = 18,31 \% - 7,5 \% = +10,81 \text{ puntos porcentuales} \quad (8.22)$$

8.7.2 Curva de VAN frente a la tasa de descuento

La Tabla 8.20 y la Figura 8.15 muestran la sensibilidad del VAN a la tasa de descuento empleada, permitiendo visualizar directamente el punto en que cada curva cruza el eje de abscisas —que corresponde, por definición, a la TIR—.

Tasa de descuento	VAN Proyecto (FCFF)	VAN Equity (FCFE)
3 %	51.457.286	49.389.432
4 %	40.467.224	41.120.585
5 %	31.139.727	34.241.484
6 %	23.181.953	28.491.613
7 %	16.357.717	23.662.828
8 %	10.475.756	19.588.246
9 %	5.380.569	16.133.600
10 %	945.219	13.190.489
11 %	−2.934.320	10.671.096
12 %	−6.343.637	8.504.035
13 %	−9.353.432	6.631.078
14 %	−12.022.328	5.004.569
15 %	−14.399.129	3.585.373

Tabla 8.20: Sensibilidad del VAN del proyecto y del *equity* frente a la tasa de descuento.

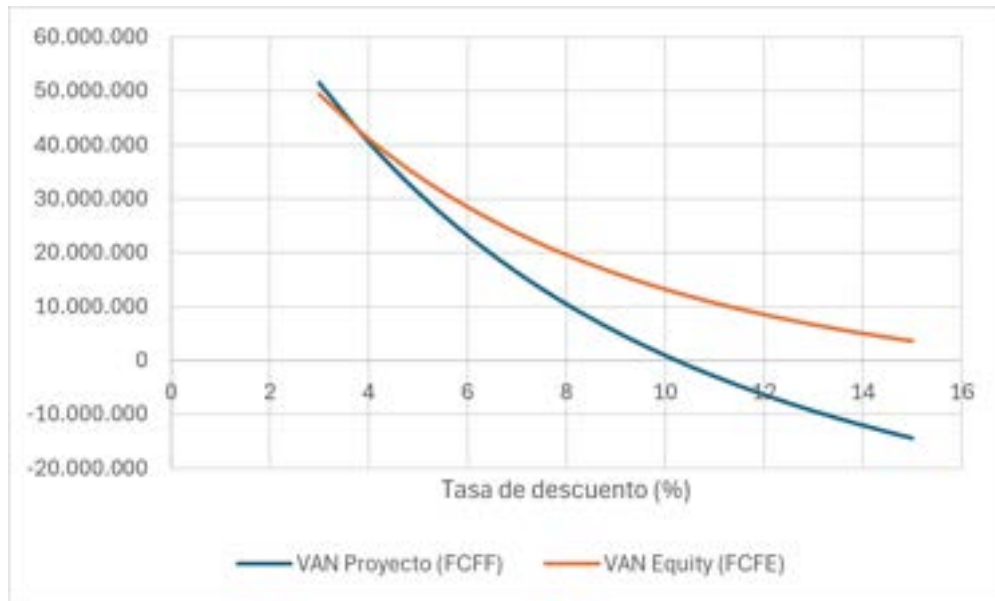


Figura 8.15: Curva de VAN frente a la tasa de descuento — Proyecto (FCFF) y *Equity* (FCFE).

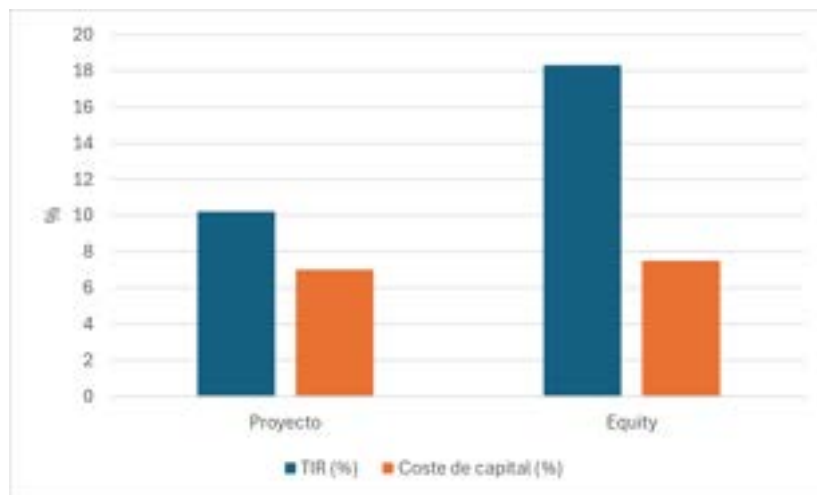


Figura 8.16: Comparativa entre la TIR obtenida y el coste de capital exigido, a nivel de proyecto y de *equity*.

8.7.3 *Running IRR: evolución de la TIR acumulada*

Con el fin de visualizar la evolución temporal de la rentabilidad del proyecto, se calcula la TIR acumulada considerando únicamente los flujos de caja generados hasta cada año n (*running IRR*), lo que permite identificar el momento en que el proyecto y el accionista alcanzan el punto de equilibrio de rentabilidad.

Año	Running IRR Proyecto	Año	Running IRR Proyecto	Running IRR Equity
1	−90,06 %	14		6,25 %
2	−61,10 %	15		6,99 %
3	−40,10 %	16		7,59 %
4	−26,37 %	17		8,09 %
5	−17,21 %	18		8,51 %
6	−11,01 %	19		8,87 %
7	−6,55 %	20		9,19 %
8	−3,25 %	21		9,45 %
9	−0,75 %	22		9,68 %
10	1,17 %	23		9,88 %
11	2,87 %	24		10,06 %
12	4,24 %	25		10,23 %
13	5,35 %			

Tabla 8.21: Evolución de la TIR acumulada (*running IRR*) del proyecto y del *equity*, años 1–25. Nota: la columna *Running IRR Equity* para los años 1–9 sigue la misma metodología; consultar Figura 8.17 para la serie completa.



Figura 8.17: Evolución de la TIR acumulada (*running IRR*) del proyecto y del *equity* a lo largo de la vida útil.

La convergencia asintótica de ambas curvas hacia sus valores finales permite identificar el momento en que cada perspectiva de inversión alcanza el punto de equilibrio: el proyecto en su conjunto lo hace en torno al año 10, mientras que, gracias al efecto de apalancamiento, el accionista alcanza rentabilidad positiva ya en el año 6.

8.7.4 LCOE: coste nivelado de la energía

El Coste Nivelado de la Energía (*Levelized Cost of Energy*, LCOE) representa el precio mínimo al que debería venderse cada MWh generado para cubrir, en valor actual, la totalidad de los costes del proyecto (CAPEX y OPEX descontados) a lo largo de su vida útil:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{n=1}^{25} \frac{OPEX_n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^{25} \frac{AEP_n}{(1+r)^n}} \quad (8.23)$$

Tasa de descuento	LCOE (€/MWh)
5 %	34,53
6 %	36,62
7 % (WACC base)	38,82
8 %	41,12
9 %	43,50

Tabla 8.22: LCOE del parque eólico del Llano Muedo para distintas tasas de descuento.

El LCOE obtenido en el escenario base (38,82 €/MWh) es coherente con el dato de referencia de IRENA citado en la introducción del proyecto (34 \$/MWh de media global para la eólica onshore), situándose el parque del Llano Muedo ligeramente por encima como resultado esperable de las condiciones específicas del emplazamiento y del mercado español. Resulta especialmente relevante que este valor se sitúe muy por debajo tanto del precio PPA contratado (55 €/MWh) como del precio *spot* capturado en todos los años del proyecto (Tabla 8.17), lo que constituye la evidencia más directa de la viabilidad económica del parque en cualquiera de los dos escenarios de venta analizados.

8.8 Análisis de sensibilidad y escenarios

Un resultado de VAN positivo bajo un único conjunto de hipótesis no es, por sí solo, prueba suficiente de la solidez de un proyecto de inversión. Resulta imprescindible evaluar la robustez de los resultados frente a la incertidumbre inherente a las principales variables del modelo. Con este objetivo, se desarrollan tres análisis complementarios: un análisis univariante (*tornado chart*), un análisis de escenarios combinados y el cálculo del precio de equilibrio (*break-even*).

8.8.1 Variables analizadas

Variable	Rango de sensibilidad	Justificación
Precio de la energía	±20 %	Mayor incertidumbre: mercado eléctrico volátil
AEP (producción)	P90 (−10,3 %) / +10 %	Incertidumbre del recurso eólico (Cap. 3 y 7)
CAPEX	±15 %	Riesgo de sobrecostos de construcción
OPEX	±15 %	Riesgo de evolución de costes operativos
Tipo de interés de la deuda	±150 pb	Riesgo de tipo de interés

Tabla 8.23: Variables y rangos analizados en el estudio de sensibilidad.

8.8.2 Análisis univariante: tornado chart

El análisis de tornado consiste en variar una única variable de forma aislada —manteniendo el resto en su valor base— y registrar el VAN resultante en los extremos alto y bajo de su rango, con el fin de identificar qué variables tienen mayor impacto sobre la rentabilidad del proyecto.

Variable	VAN Proyecto (bajo)	VAN Proyecto (alto)	Rango
Precio de la energía (± 20 %)	1.287.243	31.428.193	30.140.950
AEP (P90 vs. +10 %)	8.726.507	23.798.692	15.072.190
CAPEX (± 15 %)	9.322.174	23.393.262	14.071.090
OPEX (± 15 %)	14.179.854	18.535.582	4.355.727
Tipo de interés de la deuda (± 150 pb)	16.357.718	16.357.718	0

Tabla 8.24: Análisis de sensibilidad univariante (*tornado*) sobre el VAN del proyecto (FCFF).

Resulta destacable que el tipo de interés de la deuda no tenga ningún impacto sobre el VAN del Proyecto: esto no constituye un error, sino una consecuencia directa de la propia definición del FCFF, que por naturaleza es *unlevered* (independiente de la estructura de financiación). Dicha variable sí afecta, en cambio, de forma relevante al VAN del *Equity* (rango de 4.623.621 €), que es *levered* por definición.

La jerarquía de sensibilidad resultante —precio de la energía > AEP > CAPEX > OPEX > tipo de interés— constituye uno de los hallazgos más relevantes del capítulo: el precio de venta de la energía condiciona la rentabilidad del proyecto de forma más determinante que el propio CAPEX, la partida de inversión de mayor magnitud. Ello confirma que la estrategia comercial de venta de la energía (PPA frente a mercado *spot*, Sección 8.5) resulta, en última instancia, más decisiva para el éxito del proyecto que la propia ejecución técnica de la obra civil o eléctrica.

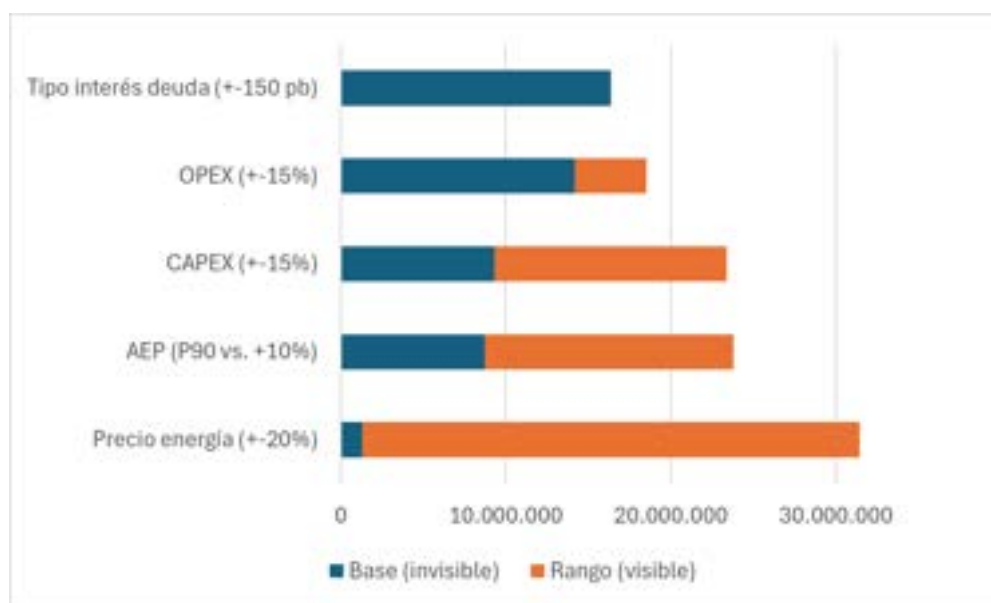


Figura 8.18: Diagrama de tornado: sensibilidad del VAN del Proyecto (FCFF) frente a las principales variables de riesgo.

8.8.3 Análisis de escenarios combinados

A diferencia del análisis de tornado, que aísla el efecto de cada variable, el análisis de escenarios combina simultáneamente varias variables en la misma dirección, ofreciendo una visión más realista de los casos extremos plausibles.

Escenario	VAN Proyecto	VAN Equity	TIR Proyecto	TIR Equity
Pesimista (precio -15 %, AEP P90, CAPEX +10 %, OPEX +10 %)	-7.574.052 €	-665.649 €	5,48 %	7,20 %
Base	16.357.718 €	21.540.331 €	10,23 %	18,31 %
Optimista (precio +15 %, AEP +5 %, CAPEX -5 %, OPEX -5 %)	35.013.627 €	39.018.482 €	13,86 %	28,68 %

Tabla 8.25: Resultados del análisis de escenarios combinados (Pesimista / Base / Optimista).

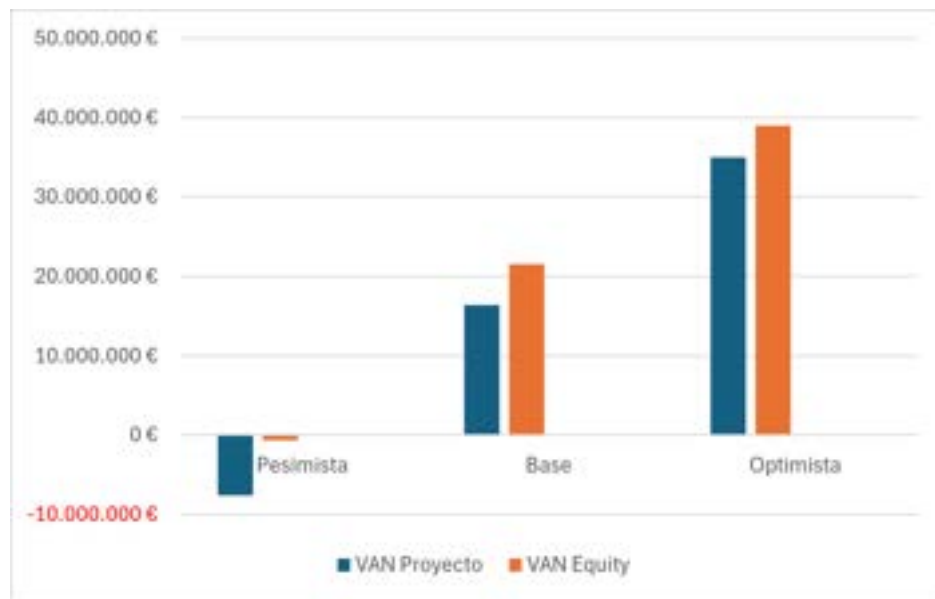


Figura 8.19: VAN del Proyecto y del Equity en los escenarios Pesimista, Base y Optimista.

El resultado del escenario pesimista es especialmente relevante para la discusión del capítulo: cuando se materializan simultáneamente los principales riesgos identificados —caída del precio de la energía, producción en el percentil P90, y sobrecostes en CAPEX y OPEX—, tanto el VAN del Proyecto como el del Equity se tornan negativos. Este resultado matiza la conclusión, aparentemente más optimista, que podría extraerse del análisis del DSCR (Sección 8.6): si bien el apalancamiento financiero amplifica de forma muy favorable la rentabilidad del accionista en el escenario base, dicho efecto protector no es suficiente, por sí solo, para blindar al inversor frente a la acumulación simultánea de varios riesgos adversos. Esta conclusión refuerza, una vez más, la importancia crítica de la estrategia comercial de venta de energía como principal palanca de mitigación de riesgo del proyecto.

8.8.4 Precio de equilibrio (break-even)

Por último, se calcula el precio de venta de la energía que hace que el VAN del Proyecto sea igual a cero, manteniendo el resto de hipótesis en su valor base, lo que permite estimar el margen de seguridad del proyecto frente a caídas del precio de mercado:

- **Precio PPA de equilibrio:** 43,06 €/MWh, frente a los 55 €/MWh del caso base contratado — un margen de seguridad de **11,94 €/MWh (21,7 %)**.
- **Precio spot real de equilibrio:** 46,98 €/MWh, frente a los 60 €/MWh del caso base.

Ambos valores resultan coherentes con el LCOE calculado en la Sección 8.7 (38,82 €/MWh): el precio de equilibrio se sitúa lógicamente por encima del LCOE, ya que este último es un concepto de coste puro, mientras que el precio de *break-even* incorpora adicionalmente el retorno mínimo exigido por el WACC.

8.9 Valor residual, capital circulante y cierre del modelo

8.9.1 Alternativas de fin de vida útil

Al finalizar los 25 años de vida útil de diseño, un parque eólico dispone de tres alternativas de actuación, que conviene analizar de forma cualitativa aunque el modelo financiero solo desarrolle en detalle la primera:

Desmantelamiento total: obligación legal en España (normativa estatal y autonómica de Castilla y León) de retirar la instalación y restaurar el terreno a su estado original. Implica un coste de desmantelamiento (retirada de turbinas, demolición de cimentaciones, restauración del terreno) parcialmente compensado por el valor de recuperación de los materiales reciclables (acero de torres y cimentaciones, cobre del cableado).

Repowering (repotenciación): sustitución de los aerogeneradores por modelos más modernos y eficientes, aprovechando la infraestructura civil existente y, muy especialmente, el punto de acceso y conexión a red ya obtenido —uno de los activos más escasos y valiosos del sector eólico español actual, dada la creciente saturación de los nudos de la red de transporte—. Es la tendencia dominante en España entre los parques que alcanzan el final de su vida útil desde 2020.

Extensión de vida útil (*life extension*): prolongación de la operación de los aerogeneradores originales más allá de los 25 años de diseño, mediante recertificación técnica e inspecciones estructurales reforzadas, habitual cuando el contexto de mercado no justifica una repotenciación completa.

8.9.2 Hipótesis adoptada en el caso base

Se adopta la hipótesis conservadora de **desmantelamiento** en el caso base, con un **valor residual neto aproximadamente nulo**: el coste de retirada de las instalaciones queda razonablemente compensado por el valor de recuperación de los materiales reciclables, en línea con los rangos manejados por la literatura del sector (IRENA, WindEurope). Esta hipótesis no penaliza artificialmente la rentabilidad calculada en la Sección 8.7 y resulta, además, conservadora en la práctica: dado que la mayoría de los parques que alcanzan el final de su vida útil de diseño optan por el *repowering* en lugar del desmantelamiento puro, el valor residual real del activo sería previsiblemente positivo, constituyendo un elemento de *upside* no capturado en los resultados del caso base.

8.9.3 Capital circulante (*Working Capital*)

El fondo de maniobra operativo, incorporado en la cuenta de resultados de la Sección 8.6 como el 8 % de los ingresos brutos anuales, responde principalmente al desfase natural entre la generación de energía y su cobro efectivo —liquidaciones periódicas del mercado eléctrico o del contrato PPA—, equivalente a aproximadamente un mes de facturación. Dicho capital circulante se recupera en su totalidad al finalizar la vida útil del proyecto (año 25), sin generar impacto neto adicional sobre la rentabilidad a largo plazo más allá del pequeño coste de oportunidad de mantenerlo inmovilizado.

8.9.4 Conclusión del capítulo

Con lo desarrollado en las secciones precedentes queda completa la construcción del modelo financiero del parque eólico de la Sierra del Muedo, con una potencia instalada real de **44,48 MW** ($8 \times$ Enercon E-160 EP5): desde la estimación de la inversión inicial (CAPEX de **50,3 M€**, equivalente a **1.132 €/kW**) y los costes operativos (OPEX), pasando por la definición de la estructura de financiación (**70 % deuda / 30 % equity**) y los ingresos bajo dos estrategias comerciales alternativas (PPA y mercado *spot*), hasta la elaboración de la cuenta de resultados, los flujos de caja del proyecto y del inversor, los indicadores de rentabilidad (**TIR Proyecto 10,23 %**, **TIR Equity 18,31 %**, **LCOE 38,82 €/MWh**) y el análisis de robustez del modelo frente a las principales variables de riesgo.

Los resultados obtenidos permiten concluir que el parque eólico del Llano Muedo constituye, bajo las hipótesis adoptadas, un activo energético económicamente viable en el escenario base, con un potencial de rentabilidad muy atractivo para el inversor gracias al efecto del apalancamiento financiero. No obstante, el análisis de sensibilidad revela que dicha viabilidad no es incondicional: en un escenario pesimista combinado —caída simultánea del precio de la energía, producción en el percentil P90 y sobrecostes en CAPEX y OPEX— tanto el VAN del proyecto como el del accionista se tornan negativos, lo que subraya la importancia crítica de la estrategia comercial de venta de energía como principal palanca de mitigación del riesgo del proyecto, por encima incluso de la propia ejecución técnica de la obra civil o eléctrica.

Capítulo 9. Impacto ambiental y social

Todo proyecto de generación eléctrica, por muy favorable que resulte desde el punto de vista técnico-económico, debe someterse a un juicio adicional: su compatibilidad con el territorio en el que se implanta. En el caso de un parque eólico, esta compatibilidad se juega en dos planos que están estrechamente relacionados entre sí. Por un lado, el plano ambiental, donde el aerogenerador pasa de ser una máquina generadora de energía limpia a ser, potencialmente, un elemento de perturbación sobre la fauna, el paisaje y el sosiego acústico del entorno rural. Por otro, el plano social, donde ese mismo territorio —a menudo afectado por la despoblación, como es el caso de la provincia de Soria— puede encontrar en el parque una fuente de ingresos y actividad económica que compense, o incluso supere, esa perturbación. Este capítulo retoma lo anunciado en la Fase 6 de la metodología de trabajo del proyecto: evaluar el impacto del parque sobre el medio rural, atendiendo a los problemas visuales y acústicos, a la afección sobre la avifauna y a las consecuencias sociales en los núcleos de población cercanos, para finalmente proponer las medidas de mitigación oportunas. Asimismo, se retoma y se amplía cuantitativamente la alineación del proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) ya introducida en el Anexo B, en particular con los ODS 7, 8, 9 y 13.

9.1 Impacto ambiental

El impacto ambiental de un parque eólico onshore se concentra fundamentalmente en cuatro vectores: la afección sobre la fauna, especialmente la avifauna; el ruido generado por el funcionamiento de los aerogeneradores; la alteración del paisaje; y, en sentido contrario, el beneficio ambiental derivado de la sustitución de generación convencional por energía renovable. Los tres primeros son costes ambientales locales; el cuarto es un beneficio ambiental global. El objetivo de este apartado es cuantificar, en la medida de lo posible, ambos lados de la balanza.

9.1.1 Afección sobre la avifauna y espacios protegidos

De los cuatro vectores ambientales analizados, este es, con diferencia, el más determinante para la viabilidad regulatoria del proyecto. La Sierra del Muedo se sitúa en el entorno de la comarca de Medinaceli, en la divisoria de la provincia de Soria, una zona que alberga la Zona de Especial Protección para las Aves y Zona de Especial Conservación (ZEPA/ZEC) “Páramo de Layna”. Este espacio protegido tiene como valores esenciales, tanto a escala regional como local, a especies de aves esteparias catalogadas en peligro de extinción en el Catálogo Español de Especies Amenazadas: el sisón (*Tetrax tetrax*) y, muy especialmente, la alondra ricotí (*Chersophilus duponti*) (BOEE24).

La relevancia de esta especie no es anecdótica. La comarca de Medinaceli concentra ya varios parques eólicos en funcionamiento o en tramitación —Radona I y II, Cerros de Radona, Bullana, Ventosa del Ducado, Sierra Ministra, entre otros— cuyas Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA) han debido incorporar programas específicos de seguimiento de la alondra ricotí, en el marco del proyecto europeo LIFE Ricotí (PATR24). La presencia confirmada de esta especie ha sido, de forma recurrente, un factor determinante y restrictivo en la tramitación ambiental de proyectos eólicos en la zona.

A la vista de estos antecedentes, el presente TFG no puede tratar este punto como un trámite administrativo menor, sino como el principal riesgo regulatorio del proyecto. La estimación de distancias del Capítulo 2 confirma que no existen núcleos de población ni infraestructuras críticas en el entorno inmediato del emplazamiento, pero no puede descartarse la interacción del parque con el hábitat de especies esteparias protegidas de la comarca. Se recomienda, por tanto, que cualquier desarrollo posterior de este proyecto incorpore un estudio de avifauna específico, previo a la solicitud de la DIA, además de un análisis del efecto acumulativo con los parques eólicos ya existentes en la comarca, criterio que la Administración valora de forma creciente en este tipo de expedientes.

9.1.2 Impacto acústico

El ruido generado por un aerogenerador tiene su origen tanto en fuentes aerodinámicas (paso de las palas por el aire) como mecánicas (generador, sistemas de refrigeración). El fabricante Enercon especifica para el modelo E-160 EP5 un nivel de potencia acústica que varía entre 94,0 y 106,8 dB(A), en función del modo de operación seleccionado —estándar o modos optimizados de reducción de ruido— y de la altura de buje (ENER25).

Para estimar el nivel de presión sonora que llegaría a los núcleos de población más próximos, se aplica un modelo simplificado de atenuación por divergencia esférica en campo libre:

$$L_p = L_W - 20 \log_{10}(r) - 11 \quad (9.1)$$

donde L_W es el nivel de potencia acústica de la fuente y r es la distancia en metros. Tomando el escenario más desfavorable ($L_W = 106,8$ dB(A), modo estándar sin reducción de ruido) y las distancias a los núcleos de población más cercanos determinadas en el Capítulo 2 —Puebla de Eca, a 3.416 m, y Utrilla, a 4.985 m—, se obtienen los siguientes niveles orientativos para una sola turbina:

Núcleo de población	Distancia al parque	Nivel estimado (1 turbina)
Puebla de Eca	3.416 m	$\approx 25,1$ dB(A)
Utrilla	4.985 m	$\approx 21,9$ dB(A)

Tabla 9.1: Nivel de presión sonora estimado en los núcleos de población más próximos, campo libre, escenario más desfavorable.

Incorporando de forma conservadora la contribución conjunta de los 8 aerogeneradores del parque —que en el caso más desfavorable añade en torno a 9 dB(A) respecto al nivel de una única fuente—, el nivel resultante en fachada se situaría entre 30 y 34 dB(A) en ambos núcleos. Este valor queda muy por debajo del límite establecido por el Real Decreto 1367/2007 para uso residencial en horario nocturno, fijado en $L_n \leq 45$ dB(A) (BOEE07). Se trata, por tanto, de un margen amplio y un argumento favorable a la viabilidad acústica del proyecto, si bien conviene señalar que esta estimación corresponde a un modelo simplificado de campo libre, sin corrección por orografía ni por condiciones atmosféricas; un estudio acústico definitivo requeriría un modelado con software especializado de propagación sonora.

9.1.3 Impacto visual y paisajístico

La distancia de 3,4 a 5 km a los núcleos de población más próximos, junto con la ausencia de elementos patrimoniales o miradores de especial relevancia en el entorno inmediato identi-

cados en el Capítulo 2, permiten calificar el impacto visual del parque como moderado. No obstante, la comarca de Medinaceli es atravesada por rutas de interés cultural y de senderismo, como el Camino del Cid, que discurre por las Parameras de Layna en las proximidades del emplazamiento (CAMI24). Este hecho aconseja incorporar criterios de integración paisajística en el diseño final de las infraestructuras auxiliares del parque, cuestión que se retoma en el apartado de medidas de mitigación.

9.1.4 Balance de emisiones evitadas de CO₂

Frente a los impactos locales descritos, el parque eólico del Muedo aporta un beneficio ambiental de escala global: la sustitución de generación eléctrica convencional por energía eólica evita la emisión de una cantidad significativa de gases de efecto invernadero. Empleando el factor de emisión oficial del mix eléctrico español publicado por el MITECO para el ejercicio 2024 —0,258 kgCO₂e/kWh, enfoque *location-based* de Alcance 2 (MITE25)— y la producción anual neta P50 obtenida en el Capítulo 7 (160.799 MWh/año), las emisiones evitadas anualmente son:

$$E_{\text{evitadas}} = 160,799,000 \text{ kWh/año} \times 0,258 \text{ kgCO}_2\text{e/kWh} \approx 41,486 \text{ t CO}_2\text{e/año} \quad (9.2)$$

Por otro lado, la fabricación de un aerogenerador terrestre conlleva también una huella de carbono asociada, principalmente por la manufactura de las torres de acero y los componentes de la góndola. Los análisis de ciclo de vida (ACV) disponibles en la literatura sitúan este valor entre 4 y 10 gCO₂eq/kWh de energía producida a lo largo de la vida útil de la máquina (IRENA24). Tomando el valor medio de 7 gCO₂eq/kWh y la producción total estimada a 25 años (sin aplicar degradación, por simplicidad del cálculo):

$$E_{\text{fabricación}} \approx 7 \text{ gCO}_2\text{eq/kWh} \times 4,019,975,000 \text{ kWh} \approx 28,140 \text{ t CO}_2\text{eq (vida útil)} \quad (9.3)$$

El resultado es concluyente: las emisiones evitadas en un único año de operación (41.486 t) superan ya la totalidad de la huella de carbono de fabricación del parque a lo largo de sus 25 años de vida útil (28.140 t). En términos de *payback* de carbono, el parque compensa el coste ambiental de su propia fabricación en aproximadamente 8 meses de funcionamiento, garantizando un beneficio ambiental neto durante el resto de su vida útil. Este resultado confirma, con una base cuantitativa sólida, lo ya anticipado de forma cualitativa en el Anexo B del presente proyecto.

9.2 Impacto socioeconómico territorial

Más allá del análisis ambiental, un parque eólico de esta escala tiene efectos económicos y sociales directos sobre el territorio en el que se implanta, especialmente relevantes en un contexto como el de la provincia de Soria.

9.2.1 Ingresos para la Administración y los propietarios

Castilla y León dispone de un tributo propio, el Impuesto sobre la Afección Medioambiental, regulado por el Decreto Legislativo 1/2013, que grava específicamente a los parques eólicos instalados en la comunidad autónoma (JCYL13). Este impuesto se autoliquida de forma periódica y constituye un flujo fiscal recurrente hacia la Administración autonómica, al margen

de los ingresos municipales habituales derivados del Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI) y del Impuesto de Actividades Económicas (IAE).

A ello se suma el canon de arrendamiento que el promotor del parque abona a los propietarios de los terrenos ocupados por los aerogeneradores, viales y demás infraestructuras, un mecanismo plenamente consolidado en la práctica del sector eólico en Castilla y León. Como referencia de la magnitud de este flujo a escala provincial, el conjunto de parques eólicos en funcionamiento en la provincia de Soria ha movilizó en los últimos años decenas de millones de euros anuales en concepto de cánones de ocupación hacia el mundo rural (DCYL24), lo que confirma que se trata de un mecanismo real y de peso económico significativo, y no de un efecto meramente simbólico.

9.2.2 Empleo directo e indirecto

El parque genera empleo en dos fases claramente diferenciadas. Durante la fase de construcción, se produce una demanda intensa pero temporal de mano de obra —obra civil, montaje electromecánico, transporte especial de componentes— que involucra tanto a personal especializado como a subcontratas locales. Durante la fase de operación, el empleo se reduce en volumen pero se mantiene de forma estable a lo largo de los 25 años de vida útil del parque, principalmente en tareas de operación y mantenimiento (O&M). A este empleo directo se añade un efecto indirecto sobre el tejido económico local —hostelería, alojamiento, suministros y servicios— especialmente intenso durante el periodo de construcción.

9.2.3 Dinamización de la “España Vacía”

Este punto conecta directamente con la motivación personal que dio origen al presente TFG: analizar el potencial energético de la provincia de Soria como palanca de desarrollo para un territorio afectado por una despoblación estructural y con escasas alternativas económicas propias. El conjunto de ingresos fiscales, arrendamientos y empleo descrito en los apartados anteriores configura un flujo económico recurrente del sector energético hacia el desarrollo rural, en línea con lo ya apuntado en el Anexo B de este proyecto.

9.2.4 Aceptación social y efecto acumulativo

La comarca de Medinaceli cuenta ya con una notable implantación de parques eólicos, lo que ha generado, en su entorno, tanto una cierta “cultura eólica” asentada entre la población local como episodios de oposición vecinal y de organizaciones conservacionistas —en particular SEO/BirdLife— preocupadas por el impacto acumulativo de los sucesivos parques sobre la avifauna esteparia de la comarca (PATR24). Esta circunstancia refuerza la necesidad, ya señalada en el apartado 9.1.1, de abordar la evaluación ambiental del proyecto no de forma aislada, sino considerando el efecto conjunto con las instalaciones eólicas ya existentes en el entorno.

9.3 Alineación cuantificada con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

El Anexo B de este proyecto ya identificó los cuatro ODS sobre los que el parque eólico del Muedo tiene un impacto directo y cuantificable: ODS 7, ODS 8, ODS 9 y ODS 13. Los resultados obtenidos en los apartados anteriores permiten ahora cuantificar esa contribución con datos concretos del propio proyecto.

ODS	Meta específica	Contribución cuantificada del proyecto
ODS 7	Energía asequible y no contaminante	Inyección a la red de 160.799 MWh/año de energía renovable, con un LCOE competitivo frente a las fuentes convencionales (Capítulo 8).
ODS 8	Trabajo decente y crecimiento económico	Generación de empleo directo e indirecto en construcción y O&M; ingresos fiscales recurrentes vía el Impuesto sobre la Afección Medioambiental de Castilla y León y cánones de arrendamiento a propietarios locales.
ODS 9	Industria, innovación e infraestructura	Modernización de viales y refuerzo de la red eléctrica de distribución en una zona rural (obra civil descrita en el Capítulo 6).
ODS 13	Acción por el clima	41.486 t CO₂e evitadas al año ; <i>payback</i> de la huella de fabricación en aproximadamente 8 meses de operación.

Tabla 9.2: Alineación cuantificada del proyecto con los ODS identificados en el Anexo B.

El ODS 13 es, con diferencia, el que admite una cuantificación más sólida y directa a partir de los propios resultados técnicos del proyecto, mientras que los ODS 8 y 9 se sustentan en mecanismos institucionales verificables —tributos autonómicos, cánones de arrendamiento— más que en cifras específicas del proyecto, dado el carácter preliminar de esta fase del TFG.

9.4 Medidas de mitigación propuestas

A partir del diagnóstico desarrollado en los apartados anteriores, se proponen las siguientes medidas de mitigación, coherentes con la práctica habitual del sector eólico en emplazamientos de sensibilidad ambiental similar:

- **Avifauna:** realización de censos de campo previos a la construcción, centrados en las especies esteparias protegidas de la comarca (sisón y alondra ricotí); instalación de sistemas de detección y parada automática de turbinas ante la presencia de aves (sistemas anticolidión); programación de las obras fuera de las épocas de cría y cortejo; y seguimiento ambiental continuado durante la fase de explotación, en línea con el programa de seguimiento del proyecto LIFE Ricotí ya activo en parques cercanos de la comarca.
- **Ruido:** pese al amplio margen respecto al límite legal obtenido en el apartado 9.1.2, se recomienda activar de forma preventiva los modos de operación de reducción acústica del aerogenerador durante el horario nocturno.
- **Paisaje:** integración cromática de las infraestructuras auxiliares (subestación eléctrica, centros de transformación) con el entorno, y restauración paisajística de las superficies afectadas por la obra civil una vez finalizada la construcción.
- **Efecto acumulativo:** inclusión, en la tramitación ambiental del proyecto, de un análisis coordinado con los parques eólicos colindantes de la comarca de Medinaceli, en lugar de una evaluación aislada del emplazamiento del Muedo.

9.5 Conclusiones del capítulo

El análisis desarrollado en este capítulo permite extraer un balance equilibrado del impacto ambiental y social del parque eólico de la Sierra del Muedo.

Desde el punto de vista ambiental, el proyecto presenta un comportamiento favorable en dos de sus principales vectores de impacto: el nivel de ruido estimado en los núcleos de población más próximos se sitúa muy por debajo del límite legal nocturno establecido por el Real Decreto 1367/2007, y el balance de carbono resulta claramente positivo, con un *payback* de la huella de fabricación en aproximadamente 8 meses y unas emisiones evitadas de 41.486 t CO₂e al año durante el resto de la vida útil del parque.

Sin embargo, el capítulo identifica el que constituye el principal riesgo del proyecto, y que no es de naturaleza técnica sino regulatoria-ambiental: la proximidad de la Sierra del Muedo a la ZEPA/ZEC “Páramo de Layna” y la presencia, en la comarca, de especies de aves esteparias en peligro de extinción, en particular la alondra ricotí. Este factor ha condicionado de forma recurrente la tramitación ambiental de otros parques eólicos en la zona y debe ser tratado como el elemento central de cualquier estudio de impacto ambiental que se desarrolle en fases posteriores del proyecto.

Desde el punto de vista social, el balance es claramente positivo: el parque genera un flujo económico recurrente hacia un territorio afectado por la despoblación, a través de la fiscalidad autonómica, los cánones de arrendamiento a propietarios y la creación de empleo directo e indirecto, alineándose con la motivación original de este TFG de analizar el potencial energético de Soria como herramienta de desarrollo rural.

En conjunto, el proyecto resulta ambiental y socialmente viable, condicionado a la incorporación de las medidas de mitigación propuestas y, muy especialmente, a un estudio de avifauna riguroso que determine el grado real de afección sobre las especies protegidas de la comarca antes de avanzar hacia fases posteriores de tramitación.

Capítulo 10. Conclusiones

El presente Trabajo de Fin de Grado nació con un objetivo claro, enunciado ya en el Anexo B y retomado en el Capítulo 1: determinar si la implantación de un parque eólico en la Sierra del Muedo, en la provincia de Soria, reúne las condiciones técnicas y económicas necesarias para convertirse en un activo energético rentable y digno de inversión. A lo largo de los nueve capítulos anteriores se ha recorrido el camino completo que exige esa pregunta: desde la caracterización del recurso eólico del emplazamiento hasta la cuantificación de su impacto ambiental y social, pasando por la selección tecnológica, el dimensionamiento de las infraestructuras y la construcción de un modelo financiero completo. Este capítulo final no pretende repetir los resultados particulares de cada capítulo —ya recogidos en sus respectivos apartados de conclusiones— sino tejerlos en una respuesta única, coherente y crítica a la pregunta que dio origen al proyecto.

10.1 Síntesis de resultados

El análisis desarrollado permite construir una narrativa técnico-económica consistente, en la que cada bloque de resultados actúa como entrada del siguiente, tal y como se planteó en la metodología de trabajo del Capítulo 1.

10.1.1 Recurso eólico y diseño técnico

El emplazamiento del Llano Muedo presenta un recurso eólico notable: la caracterización estadística del viento mediante la distribución de Weibull ($k = 1,755$, $c = 9,32$ m/s a la altura de buje de 140 m) revela un régimen de vientos moderados pero muy constantes, propio de la meseta soriana, reforzado por una baja rugosidad del terreno ($z_0 \approx 0,05$ m) y un exponente de Hellmann inferior al estándar ($\alpha = 0,115$ frente a $1/7 \approx 0,143$), lo que favorece especialmente a los aerogeneradores de gran altura de buje. Este diagnóstico condujo a la selección del Enercon E-160 EP5, una máquina de accionamiento directo (DD-PMSG) de 5,56 MW, cuyo rango operativo amplio (cut-in 2,5 m/s, cut-out 28 m/s) y torre de 140 m se ajustan de forma óptima al perfil de viento del emplazamiento. La configuración final de 8 máquinas en dos filas orientadas NE-SW alcanza una potencia instalada de 44,48 MW.

La producción anual neta resultante (escenario P50) es de 160.799 MWh/año, equivalente a un factor de capacidad del 41,3 % y 3.615 horas equivalentes de funcionamiento, cifra que sitúa al parque del Muedo en la categoría de emplazamiento *excelente*, muy por encima del rango típico de la eólica onshore española (28-38 %). El sistema eléctrico y la obra civil asociados —red colectora de 30 kV, subestación elevadora de 50 MVA, línea de evacuación de 132 kV, cimentaciones y viales— se han dimensionado sin encontrar condicionantes técnicos insuperables: la meseta del Muedo es geotécnica y topográficamente favorable, y el principal condicionante identificado, el acceso viario a la plataforma, es solucionable mediante la reconstrucción de un tramo de 4,5 km del camino rural existente.

10.1.2 Resultado económico-financiero

Sobre esta base técnica se ha construido un modelo financiero de *Project Finance* con una inversión total (CAPEX) de 50.342.240 €, financiada en una estructura 70/30 de deuda senior y capital propio. Los resultados de rentabilidad, resumidos en la Tabla 10.1, son concluyen-

tes: el proyecto genera un VAN y una TIR positivos tanto a nivel de activo (*unlevered*) como de accionista (*levered*), con un efecto de apalancamiento financiero muy favorable, ya que el coste de la deuda (5,0 %) es sensiblemente inferior a la rentabilidad del proyecto (10,23 %).

Indicador	Proyecto (FCFF)	Equity (FCFE)
TIR	10,23 %	18,31 %
VAN (WACC 7,0 % / K_e 7,5 %)	16.357.717 €	21.540.331 €
MOIC	2,96x	6,71x
<i>Payback</i> simple	9,36 años	5,77 años
<i>Payback</i> descontado	15,02 años	8,32 años

Tabla 10.1: Resumen de los indicadores de rentabilidad del proyecto (Capítulo 8).

El LCOE obtenido en el escenario base (38,82 €/MWh) es coherente con la referencia internacional de IRENA para la eólica onshore (34 \$/MWh) citada en la introducción del proyecto, y queda muy por debajo tanto del precio del PPA contratado (55 €/MWh) como del precio de mercado capturado en todos los años de vida útil. El precio de equilibrio (*break-even*) del PPA se sitúa en 43,06 €/MWh, lo que deja un margen de seguridad del 21,7 % frente al precio realmente contratado. El análisis de sensibilidad univariante confirma, además, que el precio de venta de la energía es la variable individual con mayor impacto sobre el VAN del proyecto, por delante incluso del CAPEX, lo que traslada el centro de gravedad del riesgo del proyecto desde la ejecución técnica de la obra hacia la estrategia comercial de venta de la energía.

10.1.3 Impacto ambiental y social

El balance de carbono del parque es marcadamente positivo: las emisiones evitadas ascienden a 41.486 t CO₂e al año, lo que permite recuperar la huella de fabricación del parque (28.140 t CO₂eq a lo largo de su vida útil) en aproximadamente 8 meses de operación. El impacto acústico sobre los núcleos de población más próximos resulta igualmente favorable, con niveles muy por debajo del límite legal nocturno. Frente a estos dos resultados positivos, el capítulo de impacto ambiental identificó un riesgo de naturaleza distinta, no técnica sino regulatoria: la proximidad del emplazamiento a la ZEPA/ZEC “Páramo de Layna” y la presencia en la comarca de especies esteparias en peligro de extinción, en particular la alondra ricotí, factor que ha condicionado de forma recurrente la tramitación ambiental de otros parques de la zona. En el plano social, el proyecto se alinea de forma cuantificable con los ODS 7, 8, 9 y 13, generando un flujo económico recurrente —fiscalidad autonómica, cánones de arrendamiento, empleo directo e indirecto— hacia un territorio afectado por la despoblación, en línea con la motivación original de este TFG.

10.2 Grado de cumplimiento de los objetivos

El Capítulo 1 estableció un objetivo general y cuatro objetivos parciales. A la luz de los resultados obtenidos, puede evaluarse su grado de cumplimiento de forma individualizada:

- **Caracterización del potencial energético.** Cumplido en su totalidad. Se ha obtenido una estimación robusta y validada del AEP del parque, tanto en su escenario determinista (P50 = 160.799 MWh/año) como en sus escenarios probabilísticos (P90 = 144.308 MWh/año), a partir de una caracterización estadística del recurso eólico (Weibull, perfil vertical,

densidad del aire) contrastada mediante una cascada de pérdidas desagregada y validada de forma cruzada con la estimación orientativa del fabricante.

- **Optimización tecnológica del diseño.** Cumplido. El proceso de filtrado progresivo de candidatos, apoyado en criterios de clase IEC, potencia específica, altura de buje y tecnología del tren de potencia, condujo a la selección justificada del Enercon E-160 EP5 y a un layout de parque que maximiza la producción minimizando las pérdidas por efecto estela, sirviendo de base sólida para el dimensionamiento del sistema eléctrico, la obra civil y el CAPEX del proyecto.
- **Modelización financiera y análisis de sensibilidad.** Cumplido. Se ha elaborado un plan de negocio completo a 25 años que integra CAPEX, OPEX, estructura de deuda senior, fiscalidad y dos escenarios de venta de la energía (PPA y mercado spot), calculando los indicadores de rentabilidad exigidos (VAN, TIR, *payback*) tanto a nivel de proyecto como de accionista, y complementándolo con un análisis de sensibilidad univariante, un análisis de escenarios combinados y el cálculo del precio de equilibrio.
- **Evaluación de riesgos regulatorios y ambientales.** Cumplido de forma parcial. El capítulo de impacto ambiental y social ha permitido identificar con claridad el principal riesgo no técnico del proyecto —la afección sobre la avifauna esteparia protegida de la comarca— y cuantificar los beneficios ambientales y sociales del parque (balance de carbono, ODS, flujos fiscales). Sin embargo, dado el carácter de aproximación de esta fase del TFG, no se ha desarrollado un Estudio de Impacto Ambiental completo ni se ha cuantificado económicamente el coste de las medidas correctoras propuestas, quedando este último aspecto como línea de trabajo futura.

En conjunto, puede afirmarse que el objetivo general del proyecto —valorar críticamente la viabilidad técnico-económica del parque eólico del Llano Muedo— se ha alcanzado de forma satisfactoria, apoyándose en un modelo cuantitativo robusto y coherente entre sus distintas fases.

10.3 Conclusión general sobre la viabilidad del proyecto

A la vista de los resultados expuestos, la conclusión general de este Trabajo de Fin de Grado es que el parque eólico del Llano Muedo (Soria) es un proyecto técnica y económicamente viable. El emplazamiento dispone de un recurso eólico de calidad, muy superior a la media del parque eólico onshore español, que se traduce en un factor de capacidad excelente. La tecnología seleccionada resulta adecuada al régimen de vientos del emplazamiento, y las infraestructuras necesarias —eléctricas y civiles— no presentan condicionantes que comprometan su ejecución. Desde el punto de vista financiero, el proyecto genera valor tanto para el promotor como para el accionista, con una rentabilidad que supera de forma holgada el coste de capital exigido en ambos niveles, y con un margen de seguridad razonable frente a la principal fuente de incertidumbre identificada: el precio de venta de la energía.

Esta viabilidad, no obstante, debe entenderse como condicionada: el proyecto es recomendable siempre que se aborde, en fases posteriores de desarrollo, el riesgo regulatorio-ambiental identificado en el Capítulo 9. La cercanía a un espacio de la red Natura 2000 con presencia de especies en peligro de extinción no invalida el proyecto, pero exige un tratamiento explícito y prioritario —mediante estudios de avifauna, sistemas de detección y parada, y un análisis del efecto acumulativo con los parques ya existentes en la comarca— antes de avanzar hacia la tramitación administrativa definitiva. Sujeto a esta condición, y a la validación de las hipótesis del modelo financiero mediante datos de mercado más recientes en el momento de

una eventual inversión real, el parque eólico del Llano Muedo constituye una oportunidad de inversión sólida y una palanca de desarrollo económico para un territorio de la “España Vacía” que, como se planteó en la motivación de este proyecto, tiene en sus propios recursos naturales una vía de revitalización.

Bibliografía

[AEEE25]

Asociación Empresarial Eólica (AEE), *Eólica en España: Anuario 2025*. Madrid, 2025.

[AEMT20]

Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), *Estaciones meteorológicas de la provincia de Soria: series climáticas 1990–2020*. Madrid, 2020.

[ALEA25]

AleaSoft Energy Forecasting, *Informe mensual de mercados eléctricos europeos*. Madrid, 2025.

[AURO25]

Aurora Energy Research, *Iberian Power Market Outlook*. Oxford, 2025.

[BETZ19]

Betz, A., “Das Maximum der theoretisch möglichen Ausnutzung des Windes durch Windmotoren”, *Zeitschrift für das gesamte Turbinenwesen*, 1919.

[BOEE07]

Boletín Oficial del Estado, *Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003 del Ruido en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas*. BOE núm. 254, 2007.

[BOEE24]

Boletín Oficial del Estado, *Catálogo Español de Especies Amenazadas: actualización 2024*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Madrid, 2024.

[CAMI24]

Asociación de Amigos del Camino del Cid, *El Camino del Cid: itinerario y patrimonio en las Parameras de Layna*, 2024.

[CNMC25]

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), *Informe sobre el mercado eléctrico mayorista español*. Madrid, 2025.

[CTEE21]

Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, *Código Técnico de la Edificación, Documento Básico DB-SE-C: Cimentaciones*. Texto consolidado, Madrid, 2021.

[DCYL24]

Diputación Provincial de Soria, *Informe sobre el impacto económico de las energías renovables en la provincia de Soria*. Soria, 2024.

[DTUU24]

Technical University of Denmark (DTU) / World Bank Group, *Global Wind Atlas 3.3*, 2024. Disponible en: <https://globalwindatlas.info>

[ENER25]

ENERCON GmbH, *Ficha técnica del aerogenerador E-160 EP5*. Aurich, Alemania, 2025.

[GWEC25]

Global Wind Energy Council (GWEC), *Global Wind Report 2025*. Bruselas, 2025.

[IDAE09] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), *Atlas Eólico de España*. Madrid, 2009.

[IEAA25] International Energy Agency (IEA), *Renewables 2025: Analysis and Forecast*. París, 2025.

[IECC03] International Electrotechnical Commission, *IEC 61850: Communication Networks and Systems for Power Utility Automation*. Ginebra, 2003.

[IECC14] International Electrotechnical Commission, *IEC 61400-15: Wind Energy Generation Systems – Prediction of Energy Production*. Ginebra, 2014.

[IECC15] International Electrotechnical Commission, *IEC 60870-5-104: Telecontrol Equipment and Systems*. Ginebra, 2015.

[IECC17] International Electrotechnical Commission, *IEC 61400-12-1: Power Performance Measurements of Electricity Producing Wind Turbines*, 2ª ed. Ginebra, 2017.

[IECC19] International Electrotechnical Commission, *IEC 61400-1: Wind Energy Generation Systems – Part 1: Design Requirements*, 4ª ed. Ginebra, 2019.

[IGME12]

Instituto Geológico y Minero de España (IGME), *Mapa Geológico Nacional 1:50.000 (MAGNA), Hojas 407 y 435*. Madrid, 2012.

[IRENA24]

International Renewable Energy Agency (IRENA), *Life Cycle Assessment of Wind Power: Renewable Energy Technologies*. Abu Dabi, 2024.

[IRENA25]

International Renewable Energy Agency (IRENA), *Renewable Power Generation Costs in 2024*. Abu Dabi, 2025.

[JCYL13]

Junta de Castilla y León, *Decreto Legislativo 1/2013, de 12 de septiembre, por el que se aprueba el Texto Refundido de las disposiciones legales vigentes en materia de tributos propios de la Comunidad de Castilla y León*. BOCyL, 2013.

[LEYY12]

Jefatura del Estado, *Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética*. BOE, 2012.

[LEYY14]

Jefatura del Estado, *Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades*. BOE, 2014.

[MITE25]

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), *Fac-*

tores de emisión: Registro de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de CO₂. Madrid, 2025.

[NORD24]

Nordex SE, *Ficha técnica del aerogenerador N163/5.X*. Hamburgo, 2024.

[OMIE25]

Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE), *Informe anual de precios del mercado diario 2021–2025*. Madrid, 2025.

[PATR24]

Proyecto LIFE20 NAT/ES/001471 “LIFE Ricotí”, *Conservación de la alondra ricotí en la Meseta Ibérica: informe de seguimiento*. 2024.

[PNIE20]

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021–2030*. Madrid, 2020.

[REEE00]

Ministerio de Industria y Energía, *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*. BOE, 2000.

[REEE08]

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, *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 (RLAT) y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09*. BOE, 2008.

[REEE14]

Ministerio de Industria, Energía y Turismo, *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*. BOE, 2014.

[REEP09]

Red Eléctrica de España (REE), *Procedimiento de Operación P.O. 9.0: Información intercambiada por los Sujetos del Mercado de Producción*. Madrid, rev. vigente, 2015.

[REEP12]

Red Eléctrica de España (REE), *Procedimiento de Operación P.O. 12.3: Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas*. Madrid, rev. vigente, 2006.

[SIEM24]

Siemens Gamesa Renewable Energy, *Ficha técnica del aerogenerador SG 3.4-145*. Zamudio, 2024.

[UNEE97]

AENOR, *UNE-EN 1997-1: Eurocódigo 7 – Proyecto geotécnico. Parte 1: Reglas generales*. Madrid, 2018.

[VEST24]

Vestas Wind Systems A/S, *Ficha técnica del aerogenerador V150-4.5 MW*. Aarhus, 2024.

[WINE24]

WindEurope, *Wind Energy in Europe: 2024 Statistics and the Outlook for 2025–2030*. Bruselas, 2024.