



# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

## TRABAJO FIN DE GRADO PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO EN EL BALLESTERO

Autor: Inés Gómez Quintana

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Julio de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
“Proyecto de ejecución de un parque eólico en  
El Balletero”  
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y  
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.  
El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido  
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Inés Gómez Quintana

Fecha: 22/ 07/ 2025



Autorizada la entrega del proyecto  
EL DIRECTOR DEL PROYECTO  
ALONSO ALONSO  
CONSOLACION -  
05408293G

Firmado digitalmente por ALONSO  
ALONSO CONSOLACION -  
05408293G

Fecha: 2025.07.22 15:17:15 +02'00'

Fdo.: Consuelo Alonso Alonso

Fecha: 22/ 07/ 2025



# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

## TRABAJO FIN DE GRADO PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO EN EL BALLESTERO

Autor: Inés Gómez Quintana  
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid  
Julio de 2025

# **Agradecimientos**

A mi directora, Consuelo Alonso, por su ayuda, guía y supervisión durante todo el proceso.

A la empresa Vortex, por facilitarme el acceso a los datos necesarios para el proyecto.

Y a mi familia, por su apoyo a lo largo de esta etapa académica.

# **PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO EN EL BALLESTERO**

**Autor: Gómez Quintana, Inés.**

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## **RESUMEN DEL PROYECTO**

En este Trabajo de Fin de Grado se desarrolla el proceso para hacer un proyecto de un parque eólico en El Ballester (Albacete). El objetivo principal es evaluar la viabilidad del proyecto y para ello, se analizan aspectos ambientales, económicos y técnicos.

**Palabras claves:** aerogenerador, energía eólica, sostenibilidad y viabilidad

### **1. Introducción**

El desafío de revertir el cambio climático ha situado a las energías renovables como una de las principales soluciones. Dentro de las posibilidades que existen en el sector de las renovables, destaca la energía eólica al ser una de las eficientes y competitivas. Además, contribuyendo a reducir la emisión de 32,7 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> anuales, se consolida como una herramienta clave para lograr el objetivo.

A nivel mundial, en 2024, la capacidad eólica instalada a nivel global alcanzó un récord histórico de 117 GW, con 109 GW en instalaciones terrestres y 8 GW en offshore. La capacidad total instalada llegó a 1.136 GW, un 11,26 % más que el año anterior. Asia-Pacífico lideró con un 75 % de las nuevas instalaciones, seguido por Europa (14 %) y Norteamérica (5 %). China dominó el mercado, representando el 68 % de la nueva capacidad, seguida de Estados Unidos, Alemania, India y Brasil.

Tanto en España como en Europa está siendo impulsado el desarrollo y crecimiento de esta energía ya sea en organizaciones mundiales como es la ONU hasta en propuestas nacionales como es el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) que establece la meta de alcanzar una capacidad eólica instalada de 62 GW para 2030. Esto implica duplicar la potencia actual y acelerar el desarrollo de nuevos proyectos. Es por eso por lo que en línea con estos objetivos este Trabajo de Fin de Grado está centrado en el diseño de un parque eólico terrestre de 47,6 MW, compuesto por 7 aerogeneradores, ubicado en El Ballester (Albacete).

### **2. Definición del proyecto**

Este proyecto está estructurado de forma que se consideran todos los aspectos relevantes en el proceso de planificar y ejecutar un parque eólico.

En primer lugar, se lleva a cabo la elección del emplazamiento. Para ello se han elegido varias ubicaciones con potencial para instalar el parque y se realiza un estudio de las condiciones de viento y terreno de cada lugar. Siguiendo criterios que permiten evaluar estas condiciones se elige el emplazamiento que a nivel general reúne las mejores características. Para este parque el lugar seleccionado es El Ballester, un pueblo de Albacete que además

de cumplir con todas los requisitos necesarios, se encuentra cerca de El Bonillo donde hay una subestación de MT/AT que permite la conexión del parque a la red.

Tras esto, se realiza el *micrositing* de los aerogeneradores y se procede al análisis de los datos de viento. Esto se puede realizar gracias a la empresa Vortex que ha proporcionado series temporales de viento simuladas durante años.

Para realizar el análisis estadístico de estos datos se ha utilizado Windographer, un software especializado en analizar series temporales de datos meteorológicos y se ha hecho con datos a dos alturas; 120 m y 150 m que es la altura de buje establecida para este proyecto.

El siguiente paso es la elección de los aerogeneradores que se hará usando WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) un software diseñado por DTU Wind and Energy Systems para análisis del recurso eólico y la evaluación del rendimiento de parques eólicos. Mediante el uso de varias herramientas como son WAsP Climate Analyst, WAsP Map Editor y WAsP Turbine Editor y tras la digitalización de la rugosidad y orografía se obtienen los resultados de energía vertida a la red anualmente, las horas equivalentes y el factor de capacidad. Las turbinas elegidas son las N163/6.x de 6,8 MW de Nordex.

Una vez realizado esto, se procede con la obra civil e instalación eléctrica en la que se dimensionan y eligen los elementos que se van a utilizar.

Se realiza también un análisis económico que permite evaluar la viabilidad del proyecto calculando el presupuesto y estudiando el resultado de varios indicadores financieros. Además, se implementa un cronograma que nos indica los plazos que ocuparan cada etapa del proyecto.

Por último, para completar el análisis, se incluye una evaluación de la alineación del proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible y el ahorro en emisiones de CO<sub>2</sub> que supone la construcción del parque.

### 3. Resultados

Del análisis estadístico hecho con Windographer se obtiene que a 150 metros de altura de buje la velocidad media anual es de 7,31 m/s con una dirección predominante entre los sectores 225° y 270°. A la altura de 120 metros la velocidad es de 6,95 m/s con la misma dirección predominante.

Respecto a los resultados generados con WAsP, se han obtenido los siguientes datos:

|                                 |            |
|---------------------------------|------------|
| Energía vertida a Red (MWh/año) | 128.691,86 |
| Horas equivalentes anuales (h)  | 2.704      |
| Factor de capacidad (%)         | 30,86      |

Para el análisis económico se ha calculado el WACC, el VAN, el TIR y el playback y se han determinado los siguientes valores:

|                    |               |
|--------------------|---------------|
| WACC               | 5,31%         |
| VAN proyecto (€)   | 6.471.214,54  |
| VAN accionista (€) | 2.144.498,67  |
| TIR proyecto       | 7%            |
| TIR accionista     | 12%           |
| Payback proyecto   | 12,86 años    |
| Payback accionista | 9,33 años     |
| CapEx total (€)    | 55.606.543,58 |

En cuanto a los Objetivos de Desarrollo Sostenible se ha concluido que contribuye de manera significativa en los aspectos de:

- ODS 7: Energía asequible y no contaminante; ya que el proyecto fomenta el uso de fuentes de energía renovables y limpias.
- ODS 13: Acción por el clima; puesto que la creación de estos parques, entre otros, es necesario para combatir el cambio climático.

También afecta de forma indirecta a otros como:

- ODS 9: Industria, innovación e infraestructura; pues implica la implementación de tecnologías avanzadas en aerogeneradores y sistemas eléctricos.
- ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico; la construcción, operación y mantenimiento del parque eólico generan empleo y oportunidades económicas

Por último, se obtiene que se evita la emisión de 12.8869,2 tCO<sub>2</sub> anualmente y 257.384 tCO<sub>2</sub> a lo largo de toda la vida útil del proyecto.

#### **4. Conclusiones**

Tras los análisis medioambientales, técnicos y económicos se determina que la ejecución de un parque eólico en El Balletero es un proyecto viable y que no solo ayuda a la lucha contra el cambio climático, sino que además proporciona beneficios económicos y contribuye al desarrollo sostenible de la región.

# **EXECUTION PROYECT OF A WIND FARM LOCATED IN EL BALLESTERO**

**Author: Gómez Quintana, Inés.**

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## **ABSTRACT**

This Final Degree Project develops the process of designing a wind farm in El Ballestero (Albacete). The main objective is to evaluate the project's feasibility, analyzing environmental, economic, and technical aspects.

**Keywords:** wind turbine, wind energy, sustainability, and feasibility

## **1. Introduction**

The challenge of reversing climate change has positioned renewable energies as one of the main solutions. Among the options available in the renewable sector, wind energy stands out as one of the most efficient and competitive. Additionally, by helping to reduce the emission of 32.7 million tons of CO<sub>2</sub> annually, it consolidates itself as a key tool to achieve this goal.

In 2024, the global installed wind power capacity reached a historic record of 117 GW, with 109 GW in onshore installations and 8 GW offshore. The total installed capacity reached 1,136 GW, an increase of 11.26% compared to the previous year. The Asia-Pacific region led with 75% of the new installations, followed by Europe (14%) and North America (5%). China dominated the market, accounting for 68% of the new capacity, followed by the United States, Germany, India, and Brazil.

Both in Spain and Europe, the development and growth of this energy source is being promoted, from global organizations such as the United Nations (UN) to national initiatives like the Integrated National Energy and Climate Plan (PNIEC), which sets the target of reaching an installed wind capacity of 62 GW by 2030. This implies doubling the current capacity and accelerating the development of new projects. It is for this reason, aligned with these objectives, that this Final Degree Project focuses on the design of a 47.6 MW onshore wind farm, composed of 7 wind turbines, located in El Ballestero (Albacete).

## **2. Project Definition**

This project is structured to consider all relevant aspects in the process of planning and executing a wind farm.

First, the site selection is carried out. For this purpose, several potential locations for installing the wind farm were chosen, and a study of the wind and terrain conditions of each site was conducted. Following criteria that allow evaluating these conditions, the site that



generally meets the best characteristics was selected. For this project, the chosen location is El Ballestero, a town in Albacete that, in addition to meeting all the necessary requirements, is close to El Bonillo, where there is an MT/AT substation that allows the connection of the wind farm to the grid.

After that, the micrositings of the wind turbines is performed, and the wind data analysis is conducted. This is possible thanks to the company Vortex, which provided simulated wind time series spanning several years.

To carry out the statistical analysis of this data, Windographer was used, a specialized software for analyzing meteorological time series data, using data at two heights: 120 m and 150 m, the hub height established for this project.

The next step is the selection of wind turbines, which will be done using WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program), a software developed by DTU Wind and Energy Systems for wind resource analysis and wind farm performance evaluation. Through the use of several tools such as WAsP Climate Analyst, WAsP Map Editor, and WAsP Turbine Editor, and after digitizing roughness and orography, results are obtained for the annual energy fed into the grid, equivalent full-load hours, and capacity factor. The chosen turbines are the Nordex N163/6.x with 6.8 MW capacity.

Once this is done, civil works and electrical installation are carried out, where the components to be used are sized and selected.

An economic analysis is also conducted to evaluate the project's feasibility by calculating the budget and studying the results of several financial indicators. Additionally, a timeline is implemented to indicate the duration of each project phase.

Finally, to complete the analysis, an evaluation is included regarding the project's alignment with the Sustainable Development Goals and the CO<sub>2</sub> emissions savings resulting from the construction of the wind farm.

### 3. Results

From the statistical analysis carried out with Windographer, it was found that at the hub height of 150 meters, the annual average wind speed is 7.31 m/s with a prevailing direction between sectors 225° and 270°. At the height of 120 meters, the speed is 6.95 m/s with the same predominant direction.

Regarding the results generated with WAsP, the following data were obtained:

|                                   |            |
|-----------------------------------|------------|
| Energy fed into the grid(MWh/año) | 128.691,86 |
| Equivalent full-load hours(h)     | 2.704      |
| Capacity factor (%)               | 30,86      |

For the economic analysis, the WACC, NPV, IRR and payback were calculated, determining the following values:

|                     |               |
|---------------------|---------------|
| WACC                | 5,31%         |
| Project NPV (€)     | 6.471.214,54  |
| Shareholder NPV (€) | 2.144.498,67  |
| Project IRR         | 7%            |
| Shareholder IRR     | 12%           |
| Project payback     | 12,86 years   |
| Shareholder payback | 9,33 years    |
| Total CapEx (€)     | 55.606.543,58 |

Regarding the Sustainable Development Goals (SDGs), it was concluded that the project contributes significantly to:

- SDG 7: Affordable and Clean Energy; as the project promotes the use of renewable and clean energy sources.
- SDG 13: Climate Action; since the development of such wind farms is essential to combat climate change.

It also indirectly impacts other goals such as:

- SDG 9: Industry, Innovation, and Infrastructure; as it involves the implementation of advanced technologies in wind turbines and electrical systems.
- SDG 8: Decent Work and Economic Growth; since the construction, operation, and maintenance of the wind farm generate employment and economic opportunities.

Finally, it is estimated that 12,886.9 tons of CO<sub>2</sub> emissions are avoided annually, and 257,384 tons of CO<sub>2</sub> over the entire lifetime of the project.

#### **4. Conclusions**

After environmental, technical, and economic analyses, it is determined that the execution of a wind farm in El Ballestero is a viable project that not only helps combat climate change but also provides economic benefits and contributes to the sustainable development of the region.

# ***ÍNDICE DE DOCUMENTOS***

Documento I. Memoria Descriptiva

Documento II. Planos

Documento III: Anexos

Anexo 1. Selección del emplazamiento

Anexo 2. Cálculos eléctricos

Anexo 3. Catálogos

## *Índice de la memoria*

|                                                                 |           |
|-----------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Capítulo 1. Introducción .....</b>                           | <b>7</b>  |
| 1.1 Motivación del proyecto .....                               | 7         |
| 1.2 Estado de la cuestión.....                                  | 8         |
| 1.3 Energía eólica.....                                         | 12        |
| 1.3.1 Origen del viento.....                                    | 12        |
| 1.3.2 Circulación atmosférica a macroescala .....               | 12        |
| 1.3.3 Circulación a mesoescala y efectos locales .....          | 13        |
| 1.3.4 Circulación a microescala .....                           | 13        |
| 1.4 Variación vertical del viento .....                         | 14        |
| 1.5 Potencia Eólica.....                                        | 14        |
| 1.5.1 Coeficientes de potencia y empuje .....                   | 15        |
| 1.5.2 Curva de potencia del aerogenerador .....                 | 16        |
| <b>Capítulo 2. Descripción de las Tecnologías.....</b>          | <b>17</b> |
| 2.1 Rotor.....                                                  | 17        |
| 2.2 Tren de transmisión mecánica.....                           | 18        |
| 2.3 Generador eléctrico .....                                   | 18        |
| 2.4 Sistemas auxiliares .....                                   | 19        |
| 2.5 Estructura de soporte.....                                  | 19        |
| <b>Capítulo 3. Selección del emplazamiento .....</b>            | <b>21</b> |
| <b>Capítulo 4. Análisis del recurso eólico .....</b>            | <b>23</b> |
| 4.1 Descripción de los datos.....                               | 23        |
| 4.1.1 Ubicación del emplazamiento .....                         | 23        |
| 4.1.2 Características del anemómetro y altura de medición ..... | 24        |
| 4.1.3 Periodo de toma de datos.....                             | 24        |
| 4.2 Análisis estadístico.....                                   | 25        |
| 4.2.1 Velocidades medias, mínimas y máximas .....               | 25        |
| 4.2.2 Distribución de frecuencias .....                         | 25        |
| 4.2.3 Probabilidad de excedencia .....                          | 27        |
| 4.3 Distribución de Weibull .....                               | 28        |
| 4.4 Rosas de viento .....                                       | 30        |

|                    |                                                  |           |
|--------------------|--------------------------------------------------|-----------|
| 4.5                | Variación temporal del viento .....              | 36        |
| 4.5.1              | Variación horaria .....                          | 36        |
| 4.5.2              | Variación mensual .....                          | 38        |
| 4.6                | Comparación entre alturas (120 m vs 150 m) ..... | 40        |
| 4.7                | Conclusiones .....                               | 42        |
| <b>Capítulo 5.</b> | <b>Simulación energética .....</b>               | <b>43</b> |
| 5.1                | WAsP .....                                       | 43        |
| 5.2                | WAsP Climate Analyst .....                       | 44        |
| 5.3                | WAsP Map Editor .....                            | 44        |
| 5.4                | WAsP Turbine Editor .....                        | 46        |
| 5.5                | Elección de aerogenerador .....                  | 47        |
| 5.5.1              | Aerogenerador Vestas V172-7.2 .....              | 48        |
| 5.5.2              | Aerogenerador Nordex N163/6.X .....              | 49        |
| 5.5.3              | Aerogenerador General Electric GE164 .....       | 50        |
| 5.6                | Características principales del parque .....     | 51        |
| <b>Capítulo 6.</b> | <b>Obra civil .....</b>                          | <b>52</b> |
| 6.1                | Cimentaciones de los aerogeneradores .....       | 52        |
| 6.2                | Plataformas de montaje .....                     | 53        |
| 6.3                | Caminos y accesos internos .....                 | 53        |
| 6.4                | Zanjas .....                                     | 55        |
| 6.5                | Edificio de control y subestación .....          | 56        |
| <b>Capítulo 7.</b> | <b>Instalación eléctrica .....</b>               | <b>57</b> |
| 7.1                | Red de baja tensión .....                        | 57        |
| 7.2                | Red de media tensión .....                       | 58        |
| 7.3                | Red de alta tensión .....                        | 61        |
| 7.4                | Subestación eléctrica .....                      | 61        |
| 7.4.1              | Transformador de potencia .....                  | 61        |
| 7.4.2              | Interruptor-Seccionador MT .....                 | 62        |
| 7.4.3              | Interruptor AT .....                             | 62        |
| 7.4.4              | Transformador de tensión .....                   | 63        |
| 7.4.5              | Transformador de intensidad .....                | 64        |
| 7.4.6              | Embarrado de MT .....                            | 64        |
| 7.4.7              | Autoválvulas .....                               | 65        |
| 7.4.8              | Servicios auxiliares .....                       | 65        |

|                                                             |           |
|-------------------------------------------------------------|-----------|
| 7.4.9 Telemando y teleseñal .....                           | 66        |
| 7.5 Puesta a tierra .....                                   | 66        |
| 7.6 Fibra óptica .....                                      | 66        |
| 7.7 Protecciones .....                                      | 66        |
| <b>Capítulo 8. Viabilidad Económica .....</b>               | <b>68</b> |
| 8.1 Presupuesto de la inversión inicial .....               | 68        |
| 8.2 Tarifa de venta de energía .....                        | 69        |
| 8.3 Hipótesis financieras .....                             | 71        |
| 8.4 Costes de operación y mantenimiento .....               | 71        |
| 8.5 Ingresos de explotación .....                           | 73        |
| 8.6 Gastos de explotación .....                             | 73        |
| 8.7 Flujos de caja .....                                    | 74        |
| 8.8 Indicadores financieros .....                           | 75        |
| <b>Capítulo 9. Objetivos de desarrollo sostenible .....</b> | <b>77</b> |
| <b>Capítulo 10. Contaminación evitada .....</b>             | <b>79</b> |
| <b>Capítulo 11. Planificación de proyecto .....</b>         | <b>81</b> |
| <b>Capítulo 12. Conclusiones .....</b>                      | <b>82</b> |
| <b>Capítulo 13. Bibliografía .....</b>                      | <b>83</b> |

## *Índice de figuras*

|                                                                         |    |
|-------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1. Nueva capacidad eólica instalada a nivel global [14] .....    | 9  |
| Figura 2 Capacidad eólica total instalada a nivel global[14].....       | 9  |
| Figura 3. Capaciadad nueva instalada en 2024 por región .....           | 10 |
| Figura 4. Capaciadad nueva y total instalada en 2024 por país[14] ..... | 11 |
| Figura 5. Previsión de nuevas instalaciones hasta 2030[14] .....        | 12 |
| Figura 6. Gráfica de una curva de potencia .....                        | 16 |
| Figura 7. Partes de un aerogenerador .....                              | 17 |
| Figura 8. Distancia de los aerogeneradores a la subestación.....        | 21 |
| Figura 9. Vías de acceso al parque .....                                | 22 |
| Figura 10. Localización de los aerogeneradores .....                    | 23 |
| Figura 11. Localización de la torre de medición .....                   | 24 |
| Figura 12. Función de distribución acumulada a 120m.....                | 26 |
| Figura 13. Función de distribución acumulada a 150m.....                | 26 |
| Figura 14. Función de probabilidad de excedencia a 120m .....           | 27 |
| Figura 15. Función de probabilidad de excedencia a 150m .....           | 27 |
| Figura 16. Distribución de Weibull a 120m .....                         | 28 |
| Figura 17. Distribución de Weibull a 150m .....                         | 29 |
| Figura 18. Rosa de frecuencias a 120m.....                              | 30 |
| Figura 19. Rosa de velocidades medias a 120m.....                       | 30 |
| Figura 20. Rosa de energía total a 120m .....                           | 31 |
| Figura 21. Rosas de energía total por horas a 120m.....                 | 31 |
| Figura 22. Rosas de energía total por meses a 120m.....                 | 32 |
| Figura 23. Rosa de frecuencias a 150m.....                              | 33 |
| Figura 24. Rosa de velocidades medias a 150m.....                       | 33 |
| Figura 25. Rosa de energía total a 150m .....                           | 34 |
| Figura 26. Rosas de energía total por horas a 150m.....                 | 34 |
| Figura 27. Rosas de energía total por meses a 150m.....                 | 35 |
| Figura 28. Perfil de velocidades diario en cada mes a 120 m .....       | 36 |
| Figura 29. Perfil de velocidades diario a 120 m .....                   | 36 |
| Figura 30. Perfil de velocidades diario en cada mes a 150 m .....       | 37 |
| Figura 31. Perfil de velocidades diario a 150 m.....                    | 37 |
| Figura 32. Perfil de velocidades estacional a 120 m .....               | 38 |
| Figura 33. Boxplot de cada mes a 120 m .....                            | 38 |
| Figura 34. Perfil de velocidades estacional a 150 m .....               | 39 |
| Figura 35. Boxplot de cada mes a 150 m .....                            | 40 |
| Figura 36. Relación linear entre ambas alturas.....                     | 40 |
| Figura 37. Perfil vertical de cizallamiento del viento.....             | 41 |
| Figura 38. Diagrama de funcionamiento de WaSP .....                     | 43 |
| Figura 39. Análisis de datos a 150m de WAsP Climate Analyst .....       | 44 |
| Figura 40. Mapa de orografía y rugosidad .....                          | 45 |

|                                                                                                                  |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 41. Mapa de orografía y rugosidad con la localización de los aerogeneradores y la torre de medición ..... | 45 |
| Figura 42. Curva de potencia y coeficiente de empuje de Vestas .....                                             | 46 |
| Figura 43. Curva de potencia y coeficiente de empuje de Nordex.....                                              | 46 |
| Figura 44. Curva de potencia y coeficiente de empuje de General Electric.....                                    | 47 |
| Figura 45. Simulación aerogeneradores Nordex en WAsP .....                                                       | 47 |
| Figura 46. Diseño de cimentación de aerogenerador .....                                                          | 52 |
| Figura 47. Esquemas de las celdas MT .....                                                                       | 65 |
| Figura 49. Gráfico del precio de la energía .....                                                                | 71 |
| Figura 50.Emisiones de CO <sub>2</sub> de 2020 a 2024[15] .....                                                  | 79 |

## *Índice de tablas*

|                                                                             |    |
|-----------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1. Localización de los aerogeneradores.....                           | 22 |
| Tabla 2. Velocidades medias, máximas y mínimas.....                         | 25 |
| Tabla 3. Percentiles 10, 50 y 90.....                                       | 25 |
| Tabla 4. Escenarios de pérdidas .....                                       | 48 |
| Tabla 5. Cálculo WAsP para aerogeneradores de Vestas.....                   | 48 |
| Tabla 6. Cálculos posteriores a WAsP para Vestas.....                       | 49 |
| Tabla 7. Cálculo WAsP para aerogeneradores de Nordex .....                  | 49 |
| Tabla 8. Cálculos posteriores a WAsP para Nordex .....                      | 49 |
| Tabla 9. <i>Cálculo WAsP para aerogeneradores de General Electric</i> ..... | 50 |
| Tabla 10. Cálculos posteriores a WAsP para General Electric .....           | 50 |
| Tabla 11. Características principales del parque .....                      | 51 |
| Tabla 12. Características de los caminos.....                               | 54 |
| Tabla 13. Longitudes de los caminos de acceso a los aerogeneradores .....   | 54 |
| Tabla 14. Tipos de zanjas .....                                             | 55 |
| Tabla 15. Especificaciones del trafo BT/MT.....                             | 57 |
| Tabla 16. Celdas de conexión.....                                           | 59 |
| Tabla 17. Categoría de la red y tensión del cable a utilizar.....           | 59 |
| Tabla 18. Distribución aerogeneradores por línea.....                       | 60 |
| Tabla 19. Especificaciones cable MT 240 mm <sup>2</sup> .....               | 60 |
| Tabla 20. Especificaciones cable MT 70 mm <sup>2</sup> .....                | 60 |
| Tabla 21. Características cable AT.....                                     | 61 |
| Tabla 22. Características transformador MT/AT.....                          | 62 |
| Tabla 23. Características VT trafo de HYEE .....                            | 63 |
| Tabla 24. Características CT trafo de Straton.....                          | 64 |
| Tabla 25. Presupuesto de ejecución por contrata.....                        | 69 |
| Tabla 26. CapEx del proyecto .....                                          | 69 |
| Tabla 27. Precio de la energía de cada mes durante 10 años.....             | 70 |
| Tabla 28. Hipótesis financieras .....                                       | 71 |
| Tabla 29. Costes O&M aerogeneradores.....                                   | 72 |
| Tabla 30. Costes O&M adicionales.....                                       | 72 |
| Tabla 31. Ingresos de explotación .....                                     | 73 |



|                                                                             |    |
|-----------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 32. Gastos de explotación.....                                        | 73 |
| Tabla 33. Flujos de caja del proyecto .....                                 | 74 |
| Tabla 34. Flujos de caja del accionista .....                               | 74 |
| Tabla 35. Factores CO <sub>2</sub> para cada tecnología[15] .....           | 80 |
| Tabla 36. Emisiones ahorradas en comparación con combustibles fósiles ..... | 80 |
| Tabla 37. Cronograma del proyecto .....                                     | 81 |

## *Índice de acrónimos*

|       |                                                          |
|-------|----------------------------------------------------------|
| AT    | Alta Tensión                                             |
| BT    | Baja Tensión                                             |
| CapEx | Gastos de Capital                                        |
| CDF   | Función de Distribución Acumulada                        |
| DFIG  | Generador de Inducción de Doble Alimentación             |
| EIA   | Evaluación de Impacto Ambiental                          |
| EPR   | Caucho de Etileno Propileno                              |
| HEPR  | Caucho de Etileno Propileno de Alto Módulo               |
| IDAE  | Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía |
| IPC   | Índice de Precios al Consumo                             |
| MT    | Media Tensión                                            |
| NOF   | Necesidades Operativas de Fondos                         |
| ODS   | Objetivos de Desarrollo Sostenible                       |
| ONU   | Organización de las Naciones Unidas                      |
| PNIEC | Plan Nacional Integrado de Energía y Clima               |
| REE   | Red Eléctrica de España                                  |
| SCADA | Sistema de Supervisión y Adquisición de Datos            |
| TIR   | Tasa Interna de Retorno                                  |
| VAN   | Valor Actual Neto                                        |
| WACC  | Coste Medio Ponderado de Capital                         |
| WAsP  | Programa de Análisis y Aplicación del Atlas de Viento    |
| XLPE  | Polietileno Reticulado                                   |
| ZEPA  | Zona de Especial Protección para las Aves                |

## Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de este Trabajo de Fin de Grado es realizar el diseño y estudio técnico de un parque eólico terrestre en España mediante el estudio de todas las fases necesarias para su desarrollo, desde la selección del emplazamiento hasta el análisis de su viabilidad económica.

La estructura del trabajo cubre todos los elementos involucrados en el proceso de planificación y ejecución de una instalación eólica.

Tras la introducción, en la que se trata la motivación personal, el estado actual del sector y el potencial eólico en España, se presenta la descripción de las tecnologías utilizadas en los aerogeneradores.

A continuación, se realiza el análisis para la selección del emplazamiento, el cual se ha hecho en base a criterios técnicos, ambientales y de accesibilidad. Tras esto, se lleva a cabo un estudio del recurso eólico, utilizando herramientas de simulación y de tratamiento estadístico de datos para estimar el potencial energético del lugar.

En los capítulos posteriores se detalla el diseño de la instalación eléctrica, la obra civil necesaria y un estudio de la viabilidad económica. Por último, se presenta la planificación global del proyecto, las conclusiones y la bibliografía utilizada para el desarrollo del proyecto.

Todo se complementa con un análisis del impacto en relación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, un estudio de la contaminación evitada y una planificación del proyecto, además de anexos y planos.

### ***1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO***

En las condiciones actuales de crisis climática las energías renovables están teniendo un papel clave para la transición energética. Entre las más populares destaca la eólica por ser de las más eficientes y baratas en comparación con otras como puede ser la biomasa o la hidroeléctrica.

La evolución de las tecnologías respecto a las turbinas o a los sistemas de almacenamiento de energía junto con el agotamiento de los combustibles fósiles ha hecho que se observe un notable desarrollo en la energía eólica terrestre.

En 2024 la eólica se convirtió en la principal fuente de generación en España con un 23% del total de la producción y respecto a Europa es uno de los países líderes por detrás de

Alemania en cuanto a capacidad eólica total instalada se refiere. Además, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) tiene como objetivo alcanzar los 62 GW de capacidad

eólica instalada para el año 2030. Esto supone doblar de la capacidad actual, es por esto por lo que es necesario seguir poniendo los esfuerzos en el desarrollo de este tipo de infraestructuras. [1]

Desde una perspectiva ingenieril, el proyecto de un parque eólico terrestre supone un desafío multidisciplinar que requiere la integración de conocimientos en distintas áreas: análisis del recurso eólico, evaluación de emplazamientos, selección de tecnología, diseño eléctrico, estudios de impacto ambiental, conexión a red y viabilidad económica, entre otros. Esta complejidad técnica es precisamente uno de los principales motivos que me han llevado a elegir este tema como Trabajo de Fin de Grado.

Siempre he tenido un gran interés por las energías renovables no solo por la importancia ambiental, sino también por las oportunidades técnicas que ofrece. Este trabajo me ha permitido aplicar de forma práctica los conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera, utilizar herramientas de simulación y cálculo reales, analizar datos y tomar decisiones basadas en criterios técnicos y económicos.

## ***1.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN***

Como mencionaba anteriormente, en los últimos años, la energía eólica se ha estado consolidando como una de las principales fuentes de generación eléctrica en España, contando con una potencia eólica instalada de 31.679 MW, distribuida en 1.382 parques eólicos que se reparten entre en más de 1.053 municipios. [2] Con relación a su contribución medioambiental, se estima que la energía eólica está evitando la emisión de unos 32,7 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> cada año. De esta forma está consolidándose como una herramienta imprescindible para alcanzar los objetivos de descarbonización y sostenibilidad establecidos por la Unión Europea.[3]

Aparte del impacto ambiental y energético, el sector eólico español también tiene un importante impacto en la economía y el empleo. Actualmente, genera entre 35.000 y 40.000 empleos directos, a los que se suman miles de puestos indirectos en sectores asociados como el mantenimiento, transporte o fabricación de componentes. En total, existen 276 centros de fabricación repartidos en 16 de las 17 comunidades autónomas. [1]

No obstante, el desarrollo del sector también está enfrentando importantes retos. Uno de los más relevantes, comentado previamente, es la necesidad de acelerar el ritmo de instalación para cumplir con los objetivos del PNIEC. Para ello, sería necesario instalar a una velocidad muy por encima de la registrada en 2024. A esto se suman desafíos normativos y administrativos, como los procesos de evaluación ambiental, que han ralentizado numerosos proyectos. Por otro lado, una nueva problemática relacionada con el fin de vida útil de los aerogeneradores está emergiendo. Concretamente respecto al reciclaje de palas y componentes, lo que requiere avanzar en soluciones tecnológicas e industriales sostenibles.

Cambiando a una escala global, la eólica tiene un futuro prometedor. En 2024 se alcanzó un récord histórico con la instalación de 117 GW, de los cuales 109 GW corresponden a instalaciones onshore

## INTRODUCCIÓN

y 8 GW a instalaciones offshore. Las instalaciones terrestres superaron los 100 GW por segundo año consecutivo, con 109 GW conectados a la red en 2024, una cifra ligeramente mayor a la alcanzada el año anterior. La capacidad eólica marina puesta en marcha fue de 8 GW, un 26,6 % menos que el año anterior y la cifra más baja desde 2021. A pesar de una ligera ralentización en el crecimiento ya que la tasa de crecimiento anual compuesto (CAGR) pasó de un 10% a un 7% en los últimos años, se espera que la energía eólica siga siendo clave en la transición energética global.[14]

Historic development of new installations (GW)

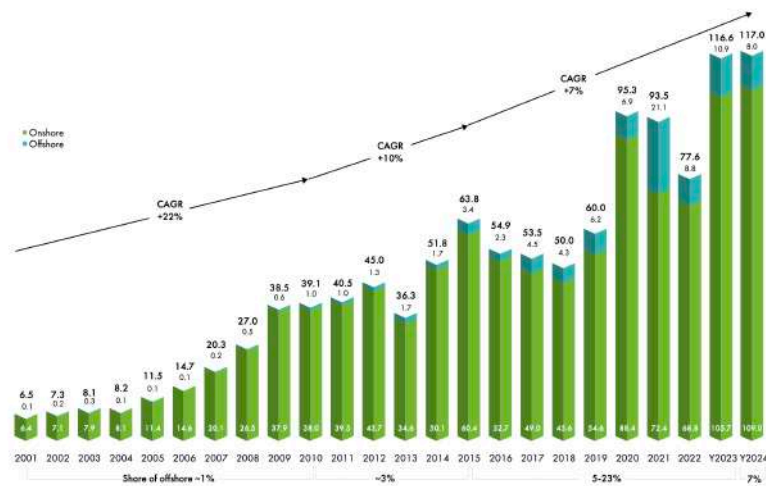


Figura 1. Nueva capacidad eólica instalada a nivel global [14]

Esto datos dejan la capacidad total instalada en 1.136 GW a finales de 2024, lo que implica un incremento del 11,26 % respecto al año anterior. Este aumento refleja la evolución continua del sector, que ha añadido más de 400 GW desde 2020, con una media superior a 100 GW anuales en los últimos dos años, con una eólica terrestre representando la mayor parte de esta capacidad y con la eólica marina mostrando un fuerte potencial de crecimiento a largo plazo. Cabe destacar que el CAGR ha ralentizado su avance, pasando del 17 % al 11 %.[14]

Historic development of total installations (GW)



Figura 2 Capacidad eólica total instalada a nivel global[14]

La región de Asia-Pacífico instaló 87,75 GW, representando un 75% de la capacidad total instalada, muy por encima de Europa que instaló un 14% y Norteamérica con solo 5%. Este dominio refleja el liderazgo de países como China e India mientras que Europa mantiene su importancia como segundo mercado y Estados Unidos desacelera significativamente en instalaciones onshore, aunque sigue desarrollando proyectos offshore.[14]

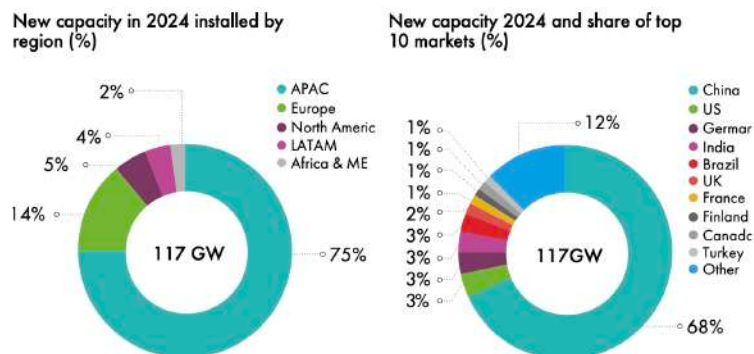


Figura 3. Capacidad nueva instalada en 2024 por región

Analizando ahora el desempeño de los países, China lideró el mercado global, representando el 68 % de la nueva capacidad instalada, seguida por igual por Estados Unidos, Alemania, India y Brasil con un 3 % cada país. Estas 5 naciones representaron los principales mercados mundiales en capacidad eólica instalada a finales de 2024. Respecto 2023, el único cambio fue que España fue sustituido por Brasil en el quinto lugar. En conjunto, estos cinco mercados representaron el 73 % de la capacidad eólica total mundial en 2024, un 1 % más que el año anterior.

En 2024, el desarrollo de la eólica tuvo dinámicas diversas según el país y el tipo de instalación. En China, la energía eólica terrestre experimentó una rápida recuperación y crecimiento acelerado tras el COVID, con capacidad instalada de acuerdo con las previsiones mientras que, en offshore, pese a la aprobación de 18 GW en 2023 y 17 GW en construcción, solo se conectaron 4 GW. Estados Unidos conectó menos de 4 GW onshore, a pesar de tener más de 16 GW en construcción, debido a largas listas de espera y retrasos normativos. Tampoco hay grandes esperanzas en el desarrollo offshore aunque haya en marcha proyectos como Revolution Wind y Coastal Virginia.

India continuó recuperando su mercado onshore con 3.4 GW instalados. En Alemania destacó en producción offshore poniendo en marcha proyectos con una producción total de 730MW. Brasil vivió un crecimiento récord onshore entre 2021 y 2023, pero en 2024 se ralentizó.[14]



Figura 4. Capacidad nueva y total instalada en 2024 por país[14]

Respecto a los próximos años, pese a los problemas geopolíticos, económicos y comerciales, las perspectivas a largo plazo para la energía eólica se mantienen sólidas, impulsadas por la urgencia de garantizar la seguridad energética y avanzar en los objetivos climáticos globales.

Las previsiones son de que las nuevas instalaciones alcancen los 138 GW en 2025 y lleguen a un total de 982 GW en los próximos cinco años, lo que implica un CAGR del 8.8% entre 2025 y 2030.

China continúa liderando el desarrollo eólico, con un compromiso hacia la energía limpia y un objetivo de que más del 80% del consumo energético sea de renovables para 2060. Europa acelera sus esfuerzos para garantizar seguridad energética tras la invasión rusa a Ucrania.

En Estados Unidos las tecnologías limpias siguen siendo claves para aumentar la capacidad energética y apoyar avances industriales y tecnológicos.

Finalmente, se espera un crecimiento destacado en mercados emergentes de Asia Sudoriental, Asia Central, África y Medio Oriente, que impulsarán la diversificación del mercado global.

En cuanto al crecimiento onshore, el CAGR previsto es del 6.6% con un promedio anual de 138 GW instalados, sumando un total de 827 GW nuevos entre 2025 y 2030. China y Europa seguirán siendo los principales motores, representando juntos el 73% de la capacidad a construir, mientras que Asia Pacífico podría superar a EE. UU. como tercer mayor mercado onshore.

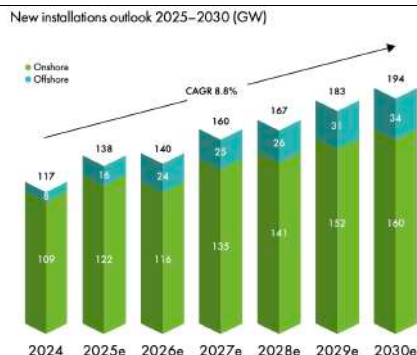


Figura 5. Previsión de nuevas instalaciones hasta 2030[14]

## 1.3 ENERGÍA EÓLICA

### 1.3.1 ORIGEN DEL VIENTO

El origen del viento se encuentra en el movimiento del aire entre zonas de alta presión hacia las de baja en la atmósfera. Esta diferencia de presiones se debe a que la energía solar calienta la superficie terrestre de forma desigual, haciendo que haya zonas a distintas temperaturas y por tanto también a distintas presiones. Sin embargo, aparte de esto, también hay otros factores que influyen como por ejemplo la topografía, la rugosidad del terreno o el efecto Coriolis que produce un cambio en la dirección del viento debido a la rotación de la Tierra.[10]

### 1.3.2 CIRCULACIÓN ATMOSFÉRICA A MACROESCALA

El viento se da gracias al equilibrio entre la fuerza causada por el gradiente de presión y la fuerza de Coriolis, haciendo que este circule de forma prácticamente paralela a las isobaras. Este viento recibe el nombre de viento geostrófico y se da en la atmósfera libre donde se considera que el rozamiento es despreciable y la superficie apenas influye. [10]

Conforme disminuye la distancia con la superficie, el terreno aumenta su efecto en el viento haciendo que disminuya y cambiando también el equilibrio entre las fuerzas ya que la fuerza de Coriolis disminuye proporcionalmente a la velocidad. De esta forma el viento comienza a desviarse cortando oblicuamente las isobaras. [10]

La influencia de la fricción disminuye progresivamente con la altura y desaparece aproximadamente a los 2.000 metros sobre la superficie, donde el viento vuelve a ser geostrófico. Entre la superficie y esta altura se genera un perfil vertical característico denominado Espiral de Ekman, que describe la curva de variación vertical del viento y como aumenta su velocidad conforme se eleva y gira hacia la derecha. [10]



### 1.3.3 CIRCULACIÓN A MESOESCALA Y EFECTOS LOCALES

A menores alturas se dan vientos regionales que son notables sobre todo cuando los vientos a gran escala son débiles.

Se clasifican principalmente en dos tipos: vientos de origen térmico y vientos de origen orográfico.

Vientos de origen térmico: surgen por diferencias de temperatura que como se menciona previamente generan pequeñas variaciones de presión. Destacan:

- Brisas marinas y terrestres: durante se generen vientos que soplan desde el mar hacia la costa en superficie y por la noche, la situación se invierte, soplando el viento desde la tierra hacia el mar.
- Vientos de ladera: en zonas montañosas durante el día el aire sobre las laderas calientes asciende, se le conoce como viento anabático. Durante la noche, el aire frío desciende por las laderas y recibe el nombre de viento catabático.
- Brisas de valle y montaña: la brisa sopla valle arriba por la mañana y valle abajo por la noche. A este último se le conoce también como viento cañón.

Vientos de origen orográfico: la topografía y la rugosidad del terreno modifican la circulación general del viento, generando ciertos efectos:

1. Efecto barrero: el viento se desvía al chocar con montañas.
2. Efecto encauzamiento: cuando el viento sopla paralelo a accidentes orográficos como valles se acelera debido al estrechamiento del flujo.
3. Efecto esquina: el viento bordea elementos topográficos elevados como cabos. [10]

### 1.3.4 CIRCULACIÓN A MICROESCALA

La circulación a microescala es la que se da cuando el viento está completamente influenciado por las características del terreno, como la topografía, la vegetación o los edificios. A esta escala, se dan variaciones rápidas tanto en la velocidad como en la dirección.

Uno de los factores más importantes en esta escala es la rugosidad el terreno pues causa una notable ralentización y desviación del flujo. En zonas urbanas o bosques densos la velocidad del viento se reduce y aumentan las turbulencias. En cambio, en superficies lisas como lagos o terrenos con vegetación bajas se generan menor rozamiento, permitiendo velocidades mayores. [10]



## 1.4 VARIACIÓN VERTICAL DEL VIENTO

Una forma sencilla y común de modelar el aumento de la velocidad del viento con la altura es la ley potencial de variación del viento que se expresa mediante la siguiente fórmula:

$$\frac{U(z_2)}{U(z_1)} = \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^\alpha$$

U (Z2): Velocidad viento a altura 2 en m/s

U (Z1): Velocidad del viento a altura 1 en m/s

Z<sub>2</sub>: Altura 2 en m

Z<sub>1</sub>: Altura 1 en m

α: coeficiente de superficie, depende de la rugosidad del terreno y las condiciones atmosféricas.

Por otra parte, para un análisis más preciso, especialmente cerca de la superficie donde el viento varía logarítmicamente con la altura, se utiliza la ley logarítmica de variación del viento. [12]

$$\frac{U(z_2)}{U(z_1)} = \frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)}$$

U (Z2): Velocidad viento a altura 2 en m/s

U (Z1): Velocidad del viento a altura 1 en m/s

Z<sub>2</sub>: Altura 2 en m

Z<sub>1</sub>: Altura 1 en m

Z<sub>0</sub>: Longitud de rugosidad.

## 1.5 POTENCIA EÓLICA

La potencia eólica disponible se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$P_d = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

- ρ: Densidad del aire en kg/m<sup>3</sup>
- A: Área barrida por el rotor en m<sup>2</sup>
- v: Velocidad del viento en m/s
- P<sub>d</sub>: Potencia eólica disponible en W

Sin embargo, existen limitaciones que nos impiden aprovecharla al completo. La verdadera potencia que podemos utilizar de un aerogenerador se expresa mediante la fórmula:

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

- $C_p$ : Coeficiente de potencia (adimensional)
- $P_a$ : Potencia eólica útil en W

El coeficiente de potencia ( $C_p$ ) representa la fracción de energía que el rotor es capaz de capturar del viento disponible. El límite de Betz establece que el valor máximo teórico de  $C_p$  es aproximadamente del 59. En la práctica, los aerogeneradores alcanzan valores entre 0.42 y 0.44, concretamente en diseños tripala.[11]

### 1.5.1 COEFICIENTES DE POTENCIA Y EMPUJE

El coeficiente de potencia indica la eficiencia con la que un aerogenerador convierte la energía cinética en energía mecánica útil. Representa la fracción de la potencia disponible en el viento que el rotor es capaz de extraer.

El coeficiente de empuje ( $C_t$ ) nos indica la fuerza que ejerce el aerogenerador sobre el aire, la cual es igual y opuesta al viento que incide en el aerogenerador. Esta fuerza produce una zona de turbulencia que se conoce como estela. Un  $C_t$  alto indica una mayor resistencia al flujo, lo que genera una estela más intensa y una zona de turbulencia mayor detrás del aerogenerador. Esto puede afectar negativamente la eficiencia de aerogeneradores ubicados a sotavento en un parque eólico. [11]

$$C_T = \frac{F}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4}}$$

- $C_t$ : Coeficiente de empuje (adimensional)
- $F$ : Fuerza de empuje en N
- $\rho$ : Densidad del aire en  $\text{kg/m}^3$ .
- $v$ : Velocidad del viento a la altura de buje en m/s.
- $D$ : Diámetro del rotor en m.

### 1.5.2 CURVA DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR

La curva de potencia sirve para caracterizar el rendimiento de un aerogenerador. Representa como varía la potencia generada desde velocidades bajas, hasta velocidades nominales en las que el aerogenerador alcanza su máxima potencia constante, y finalmente hasta la velocidad superior, en la que el aerogenerador se desconecta.

Esta curva es usada para evaluar y comparar diferentes modelos de aerogeneradores, ya que permite estimar el rendimiento esperado en función del recurso eólico disponible.

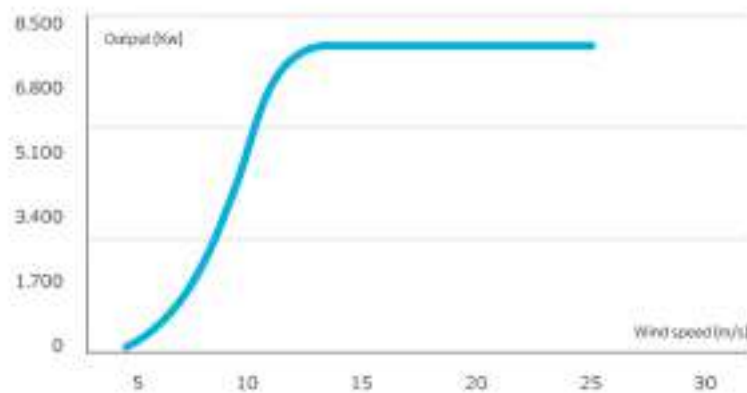
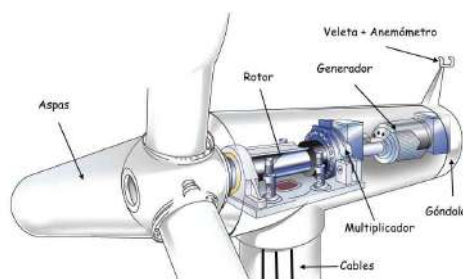


Figura 6. Gráfica de una curva de potencia

## Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

Un aerogenerador tiene la función de transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica. Esto se lleva a cabo gracias a una serie de elementos mecánicos, eléctricos y electrónicos que trabajan de forma coordinada. A continuación, se describen las tecnologías principales que conforman un aerogenerador.



*Figura 7. Partes de un aerogenerador*

### 2.1 ROTOR

El rotor es el elemento encargado de convertir la energía cinética del viento en mecánica de rotación. Puede ser de eje horizontal o vertical, pero el más utilizado actualmente es el de eje horizontal ya que tiene una mayor eficiencia. Dentro de este tipo de rotor los más típicos son los de tipo hélice y multipala.

El rotor está formado por las palas y el buje.

Las palas son las estructuras encargadas de para capturar la energía del viento y transformarla en movimiento rotatorio. El diseño aerodinámico de las palas está orientado a que se genere una fuerza de sustentación similar al que ocurre en las alas de un avión.

Actualmente los aerogeneradores disponen de un sistema de control llamado ‘pitch’. Gracias a este sistema es posible modificar el ángulo de las palas respecto al eje longitudinal. De esta forma se optimiza la captación de energía y hasta se puede detener el aerogenerador en caso de que sea necesario.

Los materiales compuestos son los más usados para fabricar las palas. El más común es la fibra de vidrio, que combinado con resinas epoxi o poliéster, crean una estructura más sólida y resistente. A veces se refuerzan con fibra de carbono aportando una mayor rigidez, especialmente cuando se trata de modelos de gran tamaño. En el interior de la pala materiales como de espuma sintética o madera balsa son utilizados para el núcleo, proporcionando así forma, volumen y resistencia sin que el peso aumente excesivamente. [4]

### *DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS*

Empresas como LM Wind Power han comenzado a fabricar modelos reciclables o con diseños segmentados, permitiendo un transporte más eficiente y una gestión más responsable de los residuos. Además, se está investigando el uso de nuevos materiales compuestos de origen natural o más fáciles de reutilizar, así como tecnologías que permitan desmontar las palas con mayor facilidad. Esto busca no solo mejorar el rendimiento energético, sino reducir el impacto ambiental del ciclo de vida completo de los aerogeneradores. [6]

El buje es el punto donde se da la unión de las palas con el sistema de transmisión. Los materiales usados en la fabricación suelen ser acero o fundición nodular. Se trata de una pieza esférica o cilíndrica robusta que debe ser capaz de soportar enormes cargas mecánicas, vibraciones y par torsional generado por el rotor

Está situado en la parte frontal de la góndola conectado al eje principal de baja velocidad. Este eje transmite el movimiento al tren de potencia para que un generador lo convierta en electricidad.

Existen varias configuraciones de buje, pero la usada en las turbinas de los aerogeneradores es la rígida.

En su interior se alojan los actuadores del sistema pitch, que permiten variar el ángulo de las palas entre 0° y 90°.

## **2.2 TREN DE TRANSMISIÓN MECÁNICA**

El tren de transmisión mecánica es el sistema encargado de unir el rotor y el generador. Lo componen el eje de baja velocidad, el multiplicador y el eje de alta velocidad.

El primer elemento es el eje de baja velocidad que recibe el par mecánico generado por las palas del rotor ya que se encuentra acoplado al buje. En esta parte de la transmisión, la velocidad de giro de este eje es lenta, entre 5 y 15 rpm.

A continuación, el par transmitido llega al multiplicador. Su función es la de aumentar la velocidad de rotación hasta los valores necesarios para el funcionamiento del generador. Las relaciones de transmisión suelen estar alrededor de 1:100. Los multiplicadores utilizados en aerogeneradores pueden ser de ejes planetarios o ejes paralelos.

Al final se encuentra el eje de alta velocidad conectando el multiplicador con el generador eléctrico. A diferencia del eje de baja velocidad, este gira a una velocidad mucho mayor, 1500 rpm.

## **2.3 GENERADOR ELÉCTRICO**

Existen dos tipos de generadores, los síncronos y los asíncronos.

En los primeros la conexión a la red es realizada a través de un convertidor de frecuencia que desacopla la frecuencia del generador y de la red, permitiendo así operar a una velocidad variable y controlar la potencia reactiva conectada a la red.

Por otro lado, existen los generadores asíncronos los cuales son más robustos, baratos y fáciles de mantener. No obstante, presentan inconvenientes y limitaciones como la necesidad de excitación desde la red o el que solo se pueda variar la velocidad ligeramente.

Independientemente del tipo de generador, ambos producen tensión alterna trifásica la cual oscila entre 400 y 600 V. Posteriormente, esta tensión es transformada para su integración en redes de media o alta tensión. [5]

## **2.4 SISTEMAS AUXILIARES**

Los aerogeneradores también cuentan con sistemas de protección y control que actúan en situaciones que lo requieren.

**Freno de emergencia:** en el caso de que las condiciones meteorológicas no sean las adecuadas ya sea por exceso de velocidad del viento o por clima extremo, su función es parar el rotor de forma rápida y segura. Suele ser un sistema hidráulico o mecánico que actúa directamente sobre el eje o el disco de freno.

**Frenos aerodinámicos:** o sistemas de pitch control, regulan la velocidad del rotor mediante la modificación del ángulo de las palas respecto al viento. De esta forma se posibilita reducir la fuerza de empuje sin frenar el rotor mecánicamente.

**Sistema de orientación (Yaw):** Para maximizar la captación de energía eólica, la góndola del aerogenerador debe estar alineada con la dirección predominante del viento. El sistema de orientación está compuesto por motores eléctricos y un mecanismo de giro que permiten rotar la góndola sobre la torre, ajustando la posición del rotor en tiempo real según las mediciones de un anemómetro y veleta.

**Sistemas de control:** están compuestos por electrónica de control que monitoriza parámetros como velocidad del viento, velocidad del rotor, temperatura, vibraciones y tensión eléctrica. Gracias a estos sistemas es posible activar los frenos, ajustar el pitch y orientar la góndola. [7]

## **2.5 ESTRUCTURA DE SOPORTE**

Un aerogenerador está compuesto por varios elementos estructurales fundamentales entre los que destacan la góndola, la torre y los cimientos.

La góndola es una estructura cerrada que se encuentra en la parte superior de la torre y cumple la función de alojar y proteger los principales componentes mecánicos y eléctricos del aerogenerador. Además de proporcionar una protección eficaz frente a la intemperie, la

góndola también permite el acceso de los técnicos para realizar tareas de inspección y mantenimiento.

La torre tiene como función principal elevar la góndola y el rotor a una altura suficiente para captar vientos más estables y de mayor velocidad, optimizando así la producción energética. La altura típica de una torre puede variar entre 100 y 160 metros, dependiendo del tipo de turbina y del emplazamiento.[8]

Se pueden encontrar torres construidas íntegramente en acero, en hormigón, o como solución híbrida (acero-hormigón).

Los cimientos constituyen la base que fija el aerogenerador al terreno, transmitiendo todas las cargas al suelo y garantizando la estabilidad de la estructura. El diseño de los cimientos depende de factores como la altura de la torre, el tipo de terreno y las condiciones ambientales del emplazamiento. Existen diferentes tipos de cimentación, siendo la más habitual la cimentación superficial de hormigón armado, de forma circular o poligonal, en instalaciones terrestres.

## Capítulo 3. SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento seleccionado para la construcción del parque eólico es El Ballestero, un municipio perteneciente a la provincia de Albacete, en Castilla-La Mancha. Se trata de una zona rural con baja densidad de población y buenas condiciones tanto técnicas como ambientales para el desarrollo del proyecto. Su localización alejada de grandes núcleos urbanos reduce el impacto social y facilita la integración del parque en el entorno.

El recurso eólico en El Ballestero es adecuado, con una velocidad media del viento de 6,38 m/s a 100 metros de altura, lo que permite una producción eficiente de energía. La rugosidad del terreno es adecuada para la instalación de turbinas eólicas. Además, presenta una consistencia normal, facilitando las obras de cimentación ya que no se requiere de intervenciones complejas.

Respecto a la interconexión eléctrica, El Ballestero se encuentra a 13 km de El Bonillo, una localidad cercana donde se ubica la subestación eléctrica El Bonillo, propiedad de Iberdrola, que permitirá realizar la conexión del parque con la red eléctrica. En concreto, la distancia desde el lugar donde se situarán los aerogeneradores hasta la subestación es de 17 km, y esta subestación opera con niveles de tensión de 132 y 20 kV.

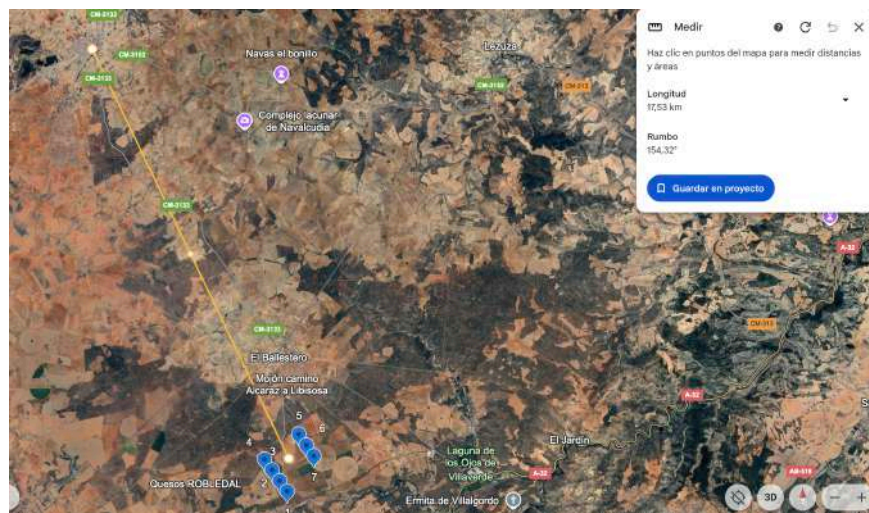


Figura 8. Distancia de los aerogeneradores a la subestación

La accesibilidad también es un punto fuerte del emplazamiento, ya que cuenta con buenas conexiones por carretera, permitiendo el transporte de materiales y un buen acceso para operaciones de mantenimiento. La carretera ubicada en el emplazamiento es la CM-3133 a la cual se puede acceder desde la autovía A-32.





*Figura 9. Vías de acceso al parque*

Respecto a las restricciones ambientales, el lugar es adecuado pues se sitúa a una distancia de entre 5 y 15 km de una zona protegida ZEPA, lo que permite cumplir con los requisitos normativos. Esta localización permite minimizar el impacto ecológico del parque.

La disposición de los aerogeneradores es tal que hay 500 metros de separación entre aerogeneradores de una misma alineación y 1500 metros entre alineaciones paralelas. El parque contará con un total de 7 aerogeneradores y la localización exacta de estos en coordenadas UTM es la siguiente:

| AEROGENERADOR | COORDENADA<br>$X_{UTM}$ | COORDENADA<br>$Y_{UTM}$ |
|---------------|-------------------------|-------------------------|
| 1             | 549000.33               | 4294582.07              |
| 2             | 547395.24               | 4294028.74              |
| 3             | 547099.97               | 4294443.50              |
| 4             | 546800.60               | 4294856.87              |
| 5             | 548120.31               | 4295826.64              |
| 6             | 548415.63               | 4295409.49              |
| 7             | 548709.55               | 4294993.67              |

*Tabla 1. Localización de los aerogeneradores*

## Capítulo 4. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO

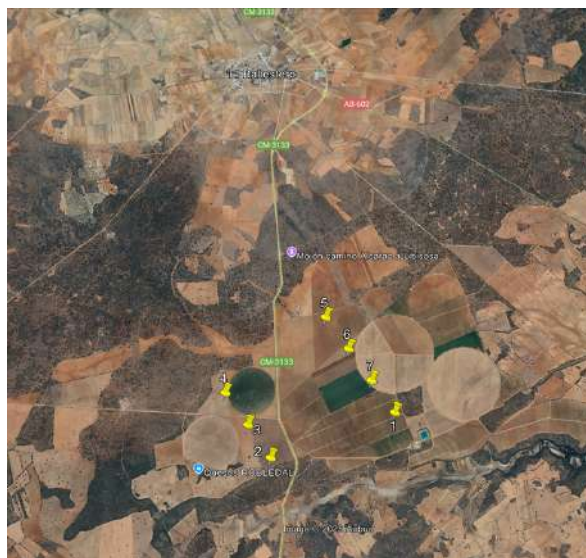
Se ha realizado un análisis de las características del viento en el emplazamiento seleccionado, utilizando datos registrados durante un periodo de once años a dos alturas distintas (120 m y 150 m). Esta información se ha procesado mediante el software Windographer.

El objetivo principal es caracterizar estadísticamente el recurso eólico, evaluando su intensidad, distribución direccional y comportamiento temporal. Además, se estudia la evolución del viento con la altura para estimar el rendimiento potencial de aerogeneradores instalados en distintas configuraciones.

### 4.1 DESCRIPCIÓN DE LOS DATOS

#### 4.1.1 UBICACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Antes de realizar el estudio del recurso eólico se han seleccionado las posiciones individuales de cada aerogenerador dentro del emplazamiento. Para esto se ha tenido en cuenta factores como la dirección predominante del viento y las distancias mínimas entre aerogeneradores y entre alineaciones paralelas, así como las restricciones medioambientales debido a la vegetación presente en el suelo.



*Figura 10. Localización de los aerogeneradores*

Una vez realizada la colocación de los aerogeneradores, se procedió a determinar un punto representativo para la ubicación de la torre de medición. Este punto se seleccionó como una posición intermedia entre los aerogeneradores, con el fin de que los datos recogidos fueran

lo más representativos posible del comportamiento del viento en todo el emplazamiento. Las coordenadas UTM del punto de medición son:

- 30 S
- X=547811 m
- Y=4294801 m



*Figura 11. Localización de la torre de medición*

#### **4.1.2 CARACTERÍSTICAS DEL ANEMÓMETRO Y ALTURA DE MEDICIÓN**

Para la caracterización del recurso eólico se solicitaron a la empresa Vortex ha generado dos series de viento, una a 120 m y otra a 150 m de altura, siendo esta última la altura de buje que se utilizará.

En las series se han obtenido datos tanto de velocidades como de direcciones. Para la generación de estos datos, la empresa Vortex ha utilizado satélites y modelos físicos.

#### **4.1.3 PERIODO DE TOMA DE DATOS**

El periodo de medición del recurso eólico abarca desde el 1 de enero de 2014 hasta el 11 de marzo de 2025, lo que supone un total de más de once años de datos registrados. Esta serie temporal extensa permite realizar un análisis detallado de la variabilidad interanual y estacional del viento, así como una evaluación fiable del recurso eólico disponible en la zona.

## 4.2 ANÁLISIS ESTADÍSTICO

### 4.2.1 VELOCIDADES MEDIAS, MÍNIMAS Y MÁXIMAS

Para caracterizar el recurso eólico del emplazamiento, se ha realizado un análisis estadístico básico de las velocidades del viento registradas a las dos alturas de medición: 120 m y 150 m. A continuación, se presentan los principales parámetros obtenidos:

| Parámetro              | 120 m | 150 m |
|------------------------|-------|-------|
| Velocidad mínima (m/s) | 0,00  | 0,00  |
| Velocidad máxima (m/s) | 25,6  | 26,8  |
| Velocidad media (m/s)  | 6,95  | 7,31  |

*Tabla 2. Velocidades medias, máximas y mínimas*

Se observa que la velocidad media del viento aumenta con la altura, lo cual es coherente con el perfil vertical típico del viento. La velocidad media a 150 metros (7,31 m/s) es superior a la registrada a 120 metros (6,95 m/s).

Además de los valores mínimos, máximos y medios, se han analizado los percentiles y las distribuciones de frecuencia de las velocidades del viento registradas a 120 m y 150 m de altura. Para caracterizar de forma más completa el comportamiento del viento.

En particular, se han analizado los percentiles 10 (P10), 50 (P50 o mediana) y 90 (P90):

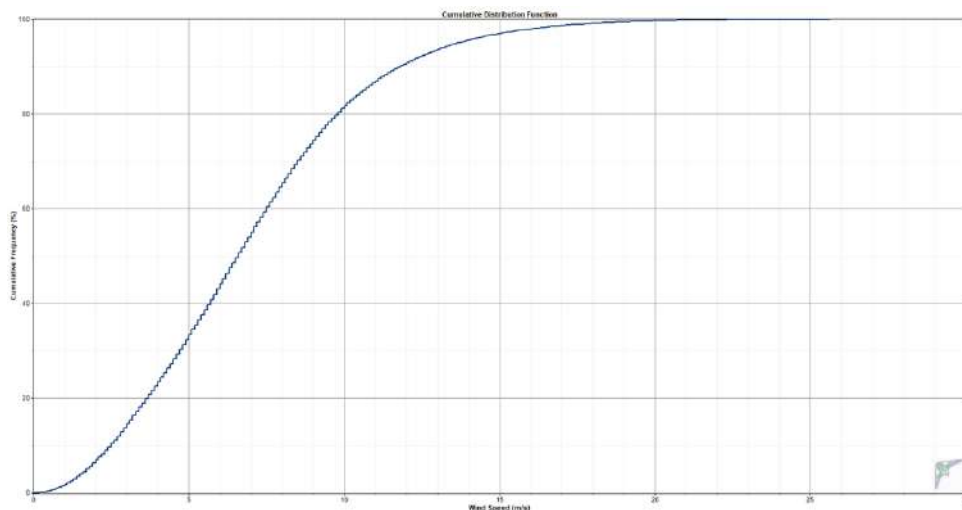
| Percentil     | 120 m (m/s) | 150 m (m/s) |
|---------------|-------------|-------------|
| P10           | 2,5         | 2,6         |
| P50 (mediana) | 6,6         | 6,9         |
| P90           | 11,8        | 12,5        |

*Tabla 3. Percentiles 10, 50 y 90*

Estos valores muestran que las condiciones eólicas a 150 m son sistemáticamente mejores que a 120 m, con velocidades más altas en todos los percentiles.

### 4.2.2 DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS

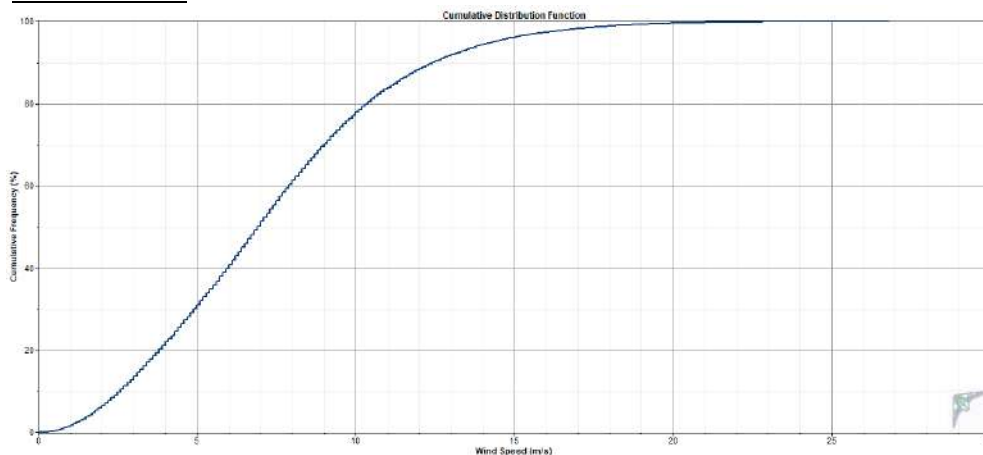
- A 120 metros



*Figura 12. Función de distribución acumulada a 120m*

La gráfica muestra la función de distribución acumulada (CDF) de la velocidad del viento a una altura de 120 metros. Se observa que el 34% de los datos se encuentra por debajo de los 5 m/s, mientras que el 63% está por debajo de los 8 m/s. Además, la probabilidad de registrar vientos superiores a 15 m/s es prácticamente nula.

- A 150 metros



*Figura 13. Función de distribución acumulada a 150m*

En esta segunda gráfica observamos la función de distribución acumulada de la velocidad del viento a una altura de 150 metros. Se puede observar que el 30% de las velocidades registradas están por debajo de los 5 m/s, el 50% no supera los 7 m/s y el 80% se encuentra por debajo de los 10 m/s. Esto indica un ligero incremento en las velocidades medias del viento respecto a los 120 metros. Al igual que en el caso

anterior, la probabilidad de alcanzar velocidades superiores a 15 m/s sigue siendo muy baja.

### 4.2.3 PROBABILIDAD DE EXCEDENCIA

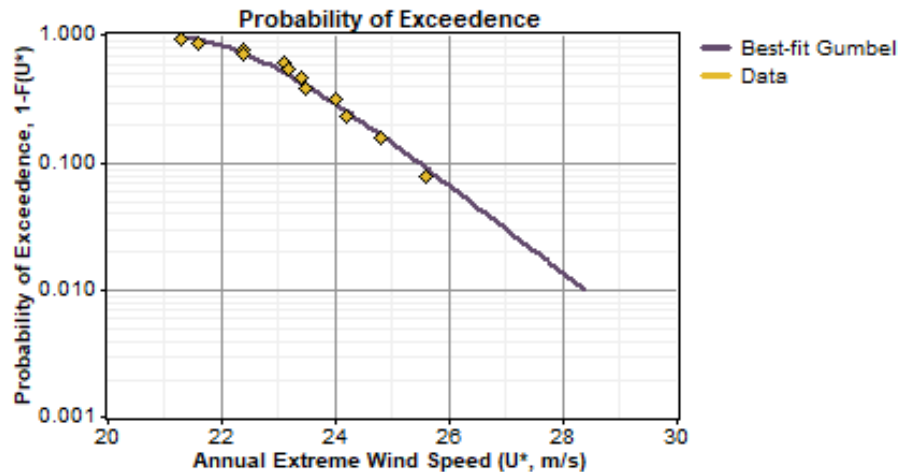


Figura 14. Función de probabilidad de excedencia a 120m

La gráfica representa la función de probabilidad de excedencia para velocidades extremas anuales del viento a 120 metros de altura. El valor más probable de velocidad máxima anual es de 21 m/s. Además, se observa que existe una probabilidad del 10% de que se excedan los 25,5 m/s y una probabilidad del 1% para superar los 28,5 m/s. Esto indica que eventos extremos con velocidades superiores a 28 m/s son muy poco frecuentes a esta altura.

- A 150 metros

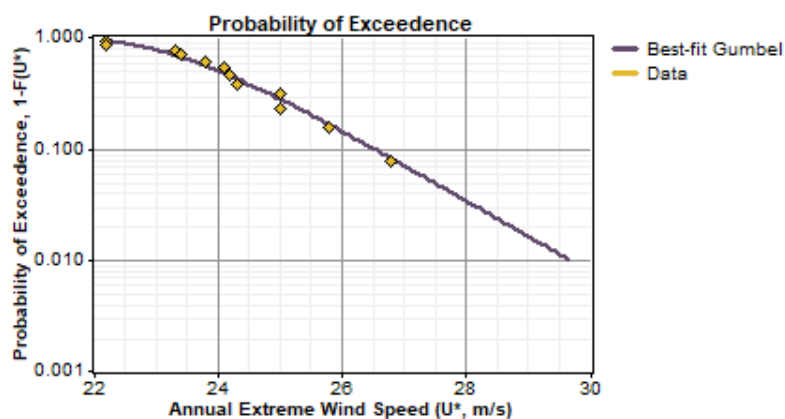


Figura 15. Función de probabilidad de excedencia a 150m

En esta gráfica se muestra la probabilidad de excedencia para velocidades extremas del viento a 150 metros. La velocidad más probable de viento extremo anual es de 22 m/s, ligeramente superior a la observada a 120 m. Se estima una probabilidad del 10% de que se superen los 26,5 m/s y una del 1% para velocidades superiores a 29,5 m/s.



### 4.3 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

#### - A 120 metros

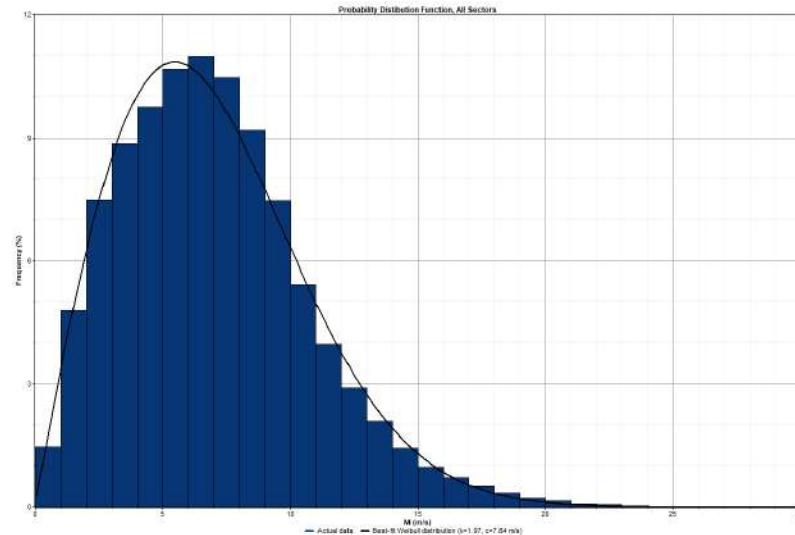


Figura 16. Distribución de Weibull a 120m

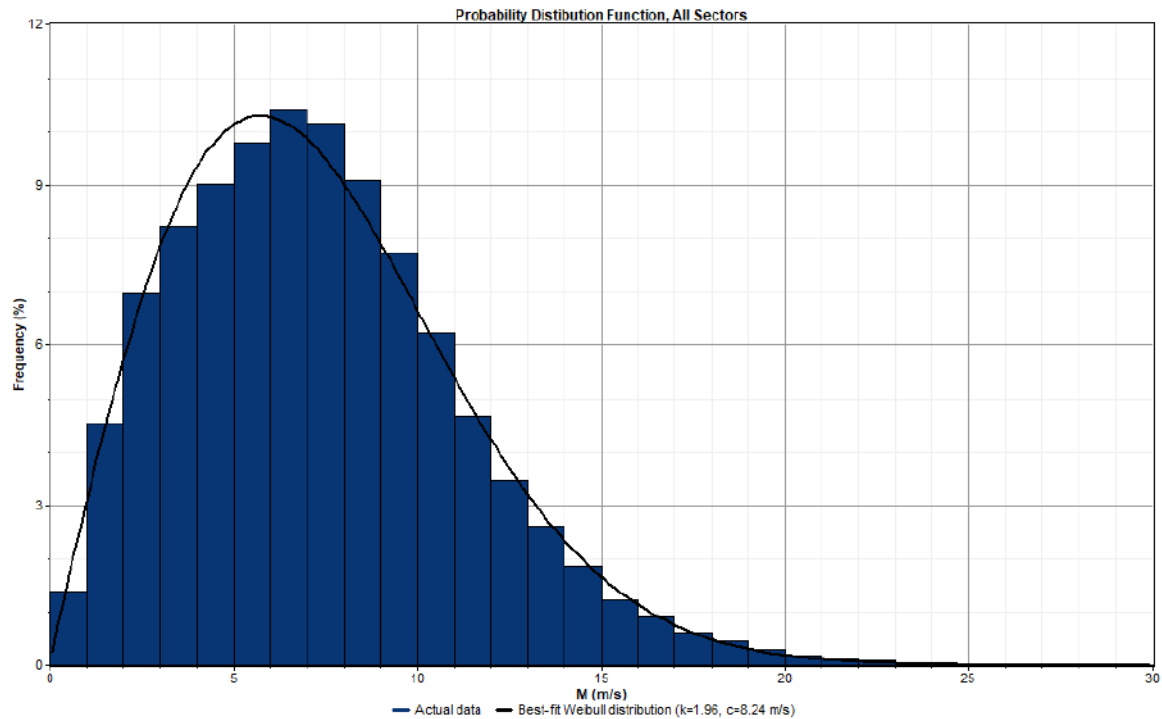
El valor de  $k$  cercano a 2 indica que las velocidades de viento están moderadamente concentradas alrededor de un valor medio, sin una dispersión extrema.

El histograma muestra una asimetría suave hacia la derecha, lo que concuerda bien con el valor de  $k$  obtenido.

El parámetro  $c$  nos indica la velocidad media del viento, y en este caso es 7,84 /s que es donde está el pico de la distribución. La mayoría de los vientos útiles están concentrados en esa zona, lo cual representa un buen recurso eólico.

La línea negra representa el ajuste teórico de la distribución de Weibull, mientras que el histograma azul representa los datos reales y observamos que la curva tiene un buen ajuste al histograma.

- A 150 metros



*Figura 17. Distribución de Weibull a 150m*

El valor de  $k$  se mantiene constante, cercano a 2, lo cual sigue indicando una distribución bastante concentrada sin mucha dispersión de velocidades. Esto significa que, aunque la altura cambia, la regularidad del viento se conserva.

El parámetro de escala ha aumentado respecto al valor en 120 m. Un  $c$  más alto, ahora 8,24 m/s, indica mayor velocidad media del viento, lo que se traduce directamente en una mayor energía eólica potencial.

Vemos que el ajuste a los datos reales sigue siendo bastante bueno.

Como conclusión vemos que tenemos la misma regularidad, pero un mayor rendimiento energético.



## 4.4 ROSAS DE VIENTO

### - A 120 metros

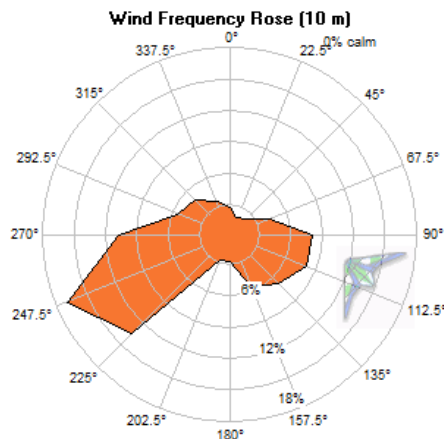


Figura 18. Rosa de frecuencias a 120m

En la rosa de vientos podemos observar que hay dos direcciones predominantes. Por una parte, tenemos el Este-Sureste (90°-135°) que tiene una frecuencia relevante, aunque en comparación esta es claramente menor que la que hay en la zona del Sudoeste-Oeste (225°-270°), que es la dirección principal. Este sector es el predominante y es el que se tiene en cuenta para elegir la orientación de los aerogeneradores.

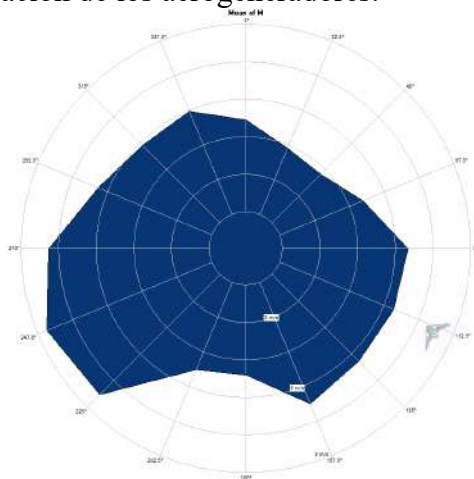


Figura 19. Rosa de velocidades medias a 120m

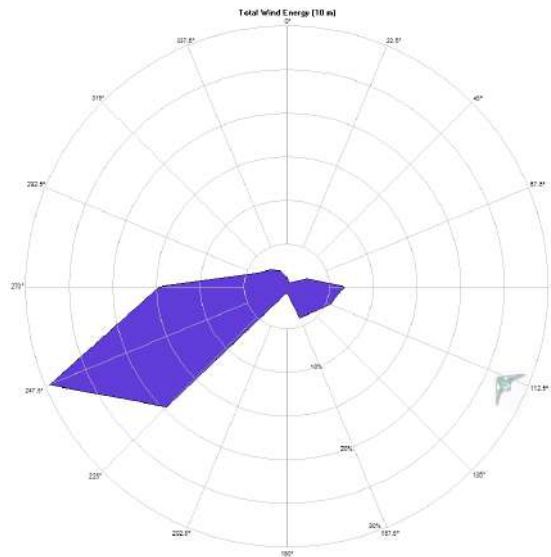
En cambio, en la rosa de velocidades medias podemos observar que hay una gran predominancia de un sector sobre otro.

Se puede observar que la zona con vientos medios más altos se encuentra entre los 225° y los 270° lo cual es coincide con la zona de mayor frecuencia.

Se pueden observar vientos altos, aunque de menor intensidad entre los 90° y los 157, 5°.

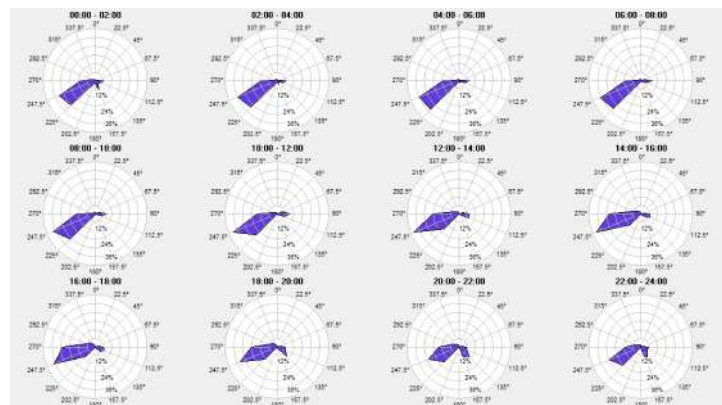
Por otro lado, las velocidades más bajas son entre los  $0^\circ$  y los  $67,5^\circ$ . Esto es llamativo ya que es típico que si los vientos son predominantes en un sector también lo sean en el complementario, pero en este caso ocurre de esta forma.

En conclusión, aunque hay variabilidad, existe una marcada preferencia de direcciones en las cuales las velocidades promedio del viento son mayores.



*Figura 20. Rosa de energía total a 120m*

La rosa de energía total muestra claramente que la energía eólica disponible en la zona está altamente concentrada en una dirección específica, principalmente entre  $247.5^\circ$  y  $270^\circ$ . Es en esta dirección donde se da el mayor aporte de recurso energético, indicando que es el sector más adecuado para la instalación y orientación de aerogeneradores. Aunque existen contribuciones menores del sector alrededor de  $90^\circ$  a  $112.5^\circ$ , su impacto en la producción de energía es mucho menos significativo.

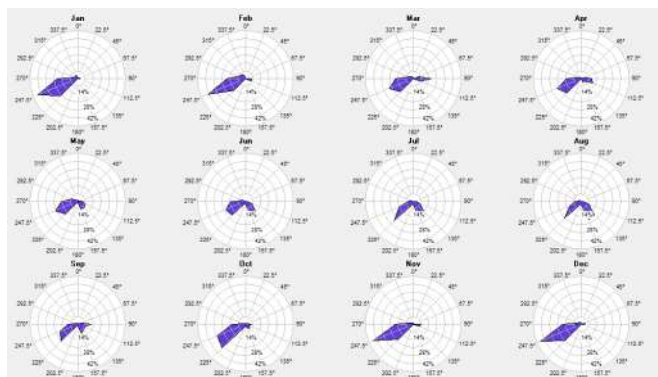


*Figura 21. Rosas de energía total por horas a 120m*

En las rosas de energía total por horas podemos observar cómo cambia la disponibilidad del recurso eólico a lo largo del día. Se observa claramente que el sector entre  $225^\circ$  y  $270^\circ$  domina en todas las franjas horarias, concentrando la mayor cantidad de recurso eólico. Sin embargo, la intensidad energética varía según la hora del día:

- Las horas con mayor concentración energética se observan entre las 6:00 y 18:00 horas.
- Durante la tarde y la noche (18:00 -24:00), la energía eólica es menor, aunque continúa presentando la misma dirección predominante.
- Durante las 24:00 y las 6:00 vemos que la energía presenta una distribución moderada.

Estos resultados resaltan que, aunque la dirección del viento se mantiene bastante estable, existe una variación notable en cuanto a la energía disponible según la hora del día, siendo las mañanas y parte de las tardes el período óptimo para una mayor generación energética.

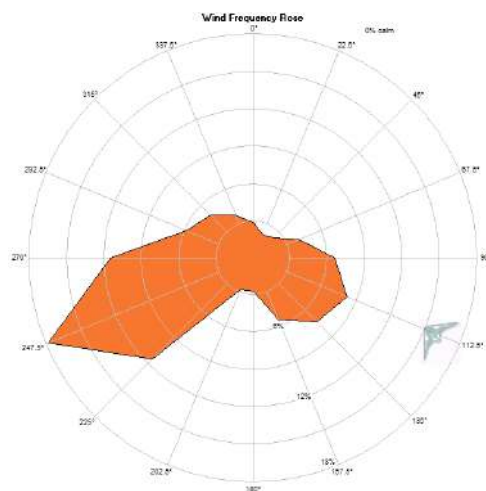


*Figura 22. Rosas de energía total por meses a 120m*

Las rosas de energía total mensuales muestran variabilidad significativa en la distribución y concentración de energía eólica durante el año, aunque mantienen una dirección predominante clara en el sector Sudoeste-Oeste ( $225^\circ$ - $270^\circ$ ):

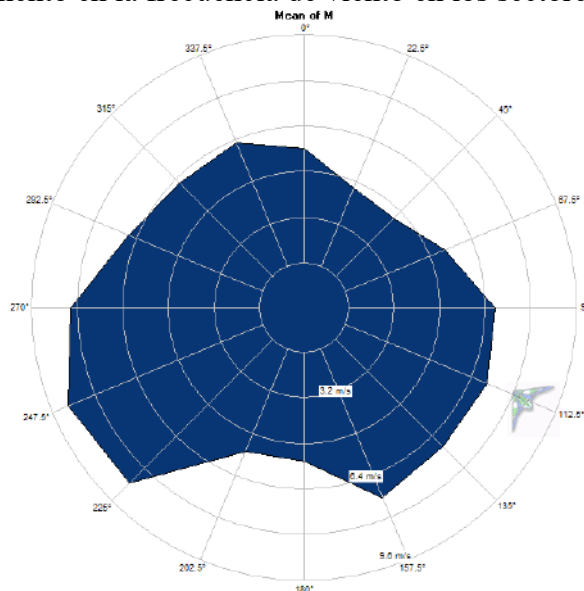
- Meses con mayor energía disponible: Enero, febrero, noviembre y diciembre son los meses con mayor potencial energético, destacando por un porcentaje considerablemente mayor en la dirección predominante.
  - Meses de energía moderada: Marzo, abril y octubre muestran valores intermedios con respecto a los meses anteriores, aunque siguen manteniendo claramente la dirección dominante.
  - Meses con menor energía disponible: Mayo, junio, julio, agosto y septiembre presentan menores concentraciones energéticas, mostrando una reducción notable del potencial eólico, aunque sin cambiar la dirección predominante.
- Estos resultados destacan claramente una estacionalidad en la disponibilidad energética, siendo los meses de invierno los más adecuados para la generación eólica, mientras que los meses de verano representan un periodo con menor recurso energético disponible.

- A 150 metros



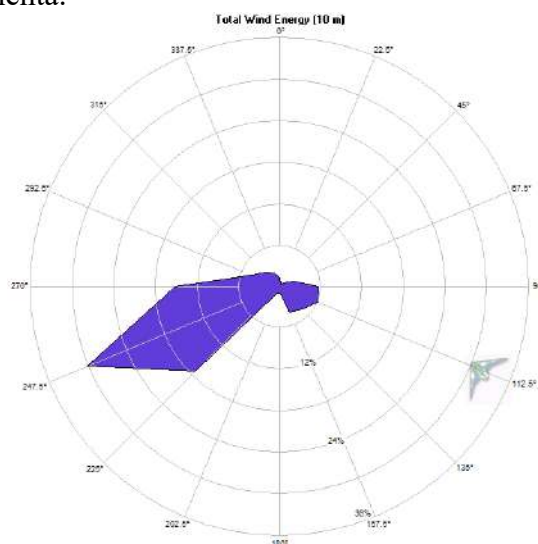
*Figura 23. Rosa de frecuencias a 150m*

Esta rosa indica claramente dos sectores dominantes en términos de frecuencia de viento a 150 m. Se mantiene similar a la altura anterior, predominando notablemente el sector Sudoeste-Oeste (225°-270°), y secundariamente el sector Este-Sureste (90°-135°). Esto muestra que las direcciones del viento no han cambiado significativamente al aumentar la altura, manteniendo una orientación clara en los mismos sectores. Además, se puede observar un ligero aumento en la frecuencia de viento en los sectores predominantes.



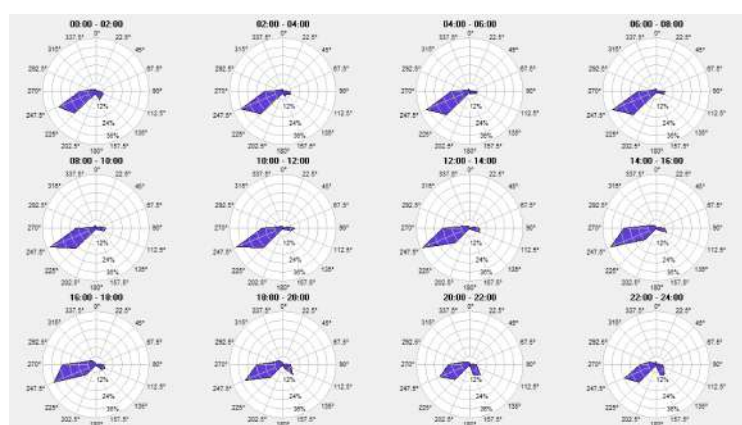
*Figura 24. Rosa de velocidades medias a 150m*

Aquí, observamos un incremento general en las velocidades medias del viento respecto a la medición a 120 m. La distribución sigue siendo relativamente homogénea, pero destaca particularmente el sector Este-Sureste (entre  $315^{\circ}$ - $45^{\circ}$ ) y Sudoeste-Oeste ( $225^{\circ}$ - $270^{\circ}$ ), donde las velocidades promedio son más altas. Esto implica que, al aumentar la altura, el potencial eólico general se incrementa.



*Figura 25. Rosa de energía total a 150m*

La energía total disponible está aún más concentrada hacia la dirección Sudoeste-Oeste ( $225^{\circ}$ - $270^{\circ}$ ). Este aumento en concentración refleja un notable incremento en la potencia eólica disponible, en comparación con la altura previa de 120 m. Este sector sigue siendo el óptimo para colocar turbinas eólicas.



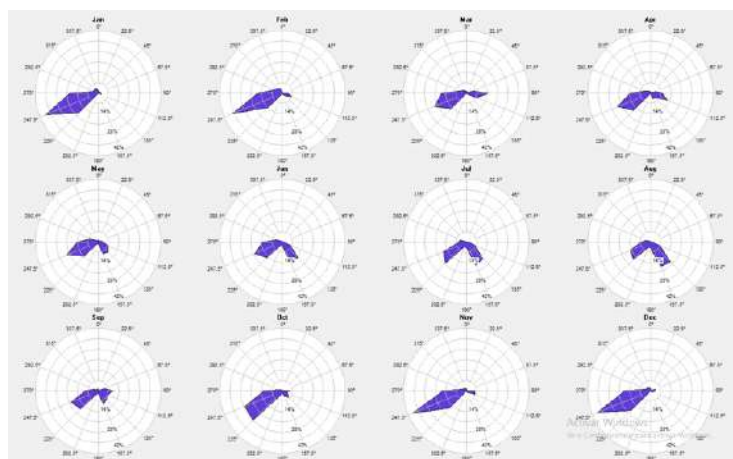
*Figura 26. Rosas de energía total por horas a 150m*

Se observa una consistencia clara en la dirección del viento (Sudoeste-Oeste) durante todas las horas del día.

Las horas de mayor concentración de energía son entre 8:00 y 16:00, especialmente el bloque 14:00 - 16:00, lo cual puede coincidir con un aumento en la velocidad del viento debido a efectos térmicos durante la tarde.

Durante la tarde y madrugada (18:00 a 4:00), la energía es más baja, aunque se mantiene la misma dirección predominante. En el resto de las horas la producción es intermedia.

Cabe destacar que la producción a 150 metros es bastante más alta y durante un mayor rango de horas que a 120 metros.



*Figura 27. Rosas de energía total por meses a 150m*

Se mantiene constante la dominancia de la dirección sudoeste-oeste ( $225^{\circ}$ - $270^{\circ}$ ) a lo largo de todo el año, lo que reafirma que esa es la dirección clave para capturar la mayor parte del recurso energético.

Enero, febrero, noviembre y diciembre son los meses con mayor concentración de energía, indicando un comportamiento estacional favorable en invierno.

Marzo, abril, octubre y noviembre muestran un comportamiento intermedio, manteniendo buena concentración, aunque con menor intensidad que los meses invernales.

Mayo a septiembre son los meses con menor aporte energético lo cual implica una reducción del recurso eólico en verano.



## 4.5 VARIACIÓN TEMPORAL DEL VIENTO

### 4.5.1 VARIACIÓN HORARIA

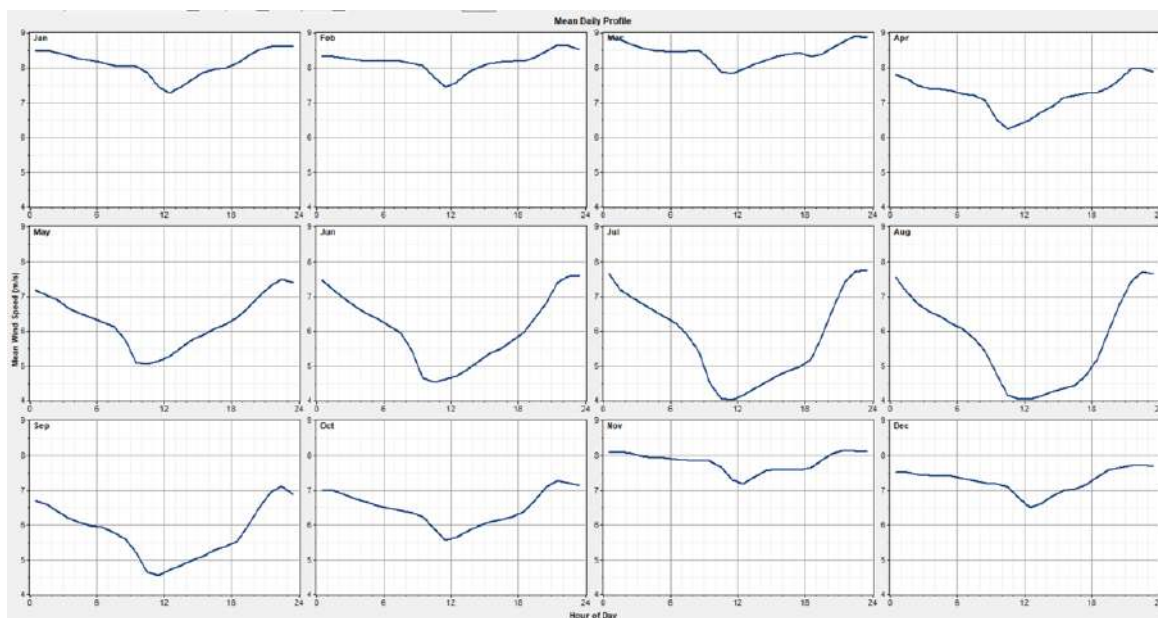


Figura 28. Perfil de velocidades diario en cada mes a 120 m

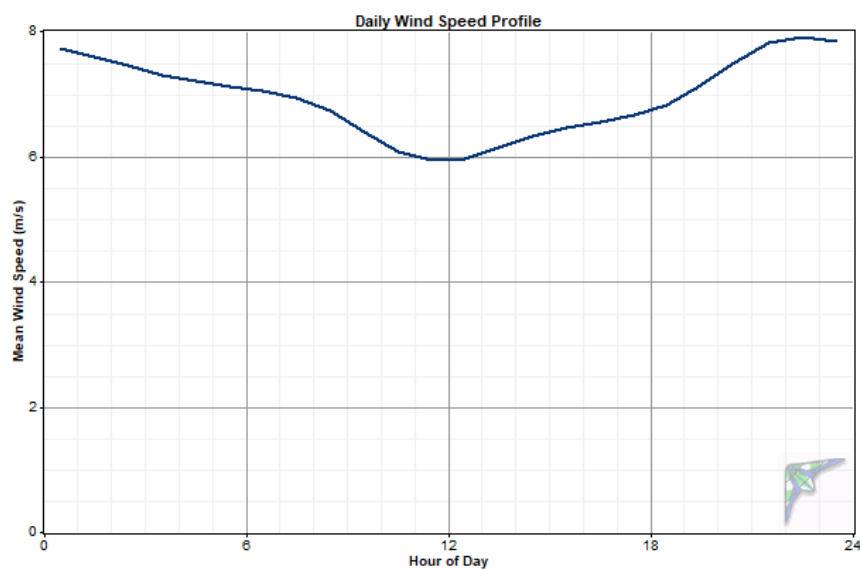


Figura 29. Perfil de velocidades diario a 120 m

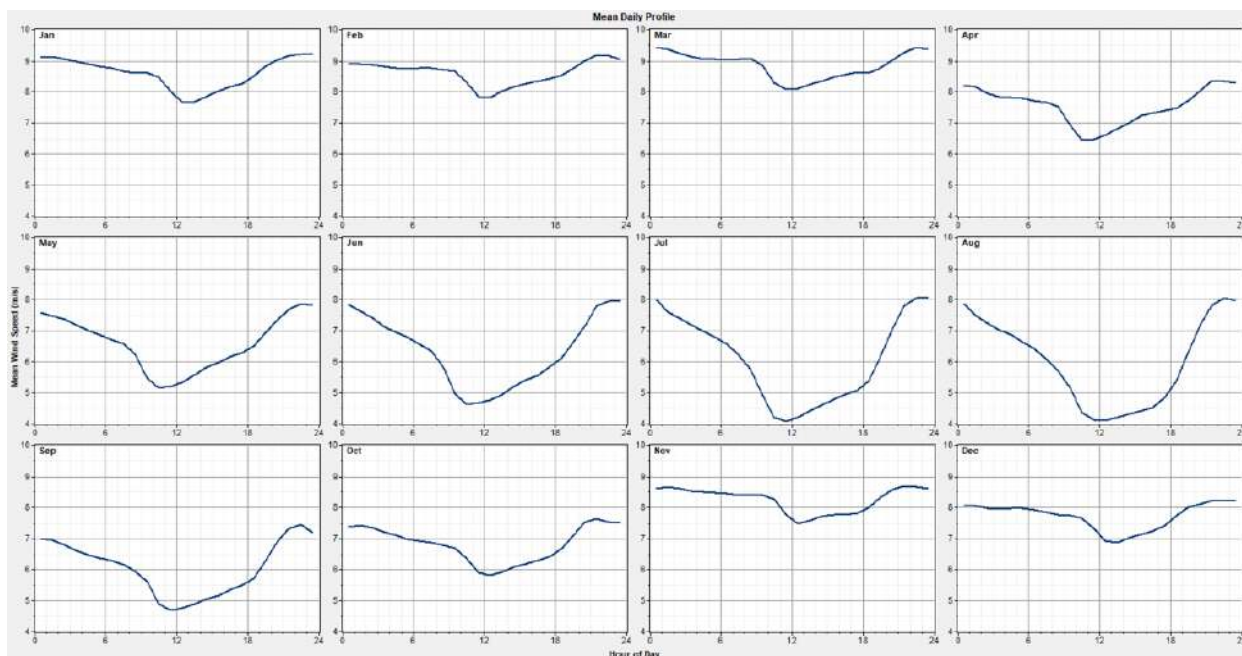
En todos los meses, se observa una caída clara en la velocidad media del viento alrededor del mediodía. Las velocidades más bajas se observan de 12 a 18h y las más altas de 0 a 6h y de 18 a 24h.

*ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO*

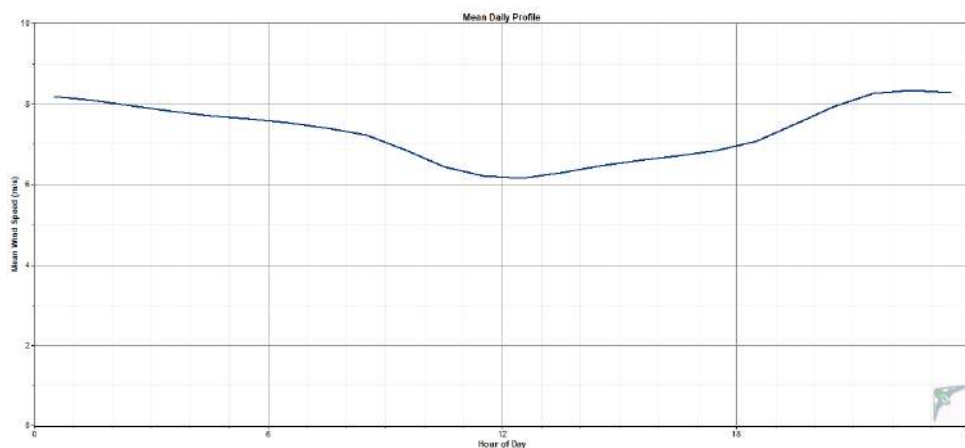
En noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo muestran velocidades medias más altas y perfiles más planos y estables, lo que implica menos variación a lo largo del día.

En mayo junio, julio, agosto y septiembre se dan caídas muy pronunciadas en el medio día y destacan los meses de verano ya que la velocidad baja de los 5 m/s.

- A 150 metros



*Figura 30. Perfil de velocidades diario en cada mes a 150 m*



*Figura 31. Perfil de velocidades diario a 150 m*



Los perfiles tienen la misma forma, pero ahora las velocidades son ligeramente más altas, entre 0,5y 1 m/s en algunos casos.

Al igual que a 120 m, se mantiene la forma en “U” en todos los meses con velocidades más bajas alrededor del mediodía y velocidades más altas en la madrugada y en la noche.

#### 4.5.2 VARIACIÓN MENSUAL

- A 120 metros

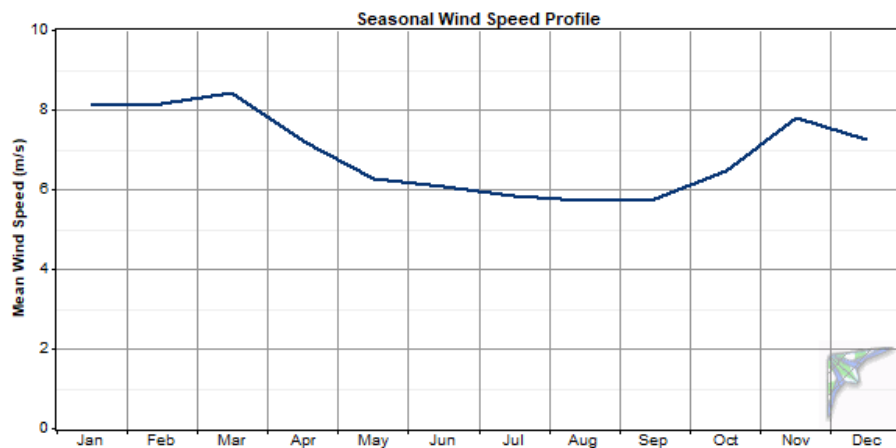


Figura 32. Perfil de velocidades estacional a 120 m

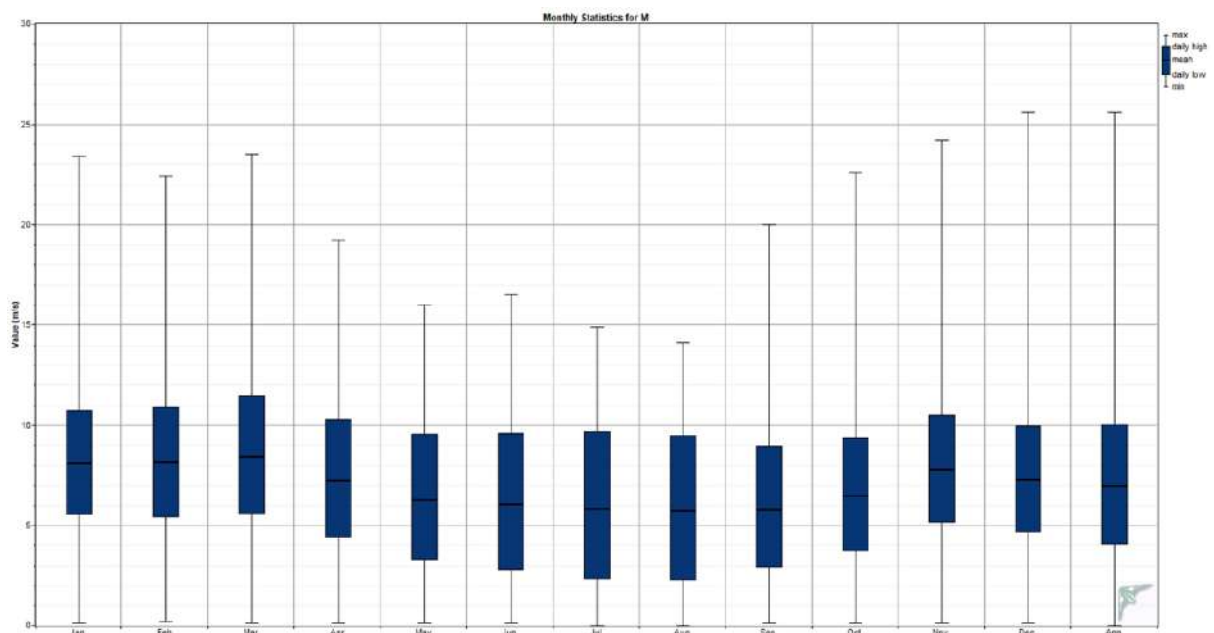


Figura 33. Boxplot de cada mes a 120 m

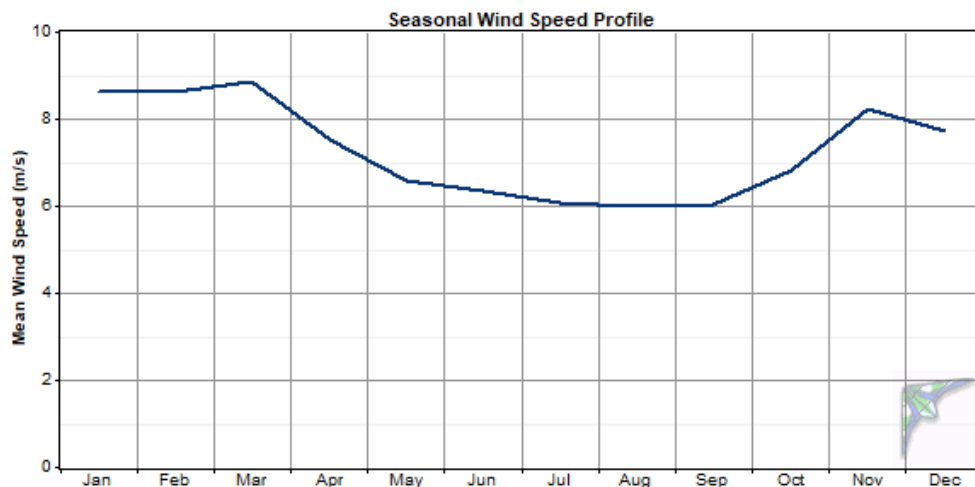
Las velocidades medias más altas se observan en enero, febrero y marzo, superando los 8 m/s. A partir de abril, hay un claro descenso, con valores mínimos en julio, agosto y

septiembre, rondando o por debajo de los 6 m/s. A partir de octubre, la velocidad vuelve a aumentar, alcanzando un nuevo pico en noviembre y manteniéndose alta en diciembre. Esto evidencia una clara estacionalidad: invierno y otoño son las estaciones más favorables para la producción eólica, mientras que el verano presenta una reducción notable del recurso.

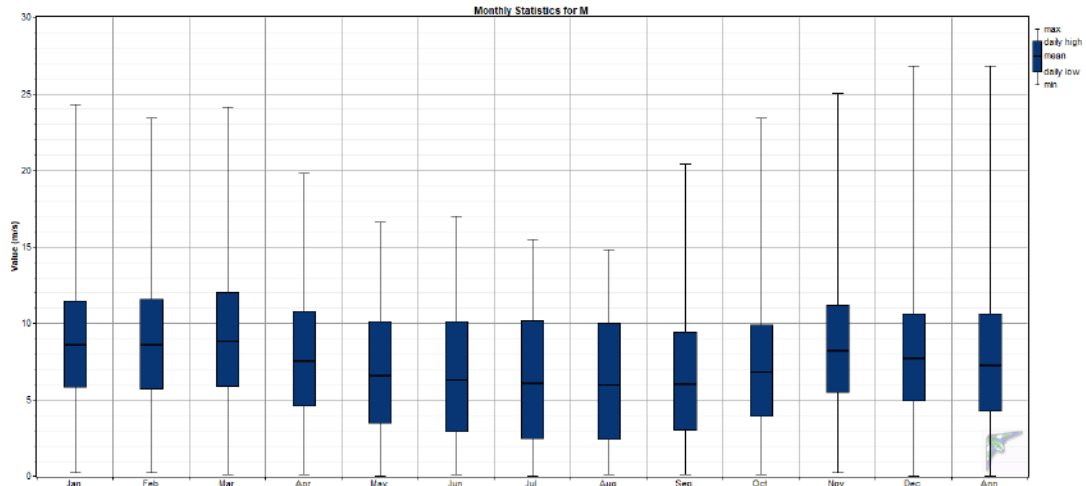
Se observan mínimos cercanos a 0 m/s en todos los meses, lo cual es común por noches muy estables o condiciones calmadas esporádicas.

En resumen, el análisis estacional a 120 m muestra un recurso eólico altamente favorable durante otoño e invierno, con velocidades medias superiores a 8 m/s y picos que superan los 25 m/s. Aunque el verano presenta una reducción considerable, la media anual de 7 m/s es adecuada para generación eléctrica.

- A 150 metros



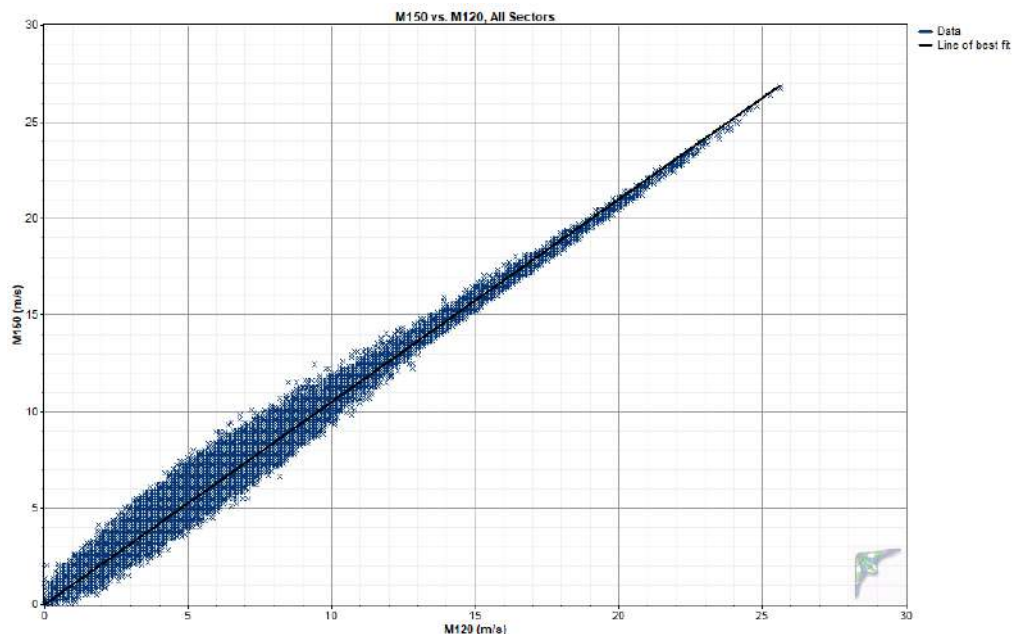
*Figura 34. Perfil de velocidades estacional a 150 m*



*Figura 35. Boxplot de cada mes a 150 m*

Enero, febrero y marzo destacan con velocidades medias cercanas a 9 m/s, notablemente superiores a los valores a 120 m. Desde abril hasta septiembre, la media desciende gradualmente, con mínimos de alrededor de 6 m/s en julio, agosto y septiembre. A partir de octubre, el viento vuelve a intensificarse, alcanzando un nuevo máximo en noviembre y manteniéndose alto en diciembre. Este comportamiento estacional es coherente con el observado a 120 m, pero con valores consistentemente mayores y mayor estabilidad.

#### **4.6 COMPARACIÓN ENTRE ALTURAS (120 M VS 150 M)**



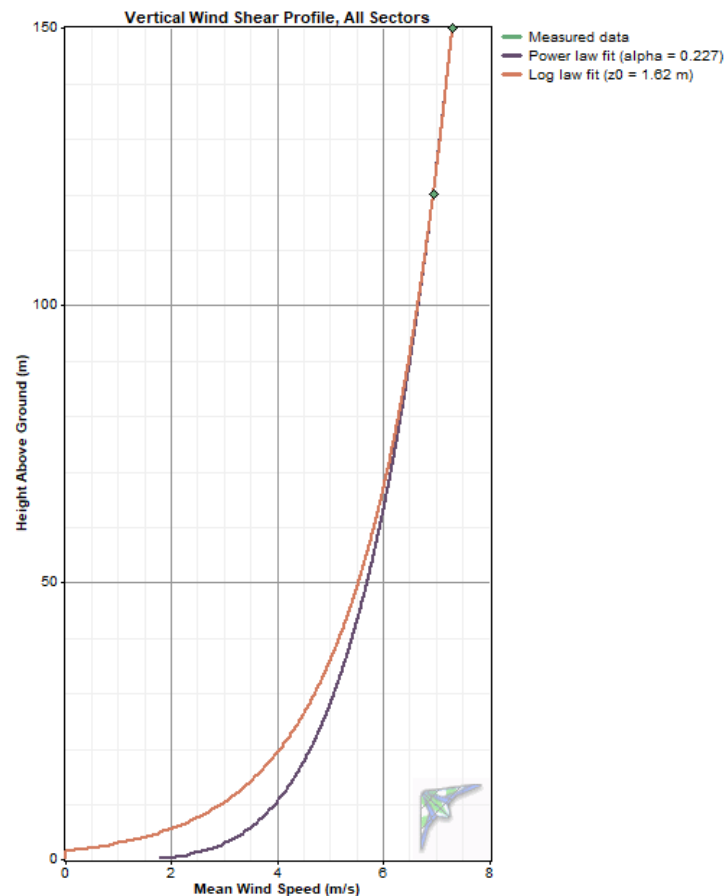
*Figura 36. Relación lineal entre ambas alturas*

- $y=0.0233+1.05x$
- $R^2=0.989$

Esta gráfica compara las velocidades del viento medidas a 120 m y 150 m de altura, usando un ajuste lineal para observar la relación entre ambas. El coeficiente 1.05 indica que la velocidad del viento a 150 m es, en promedio, un 5% superior a la medida a 120 m. Además, el término constante es muy pequeño (0,0233), lo que sugiere que hay una relación directa casi perfecta.

Respecto al coeficiente de determinación, es un valor muy alto lo que significa que existe una relación casi perfecta entre los datos de ambas alturas, y la variabilidad es mínima.

Esto nos permite usar el modelo para obtener velocidades a una mayor altura o para obtener datos en caso de fallos en la medición.



*Figura 37. Perfil vertical de cizallamiento del viento*

La gráfica muestra el perfil vertical de cizallamiento del viento comparando datos medidos con dos modelos teóricos: la ley de potencias y la ley logarítmica. Ambas curvas se ajustan bien a los datos experimentales. El valor del exponente de la ley de potencias es  $\alpha = 0.227$  y la rugosidad del terreno usada en la ley logarítmica es  $z_0 = 1.62$  m. Aunque inicialmente se pensaba que la rugosidad del terreno no sería muy elevada, estos datos nos indican que el

sitio presenta una rugosidad ligeramente más alta, posiblemente con presencia de vegetación densa o estructuras.

En resumen, la representación gráfica confirma la validez de ambos modelos para describir el comportamiento del viento en altura en esta localización.

## **4.7 CONCLUSIONES**

El análisis realizado con más de once años de datos de viento a 120 m y 150 m confirma que el emplazamiento cuenta con un recurso eólico sólido, constante y con un alto potencial para la generación eléctrica. La velocidad media anual obtenida a 120 m es de 6,95 m/s y a 150 m es de 7,31 m/s.

Las velocidades medias registradas, junto con la baja dispersión en las distribuciones de Weibull y los patrones de dirección predominante claramente definidos (principalmente entre 225° y 270°), refuerzan la viabilidad del lugar para la instalación de aerogeneradores. Además, se observa una marcada estacionalidad: el invierno y el otoño son especialmente favorables, con medias superiores a 8,5 m/s, mientras que el verano, aunque presenta un descenso, mantiene valores aceptables.

En cuanto al perfil vertical del viento, los modelos teóricos de ley de potencias ( $\alpha = 0.227$ ) y ley logarítmica ( $z_0 = 1.62$  m) mostraron un ajuste muy bueno a los datos reales. Aunque inicialmente se esperaba una menor rugosidad, los resultados indican un terreno más accidentado o cubierto de vegetación, lo cual incrementa la cizalladura vertical. Visualmente, ambos modelos se ajustan bien.

En conjunto, el estudio demuestra que operar a mayores alturas no solo mejora el aprovechamiento del recurso eólico, sino que también permite un diseño más eficiente del parque eólico, aprovechando así de una mejor forma el recurso del emplazamiento.

## Capítulo 5. SIMULACIÓN ENERGÉTICA

### 5.1 WAsP

Una vez realizado el estudio del recurso eólico con el programa Windographer, exportaremos los datos utilizados los cuales siendo los mismos que en un inicio la empresa Vortex proporcionó y con el programa WAsP se procederá a la elección de la tecnología para los aerogeneradores.

Para hacer esto primero hay que utilizar algunas de las distintas herramientas de WAsP. Estas son:

- WAsP Climate Analyst para el análisis de los datos de viento
- WAsP Map editor para obtener el mapa de topografía y rugosidad
- WAsP Turbine editor para calcular la curva de potencia y coeficiente de empuje

Lo que hará el programa es obtener el viento regional o geostrófico a partir de los datos de la torre. Una vez hecho esto, calculará cual será el viento que tendremos en los distintos puntos de nuestro emplazamiento en función de las condiciones y datos del terreno.

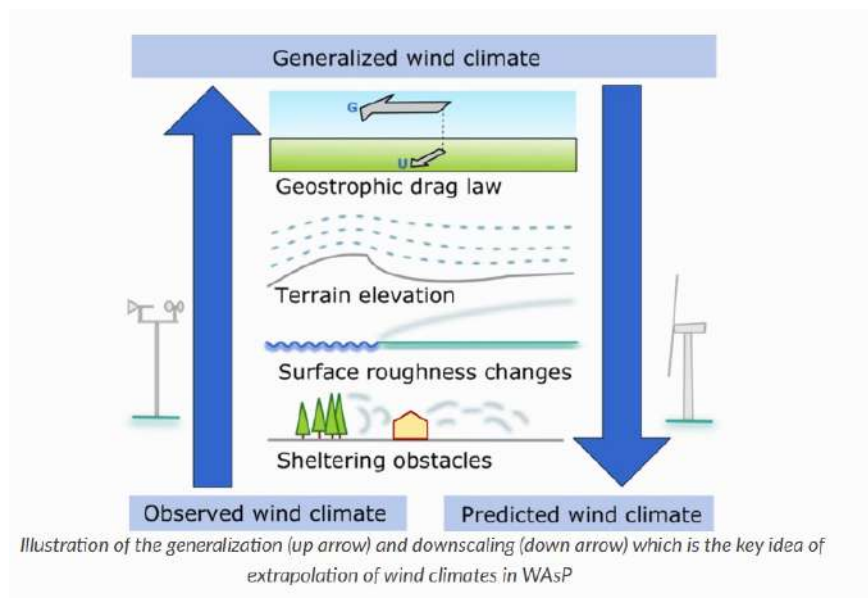


Figura 38. Diagrama de funcionamiento de WAsP

## 5.2 WASP CLIMATE ANALYST

WAsP Climate Analyst es una herramienta de WAsP similar a Windographer, que analiza series temporales de viento y realiza el análisis del recurso eólico.

La forma de proceder será exportar los datos de Windographer e importarlos en WAsP Climate Analyst. De esta forma tendremos los datos en un formato que el programa podrá leer y utilizar más adelante.

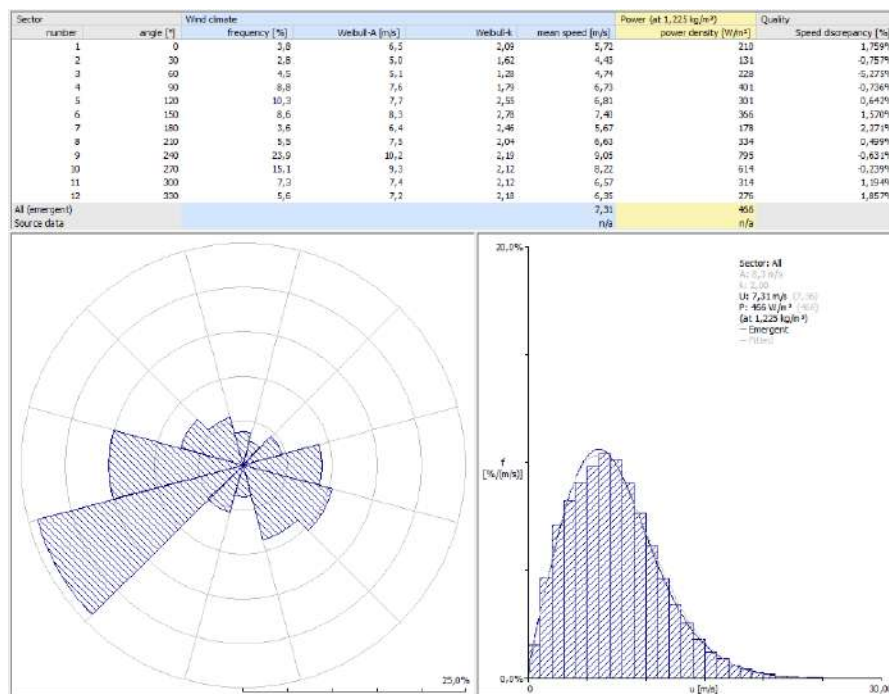


Figura 39. Análisis de datos a 150m de WAsP Climate Analyst

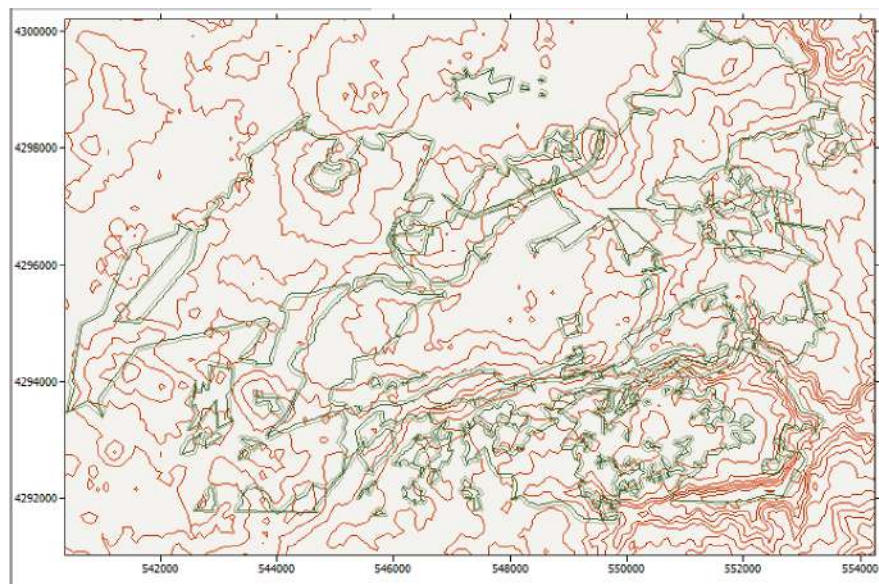
## 5.3 WASP MAP EDITOR

Otra herramienta que nos proporciona WAsP es WAsP Map Editor.

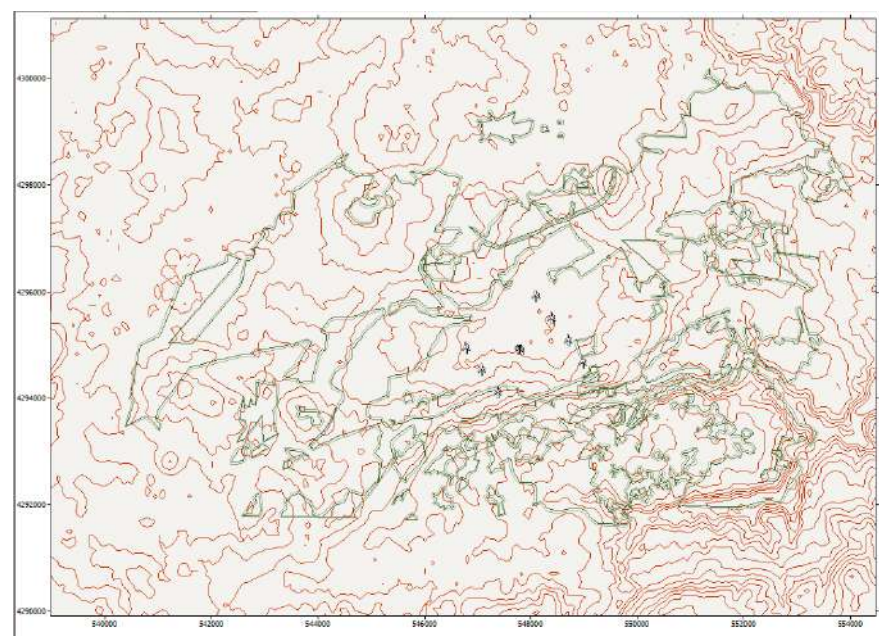
Esta herramienta nos permite digitalizar mapas y planos. De esta forma podemos registrar la topografía y rugosidad del terreno del parque eólico.

A continuación, se muestra el mapa de rugosidad representado por las líneas verdes junto al de la orografía representado por las rojas.





*Figura 40. Mapa de orografía y rugosidad*



*Figura 41. Mapa de orografía y rugosidad con la localización de los aerogeneradores y la torre de medición*



## 5.4 WASP TURBINE EDITOR

Para obtener las curvas de potencia y coeficientes de empuje se usará WAsP Turbine Editor. Para ello, primero tenemos que calcular la densidad del viento en función de la temperatura media y de la altura de buje. Para obtener este dato se usará la herramienta de Air density calculator de WAsP.

Sabiendo que la temperatura media es 13, 25 °C y que la altura de buje es 150 m se obtiene que la densidad del aire es 1,077 kg/m<sup>3</sup>.

Una vez obtenidos estos cálculos y con los datos de las tablas de cada tecnología se obtienen las curvas de potencia y coeficientes de empuje para cada aerogenerador.

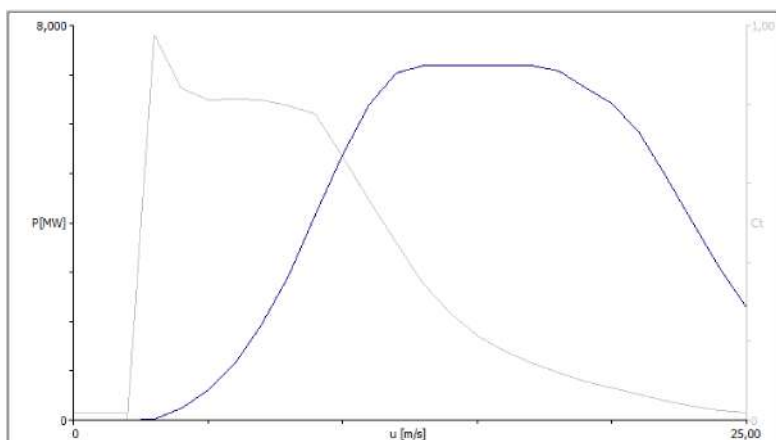


Figura 42. Curva de potencia y coeficiente de empuje de Vestas

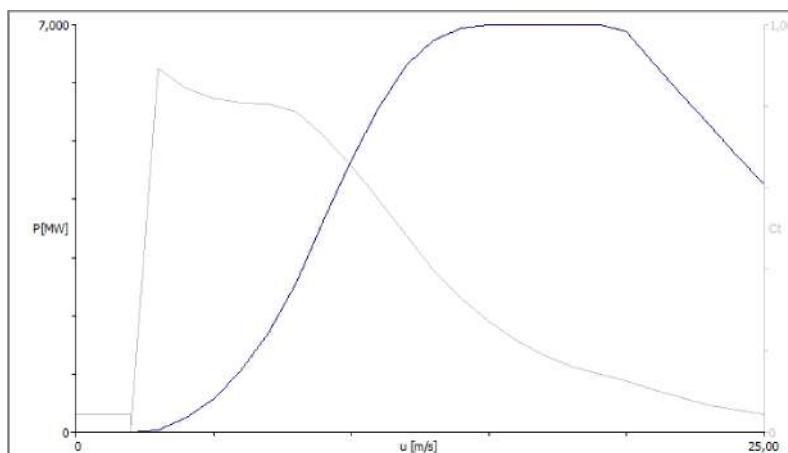
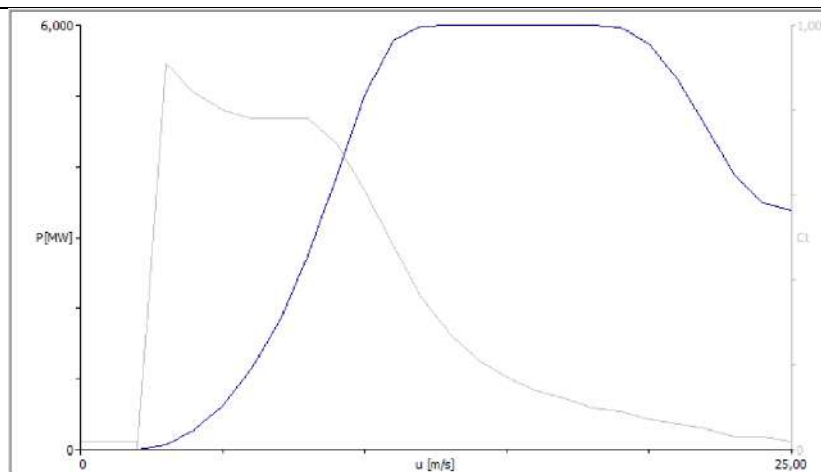


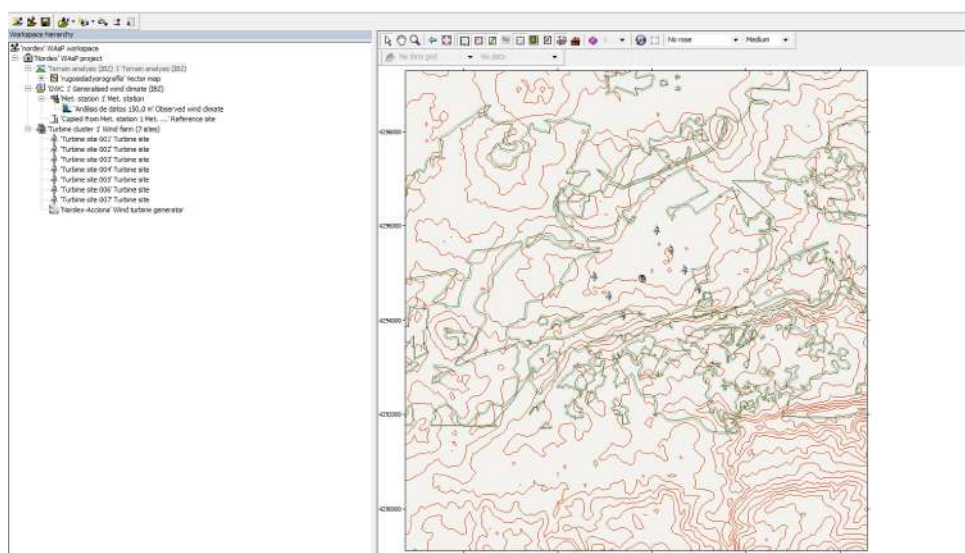
Figura 43. Curva de potencia y coeficiente de empuje de Nordex



*Figura 44. Curva de potencia y coeficiente de empuje de General Electric*

## 5.5 ELECCIÓN DE AEROGENERADOR

Una vez combinados todos los datos, se crea la jerarquía en WasP.



*Figura 45. Simulación aerogeneradores Nordex en WasP*

Pero antes de obtener la producción de energía, es necesario calibrar los modelos para ajustar la velocidad del viento, ya que la proporcionada por Windographer no coincide exactamente con la de WASP.

Para hacer esto hay que aplicar el siguiente factor de corrección:

$$f = \frac{V1 - V2}{V1} \cdot 100$$

V1: velocidad obtenida con WAsP

V2 velocidad obtenida con Windographer

En este caso se obtiene que el factor es:

$$f = \frac{7,3 - 7,31}{7,3} \cdot 100 = -0,1369\%$$

Con todo esto calculado, obtenemos la producción bruta y neta de energía de cada aerogenerador. La producción neta se ve reducida respecto a la bruta debido al efecto estela la cual es causada por la cercanía entre turbinas. En general, pérdidas por estela inferiores al 5% indican un diseño eficiente del parque eólico.

Además, a parte de los cálculos que hace WAsP, para estimar la energía realmente vertida a la red, se deben considerar varias pérdidas. Las principales son:

- Pérdidas eléctricas en la red, estimadas en un 3%.
- Pérdidas por operación y mantenimiento, que se estiman en un 2%.
- Pérdidas por incumplimiento de curva de potencia, que se estiman en un 5%.

| Escenarios pérdidas  | Pérdidas | Rendimiento |
|----------------------|----------|-------------|
| Eléctricas           | 3%       | 0,97        |
| Indisponibilidad OyM | 2%       | 0,98        |
| Incumplimiento Cp    | 5%       | 0,95        |
| Total                |          | 0,90307     |

*Tabla 4. Escenarios de pérdidas*

### 5.5.1 AEROGENERADOR VESTAS V172-7.2

El aerogenerador Vestas tiene un diámetro de rotor de 172 metros y una potencia nominal de 7,2 MW. La altura de buje es 150 metros.

| Aerogenerador | Coordenadas UTM [m]     | Energía Bruta [MWh] | Energía neta [MWh] | Rendimiento [%] |
|---------------|-------------------------|---------------------|--------------------|-----------------|
| 1             | (549000.33, 4294582.07) | 22.825,27           | 21.686,387         | 95,01           |
| 2             | (549000.33, 4294582.07) | 23.012,74           | 22.338,212         | 97,07           |
| 3             | (549000.33, 4294582.07) | 22.023,35           | 20.702,327         | 94              |
| 4             | (549000.33, 4294582.07) | 21.675,99           | 20.523,551         | 94,68           |
| 5             | (549000.33, 4294582.07) | 21.571,06           | 20.080,083         | 93,09           |
| 6             | (549000.33, 4294582.07) | 21.605,95           | 19.578,411         | 90,62           |
| 7             | (549000.33, 4294582.07) | 21.897,38           | 19.877,067         | 90,77           |
| Total         |                         | 154.611,75          | 144.786,031        | 93,64           |

*Tabla 5. Cálculo WAsP para aerogeneradores de Vestas*

|                                 |            |
|---------------------------------|------------|
| Energía vertida a Red (MWh/año) | 130.751,92 |
| Horas equivalentes anuales (h)  | 2594       |
| Factor de capacidad (%)         | 29,62      |

*Tabla 6. Cálculos posteriores a WAsP para Vestas*

El rendimiento de los aerogeneradores nos indica que las pérdidas por efecto estela (6,42%), aunque se encuentran dentro de un rango aceptable son ligeramente altas.

El factor de capacidad (29,49 %) y las horas equivalentes (2.583 h) están ligeramente por debajo de lo esperado para este tipo de aerogeneradores.

### 5.5.2 AEROGENERADOR NORDEX N163/6.X

El aerogenerador de Nordex tiene un diámetro de rotor de 163 metros y una potencia nominal de 6,8 MW. La altura de buje es 150 metros.

| Aerogenerador | Coordenadas UTM [m]     | Energía Bruta [MWh] | Energía neta [MWh] | Rendimiento [%] |
|---------------|-------------------------|---------------------|--------------------|-----------------|
| 1             | (549000.33, 4294582.07) | 22.304,25           | 21.304,25          | 95,52           |
| 2             | (547395.24, 4294028.74) | 22.477,74           | 21.880,40          | 97,34           |
| 3             | (547099.97, 4294443.50) | 21.544,59           | 20.366,63          | 94,53           |
| 4             | (546800.60, 4294856.87) | 21.214,34           | 20.188,04          | 95,16           |
| 5             | (548120.31, 4295826.64) | 21.110,34           | 19.785,97          | 93,73           |
| 6             | (548415.63, 4295409.49) | 21.143,85           | 19.344,78          | 91,49           |
| 7             | (548709.55, 4294993.67) | 21.421,83           | 19.634,77          | 91,66           |
| Total         |                         | 151.216,93          | 142.504,85         | 94,24           |

*Tabla 7. Cálculo WAsP para aerogeneradores de Nordex*

|                                 |            |
|---------------------------------|------------|
| Energía vertida a Red (MWh/año) | 128.691,86 |
| Horas equivalentes anuales (h)  | 2704       |
| Factor de capacidad (%)         | 30,86      |

*Tabla 8. Cálculos posteriores a WAsP para Nordex*

Para esta tecnología, las pérdidas por efecto estela (5,77%) son menores lo cual nos permite tener un mayor aprovechamiento de la energía.

El factor de capacidad (30,74 %) y las horas equivalentes (2.693 h) están dentro de los valores esperados, lo que significa un buen aprovechamiento del recurso eólico. En comparación con Vestas, estos aerogeneradores muestran unos valores mayores.

### 5.5.3 AEROGENERADOR GENERAL ELECTRIC GE164

El aerogenerador de General Electric tiene un diámetro de rotor de 164 metros y una potencia nominal de 6,1 MW. La altura de buje es 150 metros.

| Aerogenerador | Coordenadas UTM [m]     | Energía Bruta [MWh] | Energía neta [MWh] | Rendimiento [%] |
|---------------|-------------------------|---------------------|--------------------|-----------------|
| 1             | (549000.33, 4294582.07) | 22.092              | 21.170             | 95,83           |
| 2             | (547395.24, 4294028.74) | 22.263              | 21.694             | 97,45           |
| 3             | (547099.97, 4294443.50) | 21.387              | 20.277             | 94,81           |
| 4             | (546800.60, 4294856.87) | 21.088              | 20.115             | 95,39           |
| 5             | (548120.31, 4295826.64) | 21.012              | 19.771             | 94,09           |
| 6             | (548415.63, 4295409.49) | 21.035              | 19.366             | 92,06           |
| 7             | (548709.55, 4294993.67) | 21.288              | 19.640             | 92,26           |
| Total         |                         | 150.164             | 142.033            | 94,58           |

Tabla 9. Cálculo WAsP para aerogeneradores de General Electric

|                                 |           |
|---------------------------------|-----------|
| Energía vertida a Red (MWh/año) | 128267,47 |
| Horas equivalentes anuales (h)  | 3004      |
| Factor de capacidad (%)         | 34,29     |

Tabla 10. Cálculos posteriores a WAsP para General Electric

El rendimiento (94,58%) nos indica que las pérdidas (5,42%) son ligeramente menores que las de Nordex.

El factor de capacidad (34,29%) y las horas equivalentes (3.004 h) indican un buen aprovechamiento del recurso eólico disponible, siendo los mejores valores entre los tres modelos analizados.

Aunque los aerogeneradores de General Electric han ofrecido los mejores resultados en los análisis preliminares realizados, no ha sido posible acceder a su ficha técnica completa. Debido a esta limitación, y con el fin de garantizar la rigurosidad técnica del estudio, se ha optado por emplear los aerogeneradores Nordex N163/6.X, cuya información técnica está disponible de forma detallada. La ficha técnica correspondiente se incluye en el Anexo III: Catálogos.

## 5.6 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL PARQUE

Será un parque eólico de 47,6 MW con 7 aerogeneradores N163/6.X de la empresa Nordex y de 6,8 MW de potencia unitaria. Se colocarán en dos líneas paralelas, una con 3 aerogeneradores y otra con 4.

El rotor tiene un diámetro de 163 m de y la altura de buje será 150 m. La generación se realiza mediante generadores de inducción doblemente alimentados con anillos rozantes (DFIG) y una tensión de generación de 960 V. La energía se convierte a media tensión y se canaliza mediante líneas subterráneas a 30 kV hasta la subestación del parque. Posteriormente, la evacuación a la red de transporte se realizará mediante una línea aérea de 132 kV conectada a la subestación de El Bonillo.

El parque producirá aproximadamente 128.691,86 MWh anuales, lo que equivale a 2704 horas equivalentes y un factor de capacidad del 30,86 %.

| Característica                       | Valor           |
|--------------------------------------|-----------------|
| Modelo del aerogenerador             | Nordex N163/6.X |
| Número de aerogeneradores            | 7               |
| Potencia unitaria aerogenerador (MW) | 6.8             |
| Diámetro del rotor (m)               | 163             |
| Altura del buje (m)                  | 150             |
| Producción anual (MWh/año)           | 128,691.86      |
| Horas equivalentes anuales (h)       | 2704            |
| Factor de capacidad                  | 30,86%          |
| Presupuesto de ejecución             | 55,6 M€         |

*Tabla 11. Características principales del parque*

## Capítulo 6. OBRA CIVIL

### 6.1 CIMENTACIONES DE LOS AEROGENERADORES

La cimentación es el elemento mediante el cual se fija el aerogenerador al terreno. El correcto diseño de esta parte es esencial, pues debe soportar una gran cantidad de cargas que provienen tanto del propio aerogenerador, como la de compresión debida al peso, como de fuerzas externas provocadas por el viento, como los momentos flectores. Además, es muy importante que la cimentación aporte rigidez rotacional dinámica para evitar que las cargas dinámicas generadas por el rotor al girar provoquen resonancias con las frecuencias de rotación. Tampoco se pueden ignorar las cargas cíclicas, ya que estas pueden generar un efecto llamado “Gap”, que consiste en la degradación del terreno y puede comprometer la estabilidad y seguridad.[13]

Existen múltiples diseños, pero algunos de los más típicos son las formas poligonal o circular. Para este proyecto se utilizarán zapatas circulares de 20 metros de diámetro con un espesor de 1,5 metros y pedestales de 6 metros de diámetro y 0,8 metros de espesor. La elección de una forma circular para las zapatas responde a su buen comportamiento frente a cargas radiales proporcionando una mayor estabilidad y distribución uniforme de las cargas. Los materiales que se empleará serán hormigón de limpieza, hormigón constructivo y acero. Estos deben cumplir normativas como la EHE-08 de forma que se garantice su calidad y resistencia. Para la construcción, lo primero es realizar la excavación del terreno y la colocar del hormigón de limpieza para preparar la base, seguido del montaje de la armadura de acero y el vertido del hormigón estructural, asegurando la correcta posición de los pernos de anclaje que fijarán la torre del aerogenerador.

El diseño de la cimentación se basa en un estudio geotécnico previo que analiza las características del terreno, como la resistencia del suelo y el nivel freático, para adaptar las dimensiones y materiales.

Durante la construcción se realizarán controles de calidad, incluyendo ensayos de asentamiento y pruebas de resistencia del hormigón mediante probetas cilíndricas.

En la siguiente figura se muestra cómo es el diseño de una cimentación.

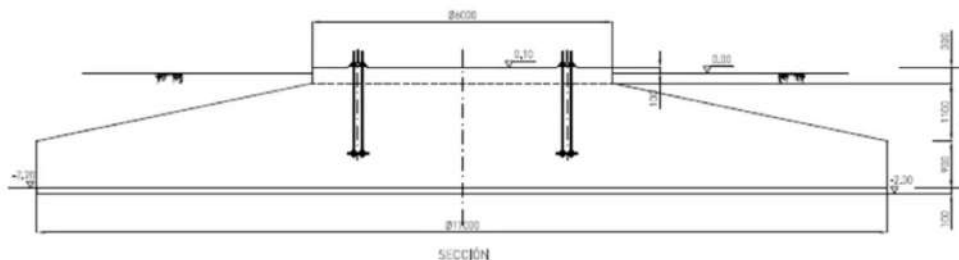


Figura 46. Diseño de cimentación de aerogenerador

## 6.2 PLATAFORMAS DE MONTAJE

Al lado de cada aerogenerador se construirá una plataforma diseñada para facilitar la instalación y el mantenimiento. En estas zonas se ubicarán las grúas necesarias durante el montaje y también se almacenarán las palas además de otros componentes. Las plataformas tendrán unas dimensiones aproximadas de 50 metros por 50 metros y estarán ligeramente inclinadas para permitir el drenaje del agua de lluvia, evitando charcos que puedan dificultar las labores.

La estructura de estas plataformas estará formada por una explanación de material granular con una capa de zahorra artificial de 20 cm de espesor debidamente compactada. Esto proporcionará la resistencia necesaria para soportar maquinaria pesada y transportes especiales, manteniendo al mismo tiempo una alta permeabilidad y facilitando a su vez la posterior restauración del paisaje.

Se deberán seguir las especificaciones técnicas indicadas por el fabricante para asegurar que las plataformas cumplan con las necesidades operativas. Además, se deberá tener en cuenta las condiciones específicas del terreno y las cargas dinámicas que puedan generarse durante la instalación y mantenimiento con el fin de evitar deformaciones que puedan afectar la operatividad a largo plazo.

Estas plataformas facilitarán no solo el montaje inicial, sino también las futuras tareas de mantenimiento, inspección y reparación, lo que contribuirá a la eficiencia y durabilidad del parque eólico.

## 6.3 CAMINOS Y ACCESOS INTERNOS

Además de las carreteras existentes es necesaria la construcción de caminos internos que permitan el acceso de las grúas y camiones a las ubicaciones de los aerogeneradores.

Al igual que con las cimentaciones, los requerimientos de estos accesos también los debe proporcionar el fabricante. Deben diseñarse con características que garanticen su durabilidad y funcionalidad, evitando daños y facilitando las labores durante todas las fases del proyecto.

| Característica                       | Descripción                                         |
|--------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Anchura útil para viales generales   | 5,5 m + bermas de 0,5 m                             |
| Anchura útil para viales interiores  | 6,5 m + bermas de 0,5 m                             |
| Radio mínimo de curva a eje exterior | 45 metros                                           |
| Pendiente máxima                     | 10%                                                 |
| Espesor de subbase granular          | 0,30 metros (compactada al 95 % Proctor Modificado) |
| Espesor de capa de zahorra           | 0,30 metros (compactada al 98 % Proctor Modificado) |



|                          |                                                |
|--------------------------|------------------------------------------------|
| Cunetas de drenaje       | A ambos lados, 0,5 m profundidad y 0,6 m ancho |
| Tipo de capa de rodadura | Zahorra artificial compactada                  |
| Espesor total del firme  | 0,60 metros (subbase + capa superior)          |
| Compactación final       | Superficie nivelada y compactada               |
| Altura libre de trayecto | 6 metros                                       |

Tabla 12. Características de los caminos

Una vez definidas las características constructivas de los caminos, se procede a detallar las longitudes totales que deberán construirse y acondicionarse para garantizar el acceso y la interconexión entre los aerogeneradores.

Red de caminos y accesos del parque eólico:

-Longitud total de accesos a construir: 3.970 metros.

- Acceso principal desde la carretera CM-3133: 2.290 metros.
- Viales internos de conexión entre aerogeneradores: 1.680 metros.

-Camino existente para acondicionar:

- Longitud: 800 metros.

Estos viales no solo facilitarán el acceso durante el montaje, sino también las labores de mantenimiento a lo largo de la vida útil del parque. En la siguiente tabla, se especifican los tramos específicos pertenecientes a cada línea sin tener en cuenta los viales comunes compartidos por varias líneas.

| Identificación | Distancia |
|----------------|-----------|
| Línea 1        | 794,04m   |
| Línea 2        | 728,5 m   |
| Línea 3        | 903,12m   |
| Línea 4        | 325,32 m  |

Tabla 13. Longitudes de los caminos de acceso a los aerogeneradores

Además, los caminos dispondrán de la señalización necesaria para garantizar la seguridad durante la construcción y operación del parque. En los tramos donde se prevea el paso de ganado u otras interferencias, se habilitarán zonas específicas de cruce debidamente

protegidas y señalizadas. Estas estarán de acuerdo con la normativa vigente y en coordinación con los propietarios y usuarios del terreno.

## 6.4 ZANJAS

Para el transporte y la conexión de los cables de media tensión (MT), fibra óptica y puesta a tierra (PAT) es necesario la construcción de zanjas. Se han clasificado según el número de ternas que alojan, y se les ha asignado una nomenclatura específica para su identificación. En la siguiente tabla se detalla el tipo de zanja, el número de ternas que contiene, así como los cables de fibra óptica y de tierra asociados a cada una de ellas.

| Tipo de zanja | Tipo de cable |              |                 |
|---------------|---------------|--------------|-----------------|
|               | N.º de ternas | Fibra óptica | Cable de tierra |
| Z-1A          | 1             | 1            | 1               |
| Z-2B          | 2             | 2            | 2               |

Tabla 14. Tipos de zanjas

Proceso de construcción de zanjas para tendido de cables eléctricos y de comunicación:

1. Excavación:  
Se excavarán 2 tipos zanjas, las Z-1A tendrán 1 metro de profundidad y 0,5 metros de ancho y las Z-2B tendrán 1 metro de profundidad y 1 metro de ancho.
2. Colocación del conductor de tierra:  
En el fondo de la zanja se instala el cable de cobre desnudo de 95 mm<sup>2</sup> correspondiente a la puesta a tierra (PAT).
3. Primera capa de arena:  
Se añade una capa de 0,1 m de arena fina de río sobre el cable de tierra para su protección y aislamiento.
4. Instalación de cables de media tensión:  
Encima de esta capa se disponen los cables de media tensión, canalizados dentro de tubos de polietileno en caso de que crucen viales.
5. Segunda capa de arena:  
Se vierte una nueva capa de 0,3 m de arena para proteger los cables de MT y proporcionar una base para la fibra óptica.
6. Tendido de fibra óptica:  
Se instala el cable de fibra óptica sobre esta segunda capa de arena.
7. Tercera capa de arena y señalización:  
Se añade 0,1 m más de arena y se coloca una placa de PVC para advertir de la presencia de cables.
8. Cierre y relleno final:  
Se compactan 0,1 m de tierra sobre la placa y se colocan bandas de señalización. El resto de la zanja se rellena con tierra compactada.

9. Casos con dos ternas:

En zanjas con dos ternas, se mantendrá una separación de 0,4 metros entre ellas para garantizar una correcta disipación térmica y seguridad.

## **6.5 EDIFICIO DE CONTROL Y SUBESTACIÓN**

Se sitúan dentro del propio parque y desde este lugar se monitorea el funcionamiento de las turbinas y de los sistemas asociados para asegurar el correcto funcionamiento.

En su interior, aparte de haber espacios dedicados para el personal, como pueden ser vestuarios o salas de reuniones, también se alojan las celdas de media tensión necesarias para conectar los aerogeneradores con la subestación.

Asociada a este edificio se construirá también una subestación de transformación MT/AT que elevará la tensión de la energía eléctrica para su conexión a la red. Algunos elementos, como transformadores de potencia, interruptores de alta tensión o seccionadores, se ubicarán al aire libre en una zona vallada y preparada, mientras que otros componentes, como los transformadores de medida o equipos de control, se alojarán en el interior del edificio de forma que se garantice la protección frente a las condiciones climáticas y se facilite las tareas de operación y mantenimiento.

## Capítulo 7. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

La instalación eléctrica del parque está compuesta por la parte de baja tensión; dentro del aerogenerador, la red de media tensión, encargada del transporte de la electricidad desde los aerogeneradores hasta el centro de control y la subestación de MT/AT; y por último la red de alta tensión, que conecta nuestra subestación con la subestación de El Bonillo que nos permitirá conectar nuestro parque a la red eléctrica.

### 7.1 RED DE BAJA TENSIÓN

La red de baja tensión del aerogenerador está compuesta por dos redes, la de tensión principal de 950 V y la auxiliar de 400/230 V.

La configuración de la red de tensión principal es un sistema IT trifásico, por lo que los conductores de fase están aislados. Además, todos los equipos eléctricos están conectados a tierra a través de conductores de equipotencialidad. Como otra medida de seguridad hay un sistema de supervisión centralizada de aislamiento.

La red auxiliar en cambio tiene un sistema TN-S trifásico que se encuentra conectado a la tierra del transformador. Al igual que en la red principal, todos los equipos están conectados a tierra y los neutros. Se usan conductores de protección.

Para transformar la electricidad a MT los aerogeneradores están equipados con el siguiente transformador. Especificaciones del transformador BT/MT

| Parámetro                                 | 50 Hz                 |
|-------------------------------------------|-----------------------|
| Peso total aprox.                         | ~10 t                 |
| Medio de aislamiento                      | Éster                 |
| Tensión lado BT                           | 950 V                 |
| Tensión lado MT                           | 20 kV / 30 kV / 34 kV |
| Derivaciones lado MT                      | 20/30 kV: +4 × 2,5 %  |
| Grupo de conexión                         | Dy5                   |
| Altitud de instalación                    | hasta 2.000 m         |
| Potencia nominal Sr                       | 7.800 kVA             |
| Tensión de cortocircuito Uz               | 9 % ±10 %             |
| Eficiencia min. UE<br>2019/1783, 548/2014 | 99,590 %              |
| Corriente de inserción                    | ≤5,5 × IN (pico)      |
| Pérdidas en vacío                         | 50 Hz: 3.050 W        |
| Pérdidas de cortocircuito                 | 80.000 W              |

Tabla 15. Especificaciones del trafo BT/MT

## **7.2 RED DE MEDIA TENSIÓN**

El nivel de tensión pasa de 960 V a 30 kV. En este punto de la conexión, a la salida de los aerogeneradores se encuentran las celdas de MT. Son módulos eléctricos cuya función es alojar los equipos de maniobra, protección y medida de las líneas de distribución de energía eléctrica. Además, permiten la conexión, seccionamiento y protección de las líneas y equipos.

Cada celda puede contener interruptores automáticos, seccionadores, fusibles, transformadores de intensidad y tensión, y otros elementos auxiliares necesarios para el control y la protección del sistema.

Dependiendo de su función, las celdas se clasifican en:

- **Celda de recepción (0L):**  
Se utiliza para la conexión principal de la subestación con la red exterior o generadores. Es la celda de entrada o recepción, encargada de recibir la energía que llega a la subestación.
- **Celda de línea (1L):**  
Conecta la subestación con las diferentes líneas de distribución o generación. La celda 1L se usa para líneas salientes o de interconexión, es decir, para conectar y proteger las líneas que salen o entran desde otros puntos.
- **Celda de salida (1A):**  
Esta celda conecta la subestación con los transformadores u otros equipos consumidores. La celda 1A es la de salida o alimentación a los transformadores de potencia u otros equipos.

Pueden incorporar interruptores automáticos de corte en vacío o en gas SF<sub>6</sub>, diseñados para interrumpir corrientes eléctricas rápidamente durante fallos o maniobras de mantenimiento.

- **Interruptores de corte en vacío:** utilizan el vacío para apagar el arco eléctrico que se genera al abrir el circuito. Tienen la ventaja de ser compactos, limpios y de fáciles de mantener.
- **Interruptores de corte en SF<sub>6</sub>:** estos interruptores son muy fiables y permiten cortes rápidos, además de contar con una larga vida útil. El gas SF<sub>6</sub> también ayuda a mejorar la capacidad de aislamiento en espacios reducidos dentro de la celda.

Además, las celdas incorporan equipos de protección esenciales para la seguridad y estabilidad del sistema:

- **Relés de protección:** son dispositivos que detectan condiciones anómalas en la red. Al identificar un fallo, envían señales para desconectar automáticamente la parte afectada mediante los interruptores.

- Fusibles: Elementos de protección que se funden al superar una corriente determinada, interrumpiendo el circuito y protegiendo los equipos de daños mayores.

En estas líneas se usarán dos posiciones:

-Posición inicial: 0L+1A

- Posición intermedia: 0L+1P+1A

| Aerogenerador | Conexión de la celda |
|---------------|----------------------|
| 1             | 0L+1A                |
| 2             | 0L+1A                |
| 3             | 0L+1L+1A             |
| 4             | 0L+1A                |
| 5             | 0L+1A                |
| 6             | 0L+1L+1A             |
| 7             | 0L+1L+1A             |

*Tabla 16. Celdas de conexión*

Para conectar estas celdas con la subestación de MT/AT es necesario dimensionar la sección de los conductores y elegir el material de aislamiento. Todos los cálculos realizados se pueden consultar en el Anexo II.

Primero es necesario establecer la tensión nominal de los cables. Se hará usando la siguiente tabla que se ha hecho de acuerdo con la norma IEC60502.

| Tensión nominal<br>U (kV) | Red sistema trifásico                                   |                        | Cable a utilizar<br>Campo radial.<br>Tensión nominal<br>del cable U <sub>0</sub> /U<br>(kV) |
|---------------------------|---------------------------------------------------------|------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|
|                           | Tensión más elevada<br>de la red<br>U <sub>m</sub> (kV) | Categoría de la<br>red |                                                                                             |
| 3                         | 3.6                                                     | A-B                    | 1.8/3                                                                                       |
|                           |                                                         | C                      |                                                                                             |
| 6                         | 7.2                                                     | A-B                    | 3.6/6                                                                                       |
|                           |                                                         | C                      |                                                                                             |
| 10                        | 12                                                      | A-B                    | 6/10                                                                                        |
|                           |                                                         | C                      |                                                                                             |
| 15                        | 17.5                                                    | A-B                    | 8.7/15                                                                                      |
|                           |                                                         | C                      |                                                                                             |
| 20                        | 24                                                      | A-B                    | 12/20                                                                                       |
|                           |                                                         | C                      |                                                                                             |
| 25                        | 30                                                      | A-B                    | 15/25                                                                                       |
|                           |                                                         | C                      |                                                                                             |
| 30                        | 36                                                      | A-B                    | 18/30                                                                                       |
|                           |                                                         | C                      |                                                                                             |
| 45                        | 52                                                      | A-B                    | 26/45                                                                                       |

U<sub>0</sub>: Tensión fase-neutro (o tensión simple)

U: Tensión entre fases (o tensión compuesta)

$U_0 = U/\sqrt{3}$

*Tabla 17. Categoría de la red y tensión del cable a utilizar*

Dado que la tensión nominal de la red es 30 kV y la categoría de la red es A-B la tensión de los cables será 18/30 kV. Además de esto, es necesario tener en cuenta que el parque contará con 4 líneas de generación 3 de ellas con 2 aerogeneradores y 1 con 1 aerogenerador. En las líneas de 2 aerogeneradores circulará una intensidad admisible de 285,23 A y en las de 1 aerogenerador serán 143,39 A.

La distribución de los aerogeneradores por cada línea es la siguiente:

| Identificación | Aerogeneradores                |
|----------------|--------------------------------|
| Línea 1        | 2 aerogeneradores: A-05 y A-06 |
| Línea 2        | 2 aerogeneradores: A-01 y A-07 |
| Línea 3        | 2 aerogeneradores: A-02 y A-03 |
| Línea 4        | 1 aerogenerador: A-04          |

*Tabla 18. Distribución aerogeneradores por línea*

Teniendo esto en cuenta, se eligen los cables con el aislamiento XLPE de aluminio con una sección de 240 mm<sup>2</sup> y de 70 mm<sup>2</sup>. Se recurrirá a la empresa Nexans para la obtención de los cables. Los modelos serán el cable MT NFC 33-226 18/30 (36) kV para el cable de 240 mm<sup>2</sup> de sección y el cable NA2XS(F)2Y RM 18/30 kV.

|                                           |                                |
|-------------------------------------------|--------------------------------|
| <b>Nombre</b>                             | MT NFC 33-226 18/30 (36) kV    |
| <b>Sección</b>                            | 240 mm <sup>2</sup>            |
| <b>Material</b>                           | Aluminio                       |
| <b>Aislamiento</b>                        | XLPE                           |
| <b>Pantalla</b>                           | Cinta de aluminio longitudinal |
| <b>Tensión nominal U<sub>0</sub>/U</b>    | 18/30 kV                       |
| <b>Corriente nominal enterrado a 20°C</b> | 399 A                          |

*Tabla 19. Especificaciones cable MT 240 mm<sup>2</sup>[17]*

|                                           |                        |
|-------------------------------------------|------------------------|
| <b>Nombre</b>                             | NA2XS(F)2Y RM 18/30 kV |
| <b>Sección</b>                            | 70 mm <sup>2</sup>     |
| <b>Material</b>                           | Aluminio               |
| <b>Aislamiento</b>                        | XLPE                   |
| <b>Pantalla</b>                           | Hilos y cinta de cobre |
| <b>Tensión nominal U<sub>0</sub>/U</b>    | 18/30 kV               |
| <b>Corriente nominal enterrado a 20°C</b> | 213 A                  |

*Tabla 20. Especificaciones cable MT 70 mm<sup>2</sup>[18]*

### 7.3 RED DE ALTA TENSION

La tensión de la energía generada en media tensión será elevada a 132 kV mediante un transformador de potencia ubicado en la subestación del parque, con el fin de minimizar las pérdidas en la transmisión a lo largo de la línea de evacuación de 20,26 km.

De nuevo, será necesario dimensionar los cables de la red. Esta vez serán cables aéreos de aluminio con refuerzo de acero. La intensidad que circulará por estos es 231,32 A por lo que el cable elegido ha sido el ACSR 1/0 AWG (Raven) de Nexans cuyas características se recogen en la siguiente tabla.

|                  |                       |
|------------------|-----------------------|
| <b>Nombre</b>    | ACSR 1/0 AWG (Raven)  |
| <b>Sección</b>   | 53,55 mm <sup>2</sup> |
| <b>Material</b>  | Aluminio              |
| <b>Ampacidad</b> | 243 A                 |

Tabla 21. Características cable AT [16]

En el anexo III se puede consultar el catálogo.

### 7.4 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

La subestación eléctrica estará configurada para elevar la tensión desde los 30 kV de la red de media tensión hasta los 132 kV necesarios para la evacuación de la energía a la red de transporte. Estará compuesta por un sistema de alta tensión y un sistema de media tensión que se colocará en el interior del edificio de control y se hará empleando celdas con aislamiento en gas SF<sub>6</sub>.

#### 7.4.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El transformador de potencia tiene la función de elevar la tensión desde los 30 kV de la red de MT hasta los 132 kV necesarios para la red de transporte.

Además, incorpora protecciones y sistemas de control que garantizan un funcionamiento seguro ante variaciones de carga, maniobras o incidencias en la red. Gracias a su configuración trifásica y a su sistema de refrigeración, el equipo puede operar de manera continua bajo condiciones exigentes.

En la siguiente tabla se recogen las características del transformador que se empleará:



|                                         |        |
|-----------------------------------------|--------|
| <b>Potencia nominal</b>                 | 50 MVA |
| <b>Frecuencia</b>                       | 50 Hz  |
| <b>Número de fases</b>                  | 3      |
| <b>Tensión nominal del lado de alta</b> | 132 kV |
| <b>Tensión nominal del lado de baja</b> | 30 kV  |
| <b>Conexión</b>                         | yD     |
| <b>Enfriamiento</b>                     | ONAN   |
| <b>Impedancia de cortocircuito</b>      | 6-8%   |

Tabla 22. Características transformador MT/AT

## 7.4.2 INTERRUPTOR-SECCIONADOR MT

Dentro de la red de media tensión de la subestación, se instalarán interruptores-seccionadores, estos dispositivos combinan dos funciones fundamentales: por un lado, permiten realizar maniobras de apertura y cierre del circuito bajo carga y por otro ofrecen una función de seccionamiento visible.

El principio de funcionamiento de estos interruptores-seccionadores se basa en la capacidad de interrumpir el paso de corriente mientras esta circula, gracias a mecanismos de corte en vacío o mediante gas SF<sub>6</sub>. Esto proporciona una desconexión segura, rápida y sin formación de arco eléctrico externo, lo cual es fundamental en entornos de media tensión. Además, el seccionamiento visible que incorporan mejora la seguridad operativa, ya que permite confirmar de forma clara que el circuito se encuentra abierto antes de realizar cualquier intervención.

También es posible incorporar enclavamientos mecánicos y mandos motorizados o manuales, mejorando así su integración con sistemas SCADA y de protección.

Para este proyecto se ha optado por el interruptor-seccionador en carga tripolar de la empresa OLVAL, para tensiones de 24 y 36 kV y corrientes de 400 y 630 A. Este modelo está construido de acuerdo con el cumplimiento de la norma UNE-EN 62271-103.[20]

## 7.4.3 INTERRUPTOR AT

La función de los interruptores de alta tensión es abrir o cerrar un circuito eléctrico bajo carga permitiendo así desconectar partes de la red para mantenimiento o aislar fallos rápidamente para minimizar daños. Deben ser capaces de interrumpir corrientes de cortocircuito elevadas, lo que exige el uso de tecnologías como el gas SF<sub>6</sub> o el vacío.

Se ha seleccionado el interruptor de potencia 3AP1 de tensión nominal de 145 kV, suministrado por Siemens. Aunque la tensión de servicio del sistema es de 132 kV, la elección de un equipo con tensión nominal superior responde a las recomendaciones establecidas por la norma IEC 62271.[21]

#### 7.4.4 TRANSFORMADOR DE TENSIÓN

Los transformadores de tensión son usados para reducir la tensión de la línea a niveles seguros y adecuados para los equipos de medida, control y protección permitiendo la monitorización del sistema eléctrico.

Además, garantizan aislamiento eléctrico entre la alta tensión y los circuitos secundarios de medición, protegiendo los equipos y al personal.

Se ha seleccionado un transformador de tensión de la empresa HYEE, que ofrece características específicas para la aplicación en sistemas de 132 kV y permite realizar medidas de tensión a 110 V y está diseñado para soportar tensiones primarias nominales de hasta 132 o 138 kV

Su precisión de clase 0.5 asegura mediciones exactas, mientras que su capacidad térmica y mecánica cumple con las exigencias normativas para aplicaciones industriales.

| Parámetro                                                   | Valor                                                                         |
|-------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|
| Tensión primaria nominal, kV                                | 132 o 138 / $\sqrt{3}$                                                        |
| Tensión más alta para el equipo, kV                         | 145 / $\sqrt{3}$                                                              |
| Frecuencia nominal, Hz                                      | 50, 60                                                                        |
| Tensión nominal de frecuencia industrial soportada, kV      | 275                                                                           |
| Tensión nominal de impulso soportada por rayo, kV           | 650                                                                           |
| Distancia de descarga, mm                                   | 1300                                                                          |
| Distancia de fuga mm                                        | W1: 2520, W2: 2430, W3: 3910                                                  |
| Carga mecánica, N                                           | 1250                                                                          |
| Tensión secundaria nominal, V                               | 0.115 / $\sqrt{3}$ o 11 / $\sqrt{3}$ o 0.115 o 0.11 o 0.1                     |
| Marcas de bornes secundarios                                | 2a–2n                                                                         |
| Clase de precisión                                          | 0.5                                                                           |
| Potencia nominal de salida, VA                              | 250                                                                           |
| Salida térmica límite, VA                                   | 2000                                                                          |
| Factor de tensión nominal                                   | 1.2 continuo; 1.5/30 (110–220 kV)                                             |
| Factor de disipación dieléctrica $\text{tg}\delta$ , <10 kV | Producto $\text{tg}\delta \leq 0.02$ , estructura $\text{tg}\delta \leq 0.05$ |

Tabla 23. Características VT trafo de HYEE [22]

### 7.4.5 TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD

Los transformadores de corriente permiten transformar corrientes del sistema de alta tensión a valores reducidos y seguros aptos para la medición.

Garantizan aislamiento eléctrico entre el circuito de alta tensión y los equipos de medida y protección. Están diseñados para soportar corrientes elevadas de cortocircuito durante periodos cortos, manteniendo su precisión y resistencia mecánica.

Pueden ser de diferentes tipos según su construcción y aplicación, como los de núcleo dividido, los de núcleo toroidal o los encapsulados en tanque vivo o muerto, dependiendo de las condiciones ambientales y del sistema eléctrico.

En este proyecto, se ha seleccionado el transformador de corriente de la empresa Straton, que ofrece alta precisión conforme a normas IEC e IEEE, capacidad para soportar corrientes de hasta 4000 A y tensiones nominales de 132 kV.

| Parámetro                       | Valor                                                     |
|---------------------------------|-----------------------------------------------------------|
| Instalación                     | Exterior                                                  |
| Diseño                          | Tanque vivo/Tanque muerto (Ojo de perno)/Barra primaria   |
| Aislamiento                     | Aceite-papel/OIP                                          |
| Tensión del sistema para equipo | 132 kV / 145 kV                                           |
| Corriente primaria máxima       | Hasta 4000 A                                              |
| Corriente de cortocircuito      | Hasta 40 kA/3 s                                           |
| Aisladores                      | Porcelana/Polímero Sobre Altitud de Diseño                |
| Distancia de fuga               | $\geq 25$ mm/kV (mayor a pedido)                          |
| Temperatura ambiente            | -10 a +45 °C                                              |
| Altitud de diseño               | Máximo 1000 m (estándar); otros a pedido                  |
| Precisión                       | Cumple todas las clases de medida y protección IEC e IEEE |

Tabla 24. Características CT trafo de Straton [23]

### 7.4.6 EMBARRADO DE MT

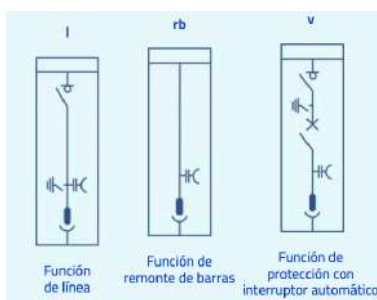
El embarrado de media tensión tiene como función la distribución eléctrica segura y eficiente entre las diferentes celdas y equipos conectados en la red de 30 kV. Estará compuesto por barras rígidas conductoras de aluminio. Presentarán una baja resistencia eléctrica para minimizar las pérdidas de energía y evitar elevaciones térmicas.

Deberán tener una elevada capacidad de corriente capaz de sobrecorrientes momentáneas. Para ello, se diseña con secciones transversales adecuadas y con un sistema de soporte

robusto que garantice su estabilidad mecánica ante solicitaciones térmicas y electromagnéticas, evitando deformaciones o vibraciones.

Se separarán del del suelo y de otras estructuras mediante aisladores de alta resistencia dieléctrica, lo que garantiza la seguridad del sistema y previene descargas o cortocircuitos.

El embarrado estará conectado a las celdas de 36 kV de la empresa Omarzabal, empleando el modelo cmg.3-rb en el módulo 0L, el cmg.3-I en el 1L y el cmg.3-V en el 1A.



*Figura 47. Esquemas de las celdas MT[18]*

#### 7.4.7 AUTOVÁLVULAS

Las autoválvulas son elementos de protección que se instalan en las líneas de alta tensión para minimizar las consecuencias de sobretensiones transitorias, ya sean de origen atmosférico (rayos) o conmutacional. Están basados en pararrayos con resistencias no lineales de óxido de zinc, que tienen la capacidad de conducir a tierra la energía asociada a una sobretensión, evitando que esta dañe los equipos sensibles de la subestación como transformadores, interruptores u otros elementos del embarrado. Su instalación se realiza normalmente en las proximidades del transformador de potencia o en la salida de la línea AT. En condiciones normales presentan una impedancia muy alta, por lo que no afectan al funcionamiento de la instalación; sin embargo, ante una sobretensión su impedancia cae drásticamente permitiendo la conducción del impulso a tierra, actuando en tiempos muy reducidos.

#### 7.4.8 SERVICIOS AUXILIARES

Los servicios auxiliares alimentan los equipos y sistemas del parque requieren energía en baja tensión para su funcionamiento. Normalmente, la alimentación de estos servicios se realiza desde un transformador auxiliar, conectado al lado de baja tensión del transformador principal o desde una fuente externa, con respaldo mediante sistemas de baterías o SAI. Deben asegurar la continuidad incluso en caso de fallo de red, por lo que suelen incluir bancos de baterías con autonomía suficiente para soportar eventos críticos además de protecciones independientes.

## **7.4.9 TELEMANDO Y TELESEÑAL**

Estos sistemas permiten el control y la supervisión de la subestación desde un centro de control o sala SCADA. A través del telemando es posible ejecutar maniobras como apertura o cierre de interruptores y seccionadores, cambio de posición de equipos o puesta en marcha de dispositivos.

La teleseñalización permite recibir en tiempo real información del estado de los equipos, alarmas, valores medidos (tensiones, corrientes, potencias). Se implementan mediante RTUs (Remote Terminal Units), PLCs, protocolos de comunicación estándar (como IEC 60870-5-104 o IEC 61850), y redes de fibra óptica.

## **7.5 PUESTA A TIERRA**

La puesta a tierra garantiza la seguridad de las personas y la integridad de los equipos frente a corrientes de fallo, descargas atmosféricas o sobretensiones.

Se utilizará una malla enterrada que cubrirá el perímetro de la subestación y la base de cada aerogenerador y estará conectada a picas verticales colocadas de forma que se reduzca la resistencia de puesta a tierra. Se usarán conductores de cobre desnudo de 95 mm<sup>2</sup> y soldadura aluminotérmica. El diseño considerará aspectos como la resistividad del terreno o la corriente máxima esperada, y deberá cumplir con las normativas aplicables como la IEEE 142.

## **7.6 FIBRA ÓPTICA**

La fibra óptica se usará para la comunicación ya que ofrece inmunidad frente a interferencias electromagnéticas, alta velocidad de transmisión y capacidad para cubrir largas distancias sin pérdidas apreciables. Se instalarán cables de fibra óptica multimodo 50/125 con 8 fibras, suministrados por la empresa Optral. [20] Este tipo de fibra permite un alto rendimiento en distancias medias y es ideal para la interconexión de equipos dentro de la subestación y entre los aerogeneradores y el centro de control. Su uso es fundamental para la correcta operación del sistema SCADA, la comunicación entre relés de protección y la sincronización entre dispositivos. La instalación de la fibra se realizará siguiendo los estándares técnicos de calidad y seguridad definidos por las normas IEC y TIA/EIA-568.

## **7.7 PROTECCIONES**

En la red de media tensión, se emplearán protecciones de sobrecorriente y cortocircuito tanto de fase como de neutro (relés 50/51 y 50N/51N), que actúan de forma instantánea o temporizada en caso de superarse los umbrales establecidos.

Se incluyen también relés de sobretensión (59) y subtensión (27), necesarios para mantener los equipos dentro de los límites operativos seguros.

En caso de fallo transitorio, se utilizarán reenganchadores automáticos (relé 79) para restablecer el servicio sin intervención manual. Además, se implementará protección direccional de neutro (67N) para mejorar la selectividad de las fallas a tierra.

En la red de alta tensión, se instalarán protecciones similares. Se emplearán relés de sobrecorriente de fase y neutro, así como reenganchadores, y se incorporarán protecciones de frecuencia (81M para máxima y 81m para mínima) y de tensión (27/59), que permiten desconectar la instalación si los parámetros se desvían de los valores normales.

## Capítulo 8. VIABILIDAD ECONÓMICA

En este capítulo se examinará la viabilidad económica del parque. Para ello se tendrá en cuenta la inversión inicial, los costes operativos, los ingresos por venta de energía y se calcularán indicadores como el VAN y el TIR.

### 8.1 PRESUPUESTO DE LA INVERSIÓN INICIAL

|                                                    | Unidad | Cantidad | Precio unitario (€) | Precio total (€) |
|----------------------------------------------------|--------|----------|---------------------|------------------|
| <b>Obra civil</b>                                  |        |          |                     |                  |
| Cimentaciones (zapatas + pedestales)               | ud     | 7        | 46.748              | 327.236          |
| Plataformas de montaje                             | m2     | 17.500   | 40,46               | 70.7962,5        |
| Caminos y accesos internos                         | m      | 3.970    | 98,89               | 392.593,3        |
| Caminos que acondicionar                           | m      | 800      | 53,94               | 43.152           |
| Zanjas (excavación y relleno)                      | m      | 4.770    | 62,93               | 300.176,1        |
| Edificio de control                                | ud     | 1        | 107.880             | 107.880          |
| <b>Cables</b>                                      |        |          |                     |                  |
| Fibra Óptica multimodo 50/125 50/125 8 F de Optral | m      | 4.770    | 0,90                | 4.288,23         |
| Cable de cobre desnudo 95 mm <sup>2</sup>          | m      | 4.770    | 8,09                | 38.594,07        |
| Cable aluminio XLPE 70 mm <sup>2</sup> Nexans      | m      | 893,68   | 19,78               | 17.675,20304     |
| Cable aluminio XLPE 240 mm <sup>2</sup> Nexans     | m      | 3.876,32 | 34,16               | 132.422,8438     |
| Cable ACSR 1/0 AWG Raven Nexans                    | m      | 20.260   | 18,52               | 375.203,044      |
| <b>Equipos eléctricos</b>                          |        |          |                     |                  |
| Transformador MT/AT                                | ud     | 1        | 22.4750             | 224.750          |
| Celda modular cgm.3-l                              | ud     | 4        | 7.192               | 28.768           |
| Celda modular cgm.3-V                              | ud     | 7        | 7.192               | 50.344           |
| Celda modular cgm.3-rb                             | ud     | 7        | 7.641,5             | 53.490,5         |
| Interruptor-seccionador MT Olval                   | ud     | 5        | 3.146,5             | 15.732,5         |
| Interruptor AT Siemens                             | ud     | 1        | 31.465              | 31.465           |
| Transformador de Tensión HYEE                      | ud     | 1        | 5.394               | 5.394            |
| Transformador de Intensidad Stratons               | ud     | 1        | 4.495               | 4.495            |

| <b>Aerogeneradores</b>                    |    |   |           |                      |
|-------------------------------------------|----|---|-----------|----------------------|
| Aerogeneradores Nordex N163/6.8 MW        | ud | 7 | 5.501.880 | 38.513.160           |
| Montaje de aerogeneradores                |    |   | 98.890    | 98.890               |
| Instalación eléctrica                     |    |   | 53.940    | 53.940               |
| Supervisión y pruebas                     |    |   | 31.465    | 31.465               |
| <b>Ingeniería y Dirección de Obra</b>     |    |   |           |                      |
| Honorarios ingeniería básica              |    |   | 1%        | 415.590,7729         |
| Honorarios ingeniería detallada           |    |   | 2%        | 831.181,5458         |
| Dirección facultativa                     |    |   | 2%        | 623.386,1594         |
| Supervisión técnica y control de calidad  |    |   | 1%        | 415.590,7729         |
| <b>Presupuesto ejecución material</b>     |    |   |           | <b>43.844.826,54</b> |
| Gastos generales                          |    |   | 16%       | 7.015.172,247        |
| Beneficio industrial                      |    |   | 3%        | 1.315.344,796        |
| <b>Presupuesto ejecución por contrata</b> |    |   |           | <b>52.175.343,58</b> |

*Tabla 25. Presupuestode ejecución por contrata*

Teniendo en cuenta que los costes de interconexión son 120.000 €/km de alta tensión, se calcula el CapEx total:

| <b>CapEx total</b>                        |                      |
|-------------------------------------------|----------------------|
| Presupuesto de ejecución por contrata (€) | 52.175.343,58        |
| Costes de desarrollo (€)                  | 600.000              |
| Costes de interconexión (€)               | 2.431.200            |
| Posición en la subestación de llegada (€) | 400.000              |
| <b>Total (€)</b>                          | <b>55.606.543,58</b> |

*Tabla 26. CapEx del proyecto*

El presupuesto total para la inversión inicial asciende a 55.606.543,58 €.

## **8.2 TARIFA DE VENTA DE ENERGÍA**

Para estimar una tarifa de venta de energía representativa y realista, se han utilizado los precios anuales del mercado diario de electricidad publicados por OMIE, correspondientes al periodo 2015–2024.



Con el fin de evitar distorsiones provocadas por circunstancias excepcionales como la pandemia de COVID-19 y las crisis energéticas derivadas de las guerras se han eliminado los años con un mayor precio de la energía, siendo estos 2021, 2022 y 2023.

Se ha obtenido un valor de 49,17 €/MWh por lo que el precio de venta en el año 1 se redondeará a 50 €/MWh.

Se han recogido los precios de cada mes durante los 10 años en la siguiente tabla y se ha obtenido una gráfica que representa los precios de cada año.

|     | 2015  | 2016  | 2017  | 2018  | 2019  | 2020  | 2021   | 2022   | 2023   | 2024   |
|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|
| Ene | 51,6  | 36,53 | 71,49 | 49,98 | 61,99 | 41,1  | 60,17  | 201,72 | 69,55  | 74,1   |
| Feb | 42,57 | 27,5  | 51,74 | 54,88 | 54,01 | 35,87 | 28,49  | 200,22 | 133,47 | 40     |
| Mar | 43,13 | 27,8  | 43,19 | 40,18 | 48,82 | 27,73 | 45,44  | 283,3  | 89,61  | 20,28  |
| Abr | 45,34 | 24,11 | 43,69 | 42,67 | 50,41 | 17,65 | 65,02  | 191,52 | 73,73  | 13,67  |
| May | 45,12 | 25,77 | 47,11 | 54,92 | 48,39 | 21,26 | 67,12  | 187,13 | 74,21  | 30,4   |
| Jun | 54,73 | 38,9  | 50,22 | 58,46 | 47,19 | 30,62 | 83,3   | 169,63 | 93,02  | 56,08  |
| Jul | 59,55 | 40,53 | 48,63 | 61,88 | 51,46 | 34,64 | 92,42  | 142,66 | 90,47  | 72,31  |
| Ago | 55,59 | 41,16 | 47,46 | 64,33 | 44,96 | 36,2  | 105,94 | 154,89 | 96,05  | 91,05  |
| Sep | 51,88 | 43,59 | 49,15 | 71,27 | 42,11 | 41,96 | 156,15 | 141,07 | 103,34 | 72,62  |
| Oct | 49,9  | 52,83 | 56,77 | 65,08 | 47,17 | 36,59 | 200,06 | 127,21 | 90,14  | 68,54  |
| Nov | 51,2  | 56,13 | 59,19 | 61,97 | 42,19 | 41,94 | 193,43 | 115,56 | 63,45  | 104,43 |
| Dic | 52,61 | 60,49 | 57,94 | 61,81 | 33,81 | 41,97 | 293,17 | 96,95  | 72,17  | 111,24 |
| Año | 50,32 | 39,67 | 52,24 | 57,29 | 47,68 | 33,97 | 111,93 | 167,53 | 87,1   | 63,03  |

*Tabla 27. Precio de la energía de cada mes durante 10 años*

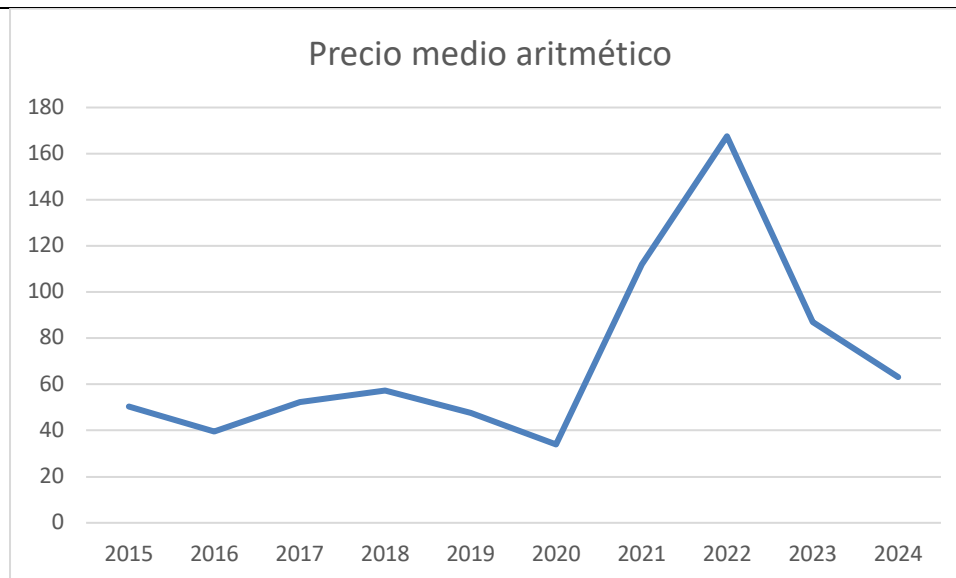


Figura 48. Gráfico del precio de la energía

### 8.3 HIPÓTESIS FINANCIERAS

A continuación, se recogen todas las hipótesis y parámetros financieros empleados en el modelo de valoración del parque eólico.

|                                        |                                |
|----------------------------------------|--------------------------------|
| Vida útil del parque                   | 20 años                        |
| Estructura de financiación             | 25 % equity / 75 % deuda       |
| Rentabilidad exigida                   | 10 %                           |
| Interés de la deuda                    | 5 %                            |
| NOF                                    | 7%                             |
| Amortización                           | Lineal a 20 años               |
| Inflación general                      | 2 % anual                      |
| Escalada de tarifa de venta de energía | +2 % anual (indexación al IPC) |
| Escalada de costes O&M                 | +2 % anual (indexación al IPC) |

Tabla 28. Hipótesis financieras

### 8.4 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Se han estimado los gastos de operación y mantenimiento de forma que se tiene en cuenta el ciclo de vida del proyecto, aplicando costos mayores conforme avanza el tiempo. Esta evolución refleja el comportamiento habitual de este tipo de activos, cuyo mantenimiento tiende a encarecerse con los años debido al envejecimiento de los equipos y el aumento de averías

Por este motivo, los costes comienzan en 61.922 € anuales durante los dos primeros años y alcanzan los 94.099 € anuales en los últimos años del proyecto.

La tasa de conversión usada es 1EUR=1,17USD.

| COSTES O&M AEROGENERADORES |            |        |
|----------------------------|------------|--------|
| Año                        | USD        | EUR    |
| año 1 y 2                  | 72.448,74  | 61.922 |
| año 3 al 5                 | 77.865,84  | 66.552 |
| año 6 al 10                | 94.967,73  | 81.169 |
| año 11 al 15               | 10.6657,2  | 91.160 |
| año 16 al 20               | 110.095,83 | 94.099 |

*Tabla 29. Costes O&M aerogeneradores*

Además de los costes de operación y mantenimiento específicos de los aerogeneradores, se han considerado otros gastos relacionados con la gestión y el funcionamiento del parque eólico. Estos gastos se recogen en la siguiente tabla.

|                             |         |
|-----------------------------|---------|
| O&M resto del parque        | 60.000  |
| Administración              | 15.000  |
| Personal                    | 28.000  |
| Seguros                     | 36.000  |
| Impuestos                   | 65.000  |
| Otros gastos de explotación | 30.000  |
| Total                       | 234.000 |

*Tabla 30. Costes O&M adicionales*

## 8.5 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN

Los ingresos de explotación del proyecto se han estimado multiplicando la producción anual de energía del parque (128.691,86 MWh) por el precio de la energía para cada año del periodo de análisis (20 años).

El precio de venta por MWh se ha calculado aplicando una tasa de incremento anual del 2 %, en línea con el IPC estimado, partiendo de un precio inicial de 50 €/MWh.

|                             | 1          | 2          | 3          | 4          | 5          | 6          | 7          | 8          | 9          | 10         | 11         | 12         | 13         | 14         | 15         | 16         | 17         | 18         | 19         | 20         |
|-----------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Producción de energía (MWh) | 128691,86  | 128691,86  | 128691,86  | 128691,86  | 128691,86  | 128691,86  | 128691,86  | 128691,86  | 128691,86  | 128691,86  | 128691,86  | 128691,86  | 128691,86  | 128691,86  | 128691,86  | 128691,86  | 128691,86  | 128691,86  | 128691,86  | 128691,86  |
| Precio (€/MWh)              | 50,00      | 51,00      | 52,02      | 53,06      | 54,12      | 55,20      | 56,31      | 57,43      | 58,58      | 59,75      | 60,95      | 62,17      | 63,41      | 64,68      | 65,97      | 67,29      | 68,64      | 70,01      | 71,41      | 72,84      |
| Ingresos (€)                | 6434593,00 | 6563284,85 | 6694550,56 | 6828441,57 | 6965010,40 | 7104310,61 | 7246396,82 | 7391324,76 | 7539151,25 | 7689934,28 | 7843732,95 | 8000607,62 | 8160619,77 | 8323832,17 | 8490308,81 | 8660114,99 | 8833317,29 | 9009983,63 | 9190183,31 | 9373986,97 |

Tabla 31. Ingresos de explotación

## 8.6 GASTOS DE EXPLOTACIÓN

Para los gastos de explotación, se ha supuesto también un incremento anual del 2 % durante los 20 años de vida útil del proyecto.

|                         | 1         | 2         | 3         | 4         | 5         | 6         | 7         | 8         | 9         | 10        | 11        | 12        | 13        | 14        | 15        | 16        | 17        | 18        | 19        | 20        |
|-------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| O&M aerogeneradores     | 61922     | 61922     | 66552     | 66552     | 66552     | 81169     | 81169     | 81169     | 81169     | 81169     | 91160     | 91160     | 91160     | 91160     | 91160     | 94099     | 94099     | 94099     | 94099     | 94099     |
| O&M resto del parque    | 60000,00  | 61200,00  | 62424,00  | 63672,48  | 64945,93  | 66244,85  | 67569,75  | 68921,14  | 70299,56  | 71705,55  | 73139,67  | 74602,46  | 76094,51  | 77616,40  | 79168,73  | 80752,10  | 82367,14  | 84014,49  | 85694,77  | 87408,67  |
| Administración          | 15000,00  | 15300,00  | 15606,00  | 15918,12  | 16236,48  | 16561,21  | 16892,44  | 17230,29  | 17574,89  | 17926,39  | 18284,92  | 18650,61  | 19023,63  | 19404,10  | 19792,18  | 20188,03  | 20591,79  | 21003,62  | 21423,69  | 21852,17  |
| Personal                | 28000,00  | 28560,00  | 29131,20  | 29713,82  | 30308,10  | 30914,26  | 31532,55  | 32163,20  | 32806,46  | 33462,59  | 34131,84  | 34814,48  | 35510,77  | 36220,99  | 36945,41  | 37684,31  | 38438,00  | 39206,76  | 39990,89  | 40790,71  |
| Seguros                 | 36000,00  | 36720,00  | 37454,40  | 38203,49  | 38967,56  | 39746,91  | 40541,85  | 41352,68  | 42179,74  | 43023,33  | 43883,80  | 44761,48  | 45656,70  | 46569,84  | 47501,24  | 48451,26  | 49420,29  | 50408,69  | 51416,86  | 52445,20  |
| Impuestos               | 65000,00  | 66300,00  | 67626,00  | 68978,52  | 70358,09  | 71765,25  | 73200,56  | 74664,57  | 76157,86  | 77681,02  | 79234,64  | 80819,33  | 82435,72  | 84084,43  | 85766,12  | 87481,44  | 89231,07  | 91015,69  | 92836,01  | 94692,73  |
| Otros gastos de explota | 30000,00  | 30600,00  | 31212,00  | 31836,24  | 32472,96  | 33122,42  | 33784,87  | 34460,57  | 35149,78  | 35852,78  | 36569,83  | 37301,23  | 38047,25  | 38808,20  | 39584,36  | 40376,05  | 41183,57  | 42007,24  | 42847,39  | 43704,34  |
| Total                   | 295922,00 | 300602,00 | 310005,60 | 314874,67 | 319841,13 | 329523,91 | 334691,01 | 349961,45 | 355337,30 | 360820,66 | 376404,69 | 382109,59 | 387928,58 | 393863,95 | 399918,03 | 409032,19 | 415330,85 | 421755,49 | 428308,62 | 434992,81 |

Tabla 32. Gastos de explotación



## **8.8 INDICADORES FINANCIEROS**

### WACC

El WACC (Weighted Average Cost of Capital) es el coste medio ponderado de las fuentes de financiación de la empresa. Se utiliza como tasa de descuento en la valoración de proyectos, ya que refleja el retorno mínimo requerido por los inversores para compensar el riesgo asumido.

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

- E: Valor de mercado del capital propio
- D: Valor de mercado de la deuda
- $k_e$ : tasa de rentabilidad exigida por los accionistas
- $K_d$ : Costo de la deuda
- T: Tasa impositiva corporativa

En este proyecto la relación E/D es 25/75 lo que corresponde a 13.901.635,9 € de fondos propios y 41.704.907,69 € de préstamo. Además, se estima que la rentabilidad exigida a las acciones es del 10% y el coste de la deuda es del 5%. Además, la tasa de impuestos será el impuesto sobre sociedades que corresponde a un 25%.

Con estos datos el WACC que se obtiene es 5,31%.

### VAN

El Valor Actual Neto (VAN) es la diferencia entre el valor presente de los flujos de caja futuros esperados de un proyecto y la inversión inicial.

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

- $F_t$ : Flujo de caja en el periodo t
- k: Tasa de descuento
- t: Periodo (en años)
- $I_0$ : Inversión inicial

La inversión inicial que se debe hacer es de 55.606.543,58 € y la tasa de descuento será el WACC calculado previamente. El VAN obtenido es de 6.471.214,54 €. También se ha calculado el VAN del accionista resultando en 2.144.498,67 €.

Ambos son positivos lo que indica que según este parámetro el proyecto es rentable tanto a nivel general como para el accionista. Asimismo, el VAN del accionista refleja que el uso de deuda ha sido eficiente, ya que ha permitido aumentar la rentabilidad del capital propio.

### TIR

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de descuento que iguala el Valor Actual Neto (VAN) de todos los flujos de caja de un proyecto a cero.

$$-I_0 = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

Si la tasa de descuento del proyecto es menor al TIR el proyecto es viable. En este caso el TIR del proyecto es 7% y  $k=5,31\%$  por lo que este parámetro también nos indica que el proyecto es rentable.

Se ha calculado también el TIR del accionista y se ha obtenido que es 12%.

### Payback

El payback es un método que mide el tiempo que tarda una inversión en recuperar su coste inicial a través de los flujos de caja generados por el proyecto. En este caso, se ha calculado el payback descontado que considera el valor temporal del dinero aplicando una tasa de descuento a los flujos futuros, ofreciendo así una visión más realista de la recuperación de la inversión. Los resultados obtenidos muestran que el proyecto tarda 12,86 años en recuperar la inversión, mientras que para el accionista el periodo es de 9,33 años.

Dado que la vida útil del proyecto es de 20 años este tiempo de recuperación es razonable, ya que permite recuperar la inversión en poco más de la mitad del ciclo de vida, dejando varios años para obtener beneficios netos. Esto sugiere que el proyecto es viable y rentable a largo plazo.

## Capítulo 9. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE



*Figura. ODS Agenda 2030 [9]*

El desarrollo de un parque eólico terrestre en España contribuye de manera significativa a varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) promovidos por la Agenda 2030 de la ONU, especialmente en los siguientes aspectos:

- **ODS 7: Energía asequible y no contaminante**

El proyecto implica el uso de fuentes de energía renovables y limpias, incrementando la generación eléctrica a partir del viento. Esto reduce la dependencia de combustibles fósiles y contribuye a un suministro energético más sostenible y accesible.

- **ODS 13: Acción por el clima**

La energía eólica es una tecnología clave para la mitigación del cambio climático, ya que no produce emisiones directas de gases de efecto invernadero durante su operación. Implantar parques eólicos ayuda a reducir la huella de carbono del sector energético, contribuyendo a los compromisos nacionales de reducción de emisiones y a la lucha global contra el calentamiento global.



Además de estos dos objetivos, también afecta de forma indirecta a otros como:

- **ODS 9: Industria, innovación e infraestructura**

Este proyecto implica la implementación de tecnologías avanzadas en aerogeneradores y sistemas eléctricos, promoviendo la innovación en el sector energético y la modernización de infraestructuras con un enfoque sostenible.

- **ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico**

La construcción, operación y mantenimiento del parque eólico generan empleo local y oportunidades económicas, fomentando un desarrollo económico inclusivo y sostenible.

## Capítulo 10. CONTAMINACIÓN EVITADA

La generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables como la eólica permite reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero. Para cuantificar el impacto ambiental positivo del parque eólico proyectado, se estima la cantidad de CO<sub>2</sub> que se evita emitir al generar electricidad sin recurrir a tecnologías contaminantes, tomando como referencia tanto el mix energético nacional como los factores de emisión específicos de las principales tecnologías fósiles empleadas en España, como el carbón y el gas natural.

A continuación, se presentan los resultados de las emisiones evitadas:

### Emisiones evitadas según el mix nacional

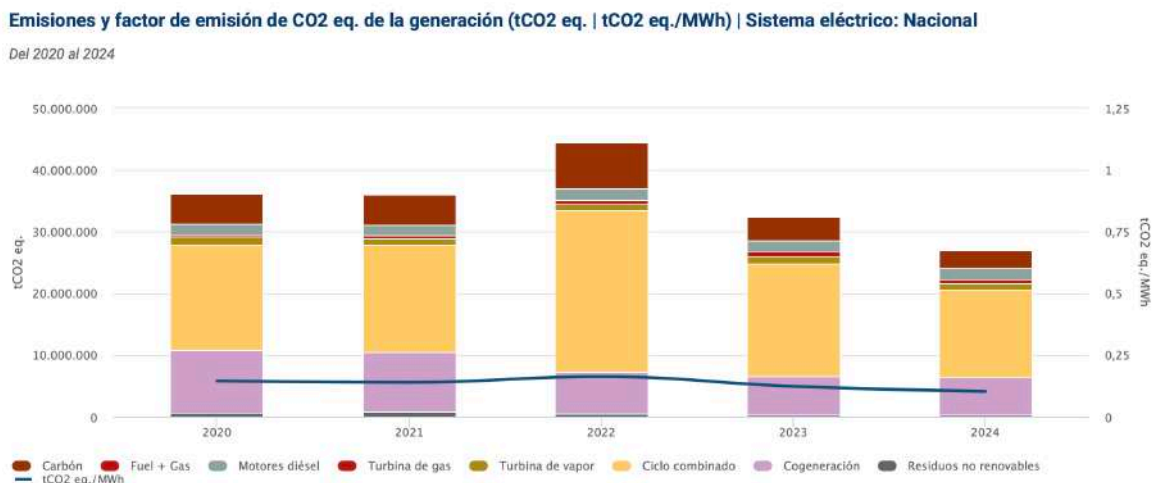


Figura 49. Emisiones de CO<sub>2</sub> de 2020 a 2024[15]

- Factor de emisión medio nacional (REE 2024): 0,10 tCO<sub>2</sub>/MWh
- Producción anual del parque: 128.692 MWh
- Vida útil estimada: 20 años

Emisiones evitadas anualmente = Producción · Factor = 12.869,2 tCO<sub>2</sub> evitadas anualmente

Total de emisiones evitadas = Producción · Factor · Años = 257.384 tCO<sub>2</sub> evitadas en total

### Comparativa por tecnologías fósiles

En la siguiente tabla se recogen el factor de emisiones de CO<sub>2</sub> que se aplica para cada tipo de tecnología.

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

Tabla 35. Factores CO<sub>2</sub> para cada tecnología[15]

Utilizando estos factores se ha calculado las emisiones ahorradas en comparación con fuentes de generación convencionales como el carbón, el gas natural o la cogeneración.

| Tecnología   | Factor de emisión<br>(tCO <sub>2</sub> /MWh) | Emisiones evitadas<br>anuales (tCO <sub>2</sub> ) | Emisiones evitadas<br>en 20 años (tCO <sub>2</sub> ) |
|--------------|----------------------------------------------|---------------------------------------------------|------------------------------------------------------|
| Carbón       | 0,95                                         | 122.257                                           | 2.445.140                                            |
| Gas natural  | 0,37                                         | 47.816                                            | 956.320                                              |
| Fuel-Gas     | 0,77                                         | 99.092                                            | 1.981.840                                            |
| Cogeneración | 0,38                                         | 48.902                                            | 978.040                                              |
| Residuos     | 0,24                                         | 30.886                                            | 617.720                                              |

Tabla 36. Emisiones ahorradas en comparación con combustibles fósiles

## Capítulo 11. PLANIFICACIÓN DE PROYECTO

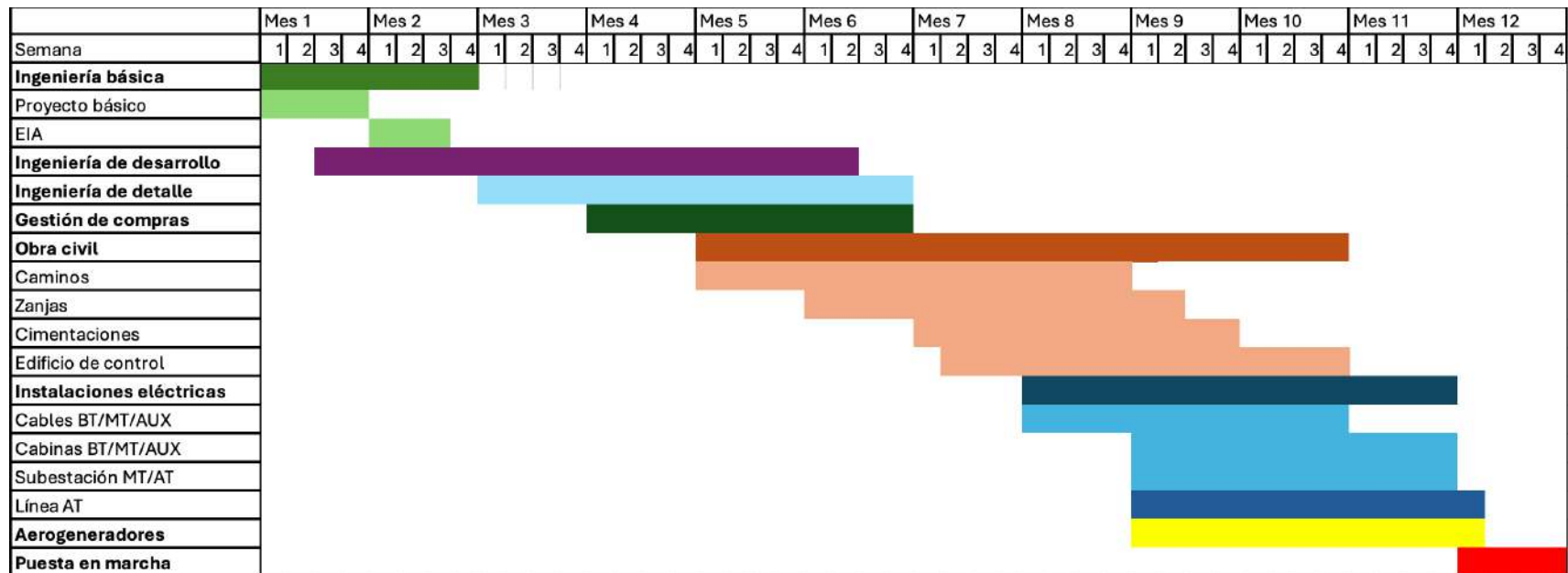


Tabla 37. Cronograma del proyecto

## Capítulo 12. CONCLUSIONES

En este Trabajo de Fin de Grado se ha abordado la instalación de un parque eólico en El Ballestero y se ha concluido que es técnicamente factible, económicamente rentable y ambientalmente sostenible. Los principales resultados son los siguientes:

### 1. Selección de emplazamiento

Tras evaluar tres ubicaciones candidatas con criterios de recurso eólico, accesibilidad, impacto ambiental e infraestructura, El Ballestero resultó la opción más adecuada gracias a la combinación de sus características.

### 2. Análisis del recurso eólico

El estudio estadístico sobre datos de más de once años a 120 m y 150 m mostró velocidades medias de 6,95 m/s y 7,31 m/s, respectivamente y dirección predominante sudoeste-oeste (225°–270°), siendo la estación más favorable otoño-invierno, manteniendo valores aceptables en verano.

### 3. Diseño técnico

Tras realizar la simulación energética con WAsP, los aerogeneradores elegidos para este parque fueron el modelo de Nordex N163/6.8 MW con una energía vertida a la red 128.691,86 MWh, 2.704 horas equivalentes anuales y un factor de capacidad de 30,86 %.

### 4. Viabilidad económica

CAPEX total de 55,6 M€ con una financiación de 25 % equity y 75 % de deuda. El WACC obtenido es 5,31 % y tanto el VAN (6,4 M€) como el TIR (7%) confirman la solidez financiera del proyecto.

### 5. Sostenibilidad y ODS

El parque contribuye de manera destacada a los ODS 7 (Energía asequible y no contaminante) y 13 (Acción por el clima), con impactos positivos sobre el empleo y la innovación (ODS 8 y 9).

### 6. Contaminación evitada

Con este proyecto las emisiones anuales evitadas son 12.869,2 tCO<sub>2</sub> y 257.384 tCO<sub>2</sub> a lo largo de toda la vida útil del proyecto

## Capítulo 13. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Asociación Empresarial Eólica. (s.f.). La eólica en España. Asociación Empresarial Eólica  
<https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/>
- [2] Asociación Eólica empresarial (2025, 3 de junio) La eólica instaló 1.186 MW en 2024, duplicando la cifra del año anterior y cubriendo el 23% de la demanda nacional. Asociación Eólica  
<https://aeeolica.org/la-eolica-instalo-1-186-mw-en-2024-duplicando-la-cifra-del-ano-anterior-y-cubriendo-el-23-de-la-demanda-nacional>
- [3] Asociación Eólica empresarial (2024, 19 de junio) Con más del 23% de la cobertura de demanda, gracias a la eólica, el precio de la electricidad se redujo un 19% en 2023. Asociación Eólica  
<https://aeeolica.org/con-mas-del-23-de-la-cobertura-de-demanda-gracias-a-la-eolica-el-precio-de-la-electricidad-se-redujo-un-19-en-2023/>
- [4] Thomsen, O.T. (2009). Sandwich Materials for Wind Turbine Blades — Present and Future. Journal of Sandwich Structures & Materials, 11, 26-7  
<https://journals.sagepub.com/doi/10.1177/1099636208099710>
- [5] Alonso Alonso, Consuelo. Tema 1: Principales Componentes Aerogenerador. Parte 1. 2024-2025.
- [6] LM Wind Power. (s.f.). Our approach. LM Wind Power.  
<https://www.lmwindpower.com/en/sustainability/our-approach>
- [7] Sirotkin, E., Martyanov, A.S., Solomin, E.V., & Kozlov, S.V. (2016). Emergency braking system for the wind turbine. 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering,  
<https://ieeexplore.ieee.org/document/7911451>
- [8] Rauch, M. (2019). Wind turbine structures – challenges and market needs. Advances in Engineering Materials, Structures and Systems: Innovations, Mechanics and Applications.
- [9] Organización de las Naciones Unidas. (s.f.). Objetivos de Desarrollo Sostenible. Naciones Unidas.  
<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- [10] Alonso Alonso, Consuelo. Tema 1: Conceptos de meteorología 2024-2025.

- 
- [11] Alonso Alonso, Consuelo. Tema 2: Caracterización del potencial eólico.
- [12] Chen, Y.C., Bundy, D.S., & Hoff, S.J. (1998). Modeling the Variation of Wind Speed with Height for Agricultural Source Pollution Control. *Ashrae Transactions*, 104, 1685-1691.
- [13] Fernández Munguía, S. (2024, 26 de septiembre). Cimentaciones de aerogeneradores onshore. Windletter.  
<https://windletter.substack.com/p/cimentaciones-de-aerogeneradores-onshore>
- [14] Global Wind Energy Council. (2025). Global wind report 2025  
[https://26973329.fs1.hubspotusercontent-eu1.net/hubfs/26973329/2.%20Reports/Global%20Wind%20Report/GWEC%20Global%20Wind%20Report%202025.pdf?\\_\\_hstc=45859835.097739f84d7d5527f6771afbfde39935.1745426990438.1745426990438.1745426990438.1&\\_\\_hssc=45859835.2.1745426990439&\\_\\_hsfp=737915754](https://26973329.fs1.hubspotusercontent-eu1.net/hubfs/26973329/2.%20Reports/Global%20Wind%20Report/GWEC%20Global%20Wind%20Report%202025.pdf?__hstc=45859835.097739f84d7d5527f6771afbfde39935.1745426990438.1745426990438.1745426990438.1&__hssc=45859835.2.1745426990439&__hsfp=737915754)
- [15] Red Eléctrica de España. (s.f.). Generación no renovable: detalle emisiones de CO<sub>2</sub>  
<https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>
- [16] Centelsa by Nexans. (2025). Cable ACSR 1/0 AWG (Raven) – Ficha técnica [PDF]. Nexans.  
<https://www.nexans.co/.rest/catalog/v1/product/pdf/200002>
- [17] Nexans. (2025). Cable MT NFC 33-226 12/20 (24) kV – Ficha técnica [PDF]. Nexans. <https://www.nexans.ma/.rest/catalog/v1/family/pdf/36078/Cable-MT-NFC-33-226-12-20-24-kV>
- [18] Ormazabal. (2023). Celda modular CGM.3-1 / CGM.3-v / CGM.3-rb – Ficha técnica [PDF]. Ormazabal.  
<https://www.ormazabal.com/wp-content/uploads/2023/03/CA-112-ES-05-2.pdf>
- [19] Olval. (s.f.). Interruptor-seccionador tripolar en carga 24–36 kV, 400 A. Olval.  
<https://www.olval.com/interruptor-en-carga-24-36-kV-400-630-a/>
- [20] Optral. (s.f.). Fibra óptica multimodo 50/125 MM50 – Ficha técnica (PDF). Optral.  
<https://optral.com/uploads/productos/FIBRAS%20OPTICAS/ETW04001.pdf>
- [21] Siemens Energy. (s.f.). Interruptores de potencia AT (serie 3AP1/3AP2) – Ficha técnica (PDF). Siemens Energy.  
<https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:931fc05b4ae7677cddcc78bfd4fcd84fe5990159/umwelt-en.pdf>
- [22] Huayi Electric Power Electric Appliances Co., Ltd. (s.f.). *132kV voltage transformer*.

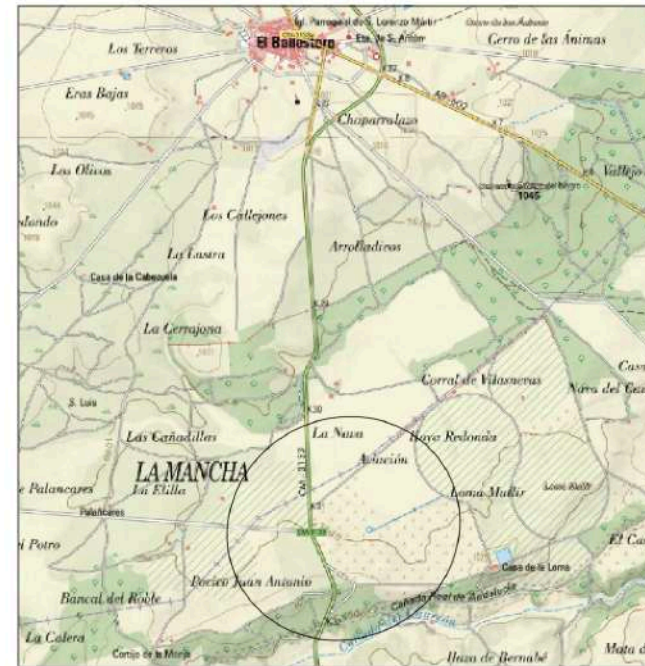
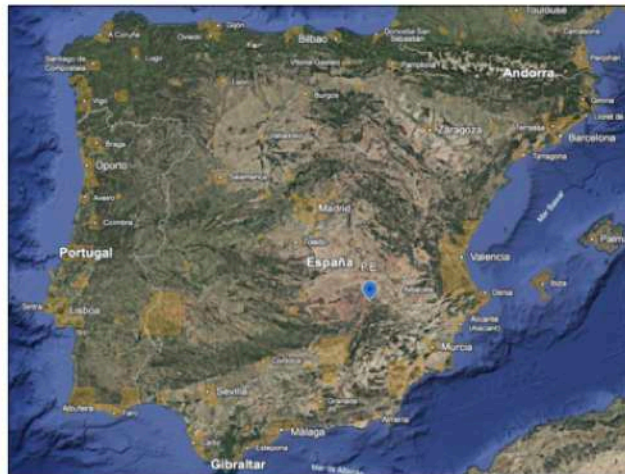
<https://www.hyee-transformado-de-corriente.com/voltage-transformer/132kV-voltage-transformer.html>

[23] Straton Electricals. (s.f.). *High voltage current transformer (36kV, 66kV, 132kV, 145kV)*.

<https://www.stratonelectricals.com/high-voltage-current-transformer/>



## **DOCUMENTO II: PLANOS**

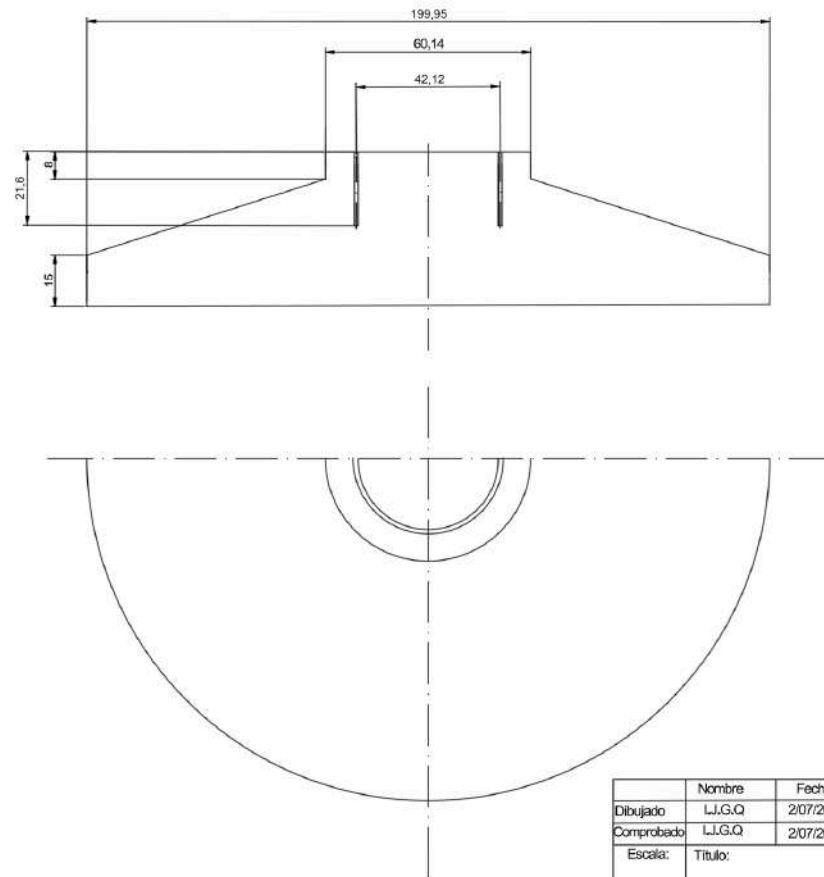


|            |          |                                |      |                 |
|------------|----------|--------------------------------|------|-----------------|
|            | Nombre   | Fecha                          | ICAI |                 |
| Dibujado   | I.J.G.Q. | 2/07/2025                      |      |                 |
| Comprobado | I.J.G.Q. | 2/07/2025                      |      |                 |
| Escala:    | Título:  | Localización del emplazamiento |      | Nº:<br><b>1</b> |
| S/E        |          |                                |      |                 |

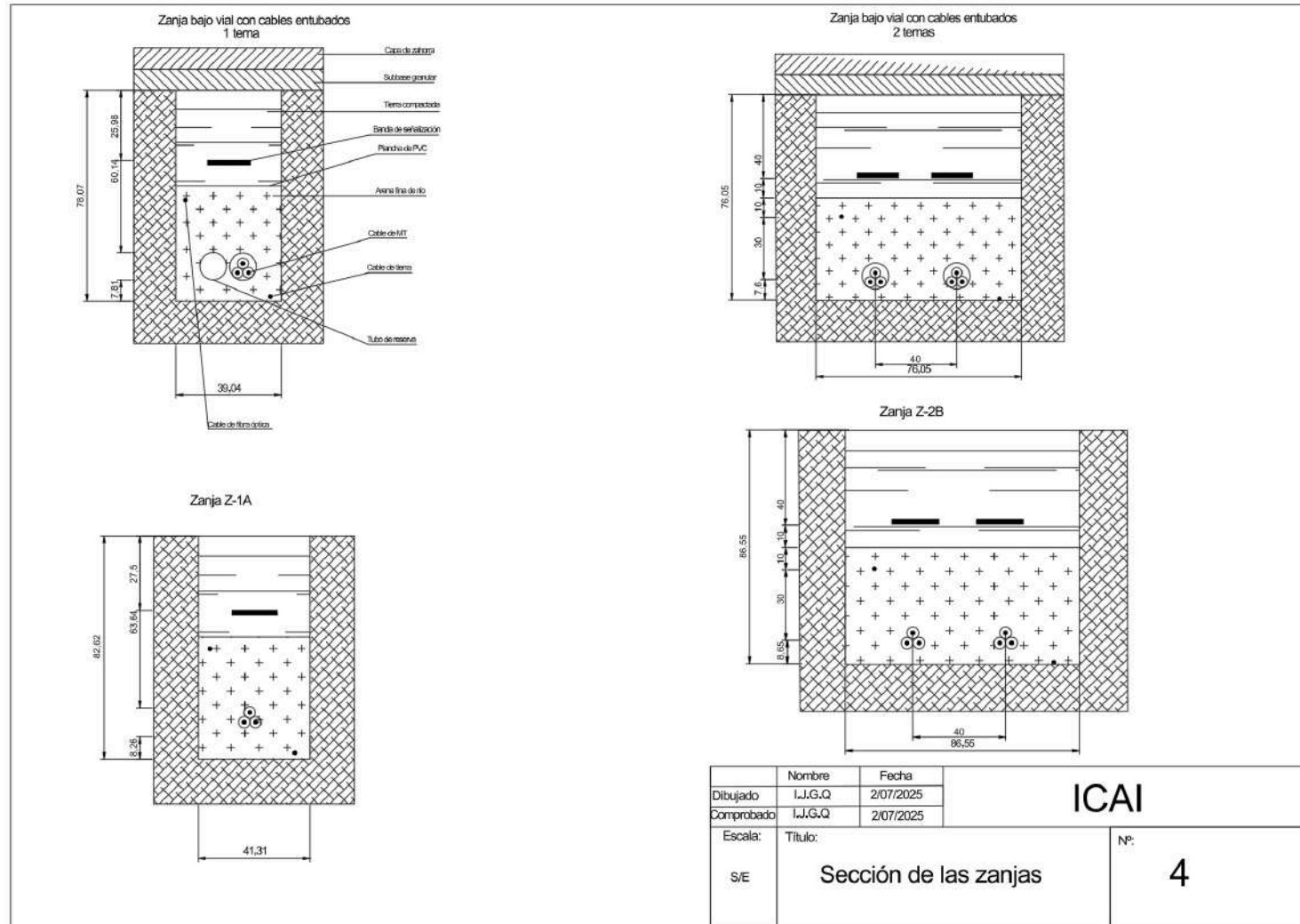


- Accesos existentes
- Accesos con necesidad de acondicionamiento
- Accesos nuevos
- Zanjas
- Edificio de control
- Aerogeneradores

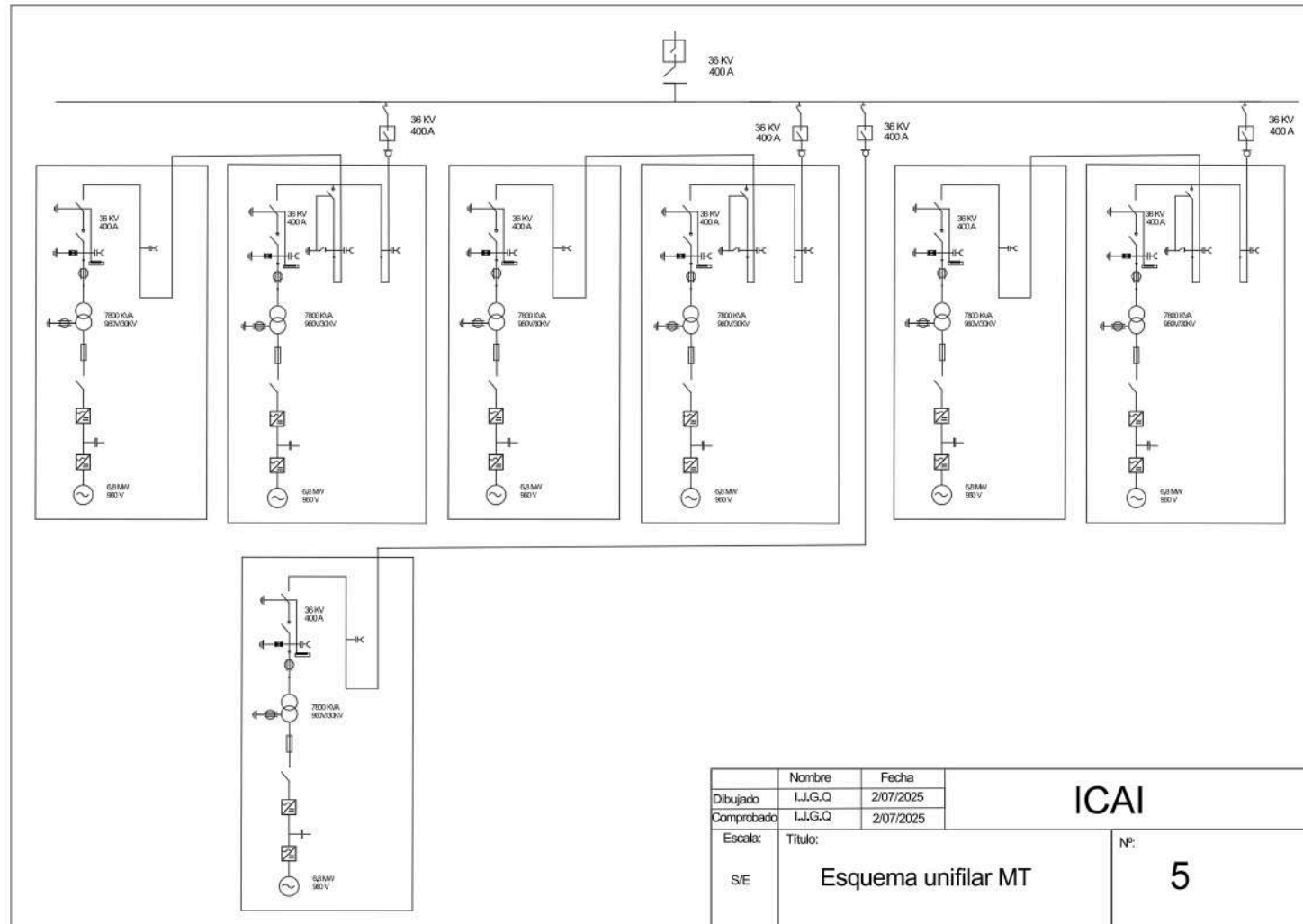
|            |                 |           |      |  |
|------------|-----------------|-----------|------|--|
|            | Nombre          | Fecha     | ICAI |  |
| Dibujado   | L.J.G.Q         | 2/07/2025 |      |  |
| Comprobado | L.J.G.Q         | 2/07/2025 |      |  |
| Escala:    | Título:         |           | Nº:  |  |
| S/E        | Zanjas y viales |           | 2    |  |

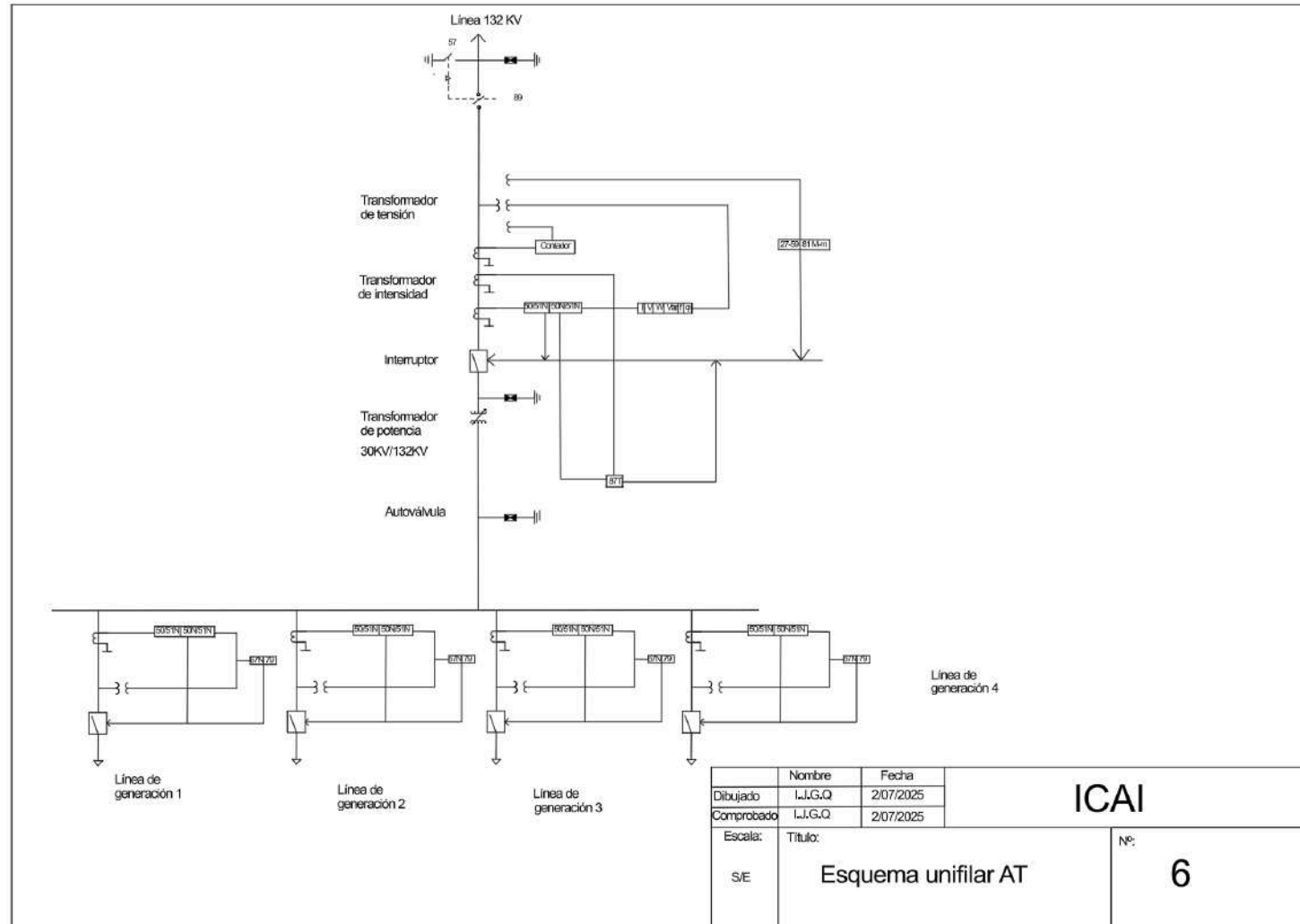


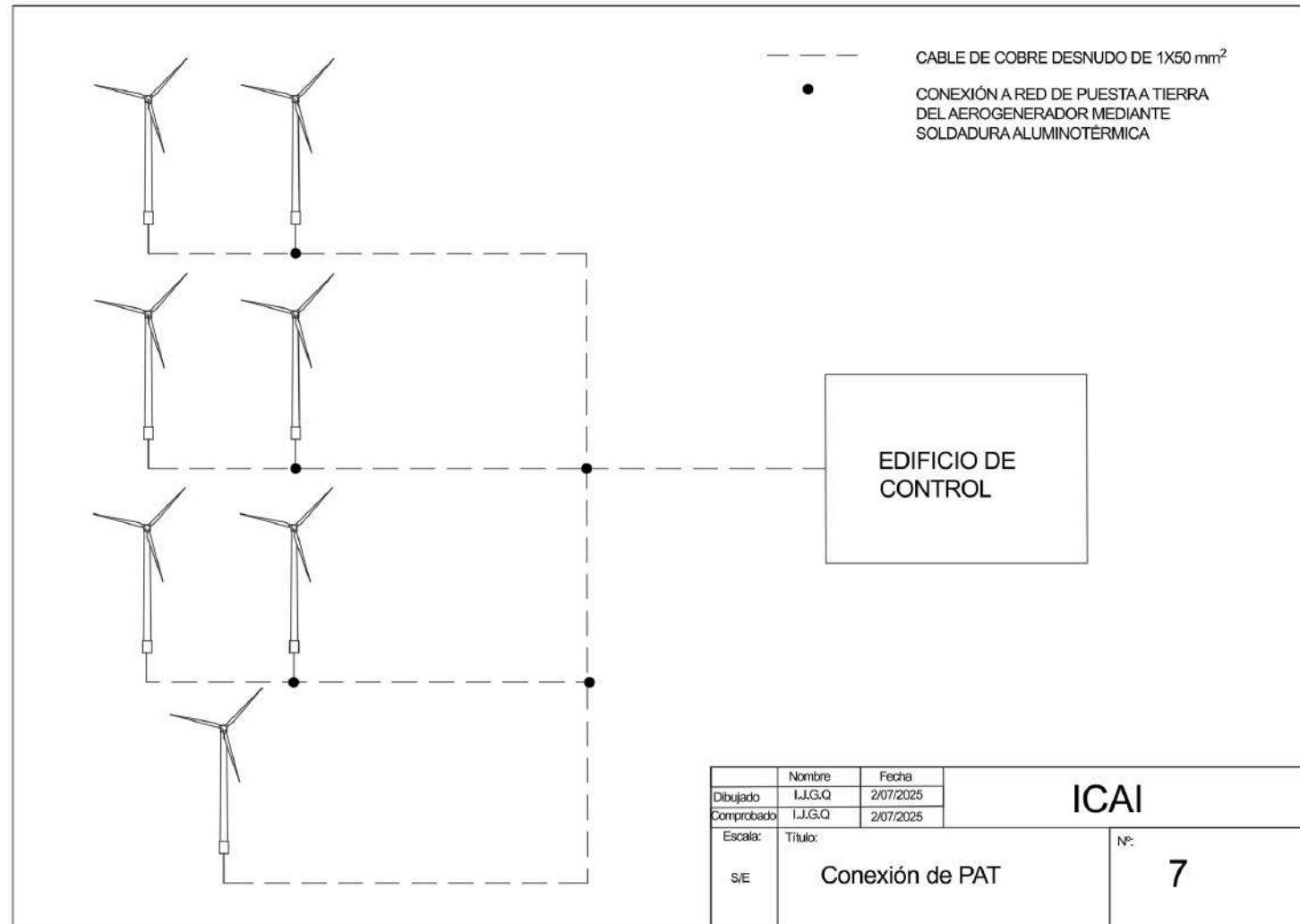
|            |               |           |      |
|------------|---------------|-----------|------|
|            | Nombre        | Fecha     | ICAI |
| Dibujado   | L.J.G.Q       | 2/07/2025 |      |
| Comprobado | L.J.G.Q       | 2/07/2025 |      |
| Escala:    | Título:       |           | Nº:  |
| S/E        | Cimentaciones |           | 3    |



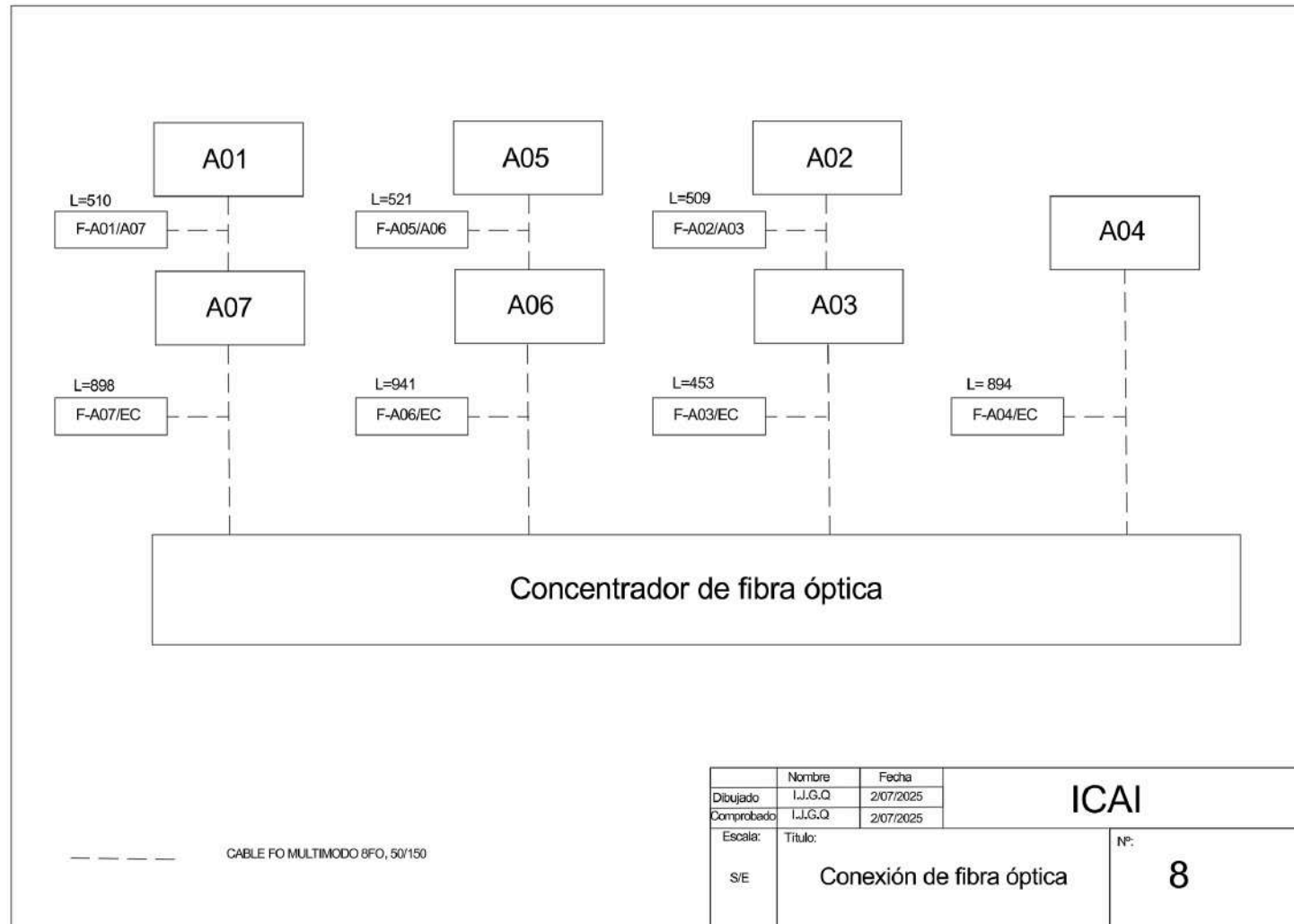












## **DOCUMENTOS III: ANEXOS**

## **ANEXO I: ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE**

### **1. Objeto**

El objetivo en este anexo es realizar un análisis detallado de tres posibles localizaciones para elegir en cual se llevará a cabo la construcción del parque eólico. Para ello se utilizará una metodología de selección en la que se examinarán diversos factores relacionados con la viabilidad y eficiencia del proyecto. A cada una de las ubicaciones propuestas se le asignarán puntuaciones según criterios como el recurso eólico, la accesibilidad, el impacto ambiental, la infraestructura disponible entre otros aspectos relevantes. Después, se compararán las opciones y, en base en los resultados, se elegirá la ubicación más adecuada para la instalación del parque eólico, asegurando su sostenibilidad y rentabilidad a largo plazo.

El proceso de selección del emplazamiento se llevará a cabo en varias etapas:

1. **Recopilación de Información:** Se recopilarán datos clave sobre cada localización, incluyendo información meteorológica, geográfica, ambiental y sobre infraestructuras existentes.
2. **Establecimiento de criterios de puntuación:** Cada uno de los criterios será evaluado mediante la creación de grupos en los cuales se asignarán una serie de puntos según las características específicas que presenten.
3. **Asignación de Puntuaciones:** Se asignarán puntuaciones a cada localización en función de su desempeño en cada una de las características evaluadas.
4. **Análisis Comparativo:** Una vez asignadas las puntuaciones, se compararán las localizaciones entre sí. Esto permitirá identificar cuál de ellas ofrece las mejores condiciones generales para la construcción y operación del parque eólico.
5. **Selección Final:** En base a la comparación de las puntuaciones totales, se seleccionará la localización más adecuada para la instalación del parque eólico, considerando así la rentabilidad eficiencia y la sostenibilidad ambiental.

### **2. Localización de los 3 emplazamientos**

#### **1. El Balletero, Albacete**

El Balletero es una localidad situada en la provincia de Albacete, en la comunidad autónoma de Castilla-La Mancha. Este lugar se encuentra en una zona montañosa, con un clima caracterizado por vientos moderados. La cercanía con áreas rurales y la relativa lejanía de grandes núcleos urbanos lo convierte en un lugar favorable para el desarrollo de parques eólicos, dado su menor impacto en la población. En las proximidades de El Balletero ya existen algunos parques eólicos, esto nos indica que la zona tiene un buen recurso eólico, además de la infraestructura necesaria para la conexión a la red eléctrica y para la comunicación mediante carreteras.

## 2. Antigüedad, Castilla y León

Antigüedad es una localidad en la provincia de Valladolid, en la comunidad autónoma de Castilla y León. Esta región se caracteriza por sus amplias llanuras y un clima templado con

vientos constantes. En los alrededores de Antigüedad se han construido varios parques eólicos que actualmente están operativos al igual que en El Balletero. La proximidad a infraestructuras de transporte y líneas eléctricas facilita la integración de nuevos parques eólicos en la red.

Además, la cercanía con la ciudad de Valladolid, a unos 30 km, favorece la conexión con servicios urbanos más amplios, lo que refuerza la viabilidad de nuevos proyectos eólicos al facilitar el acceso a recursos y mano de obra.

## 3. Porzuna, Ciudad Real

Porzuna es una localidad de la provincia de Ciudad Real, en la comunidad autónoma de Castilla-La Mancha. Este territorio presenta un clima continental, con altos vientos que pueden ser aprovechados para la generación de energía eólica. Se encuentra bien comunicada por carretera, lo que facilita tanto el transporte de materiales como la conexión a la red eléctrica. Además, la baja densidad de población y el carácter rural de la zona permiten reducir los impactos sociales del desarrollo de un nuevo parque eólico.

# 3. Descripción de las características de los 3 emplazamientos

## 1. El Balletero, Albacete

La velocidad media del viento en la zona es de 6,38 m/s, indicando que el entorno presenta vientos moderados. La rugosidad del terreno es muy baja, con un valor de 0,03 m, lo cual facilita la construcción y operación de infraestructuras. El área presenta poco desnivel, con una orografía que alcanza los 973 metros sobre el nivel del mar. El suelo tiene una constancia normal, asegurando así condiciones favorables para la cimentación.

En términos de infraestructura energética, la interconexión eléctrica se encuentra a menos de 15 km con una línea de más de 110 kV que nos permite un fácil acceso a la red eléctrica. Además, la proximidad a una zona protegida ZEPA es de entre 5 y 15. De esta forma nos aseguramos el tener un menor impacto medioambiental en esta zona. El emplazamiento también cuenta con buena interconexión de carreteras que facilita la logística y el acceso.

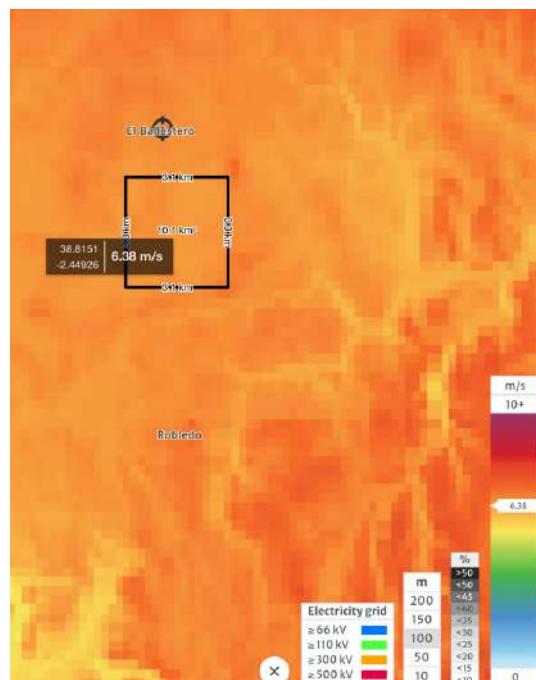


*Figura 1. Mapa de El Balletero con las zonas protegidas de alrededor*



*Figura 2. Rugosidad del terreno*

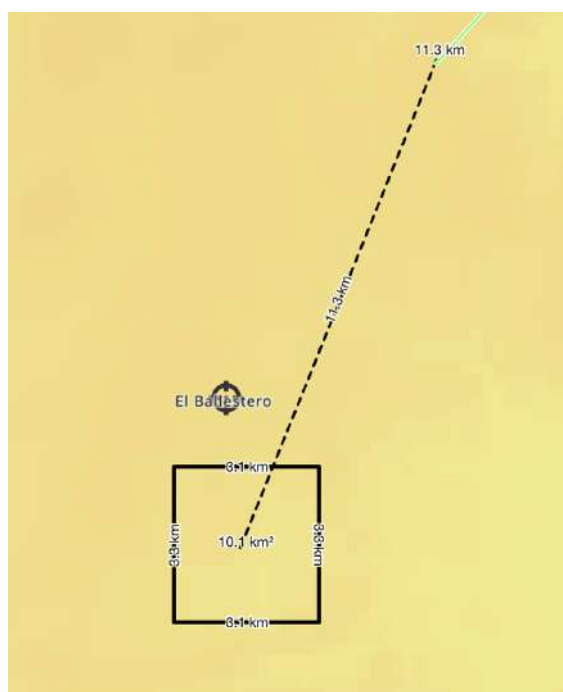
*ANEXO I: ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE*



*Figura 3. Recurso eólico*



*Figura 4. Orografía*



*Figura 5. Distancia a la interconexión eléctrica*

## **2. Antigüedad, Castilla y León**

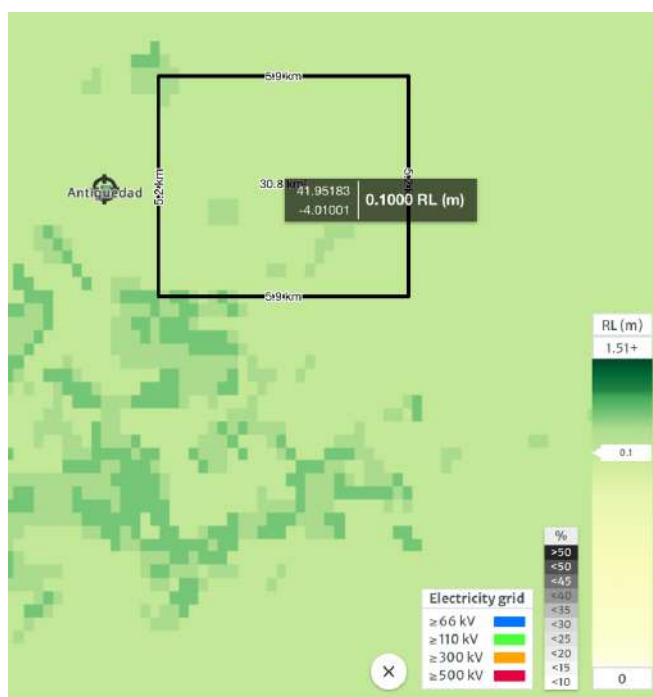
En Antigüedad la velocidad del viento es de 7,18 m/s, es una zona con vientos algo más intensos en comparación con el emplazamiento anterior. La rugosidad del terreno es de 0,1 m, el suelo será ligeramente más irregular y con algunos obstáculos. Al igual que el resto de los emplazamientos, el terreno presenta poco desnivel, con una orografía de 928 metros sobre el nivel del mar.

La interconexión eléctrica es buena ya que se encuentra a menos de 15 km de una línea de más de 110 kV y muy próxima encontramos otra interconexión de más de 300 kV que proporciona una excelente conexión energética. En cuanto al factor medioambiental, hay una zona protegida ZEC/LIC a menos de 5 km. Debido a esto hay que considerar las normativas de protección ambiental en la planificación del proyecto. Además, la zona cuenta con buena interconexión de carreteras, facilitando la accesibilidad y logística en la región.





*Figura 6. Mapa de Antigüedad con las zonas protegidas de alrededor*



*Figura 7. Rugosidad del terreno*



*ANEXO I: ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE*

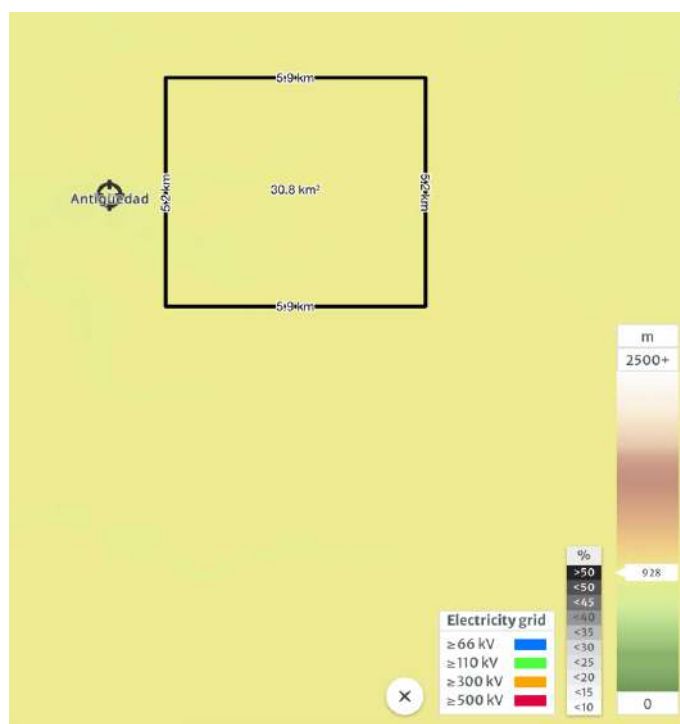


Figura 8. Orografía

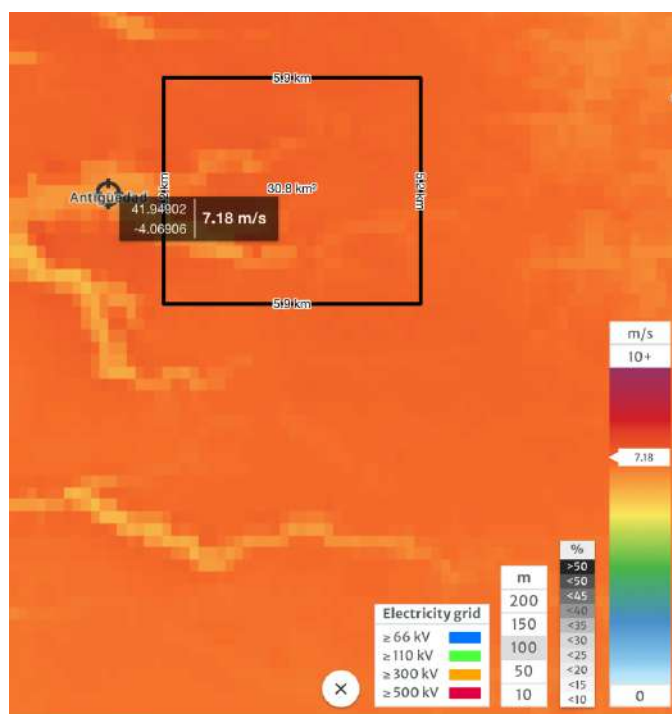
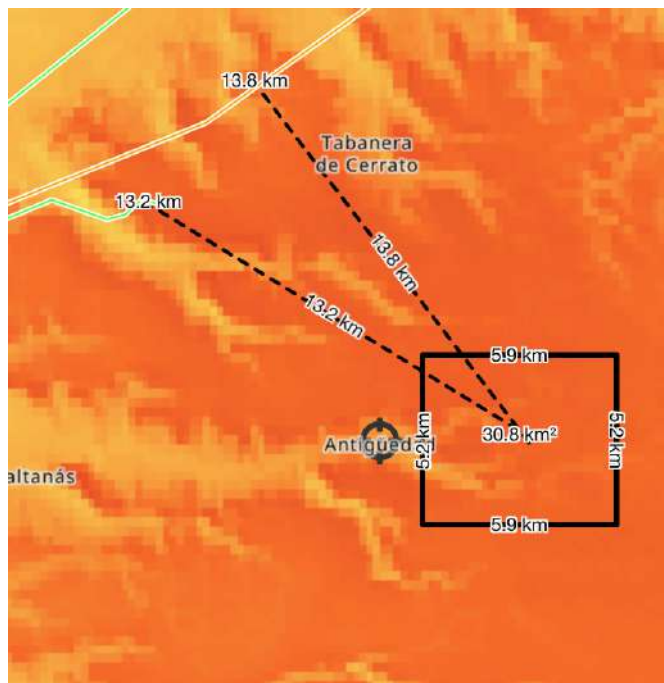


Figura 9. Recurso eólico



*Figura 10. Distancia a la interconexión eléctrica*

### 3. Porzuna, Ciudad Real

La velocidad del viento es de 7,53 m/s, lo que indica una zona con vientos moderados. La rugosidad del terreno es significativamente mayor, con un valor de 1 m, sugiriendo así una mayor variabilidad en la superficie del terreno. Además, el área tiene un mayor desnivel que puede presentar retos para la construcción de infraestructuras. La altitud de la zona es similar a la del resto de posibles emplazamientos ya que la orografía es de 957 metros sobre el nivel del mar.

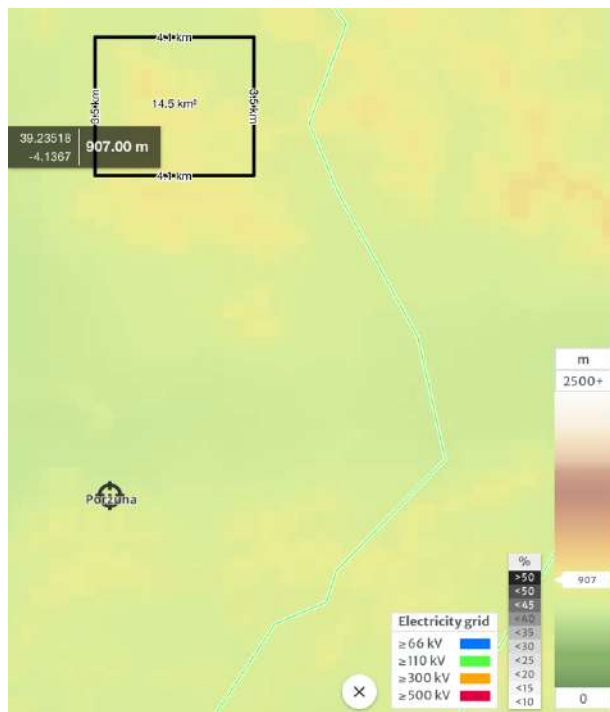
El suelo en la región tiene una constancia normal, aunque con presencia de rocas y árboles, esto puede dificultar ciertas obras de construcción. A menos de 5 km de la zona se encuentra una interconexión eléctrica de más de 110 kV, asegurándonos así el acceso a la energía, aunque la interconexión de carreteras no es tan buena como en otros emplazamientos. La proximidad a una zona protegida ZEC/LIC y ZEPA, a menos de 5 km, también requiere un cumplimiento estricto de las normativas medioambientales. El emplazamiento está ubicado en un bosque. Esto implica una complejidad añadida al análisis medioambiental y a la integración de la infraestructura en el entorno.



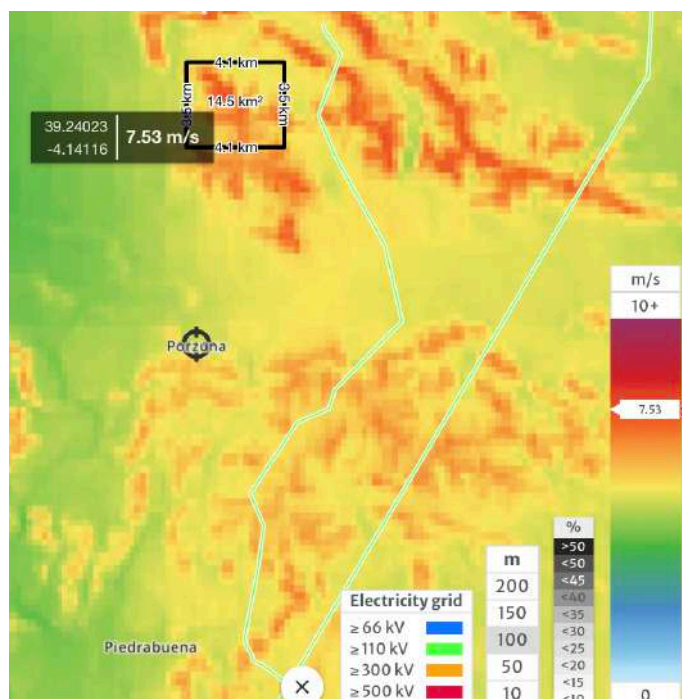
*Figura 11. Mapa de Porzuna con las zonas protegidas de alrededor*



*Figura 12. Rugosidad del terreno*



*Figura 13. Orografía*



*Figura 14. Recurso eólico*



*Figura 15. Distancia a la interconexión eléctrica*

*1. Metodología para la selección de emplazamientos*

***Criterios de Selección del Emplazamiento***

- Recurso eólico

En España, la velocidad media del viento medida a 100 m de altura varía entre 5 y 6 m/s en muchas zonas. Sin embargo, existen áreas con velocidades superiores, lo que implica un mayor recurso eólico, convirtiéndolas así en candidatas adecuadas para evaluar la viabilidad de construir un parque eólico.

Teniendo esto en cuenta se estudiarán los emplazamientos con velocidades medias del viento iguales o superiores a 6 m/s. Para ello, se ha recurrido a los datos proporcionados por el Atlas Eólico del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), y por Global Wind Atlas. Ambos recursos ofrecen mapas interactivos que permiten visualizar las diferentes zonas con velocidades de viento en rangos.

- Orografía

La orografía de España se caracteriza por su diversidad, con una combinación de sistemas montañosos, mesetas, valles y costas. En la Península Ibérica destacan varias cadenas montañosas como el Sistema Central en el centro, los Sistemas Béticos al sur y el Sistema Ibérico en el este. Entre estas montañas se encuentran amplias mesetas y depresiones. Las costas españolas también presentan una gran variedad de relieve. Para identificarla, se han



utilizado los mapas topográficos proporcionados por el Instituto Geográfico Nacional (IGN). Estos mapas incluyen información precisa sobre las curvas de nivel, la altitud y otros elementos geográficos relevantes, permitiendo un análisis exhaustivo de la orografía del país.

- Vegetación

La vegetación presente en una zona es un factor crucial a la hora de decidir la construcción de un parque, ya que no es lo mismo encontrarse con un terreno sin vegetación de gran importancia que con una zona que albergue especies protegidas.

Si el terreno está desprovisto de vegetación o la que encontramos es común y de bajo valor ecológico, como arbustos no relevantes para la fauna o el ecosistema, la construcción es más viable. Sin embargo, en zonas con árboles protegidos o en peligro, el proyecto puede verse limitado por normativas legales que impiden su tala o modificación sin un estudio exhaustivo de impacto ambiental.

Por ello, se intentará seleccionar una zona que carezca de estos problemas para evitar complicaciones legales y preservar el entorno natural. Además, aunque no se trate de especies protegidas, la vegetación puede desempeñar funciones ecológicas importantes, como la prevención de la erosión o la creación de hábitats para fauna local, lo que puede requerir ajustes en el proyecto para preservar el equilibrio ambiental.

- Interconexión eléctrica

Desde el punto de vista económico es importante para un parque eólico la cercanía a infraestructuras eléctricas ya existentes, como líneas de transmisión y subestaciones. Estas conexiones son necesarias para poder distribuir la electricidad generada de manera eficiente. Si no hay líneas eléctricas o subestaciones cercanas, será importante realizar un estudio más detallado para determinar si la construcción del parque eólico en ese lugar es económicamente viable.

Se debe considerar si el costo de construir una nueva línea eléctrica para transportar la energía generada justifica la rentabilidad del proyecto, o si la inversión necesaria para esa infraestructura superara los beneficios de la energía producida.

- Accesibilidad

La accesibilidad del emplazamiento es otro factor fundamental a la hora de seleccionar la ubicación de un parque eólico. Para facilitar la construcción, el transporte de equipos como las turbinas eólicas y sus componentes, así como para permitir el acceso continuo durante la operación y el mantenimiento del parque, es necesario que la zona esté bien comunicada por una red de carreteras adecuadas.

El acceso directo a carreteras principales o a vías de alta capacidad puede reducir significativamente los costos asociados con la logística y el transporte, ya que se evitan rutas complicadas o de difícil tránsito. Además, la construcción de nuevas carreteras o la mejora de las existentes puede ser costosa y generar un impacto ambiental considerable.

- Medio ambiente

La incorporación de criterios medioambientales en la selección de emplazamientos es fundamental para garantizar que el desarrollo sea sostenible.

En España, dada la gran diversidad de paisajes y hábitats naturales, es muy importante considerar el impacto que cualquier construcción pueda tener sobre el medio ambiente. Los proyectos de parques eólicos, aunque producen energía renovable, deben evitar ubicarse en zonas de especial protección para conservar la biodiversidad y minimizar los efectos negativos sobre los ecosistemas.

Uno de los principales factores para tener en cuenta son los Espacios Naturales Protegidos. Estas áreas deben ser protegidas para garantizar la conservación de especies y paisajes de valor ecológico. Además, España forma parte de la Red Natura 2000, una red de áreas de conservación de la biodiversidad de la Unión Europea, que incluye los Lugares de Interés Comunitario (LICs), las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) y las Zonas Especiales de Conservación (ZEC). Estas áreas son esenciales para la protección de especies en peligro y la conservación de los hábitats más valiosos.

Al seleccionar un emplazamiento para un parque eólico, es necesario evitar la localización en estas zonas sensibles, ya que cualquier alteración en estos entornos podría tener consecuencias irreversibles para la fauna y flora locales.

- Tipos de terreno

El tipo de terreno es esencial al seleccionar un emplazamiento ya que influye en la estabilidad de las turbinas y los costes de construcción. Los terrenos duros o rocosos, aunque más caros y complicados para la cimentación, ofrecen estabilidad a largo plazo, mientras que los suelos blandos requieren cimentaciones más profundas y robustas, lo que aumenta los costos. Los terrenos pantanosos representan un riesgo adicional debido a problemas de cimentación, mientras que los terrenos agrícolas deben ser evaluados considerando el impacto ambiental y la compatibilidad con otras actividades.

### *Puntuación de características*

- Recurso eólico

| Velocidad del viento(m/s) | Puntuación |
|---------------------------|------------|
| $V \leq 6$                | 0          |
| $6 < V \leq 7$            | 1          |
| $7 < V \leq 8$            | 2          |
| $V > 8$                   | 3          |

*Tabla 1. Puntuación de velocidad de viento*

- Orografía

| Orografía (m) | Puntuación |
|---------------|------------|
| $> 1101$      | 0          |
| 801-1100      | 1          |
| 401-800       | 2          |
| 0-400         | 3          |

*Tabla 2. Puntuación de orografía*

- Vegetación

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

*Tabla 3. Puntuación de cubierta vegetal*

- Interconexión eléctrica

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

*Tabla 4. Puntuación de nivel de tensión*



- Accesibilidad

| Accesibilidad              | Puntuación |
|----------------------------|------------|
| Reforma de carreteras      | 0          |
| Reforma puntual carreteras | 2          |
| Buenas carreteras          | 3          |

*Tabla 5. Puntuación de accesibilidad*

- Medio Ambiente

| Medio ambiente                                                                         | Puntuación |
|----------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| No afecta a espacios naturales y el espacio protegido más próximo está a menos de 5 km | 1          |
| No afecta a espacios naturales y el espacio protegido más próximo está entre 5 y 15 km | 2          |
| No afecta a espacios naturales y el espacio protegido más próximo está a más de 15 km  | 3          |

*Tabla 6. Puntuación de medio ambiente*

- Tipos de terreno

| Tipo de terreno                         | Puntuación |
|-----------------------------------------|------------|
| oca o consistencia blanda en su mayoría | 0          |
| Consistencia normal con zonas blandas   | 1          |
| Consistencia normal con roca puntual    | 2          |
| Consistencia normal                     | 3          |

*Tabla 7. Puntuación de tipo de terreno*

- Rugosidad

| Rugosidad (m)       | Puntuación |
|---------------------|------------|
| $R > 0.5$           | 0          |
| $0.1 < R \leq 0.5$  | 1          |
| $0.03 < R \leq 0.1$ | 2          |
| $R \leq 0.03$       | 3          |

*Tabla 8. Puntuación de rugosidad*

### *Selección emplazamiento*

|                 | Recurso<br>eólico | Orografía | Vegetación | Interconexión<br>eléctrica | Accesibilidad | Medio<br>ambiente | Tipos<br>de<br>terreno | Rugosidad | Total |
|-----------------|-------------------|-----------|------------|----------------------------|---------------|-------------------|------------------------|-----------|-------|
| El<br>balletero | 1                 | 1         | 3          | 3                          | 3             | 2                 | 3                      | 3         | 19    |
| Antigüedad      | 2                 | 1         | 3          | 3                          | 3             | 1                 | 3                      | 2         | 18    |
| Ciudad<br>Real  | 2                 | 1         | 1          | 3                          | 0             | 1                 | 2                      | 0         | 10    |

*Tabla 9. Puntuaciones totales*

## **2. Conclusiones**

En conclusión, tras una comparación de las características de los tres emplazamientos, El Balletero en Albacete ha sido el lugar que ha obtenido una mayor puntuación. La velocidad media del viento es de 6,38 m/s, proporcionando unas condiciones bastante buenas para la generación eólica, además de que la rugosidad del terreno de 0,03 m indica un terreno muy plano y fácil de trabajar, facilitando la construcción y la operación de las infraestructuras. La orografía de 973 metros sobre el nivel del mar es también un punto a favor, ya que se encuentra en un rango de altitud ideal para capturar vientos más constantes y fuertes.

Uno de los factores determinantes que coloca a El Balletero por encima de las otras opciones es la proximidad de una zona protegida ZEPA entre 5 y 15 km. El hecho de que esté en este rango en lugar de estar a menos de 5 km permite cumplir con las normativas medioambientales sin mayores restricciones.

Comparado con Antigüedad, que tiene una mayor velocidad del viento y conexiones eléctricas de alta calidad, la rugosidad del terreno es más alta, así que será más irregular y con posibles obstáculos adicionales para la instalación.

Por otro lado, Ciudad Real presenta la rugosidad más alta lo cual limita las condiciones óptimas para la instalación de un parque eólico eficiente.

Aunque Antigüedad estuvo cerca en varios aspectos, ha sido El Balletero quien ha sobresalido como el emplazamiento más adecuado para el desarrollo del proyecto eólico.

En resumen, El Balletero ha sido la opción más sólida debido a su combinación de mejores condiciones de viento, terreno más adecuado para la instalación y una distancia adecuada de zonas protegidas.

## ANEXO II: CÁLCULOS ELÉCTRICOS

### 1. Introducción

El objetivo de este anexo es el cálculo de la sección que deben tener los cables tanto de media tensión como de alta. Para ello se seguirá el criterio de la intensidad máxima admisible y el de la caída de tensión. Tras esto, se seleccionarán los tipos de cables más adecuados.

Se deberán cumplir las especificaciones técnicas además de la instrucción ITC-LAT-06 del RD 223/208.

Para poder realizar los cálculos se necesita conocer las siguientes características del aerogenerador:

- Potencia del aerogenerador: 6,8 MW
- Tensión del lado de baja: 960 V
- Tensión del lado de alta: 30 kV
- Factor de potencia: 0,9
- Intensidad nominal del interruptor: 400 A

### 2. Cálculos de MT

#### Criterio de intensidad máxima admisible

Primero es necesario calcular la intensidad que circula por cada aerogenerador y el número de aerogeneradores que tendrá cada línea teniendo en cuenta la restricción de la intensidad máxima del interruptor de la cabina de la subestación.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{ff} \cdot \cos \varphi} = \frac{6,8 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,9} = 145,4 \text{ A}$$

- I: Intensidad en A
- P: Potencia del aerogenerador en W
- $U_{ff}$ : Tensión compuesta del lado de alta del transformador en V
- $\cos \varphi$ : Factor de potencia.

$$N^{\circ} \text{ aerogeneradores} = \frac{400}{145,4} = 2,75$$

Con el fin de no sobrepasar el límite puede haber 2 aerogeneradores como máximo por cada línea, por lo que se construirán 4 líneas de generación, 3 de ellas con 2 aerogeneradores por

*ANEXO II: CÁLCULOS ELÉCTRICOS*

las que circulará una intensidad de 290,81 A y otra con 1 aerogenerador por la que circularán 145,4 A.

Para obtener la sección de los cables se debe conocer la intensidad admisible, que es la que realmente circulará por los cables. La forma de obtenerla será mediante la siguiente fórmula:

$$I_{adm} = \frac{I}{fc}$$

- $fc$ : factor de corrección

El  $fc$  dependerá de las condiciones en las que se encuentren los cables.

*Factor por distancia entre ternas*

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

Como se puede observar en el plano nº 2 se harán tramos en las zanjas en los que habrá dos ternas separadas por una distancia de 0,4m.

Se aplicará por lo tanto el  $fc=0,86$ .

*Factor por temperatura*

| Tipo de aislamiento seco                                   | Condiciones                                         |                             |
|------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|-----------------------------|
|                                                            | Servicio Permanente 0s                              | Cortocircuito 0cc (t ≤ 5 s) |
| Policloruro de vinilo (PVC)*<br>S ≤ 300 mm²<br>S > 300 mm² | 70                                                  | 160                         |
|                                                            | 70                                                  | 140                         |
| Polietileno reticulado(XLPE)                               | 90                                                  | 250                         |
| Etileno – Propileno (EPR)                                  | 90                                                  | 250                         |
| Etileno - Propileno de alto módulo (HEPR)                  | 105 para Uo/U ≤ 18/30 kV<br>90 para Uo/U > 18/30 kV | 250                         |

\* Solo para instalaciones de tensión asignada hasta 6 kV.

*ANEXO II: CÁLCULOS ELÉCTRICOS*

| Temperatura °C<br>Servicio<br>Permanente 0s | Temperatura del terreno, $\theta_v$ , en °C |      |      |      |      |      |      |      |      |
|---------------------------------------------|---------------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|                                             | 10                                          | 15   | 20   | 25   | 30   | 35   | 40   | 45   | 50   |
| 105                                         | 1,09                                        | 1,06 | 1,03 | 1,00 | 0,97 | 0,94 | 0,90 | 0,87 | 0,83 |
| 90                                          | 1,11                                        | 1,07 | 1,04 | 1,00 | 0,96 | 0,92 | 0,88 | 0,83 | 0,78 |
| 70                                          | 1,15                                        | 1,11 | 1,05 | 1,00 | 0,94 | 0,88 | 0,82 | 0,75 | 0,67 |
| 65                                          | 1,17                                        | 1,12 | 1,06 | 1,00 | 0,94 | 0,87 | 0,79 | 0,71 | 0,61 |

Se asumirá la hipótesis de que la temperatura del terreno es 15°C por lo que los factores de corrección que se aplicarán según el material aislante serán:

- $f_c(\text{XLPE})=1,07$
- $f_c(\text{EPR})=1,07$
- $f_c(\text{HEPR})=1,06$

*Factor por terreno*

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

La segunda hipótesis que es necesario hacer es que el tipo de terreno de nuestra localización es arcilloso muy seco lo que corresponde a una resistividad de 1,2 K.m/W.

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

Dado que la resistividad de 1,2 K.m/W no se encuentra en la tabla es necesario interpolar entre los valores 1 y 1,5 para los  $f_c$  correspondientes

Los factores de corrección que se aplicarán según la sección del conductor serán:

- $f_c (25-50 \text{ mm}^2) = 1,096$
- $f_c (70 \text{ mm}^2) = 1,102$
- $f_c (95-240 \text{ mm}^2) = 1,108$
- $f_c (300-400 \text{ mm}^2) = 1,114$

*Factor por profundidad*

| Profundidad (m) | Cables enterrados de sección |          | Cables bajo tubo de sección |          |
|-----------------|------------------------------|----------|-----------------------------|----------|
|                 | ≤185 mm²                     | >185 mm² | ≤185 mm²                    | >185 mm² |
| 0,50            | 1,06                         | 1,09     | 1,06                        | 1,08     |
| 0,60            | 1,04                         | 1,07     | 1,04                        | 1,06     |
| 0,80            | 1,02                         | 1,03     | 1,02                        | 1,03     |
| 1,00            | 1,00                         | 1,00     | 1,00                        | 1,00     |
| 1,25            | 0,98                         | 0,98     | 0,98                        | 0,98     |
| 1,50            | 0,97                         | 0,96     | 0,97                        | 0,96     |
| 1,75            | 0,96                         | 0,94     | 0,96                        | 0,95     |
| 2,00            | 0,95                         | 0,93     | 0,95                        | 0,94     |
| 2,50            | 0,93                         | 0,91     | 0,93                        | 0,92     |
| 3,00            | 0,92                         | 0,89     | 0,92                        | 0,91     |

Puesto que la profundidad a la que se enterrarán los cables es de 1 metro no será necesario aplicar factor de corrección ( $f_c=1$ ).

Para obtener las intensidades admisibles se multiplican los factores de corrección y luego se dividen las intensidades que circulan por los aerogeneradores entre estos.

| Sección (mm²) | EPR |     | XLPE |     | HEPR |     |
|---------------|-----|-----|------|-----|------|-----|
|               | Cu  | Al  | Cu   | Al  | Cu   | Al  |
| 25            | 125 | 96  | 130  | 100 | 135  | 105 |
| 35            | 145 | 115 | 155  | 120 | 160  | 125 |
| 50            | 175 | 135 | 180  | 140 | 190  | 145 |
| 70            | 215 | 165 | 225  | 170 | 235  | 180 |
| 95            | 255 | 200 | 265  | 205 | 280  | 215 |
| 120           | 290 | 225 | 300  | 235 | 320  | 245 |
| 150           | 325 | 255 | 340  | 260 | 360  | 275 |
| 185           | 370 | 285 | 380  | 295 | 405  | 315 |
| 240           | 425 | 335 | 440  | 345 | 470  | 365 |
| 300           | 480 | 375 | 490  | 390 | 530  | 410 |
| 400           | 540 | 430 | 560  | 445 | 600  | 470 |

Se obtienen las siguientes opciones:

- Líneas de 2 aerogeneradores

EPR para secciones entre 95 mm² y 240 mm²:

$$I_{adm} = \frac{290,81}{1,07 \cdot 1,108 \cdot 0,86} = 285,23A \rightarrow 120 \text{ mm}^2 \text{ de Cu o } 240 \text{ mm}^2 \text{ de Al}$$

XLPE para secciones entre 95 mm² y 240 mm²:

$$I_{adm} = \frac{290,81}{1,07 \cdot 1,108 \cdot 0,86} = 285,23A \rightarrow 120 \text{ mm}^2 \text{ de Cu o } 185 \text{ mm}^2 \text{ de Al}$$

HEPR para secciones entre 95 mm² y 240 mm²:

$$I_{adm} = \frac{290,81}{1,06 \cdot 1,108 \cdot 0,86} = 287,92 \text{ A} \rightarrow 120 \text{ mm}^2 \text{ de Cu o } 185 \text{ mm}^2 \text{ de Al}$$

- Línea de 1 aerogenerador

EPR para secciones de 70 mm<sup>2</sup>:

$$I_{adm} = \frac{145,4}{1,07 \cdot 1,102 \cdot 0,86} = 143,39 \text{ A} \rightarrow 70 \text{ mm}^2 \text{ de Cu o } 70 \text{ mm}^2 \text{ de Al}$$

XLPE para secciones de 70 mm<sup>2</sup>:

$$I_{adm} = \frac{145,4}{1,07 \cdot 1,102 \cdot 0,86} = 143,39 \text{ A} \rightarrow 70 \text{ mm}^2 \text{ de Cu o } 70 \text{ mm}^2 \text{ de Al}$$

HEPR para secciones de 70 mm<sup>2</sup>:

$$I_{adm} = \frac{145,4}{1,06 \cdot 1,102 \cdot 0,87} = 144,74 \text{ A} \rightarrow 70 \text{ mm}^2 \text{ de Cu o } 70 \text{ mm}^2 \text{ de Al}$$

Para las líneas con 2 aerogeneradores se eligen los cables con el aislamiento XLPE de aluminio con una sección de 240 mm<sup>2</sup> y para la línea con 1 aerogenerador se elige XLPE de aluminio con una sección de 70 mm<sup>2</sup>.

#### Criterio de caída de tensión

Mediante la siguiente fórmula se calcula la caída de tensión:

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

- L: longitud de la línea en m
- I: intensidad admisible en A
- S: sección del conductor en mm<sup>2</sup>
- $\gamma$ : conductividad del conductor ( $\gamma_{AL} = 27,3 \text{ m/ohm} \cdot \text{mm}^2$ )

Para comprobar si la sección elegida para los cables es la correcta es necesario calcular la caída de tensión que hay en estos. Para que aceptable, el valor obtenido debe ser menor al 1%.

| Línea   | Tramo    | Distancia (m) | Intensidad (A) | $\Delta U$ (V) | Total  | $\Delta U$ (%) |
|---------|----------|---------------|----------------|----------------|--------|----------------|
| Línea 1 | 1º tramo | 520,69        | 143,39         | 17,76          | 116,95 | 0,39           |
|         | 2º tramo | 1461,73       | 285,23         | 99,19          |        |                |
| Línea 2 | 1º tramo | 509,42        | 143,39         | 17,37          | 112,89 | 0,38           |
|         | 2º tramo | 1407,46       | 285,23         | 95,51          |        |                |
| Línea 3 | 1º tramo | 509,04        | 143,39         | 17,36          | 82,67  | 0,28           |
|         | 2º tramo | 962,44        | 285,23         | 65,31          |        |                |
| Línea 4 | 1º tramo | 893,68        | 143,39         | 104,53         | 104,53 | 0,35           |



Todos los resultados calculados se encuentran en rangos admisibles (<1%).

### 3. Cálculos de AT

#### Criterio de intensidad máxima admisible

Para realizar la conexión entre el parque y la subestación es necesario hacer el transporte en alta tensión, por lo que se requiere volver a dimensionar cables, pero esta vez para la red de alta tensión. La potencia del parque es 47,6 MW y la tensión se elevará a 132 kV.

$$I = \frac{47,6 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3 \cdot 0,9} = 231,32 \text{ A}$$

Teniendo este dato en cuenta, se procede a la selección del cable. En este caso, se ha elegido el modelo ACSR 1/0 AWG Raven de la marca Nexans. Es un cable aéreo desnudo con un núcleo de acero y una parte externa formada por aluminio. La sección es de 62,47 mm<sup>2</sup> y tiene una ampacidad de 243 A.

#### Criterio de caída de tensión

Al igual que con los cables de media tensión, también se calculará la caída de tensión para el tramo de alta tensión. La distancia que recorrerá la línea es de 20,26 km y la sección del aluminio es de 53,55 mm<sup>2</sup>.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 20260 \cdot 231,32 \cdot 0,9}{53,55 \cdot 27,3} = 5552,74 \text{ V}$$

$$\Delta U = \frac{4759,87 \cdot 100}{132000} = 4,2 \%$$

## ANEXO III: CATÁLOGOS

### Ficha técnica cables de AT

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <div style="text-align: center;">  </div> <div style="text-align: center; margin-top: 20px;">  </div> <div style="text-align: center; margin-top: 10px;">       Ref. Nexans: 200002     </div> <div style="text-align: center; margin-top: 20px;">   </div> <div style="margin-top: 20px;"> <p><b>CONTACTO</b></p> <p>Iván Martínez<br/>       Teléfono: +573208380723<br/>       ivan.martinez@nexans.com</p> </div> <div style="text-align: center; margin-top: 40px;">  <p style="font-size: small;">Flexibilidad del conductor<br/>Clase B</p> </div> | <div style="background-color: #f4a460; padding: 5px; margin-bottom: 10px;"> <b>Cable ACSR</b><br/>       1/0 AWG (Raven)     </div> <p>Conductor concéntrico compuesto por alambres de aluminio (1350-H19) dispuestos helicoidalmente sobre un núcleo de acero galvanizado.</p> <p><b>APPLICATION</b></p> <p>Líneas aéreas de transmisión y distribución de energía eléctrica. También utilizados como neutro portante para cables de distribución aérea tipo múltiplex.</p> <p><i><b>Nota:</b> Cualquier otra aplicación o uso no descrita anteriormente se considera como prohibida.</i></p> <p><b>Construcción</b></p> <p>Conductor concéntrico compuesto por alambres de aluminio 1350-H19, dispuestos helicoidalmente sobre un núcleo de acero galvanizado.</p> <p><i><b>Características Opcionales bajo pedido:</b></i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Núcleo de acero galvanizado con grasa, para mejorar la protección contra la corrosión proporcionada por la capa de zinc.</li> <li>- Conductor ACSR/AW, compuesto por alambres de aluminio 1350-H19 y núcleo en acero recubierto de aleación de aluminio.</li> </ul> <p>Para mayor información, contacte a nuestro representante de ventas.</p> <p><b>Normas Aplicables</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ASTM B230</li> <li>• ASTM B232</li> <li>• ASTM B498</li> <li>• ASTM B500</li> <li>• ASTM B549</li> <li>• ET-AT-101</li> </ul> <p><b>Certificado</b></p> <p>RETIE N°00812</p> <p>RETIE N°07996</p> <p>RETIE N°00411</p> <p><b>Unidades de Empaque</b></p> <p>Carretes por 2000m. Otras unidades de empaque disponibles bajo pedido.</p> |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Generado 7/07/25  
 www.nexans.co  
 Página 1 / 2

Todos los dibujos, diseños, especificaciones, planos y detalles sobre pesos, dimensiones, etc. contenidos en la documentación técnica o comercial de Nexans son puramente indicativos, y no serán contractuales para Nexans, ni podrán ser consideradas una representación de la parte de Nexans.



**Cable ACSR**  
1/0 AWG (Raven)

**CARACTERÍSTICAS**

| Características de construcción            |                       |
|--------------------------------------------|-----------------------|
| Tipo de cable                              | Raven                 |
| Flexibilidad del conductor                 | Clase B               |
| Forma del conductor                        | Cableado Compactado   |
| Material del conductor                     | Aluminio / Acero      |
| Características dimensionales              |                       |
| Número de Hilos de Aluminio                | 6                     |
| Número de Hilos de Acero                   | 1                     |
| Diámetro de Hilos de Aluminio              | 3,371 mm              |
| Diámetro de Hilos de Acero                 | 3,371 mm              |
| Área del aluminio                          | 53,55 mm <sup>2</sup> |
| Peso aproximado                            | 216,5 kg/km           |
| Área del Acero                             | 8,92 mm <sup>2</sup>  |
| Diámetro del conductor                     | 10,11 mm              |
| Diámetro exterior nominal                  | - mm                  |
| Número de conductores                      | 7                     |
| Sección del conductor                      | 62,47 mm <sup>2</sup> |
| Características eléctricas                 |                       |
| Max. Resistencia DC del Conductor a 20 ° C | 0,532 Ohm/km          |
| Intensidad de corriente admisible          | 243,0 A               |
| Características mecánicas                  |                       |
| Carga de rotura mínima                     | 1985 kgf              |
| Tipo de dureza                             | 1350-H19              |
| Características de uso                     |                       |
| Embalaje                                   | Carrete               |

**CONDICIONES DE AMPACIDAD**

- Capacidad de corriente a temperatura ambiente 25°C, temperatura conductor 75°C, emisión solar 1kW/m<sup>2</sup>, coeficientes de absorción y emisividad 0,5, velocidad del viento 610 mm/seg, a nivel del mar y a 60 Hz.

**NOTA:**

- Los datos aquí registrados son nominales y están sujetos a tolerancias según las normas y las prácticas normales de fabricación.
- Otras configuraciones no especificados en este catálogo, pueden estar disponibles bajo pedido especial y cantidades mínimas de fabricación.

## Ficha técnica cables de MT



**Cable MT NFC 33-226 18/30 (36) kV**  
 NF C 33-226 18/30KV 1x240 AL PE



Nexans Ref.: 57270240400

18/30 kV cables in copper or aluminium

**STANDARDS**  
 Product NF C33-226

**USAGE**  
 NFC 33-226 cables are for public power distribution network 18/30 (36) kV.

**Design**  
 The cable is made of 1 or 3 cores, without mechanic protection

**CHARACTERISTICS**

| Construction characteristics                   |                                       |
|------------------------------------------------|---------------------------------------|
| Conductor material                             | Aluminum                              |
| Conductor flexibility                          | Stranded class 2                      |
| Conductor shape                                | Circular                              |
| Insulation                                     | XLPE (chemical)                       |
| Material of the external semi-conductor        | Extruded strippable grooved elastomer |
| Material of the inner semi-conductor           | XLPE-SC                               |
| Material used for longitudinal water tightness | Swelling powder                       |
| Outer sheath                                   | PE                                    |
| Screen                                         | Longitudinal aluminium tape           |
| Sheath colour                                  | Black                                 |
| Dimensional characteristics                    |                                       |
| Conductor cross-section                        | 240 mm <sup>2</sup>                   |
| Number of cores                                | 1                                     |
| Approximate weight                             | 1550 kg/km                            |
| Conductor diameter                             | 18.3 mm                               |
| Diameter over insulation                       | 34.2 mm                               |
| Maximum outer diameter                         | 41.5 mm                               |
| Electrical characteristics                     |                                       |
| Rated Voltage U <sub>0</sub> /U (Um)           | 18 / 30 (36) kV                       |



Conductor flexibility  
Stranded class 2



Rated Voltage U<sub>0</sub>/U (Um)  
18 / 30 (36) kV



Mechanical resistance to impacts  
Good



Cable flexibility  
Rigid



Flame retardant  
C2, NF C 32-070



Weather resistance  
Good



Chemical resistance  
Accidental



Water proof  
Intermittent

Generated 7/9/25  
 www.nexans.ma  
 Page 1 / 2

All drawings, designs, specifications, plans and particulars of weights, size and dimensions contained in the technical or commercial documentation of Nexans is indicative only and shall not be binding on Nexans or be treated as constituting a representation on the part of Nexans.



**Cable MT NFC 33-226 18/30 (36) kV**  
NF C 33-226 18/30KV 1x240 AL PE

**Electrical characteristics**

|                                                      |              |
|------------------------------------------------------|--------------|
| A.C. Conductor resist. at 90 °C - trefoil formation  | 0.161 Ohm/km |
| Conductor AC resistance at 50 Hz                     | 0.11 Ohm/km  |
| Max. DC resistance of the conductor at 20°C          | 0.125 Ohm/km |
| Nominal inductance                                   | 0.1 mH/km    |
| Nominal phase capacitance                            | 0.23 µF / km |
| Perm. current rating buried 20°C - trefoil formation | 399 A        |
| Perm. current rating in air 30°C - trefoil formation | 494 A        |
| Voltage Drop                                         | 0.34 V/A.km  |

**Mechanical characteristics**

|                                  |       |
|----------------------------------|-------|
| Mechanical resistance to impacts | Good  |
| Cable flexibility                | Rigid |

**Usage characteristics**

|                                          |                 |
|------------------------------------------|-----------------|
| Flame retardant                          | C2, NF C 32-070 |
| Weather resistance                       | Good            |
| Chemical resistance                      | Accidental      |
| Water proof                              | Intermittent    |
| Bending factor when laying               | 15 (xD)         |
| Length                                   | 1000 m          |
| Max. conductor temperature in service    | 90 °C           |
| Short-circuit max. conductor temperature | 250 °C          |

**SELLING AND DELIVERY INFORMATION**

Contact us for any other options.



Conductor flexibility  
Stranded class 2



Rated Voltage U<sub>0</sub>/U<sub>i</sub>  
(Um)  
18 / 30 (36) kV



Mechanical  
resistance to  
impacts  
Good



Cable flexibility  
Rigid



Flame retardant  
C2, NF C 32-070



Weather resistance  
Good



Chemical  
resistance  
Accidental



Water proof  
Intermittent





## NA2XS(F)2Y RM 18/30 kV



Single-core XLPE-insulated cables with PE sheath, longitudinally watertight of metallic screen

### STANDARDS

**Product** DIN VDE 0276 part 620; IEC 60502-2

### APPLICATION

Single core MV cable suitable for outdoor and indoor installation, in air, in grounds, in cable ducts.

This product is also part of our Windlink® offer dedicated to wind turbines.

### CONSTRUCTION

The single core MV cable is consisted of stranded aluminium conductor, conductor screen of semiconducting compound, insulation of cross-linked polyethylene (XLPE), screen of semiconducting compound, semiconducting tape, screen of copper wires and copper tape, longitudinal water protection, separation tape, PE sheath.

### CHARACTERISTICS

| Construction characteristics          |                           |
|---------------------------------------|---------------------------|
| Conductor shape                       | Circular                  |
| Conductor flexibility                 | Class 2                   |
| Lead free                             | Yes                       |
| Halogen free                          | Yes                       |
| Insulation                            | XLPE                      |
| Material of bedding                   | Semiconducting tapes      |
| Screen                                | Copper wire + copper tape |
| Outer sheath                          | PE                        |
| Longitudinally watertight             | Yes                       |
| Sheath colour                         | Black                     |
| Usage characteristics                 |                           |
| Minimum installation temperature      | -20 °C                    |
| Minimum operating temperature         | -40 °C                    |
| Max. conductor temperature in service | 90 °C                     |



Conductor flexibility  
Class 2



Lead free  
Yes



Halogen free  
Yes



Longitudinally  
watertight  
Yes



Minimum  
installation  
temperature  
-20 °C



Minimum operating  
temperature  
-40 °C



Max. conductor  
temp. in service  
90 °C



Bending factor  
when laying  
15 (xD)



**NA2XS(F)2Y RM 18/30 kV**

**Usage characteristics**

|                                          |         |
|------------------------------------------|---------|
| Short-circuit max. conductor temperature | 250 °C  |
| Bending factor when laying               | 15 (xD) |

**TECHNICAL CHARACTERISTICS**

|  | Cross section [mm²] | Screen section [mm²] | Min. outer diam. [mm] | Max. outer diam. [mm] | Approx. weight [kg/km] | Max. DC Resist. Cond. 20°C [Ohm/km] | Perm. current rating buried 20°C - trefoil formation [A] | current rating in air 30°C - trefoil [A] |
|--|---------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------|-------------------------------------|----------------------------------------------------------|------------------------------------------|
|  | 50                  | 16                   | 32.0                  | 38.0                  | 1020                   | 0.641                               | 174                                                      | 187                                      |
|  | 70                  | 16                   | 34.0                  | 40.0                  | 1135                   | 0.443                               | 213                                                      | 232                                      |
|  | 95                  | 16                   | 35.0                  | 41.0                  | 1260                   | 0.32                                | 254                                                      | 262                                      |
|  | 120                 | 16                   | 37.0                  | 43.0                  | 1390                   | 0.253                               | 289                                                      | 325                                      |
|  | 150                 | 25                   | 38.0                  | 44.0                  | 1590                   | 0.206                               | 322                                                      | 367                                      |
|  | 185                 | 25                   | 40.0                  | 46.0                  | 1755                   | 0.164                               | 364                                                      | 421                                      |
|  | 240                 | 25                   | 42.0                  | 48.0                  | 1990                   | 0.125                               | 422                                                      | 496                                      |
|  | 300                 | 25                   | 45.0                  | 51.0                  | 2210                   | 0.1                                 | 476                                                      | 568                                      |
|  | 400                 | 35                   | 48.0                  | 54.0                  | 2660                   | 0.0778                              | 541                                                      | 650                                      |
|  | 500                 | 35                   | 51.0                  | 57.0                  | 3075                   | 0.0605                              | 616                                                      | 764                                      |
|  | 630                 | 35                   | 55.0                  | 60.0                  | 3640                   | 0.0469                              | 703                                                      | 886                                      |
|  | 800                 | 35                   | 60.0                  | 65.0                  | 4215                   | 0.0367                              | 794                                                      | 1018                                     |



Conductor flexibility  
Class 2



Lead free  
Yes



Halogen free  
Yes



Longitudinally  
watertight  
Yes



Minimum  
installation  
temperature  
-20 °C



Minimum operating  
temperature  
-40 °C



Max conductor  
temp. in service  
90 °C



Bending factor  
when laying  
15 (xD)

## Ficha técnica celdas de interconexión

Sistema modular y compacto con aislamiento integral en gas

# cgm.3-l

### Función de línea

Celda modular de línea, equipada con un interruptor-seccionador de tres posiciones: cerrado, abierto o puesto a tierra.



| Características eléctricas                                                   |               |                                                                                        | IEC                                                         |          |                                                                          | ANSI/IEEE            |         |
|------------------------------------------------------------------------------|---------------|----------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|----------|--------------------------------------------------------------------------|----------------------|---------|
| Tensión asignada                                                             | $U_n$ [kV]    | 36                                                                                     | 38,5                                                        | 40,5     | 38                                                                       |                      |         |
| Frecuencia asignada                                                          | $f_n$ [Hz]    | 50 60                                                                                  | 50                                                          | 50 60    | 50 60                                                                    |                      |         |
| Corriente asignada                                                           |               |                                                                                        |                                                             |          |                                                                          |                      |         |
| Interconexión general de embarrado y celdas                                  | $I_n$ [A]     | 400/630                                                                                | 630                                                         | 630      | 600                                                                      |                      |         |
| Línea                                                                        | $I_n$ [A]     | 400/630                                                                                | 630                                                         | 630      | 600                                                                      |                      |         |
| Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min) |               |                                                                                        |                                                             |          |                                                                          |                      |         |
| Fase a tierra y entre fases                                                  | $U_{sc}$ [kV] | 70                                                                                     | 80                                                          | 95       | 70                                                                       |                      |         |
| A través de la distancia de seccionamiento                                   | $U_{sc}$ [kV] | 80                                                                                     | 90                                                          | 118      | 77                                                                       |                      |         |
| Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo                               |               |                                                                                        |                                                             |          |                                                                          |                      |         |
| Fase a tierra y entre fases                                                  | $U_{sp}$ [kV] | 170                                                                                    | 180                                                         | 185      | 150                                                                      |                      |         |
| A través de la distancia de seccionamiento                                   | $U_{sp}$ [kV] | 195                                                                                    | 210                                                         | 215      | 165                                                                      |                      |         |
| Clasificación arco interno                                                   | IAC           | AF/AFL 16 kA 1 s/<br>20* kA 1 s/25 kA 1 s<br>AFLR ** 16 kA 1 s/<br>20 kA 1 s/25 kA 1 s | AF/AFL 20* kA 1 s/25 kA 1 s<br>AFLR*** 20* kA 1 s/25 kA 1 s |          | AF/AFL 16 kA 1 s/<br>20* kA 1 s/25 kA 1 s<br>AFLR** 20* kA 1 s/25 kA 1 s |                      |         |
| Tensión CC soportada                                                         | [kV]          | 72                                                                                     |                                                             |          |                                                                          | 103                  |         |
| Interruptor-seccionador                                                      |               |                                                                                        | IEC 62271-103 + IEC 62271-102                               |          |                                                                          | IEEE C37.74          |         |
| Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)          |               |                                                                                        |                                                             |          |                                                                          |                      |         |
| Valor $t_{cr} = (x)$ s                                                       | $I_{cr}$ [kA] | 16/20*/25 (1/3 s)                                                                      | 20* (1/3 s)/25 (1 s)                                        |          |                                                                          | 20* (1/3 s)/25 (1 s) |         |
| Valor de pico                                                                | $I_p$ [kA]    | 40/50*/62,5 41,6/52*/65                                                                | 52*/62,5                                                    | 52*/62,5 | 52*/65                                                                   | 52,5/62,5            | 54,6/65 |
| Poder de corte de corriente principalmente activa                            | $I_c$ [A]     | 400/630                                                                                | 630                                                         |          |                                                                          | 600/800              |         |
| Poder de corte cables en vacío                                               | $U_{sc}$ [A]  | 50                                                                                     | 50                                                          |          |                                                                          | 20                   |         |
| Poder de corte bucle cerrado                                                 | $I_{sc}$ [A]  | 400/630                                                                                | 630                                                         |          |                                                                          | 600/800              |         |
| Poder de corte de falta a tierra                                             | $I_{sc}$ [A]  | 160                                                                                    | 160                                                         |          |                                                                          | n/a                  |         |
| Poder de corte de cables y líneas en vacío en condiciones de falta a tierra  | $I_{sc}$ [A]  | 90                                                                                     | 90                                                          |          |                                                                          | n/a                  |         |
| Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)                    | $I_{ca}$ [kA] | 40/50*/62,5 41,6/52*/65                                                                | 52*/62,5                                                    | 52*/62,5 | 52*/65                                                                   | 52,5/62,5            | 54,6/65 |
| Categoría del interruptor                                                    |               |                                                                                        |                                                             |          |                                                                          |                      |         |
| Endurancia mecánica                                                          |               | 1000-M1/5000-M2                                                                        |                                                             |          | 1000/5000                                                                |                      |         |
| Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase                        |               | 5-E3                                                                                   | 3-E2 en 20 kA/5-E3 en 25 kA                                 |          |                                                                          | 3                    |         |
| Seccionador de puesta a tierra                                               |               |                                                                                        | IEC 62271-102                                               |          |                                                                          | IEEE C37.74          |         |
| Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)          |               |                                                                                        |                                                             |          |                                                                          |                      |         |
| Valor $t_{cr} = (x)$ s                                                       | $I_{cr}$ [kA] | 16/20*/25 (1/3 s)                                                                      | 20* (1/3 s)/25 (1 s)                                        |          |                                                                          | 20* (1/3 s)/25 (1 s) |         |
| Valor de pico                                                                | $I_p$ [kA]    | 40/50*/62,5 41,6/52*/65                                                                | 52*/62,5                                                    | 52*/62,5 | 52*/65                                                                   | 52,5/62,5            | 54,6/65 |
| Poder de cierre del seccionador de puesta a tierra (valor de pico)           | $I_{ca}$ [kA] | 40/50*/62,5 41,6/52*/65                                                                | 52*/62,5                                                    | 52*/62,5 | 52*/65                                                                   | 52,5/62,5            | 54,6/65 |
| Categoría del seccionador de puesta a tierra                                 |               |                                                                                        |                                                             |          |                                                                          |                      |         |
| Endurancia mecánica                                                          |               | 1000-M0 ***                                                                            |                                                             |          | 1000                                                                     |                      |         |
| Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase                        |               | 5-E2                                                                                   |                                                             |          | 3                                                                        |                      |         |
| * Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA<br>Valores para 50 Hz                   |               |                                                                                        |                                                             |          |                                                                          |                      |         |
| ** Con salida de gases a través de chimenea                                  |               |                                                                                        |                                                             |          |                                                                          |                      |         |
| *** En opción, 2000-M1                                                       |               |                                                                                        |                                                             |          |                                                                          |                      |         |

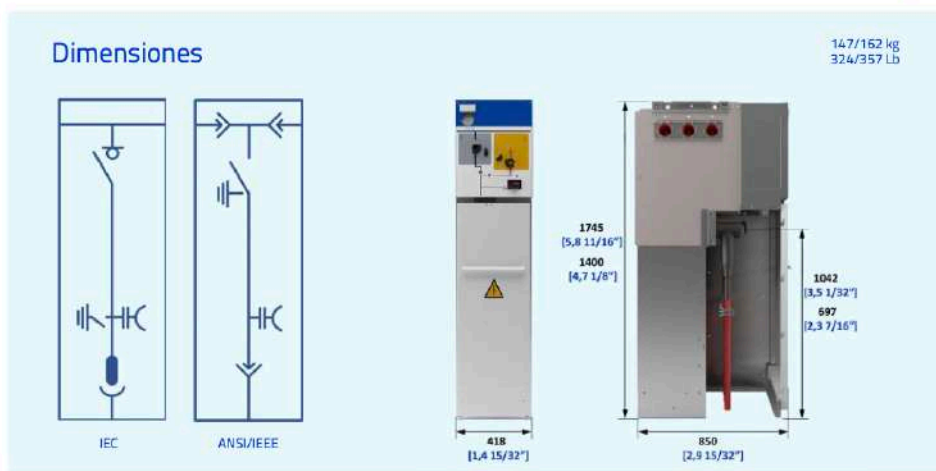
\* Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA  
Valores para 50 Hz

\*\* Con salida de gases a través de chimenea

\*\*\* En opción, 2000-M1



cgm.3



## Configuración

☒ Estándar ☐ Opcional

### Clasificación IAC

Arco interno IAC AFLR

☐ 16 kA 1 s ☐ 20 kA 1 s

Arco interno IAC AF/AFL

☐ 16 kA 1 s ☐ 20 kA 1 s ☐ 25 kA 1 s

Arco interno: cuba

☐ 16 kA 0,5 s ☐ 20 kA 0,5 s

☐ 16 kA 1 s ☐ 20 kA 1 s ☐ 25 kA 1 s

### Altura de celda

☒ 1745 mm

☐ 1400 mm\*

### Cuba de gas

Indicador de presión del gas:

☒ Manómetro sin contacto

☐ Manómetro con contactos y compensación de temperatura

Conexión frontal:

☒ Pasatapas de cable

Extensibilidad:

☒ A ambos lados

☐ A la izquierda / derecha ciega

☐ A la derecha / izquierda ciega

Tipo de conexión lateral:

Tulipa

☐ Derecha ☐ Izquierda ☒ Ambas

Pasatapas

☐ Derecha ☐ Izquierda ☐ Ambas

### Mecanismos de maniobra

☒ Palancas de accionamiento

☒ Mecanismo manual tipo B

☐ Mecanismo motorizado tipo BM

Enclavamientos adicionales:

☐ Enclavamientos eléctricos

☐ Enclavamientos con cerradura

☐ Candados

### Indicadores

☒ Alarma sonora ekor.sas

☒ Indicador capacitivo de presencia de tensión ekor.vpis

☐ Indicador capacitivo de presencia / ausencia de tensión ekor.ivds

☐ Indicador capacitivo de presencia/ausencia de tensión ekor.ivds-pd con salida de alta frecuencia (AF)

### Conducto de expansión de gases

☐ Conducto posterior

Algunas configuraciones específicas pueden ser incompatibles entre sí.

\* IAC AFL 20 kA 1 s

Sistema modular y compacto con aislamiento integral en gas

# cgm.3-v

## Protección de interruptor automático

Celda modular de protección mediante interruptor automático, equipado con un interruptor automático de corte en vacío en serie con un interruptor-seccionador de tres posiciones.

| Características eléctricas                                                   |                 |                                                            | IEC                                       |             |                                                            | ANSI/IEEE |        |                                                                          |
|------------------------------------------------------------------------------|-----------------|------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|-------------|------------------------------------------------------------|-----------|--------|--------------------------------------------------------------------------|
| Tensión asignada                                                             | U <sub>i</sub>  | [kV]                                                       | 36                                        |             | 38,5                                                       | 40,5      |        | 38                                                                       |
| Frecuencia asignada                                                          | f               | [Hz]                                                       | 50                                        | 60          | 50                                                         | 50        | 60     | 50 60                                                                    |
| Corriente asignada                                                           |                 |                                                            |                                           |             |                                                            |           |        |                                                                          |
| Interconexión general de embarrado y celdas                                  | I <sub>g</sub>  | [A]                                                        | 400/630                                   |             |                                                            | 630       |        | 600                                                                      |
| Línea                                                                        | I <sub>l</sub>  | [A]                                                        | 400/630                                   |             |                                                            | 630       |        | 600                                                                      |
| Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min) |                 |                                                            |                                           |             |                                                            |           |        |                                                                          |
| Fase a tierra y entre fases                                                  | U <sub>st</sub> | [kV]                                                       | 70                                        |             | 80                                                         | 95        |        | 80                                                                       |
| A través de la distancia de seccionamiento                                   | U <sub>st</sub> | [kV]                                                       | 80                                        |             | 90                                                         | 118       |        | 88                                                                       |
| Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo                               |                 |                                                            |                                           |             |                                                            |           |        |                                                                          |
| Fase a tierra y entre fases                                                  | U <sub>st</sub> | [kV]                                                       | 170                                       |             | 180                                                        | 185       |        | 150                                                                      |
| A través de la distancia de seccionamiento                                   | U <sub>st</sub> | [kV]                                                       | 195                                       |             | 210                                                        | 215       |        | 165                                                                      |
| Clasificación arco interno                                                   | IAC             | AF/AFL 20* kA 1 s/25 kA 1 s<br>AFLR** 20* kA 1 s/25 kA 1 s |                                           |             | AF/AFL 20* kA 1 s/25 kA 1 s<br>AFLR** 20* kA 1 s/25 kA 1 s |           |        | AF/16 kA 1 s/<br>AFL 20* kA 1 s/25 kA 1 s<br>AFLR** 20* kA 1 s/25 kA 1 s |
| Tensión CC soportada                                                         |                 | [kV]                                                       | n/a                                       |             |                                                            | 72        |        | 103                                                                      |
| Interruptor automático                                                       |                 |                                                            | IEC 62271-100                             |             |                                                            |           |        | IEEE C37.20.3                                                            |
| Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)          |                 |                                                            |                                           |             |                                                            |           |        |                                                                          |
| Valor I <sub>th</sub> (x) s                                                  | I <sub>th</sub> | [kA]                                                       | 16/20*/25 (1/3 s)                         |             | 20* (1/3 s)/25 (1 s)                                       |           |        | 20* (1/3 s)/25 (1 s)                                                     |
| Valor de pico                                                                | I <sub>p</sub>  | [kA]                                                       | 40/50*/62,5                               | 41,5/52*/65 | 50*/62,5                                                   | 52*/62,5  | 52*/65 | 52,5/62,5 54,6/65                                                        |
| Poder asignado de corte y de cierre                                          |                 |                                                            |                                           |             |                                                            |           |        |                                                                          |
| Poder de corte de corriente principalmente activa                            | I <sub>ca</sub> | [A]                                                        | 400/630                                   |             |                                                            | 630       |        |                                                                          |
| Poder de corte en cortocircuito                                              | I <sub>cc</sub> | [kA]                                                       | 16/20*/25                                 |             |                                                            | 20*/25    |        |                                                                          |
| Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)                    | I <sub>cm</sub> | [kA]                                                       | 40/50*/62,5                               | 41,5/52*/65 | 50*/62,5                                                   | 52*/62,5  | 52*/65 | 52,5/62,5 54,6/65                                                        |
| Poder de corriente capacitiva (50 Hz). Batería condensadores                 |                 | [A]                                                        | 400                                       |             |                                                            | n/a       |        |                                                                          |
| Secuencia de maniobras nominales                                             |                 |                                                            |                                           |             |                                                            |           |        |                                                                          |
| Sin reenganche rápido                                                        |                 |                                                            | CO-15 s-CO<br>O-3 min-CO-3 min-CO         |             |                                                            |           |        | CO-15 s-CO<br>O-3 min-CO-3 min-CO                                        |
| Con reenganche rápido                                                        |                 |                                                            | O-0,3 s-CO-15 s-CO<br>O-0,3 s-CO-3 min-CO |             |                                                            |           |        | O-0,3 s-CO-15 s-CO<br>O-0,3 s-CO-3 min-CO                                |
| Categoría del interruptor automático                                         |                 |                                                            |                                           |             |                                                            |           |        |                                                                          |
| Endurancia mecánica (clase de maniobra)                                      |                 |                                                            | 10 000 - M2<br>2000 - M1                  |             |                                                            |           |        | 10000 - M2<br>2000 - M1                                                  |
| Endurancia eléctrica (clase)                                                 |                 |                                                            | E2-C2                                     |             |                                                            |           |        | E2-C2                                                                    |
| Interruptor-seccionador                                                      |                 |                                                            | IEC 62271-103 + IEC 62271-102             |             |                                                            |           |        | IEEE C37.74                                                              |
| Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)          |                 |                                                            |                                           |             |                                                            |           |        |                                                                          |
| Valor I <sub>th</sub> (x) s                                                  | I <sub>th</sub> | [kA]                                                       | 16/20*/25 (1/3 s)                         |             | 20* (1/3 s)/25 (1 s)                                       |           |        | 20* (1/3 s)/25 (1 s)                                                     |
| Valor de pico                                                                | I <sub>p</sub>  | [kA]                                                       | 40/50*/62,5                               | 41,5/52*/65 | 50*/62,5                                                   | 52*/62,5  | 52*/65 | 40/50*/62,5 41,5/52*/65                                                  |
| Poder de corte de corriente principalmente activa                            | I <sub>ca</sub> | [A]                                                        | 400/630                                   |             |                                                            | 630       |        |                                                                          |
| Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)                    | I <sub>cm</sub> | [kA]                                                       | 40/50*/62,5                               | 41,5/52*/65 | 52*/62,5                                                   | 52*/62,5  | 52*/65 | 40/50*/62,5 41,5/52*/65                                                  |
| Categoría del interruptor                                                    |                 |                                                            |                                           |             |                                                            |           |        |                                                                          |
| Endurancia mecánica                                                          |                 |                                                            | 1000-M1/5000-M2                           |             |                                                            |           |        | 1000/5000                                                                |
| Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase                        |                 |                                                            | 5-E3                                      |             | 3-E2 en 20 kA/5-E3 en 25 kA                                |           |        | 3                                                                        |
| Seccionador de puesta a tierra                                               |                 |                                                            | IEC 62271-102                             |             |                                                            |           |        | IEEE C37.74                                                              |
| Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)          |                 |                                                            |                                           |             |                                                            |           |        |                                                                          |
| Valor I <sub>th</sub> (x) s                                                  | I <sub>th</sub> | [kA]                                                       | 16/20*/25 (1/3 s)                         |             | 20* (1/3 s)/25 (1 s)                                       |           |        | 20* (1/3 s)/25 (1 s)                                                     |
| Valor de pico                                                                | I <sub>p</sub>  | [kA]                                                       | 40/50*/62,5                               | 41,5/52*/65 | 50*/62,5                                                   | 52*/62,5  | 52*/65 | 40/50*/62,5 41,5/52*/65                                                  |
| Poder de cierre del seccionador de puesta a tierra (valor de pico)           | I <sub>cm</sub> | [kA]                                                       | 40/50*/62,5                               | 41,5/52*/65 | 50*/62,5                                                   | 52*/62,5  | 52*/65 | 40/50*/62,5 41,5/52*/65                                                  |
| Categoría del seccionador de puesta a tierra                                 |                 |                                                            |                                           |             |                                                            |           |        |                                                                          |
| Endurancia mecánica                                                          |                 |                                                            | 2000-M1                                   |             |                                                            |           |        | 2000                                                                     |
| Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase                        |                 |                                                            | 5-E2                                      |             |                                                            |           |        | 3                                                                        |

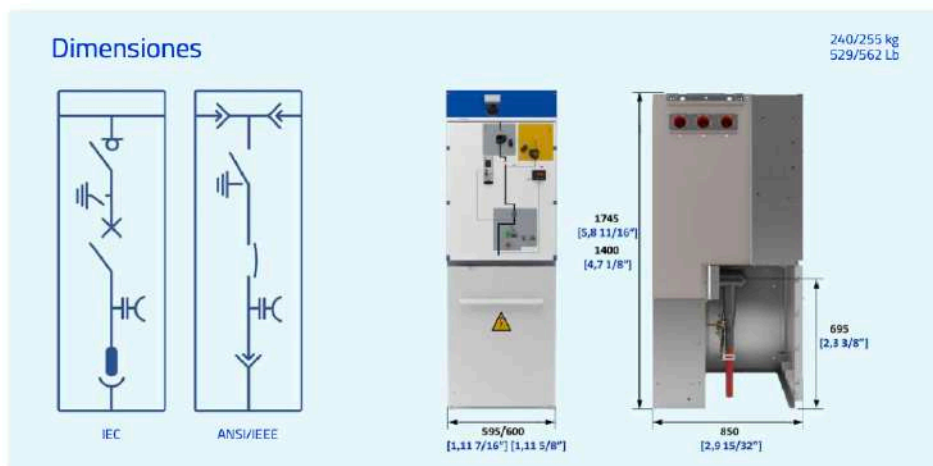
\* Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA  
Valores para 50 Hz

\*\* Con salida de gases a través de chimenea

\* Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA  
Valores para 50 Hz

\*\* Con salida de gases a través de chimenea

cgm.3



### Configuración

☒ Estándar ☐ Opcional

#### Clasificación IAC

Arco interno IAC AFLR

- ☐ 20 kA 1 s ☐ 25 kA 1 s

Arco interno IAC AF/AFL

- ☐ 20 kA 1 s ☐ 25 kA 1 s

Cuba arco interno

- ☐ 16 kA 0,5 s ☐ 20 kA 0,5 s  
☐ 16 kA 0,5 s ☐ 20 kA 1 s ☐ 25 kA 1 s

#### Altura de celda

- ☐ 1745 mm  
☐ 1400 mm\*

#### Cuba de gas

Indicador de presión del gas:

- ☐ Manómetro sin contactos  
☐ Manómetro con contactos y compensación de temperatura

Conexión frontal:

- ☐ Pasatapas de cable

Extensibilidad:

- ☐ A ambos lados  
☐ A la izquierda / derecha ciega  
☐ A la derecha / izquierda ciega

Tipo de conexión lateral:

Tulipa

- ☐ Derecha ☐ Izquierda ☒ Ambas

Pasatapas

- ☐ Derecha ☐ Izquierda ☐ Ambas

#### Mecanismos de maniobra

☒ Palancas de accionamiento

☒ Mecanismo de interruptor tipo B

☐ Mecanismo motorizado tipo BM

☐ Mecanismo manual tipo AV

☐ Mecanismo manual tipo RAV con reenganche

☐ Mecanismo motorizado tipo AVM

☐ Mecanismo motorizado tipo RAVM con reenganche

☐ Bobina de disparo

☐ Bobina biestable

☐ 2.ª bobina de disparo

☐ Bobina de cierre

Enclavamientos adicionales:

- ☐ Enclavamientos eléctricos  
☐ Enclavamientos con cerradura  
☐ Candados

#### Indicadores

☐ Alarma sonora ekor.sas

☐ Indicador capacitivo de presencia de tensión ekor.vpis

☐ Indicador capacitivo de presencia / ausencia de tensión ekor.ivds

☐ Indicador capacitivo de presencia/ausencia de tensión ekor.ivds-pd con salida de alta frecuencia (AF)

#### Conducto de expansión de gases

☐ Conducto posterior

*Algunas configuraciones específicas pueden ser incompatibles entre sí.*

\*IAC AFL 20 kA 1 s

# cgm.3-rb

## Función de remonte de barras

Celda modular con aislamiento en gas y remonte de barras.

Seccionador de puesta a tierra opcional (rb-pt).



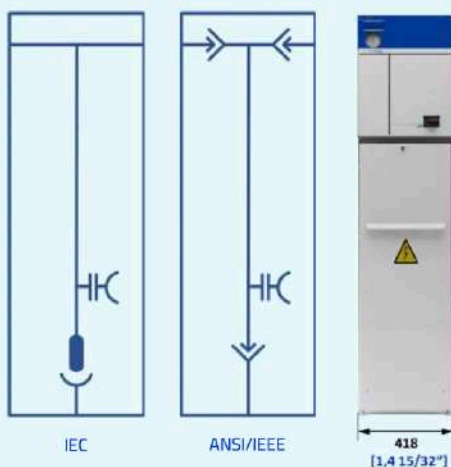
| Características eléctricas                                                   |          |                                                           | IEC                   |             |                                                          | ANSI/IEEE |                                                       |                      |      |
|------------------------------------------------------------------------------|----------|-----------------------------------------------------------|-----------------------|-------------|----------------------------------------------------------|-----------|-------------------------------------------------------|----------------------|------|
| Tensión asignada                                                             | $U_i$    | [kV]                                                      | 36                    |             | 38,5                                                     | 40,5      |                                                       | 38                   |      |
| Frecuencia asignada                                                          | $f_r$    | [Hz]                                                      | 50                    | 60          | 50                                                       | 50        | 60                                                    | 50/60                |      |
| Corriente asignada                                                           |          |                                                           |                       |             |                                                          |           |                                                       |                      |      |
| Interconexión general de embarrado y celdas                                  | $I_r$    | [A]                                                       | 400/630               |             | 630                                                      |           |                                                       | 600                  |      |
| Línea                                                                        | $I_l$    | [A]                                                       | 400/630               |             | 630                                                      |           |                                                       | 600                  |      |
| Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min) |          |                                                           |                       |             |                                                          |           |                                                       |                      |      |
| Fase a tierra y entre fases                                                  | $U_d$    | [kV]                                                      | 70                    |             | 80                                                       | 95        |                                                       | 70                   |      |
| A través de la distancia de seccionamiento                                   | $U_d$    | [kV]                                                      | 80                    |             | 90                                                       | 118       |                                                       | 77                   |      |
| Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo                               |          |                                                           |                       |             |                                                          |           |                                                       |                      |      |
| Fase a tierra y entre fases                                                  | $U_p$    | [kV]                                                      | 170                   |             | 180                                                      | 185       |                                                       | 150                  |      |
| A través de la distancia de seccionamiento                                   | $U_p$    | [kV]                                                      | 195                   |             | 210                                                      | 215       |                                                       | 165                  |      |
| Clasificación arco interno                                                   | IAC      | AF/AFL 20* kA 1 s/25* kA 1 s<br>AFLR 20* kA 1 s/25 kA 1 s |                       |             | AF/AFL 20* kA 1 s/25 kA 1 s<br>AFLR 20* kA 1 s/25 kA 1 s |           | AFL 20* kA 1 s/25 kA 1 s<br>AFLR 20* kA 1 s/25 kA 1 s |                      |      |
| Seccionador de puesta a tierra                                               |          | IEC 62271-102                                             |                       |             |                                                          |           |                                                       | IEEE C37.74          |      |
| Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)          |          |                                                           |                       |             |                                                          |           |                                                       |                      |      |
| Valor $t_{ik} = 1$ s                                                         | $I_{ik}$ | [kA]                                                      | 16/20*/25 (1/3 s)     |             | 20* (1/3 s)/25 (1 s)                                     |           |                                                       | 20* (1/3 s)/25 (1 s) |      |
| Valor de pico                                                                | $I_p$    | [kA]                                                      | 40/50*/62,5           | 41,6/52*/65 | 50*/62,5                                                 | 50*/62,5  | 52*/65                                                | 50*/62,5 52*/65      |      |
| Poder de cierre del seccionador de puesta a tierra (valor de pico)           | $I_{ma}$ | [kA]                                                      | 40/50*/62,5           | 41,6/52*/65 | 50*/62,5                                                 | 50*/62,5  | 52*/65                                                | 50*/62,5 52*/65      |      |
| Categoría del seccionador de puesta a tierra                                 |          |                                                           |                       |             |                                                          |           |                                                       |                      |      |
| Endurancia mecánica                                                          |          |                                                           | 1000-M0**             |             |                                                          |           |                                                       |                      | 1000 |
| Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase                        |          |                                                           | 5-E2                  |             |                                                          |           |                                                       |                      | 3    |
| * Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA                                         |          |                                                           | ** En opción, 2000-M1 |             |                                                          |           |                                                       |                      |      |
| Valores para 50 Hz                                                           |          |                                                           |                       |             |                                                          |           |                                                       |                      |      |

\* Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA

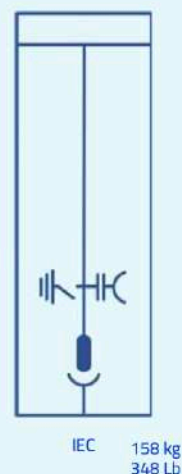
\*\* En opción, 2000-M1

Valores para 50 Hz

## Dimensiones



## Opciones cgm.3-rb-pt





## Configuración

☒ Estándar ☐ Opcional

### Clasificación IAC

Arco interno IAC AFLR

- ☐ 20 kA 1 s    ☐ 25 kA 1 s

Arco interno IAC AF/AFL

- ☐ 16 kA 1 s    ☐ 20 kA 1 s  
☐ 25 kA 1 s

Arco interno: cuba

- ☐ 16 kA 0,5 s    ☐ 20 kA 0,5 s  
☐ 16 kA 1 s    ☐ 20 kA 1 s  
☐ 25 kA 1 s

### Altura de celda

- ☒ 1745 mm  
☐ 1400 mm

### Cuba de gas

Indicador de presión del gas:

- ☒ Manómetro sin contactos  
☐ Manómetro con contactos y compensación de temperatura

Conexión frontal:

- ☒ Pasatapas de cable

Extensibilidad:

- ☒ A ambos lados: rba  
☐ A la derecha / izquierda ciega: (rbd/rbi)

Tipo de conexión lateral:

Tulipa

- ☐ Derecha    ☐ Izquierda    ☒ Ambas

Pasatapas

- ☐ Derecha    ☐ Izquierda    ☐ Ambas

Puesta a tierra:

- ☐ Con seccionador de puesta a tierra

### Mecanismos de maniobra

- ☒ Mecanismo manual tipo B  
☐ Mecanismo motorizado tipo BM

Enclavamientos adicionales:

- ☐ Enclavamientos eléctricos  
☐ Enclavamientos con cerradura  
☐ Candados

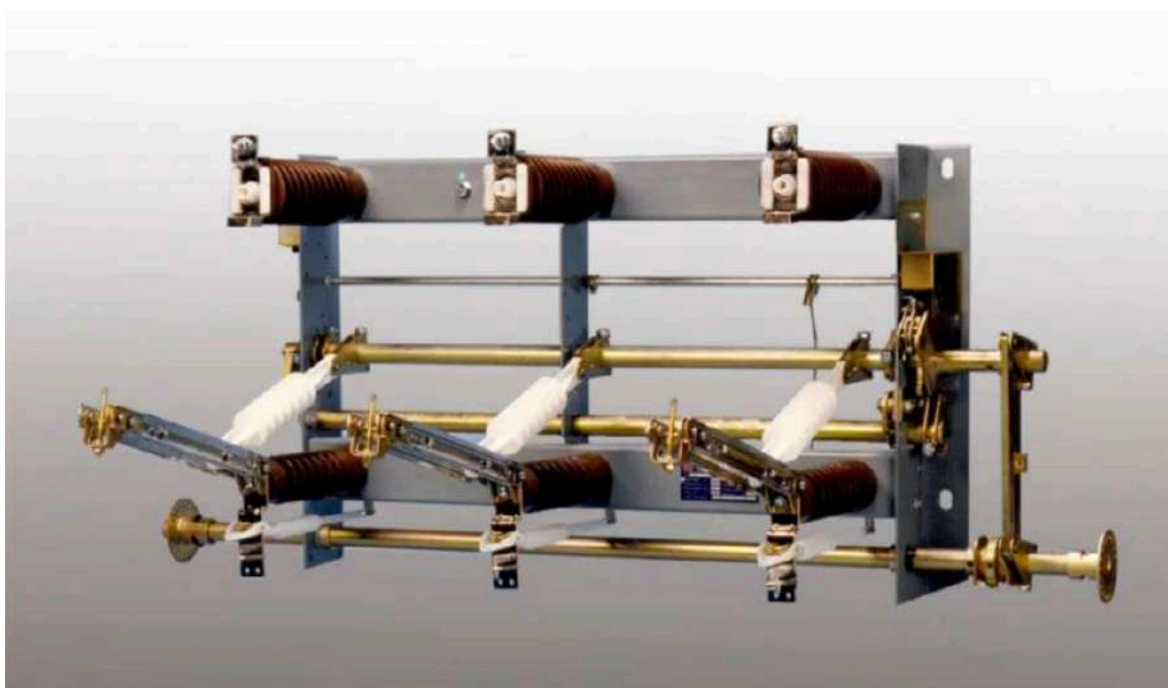
### Indicadores

- ☐ Alarma sonora ekor.sas  
☒ Indicador capacitivo de presencia de tensión ekor.vpis (con puesta a tierra)  
☐ Indicador capacitivo de presencia / ausencia de tensión ekor.ivds (con puesta a tierra)  
☐ Otros indicadores capacitivos de tensión

### Conducto de expansión de gases

- ☐ Conducto posterior

### Ficha técnica interruptor-seccionador tripolar en carga servicio



#### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS / ELECTRICAL DATA / CARACTERISTIQUES TECHNIQUES

| TENSION ASIGNADA<br>RATED VOLTAGE<br>TENSION ASIGNEE | TENSION MÁXIMA DE SERVICIO<br>MAXIMUM SERVICE VOLTAGE<br>TENSION MAXIMUM DE SERVICE | INTENSIDAD NOMINAL<br>RATED CURRENT<br>COURANT NOMINALE | NIVEL DE AISLAMIENTO<br>LEVEL OF INSULATION<br>NIVEAU D'ISOLEMENT             |                                                                                         | PODER DE CORTE<br>DISCONNECTING CAPACITY<br>POUVOIR DE COUPURE                |                                                                               |                                                                                     |                                                        | PODER DE CIERRE<br>MAKING CAPACITY<br>POUVOIR DE FERMETURE | LÍMITE TÉRMICO<br>THERMAL LIMIT | LÍMITE DINÁMICO<br>DYNAMIC LIMIT |
|------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|
|                                                      |                                                                                     |                                                         | ENTRE FASES Y A TIERRA<br>BETWEEN PHASES AND EARTH<br>ENTRE PHASES ET À TERRE | EN DISTANCIA DE SECCIONAMIENTO<br>IN ISOLATING DISTANCE<br>EN DISTANCE DE SECTIONNEMENT | EN CARGA ACTIVA<br>$\cos \varphi > 0,7$<br>ACTIVE LOAD<br>EN CHARGE DE BOUCLE | EN CARGA DE BUCLE<br>$\cos \varphi > 0,3$<br>LOOP LOAD<br>EN CHARGE DE BOUCLE | EN CARGA INDUCTIVA<br>$\cos \varphi > 0,1$<br>INDUCTIVE LOAD<br>EN CHARGE INDUCTIVE | CABLES EN VACÍO<br>OFF-CIRCUIT CABLES<br>CABLES À VIDE |                                                            |                                 |                                  |
| kV                                                   | kV                                                                                  | A                                                       | kV/kV                                                                         | kV/kV                                                                                   |                                                                               |                                                                               |                                                                                     |                                                        | kA                                                         | kA                              | kA                               |
| 12                                                   | 12                                                                                  | 400<br>630                                              | 28/75                                                                         | 32/85                                                                                   | 400                                                                           | 400                                                                           | 16                                                                                  | 63                                                     | 63                                                         | 25                              | 63                               |
| 24                                                   | 24                                                                                  | 400<br>630                                              | 50/125                                                                        | 60/145                                                                                  | 400                                                                           | 400                                                                           | 16                                                                                  | 63                                                     | 40                                                         | 16                              | 40                               |
| 36.1                                                 | 36                                                                                  | 400<br>630                                              | 70/145                                                                        | 80/165                                                                                  | 400                                                                           | 400                                                                           | 16                                                                                  | 63                                                     | 31,5                                                       | 16                              | 40                               |
| 36                                                   | 36                                                                                  | 400<br>630                                              | 70/170                                                                        | 80/195                                                                                  | 400                                                                           | 400                                                                           | 16                                                                                  | 63                                                     | 31,5                                                       | 16                              | 40                               |

## Ficha técnica cables de fibra óptica

\*\*\*\*\*

# OPTRAL

## MM50

### FIBRA ÓPTICA MULTIMODO 50/125



Fibras ópticas multimodo de 50/125 micras de índice gradual. Estas fibras están diseñadas para ser utilizadas en 850, 953 y 1300 nm. Adecuadas para su uso en aplicaciones de cableado como las Redes de Área Local (LAN) con video, datos y voz, utilizando LED, VCSEL o Laser Fabry Perot.

Estas fibras cumplen o exceden los estándares G651.1 (OM2, OM3 y OM4), IEC 60793-2-10 A1a.1, A1a.2 y A1a.3, A1a.4, ISO/IEC 11801 OM2 / OM3 / OM4 / OM5, TIA/EIA-492AAAB, TIA/EIA-492AAAC-A, TIA/EIA-492AAAD, TIA/EIA-492AAAE, Telcordia GR-20-CORE, GR-409-CORE, TIA/EIA 568C.

Todas las especificaciones sujetas a cambio sin previo aviso. Consultar a OPTRAL las ediciones en vigor.

| PROPIEDADES GEOMÉTRICAS / MECÁNICAS         | VALOR                                                    |
|---------------------------------------------|----------------------------------------------------------|
| Diámetro núcleo                             | $50 \pm 2.5 \mu\text{m}$                                 |
| No circularidad núcleo                      | $\leq 5 \%$                                              |
| Error concentricidad núcleo / revestimiento | $\leq 1.5 \mu\text{m}$                                   |
| Diámetro revestimiento                      | $125 \pm 1.0 \mu\text{m}$                                |
| No circularidad revestimiento               | $\leq 1.0 \%$                                            |
| Diámetro recubrimiento primario             | $245 \pm 10 \mu\text{m}$                                 |
| Error concentricidad recubrimiento primario | $\leq 12.0 \mu\text{m}$                                  |
| Proof Test                                  | $\geq 8.8 \text{ N} / \geq 1 \% / \geq 100 \text{ Kpsi}$ |

Propiedades geométricas conforme a IEC 60793-2-10.

| PROPIEDADES ÓPTICAS            |               | OM2               | OM3         | OM4         | OM5         |
|--------------------------------|---------------|-------------------|-------------|-------------|-------------|
| Coeficiente Atenuación (dB/Km) | 850 nm        | $\leq 2.4$        | $\leq 2.4$  | $\leq 2.4$  | $\leq 2.4$  |
|                                | 953 nm        | -                 | -           | -           | $\leq 1.8$  |
|                                | 1300 nm       | $\leq 0.7$        | $\leq 0.7$  | $\leq 0.7$  | $\leq 0.6$  |
| Ancho de Banda (MHz x Km)      | 850 nm        | $\geq 500$        | $\geq 1500$ | $\geq 3500$ | $\geq 3500$ |
|                                | 953 nm        | -                 | -           | -           | $\geq 1850$ |
|                                | 1300 nm       | $\geq 500$        | $\geq 500$  | $\geq 500$  | $\geq 500$  |
| Distancia Enlace (m)           | 1000Base-SX   | 550               | 900         | 1100        | 1000        |
|                                | 1000Base-LX   | 550               | 550         | 550         | 600         |
|                                | 10GBASE-SX    | 82                | 300         | 550         | 400         |
|                                | 40GBASE-SR4   | -                 | 100         | 150         | 150         |
|                                | 100GBASE-SR10 | -                 | 100         | 150         | 100         |
| Apertura Numérica              |               | $0.200 \pm 0.015$ |             |             |             |
| Índice de Refracción           | 850 nm        | 1.482             |             |             |             |
|                                | 1300 nm       | 1.477             |             |             |             |

Propiedades ópticas conforme a IEC 60793-2, ISO/IEC 11801, EN 50173, TIA/EIA-492AAAB, TIA/EIA-492AAAC-A, TIA/EIA-492AAAD, Telcordia GR-20-CORE, GR-409-CORE, TIA/EIA 568C.

Características ópticas correspondientes a fibra óptica no cableada.

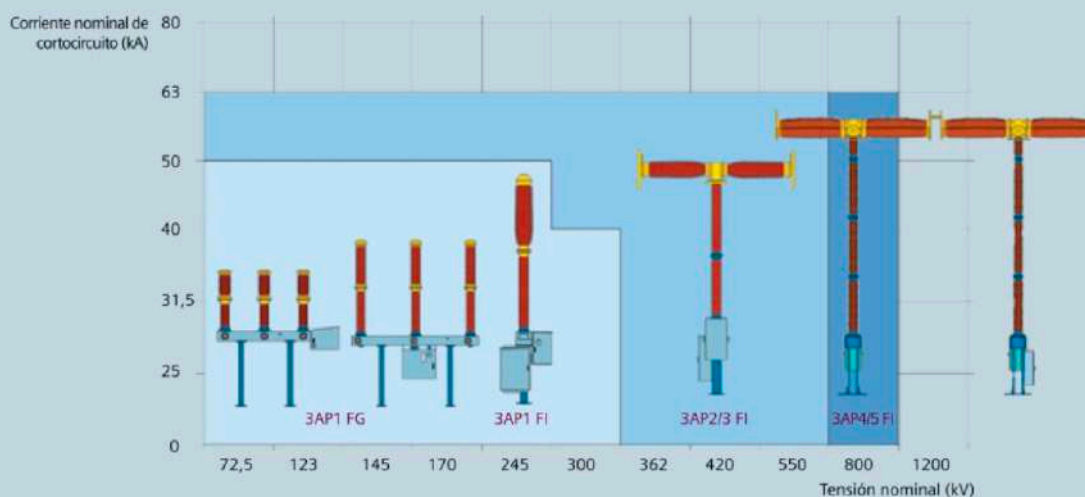
\*\*\*\*\*

optral@optral.com - www.optral.com

Ref.: ETW.04.001/08

## Fichas técnicas interruptores de AT

### Características técnicas



| Tipo                                                |                     | 3AP1                             |      |      |      |      |      | 3AP2/3   |      | 3AP4/5 |
|-----------------------------------------------------|---------------------|----------------------------------|------|------|------|------|------|----------|------|--------|
| Tensión nominal                                     | kV                  | 72,5                             | 123  | 145  | 170  | 245  | 300  | 420      | 550  | 800    |
| Cantidad de cámaras de extinción por polo           |                     | 1                                |      |      |      |      |      | 2        |      | 4      |
| Tensión de prueba a frecuencia industrial, 1 min    | kV                  | 140                              | 230  | 275  | 325  | 460  | 460  | 610      | 800  | 830    |
| Tensión de prueba de impulso por rayo (1,2 x 50 µs) | kV                  | 325                              | 550  | 650  | 750  | 1050 | 1050 | 1425     | 1550 | 2100   |
| Tensión de prueba de impulso de maniobra            | kV                  | –                                |      |      |      |      | 850  | 1050     | 1175 | 1425   |
| Corriente nominal, hasta                            | A                   | 2500                             | 4000 | 4000 | 4000 | 4000 | 4000 | 5000     | 5000 | 5000   |
| Corriente nominal de corta duración, hasta          | kA <sub>(rms)</sub> | 31,5                             | 40   | 40   | 40   | 50   | 40   | 63       | 63   | 63     |
| Corriente nominal de cortocircuito, hasta           | kA                  | 31,5                             | 40   | 40   | 40   | 50   | 40   | 63       | 63   | 63     |
| Rango de temperatura                                | °C                  | -55 a +55                        |      |      |      |      |      |          |      |        |
| Ciclo nominal de operación                          |                     | 0-0,3 s-CO-3 min-CO o CO-15 s-CO |      |      |      |      |      |          |      |        |
| Tiempo de ruptura                                   |                     | 3 ciclos                         |      |      |      |      |      | 2 ciclos |      |        |
| Frecuencia                                          | Hz                  | 50 o 60                          |      |      |      |      |      |          |      |        |
| Mantenimiento después de                            |                     | 25 años                          |      |      |      |      |      |          |      |        |



**Ficha técnica: Turbina Nordex N163/6.8 MW**

| Especificaciones generales   |                           |
|------------------------------|---------------------------|
| Modelo                       | Nordex N163/6.8 MW        |
| Potencia nominal             | 6 800 kW                  |
| Diámetro de rotor            | 163,0 m                   |
| Área barrida                 | 20 867 m <sup>2</sup>     |
| Longitud de pala             | 79,7 m                    |
| Material de palas            | Fibra de vidrio + carbono |
| Velocidad de arranque        | ~3 m/s                    |
| Velocidad nominal            | 13,5 m/s                  |
| Velocidad de paro            | 26 m/s (ajustable)        |
| Rango de velocidad del rotor | 6,0–11,6 rpm              |

| Torre               |                                         |
|---------------------|-----------------------------------------|
| Altura de buje      | 118 m / 138 m / 148 m / 158,5 m / 164 m |
| Tipo                | Tubular o híbrida                       |
| Clases de viento    | IEC S / DIBt S                          |
| Acabado superficial | Acero pintado o hormigón visto          |

| Góndola y tren de potencia |                                                                                        |
|----------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|
| Eje rotor                  | Hueco forjado (42CrMo4) + rodamiento oscilante                                         |
| Freno                      | Disco hidráulico, pastillas orgánicas                                                  |
| Caja de cambios            | Planetario multietapa + engranaje recto ( $i=122,4$ @50 Hz / 146,9 @60 Hz)             |
| Generador                  | DFIG (doble asíncrono), 6 polos, $3 \times 950$ V, 7 778 kVA, $\cos \varphi$ 0,90–1,00 |
| Inversor                   | Parcial de potencia, refrigeración agua/glicol                                         |
| Transformador              | 7 800 kVA, 950 V $\rightarrow$ 20/30/34 kV, éster, eficiencia $\geq 99,59$ %           |

| Subsistemas y auxiliares |                                                                 |
|--------------------------|-----------------------------------------------------------------|
| Pitch                    | Motor eléctrico + reductor planetario + batería de respaldo     |
| Azimut                   | 5–6 motores + reductor, velocidad $\sim 0,4^\circ/\text{s}$     |
| Engrase automático       | Para rodamientos de rotor, pitch y azimut                       |
| Calefactores             | Góndola, multiplicador y armarios eléctricos                    |
| Polipasto/Grúa           | Eléctrico 850 kg / Manual 1 000 kg                              |
| Refrigeración            | Aceite/agua, agua/aire y éster/agua (según componente)          |
| Protecciones MT          | Celda SF <sub>6</sub> IP65, 630–600 A, 16–25 kA, grado IP2X     |
| EMC / Rayos              | Cumple IEC 61400-1 y IEC 61400-24; sistema Profisafe en góndola |

| <b>Celdas de media tensión (MT)</b> |                                                                      |
|-------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|
| Tipo de celda                       | Aislada en gas SF <sub>6</sub> , encapsulada                         |
| Tensión nominal                     | 20 kV / 30 kV / 34 kV (según configuración del parque)               |
| Intensidad nominal                  | 630 A – 600 A (según variante y fabricante)                          |
| Poder de corte                      | 16 – 25 kA                                                           |
| Frecuencia nominal                  | 50 Hz                                                                |
| Grado de protección                 | IP2X (con paneles cerrados), IP65 (para compartimentos sellados)     |
| Normativa aplicable                 | IEC 62271-200 / IEC 60694 / IEC 60265                                |
| Tipo de interruptor                 | Interruptor-seccionador en SF <sub>6</sub>                           |
| Sistema de puesta a tierra          | Con seccionador de puesta a tierra visible                           |
| Seguridad operativa                 | Mando mecánico con enclavamientos y mirilla de verificación          |
| Compatibilidad SCADA                | Comunicación vía protocolo IEC 61850 / Modbus / Profibus             |
| Instalación                         | Integrada dentro de la torre del aerogenerador o edificio de control |
| Mantenimiento                       | Bajo, revisiones periódicas cada 5 años o 10.000 maniobras           |

| Sistema de control y comunicaciones |                                                    |
|-------------------------------------|----------------------------------------------------|
| SCADA                               | Integrado con acceso remoto                        |
| Protocolo de comunicación           | IEC 60870-5-104 / IEC 61850 / Modbus TCP/IP        |
| Supervisión                         | Temperatura, vibraciones, viento, producción, etc. |
| Sistema de seguridad                | Detección de fallo + parada automática             |
| Temperatura de operación            | –20 °C a +40 °C                                    |
| Humedad relativa                    | 0–95 % (sin condensación)                          |
| Clase de viento                     | IEC IIA o S                                        |
| Ruido (a 100 m)                     | ≤ 104 dB(A) (ajustable según curtailment)          |
| Requisitos de cimentación           | Según norma DIN 1054 y EN 1997                     |

