



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN A CORUÑA

Autor: Antonio Ridruejo Tuñón

Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

Proyecto de ejecución de un parque eólico terrestre en España

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2023/24 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Antonio Ridruejo Tuñón

Fecha: 21 / 07 / 2024

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

ALONSO ALONSO
CONSOLACION -
05408293G

Firmado digitalmente por
ALONSO ALONSO
CONSOLACION - 05408293G
Fecha: 2024.07.23 12:33:12
+02'00'

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha://



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN A CORUÑA

Autor: Antonio Ridruejo Tuñón

Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agradecimientos

A Consuelo Alonso, por su atención y compromiso durante el desarrollo de este trabajo.

A la empresa Vortex FDC y a Jordi Ferrer, por proporcionar los datos de viento necesarios para este estudio.

A todos los profesores de ICAI por todo lo que he aprendido de ellos a lo largo de estos años.

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN ESPAÑA

Autor: Ridruejo Tuñón, Antonio.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

El proyecto de desarrollo de un parque eólico terrestre en España se ha completado con éxito. Se ha seleccionado una ubicación óptima en los términos municipales de Tordoia y Val Do Dubra, A Coruña; resultando en un parque de 48 MW de potencia instalada. El proyecto ha demostrado ser económicamente viable, generando rentabilidades a sus inversores a través de la venta de energía, a la vez que contribuye a la transición a un modelo eléctrico renovable y sostenible.

Palabras clave: Parque eólico, A Coruña, energía renovable, sistema eléctrico.

1. Introducción

El presente trabajo de fin de grado aborda las diferentes fases de desarrollo de un parque eólico terrestre en España.

Se ha realizado dividiendo el proyecto en las siguientes fases:

- Elección de la ubicación óptima
- Estudio analítico del viento
- Estudio de la producción del parque
- Diseño de infraestructura eléctrica
- Diseño de infraestructura civil
- Presupuesto
- Estudio de viabilidad económica

Los diferentes estudios, cálculos y diseños realizados a lo largo del desarrollo, se han basado en los conocimientos de ingeniería industrial obtenidos a lo largo del grado.

2. Fases de desarrollo

Para el desarrollo del proyecto, como se ha dicho, lo primero es la elección de la ubicación óptima en la que se va a realizar el desarrollo. Este estudio se detalla en el Anexo I del presente trabajo.

Se establecieron unos criterios de puntuación básicos y después de buscar diferentes opciones, se compararon 3 ubicaciones viables. Por los criterios de puntuación establecidos, se eligió la ubicación en los alrededores de Abelenda, provincia de A Coruña.

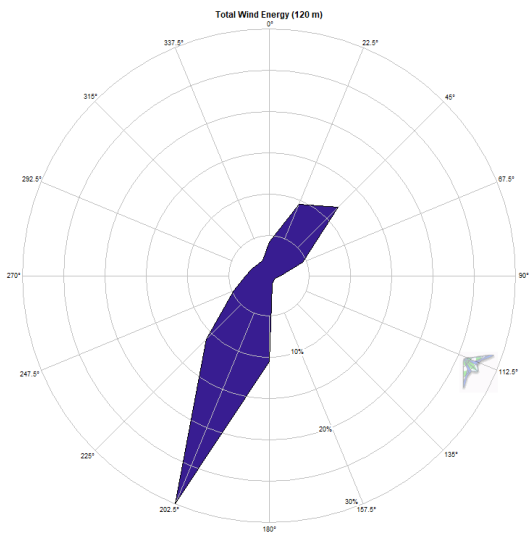
En este emplazamiento se planteó la cantidad y ubicación óptima de los aerogeneradores para conseguir un parque de la potencia instalada deseada: 50 MW.

Para este planteamiento, se analizó el recurso eólico en la zona del parque. Se obtuvieron 2 series temporales en la ubicación media a las alturas de 100 y 120 metros. Los principales datos de viento obtenidos fueron los siguientes:

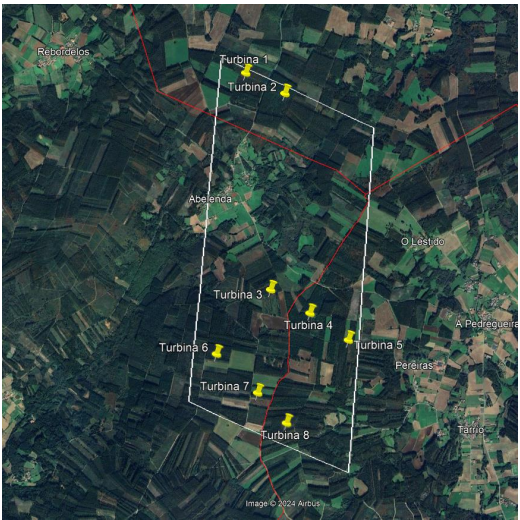
Altura (m)	120	100
Velocidad media del viento (m/s)	7,499	7,193
Densidad de potencia media (W/m ²)	438	384

Se consideran unas velocidades y densidades de potencia medias suficientemente buenas para el desarrollo de un parque eólico en ese emplazamiento.

A continuación, se adjunta la rosa de los vientos de energías de la serie a 120 metros.



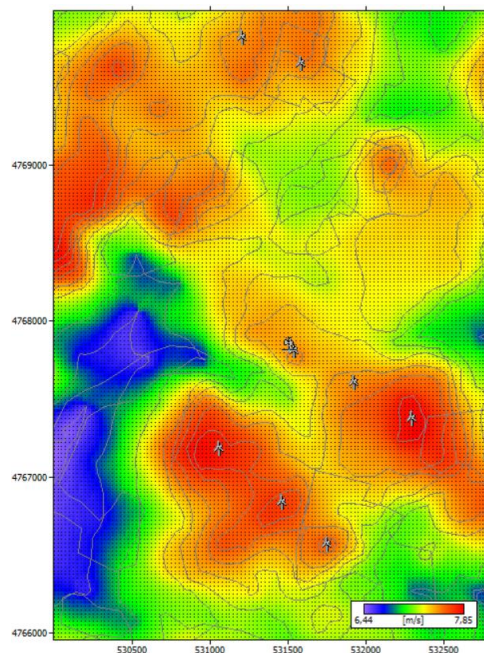
Se decidió instalar 8 aerogeneradores, ubicados en las zonas de mayor rendimiento técnico siempre teniendo en cuenta las condiciones medioambientales. Estas zonas coinciden con zonas de mayor altura y alineaciones perpendiculares a la dirección predominante del viento que se puede observar en la rosa de los vientos. Se adjunta la vista aérea de la disposición de aerogeneradores:



Una vez conocidos datos de viento y ubicación de los aerogeneradores se pudo realizar una simulación de la producción anual del parque en función de diferentes modelos de turbina del mercado. Se decidió que los aerogeneradores tendrían una altura de buje de 120 metros debido a las mejores características del viento a esa altura. Tras comparar 3 modelos de turbina, las producciones obtenidas fueron las siguientes:

Turbina	Potencia instalada	Producción	Horas equivalentes	Factor de capacidad
Vestas	50,4 MW	159,43 GWh	3163,22 h	36,11 %
GE	48 MW	162,64 GWh	3388,28 h	38,68 %
Nordex	49 MW	145,69 GWh	2973,41 h	33,94 %

Por tanto, se ha decidido utilizar la turbina de General Electric en el parque, resultando en una potencia instalada de 48 MW y una producción de 162,64 GWh anuales. El estudio de producción se consigue gracias a una simulación en la que, a partir de los datos de viento en unas coordenadas y datos del terreno (orografía, rugosidad) se extrapola un campo de vientos a toda la zona del parque. A continuación, se muestra ese campo de vientos:



Más tarde se diseñó la infraestructura eléctrica y civil necesarias para la viabilidad técnica del proyecto. Para ello, se tuvieron en cuenta las consideraciones y normativa de España al respecto.

La generación de energía de los aerogeneradores se realiza a nivel de tensión de 690 V. La máquina instalada en la góndola de este modelo de aerogenerador es una máquina de

inducción doblemente alimentada (DFIG) que a través del trafo del aerogenerador sale a las celdas a 30 kV.

El cableado de este nivel de tensión, se selecciona en base al reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión. Más tarde, en la subestación del parque eólico se eleva a 220 kV, y a este nivel de tensión el parque vierte la energía a la red en la subestación Mesón do Vento.

Respecto a la obra e infraestructura civil, se han diseñado los viales de acceso y conexión interna del parque, además de las zanjas que albergan la infraestructura de media tensión, la cimentación de los aerogeneradores, y las características básicas que se requieren en la SET de nuestro parque eólico.

Con todo ello, se ha podido evaluar la calidad financiera y medioambiental del proyecto, resultando ser viable y beneficioso para el sistema.

3. Resultados y viabilidad económica

Como se ha dicho, la producción anual neta obtenida en el proyecto es de 162,64 GWh. La principal fuente de ingresos del parque será la venta de esta energía, obteniendo los ingresos estimados de esta forma:

- Ingresos (€) = Producción (MWh) x Precio de venta (€/MWh)

Por otra parte, para la estimación de los costes se incluyen los siguientes:

- Los costes de construcción del proyecto, CAPEX (capital expenditure), fundamentados en las ofertas de aerogeneradores y el Balance of Plant BOP /Balance of System BOS resto de obras e instalaciones
- Los costes de operación y mantenimiento, OPEX (operational expenditure). Serán los costes que se deberán asumir año a año, para continuar con la explotación del parque eólico. Serán costes como el mantenimiento de los aerogeneradores, costes del terreno y otros costes de mantenimiento y operación. A estos últimos, dado que la vida útil del proyecto es de 20 años, se le debe sumar la inflación interanual estimada, en este caso un 1,5%.
- Los costes de desarrollo, DEVEX (development expenditure), que incluyen ingeniería, permisos, licencias, etc

Según lo detallado en el Anexo III, los costes totales de desarrollo del proyecto ascienden a la cantidad de 59.508.382,18 €. De ese coste total el Equity=11.901,68 (20%) viene de fondos propios y la Deuda=47.606,71(80%) vendrá de préstamos bancarios.

Un desglose simple del presupuesto es el siguiente:

Costes	
Obra civil	1.864.372,85 €
Instalación eléctrica	4.017.171,00 €
Aerogeneradores	43.200.000,00 €
CAPEX	49.081.543,85 €
Coste de desarrollo	925.500,00 €

Total	50.007.043,85 €
Gastos generales	8.001.127,02 €
Beneficio industrial	1.500.211,32 €
TOTAL EJECUCIÓN	59.508.382,18 €

En el Anexo IV se han obtenido 2 valores distintos de VAN, el del proyecto y el del accionista.

- VAN del proyecto = 8.712,78 k€
- VAN del accionista = 6.374,24 k€

Ambos valores son mayores que 0 por lo tanto se confirma la viabilidad del proyecto. Es lógico que el VAN del accionista sea menor ya que descuenta los costes de la inversión financiada con deuda, pero se verá con TIR que la rentabilidad es mayor:

- TIR del proyecto = 7,17 %
- TIR del accionista = 16,69 %

Por último, en el Anexo IV también se puede ver como el tiempo que se tarda en recuperar la inversión es:

- de 11 años para el proyecto
- de 6 años para el accionista.

WACC	5,4%
VAN PROYECTO	8.712,78 k€
VAN ACCIONISTA	6.374,24 k€
TIR PROYECTO	7,17 %
TIR ACCIONISTA	16,69 %
PAY BACK PROYECTO	11 años
PAY BACK ACCIONISTA	6 años

4. Conclusión

El proyecto ha sido diseñado cuidadosamente para asegurar su viabilidad técnica, considerando todos los factores relevantes como la ubicación, la tecnología, los recursos disponibles y las regulaciones ambientales. Desde un punto de vista económico, el análisis financiero demuestra que el proyecto es rentable, con una tasa interna de retorno (TIR) dentro del rango esperado para este tipo de infraestructuras. En términos de impacto ambiental, el proyecto tendrá un efecto positivo al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y la contaminación del aire. Adicionalmente, contribuirá a la diversificación de la matriz energética y a la seguridad energética del país.

EXECUTION PROJECT OF A LAND-BASED WIND FARM IN SPAIN

Author: Ridruejo Tuñón, Antonio.

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT

The development project for an onshore wind farm in Spain has been successfully completed. An optimal location was selected within the municipalities of Tordoia and Val Do Dubra, A Coruña, resulting in a wind farm with an installed capacity of 48 MW. The project has proven to be economically viable, generating returns for investors through the sale of energy while contributing to the transition to a renewable and sustainable electric model.

Keywords: Wind farm, A Coruña, renewable energy, electrical system.

1. Introduction

This final degree project addresses the various development phases of an onshore wind farm in Spain. The project is divided into the following phases:

- Selection of the optimal location
- Analytical wind study
- Study of park production
- Design of electrical infrastructure
- Design of civil infrastructure
- Budgeting
- Economic feasibility study

The various studies, calculations, and designs conducted throughout the development are based on the industrial engineering knowledge acquired during the degree.

2. Project Definition

As mentioned, the first step in the project development is the selection of the optimal location. This study is detailed in Annex I of this report. Basic scoring criteria were established, and after exploring different options, three viable locations were compared. Based on the established scoring criteria, the location around Abelenda, province of A Coruña, was chosen. In this site, the optimal number and placement of wind turbines were proposed to achieve the desired installed capacity of 50 MW.

For this proposal, the wind resource in the park area was analysed. Two time series were obtained at the average location at heights of 100 and 120 meters. The main wind data obtained were as follows:

Height (m)	120	100
Mean wind speed (m/s)	7,499	7,193
Mean power density (W/m ²)	438	384

These average speeds and power densities are considered sufficiently good for the development of a wind farm in this location. Below is the wind energy rose for the series at 120 meters.

Eight wind turbines were decided to be installed, located in the areas of highest technical performance while considering environmental conditions. These areas coincide with higher altitudes and alignments perpendicular to the predominant wind direction observed in the wind rose. Below is the aerial view of the wind turbine layout.

Once the wind data and the wind turbine locations were known, an annual production simulation of the park was performed based on different turbine models available on the market. It was decided that the wind turbines would have a hub height of 120 meters due to the better wind characteristics at that height. After comparing three turbine models, the obtained productions were as follows:

Turbine	Installed power	Production	Net hours	Capacity factor
Vestas	50,4 MW	159,43 GWh	3163,22 h	36,11 %
GE	48 MW	162,64 GWh	3388,28 h	38,68 %
Nordex	49 MW	145,69 GWh	2973,41 h	33,94 %

Therefore, the General Electric turbine was chosen for the park, resulting in an installed capacity of 48 MW and an annual production of 162.64 GWh. The production study was achieved through a simulation where, based on wind data at certain coordinates and terrain data (orography, roughness), a wind field was extrapolated to the entire park area. Below is the wind field.

Subsequently, the necessary electrical and civil infrastructure was designed to ensure the project's technical viability, considering Spain's regulations and standards. The energy generation of the wind turbines occurs at a voltage level of 690 V. The machine installed in the nacelle of this wind turbine model is a doubly-fed induction generator (DFIG) that exits to the 30 kV cells through the wind turbine transformer. The wiring at this voltage level is selected based on the regulations on technical conditions and safety guarantees in high-voltage power lines. Later, at the wind farm substation, it is stepped up to 220 kV, and at this voltage level, the park injects energy into the grid at the Mesón do Vento substation.

Regarding the civil works and infrastructure, the access roads and internal connections of the park were designed, as well as the trenches housing the medium-voltage infrastructure, the wind turbine foundations, and the basic characteristics required in our wind farm's substation (SET).

With all this, the project's financial and environmental quality was evaluated, proving to be viable and beneficial for the system.

3. Results and Economic Viability

As mentioned, the net annual production obtained in the project is 162.64 GWh. The main source of income for the park will be the sale of this energy, with estimated revenues calculated as follows:

- Revenue (€) = Production (MWh) x Sale price (€/MWh)

For the cost estimation, the following were included:

- Construction costs (CAPEX), based on wind turbine offers and the Balance of Plant (BOP) / Balance of System (BOS) for other works and installations.
- Operation and maintenance costs (OPEX), which are annual costs required to continue the wind farm operation. These include maintenance of the wind turbines, land costs, and other operational and maintenance expenses. Given the project's useful life of 20 years, an estimated annual inflation rate of 1.5% is added.
- Development costs (DEVEX), which include engineering, permits, licenses, etc.

According to the details in Annex III, the total development costs of the project amount to €59,508,382.18. Of this total cost, the equity (20%) comes from own funds and the debt (80%) from bank loans.

A simple budget breakdown is as follows:

Costs	
Civil Works	1.864.372,85 €
Electrical installation	4.017.171,00 €
Wind turbines	43.200.000,00 €
CAPEX	49.081.543,85 €
Development cost	925.500,00 €
Total	50.007.043,85 €
General expenses	8.001.127,02 €
Industrial profit	1.500.211,32 €
TOTAL EXECUTION	59.508.382,18 €

In Annex IV, two different NPV values were obtained, one for the project and one for the shareholder.

- Project NPV = 8,712.78 k€
- Shareholder NPV = 6,374.24 k€

Both values are greater than 0, confirming the project's viability. The shareholder NPV is logically lower as it discounts the costs of the investment financed with debt, but it is seen with IRR that the profitability is higher:

- Project IRR = 7.17%
- Shareholder IRR = 16.69%

Finally, Annex IV also shows the investment recovery time:

- 11 years for the project
- 6 years for the shareholder

WACC	5,4%
Project NPV	8.712,78 k€
Shareholder NPV	6.374,24 k€
Project IRR	7,17 %
Shareholder IRR	16,69 %
Project Payback Period	11 years
Shareholder Payback Period	6 years

4. Conclusions

The project has been carefully designed to ensure its technical viability, considering all relevant factors such as location, technology, available resources, and environmental regulations. From an economic perspective, the financial analysis demonstrates that the project is profitable, with an internal rate of return (IRR) within the expected range for this type of infrastructure. In terms of environmental impact, the project will have a positive effect by reducing greenhouse gas emissions and air pollution. Additionally, it will contribute to the diversification of the energy mix and the energy security of the country.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	10
1.1 Historia de la energía eólica	10
1.2 Contexto de la energía eólica en España	10
1.3 Contexto del mercado eólico mundial	12
1.4 Justificación del proyecto	14
Capítulo 2. Normativa y reglamentación	15
2.1 Instalaciones eléctricas	15
2.2 Generación de energía renovable	17
2.3 Obra civil	17
2.4 Medioambientales	18
2.5 Seguridad y salud en el trabajo	19
Capítulo 3. Emplazamiento	20
3.1 Localización y características	20
3.2 Justificación de la implantación del parque eólico en el área elegida.	22
Capítulo 4. Estudio eólico	23
4.1 Introducción	23
4.2 Datos de viento	24
4.3 Topografía	25
4.4 Densidad del aire	26
4.5 Curva de potencia y coeficiente de empuje de las turbinas	27
4.6 Localización de los aerogeneradores	29
4.7 Resultados estadísticos	30
4.8 Rosas de viento	31
4.9 Rafagosidad del viento	36
4.10 Análisis de vientos extremos	37
4.11 Perfil vertical del viento	39
Capítulo 5. Estudio de producción	40
5.1 Simulación del campo de vientos	42
5.2 Producción con turbina Vestas	44

5.3	Producción con turbina General Electric.....	45
5.4	Producción con turbina Nordex.....	46
5.5	Resumen de producción	47
5.6	Conclusiones	47
Capítulo 6. Aerogenerador.....		48
6.1	Especificaciones del aerogenerador	48
6.2	Rotor.....	48
6.3	Palas	49
6.4	Generador	49
6.5	Transformador	49
6.6	Torre.....	49
6.7	Curva de potencia y coeficiente de empuje.....	50
Capítulo 7. Criterios de diseño.....		52
7.1	Niveles de tensión del parque eólico	52
7.1.1	Baja tensión.....	52
7.1.2	Media tensión	52
7.2	Niveles de aislamiento de la aparamenta.....	52
7.3	Intensidades de defecto	53
7.4	Medioambiental.....	53
7.5	Grado de protección	54
Capítulo 8. Infraestructura eléctrica		55
8.1	Red de baja tensión.....	55
8.2	Transformador baja / media tensión.....	56
8.3	Celdas de media tensión.....	56
8.4	Cables de media tensión.....	58
8.5	Cables de fibra óptica.....	59
8.6	Cables de puesta a tierra.....	60
8.7	Subestación eléctrica	61
8.7.1	Emplazamiento	61
8.7.2	Edificio	62
8.7.3	Transformador de potencia	62
8.7.4	Seccionador	63

8.7.5 Interruptor	64
8.7.6 Autoválvula.....	65
8.7.7 Transformador de intensidad	66
8.7.8 Transformador de tensión	67
Capítulo 9. Obra civil.....	68
9.1 Accesos del parque.....	68
9.2 Viales interiores.....	68
9.3 Cimentaciones	69
9.4 Zanjas de cables.....	70
Capítulo 10. Plazo de ejecución	72
Capítulo 11. Presupuesto de ejecución	73
Capítulo 12. Estudio económico	74
12.1 Ingresos estimados	74
12.2 Costes estimados	74
12.3 Flujos de caja.....	76
12.4 Indicadores financieros.....	77
12.4.1 Valor actual neto (VAN).....	77
12.4.2 Tasa interna de retorno (TIR)	78
12.4.3 Payback o Período de recuperación de la inversión.....	79
12.5 Coste medio ponderado del capital (WACC).....	79
Capítulo 13. Contaminación evitada.....	82
Capítulo 14. Alineación con los ODS	83
Capítulo 15. Conclusiones.....	86
Capítulo 16. Bibliografía.....	88
Anexo I: Selección del emplazamiento	
Anexo II: Cálculos eléctricos	

Anexo III: Estudio económico

Anexo IV: Presupuesto detallado

Anexo V: Modelo de flujos de caja

Anexo VI: Planos

Anexo VII: Catálogos de cables

Índice de figuras

Figura 1 - Estructura de generación en España en 2024.....	11
Figura 2 - Nuevas instalaciones en los últimos años	13
Figura 3 - Evolución de la potencia instalada en los últimos años.....	14
Figura 4 - Vista aérea del parque.....	21
Figura 5 - Orografía del emplazamiento.....	25
Figura 6 - Curva de potencia y coeficiente de empuje Nordex	27
Figura 7 - Curva de potencia y coeficiente de empuje GE.....	28
Figura 8 - Curva de potencia y coeficiente de empuje Vestas.....	28
Figura 9 - Vista aérea de los aerogeneradores	30
Figura 10 - Distribución de Weibull.....	31
Figura 11 - Distribución de la energía del viento	32
Figura 12 - Rosa de la energía del viento	32
Figura 13 - Distribución de las frecuencias del viento	33
Figura 14 - Rosa de la frecuencia del viento	33
Figura 15 - Distribución de la densidad de potencia	34
Figura 16 - Rosa de la densidad de potencia	34
Figura 17 - Perfil horario de la velocidad del viento	36
Figura 18 - Perfil estacional de la velocidad del viento	36
Figura 19 - Probabilidad de exceder un valor de viento.....	37
Figura 20 - Probabilidad acumulada de exceder un valor de viento	37
Figura 21 - Velocidad de viento extremo según período de retorno	38
Figura 22 - Perfil vertical del viento.....	39
Figura 23 - Topografía digital del emplazamiento	40
Figura 24 - Mapa de isoventas de velocidades de viento	42
Figura 25 - Mapa de isoventas de densidad de potencia	43
Figura 26 - Mapa de elevaciones.....	43
Figura 27 - Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador	51
Figura 28 - Esquema de la máquina DFIG	55

Figura 29 - Tipos de celdas usadas	58
Figura 30 - Seccionador.....	63
Figura 31 - Interruptor	64
Figura 32 - Autoválvula.....	65
Figura 33 - Transformadores de intensidad	66
Figura 34 - Transformadores de tensión.....	67
Figura 35 - TIR.....	78
Figura 36 - Objetivos de desarrollo sostenible	83

Índice de tablas

Tabla 1 - Poligonal del emplazamiento	20
Tabla 2 - Coordenadas de los aerogeneradores	20
Tabla 3 - Resumen de las series temporales de viento	24
Tabla 4 - Coordenadas de los aerogeneradores	29
Tabla 5 - Resultados estadísticos de la simulación.....	30
Tabla 6 - Estimadores de la distribución de Weibull	31
Tabla 7 - Resumen de las distribuciones del viento por sectores	35
Tabla 8 - Factores de corrección por pérdidas.....	40
Tabla 9 - Producción de turbinas Vestas	44
Tabla 10 - Producción de turbinas General Electric.....	45
Tabla 11 - Producción de turbinas Nordex.....	46
Tabla 12 - Resumen de producción según cada alternativa.....	47
Tabla 13 - Características del rotor	48
Tabla 14 - Características de las palas.....	49
Tabla 15 - Características del generador	49
Tabla 16 - Características del transformador.....	49
Tabla 17 - Características de la torre	49
Tabla 18 - Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador.....	51
Tabla 19 - Niveles de aislamiento	52
Tabla 20 - Características del transformador del aerogenerador	56
Tabla 21 - Características de las celdas de MT	57
Tabla 22 - Celdas de cada aerogenerador	58
Tabla 23 - Tramos del circuito de MT.....	59
Tabla 24 - Características generales del cable.....	59
Tabla 25 - Características eléctricas cable MT.....	59
Tabla 26 - Coordenadas de la subestación SET Abelenda	61
Tabla 27 - Características técnicas del transformador de potencia	62
Tabla 28 - Características seccionador AT.....	63

Tabla 29 - Características interruptor AT	64
Tabla 30 - Características TIs	66
Tabla 31 - Diagrama de Gantt del proyecto	72
Tabla 32 - Presupuesto general de ejecución.....	73
Tabla 33 - Resumen de costes	75
Tabla 34 - FCF.....	76
Tabla 35 - Resumen financiero.....	81
Tabla 36 - Contaminación evitada.....	82

Índice de acrónimos

Acrónimo	Siglas	Descripción
AT	Alta Tensión	Niveles de voltaje altos en sistemas eléctricos.
BT	Baja Tensión	Niveles de voltaje bajos en sistemas eléctricos.
CAPEX	Capital Expenditure	Gasto de capital.
DEVEX	Development Expenditure	Gastos de desarrollo.
DFIG	Doubly Fed Induction Generator	Generador de inducción doblemente alimentado.
FC	Factor de Capacidad	Relación entre la energía producida y la energía potencial de un parque eólico.
GE	General Electric	Fabricante de aerogeneradores.
MT	Media Tensión	Niveles de voltaje intermedios en sistemas eléctricos.
MW	Megavatio	Unidad de potencia eléctrica.
MWh	Megavatio-hora	Unidad de energía.
OPEX	Operational Expenditure	Gasto operativo.
PE	Parque eólico	Instalación para la generación de energía eléctrica a partir del viento.
SET	Subestación Transformadora	Instalación eléctrica para transformar el voltaje de la electricidad.
SSAA	Sistemas Auxiliares	Sistemas de apoyo para el funcionamiento del parque eólico.
TI	Transformador de Intensidad	Dispositivo para medir la corriente eléctrica.
TIR	Tasa Interna de Retorno	Indicador financiero para medir la rentabilidad de una inversión.
TT	Transformador de Tensión	Dispositivo para medir el voltaje en un circuito.
UTM	Universal Transverse Mercator	Sistema de coordenadas para especificar ubicaciones geográficas.
VAN	Valor Actual Neto	Indicador financiero para evaluar la rentabilidad de proyectos.

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 HISTORIA DE LA ENERGÍA EÓLICA

El viento, a lo largo de la historia, ha sido venerado por su poder transformador y su capacidad para influir en la agricultura, la navegación y los equilibrios naturales. Desde la antigüedad, se le atribuía una fuerza divina y se aprovechaba en la navegación mediante velas, siendo los egipcios los primeros en utilizarlo hace más de 5000 años. Hace aproximadamente 3000 años, se inventaron los primeros molinos de viento en Babilonia para el bombeo de agua, extendiéndose luego por las civilizaciones mediterráneas.

Con el avance de la tecnología, a finales del siglo XIX surgieron los primeros aerogeneradores en Dinamarca, que convertían la energía cinética del viento en energía mecánica y luego en electricidad. Su popularidad ha crecido en las últimas décadas debido a su carácter renovable y su continua mejora en las técnicas de aprovechamiento. Actualmente, existen molinos individuales de más de 10 MW y parques eólicos de más de 500 MW, compitiendo con las grandes centrales eléctricas convencionales.

Este proyecto se enfoca en el desarrollo completo de un parque eólico terrestre en España, desde la selección del emplazamiento hasta su construcción y viabilidad económica.

1.2 CONTEXTO DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA

La energía eólica en España es un pilar fundamental en nuestro sistema eléctrico. Desde el año 2021 es la tecnología con más peso en el mix de generación, por delante de la nuclear. Su crecimiento ha sido exponencial, llegando a tener más de 30 GW instalados en 2024 Red Eléctrica de España. “Potencia instalada del sistema eléctrico Nacional”. REData. Mayo, 2024. REData - Potencia instalada | Red Eléctrica (ree.es).[1].

A continuación, se muestra el mix de generación de energía eléctrica en España durante el presente año 2024:

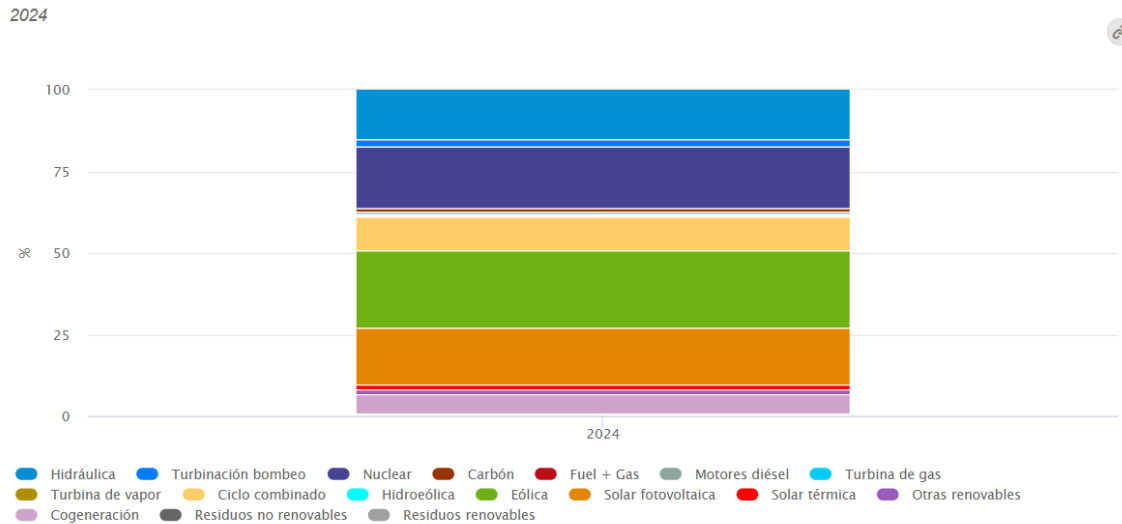


Figura 1 - Estructura de generación en España en 2024

En el que el desglose es el siguiente:

- Energía eólica: 23,7%
- Nuclear: 18,8%
- Energía solar fotovoltaica: 17,1%
- Energía hidráulica: 15,2%
- Ciclo combinado: 10,5%
- Cogeneración: 6%
- Turbina bombeo: 2,3%
- Otras renovables: 1,4%
- Carbón: 1%
- Motores diésel: 0,9%
- Turbina de vapor: 0,5%
- Residuos renovables: 0,3%
- Turbina de gas: 0,2%
- Fuel + Gas: 0%

- Hidroeólica: 0%

Esto significa que a lo largo del 2024 solo un 19,9 % de la generación ha emitido CO₂ en España (Ciclo combinado, cogeneración, carbón, motores diésel, turbina de gas).

Además de ser la principal fuente de generación eléctrica, la energía eólica tiene como características fundamentales que utiliza un recurso renovable, el viento, y no emite ningún tipo de residuo al medio natural. Esto se traduce en más de 30 Millones de toneladas de CO₂ anuales. Según los datos de REE, la energía eólica ha sido responsable de una reducción del 26,6% de emisiones por generación eléctrica en 2024 [2].

Con todos los avances en tecnología eólica, se ha experimentado una reducción radical en los costes de implantación. En los últimos diez años, el precio de los aerogeneradores terrestres se ha reducido un 37 % y las baterías de litio que permiten almacenar la energía un 85 %. Con ello, la energía eólica es cada vez más barata y eficiente.[3]

Por otra parte, el impacto de la energía eólica va más allá de la energía limpia. Actualmente hay 30000 empleados directos del sector, y según la Asociación Empresarial Eólica, se va a duplicar esa cifra en 10 años. La conclusión es que el desarrollo de la actividad eólica en España permite a los municipios en que se localiza incrementar la riqueza y poder adquisitivo de sus habitantes (Deloitte y AEE, 2021) [5].

1.3 CONTEXTO DEL MERCADO EÓLICO MUNDIAL

En 2023, se añadieron 116,6 GW de nueva capacidad eólica a la red eléctrica global, lo que representa un incremento del 50% en comparación con 2022. Esto llevó la capacidad total instalada de energía eólica a 1021 GW, un crecimiento del 13% respecto al año anterior. Las nuevas instalaciones de energía eólica terrestre superaron los 100 GW, mientras que la capacidad eólica marina alcanzó casi 11 GW, haciendo de 2023 un año récord para ambos tipos de instalaciones.

New installations
GW

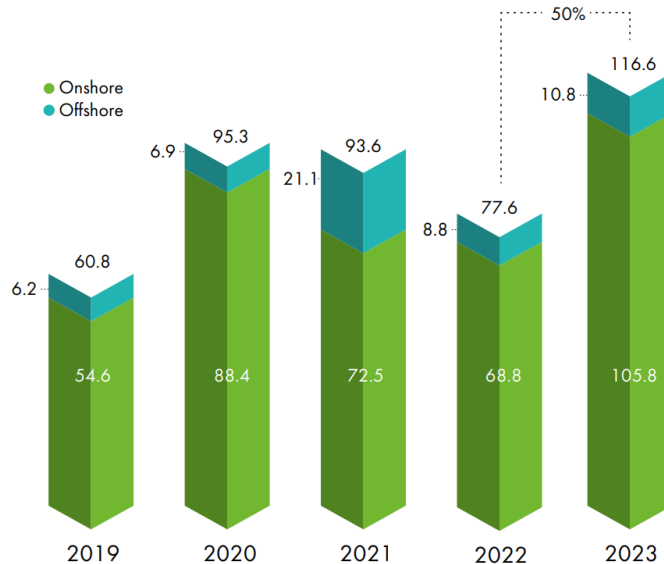


Figura 2 - Nuevas instalaciones en los últimos años

- Asia-Pacífico:

Ha consolidado su posición como el mayor mercado eólico del mundo, con un 71% de la cuota global y un crecimiento del 15% en comparación con 2022. Este crecimiento ha sido impulsado principalmente por China e India.

- Europa:

Ha instalado 18.3 GW de nueva capacidad eólica, con 16.2 GW en la UE-27, marcando un récord para el bloque. Sin embargo, su cuota de mercado global disminuyó un 9% en 2023.

- América del Norte:

Ha mantenido el tercer lugar, pero su cuota de mercado ha disminuido debido a la caída de las instalaciones eólicas terrestres en Estados Unidos, alcanzando su nivel más bajo desde 2014.

- América del Sur:

Tuvo un año récord, liderado por Brasil, y mantuvo una cuota de mercado global del 5%, seguido por África y Medio Oriente con un 0.9%.

En resumen, 2023 ha sido un año significativo para el mercado eólico global, con un crecimiento destacado en Asia-Pacífico y América Latina, y desafíos que apuntan a una evolución positiva en los próximos años.[4]

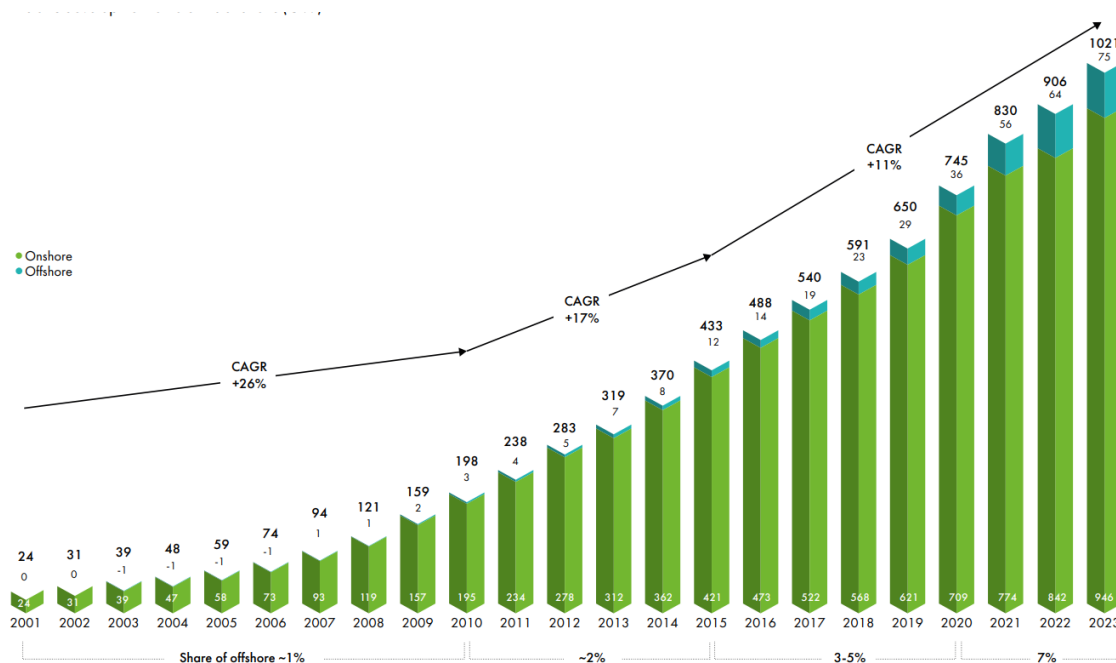


Figura 3 - Evolución de la potencia instalada en los últimos años

1.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto de este parque eólico surge por dos motivos:

- Necesidad social de producción energía renovable y limpia.
- Oportunidad de obtener un beneficio económico para sus promotores.

Capítulo 2. NORMATIVA Y REGLAMENTACIÓN

Para el correcto desarrollo del proyecto y sus posteriores tramitaciones administrativas se han tenido en cuenta las siguientes normativas y especificaciones:

2.1 *INSTALACIONES ELÉCTRICAS*

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (Modificado por RD 2351/2004, RD 1454/2005, RD 1634/2006, RD 661/2007, RD 485/2009).
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (B.O.E. nº 224 18/09/2002).
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 195/2020, de 11 de febrero, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.
- Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (B.O.E. 01/12/1982).
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Ley de Conservación de la Energía Nº 82/1980 (parcialmente derogada por la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional).
- Ley 40/1994, de 33 de diciembre, de ordenación del sistema eléctrico nacional. (BOE, de 31 de diciembre de 1994)
- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- Instrucciones y Normas Técnicas de la compañía distribuidora de electricidad de la zona.
- Real Decreto 198/2010 de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley de libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.
- Ministerio de Industria y Energía. Orden de 12 de abril de 1999 por la que se dictan las instrucciones técnicas complementarias al reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica.
- Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo, por el que se establecen la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, en los capítulos y artículos no derogados por el R.D. 661/2007.
- Normas y Recomendaciones de la Compañía Suministradora en general.
- Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red.

- Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

2.2 GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Ley 82/1980 de 30/12, sobre Conservación de la Energía.
- Decreto-ley 2/2022, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes para la agilización de la gestión de los fondos europeos y el impulso de la actividad económica en Castilla y León.

2.3 OBRA CIVIL

- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 997/2002, De 27 de septiembre, por el que se aprueba la norma de construcción sismorresistente: Parte general y Edificación (NCSR – 02).
- Real Decreto 1247/2008, de 18 de julio, por el que se aprueba la instrucción de hormigón estructural (EHE-08).
- Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Obras de Carreteras y Puentes.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación por la que establece las normas para la calidad de la construcción, la coordinación de los agentes involucrados en la obra y los derechos y deberes de los propietarios.
- Real Decreto 956/2008, de 6 de junio, por el que se aprueba la instrucción para la recepción de cementos (RC-08).

2.4 MEDIOAMBIENTALES

- Ley 7/2007, de 9 de julio, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental.
- Decreto 356/2010, de 3 de agosto, por el que se regula la autorización ambiental unificada.
- Real Decreto 1131/88, de 30 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución del Real Decreto Legislativo 1302/1986, de Evaluación de Impacto Ambiental.
- Ley 6/2001, de 8 de mayo, de modificación del R.D. legislativo 1.302/86, de Evaluación de Impacto Ambiental.
- Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.
- Ley 3/95, de 23 de marzo, de Vías Pecuarias, estatal.
- Ley de 21 de noviembre de 2003, de Montes.
- Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido.
- Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, que desarrolla la Ley 37/2003 del Ruido.
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.
- Real Decreto 849/86, de 11 de abril, por el que se aprueba el Reglamento de Dominio Público Hidráulico.
- Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas.
- Ley 5/99, de 29 de junio, de Prevención y Lucha contra los Incendios Forestales.
- Ley 43/2003, de 21 de noviembre de Montes.
- Ley 16/1985, de 25 de junio, del Patrimonio Histórico Español.
- Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y electrocución en líneas eléctricas de alta tensión

2.5 **SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO**

- Ley de Prevención de Riesgos Laborales. (Ley 31/1995)
- Disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción (R.D. 1627/1.997 de 24/10, BOE 256 DE 25/10/1.997).
- Disposiciones Mínimas en materia de Señalización de Seguridad y Salud en el Trabajo (R.D. 485/1.997 de 14/04, BOE NÚM. 97 DE 23/04/1.997).
- Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en los lugares de Trabajo. (R.D. 486/1.997 de 14/04, BOE NÚM. 97 de 23/04/1.997).
- Disposiciones mínimas de Seguridad y Salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de Trabajo. (R.D. 1215/1.997, de 18/07, BOE NÚM. 188 de 7/08/1.997).
- Ley 8/1980, del 1 de marzo, del Estatuto de los Trabajadores.
- Reglamento de Normas Básicas de seguridad minera (Real Decreto 863/85, 2/4/87) (B.O.E. 12/6/85).
- R.D. 614/01, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Otras disposiciones en materia de Seguridad y Salud, contenidas en los RR.DD.: 1316/1989, de 27 de octubre, 1407/92, de 20 de noviembre y 487/1997, de 14 de abril.

Capítulo 3. EMPLAZAMIENTO

3.1 LOCALIZACIÓN Y CARACTERÍSTICAS

Para el desarrollo del proyecto, se ha procedido al análisis del polígono delimitado por los siguientes vértices:

Vértice	Coordenada X UTM	Coordenada Y UTM
1	530.985	4.770.000
2	532.465	4.766.400
3	532.380	4.766.160
4	530.840	4.766.760

Tabla 1 - Poligonal del emplazamiento

Este recinto tiene un área total de 500 hectáreas. Dentro de esta área se ha procedido a la ubicación óptima de los aerogeneradores, teniendo en cuenta las restricciones y recomendaciones técnicas y ambientales. Finalmente, se ha decidido implantar 8 turbinas en las siguientes coordenadas:

Turbina	Coordenada X UTM	Coordenada Y UTM	Municipio
T1	531.210	4.769.783	Tordoia
T2	531.587	4.769.614	Tordoia
T3	531.544	4.767.770	Val Do Dubra
T4	531.925	4.767.568	Trazo
T5	532.297	4.767.336	Trazo
T6	531.066	4.767.144	Val Do Dubra
T7	531.470	4.766.802	Val Do Dubra
T8	531.756	4.766.530	Trazo

Tabla 2 - Coordenadas de los aerogeneradores

Para acceder a la localización, se puede acceder desde las carreteras AC-400 y DP-1914; encontrando después camino asfaltado entre los pueblos y aldeas de la zona: Abelenda, A Pedregueira, Niveiro do Medio, O Vilar.

A continuación, se adjunta la vista aérea del parque eólico, incluyendo su poligonal y las divisiones municipales:



Figura 4 - Vista aérea del parque

3.2 JUSTIFICACIÓN DE LA IMPLANTACIÓN DEL PARQUE EÓLICO EN EL ÁREA ELEGIDA.

El proyecto del Parque Eólico Abelenda se ha decidido realizar por los siguientes motivos:

- Localización estratégica: El emplazamiento es extenso, de fácil acceso y está suficientemente alejado tanto de núcleos urbanos, casas individuales y espacios naturales protegidos, minimizando el impacto ambiental y social.
- Potencial eólico: La zona cuenta con vientos constantes y de alta velocidad, asegurando una producción energética eficiente.
- Características del suelo: El terreno es adecuado para una correcta cimentación y excavación, garantizando la estabilidad de las infraestructuras.
- Interconexión eléctrica: La proximidad de la subestación eléctrica de REE Mesón do Vento facilita la integración de la energía generada al sistema eléctrico de transporte nacional.
- Impacto económico: La energía eólica contribuye significativamente a la economía local, generando ingresos y empleo.

La disposición de las turbinas se ha optimizado para maximizar la producción y minimizar el impacto ambiental, teniendo en cuenta las limitaciones ambientales, patrimoniales e infraestructurales existentes.

Capítulo 4. ESTUDIO EÓLICO

4.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo de este estudio es evaluar la calidad del recurso eólico de la localización que hemos seleccionado. El recurso eólico es la principal característica con la que evaluar la producción de un parque eólico, y, por tanto, su viabilidad económica. El recurso eólico se caracteriza por las siguientes variables:

- Velocidad: valores medios, máximos, mínimos y su variación temporal.
- Dirección: rosa de los vientos.
- Rugosidad.
- Cizalladura, o variación de la velocidad con la altura.
- Densidad del aire.
- Turbulencia o variabilidad de la velocidad del viento.
- Rafagosidad, o valores máximos.

Para el estudio, se procede a realizar una campaña de medición para unas coordenadas concretas dentro del layout del parque. Se colocará una estación anemométrica que tomará los datos del viento durante un período de tiempo determinado. Para el desarrollo de este trabajo, se usarán datos de viento de la compañía Vortex Factoria De Calculus SL, que nos ha proporcionado una serie temporal de 10 años de datos European ReAnalysis 5. Este sistema incluye datos de satélites, estaciones anemométricas y meteorológicos, ofreciendo datos de alta fiabilidad.

Con estas informaciones, además de informaciones sobre el terreno y las turbinas que se van a valorar, se procederán a hacer diferentes análisis utilizando software especializado como Windographer (Análisis del recurso eólico) y Wasp (Análisis de la producción del parque).

4.2 DATOS DE VIENTO

La campaña de medición proporcionada por la compañía Vortex Factoria de Calculus SL, incluye datos de viento con las siguientes características:

Altura de medición	Coordenadas UTM (ETSR89 H29)		Período de mediciones disponibles	
	X	Y	Desde	Hasta
100 m	531.511	4.767.818	Enero de 2014	Junio de 2024
120 m	531.511	4.767.818	Enero de 2014	Junio de 2024

Tabla 3 - Resumen de las series temporales de viento

Ambas series tienen los datos tomados cada 60 minutos e incluyen las siguientes columnas:

- Fecha (YYYYMMDD)
- Hora (HHMM)
- Velocidad del viento en m/s
- Ángulo de la veleta D en grados decimales (siendo 0° el norte geográfico).
- Temperatura en grados Celsius.
- Densidad del viento en kg/m³.
- Presión atmosférica en hectopascales (0,000987 atm)
- Número de Richardson, que da información sobre la estabilidad atmosférica de los flujos.
- Humedad relativa en porcentaje.
- RMOL [m⁻¹]: Medida de estabilidad atmosférica que relaciona las alturas de las diferentes capas de mezcla.

4.3 TOPOGRAFÍA

La orografía se ha obtenido utilizando datos del Centro Nacional de Información Geográfica y se presenta a continuación:

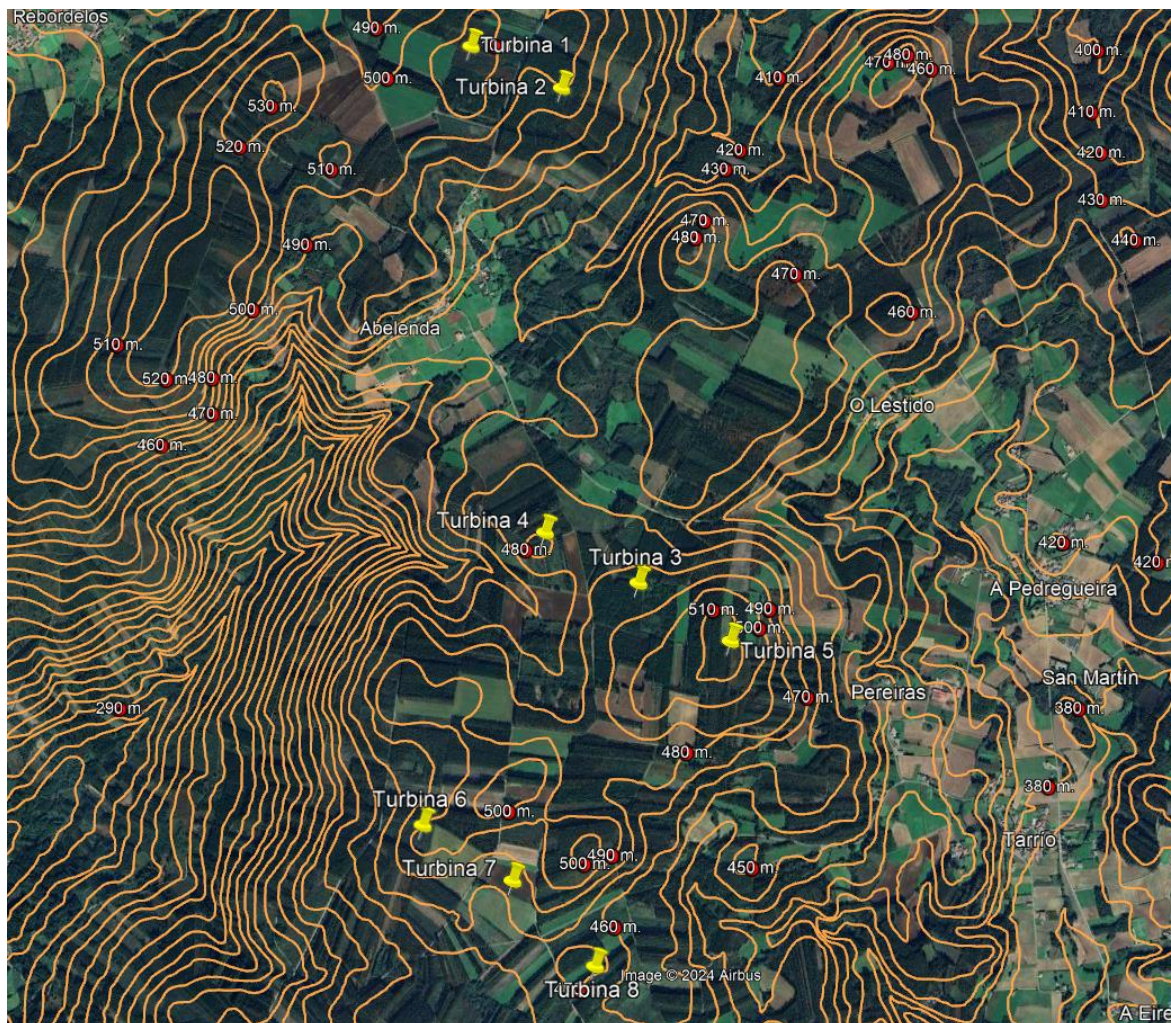


Figura 5 - Orografía del emplazamiento

Por otra parte, la rugosidad del terreno también se ha digitalizado, teniendo en cuenta las zonas de monte bajo, bosque y núcleos urbanos de la zona de alrededor del parque, con sus respectivos coeficientes de rugosidad.

La información topográfica completa se añadirá en conjunto como un input más al modelo.

4.4 DENSIDAD DEL AIRE

La energía que cada turbina extrae del viento depende directamente de la densidad del viento que empuja las palas. De hecho, es común que los fabricantes especifiquen las curvas de potencia para distintas densidades de aire. La densidad del aire depende de la altitud, la temperatura, y la presión atmosférica.

- Altura: La altura media de buje de las turbinas que se van a implantar es 120 metros. De media, las turbinas están a 480 metros sobre el nivel del mar por lo que:

$$h = 120 + 480 = 600 \text{ m}$$

- Temperatura: De los datos de Vortex, se ha obtenido que la temperatura media a 120 metros de altura es 6,5 °C.
- Presión atmosférica: Se calcula la presión atmosférica a 600 m con la siguiente fórmula:

$$P = P_0 \cdot e^{\frac{-g \cdot z}{R \cdot T}} = 1013,25 \cdot e^{\frac{-9,81 \cdot 600}{286,9 \cdot 279,65}} = 941,576 \text{ hPa}$$

Por tanto, la densidad media del aire en el emplazamiento de estudio será:

$$\rho = \frac{P}{R \cdot T} = \frac{941,576 \cdot 10^2}{286,9 \cdot 279,65} = 1,1772 \text{ kg/m}^3$$

4.5 CURVA DE POTENCIA Y COEFICIENTE DE EMPUJE DE LAS TURBINAS

Se han elegido 3 turbinas de algunos de los principales fabricantes: Nordex, Vestas y General Electric. Los parámetros técnicos de dichas turbinas se utilizarán como inputs de nuestro modelo para estudiar qué turbina sería la óptima para instalar.

A continuación, se presentan las curvas de potencia y coeficientes de empuje de dichas turbinas **interpoladas para la densidad del viento calculada**. Para calcularlas, se han utilizado las especificaciones técnicas de cada fabricante y se han interpolado para la densidad de viento calculada en el emplazamiento.

- Nordex: Delta4000 – N163/6.X

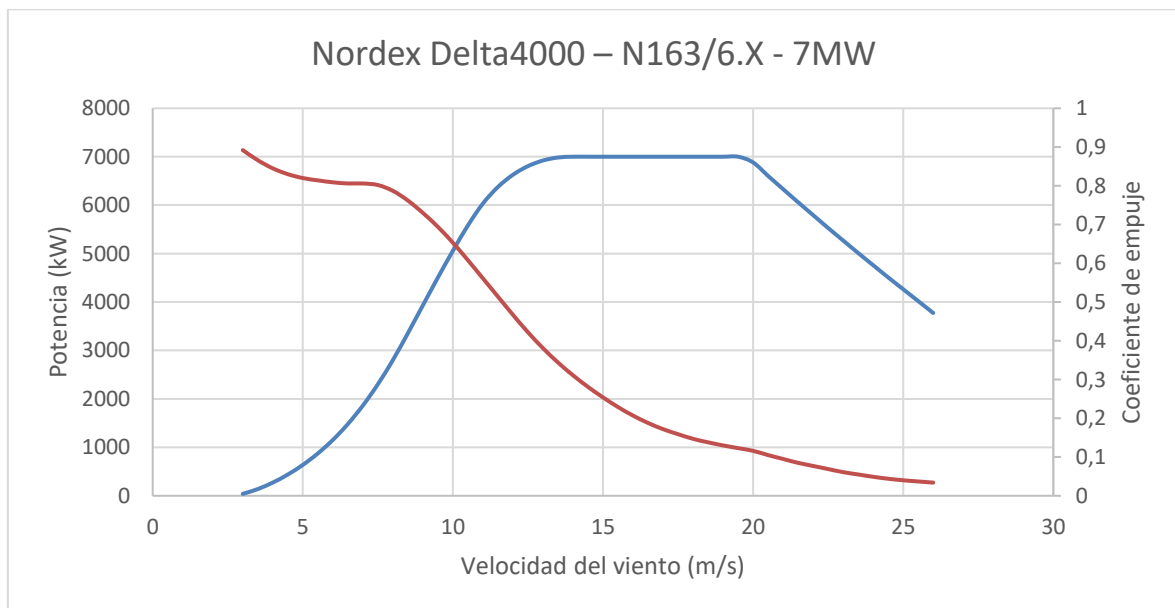


Figura 6 - Curva de potencia y coeficiente de empuje Nordex

- GE: Cypress 6.0-164

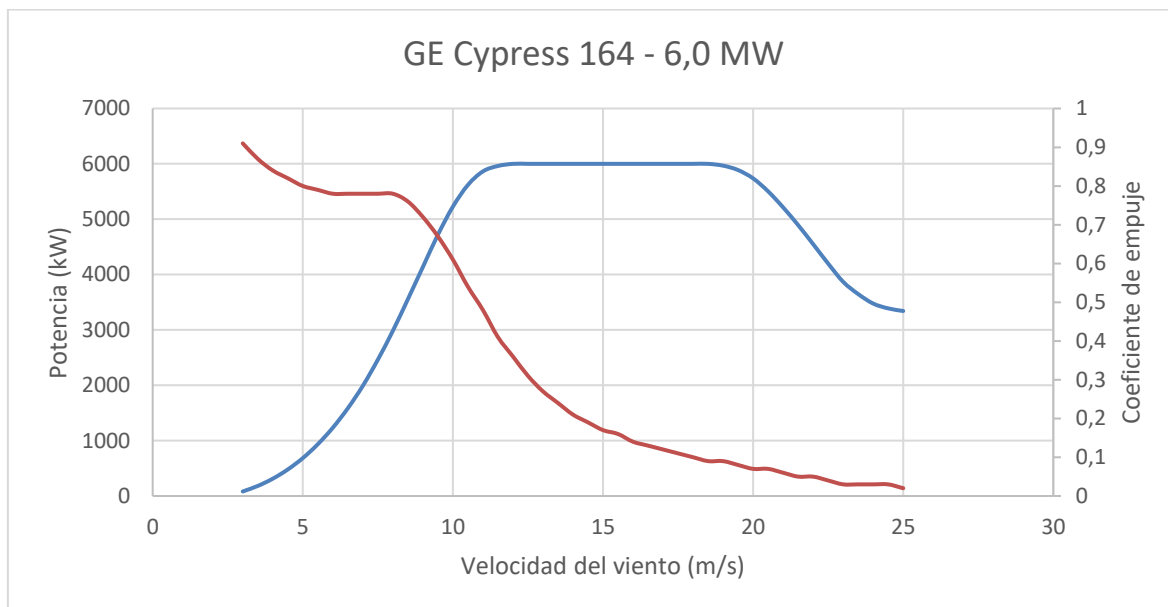


Figura 7 - Curva de potencia y coeficiente de empuje GE

- Vestas: EnVentus V172-7.2 MW

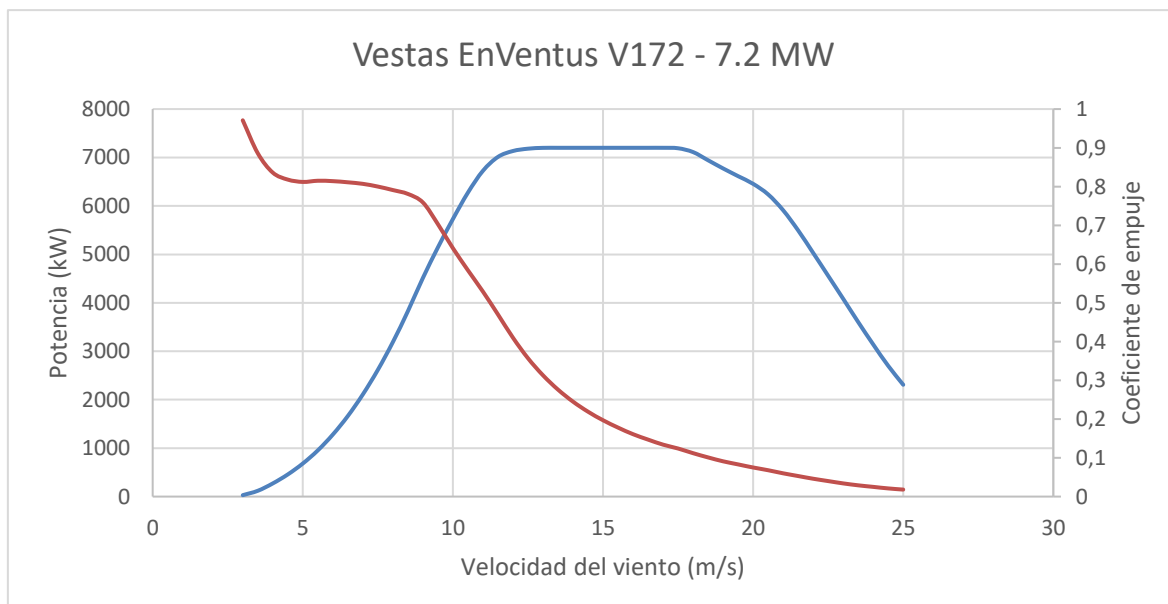


Figura 8 - Curva de potencia y coeficiente de empuje Vestas

4.6 LOCALIZACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

La localización de los aerogeneradores en coordenadas UTM, Huso 29N son las siguientes:

Turbina	Coordenada X	Coordenada Y	Municipio
T1	531.210	4.769.783	Tordoia
T2	531.587	4.769.614	Tordoia
T3	531.544	4.767.770	Val Do Dubra
T4	531.925	4.767.568	Trazo
T5	532.297	4.767.336	Trazo
T6	531.066	4.767.144	Val Do Dubra
T7	531.470	4.766.802	Val Do Dubra
T8	531.756	4.766.530	Trazo

Tabla 4 - Coordenadas de los aerogeneradores

A continuación, se presenta el mapa con las localizaciones de las turbinas:



Figura 9 - Vista aérea de los aerogeneradores

4.7 RESULTADOS ESTADÍSTICOS

Se presentan los resultados estadísticos proporcionados por el software windographer para ambas series de viento estudiadas (a 100m y a 120m):

Altura (m)	120	100
Velocidad media del viento (m/s)	7,499	7,193
Velocidad máxima del viento (m/s)	24,7	23,6
Weibull k	2,153	2,182
Weibull c (m/s)	8,467	8,125
Densidad de potencia media (W/m ²)	438	384
Contenido energético medio (kWh/m ² /año)	3839	3363
Número de registros	91800	91800
Registros válidos	91800	91800

Tabla 5 - Resultados estadísticos de la simulación

Se elegirá la serie de análisis de 120 m de altura ya que tiene unas características mejores y es más cercana a la altura de 165 m de rotor. A continuación, se muestra su distribución de Weibull, que nos muestra la distribución de frecuencias del viento para los diferentes intervalos de velocidad de 0,5 m/s. Dicha distribución se ha ajustado por los métodos de máxima verosimilitud, de mínimos cuadrados, y el propio de Wasp, como se muestra.

Algoritmo	Weibull k	Weibull c	Vmedia (m/s)	% Superior a la media	W/m ²	R ²
Máxima verosimilitud	2,153	8,467	7,499	46,3 %	459,8	0,99391
Mínimos cuadrados	2,151	8,464	7,496	46,3 %	459,7	0,99392
WASP	2,556	8,838	7,846	47,8 %	459,4	0,94972

Tabla 6 - Estimadores de la distribución de Weibull

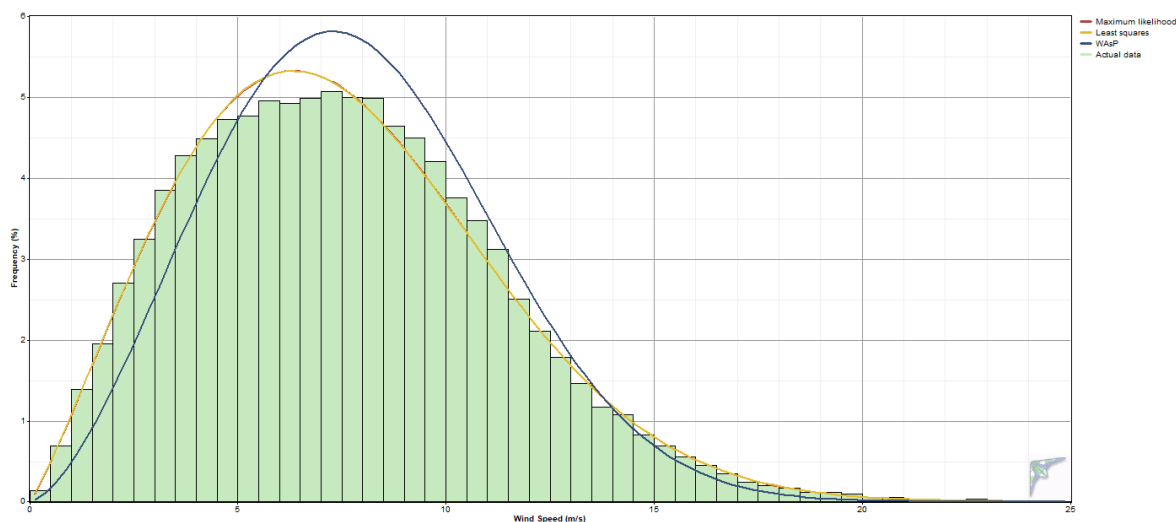


Figura 10 - Distribución de Weibull

4.8 ROSAS DE VIENTO

A continuación, se presentan las rosas de viento y los datos agrupados por sectores de frecuencias de viento (%), distribución de energía (%) y de densidad de potencia (W/m²):

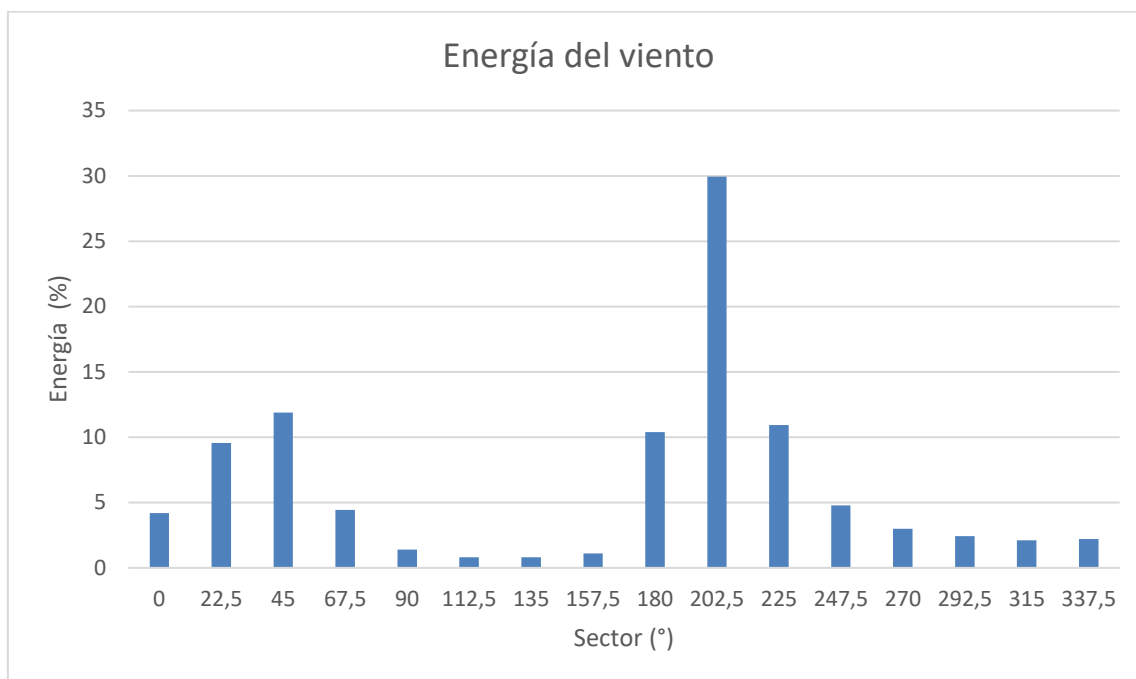


Figura 11 - Distribución de la energía del viento

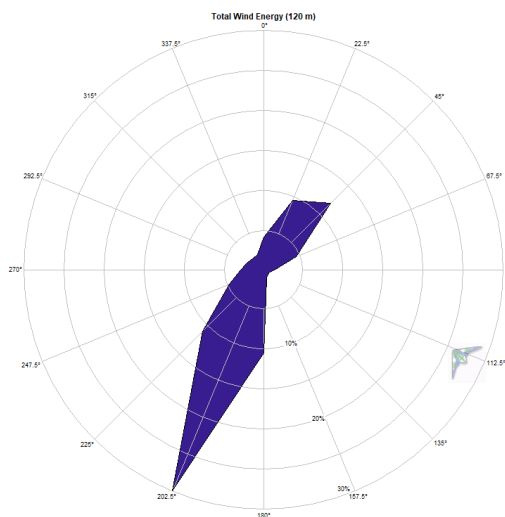


Figura 12 - Rosa de la energía del viento

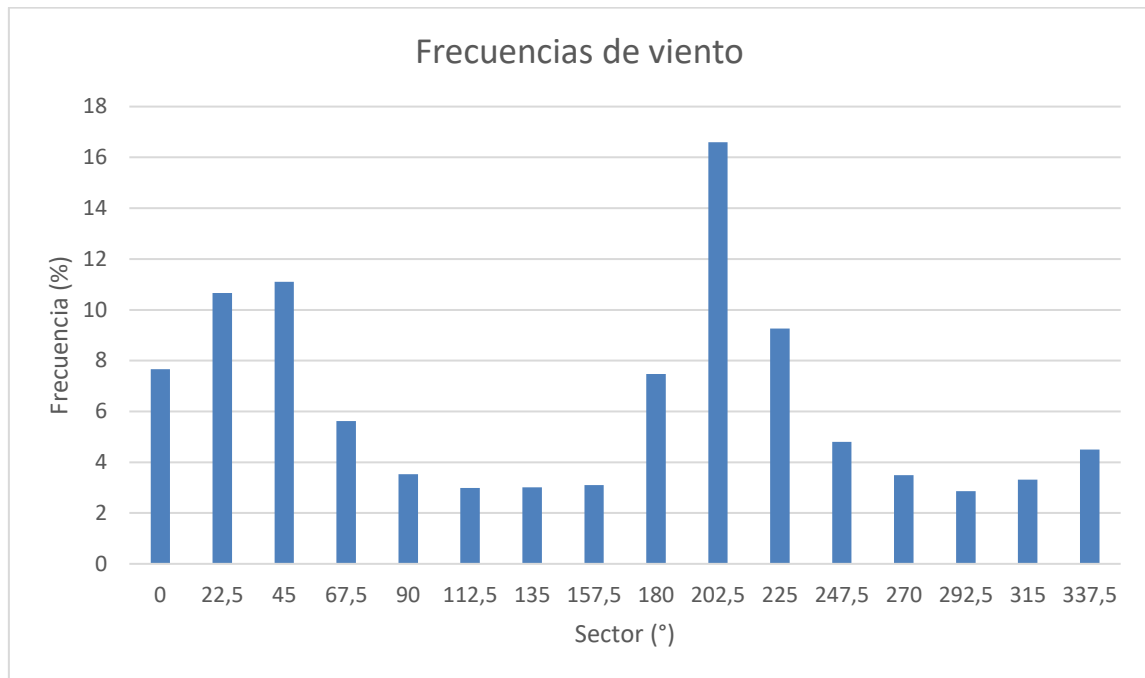


Figura 13 - Distribución de las frecuencias del viento

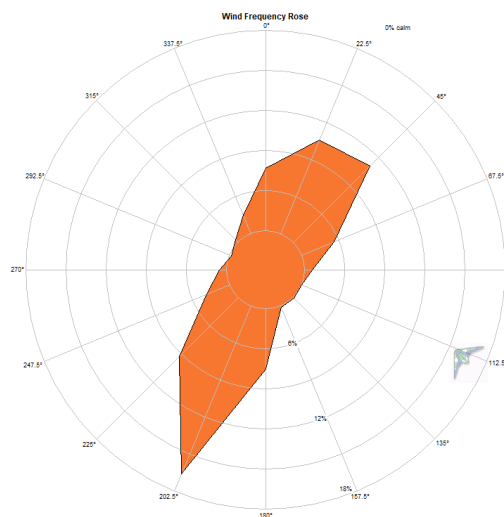


Figura 14 - Rosa de la frecuencia del viento

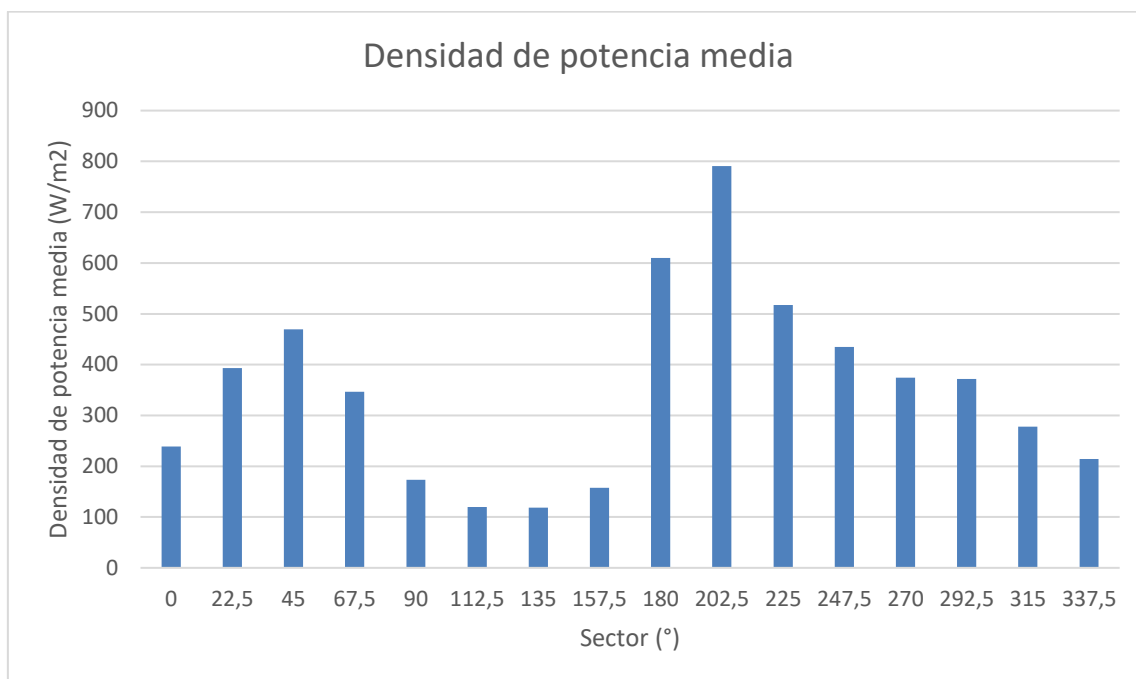


Figura 15 - Distribución de la densidad de potencia

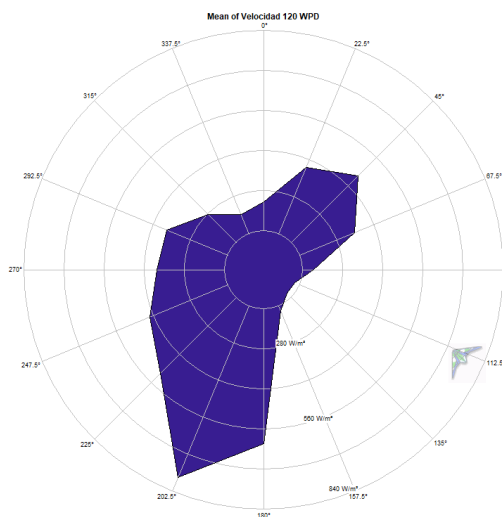


Figura 16 - Rosa de la densidad de potencia

Nótese que las rosas de los vientos y las tablas de distribución ofrecen la misma información. A continuación, se añade un resumen de esta información:

Tabla 7 - Resumen de las distribuciones del viento por sectores

Sector (°)	Densidad de Potencia (W/m ²)	Energía (%)	Frecuencia (%)
0	239,0948	4,1802	7,6623
22,5	393,294	9,5675	10,6612
45	469,2455	11,8945	11,1089
67,5	346,8898	4,4482	5,6198
90	173,6127	1,3982	3,5294
112,5	119,8528	0,8166	2,9858
135	118,3339	0,8139	3,0142
157,5	157,467	1,1139	3,1002
180	609,6872	10,3959	7,4728
202,5	790,6204	29,9529	16,6035
225	517,089	10,9287	9,2625
247,5	434,9979	4,7704	4,8061
270	374,5483	2,9894	3,4978
292,5	371,6923	2,4307	2,866
315	278,1965	2,1035	3,3137
337,5	214,1445	2,1967	4,4956

4.9 RAFAGOSIDAD DEL VIENTO

Para estudiar la estabilidad del viento, se presenta la variación de la velocidad del viento según la hora del día y según el mes del año.

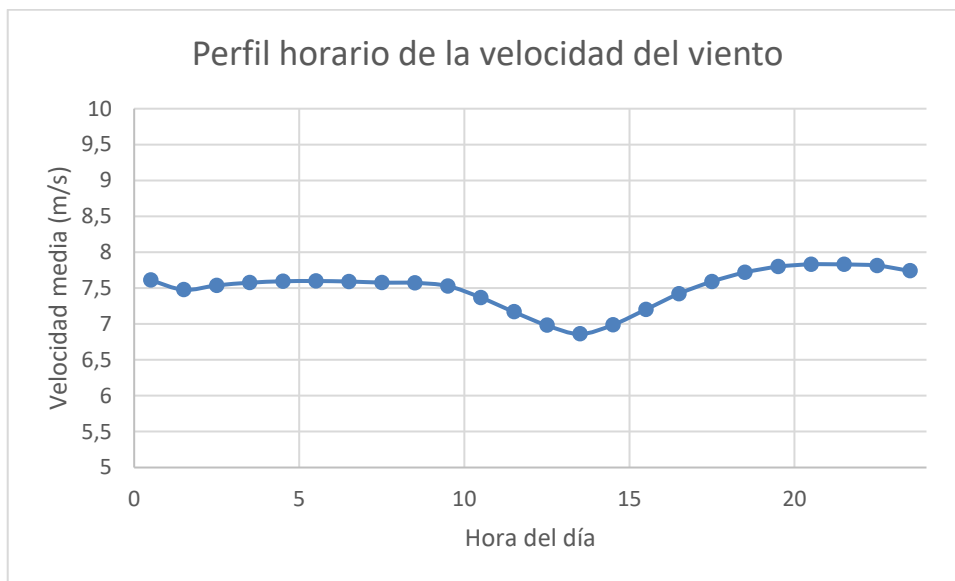


Figura 17 - Perfil horario de la velocidad del viento

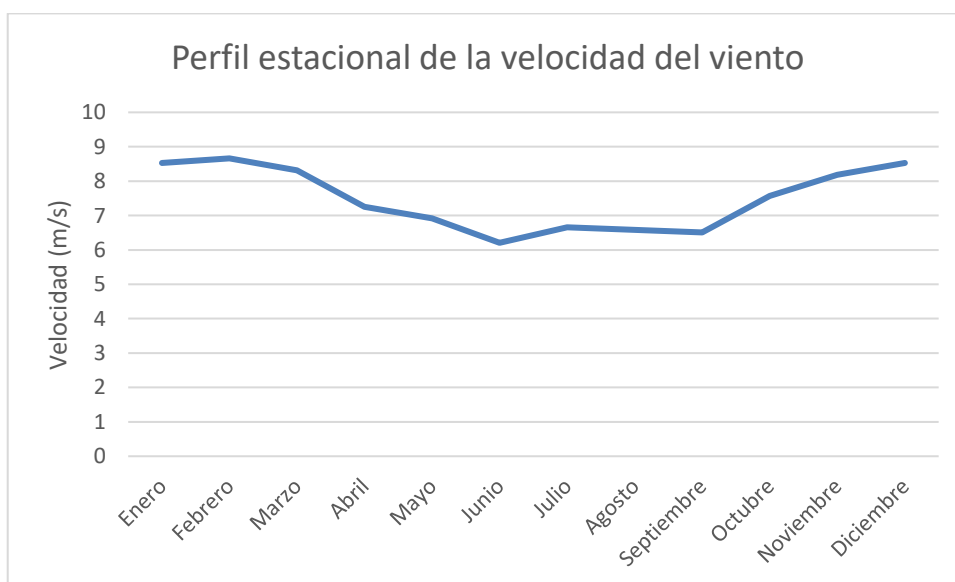


Figura 18 - Perfil estacional de la velocidad del viento

4.10 ANÁLISIS DE VIENTOS EXTREMOS

Debido a que los vientos extremadamente altos ejercen una carga mecánica extremadamente dañina en las turbinas, se deben estudiar a la hora de valorar el proyecto.

Para analizarlos, se utilizará la distribución de Gumbel, ampliamente utilizada en el análisis de valores extremos en el sector de la ingeniería. Nótese que la escala utilizada en el eje vertical es logarítmica.

En primer lugar, se muestra la probabilidad de que se supere un valor de **viento medio en 1h** a lo largo del año, siendo un caso seguro que se superen vientos de 21 m/s pero obteniendo una probabilidad menor del 10% para vientos superiores a 25 m/s.

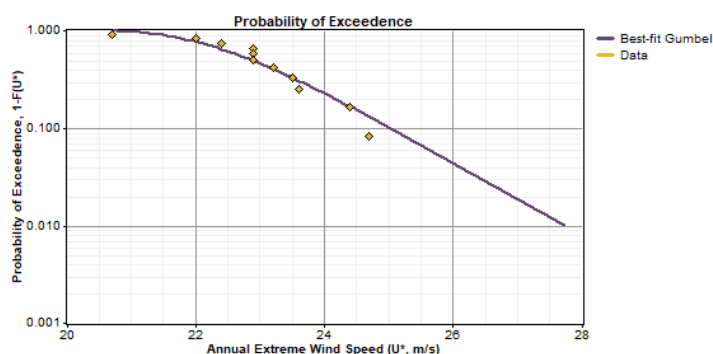


Figura 19 - Probabilidad de exceder un valor de viento

A continuación, se muestra también la gráfica de probabilidad acumulada.

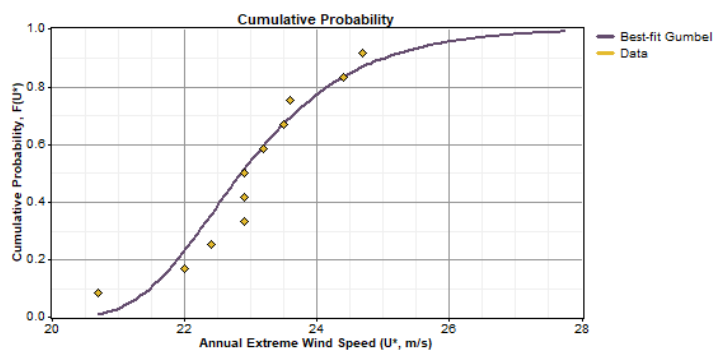


Figura 20 - Probabilidad acumulada de exceder un valor de viento

Por último, en la siguiente gráfica se muestra el viento medio en 1h máximo según un período de retorno en años.

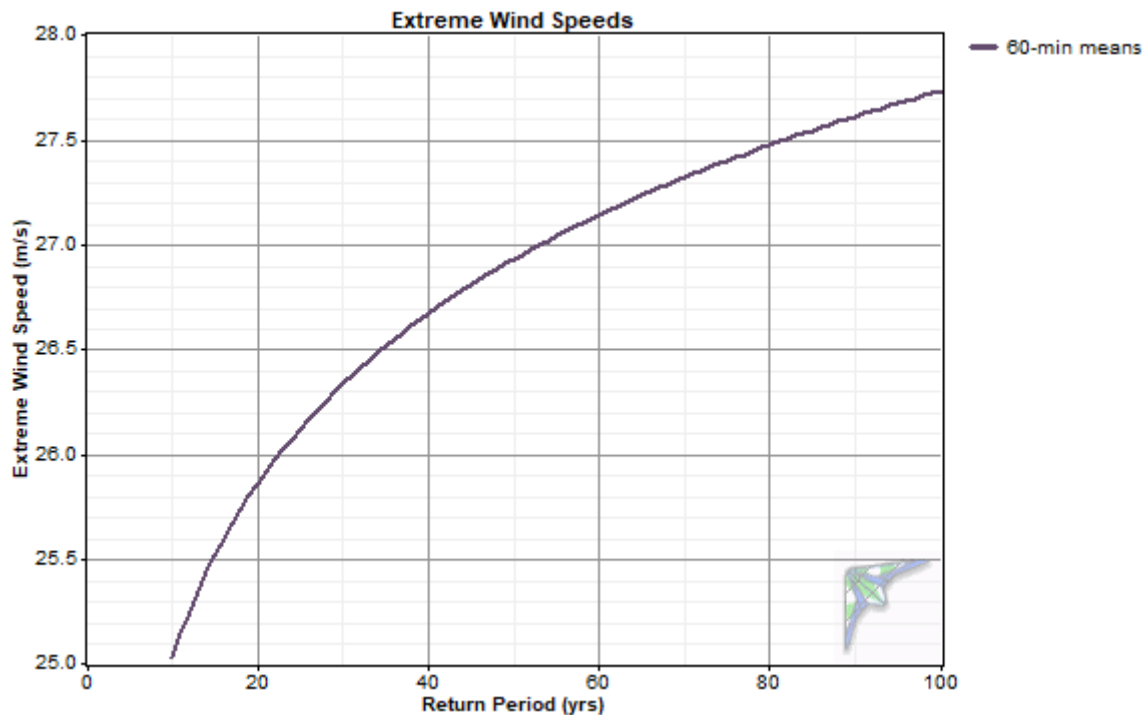


Figura 21 - Velocidad de viento extremo según período de retorno

La interpretación de esta gráfica es, por ejemplo, que, si analizamos el viento durante 100 años, se podría obtener un dato de viento medio de 27,7 m/s en 1h.

4.11 PERFIL VERTICAL DEL VIENTO

A continuación, se muestra el perfil vertical de viento. Como condiciones de contorno se han usado las velocidades medidas a 100m y 120m; además de la condición de no deslizamiento (la velocidad en altura 0 debe ser 0). Se muestran los ajustes del perfil de vientos con una ley logarítmica y con una ley exponencial.

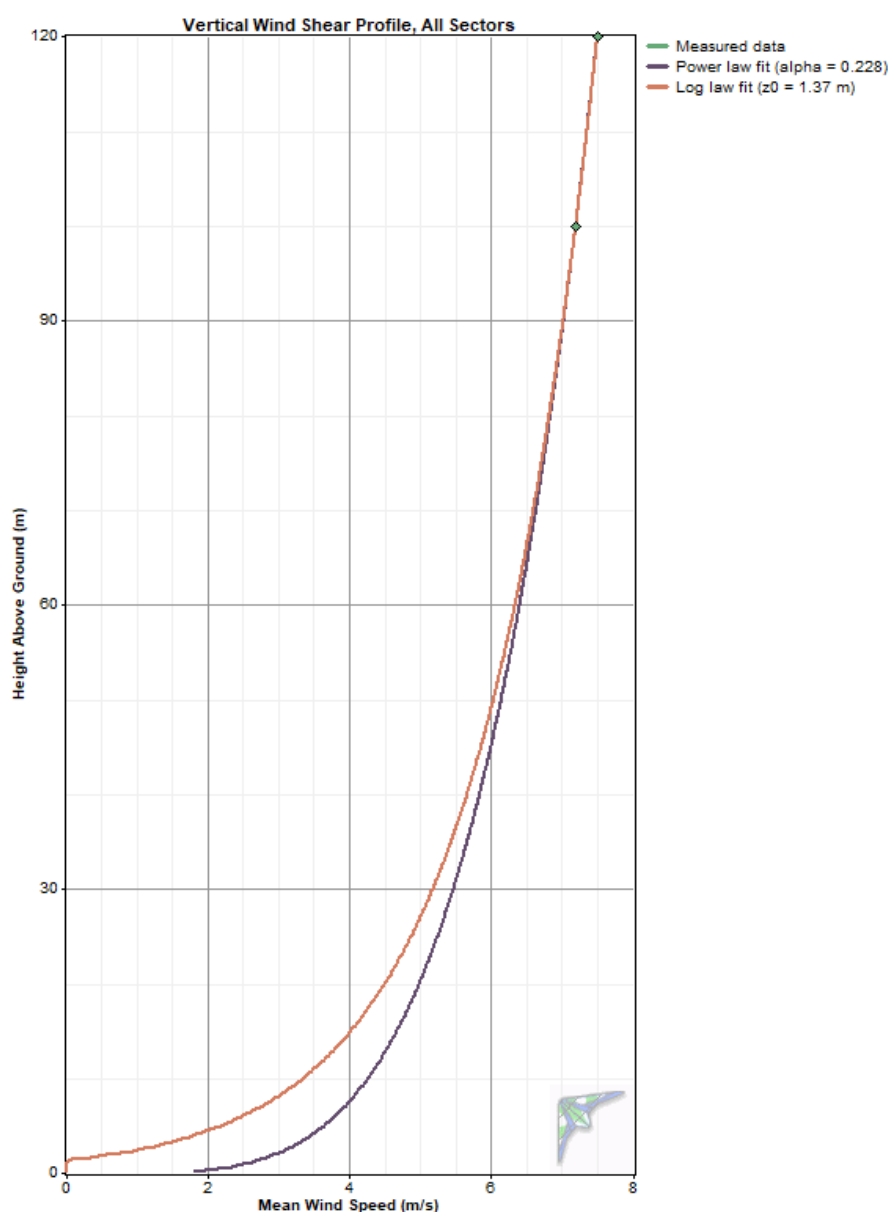


Figura 22 - Perfil vertical del viento

Capítulo 5. ESTUDIO DE PRODUCCIÓN

Con toda la información recopilada, se puede estimar la producción que podría tener nuestro parque en función de las turbinas utilizadas. Para este análisis se utilizará la herramienta Wasp. A continuación, se muestra el mapa topográfico digitalizado.

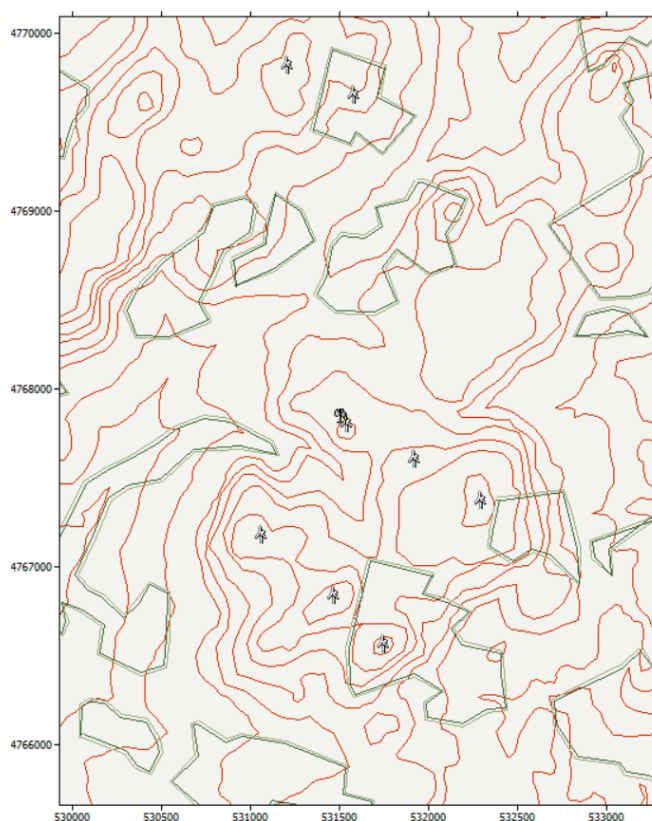


Figura 23 - Topografía digital del emplazamiento

Además, se utilizará el siguiente factor de corrección para incluir las diferentes pérdidas:

Pérdidas eléctricas	0,97
Pérdidas O&M	0,97
Curva de potencia y otras	0,95
Factor de corrección total	0,89

Tabla 8 - Factores de corrección por pérdidas

Además de este factor de corrección, se ha calibrado el programa Wasp para que las referencias de viento coincidan con los datos medidos en la campaña de medición. En este caso es un factor de compensación en la velocidad de un 2%.

Como se ha dicho antes, las turbinas que se van a comparar son las siguientes:

- Nordex: Delta4000 – N163/6.X 7 MW
- GE: Cypress 6.0 MW -164
- Vestas: EnVentus V172-7.2 MW

Se quieren comparar parques de potencia similar. Además, se desea que el parque sea de tramitación autonómica, esto es, que su potencia instalada no supere los 50 MW. Por todo ello, se escogerá el número de turbinas adecuado en cada caso para situarnos en el valor de potencia instalada más cercano a 50 MW. En caso de omitir una turbina para los estudios de producción, se omitirá la turbina número 7, ya que por su situación es la que menos produce de las 8 turbinas propuestas.

Además, para la turbina de General Electric no existen torres con altura de buje de 120 metros, por lo que se escogerá la altura de torre comercial más cercana, en este caso, 112 metros. Este input se incluirá en el programa de Wasp para la simulación de GE.

El criterio para seleccionar qué modelo de turbina se usará, será escoger la turbina que ofrezca un mejor rendimiento. La medida estándar del rendimiento de una planta eólica son las horas equivalentes netas. Esta medida indica el número de horas que el parque tendría que funcionar a su capacidad nominal para generar la misma energía que realmente genera, a lo largo del período de 1 año.

Dado que un año tiene 8760 horas, se puede obtener también el factor de capacidad dividiendo las HEN de la planta entre 8760. Este factor indica la eficiencia con la que un parque utiliza su capacidad instalada.

5.1 SIMULACIÓN DEL CAMPO DE VIENTOS

Se ha simulado el campo de vientos utilizando tanto los datos de viento como los datos de orografía y rugosidad de la zona. Con el programa Wasp se ha realizado una extrapolación de los datos medidos a toda el área de los aerogeneradores. A continuación, se muestran los campos de isoventas.

La simulación se ha realizado con los siguientes parámetros:

- Estructura: 113 columnas, 163 filas, resolución 25 metros.
- 18419 cálculos totales.
- Campo de simulación: (528.500, 4.765.000) a (534.000, 4.771.000)
- Altura: 120 metros.

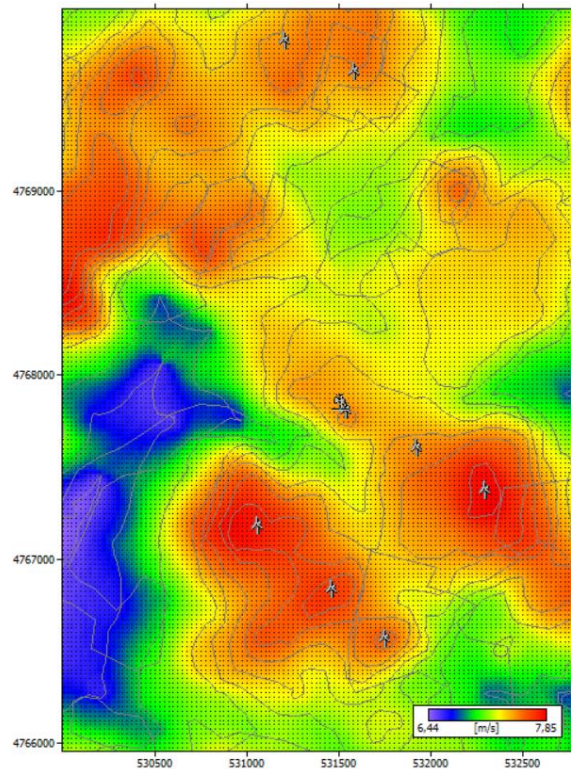


Figura 24 - Mapa de isoventas de velocidades de viento

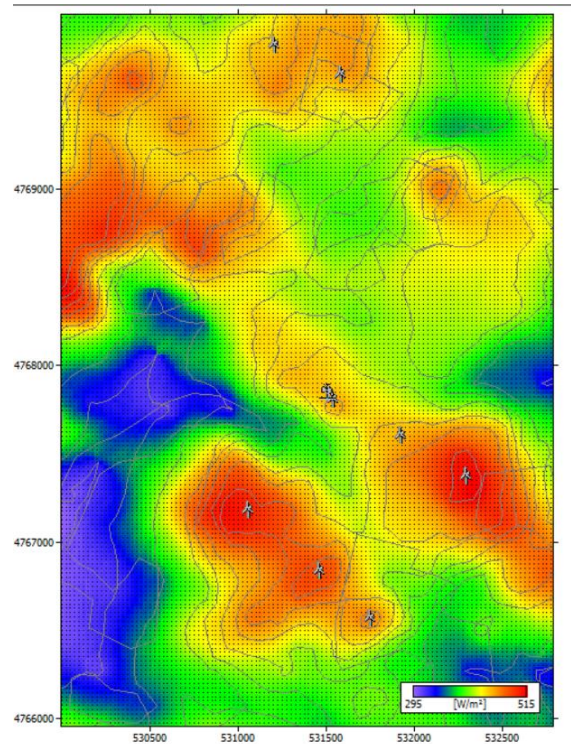


Figura 25 - Mapa de isoventas de densidad de potencia

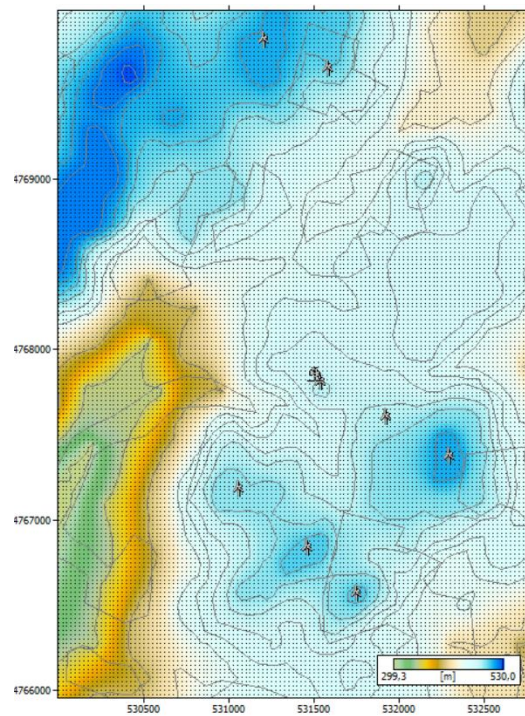


Figura 26 - Mapa de elevaciones

5.2 PRODUCCIÓN CON TURBINA VESTAS

- Potencia unitaria: 7,2 MW
- Número de turbinas: 7
- Potencia instalada: 50,4 MW
- Producción neta anual sin pérdidas: 179130,58 MWh
- Producción neta anual con pérdidas: 159.426,22 MWh
- Horas equivalentes netas: 3163,22 h
- Factor de capacidad: 36,11 %

Turbina	Coordenadas Localización UTM	Producción bruta anual [MWh]	Producción neta anual [MWh]	Eficiencia [%]
T1	(531210, 4769783)	26372,952	25704,186	97,46
T2	(531587, 4769614)	26367,453	25526,862	96,81
T3	(531544, 4767770)	26362,802	24682,14	93,62
T4	(531925, 4767568)	26433,915	24882,815	94,13
T5	(532297, 4767336)	28416,326	26977,092	94,94
T6	(531065,8, 4767144,0)	28041,134	26220,21	93,51
T7	(531470,1, 4766802,0)	-	-	-
T8	(531755,9, 4766530,0)	26694,081	25137,277	94,17
Total parque	-	188688,663	179130,581	94,93

Tabla 9 - Producción de turbinas Vestas

5.3 PRODUCCIÓN CON TURBINA GENERAL ELECTRIC

- Potencia unitaria: 6 MW
- Número de turbinas: 8.
- Potencia instalada: 48 MW
- Producción neta anual sin pérdidas: 182738,7 MWh
- Producción neta anual con pérdidas: 162637,4 MWh
- Horas equivalentes netas: 3388,28 h
- Factor de capacidad: 38,68 %

Turbina	Coordenadas Localización UTM	Producción bruta anual [MWh]	Producción neta anual [MWh]	Eficiencia [%]
T1	(531210, 4769783)	23669,06	23127,39	97,71
T2	(531587, 4769614)	23653,37	22975,19	97,13
T3	(531544, 4767770)	23647,46	22086,87	93,4
T4	(531925, 4767568)	23711,75	21963,18	92,63
T5	(532297, 4767336)	25377,06	24082,75	94,9
T6	(531065,8, 4767144,0)	25053,55	23501,3	93,8
T7	(531470,1, 4766802,0)	24579,22	22667,02	92,22
T8	(531755,9, 4766530,0)	23945,6	22334,99	93,27
Total parque	-	193637	182738,7	94,37

Tabla 10 - Producción de turbinas General Electric

5.4 PRODUCCIÓN CON TURBINA NORDEX

- Potencia unitaria: 7 MW
- Número de turbinas: 7
- Potencia instalada: 49 MW
- Producción neta anual sin pérdidas: 163704,55 MWh
- Producción neta anual con pérdidas: 145697,05 MWh
- Horas equivalentes netas: 2973,41 h
- Factor de capacidad: 33,94 %

Turbina	Coordenadas Localización UTM	Producción bruta anual [MWh]	Producción neta anual [MWh]	Eficiencia [%]
T1	(531210, 4769783)	23984,142	23423,185	97,66
T2	(531587, 4769614)	23989,873	23271,408	97,01
T3	(531544, 4767770)	23987,409	22541,885	93,97
T4	(531925, 4767568)	24051,194	22730,672	94,51
T5	(532297, 4767336)	25942,841	24709,229	95,24
T6	(531065,8, 4767144,0)	25589,457	24048,579	93,98
T7	(531470,1, 4766802,0)	-	-	-
T8	(531755,9, 4766530,0)	24286,212	22979,609	94,62
Total parque	-	171831,149	163704,553	95,27

Tabla 11 - Producción de turbinas Nordex

5.5 RESUMEN DE PRODUCCIÓN

Turbina	Potencia instalada	Producción	Horas equivalentes	Factor de capacidad
Vestas	50,4 MW	159,43 GWh	3163,22 h	36,11 %
GE	48 MW	162,64 GWh	3388,28 h	38,68 %
Nordex	49 MW	145,69 GWh	2973,41 h	33,94 %

Tabla 12 - Resumen de producción según cada alternativa

5.6 CONCLUSIONES

- La turbina óptima elegida será el modelo Cypress 6.0-164 de 6MW fabricado por General Electric.
- Se instalarán 8 aerogeneradores, resultando en 48 MW de potencia instalada.
- La energía anual del parque vertida a la red será 162637,4 MWh.
- El parque tendrá 3388,28 horas equivalentes netas, y un factor de capacidad del 38,68%, lo que se considera un rendimiento muy bueno.

Capítulo 6. AEROGENERADOR

6.1 ESPECIFICACIONES DEL AEROGENERADOR

El aerogenerador GE Cypress 164 es un aerogenerador de eje horizontal de tres palas con el rotor a barlovento (orientación hacia el viento). Tiene un diámetro de 164 metros y se utilizará una torre de 120 metros de altura de buje.

Emplea control activo de orientación (diseñado para dirigir la turbina eólica con respecto a la dirección del viento), control activo del ángulo de las palas (para regular la velocidad del rotor de la turbina) y un generador de velocidad variable con un sistema convertidor de potencia electrónica.

Esta turbina presenta un diseño modular del tren de transmisión donde los principales componentes del tren de transmisión, incluidos el cojinete del eje principal, la caja de cambios, el generador y los accionamientos de orientación, están unidos a una bancada.

6.2 ROTOR

Modelo	GE Cypress 164
Tipo	3 Palas
Diámetro	164 m
Área de barrido (m ²)	21124 m ²
Regulación de velocidad	Control de paso
Dirección de giro	Horario
Orientación	Barlovento
Velocidad de corte	25 m/s
Conicidad	84°
Freno aerodinámico	Posición de bandera

Tabla 13 - Características del rotor

6.3 PALAS

Longitud	82 m
Velocidad máxima de punta de pala	83,3 m/s
Cuerda máxima	4
Cuerda al 90% del radio de la pala	1,1

Tabla 14 - Características de las palas

6.4 GENERADOR

Potencia nominal	6 MW
Tipo	DFIG Asíncrono
Alimentación	Doble

Tabla 15 - Características del generador

6.5 TRANSFORMADOR

Tipo	Sumergido en aceite
Potencia (kVA)	6666 kVA
Frecuencia	50 Hz
Tensión devanado primario	Tensión de red MV
Tensión devanado secundario	6000 V
Tensión devanado terciario	690 V
Grupo de conexión	Dyn11yn11
Regulación de tensión	+/- 2x2.5%

Tabla 16 - Características del transformador

6.6 TORRE

Refuerzo TBR	Sí
Material	Acero tubular
Altura de buje	120 metros

Tabla 17 - Características de la torre

6.7 CURVA DE POTENCIA Y COEFICIENTE DE EMPUJE

Se ha interpolado la curva de potencia y el coeficiente de empuje para la densidad de aire calculada en nuestro emplazamiento.

Velocidad [m/s]	Potencia [kW]	Coeficiente de empuje
3	82	0,91
3,5	181,5	0,87
4	312,5	0,84
4,5	479	0,82
5	684,5	0,8
5,5	935,5	0,79
6	1233,5	0,78
6,5	1584,5	0,78
7	1990,5	0,78
7,5	2462,5	0,78
8	2984	0,78
8,5	3555	0,76
9	4137,5	0,72
9,5	4719	0,67
10	5227,5	0,61
10,5	5619	0,54
11	5864	0,48
11,5	5961,5	0,41
12	6000	0,36
12,5	6000	0,31
13	6000	0,27
13,5	6000	0,24
14	6000	0,21
14,5	6000	0,19
15	6000	0,17
15,5	6000	0,16
16	6000	0,14
16,5	6000	0,13
17	6000	0,12
17,5	6000	0,11
18	6000	0,1
18,5	6000	0,09
19	5967,5	0,09
19,5	5887,5	0,08
20	5737	0,07

20,5	5503	0,07
21	5213	0,06
21,5	4893	0,05
22	4549	0,05
22,5	4198,5	0,04
23	3868,5	0,03
23,5	3647,5	0,03
24	3476	0,03
24,5	3388,5	0,03
25	3341,5	0,02

Tabla 18 - Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador

Esta misma información se ha presentado previamente en forma de gráfica:

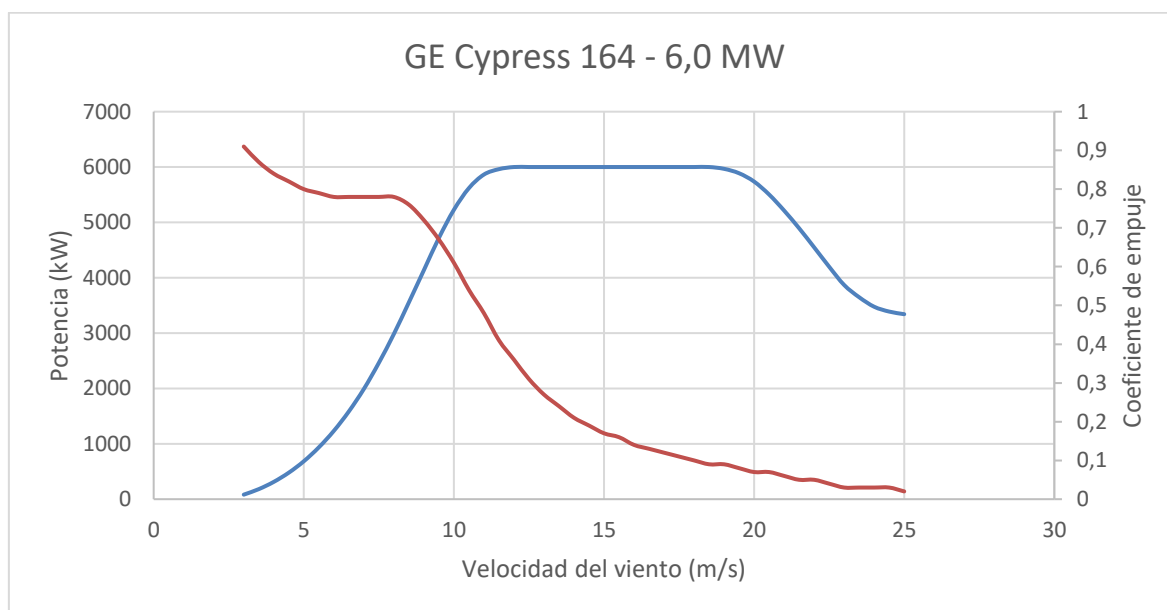


Figura 27 - Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador

Capítulo 7. CRITERIOS DE DISEÑO

7.1 NIVELES DE TENSION DEL PARQUE EÓLICO

7.1.1 BAJA TENSION

Comprende el sistema de generación eléctrica desde bornes del alternador asíncrono del aerogenerador hasta los terminales de conexión del secundario del transformador 30/0,69 kV instalado en el interior de la góndola del aerogenerador.

7.1.2 MEDIA TENSION

Comprende el sistema eléctrico colector de energía, desde los terminales de conexión del primario del transformador 30/0,69 kV instalado en el interior de la góndola de cada aerogenerador, hasta los terminales de conexión de las celdas de protección de media tensión (30 kV) a instalar en el centro de seccionamiento.

7.2 NIVELES DE AISLAMIENTO DE LA APARAMENTA

Característica	Media tensión	Baja
Nivel de tensión (kV)	30	0,69
Tensión más elevada (kV)	36	1
Tensión soportada nominal a impulsos tipo rayo (kV _{cresta})	170	-
Tensión soportada nominal de corta duración a 50Hz	70	10

Tabla 19 - Niveles de aislamiento

7.3 INTENSIDADES DE DEFECTO

Según los datos aportados por los fabricantes, la intensidad de cortocircuito en barras de 30 kV de la subestación del parque eólico Abelenda, una vez puesto en servicio el parque, será de 12,1 kA, conforme a los cálculos definidos en el Anexo II de esta memoria.

En el transformador a instalar en la nueva subestación, se realizará la conexión a tierra en el lado de media tensión mediante una reactancia que limita la intensidad de defecto a tierra a 300 A como máximo.

Se considerará un tiempo de duración de las faltas de 0,5 s. como máximo.

7.4 MEDIOAMBIENTAL

Desde un punto de vista medioambiental, en líneas generales se ha pretendido minimizar el impacto en el medio circundante, y para ello el diseño del parque se ha realizado con los siguientes criterios:

- La totalidad del cableado asociado a cada una de las infraestructuras de enlace entre aerogeneradores, y aerogeneradores/centro de seccionamiento (circuitos de potencia en MT/BT, circuitos de comunicación mediante fibra óptica y conductores integrantes del sistema de puesta a tierra) se proyectan en el interior de canalizaciones subterráneas, con tendido diferenciado por niveles de profundidad en función de cada uno los servicios a los que se destinan, y evitando las afecciones mutuas entre servicios.
- Tanto el transformador como la aparamenta eléctrica de media y baja tensión de los aerogeneradores están integrados en su interior (celdas de MT, cuadros de control y monitorización, cuadros eléctricos de protección y distribución en BT), de manera que no es necesaria la construcción exterior a cada aerogenerador de edificaciones auxiliares para albergar estos equipos.

7.5 GRADO DE PROTECCIÓN

Para las envolventes del material eléctrico situados a la intemperie, el grado de protección mínimo será de IP-557 según UNE 20.324.

Capítulo 8. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

8.1 RED DE BAJA TENSIÓN

La red de baja tensión está incorporada en el interior de los aerogeneradores. Los generadores de máquina asíncrona doblemente alimentada tienen un transformador de triple bobinado. El principal beneficio de usar este tipo de motores es que permiten usar un convertidor mucho más pequeño, ya que solo el 25-30% de la potencia llega a la red desde el convertidor del rotor. El resto va directamente desde el estator. Esta característica permite una mayor eficiencia para el viento de nuestro caso que los convertidores full-converter.

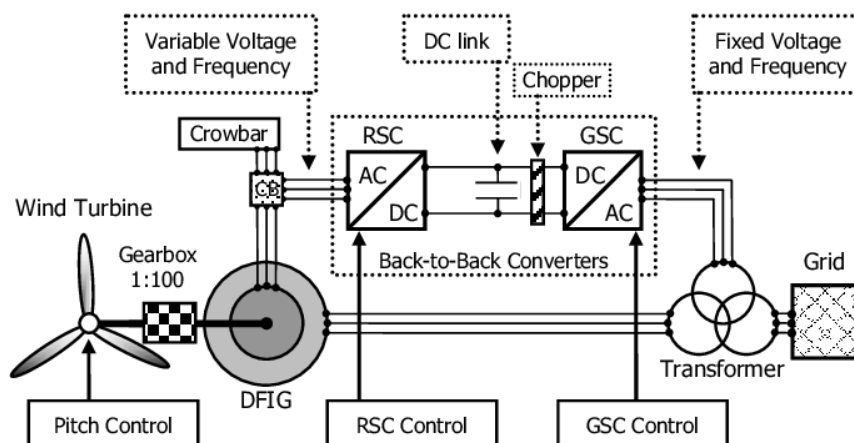


Figura 28 - Esquema de la máquina DFIG

Para cambiar la velocidad de giro, se modifica la frecuencia a la cual se alimenta el circuito del rotor (es decir, la frecuencia del deslizamiento). Esta modificación de la frecuencia del deslizamiento la realiza el convertidor conectado al rotor. De hecho, el convertidor actúa como una fuente de tensión controlada.

La salida del estator es a una tensión de 6000 V y está directamente conectada al transformador BT / MT. Por otra parte, la salida del rotor es a 690 V y llega al transformador a través del convertidor de frecuencia.

8.2 TRANSFORMADOR BAJA / MEDIA TENSIÓN

Este transformador estará ubicado en la góndola de cada aerogenerador para minimizar las pérdidas eléctricas. Cada transformador tendrá 3 devanados, con grupo de conexión Dyn11yn11. Tienen incorporado un cambiador de tomas, que ofrece un cambio de tensión de $\pm 2 \times 2.5 \%$. La potencia aparente de cada transformador es de 6,66 MVA. Este transformador será de tipo seco para evitar problemas con pérdidas de aceite.

Parámetro	Transformador GE 164 6,66 MVA
Potencia nominal (kVA)	6666
Voltaje nominal (kV)	0,69 / 6 / 30 kV
Cambiador de toma (lado Alta)	$\pm 2 \times 2.5 \%$
Corrientes nominales	5577 / 641 / 128 A
Grupo de conexión	Dyn11yn11
Frecuencia	50 Hz
Tipo de aislamiento	Aislamiento en seco, encapsulado en resina

Tabla 20 - Características del transformador del aerogenerador

8.3 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

Se ubicarán en el interior de los aerogeneradores, en la base de las torres de cada uno de ellos y servirán para realizar las conexiones entre las distintas líneas que componen la red de media tensión y dotarla de las protecciones adecuadas.

Se instalarán celdas compactas o bien modulares con las funciones típicas de remonte y línea (cero, una o dos según el caso), de dimensiones reducidas (para permitir el paso a través de las puertas de las torres), bajo envolvente metálica herméticamente selladas y rellenas de gas aislante SF6 en su totalidad o en los agentes de corte.

Cada celda se conectará a la línea general por conectores atornillables, apantallados o no y al transformador por conectores apantallados enchufables.

Parámetro	Celdas MT
Tensión nominal	36 kV
Frecuencia nominal	50 Hz
Intensidad nominal	633 A
Máxima intensidad de cortocircuito	50 kA
Máxima intensidad de corta duración	20 kA

Tabla 21 - Características de las celdas de MT

Existen varios tipos de celdas de media tensión en función de lo que conecten y cómo se conecten:

1. Tipo: 0L+1V (posición de salida + posición de protección)
 - 0L: No hay posición de línea.
 - 1V: Una posición de protección (disyuntor).
 - Función: La celda tiene una salida a una carga con protección, pero no está conectada directamente a la red de distribución.
2. Tipo: 0L+1L+1P (posición de salida + posición de línea + posición de protección)
 - 0L: No hay posición de salida.
 - 1L: Una posición de línea (conexión a la red de distribución).
 - 1P: Una posición de protección (disyuntor).
 - Función: La celda conecta la red de distribución y tiene protección, pero no tiene salida directa a una carga.

A continuación, se adjunta imagen de los tipos de celda mencionados:

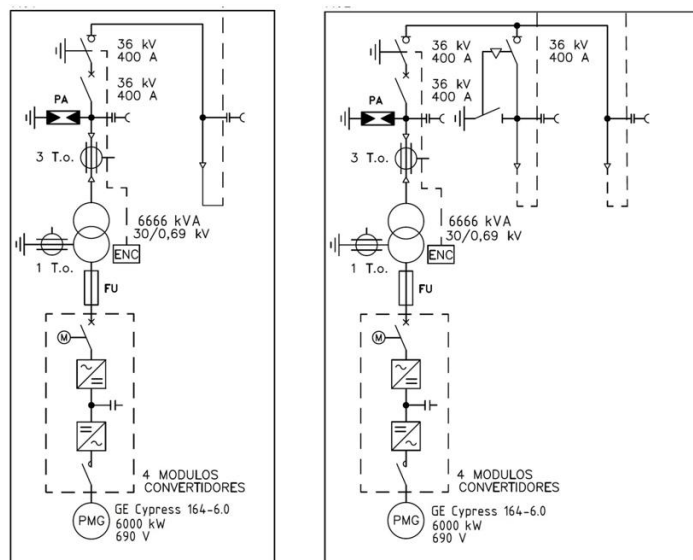


Figura 29 - Tipos de celdas usadas

Los aerogeneradores usan estos tipos de celdas:

Aerogenerador	Celda MT
A01	0L+1V
A02	0L+1L+1P
A03	0L+1V
A04	0L+1L+1P
A05	0L+1L+1P
A06	0L+1V
A07	0L+1L+1P
A08	0L+1L+1P

Tabla 22 - Celdas de cada aerogenerador

8.4 CABLES DE MEDIA TENSIÓN

El circuito de media tensión se ha dividido en los siguientes tramos:

Tramo	Aerogeneradores	Conductor	Longitud
I	A01 y A02	240 mm ²	2,65 km
II	A03, A04 y A05	400 mm ²	1,15 km
III	A06, A07 y A08	400 mm ²	2,16 km

Tabla 23 - Tramos del circuito de MT

El modelo de cable elegido para la red de media tensión será el AL RHZ1-OL, con las siguientes características:

Parámetro	AL RHZ1-OL
Material	Cuerda compacta de hilos de Al
Temperatura máxima	90 °C sp; 250 °C cc.
Flexibilidad	Clase 2, según UNE-EN 60228.
Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE).
Pantalla metálica	Cobre. Sección total 16 mm ² .

Tabla 24 - Características generales del cable

Según las dos secciones utilizadas, los cables tienen las siguientes propiedades eléctricas:

Sección	R [Ω / km]	X [Ω / km]
240 mm ²	0,161	0,116
400 mm ²	0,103	0,103

Tabla 25 - Características eléctricas cable MT

8.5 CABLES DE FIBRA ÓPTICA

Este tipo de cable, que cumple con las especificaciones OS2, es esencial para la transmisión de datos de alta velocidad y baja atenuación entre las turbinas y el sistema WindSCADA. Su función es garantizar una comunicación eficiente y continua entre los componentes del parque eólico, como las turbinas y los equipos de monitoreo y control. La fibra óptica debe ser instalada en las zanjas de media tensión hasta el edificio de control. Según los datos proporcionados por GE se instalará fibra óptica de las siguientes características:

- Tipo de fibra: Monomodo 9/125 μ m (OS2)
- Atenuación máxima: 0.4 dB/km a 1310 nm, 0.3 dB/km a 1550 nm
- Número de fibras: Mínimo 12 fibras
- Elemento de tracción: Reforzado con fibra de vidrio (WB)
- Cubierta interior: LSZH (Low Smoke Zero Halogen)

- Armadura: No aplicable (diseñado para instalación subterránea, sin uso de acero galvanizado)
- Cubierta exterior: LSZH – Negro

8.6 CABLES DE PUESTA A TIERRA

La red de puesta a tierra de una instalación eléctrica tiene como objetivo evitar las sobretensiones en la instalación, permitiendo una vía de evacuación de la intensidad en caso de ocurrir faltas. Así se consigue proteger tanto a las personas como a los equipos y además se permite que el fallo pueda ser detectado.

Para realizar una puesta a tierra se entierra en el terreno algún elemento conductor (pica, malla, cable enrollado), denominado electrodo, al que irán los cables de puesta a tierra. El objetivo de estos cables es que la resistencia que se opone al paso de la corriente sea lo menor posible. Esto se quiere así para poder minimizar las tensiones de paso y de contacto; a la vez que permiten que pase por ellos una mayor corriente. Por este motivo, el conductor que ofrece menor resistencia a la vez que permite mayor amperaje es el cobre.

Se instalará un único sistema de protección de tierras para todo el parque, al que se conectarán las tierras de protección y servicio de los sistemas integrantes para baja y media tensión, en concreto:

- Aerogeneradores
- Torre.
- Escalera de acceso.
- Masas de cuadros eléctricos.
- Neutro de baja del transformador de potencia.
- Envolventes y carcasas metálicas.
- Red de tierra del aerogenerador.
- Autoválvulas.
- Sistema Colector

- Cable de acompañamiento de cobre desnudo sección de 50 mm².
- Pantallas de los cables de media tensión.

El sistema de tierras del parque eólico se conectará mediante conductor de cobre desnudo de 50 mm², como mínimo, enterrado en zanja, a la malla de puesta a tierra de la subestación receptora.

8.7 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

La subestación eléctrica del Parque Eólico Abelenda recogerá la energía generada por los 8 aerogeneradores del parque Abelenda (48 MW) y en ella se elevará la tensión a la de evacuación. La energía se transportará mediante una línea de evacuación hasta la subestación “SET Mesón do Vento”.

Será una subestación de simple barra. En esta configuración, todos los circuitos están conectados a una misma barra. Esto permite mayor sencillez de explotación y costes muy reducidos, comparándolo con otros tipos de configuraciones más avanzadas.

8.7.1 EMPLAZAMIENTO

La subestación y el edificio de control se ubicarán aproximadamente en el punto de coordenadas:

Coordenada X	Coordenada Y
531400	4768146

Tabla 26 - Coordenadas de la subestación SET Abelenda

El acceso al centro de seccionamiento se realizará desde el camino existente próximo mediante un camino de 5 m de ancho hasta la plataforma de la subestación.

8.7.2 EDIFICIO

La subestación estará constituida por dos módulos prefabricados de hormigón, por lo que, para su instalación, la obra civil necesaria será mínima, consistiendo fundamentalmente en la explanación del terreno.

El edificio en el que se alojará la subestación será un módulo prefabricado de hormigón de 8x3 m en planta y de 3,5 m de altura, y en él estarán alojados todos los elementos.

Se le dotará de canalizaciones por el exterior para el tendido de los cables del sistema colector y del sistema de control del parque eólico Abelenda.

8.7.3 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El transformador de potencia será el encargado de elevar la tensión de 30 kV a 220 kV y transmitir la energía del parque hacia la red. Es ideal que se encuentre en el propio parque eólico en lugar de en el punto de conexión, ya que las pérdidas de transporte de energía son mucho menores a 220 kV que a 30 kV.

El transformador de potencia también debe estar correctamente dimensionado para cumplir con los requisitos de código de red del parque. Se escogerá un transformador de potencia con las siguientes características técnicas:

TRANSFORMADOR	
Tensión primario	220 kV
Tensión secundario	30 kV
Grupo de conexión	Ynd11
Potencia ONAN / ONAF	50 / 60 MVA

Tabla 27 - Características técnicas del transformador de potencia

Los transformadores ONAN / ONAF permiten variar la potencia aparente del transformador en función de cómo circula el aceite y la refrigeración. El funcionamiento ONAF activa los ventiladores del transformador por lo que permite mejor enfriamiento, aumentando la potencia que puede transformar.

8.7.4 SECCIONADOR

El seccionador tiene como objetivo aislar tramos de circuito, de una forma visible, cuando las circunstancias del parque eólico así lo requieran. Los circuitos que deba interrumpir el seccionador deben hallarse libres de corriente, o lo que es lo mismo, el seccionador debe maniobrar en vacío. Pueden maniobrar en tensión, pero no pueden cortar ni conectar cargas. No obstante, deben ser capaces de soportar corrientes nominales, sobreintensidades y corrientes de cortocircuito durante un tiempo especificado.

Se utilizará un seccionador de tres columnas giratorias. Con esta disposición se tiene una interrupción doble. Las dos columnas exteriores están montadas rígidamente sobre soporte metálico de perfiles laminados y son las encargadas de sostener los contactos fijos.

SECCIONADOR	
Tensión de aislamiento asignada	245 kV
Tensión de servicio nominal	220 kV
Grupo de ensayo a 50 Hz	460 kV
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo	1050 kV
Intensidad de servicio continuo	2 kA
Intensidad de corta duración	50 kA
Intensidad admisible cresta	125 kA

Tabla 28 - Características seccionador AT



Figura 30 - Seccionador

8.7.5 INTERRUPTOR

Los interruptores de potencia eléctricos son dispositivos que permiten la conexión y desconexión de un circuito eléctrico, asegurando también la protección contra corrientes de cortocircuito. Pueden ser operados manualmente o mediante relés de maniobra y protección. Su capacidad de corte debe ser adecuada para la potencia de cortocircuito del punto a proteger, no solo para la corriente en régimen normal.

Se utilizará un interruptor automático tripolar con 3 polos y de instalación a intemperie, el mando será eléctrico de acumulación de energía a resorte, que se rearmará con un motor accionado en corriente continua.

INTERRUPTOR	
Tensión de aislamiento asignada	245 kV
Tensión de servicio nominal	220 kV
Intensidad asignada de servicio continuo	3,15 kA
Intensidad de cortocircuito asignada	40 kA
Tensión de ensayo a frecuencia industrial	460 kV
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo	1050 kV
Duración nominal de la corriente de cortocircuito	3 s
Tipo de reenganche	Trifásico

Tabla 29 - Características interruptor AT



Figura 31 - Interruptor

8.7.6 AUTOVÁLVULA

Son dispositivos destinados a absorber las sobretensiones de alta frecuencia producidas por descargas que si no existieran descargarían sobre los aisladores, perforando el aislamiento y ocasionando interrupciones, desperfectos en transformadores u otros equipos.

AUTOVÁLVULA	
Tensión de aislamiento asignada	245 kV
Tensión máxima de servicio continuo	266 kV
Intensidad nominal de descarga (onda 8/20 μ s)	20 kA
Clase de descarga	3

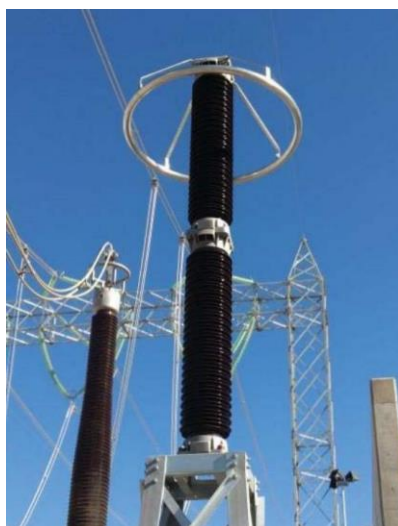


Figura 32 - Autoválvula

8.7.7 TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD

Se instalarán transformadores de intensidad que alimentarán los circuitos de medida y protección. Se instalará un total de tres (3) transformadores de intensidad, en la posición de línea-transformador

TRANSFORMADORES INTENSIDAD	
Tensión de aislamiento asignada	245 kV
Tensión de servicio nominal	220 kV
Relación de transformación	300-600/5-5-5-5-5A
Tensión de ensayo a frecuencia industrial	460 kV
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo	1050 kV
Sobreintensidad admisible en permanencia	1,2 x Intensidad Primaria

Tabla 30 - Características TIs



Figura 33 - Transformadores de intensidad

8.7.8 TRANSFORMADOR DE Tensión

Para alimentar los diversos aparatos de medida y protección se ha previsto la instalación de los siguientes transformadores de tensión. En total se instalarán tres (3) transformadores de tensión situados en la salida de la línea de evacuación.

TRANSFORMADORES Tensión	
Tensión de aislamiento asignada	245 kV
Tensión de servicio nominal	220 kV
Relación de transformación	$220/\sqrt{3} : 0,110/\sqrt{3}$ kV
Tensión de ensayo a frecuencia industrial	460 kV
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo	1050 kV

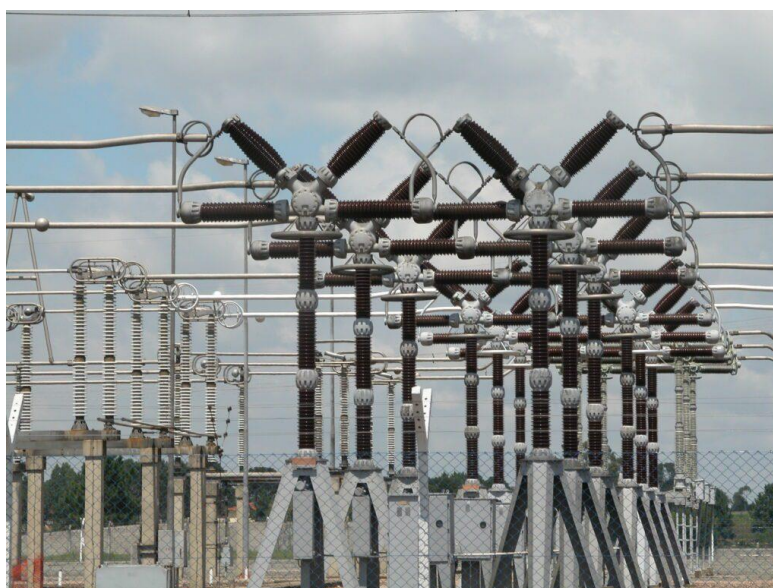


Figura 34 - Transformadores de tensión

Capítulo 9. OBRA CIVIL

Para la construcción y explotación de un parque eólico, se precisa la ejecución de la obra civil definida en el siguiente capítulo. Las obras necesarias para la instalación, operación y mantenimiento de los equipos que constituyen el parque, consisten en:

- Caminos de acceso al parque (acceso principal).
- Viales interiores (accesos entre aerogeneradores).
- Cimentaciones de aerogeneradores.
- Plataforma junto a la cimentación del aerogenerador, necesaria para el montaje de aerogeneradores mediante grúa.
- Canalizaciones para cables y red de tierras.
- La obra civil se proyecta de manera que se optimice tanto su comportamiento técnico como la calidad medioambiental del entorno.

9.1 ACCESOS DEL PARQUE

Los accesos generales al parque eólico se realizarán a partir de la infraestructura viaria existente en la zona. Se aprovechará al máximo la red de caminos existente en la zona. En todo momento se respetará la continuidad de los caminos existentes y el acceso a los terrenos lindantes.

9.2 VIALES INTERIORES

Para acceder a los aerogeneradores del parque se han diseñado tres ejes con orientación norte-sur conectados por un vial transversal a estos.

Se ha intentado, en la medida de lo posible y de acuerdo con las especificaciones de transporte de aerogeneradores, aprovechar el trazado de la red de caminos existente en las parcelas afectadas para proyectar los viales del parque

Cuando esto no ha sido posible, se ha previsto devolver a su estado original los terrenos ocupados por viales que queden fuera de uso.

La longitud total del vial es de aproximadamente 16.727 metros, de los que 9.236 m son existentes a acondicionar y 7.491 m de nueva construcción.

El criterio que se ha seguido en el trazado ha sido mantenerlo, en la medida de lo posible, paralelo a línea de aerogeneradores, para limitar las conexiones, que llevan asociadas nuevas zanjas para el tendido de cables.

Las pendientes máximas no superarán el 13%. El motivo de que se alcancen pendientes superiores al 10%, es el de reducir al mínimo posible el impacto ambiental sobre el medio.

Los radios de curvatura son superiores a 50 m para permitir la circulación de los transportes.

Las características geométricas y constructivas de los mismos son las siguientes: 5 m de anchura básica, con sobrecanchos para curvas de radio menor de 90 m desde el eje siendo el radio mínimo de 30 m, sección compuesta por una capa de zahorra artificial de 20 cm de espesor, compactada al 98% del Proctor modificado. En los bordes laterales de los caminos se dispondrá una cuneta de desagüe de 1 m de anchura y 0,50 m de profundidad.

9.3 CIMENTACIONES

La cimentación de las torres de los aerogeneradores consistirá en un pedestal metálico que se embebe en una zapata de planta circular, que presenta las siguientes dimensiones en un diseño preliminar aproximado:

- Profundidad de excavación: 3,10 m
- Hormigón de limpieza: 0,1 m
- Diámetro exterior de zapata: 24,6 m
- Canto exterior de zapata: 0,95 m
- Altura área central zapata: 2,5 m

La cimentación de las torres de los aerogeneradores se realizará mediante una estructura sólida y resistente, diseñada para soportar tanto el peso de la torre como las fuerzas generadas por el viento. Esta cimentación consistirá en una base amplia y profunda que proporcionará la estabilidad necesaria.

El proceso de construcción de la cimentación comenzará con la excavación de un pozo de dimensiones adecuadas para albergar la base. En el fondo de esta excavación se verterá una capa de material de limpieza, sobre la cual se instalarán los elementos de anclaje y el refuerzo necesario. Una vez colocados estos componentes, se procederá a verter el material principal de construcción, en varias fases, para asegurar la correcta formación y consolidación de la base.

Posteriormente, se llevará a cabo el relleno del espacio restante en la excavación con el material extraído, compactándolo adecuadamente para garantizar su densidad y estabilidad. La capacidad de carga de la cimentación deberá ser confirmada en función de las cargas específicas transmitidas por el aerogenerador y las características del terreno en el lugar de instalación.

Finalmente, es recomendable que un ingeniero especializado revise y valide el diseño y construcción de la cimentación, asegurando que cumple con todos los requisitos técnicos y de seguridad necesarios para el proyecto.

9.4 ZANJAS DE CABLES

La red de cables del parque eólico, que incluye cables de media tensión, baja tensión y comunicaciones, se instala en zanjas con tres niveles de cableado superpuestos. Este proceso es esencial para asegurar una distribución eficiente y segura de la energía generada.

Para comenzar, se utilizan retroexcavadoras para excavar las zanjas, alcanzando una profundidad de hasta 1,20 metros. La anchura de las zanjas varía entre 0,60 metros y 1,30 metros, dependiendo del número de cables y la zona específica del parque.

Las zanjas se clasifican en tres tipos según el número de tendidos que alojarán:

- Z1: Una sola terna de cables.
- Z2: Dos ternas de cables.
- Z3: Tres ternas de cables.

Las dimensiones precisas de cada tipo de zanja se encuentran detalladas en el Anexo V de los planos.

El proceso de relleno se realiza en varias capas:

- 40 cm más profundos: Relleno con arena de río compactada para proporcionar una base estable y bien drenada.
- Zona intermedia: Relleno con los productos de excavación, asegurando que no queden piedras ni escombros grandes que puedan dañar los cables.
- 30 cm superficiales: Relleno con tierra vegetal, restaurando la capa superior del suelo para promover el crecimiento de vegetación y minimizar el impacto visual.

Instalación de Cables:

- Cables de fibra óptica: Estos cables se colocan entubados para protegerlos de daños.
- Cables eléctricos: Se tienden directamente sobre un lecho de arena compactada para asegurar una base suave y estable.

Para garantizar la seguridad y la identificación fácil de los cables enterrados:

- Cintas señalizadoras: Se colocan a lo largo del recorrido de los cables.
- Placas protectoras: Se instalan sobre los cables directamente enterrados, hechas de material plástico, proporcionando una capa adicional de protección.

Una vez completado el tendido y relleno de las zanjas, se finaliza con el mismo tipo y calidad de pavimento que estaba previsto originalmente para la zona, asegurando una integración armoniosa con el entorno.

Capítulo 10. PLAZO DE EJECUCIÓN

El plazo de ejecución de las obras del Parque Eólico será de 1 año. Las obras comenzarán a partir de la obtención de todos los permisos y licencias administrativas, siendo el programa de construcción y puesta en marcha el que se muestra en el siguiente cronograma:

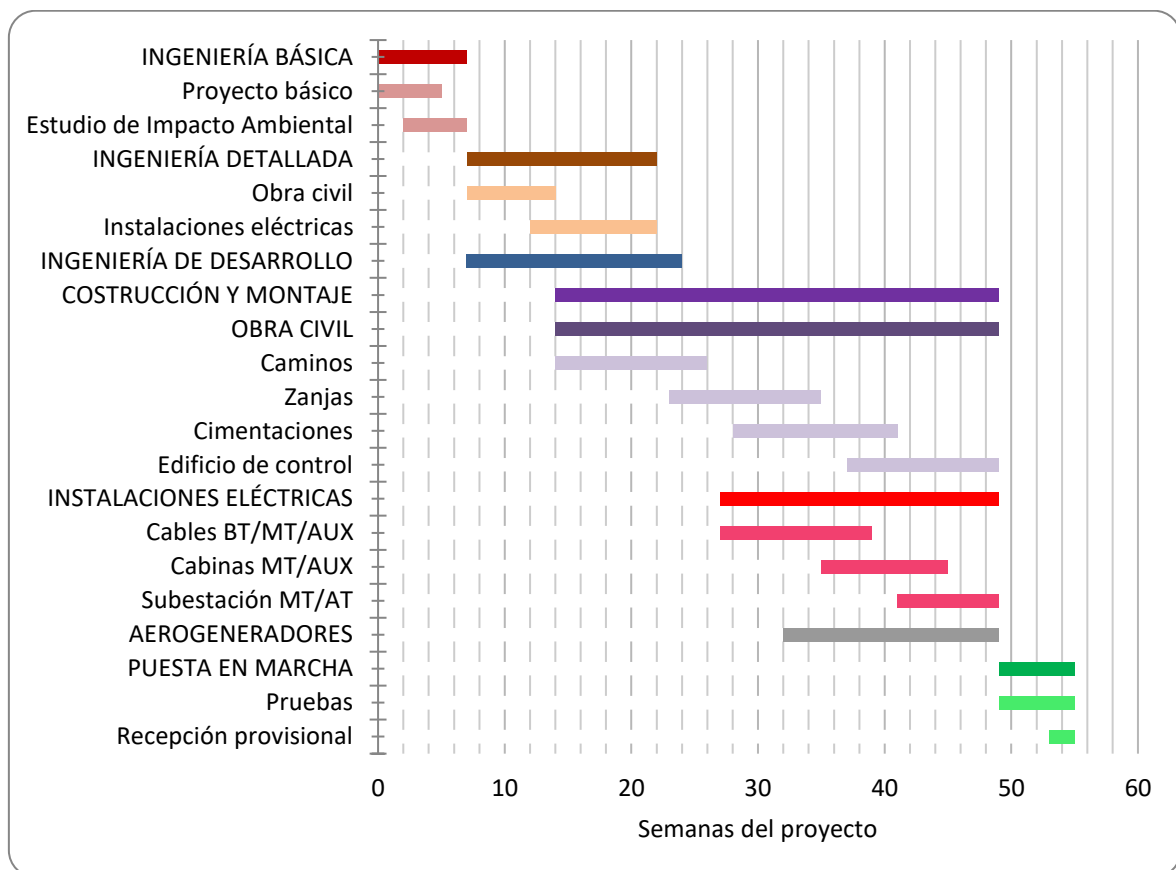


Tabla 31 - Diagrama de Gantt del proyecto

Capítulo 11. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN

A continuación, se adjuntan las principales partidas del presupuesto de ejecución. Para mayor detalle, consultar el presupuesto completo en el Anexo III.

OBRA CIVIL	1.864.372,85 €
Viales y cimentación	10.782,80 €
Movimiento de tierras	163.013,90 €
Firmes compactación terreno	1.057.658,25 €
Drenaje	3.796,20 €
Cimentación	623.586,72 €
Otros	5.534,98 €
INSTALACION ELECTRICA	4.017.171,00 €
Cableado	127.833,00 €
Celdas MT	137.238,00 €
Firmes compactación terreno	1.652.100,00 €
Conexión a red	2.100.000,00 €
AEROGENERADORES	43.200.000,00 €
Costes de desarrollo	925.500,00 €
Gastos generales	8.001.127,02 €
Beneficio Industrial	1.500.211,32 €
TOTAL	59.508.382,18 €

Tabla 32 - Presupuesto general de ejecución

Capítulo 12. ESTUDIO ECONÓMICO

Se va a realizar un estudio de viabilidad económico del parque eólico. Para poder realizar este estudio con exactitud se estimarán los ingresos y los gastos durante la vida útil de la inversión. Se calcularán costes de inversión, flujos de caja, financiaciones y rentabilidades.

Una vez obtenidos todos los datos veremos cómo analizarlos para decidir si es o no una inversión interesante.

12.1 INGRESOS ESTIMADOS

Como ya se ha mencionado, los ingresos de un parque eólico se obtienen principalmente a través de la venta de energía.

$$\text{Ingresos (€)} = \text{Producción (MWh)} \times \text{Precio de venta (€/MWh)}$$

Ingresos: tomaremos los datos energía vertida a la red, obtenidos en el capítulo 5 de este trabajo.

Precio de venta: podemos obtenerlo de las siguientes alternativas,

- Tarifa aplicable media del mercado diario (en España el MIBEL)
- La tarifa asignada al proyecto en un proceso de subasta pública
- La tarifa capturada por el proyecto en el caso de haber firmado un contrato de energía con un consumidor privado (PPA power purchase agreement)

Para el cálculo del precio se ha utilizado la media aritmética de dos proyecciones.

- Por un lado, se ha cogido el precio medio histórico desde el 2007 al 2020, obteniendo un valor medio de 46,09€, y se ha proyectado con un incremento menor a inflación (1%) durante 20 años.
- Por otro lado, se han cogido los datos ofrecidos por el OMIP sobre los contratos de futuro de los próximos años.

Esta media ha dado un precio de inicio de 51,09€ para el primer período de la proyección, y finalizando en el último período a 54,86€. Todo esto está descrito con mayor detalle en el Anexo III.

12.2 COSTES ESTIMADOS

Para la estimación de los costes debemos tener en cuenta:

- Los costes de construcción del proyecto, CAPEX (capital expenditure), fundamentados en las ofertas de aerogeneradores y el Balance of Plant BOP /Balance of System BOS resto de obras e instalaciones
- Los costes de operación y mantenimiento, OPEX (operational expenditure). Serán los costes que se deberán asumir año a año, para continuar con la explotación del parque eólico. Serán costes como el mantenimiento de los aerogeneradores, costes del terreno y otros costes de mantenimiento y operación. A estos últimos, dado que la vida útil del proyecto es de 20 años, se le debe sumar la inflación interanual estimada, en este caso un 1,5%.
- Los costes de desarrollo, DEVEX (development expenditure), que incluyen ingeniería, permisos, licencias, etc

Según lo detallado en el Anexo III, los costes totales de desarrollo del proyecto ascienden a la cantidad de 59.508.382,18 €.

Para los costes de amortización de esta inversión del total del proyecto se ha planteado una amortización lineal a 17 años.

Un desglose simple del presupuesto es el siguiente:

Costes	
Obra civil	1.864.372,85 €
Instalación eléctrica	4.017.171,00 €
Aerogeneradores	43.200.000,00 €
CAPEX	49.081.543,85 €
Coste de desarrollo	925.500,00 €
Total	50.007.043,85 €
Gastos generales	8.001.127,02 €
Beneficio industrial	1.500.211,32 €
TOTAL EJECUCIÓN	59.508.382,18 €

Tabla 33 - Resumen de costes

Los gastos definidos como “gastos generales” y “beneficio industrial” serán costes que se estima valen un 16% y un 3% respectivamente que se deberán pagar a los proveedores. Los costes de operación (OPEX), una tabla con los gastos de explotación en el Anexo III.

La inversión se va a financiar al 80% con un préstamo a 20 años de cuotas fijas, método de amortización francés, a una tasa de interés del 6%, con lo que los costes financieros de este préstamo no serán constantes, sino que irán bajando año a año, ver anexo IV flujos de deuda.

12.3 FLUJOS DE CAJA

Para poder obtener el valor del proyecto es necesario estimar las entradas y salidas de dinero, flujos de caja, que se van a producir mientras dure la inversión, actualizándolos a la tasa de descuento adecuada según el riesgo de dichos flujos.

Los flujos relevantes para estos cálculos son:

- Free cash flow: estaría formado por,
 - Flujos de caja de operaciones: son los ingresos y gastos por la explotación del negocio al que se dedica (cobros por venta de energía, pagos de nóminas, ...)
 - Flujos de caja de inversión: flujos por inversiones realizadas en el proyecto, fundamentalmente:
 - Las inversiones en inmovilizado necesario para el proyecto, material (edificios, maquinaria...) o inmaterial (patentes, software...) y financiera (inversiones permanentes)
 - Las inversiones en necesidades operativas de fondos: son las necesidades de circulante del año que no se cubren con la tesorería que se genera durante el periodo más la inicial del periodo
 - Inversión en NOF = NOF año n+1 – NOF año n

(+) Ingresos de Explotación
(-) Gastos de Explotación (sin amortizaciones)
EBITDA
(-) Amortizaciones
BAII (Beneficio antes de intereses e impuestos)
(-) Impuestos
Beneficio antes de intereses
(+) Amortizaciones
(-) Inversión en inmovilizado
(-) Inversión en NOF
FREE CASH FLOW

Tabla 34 - FCF

- Flujo de caja de la deuda: son los costes de la financiación del proyecto
- Flujo de caja para el accionista: serían el Free cash flow descontando los flujos de la deuda
 - $CFac = FCF - (\text{intereses pagados} \times (1-t)) - \text{Pagos Principal} + \text{Nueva Deuda}$
 - Siendo t el tipo impositivo, 25% en España

Para poder obtener estos índices es necesario hacer unos flujos de caja. Estos vienen detallados en el Anexo IV. Por un lado, se realizarán los flujos de caja importantes para el proyecto y más tarde los que le interesan al accionista.

Se espera una amortización en 17 años. La amortización será necesaria para obtener los flujos de caja.

También se deberán tener en cuenta los diferentes impuestos a pagar en España. En primer lugar, habrá que pagar el impuesto sobre la producción de energía eléctrica que asciende a un 7% del importe obtenido por la venta de energía en el mercado. Otro impuesto a pagar es el de sociedades, que asciende a un valor de 25% sobre los beneficios anuales.

12.4 INDICADORES FINANCIEROS

Para poder estimar la viabilidad de ejecución del proyecto, es necesario estimar su rentabilidad. Vamos a calcular los tres indicadores financieros más utilizados para valorar proyectos eólicos:

- VAN, valor actual neto
- TIR, la tasa interna de retorno
- Payback, el periodo de recuperación de la inversión

A continuación, analizamos cada uno de los indicadores.

12.4.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor actual neto (VAN) calcula el valor presente de todos los flujos de efectivo futuros, tanto los cobros como los pagos, de un proyecto descontados a una tasa de interés específica (tasa de descuento) para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. Ayuda a los inversores a decidir dónde colocar su capital, eligiendo proyectos que prometen retornos positivos ajustados al riesgo. Un VAN positivo indica que se espera que el proyecto genere más dinero del que costó, bajo las suposiciones utilizadas en el cálculo

La fórmula del VAN es la siguiente:

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

Donde:

- F_t son los flujos de caja (cobro-pago) en cada periodo de tiempo t
- n es el número de periodos de tiempo
- I_0 es la inversión inicial
- k es la tasa de descuento

La dificultad mayor es asignar una tasa de descuento adecuada, siempre superior a la tasa de descuento que de valor cero, TIR, que veremos a continuación. He aplicado el WACC que analizaré a continuación.

En el Anexo IV se han obtenido 2 valores distintos de VAN, el del proyecto y el del accionista.

- VAN del proyecto = 8.712,78 k€
- VAN del accionista = 6.374,24 k€

Ambos valores son mayores que 0 por lo tanto se confirma la viabilidad del proyecto. Es lógico que el VAN del accionista sea menor ya que descuenta los costes de la inversión financiada con deuda, pero ya veremos en la TIR que la rentabilidad es mayor.

12.4.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

El valor del TIR es aquel valor para el cual el VAN es cero; es decir, para el cual la diferencia entre cobros y pagos a lo largo de la vida útil del parque es nula.

Una vez obtenida la tasa de descuento (k), que sería la rentabilidad mínima exigida por quien pone el capital para invertir en el proyecto, se compara con el valor del TIR y se daría alguno de los siguientes casos:

- Si el TIR es mayor que k , el proyecto de inversión puede ser aceptado
- Si el TIR es igual que k , se dará el caso en el que no habrá rentabilidad, por encima de la mínima exigida, en el proyecto y se valorarán otros motivos para llevarlo a cabo o no
- Si el TIR es menor que k , se rechazará el proyecto, dado que no se alcanza la rentabilidad mínima exigida para realizar una inversión.

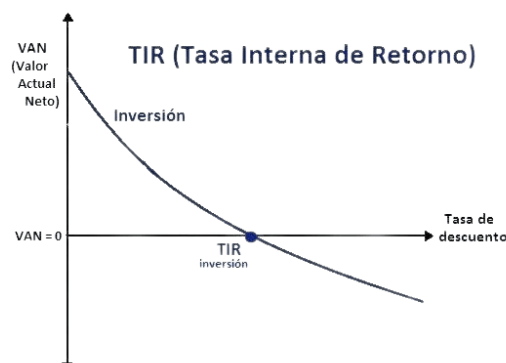


Figura 35 - TIR

En el Anexo IV se han obtenido 2 valores distintos de TIR, el del proyecto y el del accionista:

- TIR del proyecto = 7,17 %
- TIR del accionista = 16,69 %

Como se ha mencionado anteriormente, es lógico que la TIR del accionista sea mayor que el del proyecto, dado que al ser un proyecto financiado con un apalancamiento de 80/20 y la rentabilidad del proyecto es del 7,17% y el coste del préstamo es del 6% tienes una rentabilidad añadida para el accionista.

Para obtener la tasa de descuento se suele tener en cuenta:

- El WACC
- El riesgo de la inversión (riesgo país, ...)

12.4.3 PAYBACK O PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

El periodo de recuperación de la inversión (Pay back) es el tiempo que ha de transcurrir, el número de años, para que los flujos de caja generados puedan recuperar la inversión inicial. No tiene en cuenta el efecto del tiempo en el dinero.

El plazo de recuperación descontado o payback descontado es un método de evaluación de inversiones dinámico que determina el momento en que se recupera el dinero de una inversión, teniendo en cuenta los efectos del paso del tiempo en el dinero.

Si comparamos el payback descontado con el payback simple nos dirá que estamos recuperando la inversión antes en el simple que en el descontado siempre que el tipo de descuento sea positivo. Esto es debido a que el dinero tiene menos valor en el futuro, siempre y cuando el tipo de descuento sea positivo.

En el Anexo IV se puede ver como el tiempo que se tarda en recuperar la inversión es:

- de 11 años para el proyecto
- de 6 años para el accionista.

12.5 COSTE MEDIO PONDERADO DEL CAPITAL (WACC)

El WACC es la tasa de rendimiento que una empresa necesita alcanzar para cubrir los costes de financiación de sus inversiones. Esto incluye el dinero que la compañía ha tomado prestado y el que han aportado los accionistas. En definitiva, se trata del rendimiento mínimo que los inversores esperan obtener para compensar el riesgo de invertir en la empresa. Por lo tanto, la empresa se puede financiar:

- A través de las aportaciones de los socios al capital, su coste se calcularía por la rentabilidad de inversión en otro proyecto, se denomina coste de oportunidad,
- A través de la autofinanciación, no distribuyendo beneficios
- Aportaciones de terceros con coste: vía préstamos de entidades financieras o emitiendo obligaciones
- Adelantando cobros de clientes o retrasando pagos de proveedores en las operaciones de explotación, no tiene coste en principio

Esta es la fórmula básica para calcular el WACC:

$$WACC = \left(\frac{E}{E + D} * ke \right) + \left(\frac{D}{E + D} * kd * (1 - T) \right)$$

- E es el valor de mercado del patrimonio (acciones ordinarias).
- D es el valor de mercado de la deuda.
- ke es el rendimiento requerido sobre el patrimonio.
- kd es el rendimiento requerido sobre la deuda.
- T es la tasa impositiva

Para calcular ke, se debe tener en cuenta la tasa de rentabilidad que se da a los activos sin riesgo (o con riesgo mínimo) denominada Risk free Rf, y que se suele tomar la rentabilidad de los bonos del estado para el periodo. A la que se suma una cantidad β (beta, riesgo de la inversión vs de mercado).

En este caso, se asume que el 20% de la inversión lo asume la empresa constructora y para el 80% restante se tomará un préstamo de un banco a elegir, de cuota fija a la misma duración del proyecto, es decir, 20 años.

Los costes de deuda serán Ke(equity)=9% y Kd(deuda)=6%.

Con estos datos, y junto con el dato del coste total se pueden hacer los siguientes cálculos para obtener el valor del WACC:

- Coste total(k€) = 59.508,38. De ese coste total:
 - el Equity=11.901,68 (20%) viene de costes propios
 - la Deuda=47.606,71(80%) vendrá de préstamos bancarios.
- También se tendrá en cuenta el impuesto a las sociedades de un 25% (T).

$$WACC = (Equity * Ke) + (Deuda * Kd) * (1 - T) \quad Deuda + Equity = (0,2 * 0,09) + (0,8 * 0,06) * 0,75 = 5,4\%$$

A continuación, se ofrece una tabla a modo de resumen del capítulo:

WACC	5,4%
VAN PROYECTO	8.712,78 k€
VAN ACCIONISTA	6.374,24 k€
TIR PROYECTO	7,17 %
TIR ACCIONISTA	16,69 %
PAY BACK PROYECTO	11 años
PAY BACK ACCIONISTA	6 años

Tabla 35 - Resumen financiero

Capítulo 13. CONTAMINACIÓN EVITADA

La energía eólica no produce ninguna emisión a la atmósfera. La instalación de un parque eólico y su conexión al mix de generación evita que se conecten tecnologías contaminantes como el Ciclo combinado, cogeneración, carbón, motores diésel o turbinas de gas.

Esto contribuye directamente a evitar emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero a la atmósfera. Producir 1kWh de energía no contaminante evita que se genere aproximadamente 0,70 kg de CO₂. Por tanto, teniendo en cuenta que la producción del parque es de 162637,4 MWh, se puede afirmar que se evitará la siguiente contaminación:

CO ₂ evitado anual	113.616.888 kg de CO ₂
CO ₂ evitado en 20 años	2.272.337.760 kg de CO ₂

Tabla 36 - Contaminación evitada

La cantidad anual evitada equivale al CO₂ producido por 27.000 coches de gasolina en un año según la EPA (Agencia de Protección Ambiental de EEUU).[6]

Capítulo 14. ALINEACIÓN CON LOS ODS

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible se formularon entre el 25 y el 27 de septiembre de 2015 en la cumbre de la ONU en Nueva York. En ella, participaron más de 150 líderes mundiales, incluyendo al rey Felipe VI o al Papa. El objetivo era formular una agenda de desarrollo sostenible con vistas al año 2030, mediante un conjunto de objetivos para erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos. Cada uno de los 17 objetivos tiene metas específicas que deben alcanzarse en los próximos 15 años.



Figura 36 - Objetivos de desarrollo sostenible

Este proyecto está alineado con todos los objetivos globales de la ONU, pero en concreto, se considera que los siguientes ODS son los más relevantes para tener en cuenta en el desarrollo de este proyecto **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.:**

**7 ENERGÍA ASEQUIBLE
Y NO CONTAMINANTE**



Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante. La energía eólica no genera emisiones contaminantes de manera directa, aunque de manera indirecta puede ser contaminante la construcción o desmantelamiento de un parque. En cuanto al precio, gracias a la inversión y el desarrollo, la energía eólica puede llegar a ser de las más baratas del mercado.

**8 TRABAJO DECENTE
Y CRECIMIENTO
ECONÓMICO**



Objetivo 8: Trabajo decente y crecimiento económico. En la promoción, construcción, operación y mantenimiento del parque se llegarán a cubrir del orden de 100 puestos de trabajo.

**9 INDUSTRIA,
INNOVACIÓN E
INFRAESTRUCTURA**



Objetivo 9: Industria, innovación e infraestructura. Este proyecto está alineado con la modernización de la infraestructura eléctrica y el cambio hacia una industria sostenible y de calidad.

**11 CIUDADES Y
COMUNIDADES
SOSTENIBLES**



Objetivo 11: Ciudades y comunidades sostenibles. La construcción de generadores limpios ayuda al descenso de emisiones en las ciudades de forma directa.

**13 ACCIÓN
POR EL CLIMA**



Objetivo 13: Acción por el clima. Una de las principales causas de calentamiento global son las emisiones de CO₂ acumuladas en la atmósfera, por lo que las energías renovables colaboran en no emitir más gases de efecto invernadero.



Objetivo 15: Vida de ecosistemas terrestres. Este objetivo se debe tener muy en cuenta a la hora de seleccionar el emplazamiento, asegurándose de respetar las zonas protegidas y los pasos de aves.

Capítulo 15. CONCLUSIONES

El proyecto de desarrollo de un parque eólico terrestre en los términos municipales de Tordoia y Val Do Dubra, A Coruña, se ha completado con éxito, resultando en un parque con una potencia instalada de 48 MW. A lo largo del proyecto se han abordado diferentes fases que abarcan desde la elección de la ubicación óptima hasta el estudio de viabilidad económica, asegurando su viabilidad técnica, económica y medioambiental.

La elección de la ubicación en A Coruña se ha fundamentado en criterios de puntuación basados en diversos factores técnicos y medioambientales. Las condiciones de viento en la zona han sido óptimas, con velocidades y densidades de potencia medias adecuadas para el desarrollo del parque eólico. Se han instalado 8 aerogeneradores de General Electric con una altura de buje de 120 metros, debido a las mejores características del viento a esa altura. La infraestructura eléctrica y civil necesaria se ha diseñado cumpliendo con la normativa española, garantizando así la viabilidad técnica del proyecto.

La simulación de producción anual ha arrojado una producción neta de 162,64 GWh, con un factor de capacidad del 38,68%. El diseño del parque ha maximizado el rendimiento técnico de los aerogeneradores, ubicándolos en zonas de mayor altura y alineaciones perpendiculares a la dirección predominante del viento.

El análisis financiero del proyecto ha mostrado una alta rentabilidad. Los ingresos principales han provenido de la venta de la energía generada, y los costes se han dividido en CAPEX, OPEX y DEVEX. El coste total del desarrollo del proyecto ha ascendido a 59.508.382,18 €, financiado en un 20% con fondos propios y un 80% mediante deuda.

Los indicadores financieros del proyecto han sido favorables:

- VAN del proyecto: 8.712,78 k€
- VAN del accionista: 6.374,24 k€
- TIR del proyecto: 7,17%

- TIR del accionista: 16,69%
- Payback del proyecto: 11 años
- Payback del accionista: 6 años

Estos indicadores han confirmado la viabilidad económica del parque eólico, ofreciendo una rentabilidad adecuada a los inversores y asegurando la recuperación de la inversión en un plazo razonable.

El proyecto ha contribuido significativamente a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la contaminación del aire, apoyando así la transición hacia un modelo energético más sostenible y renovable. Además, ha diversificado la matriz energética y mejorado la seguridad energética de España.

El desarrollo del parque eólico en A Coruña no solo ha sido un ejemplo de viabilidad técnica y económica, sino que también ha representado un avance significativo hacia la sostenibilidad ambiental. La cuidadosa planificación y ejecución del proyecto han asegurado que se maximicen los beneficios tanto para los inversores como para el medio ambiente, contribuyendo a un futuro más limpio y seguro en el sector energético.

Capítulo 16. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Red Eléctrica de España. “Potencia instalada del sistema eléctrico Nacional”. REData. Mayo, 2024. [REData - Potencia instalada | Red Eléctrica \(ree.es\)](#).
- [2] Red Eléctrica de España. “Estructura de la generación con/sin emisiones CO2 equivalentes (%)”. REData. Mayo, 2024. [REData - No renovables detalle emisiones CO2 | Red Eléctrica \(ree.es\)](#).
- [3] Acciona. “Qué beneficios tiene la energía eólica”. Acciona. Enero, 2024. [¿Qué beneficios tiene la energía eólica? | ACCIONA | Business as unusual](#).
- [4] GWEC's Global Wind Report 2024 [Global Wind Report 2024 - Global Wind Energy Council \(gvec.net\)](#)
- [5] Deloitte y AEE. “Estudio Macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España. Datos 2021”. Asociación Empresarial Eólica. Diciembre, 2022. [Estudio-Macroeconomico-AEE_2022.pdf \(aeolica.org\)](#).
- [6] EPA. “Greenhouse Gas Equivalencies Calculator”. [Greenhouse Gas Equivalencies Calculator | US EPA](#)
- [7] ONU. “Objetivos de desarrollo sostenible”. [Objetivos y metas de desarrollo sostenible](#).
- [8] DTU Wind Energy. “WAsP - Wind Atlas Analysis and Application Program”. [WAsP](#).
- [9] AWS Truepower. “Windographer - Analyze, Visualize, and Validate Wind Resource Data”. [Windographer | Wind Data Analytics and Visualization Solution | UL Solutions](#)
- [10] Google. “Google Earth Pro”. [Google Earth](#)
- [11] DTU Wind Energy. “Global Wind Atlas”. [Global Wind Atlas](#).
- [12] Prysmian Group. “Catálogo de cables de media tensión”. [Catalogo de cables para Baja y Media Tension \(prysmiangroupcatalogue.com\)](#)
- [13] Prysmian Group. “Catálogo de cables de tierra”. [Catalogo de cables para Baja y Media Tension \(prysmiangroupcatalogue.com\)](#)

- [14] Lapp Group. “Catálogo de cables de fibra óptica”. [Catálogo OnLine \(lappgroup.com\)](http://lappgroup.com)
- [15] Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE). [OMIE](http://omie.es).
- [16] Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIP). [OMIP](http://omip.es).
- [17] General Electric. “Cypress 164 6MW Wind Turbine”. [Cypress Onshore Wind Turbine Platform | GE Vernova](http://www.ge.com)
- [18] Sistema de amortización francés. [Sistema de amortización francés: sus características | Ibercaja](http://ibercaja.es)
- [19] Consuelo Alonso. “Con el viento a favor”. Fundación Esteyco. Con el viento a favor.
- [20] Matías Sánchez Mingarro. “Apuntes Centrales y Subestaciones Eléctricas”. ICAI Comillas.
- [21] Luis Rouco. “Apuntes Protecciones Eléctricas”. ICAI Comillas.
- [22] Lukas Sigríst, Fidel Fernández. “Apuntes Accionamientos eléctricos”. ICAI Comillas.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO – ANEXO I PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN A CORUÑA

ANEXO I - SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Autor: Antonio Ridruejo Tuñón

Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Índice del anexo

Introducción.....	3
Emplazamiento A.....	7
A.1 Recurso eólico.....	7
A.2 Orografía	8
A.3 Tipo de terreno.....	8
A.4 Vegetación.....	8
A.5 Interconexión eléctrica	8
A.6 Accesibilidad.....	8
A.7 Medio ambiente.....	8
A.8 Potencia bruta.....	9
Puntuación Final.....	9
Emplazamiento B.....	10
B.1 Recurso eólico.....	10
B.2 Orografía	11
B.3 Tipo de terreno.....	11
B.4 Vegetación.....	11
B.5 Interconexión eléctrica	11
B.6 Accesibilidad.....	11
B.7 Medio ambiente.....	11
B.8 Potencia bruta.....	11
Puntuación Final.....	12
Emplazamiento C.....	13
C.1 Recurso eólico.....	13
C.2 Orografía	14
C.3 Tipo de terreno.....	14
C.4 Vegetación	14
C.5 Interconexión eléctrica	14
C.6 Accesibilidad.....	14
C.7 Medio ambiente.....	14

<i>C.8 Potencia bruta.....</i>	<i>14</i>
<i>Puntuación Final.....</i>	<i>15</i>

Conclusión 16

INTRODUCCIÓN

Con el objetivo de seleccionar el mejor emplazamiento posible para el desarrollo del proyecto eólico, se compararán tres opciones distintas, considerando una serie de características clave que influyen en su viabilidad y eficiencia. Dichas características, y sus criterios de puntuación son:

1. Recurso eólico:

El objetivo es encontrar áreas grandes en las que haya un viento de velocidad alta y en una dirección uniforme. Se utilizará como fuente para un estudio preliminar la herramienta Global Wind Atlas, desarrollada por la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU) en colaboración con el Grupo Banco Mundial. Esta fuente ofrece datos de viento suficientemente fiables para un análisis preliminar. Los criterios de puntuación serán:

Velocidad viento [m/s]	$V < 6$	$6 < V < 7$	$7 < V < 8$	$V > 8$
Puntuación	0	1	2	3

2. Orografía:

Se evaluará la pendiente del terreno en cada ubicación. El objetivo es conseguir áreas de pendiente moderada que faciliten la obra civil. Para evaluar la pendiente media se utilizarán mapas topográficos y se analizarán las pendientes entre las curvas de los puntos donde podrían ir los aerogeneradores. Los criterios de puntuación serán:

Pendiente media [%]	$P > 15$	$15 > P > 10$	$10 > P > 5$	$P < 5$
Puntuación	0	1	2	3

3. Tipo de terreno:

Se determinará la consistencia del suelo (blando o duro) en cada emplazamiento, ya que este factor es fundamental para la cimentación de las turbinas y la resistencia a las vibraciones. Los criterios de puntuación serán:

Consistencia	Blanda / Roca	Zonas blandas	Zonas con roca	Normal
Puntuación	0	1	2	3

4. Vegetación:

Se identificará el tipo de vegetación presente en cada ubicación (monte bajo, arbórea), ya que la presencia de árboles o vegetación densa puede afectar tanto al flujo de viento como dificultar el acceso y obra. Los criterios de puntuación serán:

Vegetación	Bosque	Árboles puntuales	Monte bajo
Puntuación	1	2	3

5. Interconexión eléctrica:

Se evaluará la distancia a la subestación más cercana, ya que este factor influye directamente en CAPEX y OPEX de la infraestructura de interconexión. Los criterios serán:

Distancia 220 kV [km]	$D > 50$	$50 > D > 25$	$D < 25$
Puntuación	0	2	3

6. Accesibilidad:

Se analizarán las características y el estado de las carreteras que dan acceso a cada emplazamiento, ya que esto es fundamental para el transporte de materiales y equipos durante la fase de construcción y mantenimiento. Los criterios de puntuación serán:

Estado carreteras	Reforma total	Reforma puntual	Buen estado
Puntuación	0	2	3

7. Impacto ambiental:

Se verificará que los emplazamientos candidatos no se encuentren dentro de áreas naturales protegidas o zonas con restricciones ambientales. Los criterios de puntuación serán:

Zonas protegidas	A menos de 5 km	Entre 5 y 15 km	A más de 15 km
Puntuación	1	2	3

8. Estimación de la potencia bruta y del recurso eólico:

Se realizará una estimación preliminar de la potencia en cada emplazamiento, en función de la superficie disponible y la información sobre el viento existente. Los criterios son:

P estimada [MW]	< 20	20 < P < 50	50 < P < 100	> 100 MW
Puntuación	0	1	2	3

9. Otros criterios:

Se revisará que no existan instalaciones de TV, telefonía móvil y propiedades privadas en el emplazamiento. Los criterios de puntuación para ello serán:

Descripción	Instalación TV	Instalación telefonía	Prop privada crítica	Ningún problema
Puntuación	0	1	0	3

A continuación, se presenta un mapa de la península ibérica con la localización de los emplazamientos A, B y C que se van a valorar como posibilidades para el desarrollo del proyecto.



Imagen 1 - Emplazamientos a comparar

EMPLAZAMIENTO A

Este emplazamiento se encuentra en los términos municipales de Carballo, Tordoia, Val Do Dubra en la provincia de A Coruña.

Las coordenadas del emplazamiento A son:

- Latitud: 43° 4' 5" N
- Longitud: 8° 37' 0" O

A.1 RECURSO EÓLICO

El área seleccionada para el estudio tiene los siguientes datos para una altura de 100m en el 10% de las áreas con más viento:

Densidad media de la potencia: 473 W/m²

Velocidad media del viento: 7,75 m/s

La rosa de la velocidad del viento es la siguiente, con dirección principal Suroeste:

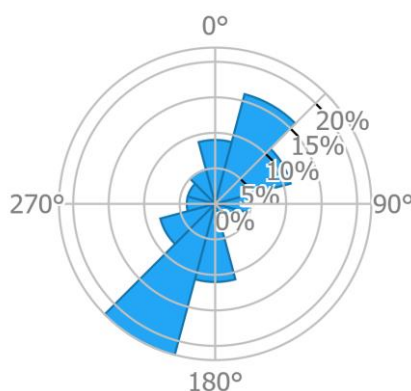


Figura 1 - Rosa de la velocidad del viento Empl. A

A.2 OROGRAFÍA

Las pendientes medias entre las que se sitúan algunas de las turbinas son:

$$\frac{h_2 - h_3}{distancia} = \frac{488 - 428}{550} * 100 = 10,91\%$$

$$\frac{h_7 - h_6}{distancia} = \frac{486 - 407}{600} * 100 = 13,17\%$$

Se trata de un terreno con pendientes considerables, entre las que circulan ríos en forma de valle.

A.3 TIPO DE TERRENO

Consistencia normal

A.4 VEGETACIÓN

Existe vegetación abundante, tanto monte bajo, arbórea y explotaciones agrícolas.

A.5 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

El parque se encuentra a 22 km de la subestación Mesón do Vento, de REE donde podría estar el punto de conexión. Para llegar ahí, podría colectar en la subestación del PE Castelo, situado a 8 km.

A.6 ACCESIBILIDAD

Carreteras de acceso en buen estado.

A.7 MEDIO AMBIENTE

Tras analizar la zona a en la Red Gallega de Espacios Protegidos, se concluye que no existen zonas críticas dentro de los terrenos, estando la zona protegida más cercana (Río Tambre) a más de 9 km.

A.8 POTENCIA BRUTA

Se puede conseguir una potencia superior a 50MW, que es la potencia objetivo del presente trabajo.

PUNTUACIÓN FINAL

De acuerdo con los criterios facilitados a continuación del presente anexo, se concluye que las características del emplazamiento A obtienen las siguientes puntuaciones:

- Recurso eólico: 2
- Orografía: 1
- Tipo de terreno: 3
- Vegetación: 2
- Interconexión eléctrica: 3
- Accesibilidad: 3
- Medio ambiente: 2
- Otros: 3
- Potencia bruta: 2

Puntuación Total: 21 puntos.

EMPLAZAMIENTO B

Este emplazamiento se encuentra en los términos municipales de Quinto (Zaragoza) y Azaila (Teruel).

Las coordenadas del emplazamiento B son:

- Latitud: 41° 21' 30" N
- Longitud: 0° 29' 30" O

B.1 RECURSO EÓLICO

El área seleccionada para el estudio tiene los siguientes datos para una altura de 100m en el 10% de las áreas con más viento:

Densidad media de la potencia: 562 W/m²

Velocidad media del viento: 6,88 m/s

La rosa de la velocidad del viento es la siguiente, con dirección principal muy bien definida al Noroeste:

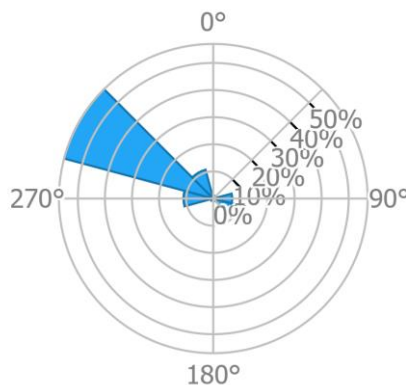


Figura 2 - Rosa de la velocidad del viento Empl. B

B.2 OROGRAFÍA

La orografía del emplazamiento es suave, sin grandes pendientes, facilitando en gran medida la obra civil. Existen zonas elevadas, pero la situación de las turbinas tendría una pendiente media inferior al 5%.

B.3 TIPO DE TERRENO

Consistencia normal con roca puntual.

B.4 VEGETACIÓN

Sin vegetación.

B.5 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

El parque se encuentra a 38 km de la subestación Cartujos, de REE donde podría estar el punto de conexión. Para llegar ahí, podría colectar en la subestación GELSA, situada a 8 km.

B.6 ACCESIBILIDAD

Carreteras de acceso en buen estado.

B.7 MEDIO AMBIENTE

Los terrenos se encuentran a menos de 5 km de las zonas ZEPA (Zonas de Especial Protección para la Avifauna) de la Red Natura 2000:

- ZEPA Estepas de Belchite
- ZEPA Retuerta
- ZEPA Saladas de Sástago

B.8 POTENCIA BRUTA

Se puede conseguir una potencia superior a 50MW, que es la potencia objetivo del presente trabajo.

PUNTUACIÓN FINAL

De acuerdo con los criterios facilitados a continuación del presente anexo, se concluye que las características del emplazamiento A obtienen las siguientes puntuaciones:

- Recurso eólico: 1
- Orografía: 3
- Tipo de terreno: 2
- Vegetación: 3
- Interconexión eléctrica: 2
- Accesibilidad: 3
- Medio ambiente: 1
- Otros: 3
- Potencia bruta: 2

Puntuación Total: 20 puntos.

EMPLAZAMIENTO C

Este emplazamiento se encuentra en los términos municipales Maján y Velilla de los Ajos, en la provincia de Soria.

Las coordenadas del emplazamiento C son:

- Latitud: 41° 27' 30" N
- Longitud: 2° 16' 35" O

C.1 RECURSO EÓLICO

El área seleccionada para el estudio tiene los siguientes datos para una altura de 100m en el 10% de las áreas con más viento:

Densidad media de la potencia: 557 W/m²

Velocidad media del viento: 7,85 m/s

La rosa de la velocidad del viento es la siguiente, sin una dirección principal bien definida aunque se supondrá viento del oeste.

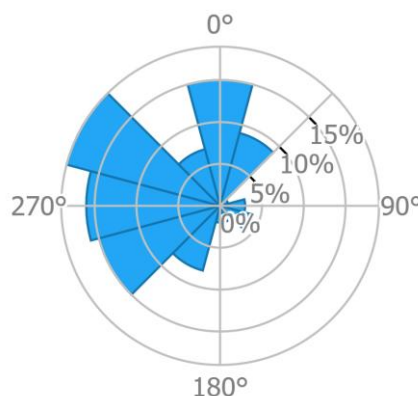


Figura 3 - Rosa de la velocidad del viento Empl. C

C.2 OROGRAFÍA

La orografía es abrupta, existiendo pendientes medias como la siguiente:

$$\frac{h_{max} - h_{min}}{distancia} = \frac{1116 - 1050}{500} * 100 = 13,2\%$$

C.3 TIPO DE TERRENO

Consistencia normal con roca puntual.

C.4 VEGETACIÓN

Monte bajo con árboles puntuales.

C.5 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

El parque se encuentra a 20 km de la subestación Almazán, de REE donde podría estar el punto de conexión.

C.6 ACCESIBILIDAD

La accesibilidad a las zonas de implantación de los aerogeneradores podría requerir de reformas puntuales, ya que no existen caminos en gran parte de los terrenos.

C.7 MEDIO AMBIENTE

Según el recurso ofrecido por la junta de Castilla y León, la zona se califica como sensible eólico por MUP (Montes de Utilidad Pública), sensible a aves esteparias y planeadoras, es un terreno cinegético, y se encuentra a 20 km de los Quejigares de Gómara y Nágima, zona protegida ZEC (Zona de Especial Conservación) por la Red Natura 2000.

C.8 POTENCIA BRUTA

Se puede conseguir una potencia superior a 50MW, que es la potencia objetivo del presente trabajo.

PUNTUACIÓN FINAL

De acuerdo con los criterios facilitados a continuación del presente anexo, se concluye que las características del emplazamiento A obtienen las siguientes puntuaciones:

- Recurso eólico: 2
- Orografía: 1
- Tipo de terreno: 2
- Vegetación: 2
- Interconexión eléctrica: 3
- Accesibilidad: 2
- Medio ambiente: 1
- Otros: 3
- Potencia bruta: 2

Puntuación Total: 18 puntos.

CONCLUSIÓN

Las puntuaciones finales obtenidas por los emplazamientos han sido:

- Emplazamiento A: 21 puntos.
- Emplazamiento B: 20 puntos.
- Emplazamiento C: 18 puntos.

Por tanto, se selecciona el emplazamiento A para desarrollar el Trabajo de Fin de Grado del alumno Antonio Ridruejo Tuñón. A continuación, se presenta el terreno seleccionado sobre el que se desarrollará el proyecto:

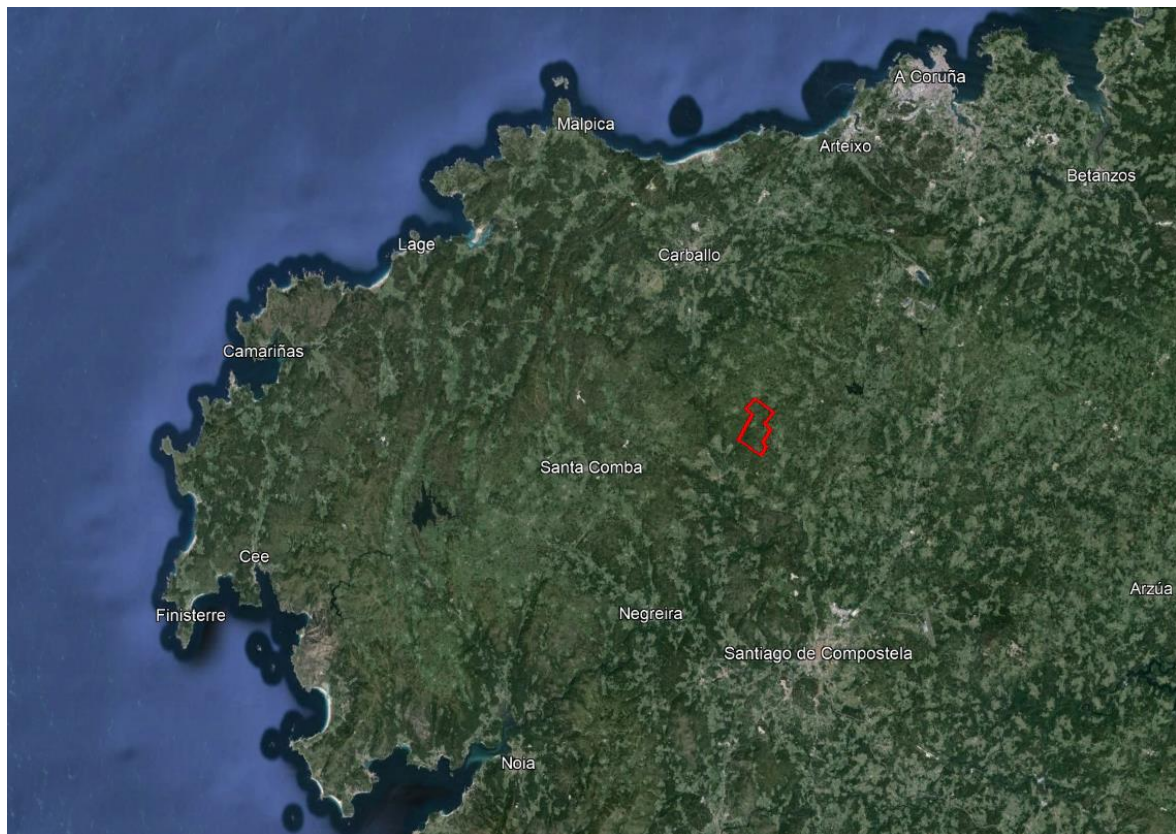


Imagen 2 - Emplazamiento seleccionado



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

ANEXO II CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Autor: Antonio Ridruejo Tuñón
Directora: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Índice del Anexo II

Capítulo 1. Dimensionamiento de cables.....	3
1.1 Cálculos de intensidad.....	3
1.2 Elección de cable.....	9
1.3 Caída de tensión	11
Capítulo 2. Estudio de cortocircuito	13
2.1 Corriente de cortocircuito en alta tensión.....	13
2.2 Corriente de cortocircuito en media tensión.....	13
2.3 Corriente de cortocircuito en baja tensión.....	14
2.4 Resumen de corrientes de cortocircuito	15

Índice de figuras

Figura 1 - Disposición de ternas	7
Figura 2 - Capas del cable Prysmian	9

Índice de tablas

Tabla 1 - Tipos de aislamiento y temperatura de servicio	4
Tabla 2 - Intensidades admisibles según aislamiento y sección	5
Tabla 3 - Factor de corrección por temperatura del terreno	5
Tabla 4 - Resistividad térmica del terreno	6
Tabla 5 - Factor de corrección por resistividad del terreno	6
Tabla 6 - Características generales del cable Prysmian	9
Tabla 7 - Capas del cable Prysmian	9
Tabla 8 - Intensidades admisibles cable Prysmian	10
Tabla 9 - Resistencias, reactancias y capacidad del cable Prysmian	10
Tabla 10 - Resumen de tramos	11
Tabla 11 - Caída de tensión de los tramos	12
Tabla 12 - Resumen de corrientes de cortocircuito	15

Capítulo 1. DIMENSIONAMIENTO DE CABLES

En este Anexo se van a realizar los cálculos eléctricos necesarios para dimensionar y diseñar la infraestructura de evacuación del parque eólico.

1.1 CÁLCULOS DE INTENSIDAD

En primer lugar, se va a escoger el nivel de tensión de las celdas de media tensión que irán al pie de cada aerogenerador. En el catálogo del fabricante del aerogenerador se observa que se puede escoger un nivel de tensión primario de 20 kV o 30 kV. Dado que se trata de aerogeneradores de alta potencia, se elegirá el nivel de tensión de 30 kV ya que permitirá menores intensidades.

Una vez elegido el nivel de media tensión, se calculará la intensidad nominal de salida del transformador BT / MT:

$$I_N = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{6,666 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3} = 128,30 \text{ A}$$

Para coser los aerogeneradores y llevarlos al embarrado de media tensión, se debe tener en cuenta cuál es la intensidad máxima de las celdas de media tensión de 30 kV. Las celdas de 30 kV utilizadas tienen una corriente nominal de 630 A. Por lo tanto, en un solo string de aerogeneradores, puede haber un máximo de:

$$N_{max} \leq \frac{630}{128,3} = 4,91$$

$$N_{max} = 4 \text{ aerogeneradores}$$

Sin embargo, observando la disposición espacial de los aerogeneradores, lo más sencillo será hacer 2 strings de 3 cables y 1 string de 2 cables. Por tanto, las intensidades máximas por dichos strings serán:

- Circuito de 3 aerogeneradores:

$$I_{S3} = 3 \cdot 128,3 = 384,9 \text{ A.}$$

- Circuito de 2 aerogeneradores:

$$I_{S2} = 2 \cdot 128,3 = 256,6 \text{ A.}$$

Según el Reglamento de Líneas de Alta Tensión de España (ITC-06), las intensidades máximas de un cable dependen directamente de la temperatura máxima que puede soportar el cable. Esta temperatura depende del tipo de aislamiento. A continuación, se muestran los tipos de aislamiento más comunes y su temperatura máxima de servicio permanente:

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

Tabla 1 - Tipos de aislamiento y temperatura de servicio

Por su uso extendido y buenas características térmicas, se decide usar el aislamiento tipo XLPE (polietileno reticulado).

Existe un dimensionamiento estándar para unas características tipo. Dichas características son:

- Cables soterrados a 1m de profundidad.
- Terreno de resistividad media 1,5 km / W (secos).
- Temperatura del terreno a 1m: 25°C.
- Temperatura al aire: 40°C.
- Una terna trifásica unipolar.

Para estas características, se adjuntan las secciones estándar según el tipo de aislamiento:

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

Tabla 2 - Intensidades admisibles según aislamiento y sección

A priori, se usarán las siguientes secciones:

- C3: AL XLPE 300 mm²
- C2: AL XLPE 150 mm²

Sin embargo, esto no se cumple en nuestro caso, por lo que se le deben aplicar diferentes factores de corrección a la intensidad calculada.

- Por temperatura del terreno:

En función de la temperatura máxima de servicio permanente y la temperatura del terreno, se tienen diferentes factores de corrección, mostrados a continuación:

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

Tabla 3 - Factor de corrección por temperatura del terreno

Para el caso de cables XLPE ($\theta_s = 90^\circ \text{C}$), el factor de corrección que se debe aplicar será 1.

- Por resistividad del terreno:

En Abelenda anualmente caen aproximadamente 1276 mm de lluvia. Esto, añadido a la importante presencia de ríos en la zona, se considerará como un terreno húmedo. La resistividad térmica varía con la humedad del terreno según la siguiente tabla:

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

Tabla 4 - Resistividad térmica del terreno

En este caso, será aproximadamente de 0,80 km/W. Por tanto, se debe corregir la temperatura de acuerdo con el siguiente factor de corrección:

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

Tabla 5 - Factor de corrección por resistividad del terreno

Los cables irán en el interior de tubos. Por tanto, el factor de corrección por resistividad del terreno será 1,15 y 1,14 respectivamente.

- Por distancia entre ternas:

En la infraestructura de evacuación de nuestro parque, se han diseñado zanjas donde confluyen hasta 3 ternas de cables a una distancia $d = 40$ cm.

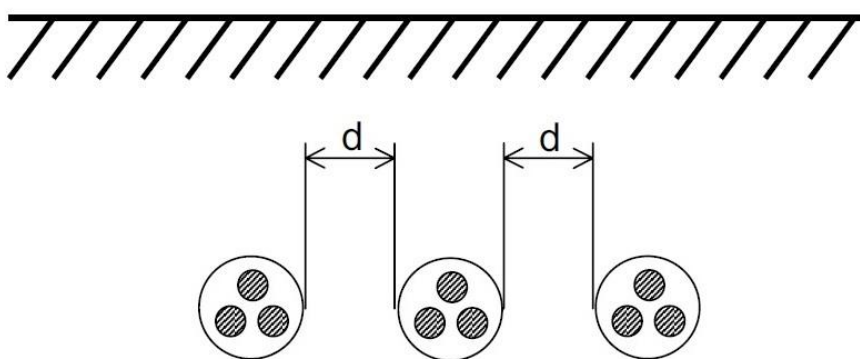


Figura 1 - Disposición de ternas

Por tanto, se producen efectos electromagnéticos por los que se debe corregir también la intensidad máxima admisible por el cable. Este factor de corrección se mira en la siguiente tabla:

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	-	-	-	-

Ya que se tienen 3 ternas de cables bajo tubo a 0,4 m, el factor será 0,80.

En total, se le deben aplicar a las intensidades calculada dos factores de corrección al alza:

$$I_{c3} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \cdot 3 / (1,15 \cdot 0,8) = 418,32 \text{ A}$$

$$I_{c2} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \cdot 2 / (1,14 \cdot 0,8) = 281,33 \text{ A}$$

Volviendo a la tabla del principio, finalmente se elegirán los siguientes conductores:

- S3: AL XLPE 400 mm².
- S2: AL XLPE 240 mm² (El cable de 185 mm² no se encuentra en catálogo).

1.2 ELECCIÓN DE CABLE

Entre los modelos y fabricantes se decide proceder con el fabricante Prysmian, ya que son el líder mundial en fabricación de cables de MT y AT; además de que sus cables cumplen con las normas de diseño de cableado de obligado cumplimiento (UNE-HD 620-10E). El modelo de cable será el AL RHZ1-OL, con las siguientes características:

Material	Cuerda compacta de hilos de Al
Temperatura máxima	90 °C sp; 250 °C cc.
Flexibilidad	Clase 2, según UNE-EN 60228.
Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE).
Pantalla metálica	Cobre. Sección total 16 mm ² .

Tabla 6 - Características generales del cable Prysmian

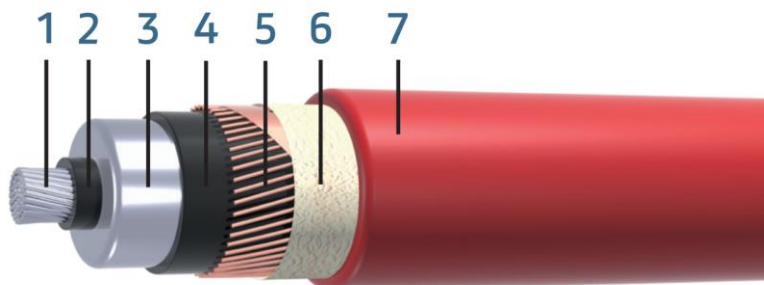


Figura 2 - Capas del cable Prysmian

1	Conductor	Al, clase 2, 90°
2	Pantalla sobre conductor	Capa extrusionada de material conductor.
3	Aislamiento	XLPE
4	Pantalla sobre aislamiento	Capa semiconductor separable en frío.
5	Pantalla metálica	Cobre
6	Protección contra el agua	OL con cinta hinchante
7	Cubierta exterior	Poliolefina DMZ1 Vemex

Tabla 7 - Capas del cable Prysmian

El cable tiene las siguientes propiedades para las secciones requeridas:

Sección Conductor / Pantalla Cu (mm²)	Diámetro nominal sobre aislamiento (1) (mm)	Diámetro nominal exterior (1) (mm)	Peso (1) (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (1) (mm)	Intensidad máx. admisible al aire (2) (A)	Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) (A)	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) (A)	Intensidad máxima de cortocircuito durante 1 s (kA)	
								Conductor	Pantalla
18/30 kV									
1X240 (Al)/16*	35,0	44,3	1990	665	455	345	320	22,6	2,97
1X400 (Al)/16*	40,0	49,6	2575	744	610	445	415	37,6	2,97

Tabla 8 - Intensidades admisibles cable Prysmian

Sección Conductor / Pantalla Cu (mm ²)	Resistencia en corriente continua a 20 °C (Ω/km)	Resistencia en corriente alterna a 90 °C (Ω/km)	Reactancia inductiva a 50 Hz (Ω/km)	Capacidad (μF/km)	Resistencia homopolar Ro (Ω/km)	Reactancia inductiva homopolar Xo (Ω/km)	Capacidad homopolar Co (μF/km)
18/30 kV							
1X240 (Al)/16*	0,125	0,161	0,116	0,227	0,947	0,514	0,227
1X400 (Al)/16*	0,0778	0,102	0,108	0,272	0,895	0,510	0,272

Tabla 9 - Resistencias, reactancias y capacidad del cable Prysmian

1.3 CAÍDA DE TENSION

Los tramos serán los siguientes:

Tramo	Aerogeneradores	Conductor	Longitud
I	A01 y A02	240 mm ²	2,97 km
II	A03, A04 y A05	400 mm ²	1,15 km
III	A06, A07 y A08	400 mm ²	3,56 km

Tabla 10 - Resumen de tramos

Se observa que las intensidades máximas admisibles para cables directamente enterrados cumplen con las calculadas.

Con ellas, se pueden calcular las caídas de tensión aplicando una de las siguientes fórmulas equivalentes:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sen \varphi) \cdot L$$

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

Se utilizará la segunda, donde S es la sección del conductor en mm², γ la conductividad del aluminio a 90°C (27,3 m/Ω·mm²) y $\cos \varphi$ el factor de potencia (0,9). La caída de tensión para cada uno de los tramos será:

$$\Delta U_I = \frac{\sqrt{3} \cdot 281,33 \cdot 2970 \cdot 0,9}{240 \cdot 27,3} = 198,79 \text{ V}$$

$$\Delta U_{II} = \frac{\sqrt{3} \cdot 418,32 \cdot 1150 \cdot 0,9}{400 \cdot 27,3} = 68,67 \text{ V}$$

$$\Delta U_{III} = \frac{\sqrt{3} \cdot 418,32 \cdot 3560 \cdot 0,9}{400 \cdot 27,3} = 212,58 \text{ V}$$

Se comprueba que las caídas de tensión están dentro de unos márgenes razonables, es decir, son inferiores al 1%:

$$\Delta U [\%] = \frac{\Delta U}{U} \cdot 100 \quad ; \quad U = 30kV$$

Tramo	Sección	ΔU [%]
I	240 mm ²	0,66 %
II	400 mm ²	0,23 %
III	400 mm ²	0,71 %

Tabla 11 - Caída de tensión de los tramos

En todos casos cumplen por lo que se consideran bien dimensionados.

Capítulo 2. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

Las corrientes de cortocircuito son fundamentales para dimensionar la infraestructura de tierras y las protecciones del sistema.

2.1 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN ALTA TENSIÓN

Se tienen los siguientes datos del parque de 220 kV de la SET Mesón do Vento:

- Tensión nominal: 220 kV
- Tensión más elevada para el material (Ve): 245 kV
- Neutro: Rígido a tierra
- Potencia de cortocircuito: 4000 MVA
- Tiempo de extinción de la falta: 0,5 seg

Con ello, se puede calcular el valor eficaz de la intensidad de cortocircuito trifásico en barras de 220 kV:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{4000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 10,5 \text{ kA}$$

2.2 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN MEDIA TENSIÓN

A partir de la potencia de cortocircuito calculada, y sabiendo que la Media Tensión son 30 kV, se puede obtener la impedancia equivalente de Thévenin en las barras de 30 kV. Dicha impedancia será:

$$Z_{th} = \frac{U^2}{S_{cc}} = \frac{(30 \cdot 10^3)^2}{4000 \cdot 10^6} = 0,225 \Omega$$

A esta impedancia hay que añadirle la impedancia propia del transformador de potencia. Esta impedancia será:

$$Z_{cc} = \frac{u_{cc} \cdot U^2}{S_N} = \frac{10\% \cdot 30^2}{60} = 1,5 \, \Omega$$

Se ha supuesto una tensión de cortocircuito estándar del 10%.

Con todo ello, la impedancia total vista por la red en barras de 30 kV será la suma de ambas:

$$Z_{MT} = Z_{th} + Z_{cc} = 1,725 \, \Omega$$

Y, por tanto, la intensidad de cortocircuito será:

$$I_{cc} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{MT}} = \frac{30 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,725} = 10,05 \, kA$$

2.3 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN BAJA TENSIÓN

A partir de la potencia de cortocircuito calculada, y sabiendo que la Media Tensión son 30 kV, se puede obtener la impedancia equivalente de Thévenin en las barras de 30 kV. Dicha impedancia será:

$$Z_{th} = \frac{U^2}{S_{cc}} = \frac{(690)^2}{4000 \cdot 10^6} = 1,2 \cdot 10^{-4} \, \Omega$$

A esta impedancia hay que añadirle la impedancia propia del transformador de potencia. Esta impedancia será:

$$Z_{cc} = \frac{u_{cc} \cdot U^2}{S_N} = \frac{10\% \cdot 690^2}{60 \cdot 10^6} = 7,9 \cdot 10^{-4} \, \Omega$$

Se ha supuesto una tensión de cortocircuito estándar del 10%.

Además, hay que añadirle la impedancia del transformador de servicios auxiliares, calculada de la siguiente forma:

$$Z_{SSAA} = \frac{u_{cc} \cdot U^2}{S_{SSAA}} = \frac{6\% \cdot 690^2}{500 \cdot 10^3} = 0,057 \, \Omega$$

Se ha supuesto una tensión de cortocircuito en SSAA del 6% y una potencia de 500 kVA.

Con todo ello, la impedancia total vista por la red en barras de 690 V será la suma de ambas:

$$Z_{MT} = Z_{th} + Z_{cc} + Z_{SSAA} = 0,058 \, \Omega$$

Y, por tanto, la intensidad de cortocircuito será:

$$I_{cc} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{MT}} = \frac{690}{\sqrt{3} \cdot 0,058} = 6,86 \, kA$$

2.4 RESUMEN DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Nivel de tensión	Icc
220 kV	10,50 kA
30 kV	10,05 kA
690 V	6,86 kA

Tabla 12 - Resumen de corrientes de cortocircuito



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

ANEXO III ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

Autor: Antonio Ridruejo Tuñón
Directora: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Índice del Anexo III

Capítulo 1. Introducción	3
1.1 Objeto del estudio.....	3
1.2 Datos del parque	3
1.3 Costes de Operación y Mantenimiento.....	4
1.4 Precio de venta de energía.....	4
1.5 Estructura de capital	6
1.6 Hipótesis económicas.....	6
Capítulo 2. Presupuesto de ejecución	7

Índice de tablas

Tabla 1 - Resumen de producción del parque	3
Tabla 2 - Precios de mantenimiento por turbina.....	4
Tabla 3 - Precios históricos MIBEL	5
Tabla 4 - Expectativas OMIP	5
Tabla 5 - Hipótesis económicas.....	6
Tabla 6 - Presupuesto de ejecución	7

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETO DEL ESTUDIO

La viabilidad económica de un proyecto es el principal factor para determinar el interés de su desarrollo.

En este anexo se detallan los costes de capital, operación y desarrollo; junto a los ingresos que tendrá el parque a lo largo de su vida útil de 20 años.

Se determinará la estructura de capital y se establecerán diferentes hipótesis para los flujos de caja futuros producidos por el parque.

Con ellos, se determinarán diferentes indicadores financieros con los que se podrá establecer si el proyecto es económicamente viable y puede ser una inversión interesante.

1.2 DATOS DEL PARQUE

A continuación, se recogen los datos de producción del parque que se espera tener en el momento de su construcción y puesta en servicio:

Potencia instalada	Producción	Horas equivalentes	Factor de capacidad
48 MW	162,64 GWh	3388,28 h	38,68 %

Tabla 1 - Resumen de producción del parque

La vida útil del parque se ha establecido en 20 años, aunque con el avance tecnológico se puede estimar una vida útil extendida de 30 años.

1.3 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Se han establecido los siguientes gastos de O&M del parque (datos unitarios por turbina) en base a datos del fabricante y los datos medios del sector, resumidos en la siguiente tabla:

Año 1 y 2	54,622 k€
Año 3 a 5	58,824 k€
Año 6 a 10	72,269 k€
Año 11 a 15	80,672 k€
Año 16 a 20	83,193 k€

Tabla 2 - Precios de mantenimiento por turbina

1.4 PRECIO DE VENTA DE ENERGÍA

Para establecer un precio de venta de energía futuro, teniendo en cuenta una hipótesis conservadora, se han utilizado los siguientes datos:

- Precio de la energía medio entre el año 2007 y 2020. Este precio sería el precio de venta de partida, que se incrementaría cada año con la tasa de crecimiento inferior a inflación, del 1%.
- Precio de la energía de futuros en el OMIP. Utilizando los precios del OMIP para los años futuros más próximos, se pueden establecer estimaciones más precisas.

Finalmente, por hacer un análisis conservador, se ha realizado la media entre ambos precios y se ha tomado esa cifra como el precio de venta medio de energía para el año X.

2007	42,19
2008	64,43
2009	36,96
2010	37,01
2011	49,93
2012	47,23
2013	44,26
2014	42,13
2015	50,32
2016	39,67
2017	52,24
2018	57,29
2019	47,68
2020	33,96
MEDIA	46,09

Tabla 3 - Precios históricos MIBEL

2024	56,08
2025	59,25
2026	54,81
2027	54,67
2028	54,39
2029	54,22
2030	54,04

Tabla 4 - Expectativas OMIP

1.5 ESTRUCTURA DE CAPITAL

Será un proyecto financiado con un apalancamiento de 80/20.

1.6 HIPÓTESIS ECONÓMICAS

Tasa de inflación	1,5 %
Impuesto sobre beneficios	25 %
Impuesto de generación	7 %
Período de amortización	17 años
Amortización del préstamo	20 años con cuota fija (método de amortización francés)
Tasa de descuento	6 %

Tabla 5 - Hipótesis económicas

El método de amortización francés es el siguiente:

$$\text{Cuota Periódica} = \frac{\text{Capital Inicial}}{\frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i}}$$

Donde:

- Capital Inicial financiado: 47.606,70 k€.
- i: tasa de descuento de la deuda (6%).
- n: número de períodos (20).

Con esto se obtiene una cuota periódica fija de 4.150,56 k€ al año.

Capítulo 2. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN

A continuación, se adjuntan las principales partidas del presupuesto de ejecución. Para mayor detalle, consultar el presupuesto completo en el Anexo IV.

OBRA CIVIL	1.864.372,85 €
Viales y cimentación	10.782,80 €
Movimiento de tierras	163.013,90 €
Firmes compactación terreno	1.057.658,25 €
Drenaje	3.796,20 €
Cimentación	623.586,72 €
Otros	5.534,98 €
INSTALACION ELECTRICA	4.017.171,00 €
Cableado	127.833,00 €
Celdas MT	137.238,00 €
Firmes compactación terreno	1.652.100,00 €
Conexión a red	2.100.000,00 €
AEROGENERADORES	43.200.000,00 €
Costes de desarrollo	925.500,00 €
Gastos generales	8.001.127,02 €
Beneficio Industrial	1.500.211,32 €
TOTAL	59.508.382,18 €

Tabla 6 - Presupuesto de ejecución



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

ANEXO IV PRESUPUESTO DETALLADO

Autor: Antonio Ridruejo Tuñón
Directora: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Partida	Unidades	Descripción	Cantidad	Coste unitario	Importe
OBRA CIVIL					
Viales y cimentación					10.782,80
	m	Viales de acceso	4.042	0,7	2.829,40
	m	Viales secundarios	5.722	0,7	4.005,40
	m2	Cimentacion aerogenerador	2.400	0,7	1.680,00
	m2	Plataforma de apoyo	3.240	0,7	2.268,00
Movimiento de tierras					163.013,90
	m3	Viales de acceso	6.750	2,5	16.875,00
	m3	Vales secundarios	10.175	2,5	25.437,50
		Zanja de cables media tensión			
	m3	1 terna	3.400	13,06	44.404,00
	m3	2 ternas	1.300	18,22	23.686,00
	m3	3 ternas	404	23,048	9.311,40
	m3	Cimentacion aerogenerador	7.200	2,5	18.000,00
	m3	Plataforma de apoyo	6.400	2,5	16.000,00
	m3	Desmante de suelos total	3.000	3,1	9.300,00
Firmes compactación terreno					1.057.658,25
	m3	Viales base granular 98% 15 cm	3.100	25,89	80.259,00
	m3	Viales base granular 95% 25 cm	4.875	19,15	93.356,25
	m3	Cimentacion aerogenerador	5.800	17	98.600,00
	m3	Zanjas de arena compactada	3.330	12	39.960,00
	m3	Hormigon de limpieza y nivelacion	2.600	80	208.000,00
	m3	Hormigon armado	4.750	90	427.500,00
	m3	Juntas de hormigon	700	60	42.000,00
	m3	Encofrado	760	75	57.000,00
	m3	Rellenos localizados	2.100	5,23	10.983,00
Drenaje					3.796,20
		Formación de cunetas			
	m3	Viales de acceso	1.415	1,08	1.528,20
	m3	Viales secundarios	2.100	1,08	2.268,00
Cimentación					623.586,72
	kg	Barras corrugadas	544.000	1,09	592.960,00
	ud	Viales secundarios	8	3828,34	30.626,72
Otros					5.534,98
	ud	entradas y salidas de cables	8	684,56	5.476,48
	ud	señalización zanjas	117	0,5	58,50
TOTAL OBRA CIVIL					1.864.372,85

Partida	Unidades	Descripción	Cantidad	Coste unitario	Importe
INSTALACION ELECTRICA					
Cableado					127.833,00
	m	Conductor de red 240 mm2	3.000	5,2	15.600,00
	m	Conductor de red 400 mm2	6.000	10	60.000,00
	m	cable pat 50mm	10.200	2,92	29.784,00
	m	cable FO multimodo	7.500	1,13	8.475,00
	m	cable FO multimodo	10.200	1,37	13.974,00
Celdas MT					137.238,00
	ud	Celda tipo 1	3	14146	42.438,00
	ud	Celda tipo 2	5	18960	94.800,00
Firmes compactación terreno					1.652.100,00
	ud	Construcción	1	150000	150.000,00
	ud	Edificio de control	1	150000	150.000,00
	ud	Elementos de comunicaciones	1	60000	60.000,00
	ud	Transformador de potencia	1	900000	900.000,00
	ud	Transformador de tensión	1	16000	16.000,00
	ud	Transformador de intensidad	1	18000	18.000,00
	ud	Seleccionador	1	11500	11.500,00
	ud	Interruptor	1	30000	30.000,00
	ud	Autoválvula	1	1600	1.600,00
	ud	Sistema de protecciones	1	71000	71.000,00
	ud	Servicios auxiliares	1	10000	10.000,00

	ud	Alumbrado	1	14000	14.000,00
	ud	Supervisión y puesta en marcha	1	190000	190.000,00
	ud	Armario de medida de facturación	1	30000	30.000,00
Conexión a red					2.100.000,00
	m	Distancia a subestación	15.000	110	1.650.000,00
	ud	Posicion en la subestación	1	450000	450.000,00
TOTAL INSTALACION ELECTRICA					4.017.171,00

Partida	Unidades	Descripción	Cantidad	Coste unitario	Importe
Aerogenerador					
	ud	Turbinas GE Cypress 164 de 6MW	8	5400000	43.200.000,00
TOTAL AEROGENERADORES					43.200.000,00
					CAPEX 49.081.543,85

Partida	Unidades	Descripción	Cantidad	Coste unitario	Importe
Costes de desarrollo					
	ud	Costes de ingeniería	1	787500	787.500,00
	ud	Costes de dirección de obra	1	75000	75.000,00
	ud	Control de calidad	1	63000	63.000,00
TOTAL COSTES DESARROLLO					925.500,00

TOTAL COSTES					50.007.043,85
Gastos generales	%		16	8.001.127,02	
Beneficio Industrial	%		3	1.500.211,32	
					59.508.382,18



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

ANEXO V MODELO DE FLUJOS DE CAJA

Autor: Antonio Ridruejo Tuñón
Directora: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

NOMBRE DEL PROYECTO	PE ABELENDA (A CORUÑA)
Nº aerogeneradores	8
Potencia Turbinas GE Cypress 164 [MW]	6
Potencia total MW	48
Energía a Red (MWh/año)	162.637
Horas equivalentes/año	3.388
Factor de capacidad	38,68%

Inversión total (kEUR)	59.508,38	Ratio coste/MH instalado
Gastos desarrollo (DEVEX)	925,50	0,02 por MW
Equipo principal aerogeneradores	43.200,00	0,90 por MW
Coste del BOP (Obras e instalaciones)	15.382,88	0,32 por MW
Ratio (MEUR/MW)	1,24	

Costes de explotación (O&M)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Aerogeneradores (kEUR/unidad año)		54,622	54,622	58,824	58,824	58,824	72,269	72,269	72,269	72,269	72,269	80,672	80,672	80,672	80,672	80,672	83,193	83,193	83,193	83,193	83,193
8 Aerogeneradores		436,976	436,976	470,592	470,592	470,592	578,152	578,152	578,152	578,152	578,152	645,376	645,376	645,376	645,376	645,376	665,544	665,544	665,544	665,544	665,544
Terrenos (kEUR/año y aerogenerador)		72	73,08	74,176	75,288	76,417	77,563	78,726	79,906	81,104	82,32	83,554	84,807	86,079	87,37	88,68	90,01	91,36	92,73	94,12	95,531
Otros (kEUR/año)		300	304,5	309,067	313,703	318,408	323,184	328,031	332,951	337,945	343,014	348,159	353,381	358,681	364,061	369,521	375,063	380,688	386,398	392,193	398,075
Total		808,976	814,556	853,835	859,583	865,417	978,899	984,909	991,009	997,201	1003,486	1077,089	1083,564	1090,136	1096,807	1103,577	1130,617	1137,592	1144,672	1151,857	1159,15

Cuenta de pérdidas y ganancias (kEUR)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ingresos de explotación		8.308,57	8391,651	8475,567	8560,322	8645,925	8732,384	8819,707	8907,904	8996,983	9086,952	9177,821	9269,599	9362,294	9455,916	9550,475	9645,979	9742,438	9839,862	9938,26	10037,642
(-) Costes de explotación		808,976	814,556	853,835	859,583	865,417	978,899	984,909	991,009	997,201	1003,486	1077,089	1083,564	1090,136	1096,807	1103,577	1130,617	1137,592	1144,672	1151,857	1159,15
(-) Impuesto de generación		581,599	587,415	593,289	599,222	605,214	611,266	617,379	623,553	629,788	636,086	642,447	648,871	655,36	661,914	668,533	675,218	681,97	688,79	695,678	702,634
(-) Amortización		3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493
BAII		3.417,50	3.489,19	3.527,95	3.601,02	3.674,80	3.641,73	3.716,93	3.792,85	3.869,50	3.946,89	3.957,79	4.036,67	4.116,31	4.196,70	4.277,87	4.339,65	4.422,38	8.006,40	8.090,73	8.175,86

Free Cash Flow	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
BAII		3.417,50	3.489,19	3.527,95	3.601,02	3.674,80	3.641,73	3.716,93	3.792,85	3.869,50	3.946,89	3.957,79	4.036,67	4.116,31	4.196,70	4.277,87	4.339,65	4.422,38	8.006,40	8.090,73	8.175,86
(-) Impuesto de Sociedades		854,374	872,296	881,987	900,256	918,7	910,431	929,231	948,212	967,375	986,721	989,448	1009,167	1029,076	1049,175	1069,468	1084,912	1105,595	2001,6	2022,681	2043,964
(+) Amortizaciones		3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	3500,493	0	0	0
(-) Inversión en inmovilizado	59.508,38																				
(-) Inversion en NOF		581,599	587,415	593,289	599,222	605,214	611,266	617,379	623,553	629,788	636,086	642,447	648,871	655,36	661,914	668,533	675,218	681,97	688,79	695,678	702,634
FCF	-59.508,38	5.482,02	5.529,97	5.553,17	5.602,04	5.651,38	5.620,52	5.670,81	5.721,58	5.772,83	5.824,57	5.826,39	5.879,13	5.932,36	5.986,11	6.040,36	6.080,01	6.135,31	5.316,01	5.372,37	5.429,26
Payback	-59.508,38	-54.026,36	-48.496,40	-42.943,23	-37.341,19	-31.689,81	-26.069,29	-20.398,48	-14.676,90	-8.904,07	-3.079,50	2.746,89	8.626,02	14.558,38	20.544,49	26.584,85	32.664,86	38.800,18	44.116,19	49.488,55	54.917,81

Estructura financiera		
Equity	11901,67644	20%
Deuda	47606,70575	80%

Cálculo del WACC	
ke %	9%
kd %	6%
WACC %	5,40%

VAN y TIR del proyecto	
VAN (kEUR)	8.712,78
TIR (%)	7,17%

VAN y TIR del accionista																					
DEUDA	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Prestamo pendiente de amortizar	47.606,71																				
Cuota anual		4.150,57	4.150,57	4.150,57	4.150,57	4.150,57	4.150,57	4.150,57	4.150,57	4.150,57	4.150,57	4.150,57	4.150,57	4.150,57	4.150,57	4.150,57	4.150,57	4.150,57	4.150,57	4.150,57	4.150,57
Amortización lineal		1.294,17	1.371,82	1.454,13	1.541,37	1.633,86	1.731,89	1.835,80	1.945,95	2.062,71	2.186,47	2.317,66	2.456,72	2.604,12	2.760,37	2.925,99	3.101,55	3.287,64	3.484,90	3.693,99	3.915,63
Deuda pendiente		46.312,54	44.940,72	43.486,60	41.945,22	40.311,36	38.579,48	36.743,68	34.797,73	32.735,02	30.548,55	28.230,90	25.774,18	23.170,06	20.409,70	17.483,71	14.382,16	11.094,52	7.609,62	3.915,63	0,00
Intereses		2.856,40	2.778,75	2.696,44	2.609,20	2.516,71	2.418,68	2.314,77	2.204,62	2.087,86	1.964,10	1.832,91	1.693,85	1.546,45	1.390,20	1.224,58	1.049,02	862,93	665,67	456,58	234,94
Flujo de caja para la deuda (KEUR)																					
Prestamo	47.606,71																				
(-) Intereses	0,00	-2.856,40	-2.778,75	-2.696,44	-2.609,20	-2.516,71	-2.418,68	-2.314,77	-2.204,62	-2.087,86	-1.964,10	-1.832,91	-1.693,85	-1.546,45	-1.390,20	-1.224,58	-1.049,02	-862,93	-665,67	-456,58	-234,94
(-) Amortización prestamo	0,00	-1.294,17	-1.371,82	-1.454,13	-1.541,37	-1.633,86	-1.731,89	-1.835,80	-1.945,95	-2.062,71	-2.186,47	-2.317,66	-2.456,72	-2.604,12	-2.760,37	-2.925,99	-3.101,55	-3.287,64	-3.484,90	-3.693,99	-3.915,63
(+) Ahorro fiscal	0	714,100586	694,688078	674,11082	652,298925	629,178318	604,670474	578,692159	551,155145	521,965911	491,025322	458,228298	423,463453	386,612717	347,550936	306,145449	262,255633	215,732428	166,41783	114,144357	58,7344748
FCD	47.606,71	-3.436,47	-3.455,88	-3.476,46	-3.498,27	-3.521,39	-3.545,90	-3.571,88	-3.599,41	-3.628,60	-3.659,54	-3.692,34	-3.727,11	-3.763,96	-3.803,02	-3.844,42	-3.888,31	-3.934,84	-3.984,15	-4.036,43	-4.091,84

CASH FLOW PARA ACCIONISTA																					
FCF	-59.508,38	5.482,02	5.529,97	5.553,17	5.602,04	5.651,38	5.620,52	5.670,81	5.721,58	5.772,83	5.824,57	5.826,39	5.879,13	5.932,36	5.986,11	6.040,36	6.080,01	6.135,31	5.316,01	5.372,37	5.429,26
(+) FCD	47.606,71	-3.436,47	-3.455,88	-3.476,46	-3.498,27	-3.521,39	-3.545,90	-3.571,88	-3.599,41	-3.628,60	-3.659,54	-3.692,34	-3.727,11	-3.763,96	-3.803,02	-3.844,42	-3.888,31	-3.934,84	-3.984,15	-4.036,43	-4.091,84
FC Accionista	-11.901,68	2.045,55	2.074,09	2.076,71	2.103,77	2.129,99	2.074,62	2.098,93	2.122,16	2.144,23	2.165,03	2.134,05	2.152,02	2.168,41	2.183,09	2.195,94	2.191,70	2.200,47	1.331,86	1.335,94	1.337,42
Payback	-11.901,68	-9.856,13	-7.782,04	-5.705,33	-3.601,56	-1.471,57	603,05	2.701,98	4.824,14	6.968,37	9.133,40	11.267,45	13.419,47	15.587,87	17.770,96	19.966,90	22.158,60	24.359,07	25.690,93	27.026,87	28.364,30

VAN accionista(kEUR) ke	6.374,24
TIR accionista (%)	16,69%

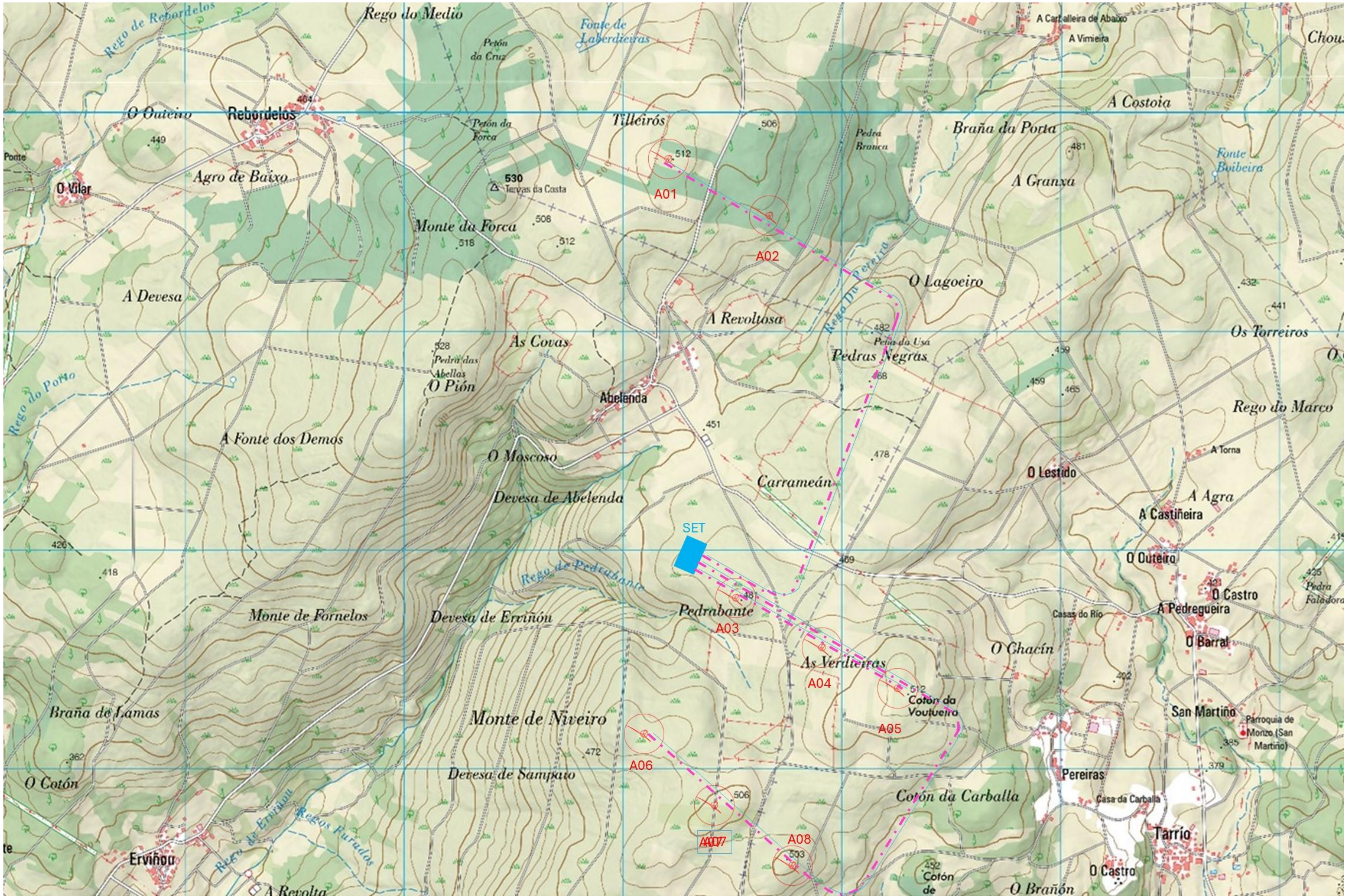


GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

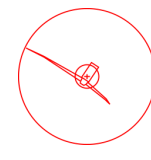
ANEXO VI PLANOS

Autor: Antonio Ridruejo Tuñón
Directora: Consuelo Alonso Alonso

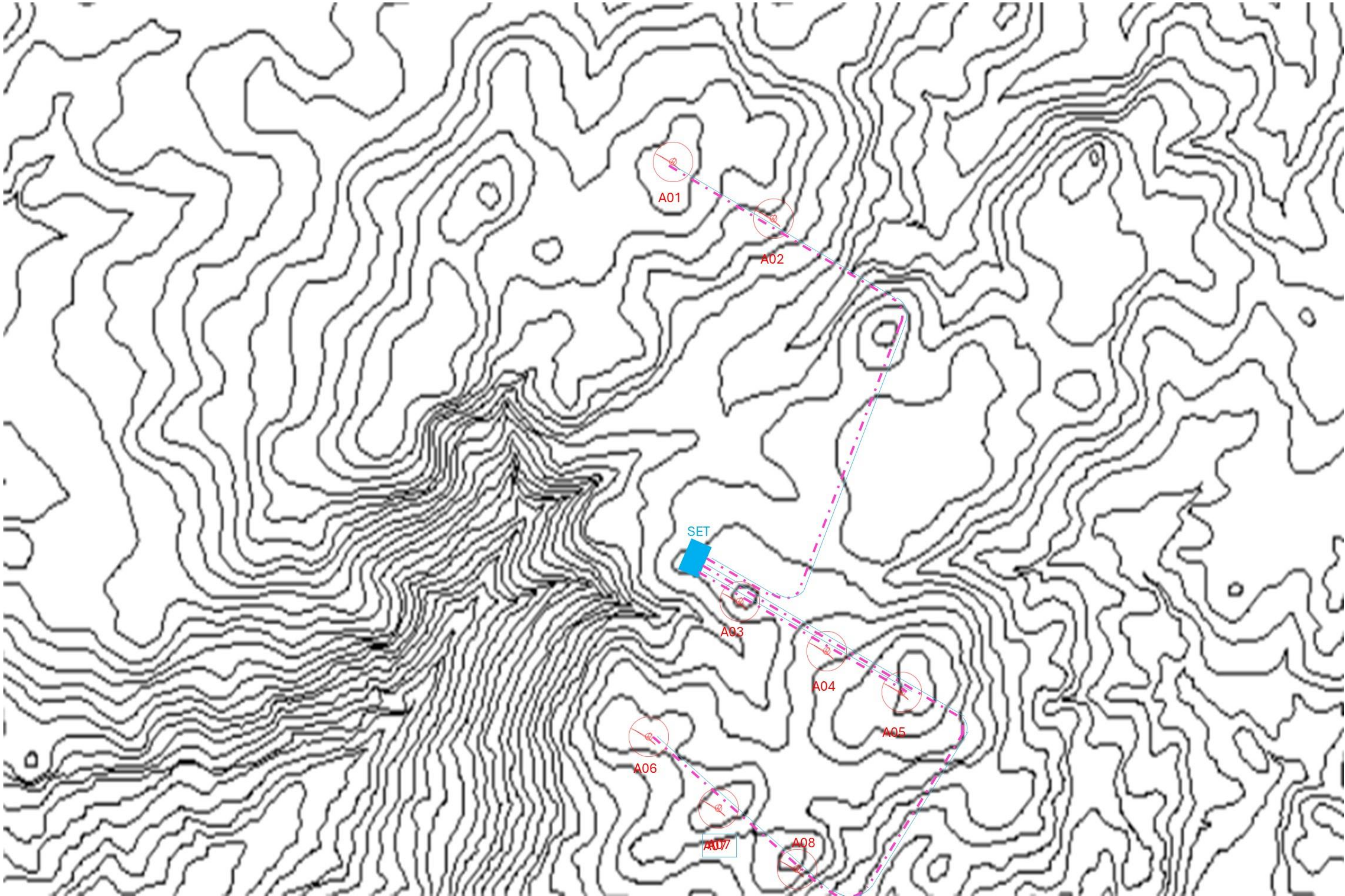
Madrid



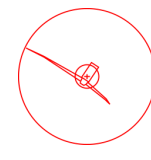
Turbina	Coordenada X	Coordenada Y	Municipio
AE1	531.210	4.769.783	Tordoia
AE2	531.587	4.769.614	Tordoia
AE3	531.544	4.767.770	Val Do Dubra
AE4	531.925	4.767.568	Trazo
AE5	532.297	4.767.336	Trazo
AE6	531.066	4.767.144	Val Do Dubra
AE7	531.470	4.766.802	Val Do Dubra
AE8	531.756	4.766.530	Trazo

- Legenda:
-  Aerogenerador
 -  Zanja y cable de media tensión
 -  Edificio de control y subestación
 -  Caminos

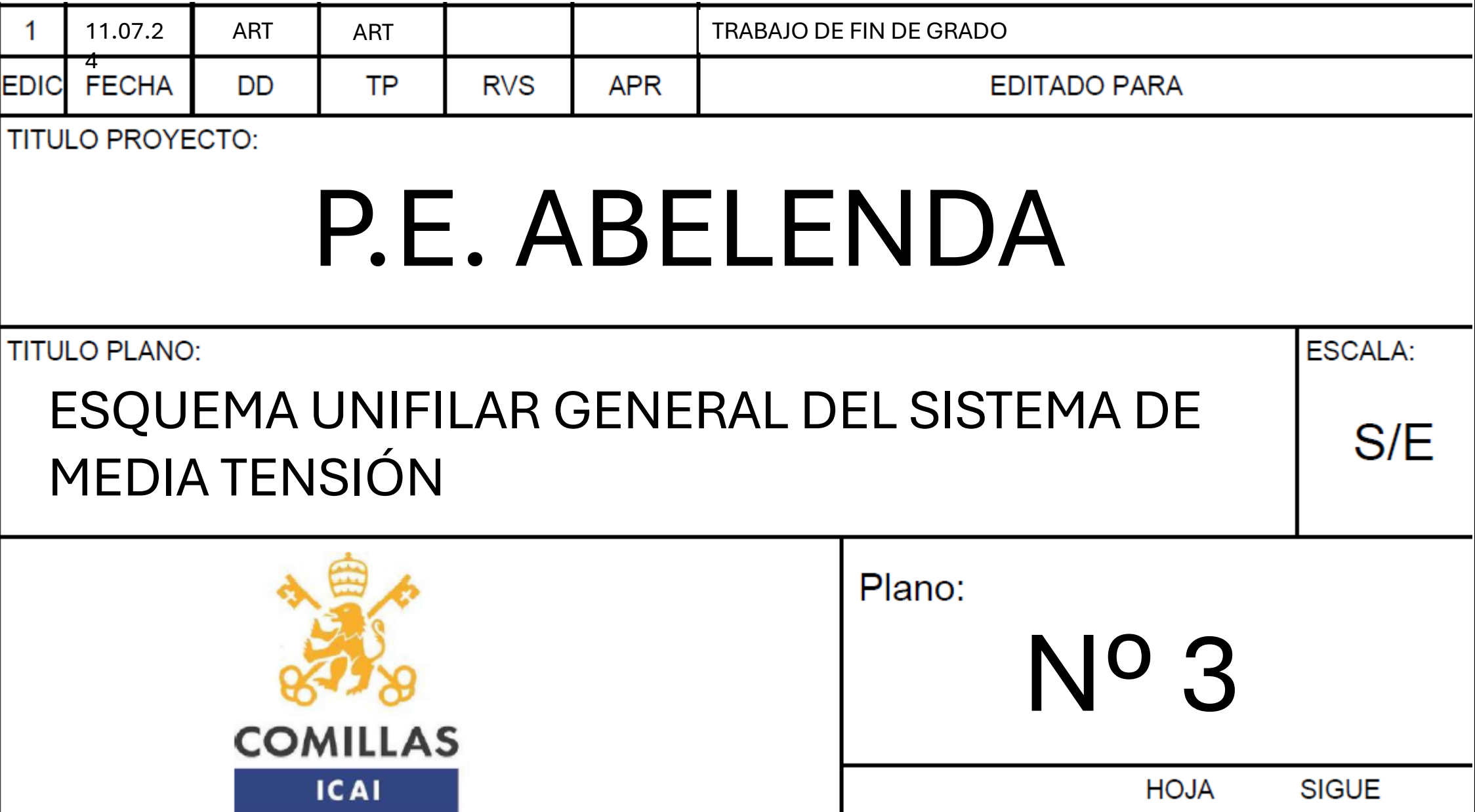
1	11.07.2	ART	ART			TRABAJO DE FIN DE GRADO
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA
TITULO PROYECTO:						
P.E. ABELENDA						
TITULO PLANO:						ESCALA:
SITUACIÓN DEL PROYECTO EN MAPA TOPOGRÁFICO DE LA ZONA						S/E
					Plano:	
					Nº 1	
					HOJA	SIGUE

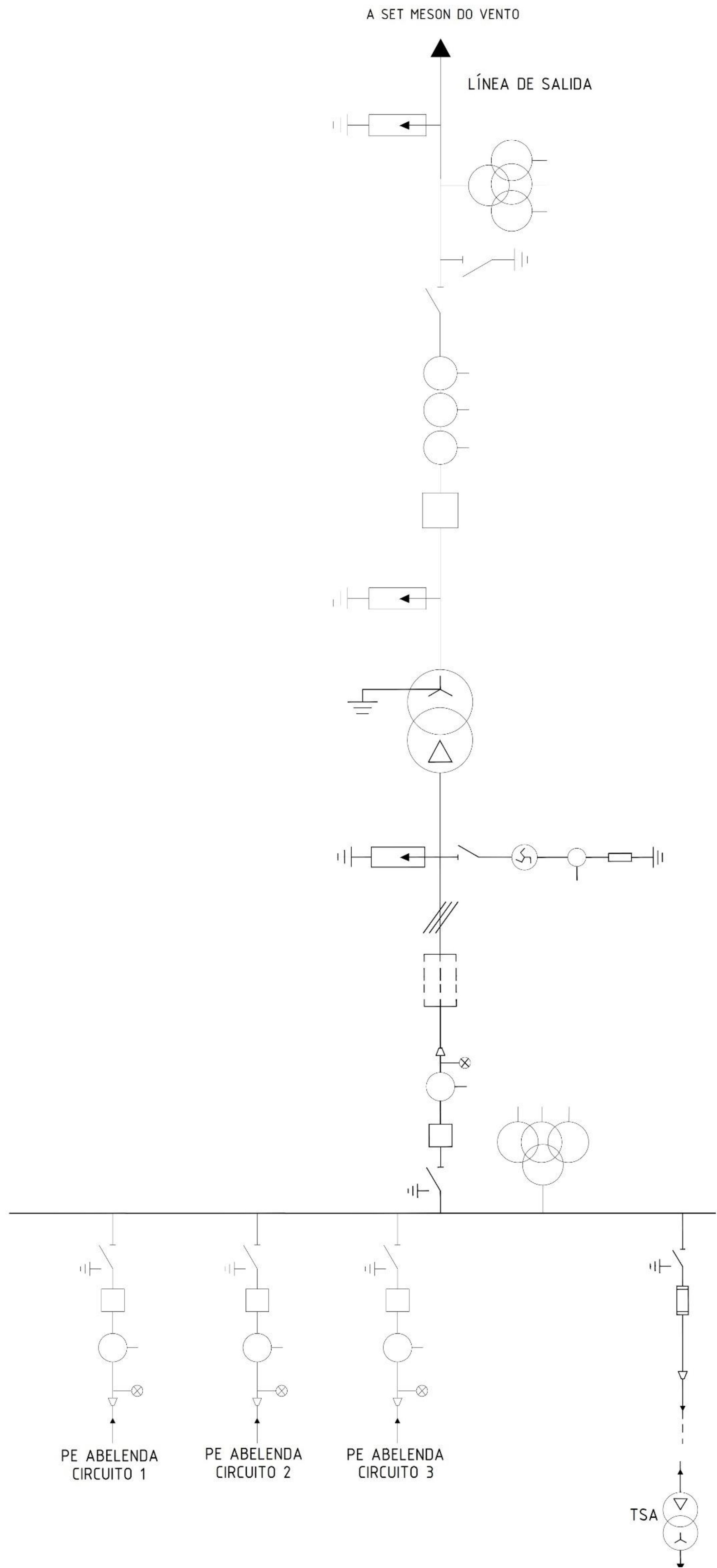


Turbina	Coordenada X	Coordenada Y	Municipio
AE1	531.210	4.769.783	Tordoia
AE2	531.587	4.769.614	Tordoia
AE3	531.544	4.767.770	Val Do Dubra
AE4	531.925	4.767.568	Trazo
AE5	532.297	4.767.336	Trazo
AE6	531.066	4.767.144	Val Do Dubra
AE7	531.470	4.766.802	Val Do Dubra
AE8	531.756	4.766.530	Trazo

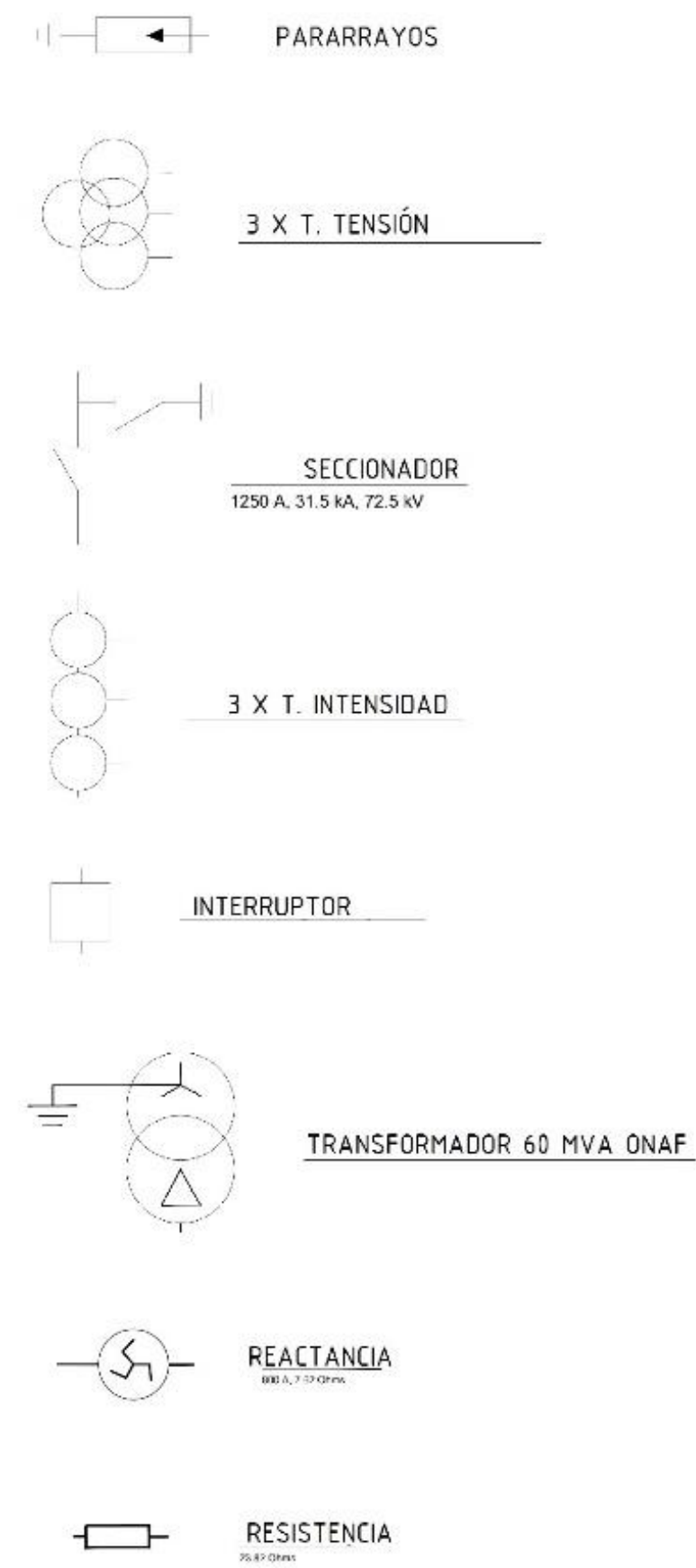
- Legenda:
-  Aerogenerador
 -  Zanja y cable de media tensión
 -  Edificio de control y subestación
 -  Caminos

1	11.07.2	ART	ART			TRABAJO DE FIN DE GRADO
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA
TITULO PROYECTO:						
P.E. ABELENDIA						
TITULO PLANO:						ESCALA:
SITUACIÓN DEL PROYECTO EN MAPA OROGRÁFICO DE LA ZONA						S/E
					Plano:	
					Nº 2	
					HOJA	SIGUE





LEYENDA:



1	11.07.2	ART	ART			TRABAJO DE FIN DE GRADO
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA
TITULO PROYECTO:						
P.E. ABELENDAS						
TITULO PLANO:						ESCALA:
ESQUEMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN DEL PARQUE, SET ABELENDAS						S/E
						Plano:
						Nº 4
						HOJA SIGUE

Aerogenerador

Sistema de transformación interno

Interrupción media tensión

MV-Circuit breaker with Overcurrent protection relay (REJ603-CT3)				
CT-ratio (Is)	88 : 1	breaking capacity (kA rms)	20kA	
IEEE	Gen.	Parameter	Settings	Resulting value
S1	Load	I>	as specified in user's manual	85A
S1	Short-circuit	I>>	IEC ext.inv.	752
		p>>		0.04s

Transformer Protection		
IEC	IEEE	Settings
T>>	23	Recommended manufacturer setting
T>	23	

30 kV

6,66 MVA

Dyn11yn11

0,69 kV

6 kV

MV surge arrester
SKB-0 48/10.1

Convertidor

Aerogenerador 6MW

Rotor

Estator

Contactor

Contactor

Contactor

Semiconductor Fuse

Semiconductor Fuse

LV-Circuit breaker

PE-bar

Auxiliary equipment (also protected by other protection devices):
- distribution topbox
- supply service lift
- distribution tower base
- service plugs
- fans (tower, converter,...)
- heaters
- lighting

1	11.07.2	ART	ART			TRABAJO DE FIN DE GRADO
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA
TITULO PROYECTO:						
P.E. ABELENDA						
TITULO PLANO:						ESCALA:
ESQUEMA UNIFILAR DEL AEROGENERADOR DE M.I. DOBLEMENTE ALIMENTADA						S/E
Plano:						
COMILLAS ICAI						Nº 5
						HOJA SIGUE

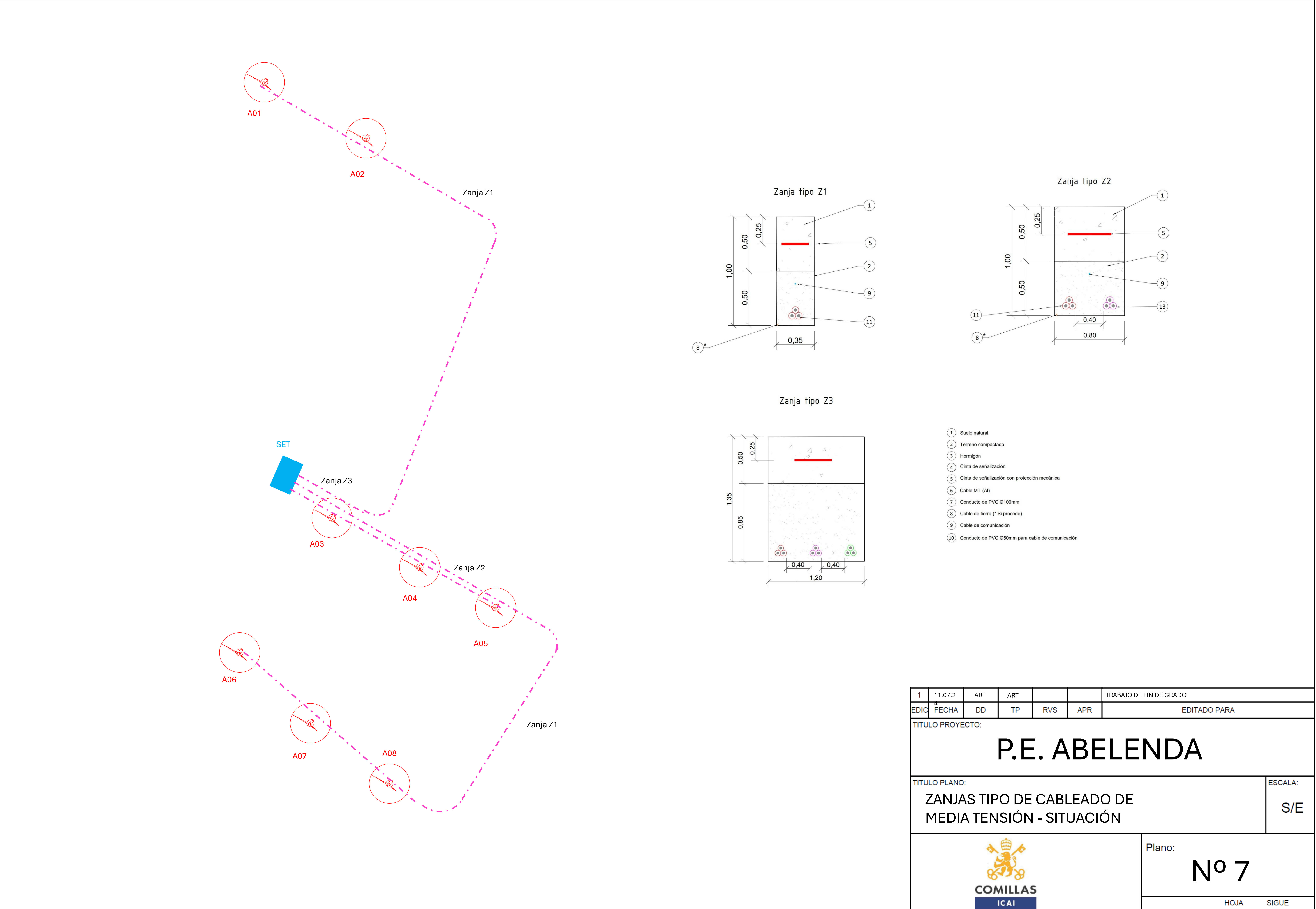
Technical drawing of a rectangular plate with dimensions and numbered callouts:

- Overall width: 1,00
- Overall height: 1,00
- Top section height: 0,50
- Bottom section height: 0,50
- Top section width: 0,25
- Bottom section width: 0,35
- Callout 1: Points to the top edge of the plate.
- Callout 2: Points to the bottom edge of the plate.
- Callout 3: Points to the top edge of the plate.
- Callout 4: Points to the bottom edge of the plate.
- Callout 5: Points to the top edge of the plate.
- Callout 6: Points to the bottom edge of the plate.
- Callout 7: Points to the top edge of the plate.
- Callout 8: Points to the bottom edge of the plate.
- Callout 9: Points to the top edge of the plate.
- Callout 10: Points to the bottom edge of the plate.
- Callout 11: Points to the bottom edge of the plate.

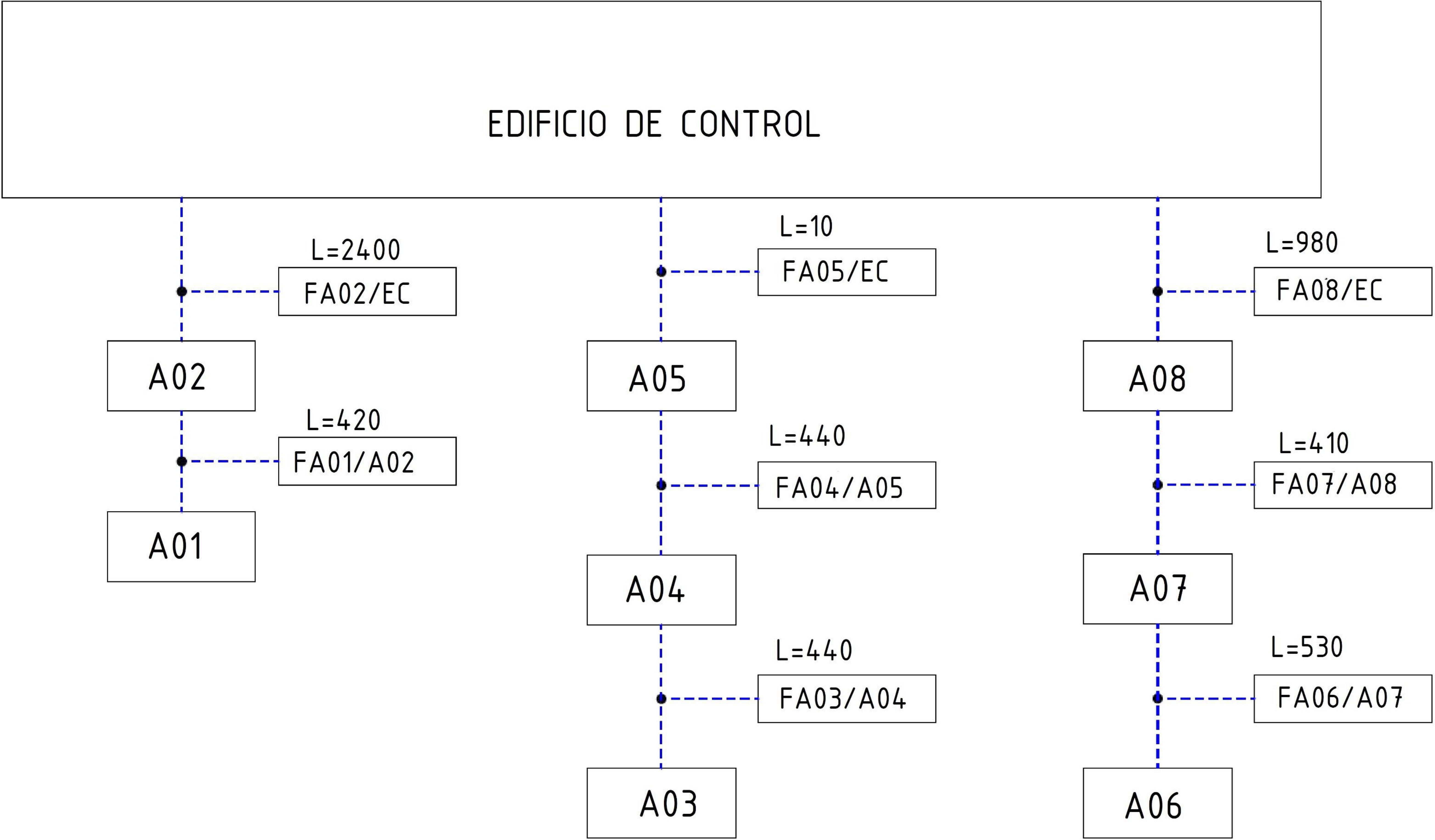
[illegible]

- 1 Suelo natural
- 2 Terreno compactado
- 3 Hormigón
- 4 Cinta de señalización
- 5 Cinta de señalización con protección mecánica
- 6 Cable MT (Al)
- 7 Conducto de PVC Ø100mm
- 8 Cable de tierra (* Si procede)
- 9 Cable de comunicación
- 10 Conducto de PVC Ø50mm para cable de comunicación

1	11.07.2	ART		TRABAJO DE FIN DE GRADO
EDIC ⁴	FECHA	DD	TP	RVS
APR				
EDITADO PARA				
TITULO PROYECTO:				
P.E. ABELEND A				
TITULO PLANO:				ESCALA:
ZANJAS TIPO DE CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN				S/E
			Plano: N° 6	
			HOJA SIGUE	



1	11.07.2	ART	ART			TRABAJO DE FIN DE GRADO
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA
TITULO PROYECTO:						
P.E. ABELENDA						
TITULO PLANO:						ESCALA:
ZANJAS TIPO DE CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN - SITUACIÓN						S/E
						Plano:
						Nº 7
						HOJA SIGUE



----- CABLE FO MONOMODO 12FO, 9/125 OS2

1	11.07.2	ART	ART			TRABAJO DE FIN DE GRADO
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA
TITULO PROYECTO:						
P.E. ABELENDA						
TITULO PLANO:						ESCALA:
PLANO						S/E
CABLEADO FIBRA OPTICA						
						Plano:
						Nº 8
						HOJA SIGUE



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

ANEXO VII CATÁLOGOS DE CABLES USADOS

Autor: Antonio Ridruejo Tuñón
Directora: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

AL VOLTALENE H COMPACT - AL RH5Z1-OL (normalizado por Endesa)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE 211620; GSC001; DND001
 Designación genérica: AL RH5Z1-OL



Nº DoP 1003885



DESCÁRGATE la DoP
 (declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>



Libre de halógenos
 UNE-EN 60754-1
 IEC 60754-1



Baja emisión
 de gases tóxicos
 UNE-EN 60754-2
 IEC 60754-2



Baja opacidad
 de humos
 UNE-EN 61034-2
 IEC 61034-2



Baja emisión de
 gases corrosivos
 UNE-EN 60754-2
 IEC 60754-2
 NFC 20453



Alta resistencia
 a la absorción
 del agua



Resistencia
 al frío



Resistencia
 a los rayos
 ultravioleta



Resistencia
 a la abrasión

- Temperatura de servicio: -25 °C, +90 °C (cable termoestable).
 - Ensayo de tensión alterna durante 5 min. (tensión conductor-pantalla): 42 kV (cables 12/20 kV) y 63 kV (cables 18/30 kV).
- Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): F_{ca}.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- Libre de halógenos:
 UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1
- Baja emisión de gases tóxicos:
 UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2
- Baja opacidad de humos:
 UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2
- Baja emisión de gases corrosivos:
 UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453

AL VOLTALENE H COMPACT - AL RH5Z1-OL (normalizado por Endesa)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE 211620; GSC001; DND001
 Designación genérica: AL RH5Z1-OL



✓ **Cumplimiento del Reglamento de Líneas de Alta Tensión (MUY IMPORTANTE).**
 La norma de diseño del cable (UNE 211620) figura en la ITC-LAT 02 que recoge las normas de obligado cumplimiento. Ver artículo 8 del RLAT.

✓ **Capa semiconductora externa pelable en frío**
 Mayor facilidad de instalación de terminales, empalmes o conectores separables. Instalación más segura al ejecutarse más fácilmente con corrección.

✓ **Triple extrusión**
 Capa semiconductora interna, aislamiento y capa semiconductora externa se extruyen en un solo proceso. Mayor garantía al evitarse deterioros y suciedad en las interfases de las capas.

✓ **Aislamiento reticulado en catenaria**
 Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil.

✓ **Cubierta mejorada**
 Mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgarro, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos UVA.

✓ **Garantía única para el sistema**
 Posibilidad de instalación con accesorios Prysmian (terminales, empalmes, conectores separables).

✓ **Normalizado por Endesa**

✓ **Certificado por Aenor**

Construcción

1. Conductor

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.

Flexibilidad: clase 2 según UNE-EN 60228

Temperatura máxima en el conductor: 90°C en servicio permanente, 250°C en cortocircuito.

2. Pantalla sobre conductor (capa semiconductora interna)

Capa extrusionada de material conductor.

3. Aislamiento

Material: polietileno reticulado (XLPE).

4. Pantalla sobre aislamiento (capa semiconductora externa)

Capa extrusionada de material conductor **separable en frío**.

5. Protección contra el agua

Cinta hinchante semiconductora.

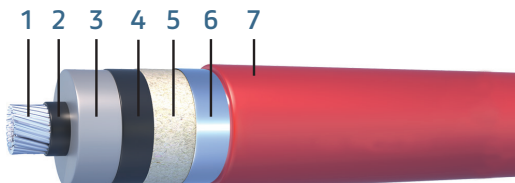
6. Pantalla metálica

Material: cinta longitudinal de aluminio termosoldada y adherida a la cubierta.

7. Cubierta exterior

Material: poliolefina DMZ1.

Color: rojo.



Aplicaciones

Indicado para instalaciones en las que el riesgo de incendio sea despreciable. Apto para soterramiento directo o bajo tubo o instalaciones al aire.

AL VOLTALENE H COMPACT - AL RH5Z1-OL
(normalizado por Endesa)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE 211620; GSC001; DND001
Designación genérica: AL RH5Z1-OL



Datos técnicos

Características dimensionales e intensidades máximas

Sección Conductor Al (mm²)	Diámetro nominal sobre aislamiento (1) (mm)	Diámetro nominal exterior (1) (mm)	Peso (1) (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (1) (mm)	Intensidad máx. admisible al aire (2) (A)	Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) (A)	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) (A)	Intensidad máxima de cortocircuito durante 1 s (kA)	
								Conductor	Pantalla
12/20 kV									
1X95*	21,2	29,0	885	435	255	205	190	8,93	2,65
1X150*	23,9	31,6	1090	474	335	260	245	14,1	2,98
1X240*	28,0	35,6	1460	534	455	345	320	22,6	3,31
1X400*	33,0	40,7	1985	611	610	445	415	37,6	3,98
1X500	36,7	44,6	2470	669	715	505	480	47,0	4,30
1X630	40,8	48,4	2930	726	830	575	545	59,2	4,81
18/30 kV									
1X95*	25,6	33,3	1105	500	255	205	190	8,93	3,14
1X150*	28,3	36,0	1330	540	335	260	245	14,1	3,47
1X240*	32,4	40,0	1720	600	455	345	320	22,6	3,81
1X400*	37,4	45,1	2285	677	610	445	415	37,6	4,30
1X500	41,1	49,0	2790	735	715	505	480	47,0	4,81
1X630	45,4	53,3	3310	800	830	575	545	59,2	5,14

* Secciones normalizadas por las compañías del grupo Endesa.

(1) Valores aproximados (sujetos a tolerancias de fabricación)

(2) Intensidades máximas admisibles de acuerdo con ITC-LAT 06 del RLAT. Cables al tresbolillo en contacto y pantallas conectadas entre sí y a tierra en ambos extremos. Para

instalación al aire: 40 °C de temperatura ambiente (a la sombra). Para instalación enterrada: 1 m de profundidad y terreno de 1,5 K.m/W de resistividad térmica y 25 °C de temperatura.

AL VOLTALENE H COMPACT - AL RH5Z1-OL
(normalizado por Endesa)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE 211620; GSC001; DND001
Designación genérica: AL RH5Z1-OL



Resistencias, reactancias y capacidades

Sección conductor Al (mm²)	Resistencia en corriente continua a 20 °C (Ω/km)	Resistencia en corriente alterna a 90 °C (Ω/km)	Reactancia inductiva a 50 Hz (Ω/km)	Capacidad (μF/km)	Resistencia homopolar Ro (Ω/km)	Reactancia inductiva homopolar Xo (Ω/km)	Capacidad homopolar Co (μF/km)
12/20 kV							
1X95*	0,320	0,403	0,119	0,251	1,128	0,466	0,251
1X150*	0,206	0,262	0,111	0,294	0,985	0,428	0,294
1X240*	0,125	0,161	0,102	0,358	0,832	0,344	0,358
1X400*	0,0778	0,102	0,096	0,436	0,720	0,284	0,436
1X500	0,0605	0,084	0,093	0,494	0,651	0,241	0,494
1X630	0,0469	0,0636	0,090	0,557	0,604	0,216	0,557
18/30 kV							
1X95*	0,320	0,403	0,128	0,187	1,050	0,391	0,187
1X150*	0,206	0,262	0,119	0,216	0,890	0,341	0,216
1X240*	0,125	0,161	0,109	0,260	0,768	0,297	0,260
1X400*	0,0778	0,102	0,102	0,313	0,650	0,237	0,313
1X500	0,0605	0,084	0,099	0,329	0,618	0,225	0,329
1X630	0,0469	0,0636	0,095	0,396	0,561	0,195	0,396

* Secciones normalizadas por las compañías del grupo Endesa.

Para el cálculo de sistemas desequilibrados (componentes simétricas) los valores que figuran en negro son de secuencia directa e inversa (coincidentes para ambos casos) y en rojo son valores homopolares.

Todos los valores, salvo las capacidades que son independientes de la colocación, se han obtenido considerando cables al tresbolillo en contacto y pantallas conectadas entre sí y a tierra en ambos extremos.

Valores de componentes homopolares ■

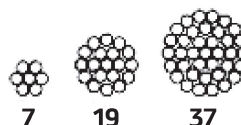
Tensiones

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión asignada simple Uo (kV)	12	18
Tensión asignada entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, Um (kV)	24	36
Tensión a impulsos, Up (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	90	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

Conductor desnudo de Cobre

Normas de referencia: IRAM 2004

Descripción: **Conductor**
Metal: Alambres de cobre electrolítico duro.
Forma: Cuerdas redondas.
Formación: Según IRAM 2004.



Identificación:
Hilado de color negro identificadorio del fabricante.

Normativas:
IRAM 2004 u otras bajo pedido.

Certificaciones:
Todos los cables de PRYSMIAN están elaborados bajo el Sistema de Gestión de Calidad ISO 9001:2015 y Medio Ambiente ISO 14001:2015, certificados por SGS.

Conductor eléctrico de cobre para distribución de energía en líneas aéreas y para puestas a tierra.

Características



Norma de fabricación



Cuerdas rígidas



Apto para intemperie

Condiciones de empleo



Sobre aisladores

Prysmian

A Brand of Prysmian Group

Conductor desnudo de Cobre

Características técnicas

Cables según norma IRAM 2004						
Sección nominal	Formación del conductor	Diámetro exterior aproximado	Masa aproximada	Carga de rotura calculada	Intensidad de corriente admisible (1)	Caída de tensión (2)
mm ²	n° x mm ²	mm	kg/km	kgf	A	V/km
4	7 x 0,85	2,6	36	157	45	8,28
6	7 x 1,05	3,2	55	240	57	5,55
10	7 x 1,35	4,1	90	396	82	3,37
16	7 x 1,70	5,1	143	626	115	2,34
25	7 x 2,15	6,5	229	995	145	1,56
35	7 x 2,52	7,6	314	1352	180	1,18
50	7 x 3,02	9,1	452	1906	225	0,900
50	19 x 1,85	9,3	462	2006	225	0,900
70	19 x 2,15	10,8	624	2698	280	0,709
95	19 x 2,52	12,6	859	3672	345	0,588
120	19 x 2,85	14,3	1097	4640	400	0,506
150	37 x 2,25	15,8	1334	5740	465	0,440
185	37 x 2,52	17,7	1675	7150	530	0,400
240	37 x 2,85	20,0	2143	9035	635	0,351

Referencias:

(1) Para temperatura ambiente de 40 °C, cables expuestos al sol y viento de 0,6 m/seg.

(2) Para sistemas trifásicos de c.a. 50 Hz y $\cos \phi = 0,8$ con los conductores en un mismo plano y separados 0,20 m. entre ejes. Para sistemas monofásicos multiplicar por 1,15.

Acondicionamiento bobinas

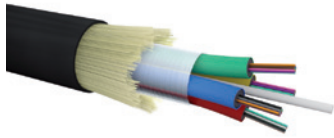
→ bobina de madera

Prysmian se reserva el derecho de modificar sin aviso previo, las características técnicas, pesos y dimensiones presentadas en este catálogo, siempre respetando los valores en las normas citadas. Prysmian no se responsabiliza por daños personales o materiales resultantes del uso inadecuado y/o negligente de las informaciones contenidas en este catálogo. Recomendamos que consulte un profesional habilitado para el correcto dimensionado de su proyecto. Imágenes meramente ilustrativas.

Prysmian

A Brand of Prysmian Group

CABLE ÓPTICO EXTERIOR AÉREO TIPO ADSS (12 FO /TUBE)



CARACTERÍSTICAS

- Cable multitubo con 12 Fibras/tubo, capacidad máx 48 FO
- Alcance máx en condiciones climáticas severas 60 m
- Para entorno exterior, cable auto-portador, estructura holgada
- Fibras monomodo 9/125 OS2 conforme ITU-T G652D & ITU-T G657A.1
- Disponibles en versión 12, 24, 36 & 48 fibras

- Estanqueidad asegurada
- Funda exterior polietileno alta densidad, estabiliza los UV
- Rendimiento mecánico & medio ambiente conforme IEC 60794-1
- Código de colores posibles: IEC 60304, FOTAG, France Telecom**

REFERENCIA	DESCRIPCIÓN
GGM F12ADSS3K9ST	Cable óptico ADSS 3 kN 12FO 9/125 G652D 1x12F exterior funda PEHD
GGM F24ADSS3K9ST	Cable óptico ADSS 3 kN 12FO 9/125 G652D 2x12F exterior funda PEHD
GGM F36ADSS3K9ST	Cable óptico ADSS 3 kN 12FO 9/125 G652D 3x12F exterior funda PEHD
GGM F48ADSS3K9ST	Cable óptico ADSS 3 kN 12FO 9/125 G652D 4x12F exterior funda PEHD
GGM F72ADSS3K9ST	Cable óptico ADSS 3 kN 12FO 9/125 G652D 6x12F exterior funda PEHD

** Código de colores página 81

MICRO CABLE ÓPTICO EXTERIOR ESTRUCTURA HOLGADA MICRO-TUBOS (12FO/TUBO) PARA SOPLADO



GGM F36MCS9PST

CARACTERÍSTICAS

- Micro cable óptico estructura holgada micro-tubos (12 fibras/tubo)
- Monomodo 9/125 OS2ITU-T G.652D (Low water Peak), ITU-T G657 A1
- 12 a 72 fibras (NOTA: la versión 72 fibras se basa en un diseño idéntico con 6 tubos de 12 fibras)
- Exterior
- Posibilidad de soplado en tubos 10/8;32/26-(máx. 40 mm)
- Refuerzo de hilaturas de aramida

- Sellado longitudinal (agente de hydro-bloqueo)
- Funda exterior PE negra, estabiliza los UV
- Rendimiento mecánico y entorno medio-ambiental definidos por IEC 60794-1
- Color: negro
- Código de color de las fibras según IEC 60304, FOTAG & France Telecom
- Suministro: bobina 2100 m otros suministros consúltanos

REFERENCIA	DESCRIPCIÓN
GGM F12MCS9PST	Cable óptico OS2 / G652D 9/125 1x 12 FO exterior hilaturas de aramida PEHD
GGM F24MCS9PST	Cable óptico OS2 / G652D 9/125 2x 12 FO exterior hilaturas de aramida PEHD
GGM F36MCS9PST	Cable óptico OS2 / G652D 9/125 3x 12 FO exterior hilaturas de aramida PEHD
GGM F48MCS9PST	Cable óptico OS2 / G652D 9/125 4x 12 FO exterior hilaturas de aramida PEHD
GGM F72MCS9PST	Cable óptico OS2 / G652D 9/125 6x 12 FO exterior hilaturas de aramida PEHD

HERRAMIENTASOCIADAS



REFERENCIA	DESCRIPCIÓN
GGM ACS	Herramienta para cortar la funda PE y la armadura metálica (diámetros 8 a 28,6 mm)
GGM ACS2	Herramienta para cortar la funda de los microcables