



**UNIVERSITAT  
JAUME·I**

**UNIVERSITAT JAUME I**

**ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA I CIÈNCIES EXPERIMENTALS**

**GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

***DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO DE 48,3 MW Y  
DE SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN  
ELÉCTRICA EN CINCTORRES (CASTELLÓ)***

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**AUTOR/A**

Moya Bueno, Eric

**DIRECTOR/A**

Beltran San Segundo, Hector

Castelló, Julio de 2019





## Agradecimientos

A Hector, por haber sido mi mentor durante estos cuatro años, por haberme ayudado en todo lo que he necesitado y por haberme dado la oportunidad de descubrir que la Universidad no es solamente ir a clase.

A todos los profesores que he tenido, por haberme dado los conocimientos base para el desarrollo de este proyecto y de mi futura vida profesional.

A Ana, por apoyarme en cada decisión que tomo, por ser mi pilar fundamental.

A mi familia, por haber hecho todo lo posible para que pueda ir a la Universidad y que hacen que hoy me encuentre donde estoy.

A Aarón, Balfa, Bichi, Colom, Ibáñez, Martell y Toni, por haber sido un gran apoyo durante la carrera, por todos los buenos momentos que hemos pasado juntos y por todos los que están por venir.



## Objetivo y alcance

El objetivo de este proyecto es el diseño de un parque eólico de 48,3 MW y de su subestación elevadora en la localidad castellanense de Cincorres.

El alcance de este proyecto es la definición de los parámetros eléctricos de los componentes del parque eólico y de la subestación, así como la obra civil necesaria, la planificación del proyecto empresarial y el estudio económico, en el que se incluye la elaboración del presupuesto y es estudio de la posible financiación.



## Resumen

La sociedad actual se enfrenta un reto de magnitudes épicas al tener que hacer frente a una demanda energética creciente de forma exponencial. Esto, junto con la problemática del cambio climático debido a la quema incesante de combustibles fósiles está llevando a la búsqueda, desarrollo y ejecución de plantas de generación de energía que no supongan un impacto negativo para el medioambiente.

En este proyecto se propone el desarrollo y construcción de un parque eólico en el interior de la provincia de Castelló, concretamente en Cinctorres, dónde el recurso eólico es abundante.

En primer lugar, se estudian las características del emplazamiento, definiendo las cualidades del viento en la zona, así como del terreno y la orografía. Posteriormente, con un modelo de aerogenerador concreto definido, VESTAS V136-3.45 MW, se propone la posible ubicación de las máquinas, así como de la subestación.

Tras un repaso a los componentes principales del aerogenerador y a sus características, se dibuja la red en Media Tensión para enlazar los aerogeneradores con la subestación eléctrica. No menos importante, es el estudio de la obra civil necesaria para la ejecución del proyecto.

Una vez definida toda la parte del parque eólico en sí, es momento de pasar a estudiar las características de la subestación, que verterá la energía del viento a la red de 132 kV. De igual manera, se detallan las características eléctricas de los elementos que la compondrán y la obra civil necesaria para su desarrollo y ejecución.

Finalmente, se concluye con un estudio económico del proyecto, del que se puede extraer que el proyecto tendrá un coste aproximado de 60 Millones de Euros, con un retorno de la inversión de entre 15 y 16 años y una rentabilidad del 30% al final de su vida útil.





## Abstract

Today's society faces a challenge of epic magnitudes, having to make front to an exponential energy consumption growth. This, added to the climate change problematic due to incessant fossil fuels burning, is leading to the search, development and execution of energy generation plants that do not negatively impact the environment.

In this project, it is proposed the development and construction of an onshore wind farm located in the western part of the province of Castelló, more specifically in Cinctorres, where the wind resource is high.

Firstly, the characteristics of the placement are studied, defining parameters such as the wind or the orography. After that, with an exact wind turbine generator defined, the VESTAS V136-3.45 MW, the position of the turbines is proposed, as well as the position of the substation.

After a review of the main components of the wind turbine and its characteristics, it is moment to define the Medium Voltage grid to link the turbines with the substation. Not less important is the study of the civil works needed to develop the project.

Once the wind farm part in itself is defined, it is the moment to focus on the substation, that will pour the energy produced by the wind into the 132-kV grid. In the same way, the electric characteristics of the elements and the civil work is studied.

Finally, in economic terms, the project will have an approximate cost of 60 Million Euros, with the 80% paid with a loan and the other 20% with own capital. The payback period is expected to be between 15 and 16 years, with a return on investment of the 30%.



## Terminología

- A** AC – Corriente alterna, por sus siglas en inglés *Altern Current*.  
AIS – Interruptor aislado en aire, por sus siglas en inglés *Air Insulated Switchgear*.  
Al – Aluminio.  
AT – Alta Tensión. Se refiere a diferencias de potencial por encima de los 1000 V.
- 
- B** BET – BreakEven Time  
BT – Baja Tensión. Se refiere a diferencias de potencial por debajo de los 1000 V.
- 
- C** Cu – Cobre.  
Cp – Factor de capacidad. Valor que resulta de la división entre la potencia del parque como si estuviera operando en régimen constante y la potencia nominal de la instalación.
- 
- D** DC – Corriente continua, por sus siglas en inglés *Direct Current*.  
Direct drive – Acoplamiento directo. Se refiere a la conexión mecánica directa entre el motor y el generador sin el paso por una multiplicadora.
- 
- E** Efecto estela – Sombra eólica producida por unos aerogeneradores sobre otros.  
EPR – Etileno propileno. Se trata de un tipo de aislamiento plástico comúnmente utilizado en cables eléctricos.
- 
- F** FC – Factor de corrección.
- 
- G** GIS – Interruptor aislado en gas. Por sus siglas en inglés *Gas Insulted Switchgear*.
- 
- H** HEPR – Etileno propileno no inflamable. Se trata de un tipo de aislamiento plástico comúnmente utilizado en cables eléctricos.  
H eq – Horas equivalentes. Una medida de la energía generada por un aerogenerador en una ubicación determinada basada en el número de horas equivalentes a potencia nominal.  
HIS – Sistema altamente integrado, por sus siglas en inglés *Highly Integrated System*.
- 
- I** IEC – Comisión electrotécnica internacional, por sus siglas en inglés *International Electrotechnical Commission*.  
IGBT – Transistor altamente empleado en electrónica de potencia. Sus siglas significan en inglés *Insulated Gate Bipolar Transistor*.  
IRENA – Agencia intergubernamental para la promoción de las energías renovables a nivel mundial. Sus siglas en inglés significan *International Renewable Energy Agency*.  
ISO – Organización para la creación de estándares internacionales. Sus siglas en inglés significan *International Organization for Standardization*.
- 
- L** LCOE – Coste de la instalación por unidad de energía producida, durante toda la vida útil. Sus siglas en inglés significan *Levelised Costo of Energy*.

LPZ – Clasificación por zonas de las áreas próximas al aerogenerador donde hay más posibilidades de impacto de rayo. Sus siglas en inglés significan *Lightning Protection Zone*.

---

**M** Mix energético – Se refiere a la aportación porcentual de energía eléctrica por parte de cada una de las tecnologías de generación (nuclear, gas natural, hidráulica, eólica, etc)

MT – Media Tensión. Término no definido oficialmente y utilizado para referirse a tensiones entorno a los 20-30 kV.

---

**N** Nacelle – Palabra inglesa utilizada para referirse a la góndola de un aerogenerador.

NPV – Net Present Value

---

**P** p.u. – Unidad de medida adimensional. Sus siglas tienen el significado de *Por Unidad*.

P50 value – Valor estadísticamente centrado en la media de una distribución aleatoria.

P90 value – Valor estadísticamente ubicado a una distancia de 1,28 veces la desviación típica de la media en una distribución aleatoria.

PaT – Puesta a Tierra

PBP – PayBack Period

PI – Profitability Index

PIB – Producto Interior Bruto. Suma de todos los ingresos que obtiene un país.

Pitch angle – Ángulo de paso de palas.

PVC – Policloruro de vinilo. Se trata de un tipo de aislamiento plástico comúnmente utilizado en cables eléctricos.

---

**R** ROI – Return on Investment

rpm – Revoluciones por minuto.

---

**S** SS.AA. – Servicios auxiliares.

SAI – Sistema de Alimentación Ininterrumpida.

SCADA – Sistema de supervisión de automatismos y de recogida de datos. Por sus siglas en inglés *System Control and Data Acquisition*.

SF6 – Hexafloruro de azufre. Se trata de un gas utilizado en sistemas de alta tensión como medio aislante.

ST – Subestación.

---

**T** TI – Transformador de corriente.

TT – Transformador de tensión.

---

**U** UNE – Asociación Española de Normalización.

UTM – Sistema de coordenadas universal de Mercator, por sus siglas en inglés *Universal Transverse Mercator*.

---





## Índice

Agradecimientos .....	3
Objetivo y alcance .....	5
Resumen .....	7
Abstract.....	9
Terminología .....	11
DOCUMENTO N°1: Memoria del proyecto	
Capítulo 1 – Introducción.....	25
1.1 – Conceptos previos sobre la energía eólica.....	25
1.2 – Inicios y evolución de la energía eólica .....	26
1.3 – Situación actual de la energía eólica.....	27
1.3.3 – Situación nacional de la energía eólica .....	30
1.3.4 – Situación autonómica de la energía eólica .....	30
1.4 – Perspectivas de futuro de la energía eólica .....	30
1.5 – Disposiciones legales.....	32
Capítulo 2 – Diseño del parque eólico .....	35
2.1 – Emplazamiento de la instalación .....	35
2.2 – Ubicación geográfica de Cincorres .....	36
2.3 – Características del emplazamiento .....	37
2.3.1 – Recurso eólico .....	37
2.3.2 – Terreno y orografía .....	39
2.4 – Ubicación de los aerogeneradores.....	39
2.5 – Elección del aerogenerador .....	42
2.5.1 – Partes principales de un aerogenerador .....	42
2.5.2 – Clase de aerogenerador .....	43
2.5.3 – Características generales de un aerogenerador .....	43
2.5.4 – Características técnicas generales del aerogenerador a instalar.....	44
2.6 – Equipos eléctricos VESTAS V136-3.45 MW. ....	48
2.6.1 – Generador .....	48
2.6.2 – Convertidor .....	49
2.6.3 – Transformador de potencia .....	49
2.6.4 – Celdas de Media Tensión .....	52
2.6.5 – Cable de Media Tensión del aerogenerador .....	53
2.6.6 – Instalación eléctrica de los Servicios Auxiliares (SS.AA.) en Baja Tensión .....	54
2.6.7 – Control.....	55



2.6.8 – Otros sistemas.....	56
2.7 – Protección frente a descargas atmosféricas.....	56
2.7.1 – Medidas de protección externas.....	57
2.7.2 – Medidas de protección internas.....	59
2.8 – Otros sistemas de protección del aerogenerador.....	61
2.8.1 – Frenado.....	61
2.8.2 – Sobrevelocidad.....	61
2.8.3 – Sistema de detección de arco eléctrico.....	62
2.8.4 – Sistema de detección de humos.....	62
2.8.5 – Protección contra la corrosión.....	62
2.9 – Requisitos de conexión a red y adecuación a huecos de tensión.....	62
2.9.1 – Características de la red.....	63
2.9.2 – Comportamiento frente a huecos de tensión.....	63
2.9.3 – Aporte de energía reactiva al sistema durante periodos de faltas.....	64
2.10 – Producción energética anual.....	65
2.11 – Red de Media Tensión del parque.....	67
2.11.1 – Cableado de potencia.....	67
2.11.2 – Cableado de comunicaciones.....	73
2.12 – Obra civil.....	74
2.12.1 – Viales.....	74
2.12.2 – Drenajes.....	76
2.12.3 – Ejecución de los viales.....	77
2.12.4 – Zanjas de Media Tensión.....	77
2.12.5 – Cimentación.....	78
Capítulo 3 – Diseño de la subestación del parque.....	83
3.1 – Descripción general de la instalación.....	83
3.2 – Partes principales de una subestación.....	83
3.3 – Sistemas de Alta Tensión a 20 kV.....	85
3.3.1 – Descripción de las instalaciones.....	85
3.3.2 – Interruptores.....	86
3.3.3 – Seccionadores de aislamiento y puesta a tierra.....	87
3.3.4 – Transformadores de corriente.....	87
3.3.5 – Transformadores de tensión.....	88
3.3.6 – Pararrayos.....	89
3.4.- Transformación.....	90
3.4.1 – Transformador 20/132 kV.....	90

3.4.2 – Reactancia de Puesta a Tierra .....	93
3.4.3 – Resistencia de Puesta a Tierra .....	94
3.4.4 – Transformador de Servicios Auxiliares.....	94
3.5.- Sistemas de Alta Tensión a 132 kV .....	95
3.5.1 – Descripción de las instalaciones.....	95
3.5.2 – Módulo híbrido SF <sub>6</sub> (HIS).....	96
3.5.3 – Interruptores.....	97
3.5.4 – Seccionadores de aislamiento y puesta a tierra .....	97
3.5.5 – Transformadores de intensidad.....	97
3.5.6 - Pararrayos.....	98
3.6 – Estructura metálica .....	98
3.6.1 – Estructura metálica sistema 132 kV.....	98
3.6.2 – Estructura metálica sistema 20 kV.....	99
3.6.3 – Otra estructura metálica .....	99
3.7 – Embarrados .....	99
3.7.1 – Embarrados del sistema 20 kV.....	99
3.7.2 – Embarrados del sistema de 132 kV.....	99
3.8 – Aisladores.....	100
3.8.1 – Aisladores del sistema 20 kV.....	100
3.8.2 – Aisladores del sistema 132 kV.....	101
3.9 – Red de tierras.....	101
3.10 – Cuadros de control y armarios de protecciones .....	101
3.10.1 – Descripción general.....	101
3.10.2 – Unidades de control.....	101
3.11 – Medida .....	102
3.12 – Servicios Auxiliares.....	102
3.12.1 – Servicios Auxiliares en Corriente Alterna (AC).....	102
3.12.2 – Servicios Auxiliares en Corriente Continua (DC) .....	103
3.13 – Protecciones.....	103
3.13.1 – Posición de línea de 132 kV.....	103
3.13.2 – Posición del transformador.....	103
3.13.3 – Posición de línea de 20 kV.....	103
3.14 – Distancias mínimas.....	104
3.15 – Obra civil .....	104
3.15.1 – Acondicionamiento del terreno .....	104
3.15.2 – Acceso a la subestación y viales interiores .....	104

3.14.3 – Cerramiento perimetral y puertas de acceso .....	105
3.15.4 – Edificios .....	105
3.15.5 – Malla de puesta a tierra .....	105
3.15.6 – Bancada del transformador .....	106
3.15.7 – Canalizaciones.....	106
3.15.8 – Sistema de drenaje.....	107
3.15.9 – Alumbrado.....	107
Capítulo 4 – Planificación temporal .....	111
4.1 – Planificación del proyecto .....	111
4.2 – Diagrama de Gantt .....	113
Capítulo 5 – Viabilidad económica.....	115
5.1 – Inversión en bienes de capital CAPEX .....	115
5.2 – Financiación .....	115
5.3 – Gastos de operación OPEX.....	116
5.3.1 – Mantenimiento de los aerogeneradores .....	116
5.3.2 – Mantenimiento de la subestación .....	117
5.3.3 – Mantenimiento de los accesos .....	117
5.3.4 – Costes ambientales .....	117
5.3.5 – Aseguración.....	118
5.3.6 – Impuesto de Bienes Inmuebles de Características Especiales .....	118
5.3.7 – Gasto en personal .....	118
5.3.8 – Total OPEX.....	118
5.4 – Ingresos .....	119
5.5 – Flujos de caja.....	120
5.6 – Resultados .....	125
Bibliografía .....	127
Anexo I – Cálculos .....	131
I.1 – Producción energética anual.....	131
I.1.1 – Valor P50 .....	131
I.1.2 – Valor P90 .....	135
I.2 – Estudio del cortocircuito .....	136
I.2.1 – Consideraciones iniciales .....	136
I.2.2 – Cálculo de impedancias equivalentes .....	137
I.2.3 – Cálculo del cortocircuito a nivel de 20 kV .....	138
I.2.4 – Estudio del cortocircuito a nivel de 132 kV.....	139
I.3 – Dimensionado cableado de Media Tensión.....	139

I.3.1 – Cálculo térmico del conductor .....	139
I.3.2 – Cálculo de cortocircuito .....	144
I.3.3 – Cálculo de caídas de tensión .....	144
I.4 – Distancias mínimas.....	146
I.4.1 – Distancias entre conductores.....	147
I.4.2 – Distancias en pasillos y zonas de protección .....	148
I.5 – Cálculo de embarrados .....	148
I.6 – Cálculo de tierras.....	149
Anexo II – Catálogos de los principales componentes.....	151
II.1 – Aerogenerador V136-3,45 MW.....	151
II.2 – Cable de potencia.....	154
II.3 – Cable de fibra óptica .....	157
II.4 – Hormigón H-20.....	158
II.5 – Hormigón HM-30 .....	159
II.6 – Celdas de 20 kV .....	160
II.7 – Módulos híbridos HIS .....	166
II.8 – Embarrados .....	172
II.9 – Aisladores.....	176
II.10 – Unidad de control de la subestación (UCS).....	179
Anexo III – Diagrama de Gantt .....	183
<b>DOCUMENTO N°2: Planos</b>	
Plano 1 – Plano de situación .....	189
Plano 2 – Plano de emplazamiento.....	190
Plano 3 – Detalle zanjas de los circuitos B .....	191
Plano 4 – Detalle zanjas de los circuitos B .....	192
Plano 5 – Esquema unifilar del parque eólico.....	193
Plano 6 – Detalle esquema unifilar circuito A1.....	194
Plano 7 – Detalle esquema unifilar circuito A2 .....	195
Plano 8 – Detalle esquema unifilar circuito B1 .....	196
Plano 9 – Detalle esquema unifilar circuito B2 .....	197
Plano 10 – Zanja tipo de Media Tensión.....	198
Plano 11 – Plano de situación de la subestación .....	199
Plano 12 – Plano de emplazamiento de la subestación.....	200
Plano 13 – Esquema unifilar de la subestación.....	201
<b>DOCUMENTO N°3: Presupuesto</b>	
Capítulo 1 – Presupuesto de ejecución material .....	205

1.1 – Presupuesto para el parque eólico .....	205
1.1.1 – Aerogeneradores .....	205
1.1.2 – Red eléctrica de Media Tensión .....	205
1.1.3 – Obra civil .....	205
1.2 – Presupuesto para la subestación .....	206
1.2.1 – Aparamenta al nivel de 132 kV .....	206
1.2.2 – Transformación .....	206
1.2.3 – Aparamenta al nivel de 20 kV .....	207
1.2.4 – Protección, control, medida y SS.AA. ....	207
1.2.5 – Embarrados .....	207
1.2.6 – Estructura metálica .....	208
1.2.7 – Puesta a tierra .....	208
1.2.8 – Alumbrado.....	208
1.2.9 – Edificio .....	208
1.2.10 – Obra civil .....	208
1.2.11 – Montaje.....	209
Capítulo 2 – Gastos administrativos .....	211
2.1 – Gestión y establecimiento .....	211
DOCUMENTO N°4: Pliego de condiciones técnicas	
Capítulo 1 – Protección del entorno .....	215
1.1 – Preparación del terreno .....	215
1.2 – Limpieza de cunetas .....	215
1.3 – Protección del arbolado .....	215
1.4 – Hallazgos históricos .....	215
1.5 – Integración paisajística.....	216
Capítulo 2 – Materiales.....	219
2.1 – Cementos .....	219
2.2 – Cables de Baja Tensión.....	219
2.3 – Cables de Media Tensión .....	221
2.4 – Celdas de Media Tensión .....	222
2.5 – Red de tierras .....	224
2.6 – Pararrayos 20 kV .....	225
2.7 – Equipos de alimentación en CC en ST .....	225
2.8 – Reactancia 20 kV .....	226
2.9 – Transformador de potencia .....	227
2.10 – Descargador de sobretensiones 132 kV.....	228

2.11 – Seccionador 132 kV .....	228
2.12 – Interruptor automático 132 kV .....	229
2.13 – Transformadores de tensión 132 kV .....	229
2.14 – Transformadores de corriente 132 kV .....	230
Capítulo 3 – Seguridad y salud .....	233
3.1 – Normativa aplicable .....	233
3.2 – Especificaciones de seguridad del aerogenerador V136-3.45 MW .....	234
3.2.1 – Accesos .....	234
3.2.2 – Escape .....	234
3.2.3 – Zonas de trabajo .....	234
3.2.4 – Ascensor de servicio .....	235
3.2.5 – Elementos de escalada .....	235
3.2.6 – Partes móviles .....	235
3.2.7 – Iluminación .....	235
3.2.8 – Paradas de emergencia .....	235
3.2.9 – Desconexión de la potencia .....	235
3.2.10 – Protección contra el fuego y primeros auxilios .....	235
3.2.11 – Señales de seguridad .....	235
3.3 – Formación del personal .....	235
3.4 – Normas para el manejo de herramientas eléctricas .....	236
3.5 - Normas para el manejo de herramientas de mano .....	236
3.6 - Prevención de riesgos higiénicos .....	237
3.6.1 – Ruido .....	237
3.6.2 – Polvo .....	237
3.6.3 – Iluminación .....	237



# DOCUMENTO N°1: Memoria del proyecto





## Capítulo 1 – Introducción

### 1.1 – Conceptos previos sobre la energía eólica

La energía eólica es una fuente de energía renovable que consiste en la generación de electricidad a partir del aprovechamiento de la fuerza del viento.

El viento es una consecuencia directa del calentamiento producido por el sol en la Tierra. Cuando capas de la atmosfera se calientan de forma desigual, se producen diferencias de presión que crean corrientes de aire. El movimiento de estas corrientes, a su vez, genera más zonas de bajas presiones que obliga al aire que se encuentra en las regiones próximas a desplazarse también. El resultado es que la energía generada por el sol puede aprovecharse captando el viento producido mediante aerogeneradores, al hacer girar las palas de éstos que están unidas a un generador para producir energía eléctrica.

Aunque solamente una pequeña parte de la energía solar se acaba convirtiendo en viento, si fuera posible aprovechar toda la energía eólica del planeta, se tendría energía suficiente para cubrir 5 veces el consumo global. En la realidad, la tecnología actual solamente aprovecha los vientos en dirección horizontal, existe un límite de aprovechamiento eólico teórico máximo y se captan vientos únicamente comprendidos entre 3 y 25 m/s.

Sin embargo, a pesar de las limitaciones existentes, la energía eólica es de entre las energías renovables de las más maduras y económicamente rentables, lo que la hace competitiva frente a las fuentes energéticas convencionales como podrían ser el petróleo, el carbón, el gas o la energía nuclear.

Entre las ventajas más claras que tiene la energía eólica respecto a otras fuentes encontramos:

- Es una fuente no agotable
- No contamina
- Ayuda a la reducción del uso de los derivados del petróleo
- Reduce la dependencia energética de otros países
- Genera riqueza y empleo local
- Contribuye al desarrollo sostenible

Por contra, también existen una serie de inconvenientes que deben ser tenidos en cuenta:

- Producción intermitente debido a la dependencia de las condiciones meteorológicas
- Generación de ruido en las proximidades
- Impacto visual sobre el terreno no siempre aceptable
- Afectación a la avifauna local

- Generación de ruido electromagnético que puede afectar a las comunicaciones existentes
- Necesidad de grandes extensiones de terreno

## 1.2 – Inicios y evolución de la energía eólica

Resulta muy interesante y vale la pena echar la vista atrás para ver cómo empezó a aprovecharse la energía del viento. La historia permite entender por qué los aerogeneradores son como son actualmente tanto apariencia como en manera de funcionar. Los siguientes párrafos se centrarán en los conceptos de la energía eólica más relevantes desde los primeros tiempos hasta la actualidad.



Figura 1 - Primeros molinos de viento en la región de Seistán. Fuente: Wikimedia Commons.

El primer uso probado de molinos de viento, se da en la región persa de Seistán – actualmente la parte oriental de Irán – y se sitúa en el año 644 D.C.

En el siglo XII, aparecen los primeros molinos en lo que hoy es Reino Unido. La diferencia fundamental entre estos molinos y los de Seistán era el diseño del rotor. Los molinos de Seistán tenían rotores de eje vertical (ver Figura 1) y era la fuerza de arrastre la que hacía el trabajo, mientras que los europeos eran de eje horizontal y aprovechaban la fuerza de empuje del viento.

Pronto se vio que el diseño de eje horizontal era más eficiente y menos susceptible al daño para altas velocidades de viento. La evolución de diseños de rotores de molinos fue en todo momento paralela a la evolución de la navegación marítima durante todo el primer milenio, que pasó utilizar velas cuadradas a otro tipo de velas que aprovechaban mejor la fuerza generada por el viento para ir en la dirección deseada.

Los molinos europeos fueron usados en su mayoría para la realización de cualquier trabajo mecánico. Estos molinos estaban contruidos sobre postes de forma que pudieran girarse en su totalidad para encararse al viento en todo momento independientemente de la dirección. Solían tener 4 palas, pero su número y tamaño estaba condicionado a la facilidad de construcción e instalación, así como la relación entre el área de pala y área barrida.

La energía eólica continuó siendo una fuente de energía mayoritaria en Europa durante todo el periodo previo a la Revolución Industrial, sin embargo, empezó a ir en detrimento justo después de ésta. La razón principal por la que la energía eólica fue retrocediendo en

importancia es la falta de disponibilidad y transporte. El carbón y el petróleo tienen muchas ventajas en este sentido que la eólica no tiene.

Un desarrollo significativo del siglo XVII en el campo de la energía eólica es la instalación y ensayos de diferentes tipos de molinos de viento. En este periodo, el inglés John Smeaton descubrió tres reglas básicas que hoy en día siguen siendo aplicables a las turbinas modernas:

- La velocidad del extremo de la pala es idealmente proporcional a la velocidad del viento.
- El par es proporcional a la velocidad del viento al cuadrado.
- La potencia es proporcional a la velocidad del viento al cubo.

El uso del viento para la generación de energía eléctrica, al contrario que con la energía mecánica, incluyó el satisfactorio desarrollo comercial de pequeños aerogeneradores, así como investigación en este campo. Cuando los motores eléctricos aparecieron al final del siglo XIX, pronto se probó a hacerlos funcionar como motor montados en un rotor de molino, así se llegó a los primeros aerogeneradores. Estas pequeñas turbinas eólicas, promovidas principalmente por Marcellus Jacobs (ver Figura 2), eran en cierto modo los sucesores lógicos del bombeo hidráulico mediante molinos de viento. Los rotores de estas turbinas tenían 3 palas con formas verdaderamente aerodinámicas, los cuales ya se empezaban a parecer a los aerogeneradores que conocemos hoy en día.



*Figura 2 - Ilustración de los generadores de Jacobs. Fuente: Wikimedia Commons..*

### 1.3 – Situación actual de la energía eólica

A nivel internacional, la energía eólica ha tenido en general una evolución creciente siempre, y cada año la potencia nueva instalada superaba a la del anterior. Sin embargo, ya en el año 2016 la potencia nueva instalada se vio reducida respecto a la del 2015 y en 2017 esta tendencia ha seguido manteniéndose, lo que se puede apreciar claramente en la Figura 3, que muestra la potencia instalada total y la anual desde 2007 hasta 2017. En el momento

de la elaboración del informe del estado de las energías renovables, la potencia eólica global era de 539 GW, de los cuales 52 GW fueron de nueva instalación.

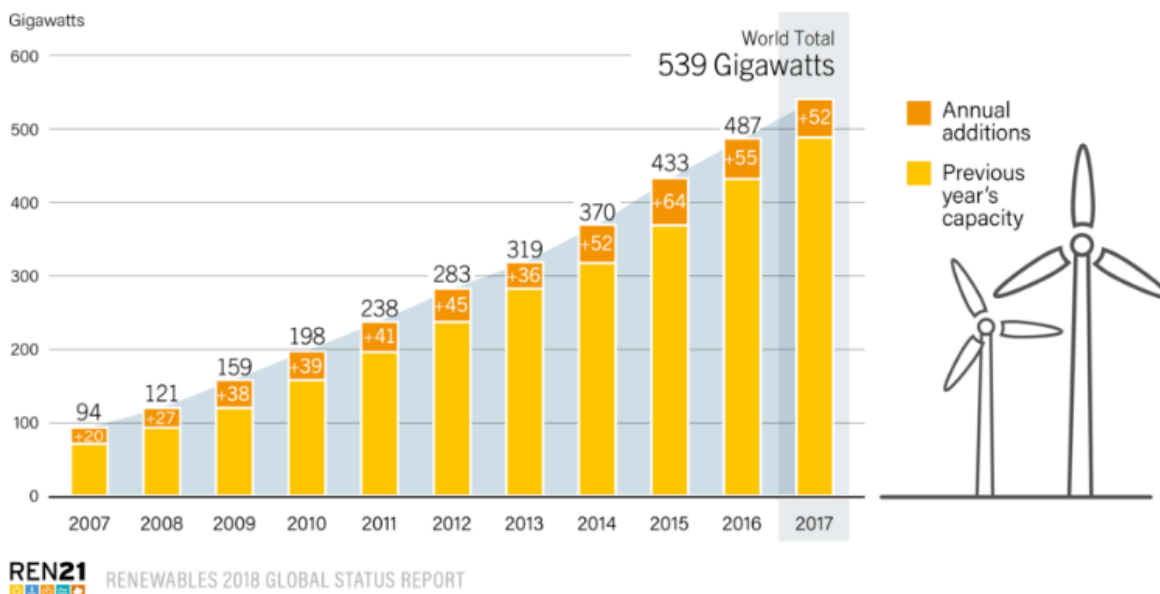


Figura 3 - Potencia eólica total acumulada y anual, años 2007-2017. Fuente: REN21.net

En cuanto a los países que más potencia eólica tienen instalada, China no tiene competidor a nivel mundial. Con casi 200 GW de potencia proveniente del viento y casi 20 GW instalados en 2017, se sitúa en el primer puesto debido principalmente al alto recurso que existe en la zona norte y oeste del país y a su gran extensión (ver Figura 4).

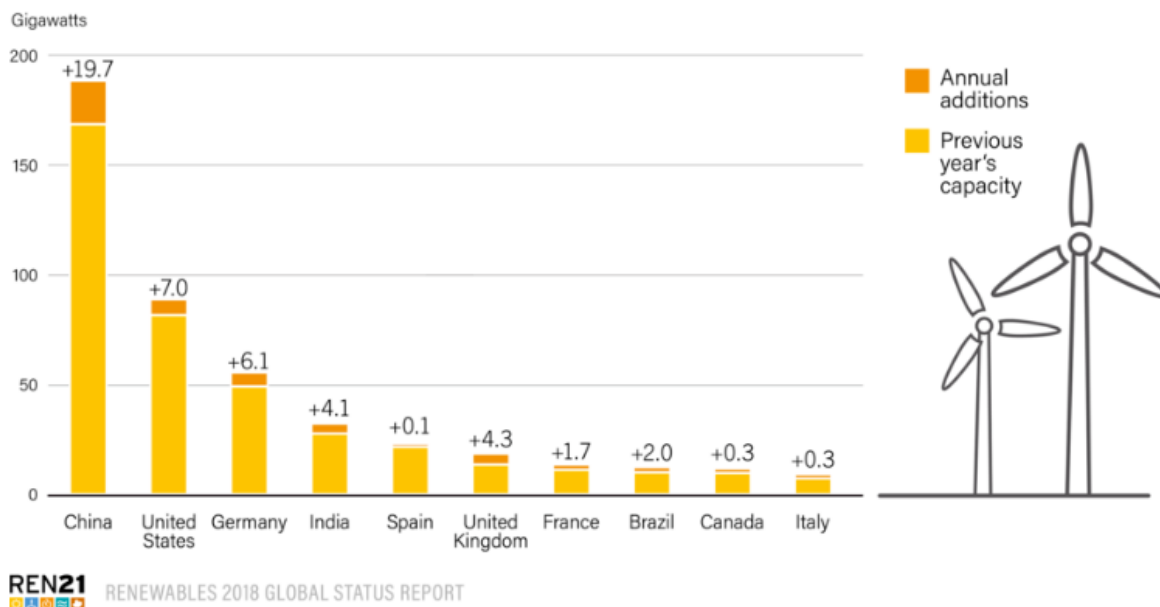
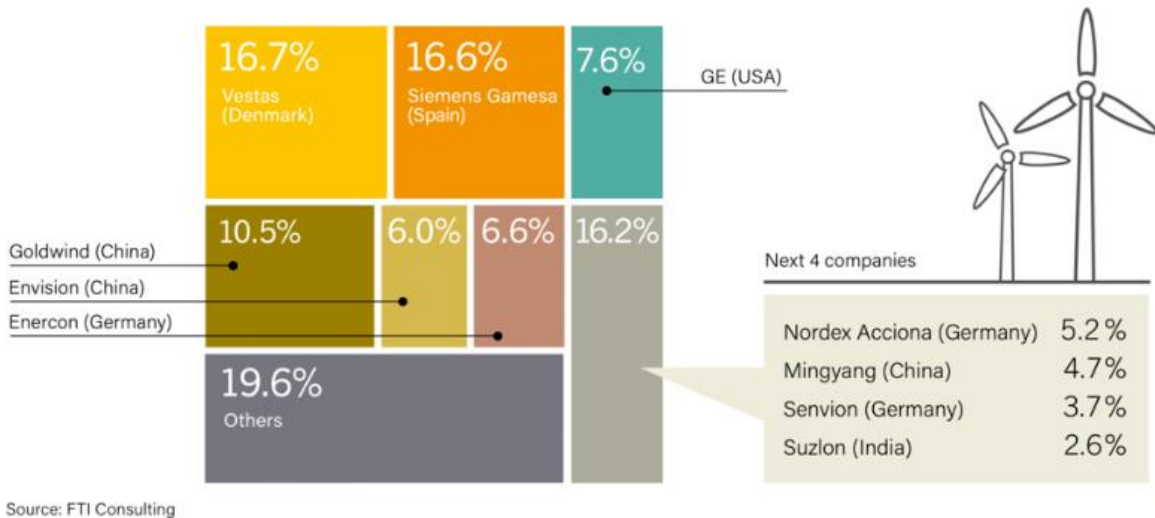


Figura 4 - Potencia instalada por países a 2017. Fuente: REN21.net

Por detrás se sitúan los Estados Unidos con la mitad de potencia que China y luego le siguen algunos de los países europeos como Alemania, España, Reino Unido, Francia o Italia en la cola. Cabe destacar que de la lista de países que más potencia instalada tienen, España es el que menos potencia nueva ha añadido.

A nivel mundial, existen 4 fabricantes de aerogeneradores que conjuntamente poseen más del 50% de la cuota de mercado, tal y como se puede apreciar en la Figura 5. Éstos son en primer lugar la compañía danesa Vestas, seguida de la española Siemens Gamesa, de la americana General Electric y de la china GoldWind.



Source: FTI Consulting

**REN21** RENEWABLES 2018 GLOBAL STATUS REPORT

Figura 5 - Distribución de la cuota de mercado de fabricantes de aerogeneradores. Fuente: REN21.net

Al hablar del precio de la energía producida durante su vida útil, es decir del LCOE, éste varía en función del país y depende de números factores específicos de cada proyecto, pero a rasgos generales, la energía eólica tiene un precio de producción bastante bajo, lo suficiente como para ser competitivo con el resto de tecnologías actuales. En la Figura 6 y Figura 7 se puede ver el precio por regiones.

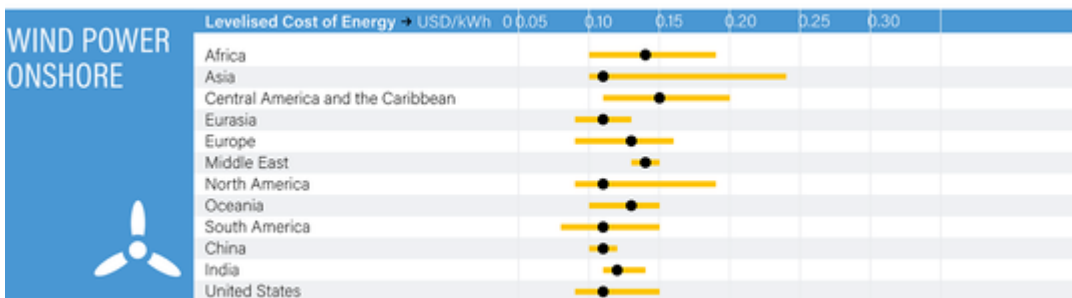


Figura 6 - Representación gráfica del precio de la energía eólica producida por regiones.

Total Investment Cost → USD/kW	min	max	wa
Africa	1,485	2,850	2,040
Asia	1,044	3,882	1,221
Central America and the Caribbean	1,981	3,265	2,184
Eurasia	1,032	2,002	1,605
Europe	1,151	3,702	1,868
Middle East	916	1,857	1,320
North America	1,270	3,001	1,718
Oceania	1,184	3,169	2,124
South America	972	2,909	1,829
China	989	1,414	1,197
India	850	1,282	1,097
United States	1,381	2,534	1,648

Figura 7 - Representación numérica del precio de la energía eólica producida por regiones.

### 1.3.3 – Situación nacional de la energía eólica

Actualmente España tiene instalados casi 23,5 GW de eólica, convirtiéndose así en la segunda fuente de generación eléctrica durante el año 2018. De media, el viento es el encargado de generar electricidad para el 19% de la demanda nacional. En enero de 2015, la energía eólica marcó su récord de aportación al mix energético, produciendo 17,55 GW de forma instantánea, lo que supone un 70% de la demanda.

El comisionado de nuevos parques eólicos, aunque lleva unos años estancado, tuvo su auge durante los años 2000. En la Figura 8 se aprecia que fue durante esa época cuando se comisionó el mayor número de parques.



Figura 8 - Potencia acumulada a nivel nacional desde el año 1996 hasta el 2016.

Los 23,5 GW instalados, se traducen en un total de 1.123 parques eólicos distribuidos en 807 municipios que dan trabajo a casi 23 mil personas y evitan la emisión a la atmósfera de 25 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> cada año.

Económicamente, el sector eólico supone para el estado español un 0,31 del PIB. Además, la inclusión de energías renovables en el mercado eléctrico supone una disminución del precio de casación debido a que son productores que están dispuestos a vender la energía a precio cero.

### 1.3.4 – Situación autonómica de la energía eólica

En la Comunidad Valencia hay instalados 1,19 GW de los 23,5 GW, lo que constituye un 5% de la potencia a nivel nacional. En total, 38 parques eólicos diferentes.

Las instalaciones eólicas de generación eléctrica en la Comunidad Valenciana se amparan dentro del conocido como Plan Eólico Valenciano. Esta normativa aprobada en 2001 durante el boom de la eólica, divide el territorio en 15 zonas en las que se pueden construir parques eólicos y fija una potencia y un número de aerogeneradores máximo por zona.

## 1.4 – Perspectivas de futuro de la energía eólica

En tierra, la mayoría de los emplazamientos en los que se dan las condiciones técnicas y administrativas necesarias están bajo explotación. Sin embargo, desde hace unos años se abre en España una posibilidad que hasta ahora solamente era posible y viable en el norte de Europa: la energía eólica marina.

En el mar se dan unas condiciones de viento más favorables. Además, los aerogeneradores pueden generar el ruido que quieran y ser lo altos que se necesite ya que no existen núcleos poblaciones en alta mar.

El principal reto al que se enfrenta la energía eólica marina es la forma de anclar los aerogeneradores al fondo marino. En el Mar del Norte se dan unas condiciones de profundidad que no se dan en el Mediterráneo: a 15 km de la costa se tiene profundidades de solamente 60 o 70 metros, lo que permite instalar aerogeneradores mediante lo que se conoce como monopilotes. Sin embargo, en las costas españolas la profundidad es mucho mayor, haciendo imposible el uso de este tipo de tecnología.

Recientemente en las costas de las Islas Canarias se ha puesto en funcionamiento el primer aerogenerador marino de España (ver Figura 9). El desarrollo de la energía eólica marina en las costas peninsulares será posible gracias a la utilización de unos novedosos aerogeneradores flotantes que se anclan al fondo marino por medio de cadenas (ver Figura 10). Esto, permite ahorrar una gran cantidad de dinero en cimentaciones y abre las puertas a poder instalar turbinas en casi cualquier parte del mar.



Figura 9 - Primer aerogenerador marino de España. Fuente: eldiario.es

Las potencias que se manejan en la eólica marina son considerablemente superiores a las que se manejan en tierra. Esto es debido a que las palas de los aerogeneradores pueden ser mucho más grandes y captar mucha más energía del viento.



Figura 10 - Cimentaciones flotantes para aerogeneradores marinos. Fuente: Energy.gov



## 1.5 – Disposiciones legales

En cuanto a legislación, el sector eólico es un sector regulado que tiene como pilar fundamental la Ley del Sector Eléctrico de 1997 y sus posteriores modificaciones. Las instalaciones y obras de este proyecto estarán sometidas a la siguiente legislación:

### Instalaciones eléctricas

- 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.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- 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.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (R.D. 842/2002, de 2 de agosto) e Instrucciones Técnicas Complementarias ITC BT.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC LAT 01 a 09.
- Normas particulares de la compañía distribuidora.

### Obra civil

- Instrucción de Hormigón Estructural, EHE-08 (R.D. 1247/2008 de 18 de julio).
- Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para recepción de cementos, RC-08.
- Decreto 1964/75 de 23 de mayo por el que se aprueba el Pliego General de Condiciones para la recepción de Conglomerantes Hidráulicos, y sus modificaciones posteriores.
- Código Técnico de la Edificación (CTE).

### Medioambiente

- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Ley 6/2014, de 25 de julio, de la Generalitat, de Prevención, Calidad y Control Ambiental de Actividades en la Comunitat Valenciana.
- Ley 7/2002, de 3 de diciembre, de la Generalitat Valenciana, de Protección contra la Contaminación Acústica.
- Ley 3/2014, de 11 de junio, de la Generalitat, de Vías Pecuarias de la Comunitat Valenciana.

Patrimonio

- Ley 4/1998, de 11 de junio, del Patrimonio Cultural Valenciano, modificada por la Ley 5/2007 de 9 de febrero.

Seguridad e Higiene

- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo (O.M. 9 de marzo de 1971).
- Ley 31/1995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.



## Capítulo 2 – Diseño del parque eólico

### 2.1 – Emplazamiento de la instalación

Al elegir la ubicación del futuro parque se ha estudiado la intensidad eólica de España en su conjunto. A continuación, se muestra un mapa en la Figura 11 donde en color más rojizo se representan las zonas con más viento y en color azulado las zonas con menor viento.



Figura 11 - Recurso eólico de España. Fuente: Global Wind Atlas

Al desarrollar un proyecto de esta magnitud, se debe tener en cuenta también que la localidad elegida se verá beneficiada directa e indirectamente de la instalación. Los propietarios de las parcelas en las que se vaya a ubicar un aerogenerador van a percibir una renta con seguridad durante al menos, la vida útil del parque. Además, generará empleo para la población local, cada vez menor en las áreas rurales. Por estas razones se ha creído conveniente situar el parque en el interior de la provincia de Castellón, más concretamente en Cincorres, donde se puede apreciar un alto recurso eólico según la Figura 12.

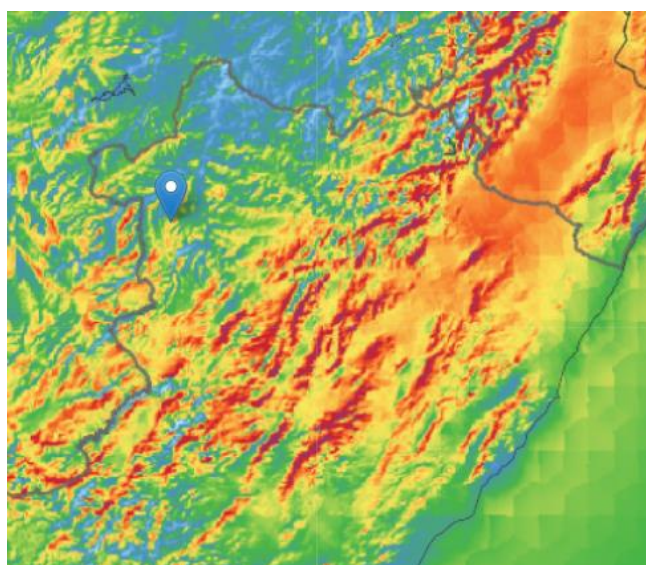


Figura 12 - Recurso eólico en la provincia de Castellón. Fuente: Global Wind Atlas

## 2.2 – Ubicación geográfica de Cincorres

Cincorres se encuentra ubicado en el noroeste de la provincia de Castellón, en la comarca dels Ports, tal y como se puede observar en la Figura 13. A una altitud de 907 metros sobre el nivel del mar y con 34,9 km<sup>2</sup> de superficie, tiene una densidad poblacional de 11,78 hab/km<sup>2</sup>. Sus coordenadas UTM referidas al huso 30 son 735.586,2 m E y 4.496.516,76 m N. El documento 'Planos' en su apartado 1 muestra una vista aérea de la situación.

La población limita al oeste con la Cuba y la Mata de Morella, al norte con Forcall, al este con Morella y sur con Castellfort. Las principales vías de acceso a la localidad son las carreteras autonómicas CV-124 y CV-125, que conectan directamente con la carretera nacional N-232.



Figura 13 - Situación geográfica de Cincorres. Fuente: Wikimedia Commons

Su economía se basa principalmente en un modelo agrícola y ganadero. Además, forma parte de un importante núcleo de turismo interior gracias a los atractivos que ofrecen la localidad y las zonas colindantes.

En las localidades próximas, se hallan situados diversos parques eólicos. Entre ellos se pueden destacar los parques Torre Miró I y II, ambos situados en el término municipal de Morella con una potencia instalada de 49,5 MW. En la localidad de Castellfort se encuentran los parques Folch I, Folch II y Arriello; con una potencia de 49,5, 15 y 49,5 MW respectivamente. En cuanto a la localidad de Olocau del Rei, están situados los parques Muela de Todolella y Manzanera, con una potencia total de 40,5 y 25,5 MW respectivamente. El resumen de las instalaciones eólicas cercanas se muestra en la Figura 14.

Localidad	Nombre	Potencia (MW)
Morella	Torre Miró I	49,5
Morella	Torre Miró II	49,5
Castellfort	Folch I	49,5
Castellfort	Folch II	15
Castellfort	Arriello	49,5
Olocau del Rei	Muela de Todolella	40,5
Olocau del Rei	Manzanera	25,5

Figura 14 - Instalaciones próximas al futuro parque eólico de Cincorres.

## 2.3 – Características del emplazamiento

En la Figura 15 se puede observar la zona en la que se ubicarán los aerogeneradores. También se señala el núcleo urbano de la población para que sirva de referencia. El documento 'Planos', en su apartado 2 contiene vistas más detalladas de la misma.

La zona donde se realizará la instalación está delimitada por el polígono, en coordenadas UTM:

Coordenadas UTM huso 30	
Easting	Northing
730.419 m	4.498.224 m
733.125 m	4.498.336 m
730.655 m	4.493.876 m
733.564 m	4.493.867 m

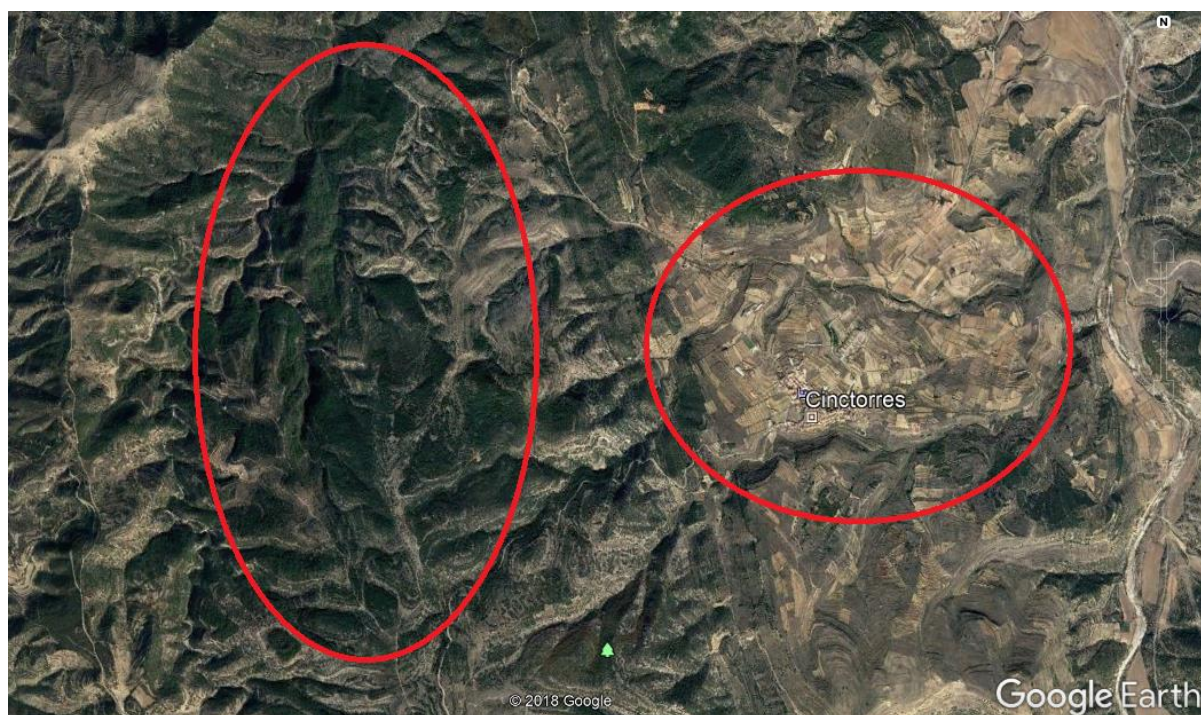


Figura 15 - Situación de la zona a instalar los aerogeneradores. Fuente: Google Earth

### 2.3.1 – Recurso eólico

Con el fin de identificar el potencial eólico de esta ubicación se ha utilizado la base de datos 'Global Wind Atlas', el enlace a la cual está disponible en la bibliografía. También existen otras bases de datos disponibles como IRENA, financiada con fondos de la Unión Europea. Para acceder a los datos basta con marcar el punto de interés en el mapa dinámico y seleccionar la altura a la que se quiere las mediciones. En este caso se selecciona 100 m al ser una altura muy similar a la que se puede encontrar una góndola de un aerogenerador.

Posteriormente se procede a descargar un fichero desde la misma web que contiene, entre otros datos, los parámetros A y k de Weibull a 100 m de altura que permiten caracterizar la distribución de velocidades del viento a dicho nivel. Esta plataforma proporciona, sin embargo, 12 parámetros A y k distintos, correspondiéndose cada uno a una dirección del viento determinada. En la Figura 16 se muestra una curva de Weibull típica para una de las direcciones de viento.

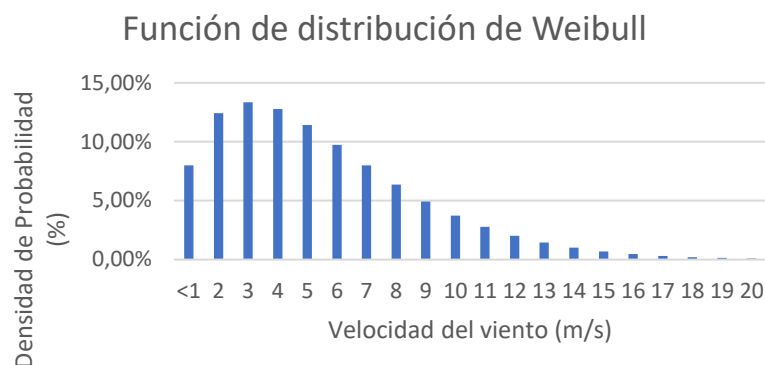


Figura 16 - Función de densidad de probabilidad de Weibull típica. Fuente: Global Wind Atlas

En la Figura 17, se muestran los datos extraídos del atlas eólico.

Dirección	0º	30º	60º	90º	120º	150º	180º	210º	240º	270º	300º	330º
<b>Weibull A</b>	5,280	3,130	2,440	3,650	5,620	7,010	8,310	7,890	7,520	9,820	11,800	11,480
<b>Weibull K</b>	1,553	1,561	1,037	0,982	1,436	1,943	2,354	1,900	1,529	1,416	2,025	1,783

Figura 17 - Parámetros de Weibull A y k para la localización elegida.

Dado que actualmente no es nada usual la instalación de aerogeneradores sin sistema de posicionamiento de la *nacelle*, estos datos deben ser extrapolados a un sistema en el que la máquina busque en todo momento la dirección de viento predominante. Para esto, se ha procedido a calcular las probabilidades de encontrar viento a una cierta velocidad para cada una de las direcciones proporcionadas, obteniendo 12 curvas de probabilidad diferentes.

Además, esta página web también ofrece una rosa de los vientos, que indica el porcentaje de tiempo que el viento sopla desde una dirección. La rosa de los vientos en Cincorres a 100 m de altura es la mostrada en la Figura 18.

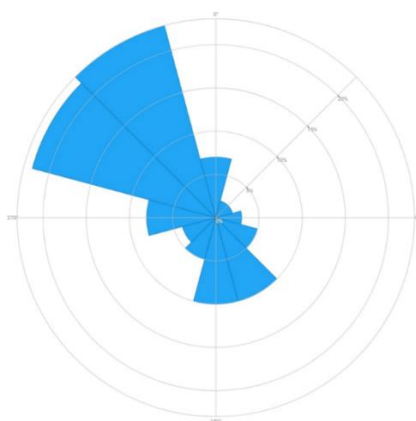


Figura 18 - Rosa de los vientos en Cincorres a 100 m de altura. Fuente: Global Wind Atlas.

Dirección	0º	30º	60º	90º	120º	150º	180º	210º	240º	270º	300º	330º
Dist.Dirección	7%	3%	2%	2%	5%	10%	9%	5%	4%	9%	22%	22%

Figura 19 - Distribución numérica del aporte de viento desde las distintas direcciones.

La lectura numérica de los valores para las distintas direcciones es la de la Figura 19.

La velocidad media del viento es de 7,57 m/s.

Con estos dos datos, queda totalmente definido el viento existente en la zona de interés tanto en velocidad como en dirección.

Aunque en este proyecto no se hace mención a ello, en la práctica lo habitual es medir el viento in situ durante al menos 2 años para obtener datos representativos mediante una estación meteorológica local.

### 2.3.2 – Terreno y orografía

De forma adicional, se ha analizado la rugosidad del terreno, ya que es muy importante tener en cuenta que puede afectar al cálculo energético por su influencia en el perfil vertical de velocidades. La superficie está compuesta en su mayoría por área de escasa vegetación o matorrales, por lo que se puede despreciar el aporte de éstos al análisis energético.

A continuación, se muestra en la Figura 20 un zoom del emplazamiento con curvas de nivel cada 25 metros.

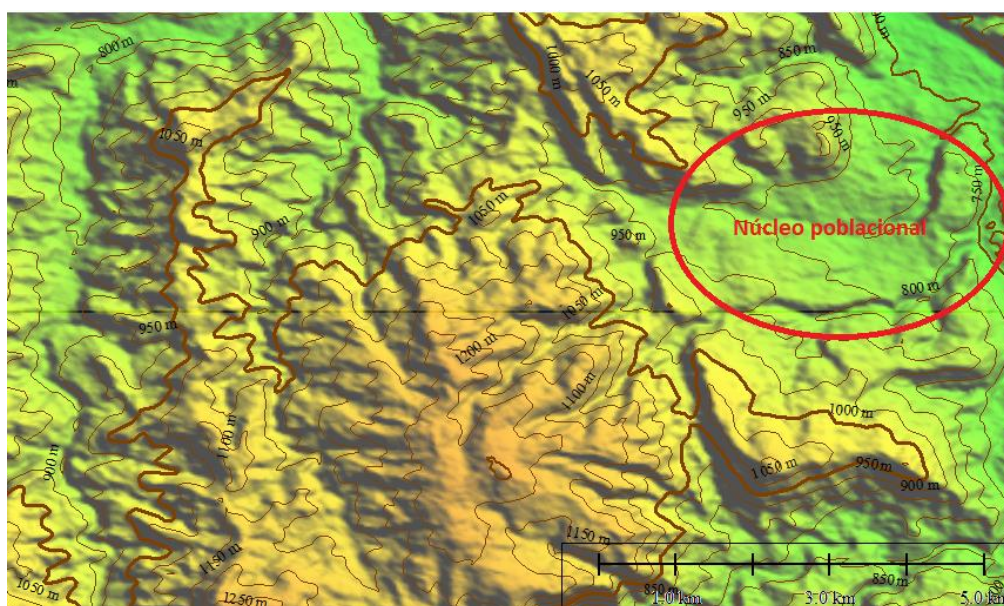


Figura 20 - Curvas de nivel del terreno cada 25 metros.

### 2.4 – Ubicación de los aerogeneradores

Como ya se ha comentado anteriormente, el parque eólico está ubicado dentro del término municipal de Cincorres en su parte más occidental.

El parque eólico en sí, como se verá y estudiará en el punto 2.5, se compondrá de un total de 14 aerogeneradores Vestas V136-3.45 MW y una subestación elevadora. Esto hace que la potencia total instalada sea de 48,3 MW.



El posicionamiento de las máquinas se ha realizado siguiendo una orientación lo más perpendicular posible a la dirección de los vientos dominantes en la zona. De esta forma se consigue una reducción del efecto estela (ver Figura 21) y un mayor aprovechamiento del recurso eólico.

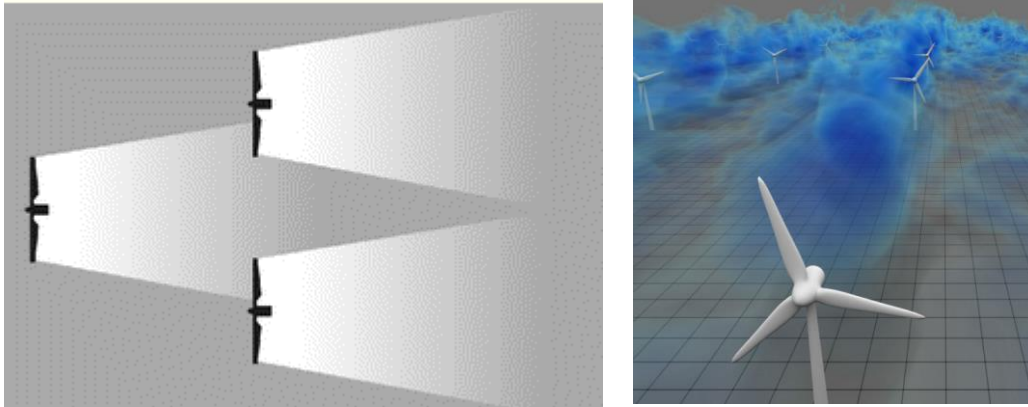


Figura 21 - Efecto estela en un aerogenerador. Fuentes: Cubasolar.cu y Phys.org

La distancia mínima considerada entre aerogeneradores de una misma fila es de aproximadamente 2 veces el diámetro del rotor, según lo recomendado por la Cátedra Endesa Red y 8 diámetros cuando se trate de aerogeneradores de distintas filas.

Los criterios técnicos de diseño que se han considerado en el posicionamiento de los aerogeneradores son los siguientes:

- Máximo aprovechamiento del recurso eólico.
- Estudio del terreno y su complejidad.
- Influencia del efecto estela entre aerogeneradores.
- Recomendaciones del fabricante de separar al menos 3 diámetros del rotor aerogeneradores de la misma fila y al menos 7 diámetros del rotor para aerogeneradores de distintas filas.

Así mismo, los criterios medioambientales considerados han sido:

- Acogida dentro del Plan Eólico Valenciano.
- Minimización del impacto en el paisaje: Reducción del número de máquinas.
- Minimización de la afección sobre la seguridad vial (distancia mínima de 150 m a carreteras nacionales, regionales o comarcales).
- No afectación a instalaciones ya existentes (líneas eléctricas, telecomunicación).
- Aprovechamiento de las infraestructuras existentes.
- No afección a núcleos urbanos: Se ha fijado una distancia mínima de 500 m.
- Minimización del impacto a zonas arboladas y espacios protegidos.

Se ha propuesto la ubicación para los aerogeneradores mostrada en la Figura 22.

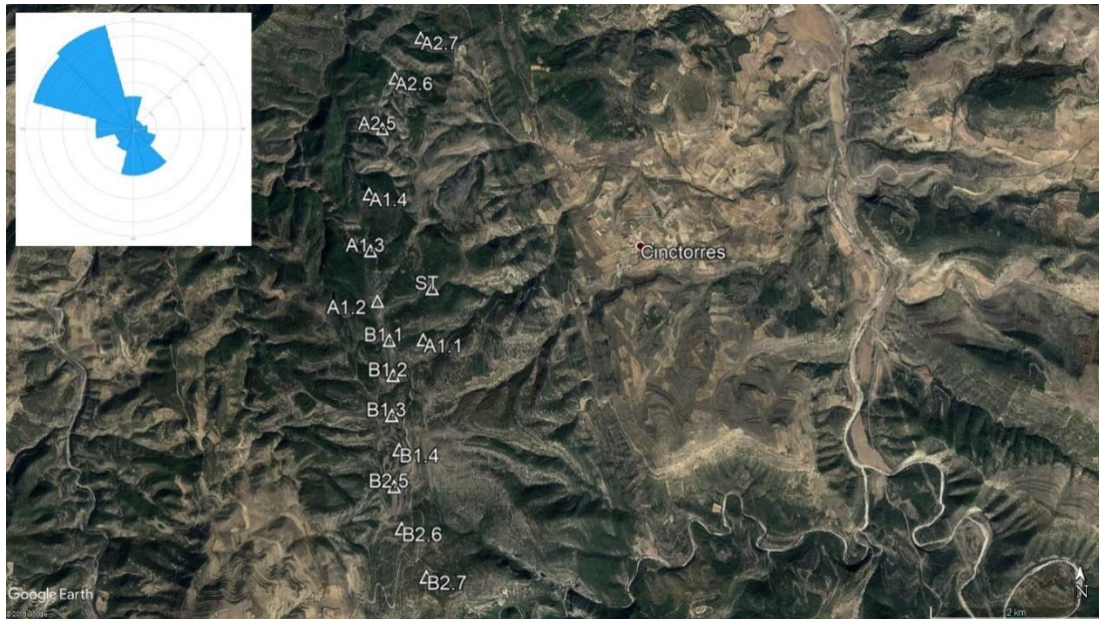


Figura 22 - Ubicación de los aerogeneradores. Vista aérea.

Las coordenadas UTM referidas al huso 30 de los aerogeneradores que forman el parque eólico son las mostradas en la Figura 23.

Coordenadas UTM (Huso 30)		
Aerogeneradores	X	Y
<b>A1.1</b>	733.042	4.495.064
<b>A1.2</b>	732494	4.495.493
<b>A1.3</b>	732.371	4.496.088
<b>A1.4</b>	732.295	4.496.786
<b>A2.5</b>	732.412	4.497.588
<b>A2.6</b>	732.520	4.498.235
<b>A2.7</b>	732.818	4.498.735
<b>B1.1</b>	732655	4.495.044
<b>B1.2</b>	732.715	4.494.645
<b>B1.3</b>	732.722	4.494.188
<b>B1.4</b>	732.824	4.493.804
<b>B2.5</b>	732.789	4.493.388
<b>B2.6</b>	732.891	4.492.921
<b>B2.7</b>	733.191	4.492.386
<b>Subestación</b>	X	Y
<b>ST</b>	733.115	4.495.664

Figura 23 - Coordenadas UTM de los principales elementos que componen la subestación.

La subestación elevadora se ubicará en un punto intermedio de todos los aerogeneradores. De esta forma se evita la utilización de una gran cantidad de cableado, lo que supone por una parte un ahorro económico directo, pero por otra parte también se consigue una reducción de las pérdidas eléctricas y de la caída de tensión.

## 2.5 – Elección del aerogenerador

### 2.5.1 – Partes principales de un aerogenerador

Las partes más generales de un aerogenerador genérico se pueden ver en Figura 24. A continuación, se pasa a la descripción de sus partes.

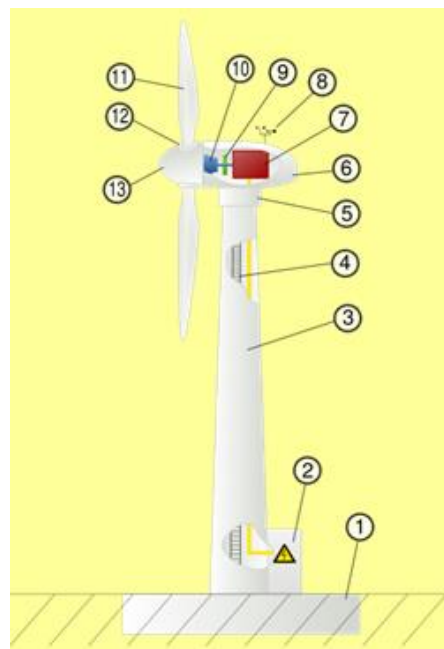


Figura 24 - Partes principales de un aerogenerador. Fuente: E-Ducativa Catedu.

1 – Cimientos: Es el soporte mecánico de todo el aerogenerador. Se realiza mediante una construcción de hormigón armado en la base.

2 – Conexión a la red eléctrica: Esta parte es la que hace la función en enlace entre la energía producida en el generador y la red de Media Tensión del parque.

3 – Torre: Se trata del soporte mecánico de la góndola. Por ella discurren los cables que transportan la energía hasta el enlace en Media Tensión y es la encargada de situar todo el tren de potencia a una altura a la cual se aproveche al máximo el recurso eólico ya que éste es mayor cuanta más altitud se tiene.

4 – Escaleras/Elevador: Es necesario instalar un ascensor desde el cual acceder a la góndola. En la parte final se suele ubicar una escalera y se accede mediante una escotilla.

5 – Sistema de orientación: Sistema mecánico utilizado para orientar el buje siempre de cara a la dirección predominante del viento. Se activa mediante un control electrónico, vigilando la dirección y velocidad del viento gracias a una veleta y un anemómetro

6 – Góndola (*nacelle*, en inglés): Alberga los componentes principales para la producción de energía eléctrica. El personal de mantenimiento y operación accede a la góndola desde la torre.

7 – Generador eléctrico: Es el elemento encargado de transformar la energía cinética rotacional del eje en energía eléctrica de forma que sea aprovechable.

8 – Anemómetro: Sistema de medición de la velocidad del viento para la correcta operación y explotación de parque. También se instala una veleta para saber la dirección en que está soplando.

9 – Freno: Elemento que permite frenar mediante unas pinzas y un disco el eje de alta velocidad del tren de potencia. Se frena este eje debido a que el par que está transmitiendo es menor.

10 – Multiplicadora: Parte que se encarga de que la velocidad del aerogenerador sea mayor que la del eje de la turbina. Normalmente el aerogenerador necesita girar entono a las 1500 o 750 rpm.

11 – Palas: Elemento que tiene como función transmitir la energía cinética del viento al rotor.

12 – Posicionamiento del ángulo de pala: Sistema que se ocupa de girar la pala para así ofrecer un control de la potencia óptimo. Mediante este sistema se puede frenar el aerogenerador hasta detenerlo si fuera preciso.

13 – Buje: Alberga las conexiones mecánicas de las palas con el tren de potencia del aerogenerador.

### 2.5.2 – Clase de aerogenerador

Para definir el diseño del parque, antes es necesario determinar la clase de aerogenerador a instalar. La clase depende de la velocidad de referencia, que no es más que la velocidad media del emplazamiento multiplicada por un factor de 5. Este cálculo viene definido en la norma IEC-61400-1 según la tabla de la Figura 25. Se podrán instalar aerogeneradores que tengan clases cuyas velocidades de referencia sean mayores a la obtenida para la ubicación.

Clase	I	II	III
<b>Vref (m/s)</b>	50	42,5	37,2

Figura 25 - Clase de los aerogeneradores según la norma IEC-61400-1.

Para este caso, la velocidad media es de 7,49 m/s y la velocidad de referencia será en consecuencia de 37,45 m/s. Por tanto, cumplen aerogeneradores del tipo I y II, ya que los aerogeneradores de clase III no estarían preparados para este tipo de vientos al ser la velocidad de referencia inferior a la obtenida para el emplazamiento.

### 2.5.3 – Características generales de un aerogenerador

Solamente se considerarán las alternativas comercialmente más extendidas. Esto es debido por una parte a la facilidad de encontrar distintos proveedores sin depender exclusivamente de un único tecnólogo, pero también pensando en la facilidad de adquirir repuestos ya sea provenientes de máquinas que ya no están en funcionamiento como de

empresas externas. Además, la formación ya adquirida de los futuros técnicos de mantenimiento seguirá siendo válida durante la construcción, operación y explotación de este parque.

Todos los modelos tienen las siguientes características generales:

-El eje de rotación será el eje horizontal, por tanto, se requerirá de un sistema de orientación del rotor para dirigir las palas en la dirección predominante en cada momento.

-El rotor se compondrá de tres palas. Esto es debido a que con tres palas se logra una mayor distribución de las fuerzas y los momentos generados por el viento, además de que se obtiene un aprovechamiento energético más próximo al límite de Beltz. Los modelos tripalas son actualmente los más instalados y comercialmente extendidos. Por otra parte, modelos bipalas, tienen una velocidad de giro demasiado alta y que en ocasiones puede ser molesto para el ojo humano, especialmente si se está conduciendo. Además, tienen mayor par de arranque y son más estables en la rotación.

-La torre será modular, es decir, durante la construcción no se requerirá el transporte de la torre ya ensamblada en su conjunto, lo que facilitará la logística del transporte, pero también abaratará costes al no requerirse maquinaria demasiado específica.

-Solamente se considerarán modelos que permitan un ajuste del ángulo de las palas para gestionar la potencia producida. Un ángulo del pitch variable permite aprovechar la fuerza del viento para actuar como freno cuando así se requiera.

-Posesión de una multiplicadora. Las máquinas en direct drive, aunque comercialmente puedan ser una solución, la mayoría de los aerogeneradores instalados funcionan con multiplicadora, lo que las establece como la opción más conveniente debido a la facilidad de obtener repuestos.

-Los aerogeneradores se orientarán a barlovento y no a sotavento. Esta opción, además de ser la optimizada para los aerogeneradores modernos, permite un mayor aprovechamiento de la energía del viento al no encontrar las turbulencias creadas al pasar en primer lugar por la torre y la nacelle.

#### 2.5.4 – Características técnicas generales del aerogenerador a instalar

Para la explotación del parque, se propone el aerogenerador VESTAS V136-3.45 MW, mostrado en la Figura 26 y Figura 27 y cuyas características principales son las mostradas en la Figura 28:

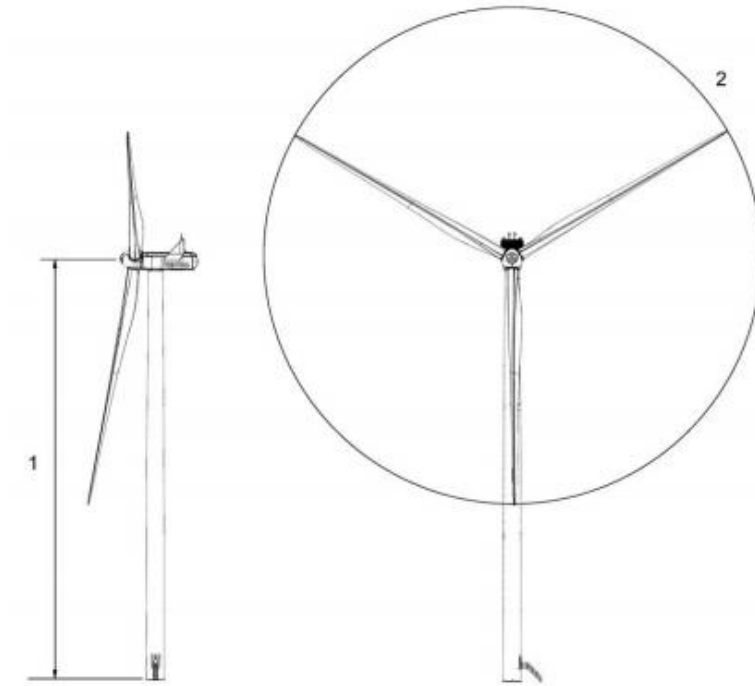


Figura 26 - Aerogenerador V136-3,45 MW. 1=Altura del buje=112 m, 2=Diámetro=136 m. Fuente: Vestas

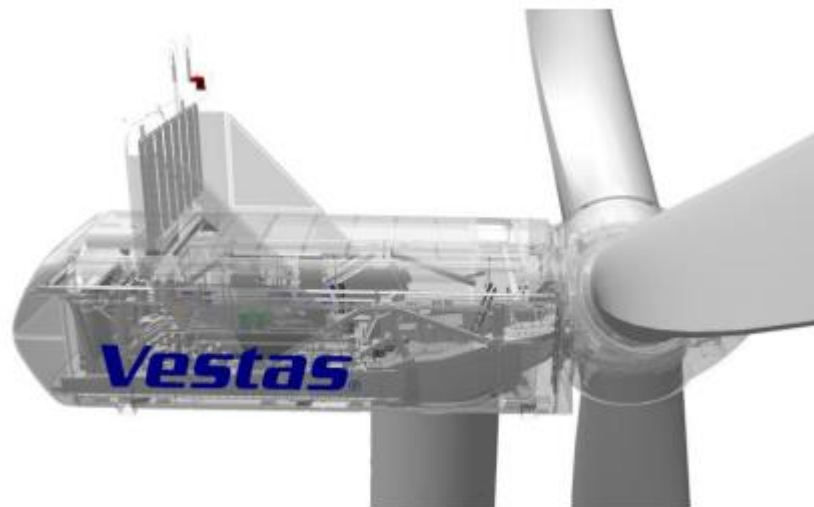


Figura 27 - Vista ilustrada lateral del aerogenerador. Fuente: Vestas.

Detalles generales	
Potencia nominal	3.450 kW
Clase de vientos	IEC IIB
Control	Pitch y velocidad variable
Temperatura de operación estándar	Desde -20°C a 45°C

Rotor	
Diámetro	136 m
Área barrida	14.527 m
Densidad de potencia	237,48 W/m <sup>2</sup>
Palas	
Longitud	66,70 m
Material	Fibra de carbono reforzada con epoxi y resina de poliéster
Torre	
Tipo	Diferentes tecnologías disponibles
Altura	112 m
Multiplicadora	
Tipo	3 etapas (2 planetarias + 1 helicoidal)
Ratio	
Generador	
Tipo	Máquina de inducción con rotor en jaula de ardilla
Tensión	3 x 750V AC
Frecuencia	50 Hz/60 Hz
Clase de protección	IP 54

Figura 28 - Características técnicas principales del aerogenerador.

La curva de potencia del aerogenerador es la que se puede observar en la Figura 29. Las velocidades principales son las que se muestran en la Figura 30.

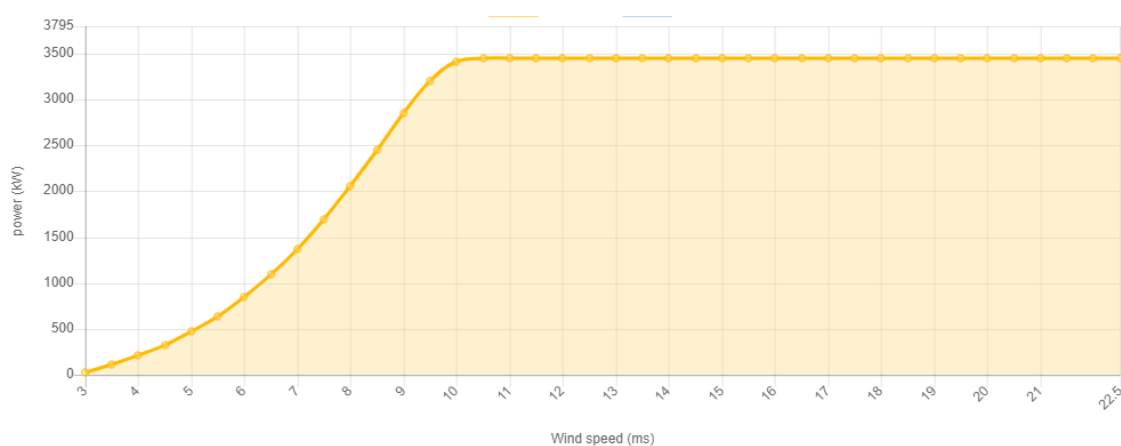


Figura 29 - Curva de potencia para el aerogenerador V136-3.45 MW. Fuente: Wind Turbine Models.

<b>Velocidad cut-in</b>	<b>3 m/s</b>
<b>Velocidad nominal</b>	10 m/s
<b>Velocidad cut-out</b>	22,5 m/s

Figura 30 - Velocidades características de la máquina V136-3.45 MW.

Otras características importantes de este aerogenerador son las mostradas en la Figura 31.

<b>Rotor</b>	
<b>Velocidad (rango de operación dinámico)</b>	5,6 – 15,3 m/s
<b>Sentido de rotación</b>	Horario
<b>Palas</b>	
<b>Conexión</b>	Atornillada
<b>Cuerda máxima</b>	4,1 m
<b>Sistema de cambio del ángulo del pitch (ver Figura 33)</b>	
<b>Tipo</b>	Hidráulico
<b>Número</b>	1 por pala
<b>Rango</b>	-10 a 90 grados
<b>Sistema hidráulico</b>	
<b>Impulsión principal</b>	2 bombas impulsoras de aceite redundantes
<b>Presión</b>	260 bar
<b>Multiplicadora</b>	
<b>Tipo</b>	2 etapas planetarias + 1 etapa helicoidal
<b>Sistema de lubricación</b>	Lubricación con aceite a presión
<b>Volumen de aceite total</b>	1.000 – 1.200 litros
<b>Sistema de orientación – Yaw (ver Figura 32)</b>	
<b>Tipo</b>	Rodamientos planos
<b>Velocidad (50 Hz)</b>	Anillo rozante forjado
<b>Ratio total</b>	1:944 con sensor cuentavueltas anti retorcimiento
<b>Velocidad a plena carga</b>	0,45 grados/segundo
<b>Control</b>	
<b>Sistema</b>	SCADA

Figura 31 -Otras especificaciones del aerogenerador.





Figura 32 - Sistema de orientación.



Figura 33 - Sistema de cambio del paso de pala.

## 2.6 – Equipos eléctricos VESTAS V136-3.45 MW.

### 2.6.1 – Generador

El aerogenerador VESTAS V136-3,45 MW posee un generador trifásico de inducción asíncrono y se conecta a red a través de un convertidor. La estructura de sujeción permite el correcto enfriamiento del aire a través del rotor y el estátor. El intercambio de calor aire-agua tiene lugar en un intercambiador externo. Las características eléctricas principales del generador se muestran en la Figura 34.

Generador V136-3.45 MW	
<b>Tipo</b>	Asíncrono con rotor en jaula de ardilla
<b>Potencia nominal</b>	3.450 kW
<b>Frecuencia</b>	0-100 Hz
<b>Tensión en el estátor nominal</b>	3 x 750 V (a velocidad nominal)
<b>Número de polos</b>	6
<b>Tipo de bobinado</b>	Impregnado y presurizado al vacío
<b>Conexión del bobinado</b>	Estrella o triángulo
<b>Velocidad nominal</b>	1.450 – 1.550 rpm
<b>Límite de sobrevelocidad según IEC (2 min.)</b>	2.400 rpm
<b>Rodamiento</b>	Cerámico
<b>Sensores de temperatura en el estátor</b>	3 sondas PT100 colocadas en los puntos calientes y otras 3 redundantes
<b>Sensores de temperatura en los rodamientos</b>	1 por rodamiento
<b>Clase de aislamiento</b>	F o H
<b>Protección</b>	IP54

Figura 34 - Características principales del generador montado en V136-3.45 MW.

### 2.6.2 – Convertidor

El convertidor es el conjunto de elementos eléctricos encargados de controlar la conversión de tensión AC con frecuencia variable en tensión AC con frecuencia fija. Además, permite controlar también las energías activa y reactiva producidas. El convertidor está ubicado en la góndola y el voltaje nominal por el lado de red es de 650 V. El voltaje en el lado del generador puede llegar a los 750 V, en función de la velocidad del rotor.

El convertidor de la máquina V136-3,45 MW es fabricado por Vestas y se compone de 3 unidades en el lado del generador y 3 unidades en el lado de red. Estas unidades formadas por IGBT trabajan en paralelo las unas con las otras, operadas por un controlador común. En la Figura 36 se muestran las características principales de este convertidor en concreto y en la Figura 35 está representado un convertidor genérico.

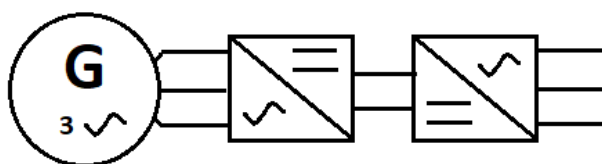


Figura 35 - Representación de un convertidor genérico. Fuente: Propia

Convertidor V136-3.45 MW	
<b>Potencia aparente nominal</b>	4.400 kVA
<b>Tensión de red nominal</b>	3 x 650 V
<b>Tensión del generador nominal</b>	3 x 750 V
<b>Corriente de red nominal</b>	3.900 A (ambiente<30°C) / 3950 A (ambiente<20°C)
<b>Corriente del generador nominal</b>	3.400 A (ambiente<30°C) / 3450 A (ambiente<20°C)
<b>Protección</b>	IP54

Figura 36 - Características generales del convertidor.

### 2.6.3 – Transformador de potencia

Con la finalidad de transportar la energía hasta la subestación, es necesario elevar la tensión de trabajo para así reducir las pérdidas eléctricas debido a las grandes distancias que pueden existir entre aerogeneradores o entre el parque y la subestación. La tensión en la zona del parque será de 20 kV.

Para ello, se instala un transformador que eleva la tensión de salida de los aerogeneradores de 750 V a 20 kV. El transformador, cuya ubicación es variable en función del modelo, se ubica en este caso en la parte trasera de la góndola detrás de una puerta cerrada, de forma que el cableado en Baja Tensión sea el mínimo. En la Figura 37 se puede ver la ubicación que tendrá, no siendo ésta una ilustración de la máquina V136-3,45 MW.

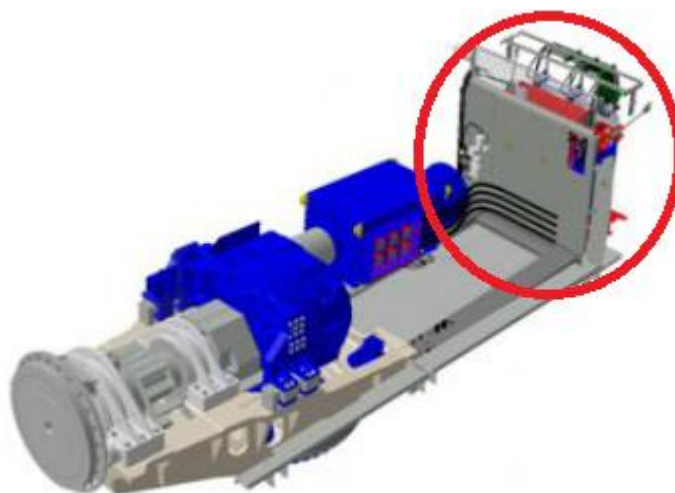


Figura 37 - Ubicación del transformador de potencia en un aerogenerador genérico. Fuente: Gamesa.

La potencia nominal del transformador es de 4.000 kVA. Se requiere un pequeño margen en cuanto a la potencia ya que el aerogenerador puede, en un momento dado y de forma instantánea operar por encima de su nivel nominal debido a que el ajuste del *pitch* no es instantáneo. Además, puede que por las circunstancias que se requieran, la máquina esté entregando también potencia reactiva y por ello aumente el valor de la potencia aparente *S* que está suministrando a red.

El transformador es de tipo seco. De este modo se asegura un mantenimiento mínimo y una vida útil mayor. Los transformadores de tipo seco no son inflamables, son auto extinguidos en caso de fallo eléctrico, no tienen un procedimiento específico para ponerlos en servicio, no hay riesgo de contaminación medioambiental por fuga de líquidos y soportan bien las sobrecargas instantáneas.

El aislamiento estará hecho de resina epoxi colada al vacío para evitar que la humedad o los ambientes agresivos afecten a los devanados.

En resumen, el transformador que viene instalado en la góndola tiene las características mostradas en la Figura 38:

Transformador V136-3,45 MW	
<b>Tipo</b>	Tipo seco encapsulado en resina.
<b>Configuración</b>	Trifásico, con dos bobinados.
<b>Estándares aplicados</b>	IEC 60.076-11, IEC 60.076-16, IEC 61.936-1.
<b>Método de enfriado</b>	Ventilador.
<b>Potencia nominal</b>	4.000 kVA
<b>Tensión nominal lado aerogenerador</b>	0,650 kV
<b>Tensión nominal lado red</b>	20 kV
<b>Tensión de aislamiento</b>	50 kV
<b>Cambiador de tomas</b>	$\pm 2 \times 2,5\%$

<b>Frecuencia de red</b>	50 Hz/60 Hz
<b>Grupo vector</b>	Dyn5/YNyn0
<b>Pérdidas en vacío</b>	~ 6,0 kW
<b>Pérdidas a plena carga (lado AT), 120°C</b>	~ 30,1 kW
<b>Pérdidas potencia reactiva en vacío</b>	~ 16 kVAr
<b>Pérdidas potencia reactiva a plena carga</b>	~ 345 kVAr
<b>Corriente de vacío</b>	~ 0,5 %
<b>Impedancia de cortocircuito a plena carga en secuencia directa</b>	~ 9,0 %
<b>Corriente pico de arranque</b>	6-9 x In (Dyn5)/8-12 x In (YNyn0)
<b>Nivel de potencia sonora</b>	< 80 dB(A)
<b>Máximo incremento medio de temperatura</b>	< 90 K
<b>Clase de aislamiento</b>	155 (F)
<b>Clase medioambiental</b>	E2
<b>Clase climática</b>	C2
<b>Comportamiento frente al fuego</b>	F1
<b>Clase frente a la corrosión</b>	C4
<b>Peso</b>	< 9.500 kg
<b>Monitorización de temperatura</b>	Sondas PT100 en los devanados de Baja Tensión y en el núcleo
<b>Protección contra sobretensiones</b>	Descargadores de sobretensiones en los bornes de Alta Tensión

Figura 38 - Características del transformador a instalar.

Un transformador de tipo seco con encapsulado en resina genérico se muestra en la Figura 39.



Figura 39 - Imagen de un transformador seco con aislamiento en resina. Fuente: Direct Industry.

### 2.6.4 – Celdas de Media Tensión

Todos los centros de transformación, incluso los presentes internamente en los aerogeneradores, están compuestos de celdas de MT para su operación, que permiten el vertido de la energía a la red y su aislamiento en caso de falta. A grandes rasgos son las siguientes: celda de entrada de línea, celda de protección y celda de salida de línea. Además, también son necesarios los embarrados para la parte de Media Tensión.

Existen celdas compactas o modulares, permitiendo la instalación de aquellos componentes que se consideren oportunos.

Se utilizarán celdas compactas con las posiciones de línea 1L (entrada), OL (salida) y 1A (protección del transformador mediante fusible). En los aerogeneradores que sean principio de línea solamente se emplearán las posiciones OL y 1A (Figura 41) mientras que en los aerogeneradores que sean fin de línea o unan a otros dos se emplearán todas las posiciones anteriormente mencionadas (Figura 40).

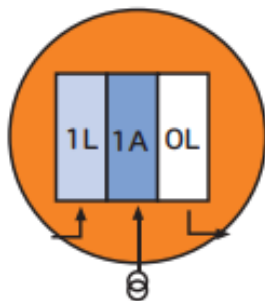


Figura 40 - Configuración OL, 1L y 1A. Fuente: MESA.es

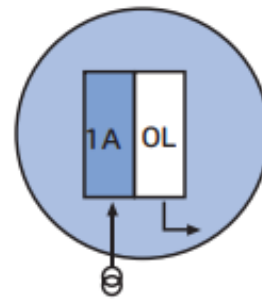


Figura 41 - Configuración OL y 1A. Fuente: MESA.es

En este caso, el aerogenerador V136-3,45 MW monta las celdas en la parte inferior de la torre, de forma integrada con el resto de la máquina. Sus controles están integrados con el resto de elementos de seguridad del aerogenerador los cuales monitorizan el estado de las celdas, así como los elementos de seguridad del lado de Alta Tensión. Esto garantiza la seguridad en todo momento mientras alguna parte del sistema esté en tensión. En la Figura 42 se muestra una representación de las celdas.

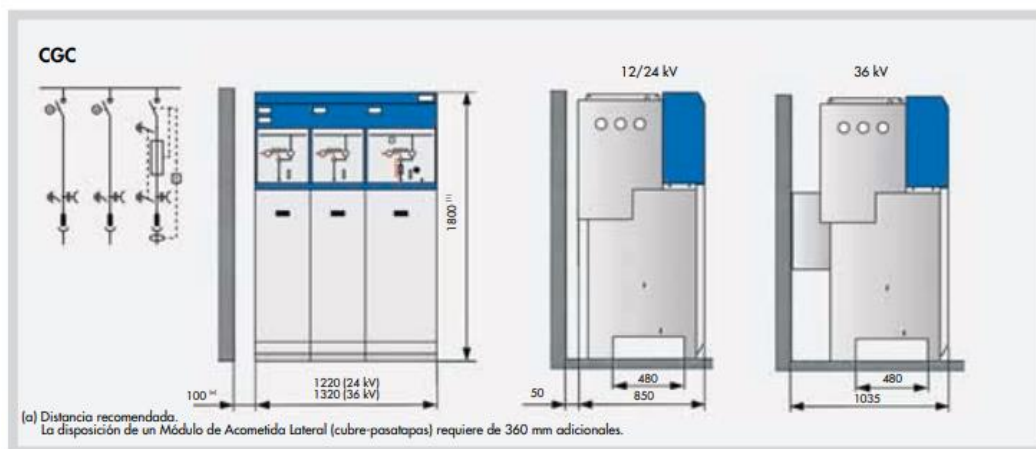


Figura 42 - Representación de las celdas. Fuente: Ormazabal

El seccionador de puesta a tierra está instalado fuera de la habitación del transformador para evitar así accesos no autorizados a ella durante el funcionamiento.

El diseño de las celdas está diseñado para que los cables puedan ser conectados incluso antes de instalar la torre y que éstos sigan manteniendo sus condiciones de estanqueidad.

Las características eléctricas más esenciales de las celdas se muestran en la Figura 43.

<b>Celdas de Media Tensión</b>	
<b>Tipo</b>	Gas Insulated Switchgear.
<b>Estándares aplicados</b>	IEC 62.271-103, IEC 62.271-1, 62.271-100, 62.271-102, 62.271-200, IEC 60.694.
<b>Medio de aislamiento</b>	SF6
<b>Tensión nominal</b>	De 10 a 22 kV
<b>Tensión de aislamiento nominal</b>	50 kV
<b>Frecuencia nominal</b>	50 Hz
<b>Corriente nominal</b>	630 A
<b>Corriente nominal de corto periodo</b>	20 kA
<b>Corriente nominal de cresta</b>	50 kA
<b>Duración nominal del cortocircuito</b>	1 s
<b>Clasificación del arco interno</b>	IAC A FLR 20 kA, 1 s
<b>Interfaz de conexión</b>	IEC C1.
<b>Protección</b>	
	Tanque de gas: IP 65
	Recipiente: IP 2X
	Armario de Baja Tensión: IP 3X
<b>Clase contra la corrosión</b>	C3

Figura 43 - Características eléctricas principales de las celdas de MT.

Las celdas dispondrán de enclavamientos eléctricos y mecánicos que impidan la realización de maniobras de riesgo tanto para la instalación como para el personal:

- No será posible cerrar el seccionador de puesta a tierra si no está conectado el interruptor.
- No se podrá cerrar el interruptor si no está abierto del seccionador de puesta a tierra.

#### 2.6.5 – Cable de Media Tensión del aerogenerador

Los cables de Media Tensión del aerogenerador son los encargados de transportar la energía desde la góndola hasta la base de la torre, dónde se encuentran las celdas. El cable

presente en este aerogenerador en concreto presenta las características principales de la Figura 44.

Cable de Media Tensión	
<b>Aislamiento</b>	HEPR
<b>Sección transversal del conductor</b>	3 x 70 / 70 mm <sup>2</sup>
<b>Tensión máxima</b>	24 kV

Figura 44 - Características eléctricas del cable de MT de los aerogeneradores.

#### 2.6.6 – Instalación eléctrica de los Servicios Auxiliares (SS.AA.) en Baja Tensión

Se dimensiona un pequeño transformador, encargado de cubrir los consumos en Baja Tensión que tenga el aerogenerador. Éstos se alimentarán a una tensión de línea 400 V en caso de ser trifásicos y a 230 V en caso de ser monofásicos.

La energía que necesiten las máquinas para su funcionamiento se suministrará desde el lado de Baja Tensión de 650 V del convertidor, por lo que se necesitará un transformador 650/400 V.

Los consumos que se han estimado han sido los mostrados en la Figura 45:

Consumo	Número	Potencia	Tipo
<b>Bomba de aceite para la lubricación de la reductora y los rodamientos</b>	1	2 kW	3F
<b>Motor para el posicionamiento del buje</b>	1	20 kW	3F
<b>Motor para el cambio del ángulo de paso de palas</b>	3	5 kW	3F
<b>Sistema de ventilación de la góndola</b>	1	2 kW	1F
<b>Alumbrado del aerogenerador</b>	1	0,6 kW	1F
<b>Sistema de fuerza del aerogenerador</b>	1	3 kW	1F
<b>Electrónica propia</b>	1	2 kW	1F
<b>Ascensor de servicio</b>	1	3 kW	1F

Figura 45 - Consumos estimados en Baja Tensión del aerogenerador.

Para los motores de SS.AA. se ha considerado un factor de potencia ( $\cos \rho = 0,85$ ).

En total, considerando un factor de simultaneidad 1 como podría ser en el peor de los casos, se tiene un consumo eléctrico de 37,6 kW. El transformador a dimensionar tendrá una potencia nominal de 50 kVA, capaz de cubrir los consumos en todas las situaciones. Se tratará de un transformador seco, ubicado también en la góndola del aerogenerador que tiene las características indicadas en la Figura 46.

Tipo transformador	Trifásico de interior
<b>Tensión primaria</b>	650 V
<b>Tensión secundaria</b>	400 V

<b>Potencia nominal</b>	50 kVA
<b>Grupo de conexión</b>	Dyn11
<b>Impedancia de cortocircuito</b>	6%
<b>Refrigeración</b>	Aire por convección natural
<b>Aislamiento</b>	Resina epoxi
<b>Tipo de servicio</b>	Continuo

*Figura 46 - Características del transformador de servicios auxiliares del aerogenerador.*

### 2.6.7 – Control

Para controlar todos los parámetros del aerogenerador, se instala un autómata programable en la base que es el encargado de la recogida de datos, de su almacenamiento y de su transmisión. Estos elementos son capaces de gobernar por sí mismos la turbina sin intervención de ningún operario.

Aunque los valores de consigna vienen ya definidos por el fabricante en la mayoría de los casos, es común que se permita a un operario situado físicamente en la base del aerogenerador modificarlos. Además, permiten controlar manualmente estados de ‘marcha’, ‘paro’ o ‘listo’ cuando así sea necesario por razones de mantenimiento.

Este aerogenerador en concreto viene con el sistema de control y monitorización ‘VMP8000’. Este multiprocesador se compone de un controlador principal, de nodos de control distribuidos, de módulos de E/S, puertos ethernet y otro equipamiento de conexión a redes. El controlador principal está ubicado en la góndola y es el encargado de ejecutar los algoritmos de la turbina, así como todas las comunicaciones E/S.

La red de comunicación es una TTEthernet.

El sistema de control VMP8000 permite servir a las siguientes funciones principales:

- Monitorización y supervisión del funcionamiento global.
- Sincronización del generador a la red durante la secuencia de conexión.
- Operación de la máquina en situación de falta.
- Cambio del ángulo de orientación de forma automática.
- Búsqueda del ángulo de pitch óptimo.
- Control de la potencia reactiva y operación a velocidad variable.
- Control de contaminación acústica.
- Monitorización de las condiciones ambientales.
- Monitorización de la red.
- Monitorización del sistema de detección de humos.



## 2.6.8 – Otros sistemas

### 2.6.8.1 – Sensores de viento

El aerogenerador posee dos sensores ultrasónicos de viento. Los sensores llevan consigo calentadores para minimizar posibles interferencias causadas por la nieve o el hielo. Ambos sensores son redundantes y la máquina es capaz de operar con solamente un sensor. En la Figura 47 se muestra el sensor que monta la máquina V136-3,45 MW.



Figura 47 - Sensor de viento ultrasónico FT702LT.

### 2.6.8.2 – Sistema de Alimentación Ininterrumpida

El SAI o Sistema de Alimentación Ininterrumpida es el equipo que, gracias a sus baterías, durante un apagón eléctrico por culpa de falta en la red proporciona energía por un tiempo limitado a todos los equipos que estén conectados.

En este aerogenerador, el sistema SAI está dividido en 2 subsistemas. Aunque cada uno de los subsistemas es ampliable en cuanto a tiempo, la versión estándar del SAI es la mostrada en la Figura 48.

Sistema de Alimentación Ininterrumpida	
<b>Sistema de control 230 V AC + 24 V DC (Controlador, control de las celdas de MT y sistema de control remoto.</b>	15 min
<b>Luces interiores 230 V AC</b>	30 min

Figura 48 - Tiempos de conexión de los subsistemas del SAI.

El SAI deberá ser capaz de dar una potencia pico de 10 kW para poder llevar a la máquina una posición segura en caso de fallo de la red y suplir los consumos básicos en parada. La capacidad de la batería será de entre 5 kWh.

## 2.7 – Protección frente a descargas atmosféricas

Los parques eólicos presentan un alto riesgo de impacto de descargas atmosféricas principalmente por la altura de las instalaciones. Por ello, resulta muy importante proteger al sistema frente a este tipo de sobretensiones.

Primeramente, se debe captar el rayo para posteriormente derivarlo y dispersarlo a tierra. Existen normativas específicas que desarrollan estas medidas de protección como la norma IEC 61400-24 *Wind turbine generator systems-Part 24: Lightning protection for wind turbines*. Dentro de esta normativa se definen dos tipos de medidas protección: externas e internas.

## 2.7.1 – Medidas de protección externas

El objetivo de las medidas de protección externas es proteger al parque del impacto directo de descargas atmosféricas, dándole al rayo un camino de a tierra de baja impedancia prefijado. Para este cometido se necesitan tres tipos de instalaciones: captadora, derivadora y puesta a tierra.

### 2.7.1.1 – Instalación captadora

La instalación captadora se compone de receptores en las puntas de las palas ya que es en esta zona donde se da con más frecuencia el impacto de las descargas. En la Figura 49 se puede ver una ilustración de un captador en una pala genérica.

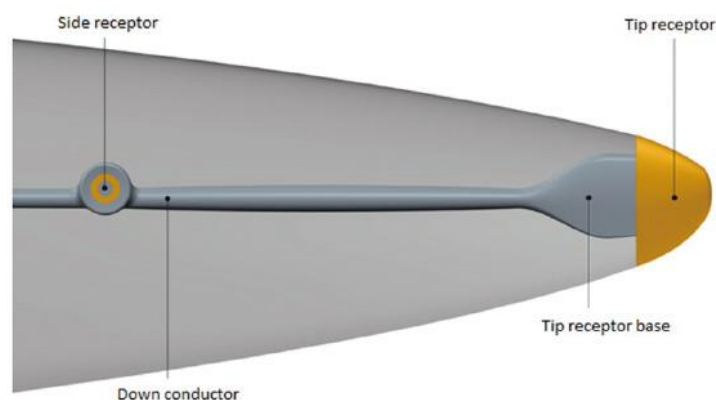


Figura 49 - Captador del rayo en una pala genérica. Fuente: Blade Partners.

### 2.7.1.2 – Instalación derivadora

#### ➤ Palas

Cuando el rayo es captador en el extremo de la pala, la mayor dificultad a la hora de transportarlo por ella es el evitar que se produzcan arcos eléctricos internos que la puedan dañar de forma definitiva. Para ello las palas se compondrán de una cinta de cobre en la parte exterior de la pala, de forma que se le dote de un material conductor. La sección de esta cinta no tendrá una sección menor de  $35 \text{ mm}^2$  y no comprometerá la aerodinámica ni generará ruido indeseable.

#### ➤ Góndola

El paso por el buje y la góndola se debe realizar a través de conductores de cobre de sección no inferior de  $25 \text{ mm}^2$ . Éstos, deben estar cuanto más alejados posible de cualquier componente eléctrico o electrónico con el fin de evitar tensiones inducidas. Para la protección de las personas se creará una red de equipotencialidad conectando entre sí todas las partes de metálicas del aerogenerador, ya sean internas o externas.

Dado que el aerogenerador es de paso variable, se necesitarán unas escobillas para permitir el paso de la descarga desde la pala al buje.

#### ➤ Torre

El rayo se conducirá por la torre a través de dos conductores en paralelo de  $25 \text{ mm}^2$  de sección. Finalmente se conectará a la instalación de puesta a tierra del aerogenerador.

### 2.7.1.3 – Instalación de puesta a tierra

El fin de una instalación de puesta a tierra es la limitación de las tensiones que con respecto a tierra puedan aparecer en las masas metálicas como consecuencia de faltas eléctricas o descargas atmosféricas.

Las instalaciones de puesta a tierra de los aerogeneradores son de mayores dimensiones en comparación con otras instalaciones eléctricas. Por ello su comportamiento no se puede asimilar por ejemplo al de una subestación. Además, los métodos típicos de diseño de instalaciones de puesta a tierra no se pueden utilizar en el diseño de parques eólicos.

La normativa de Iberdrola para la puesta a tierra en zonas de alta probabilidad de descargas eléctricas recomienda utilizar electrodos en forma de ‘pata de araña’. Esto no es más que un bucle normalizado y 4 conductores desnudos de sección igual a la del electrodo principal formando entre sí ángulos de 90°.

En este caso, la puesta a tierra estará formada por una única tierra general que hará las funciones de tierra de protección y de servicio. Es decir, el neutro del secundario del transformador de SS.AA., las masas metálicas y la el conductor de tierra de protección contra el rayo estarán unidas y puestas a tierra en un mismo punto eléctrico.

El neutro del transformador de potencia no se pondrá a tierra ya que por él no circulará corriente en ningún momento al tratarse en toda circunstancia de un sistema trifásico perfectamente equilibrado. Este equilibrio está asegurado debido a la utilización del full-converter.

Se dispondrá un anillo conductor de cobre situado a 0,5 metros de profundidad respecto de la cimentación y conectado a dos puntos a 180° entre sí que unirán este anillo con la armadura de los cimientos. Para mejorar la resistencia de puesta a tierra se añadirán tantas picas verticales como sean necesarias hasta que se obtenga un valor inferior a 2 ohmios. Si fuere necesario, se añadirían más anillos a profundidades decrecientes para disminuir este valor. Un esquema de cómo se debería conectar el sistema de puesta a tierra se muestra en la Figura 50.

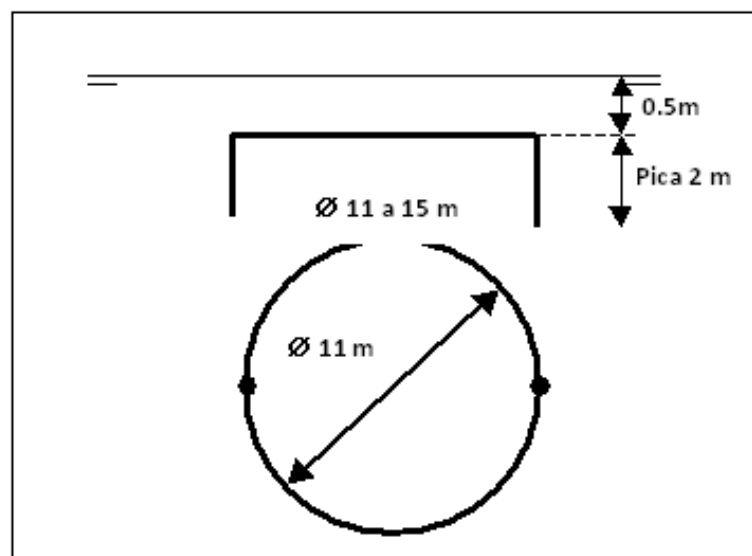


Figura 50 - Esquema de conexión del sistema de puesta a tierra de un aerogenerador. Fuente: Monografias.com

Poder conectar ambas tierras será posible gracias a que las protecciones de la red de Media Tensión se van a dimensionar para que la corriente de desconexión de la línea sea de 500 A. Dado que se va a diseñar una red de tierras general con una resistencia de puesta a tierra inferior a 2 ohmios, la máxima tensión que se va a inducir en caso de falta será siempre menor a 1000 V, condición indispensable para poder unir las tierras.

Este bajo valor de puesta a tierra que se pretende conseguir asegura la integridad física de las personas cercanas a los cimientos en caso de impacto de alguna descarga atmosférica.

Además, se conectarán a tierra las pantallas de los cables de todas las fases mediante la conexión en sus dos extremos. De esta forma, se evita que aparezcan tensiones inducidas elevadas y peligrosas al permitir una pequeña circulación de corriente por la pantalla. Aunque esta corriente puede disminuir la capacidad de transporte del conductor debido al efecto Joule, en Media Tensión se suele despreciar su efecto.

Se extenderá el cable de tierra desde la red de media tensión de los aerogeneradores hasta la subestación, conectando tanto las pantallas de los cables de media tensión como el conductor de tierra al sistema de puesta a tierra general. Esto permitirá lograr además un menor valor de resistencia de puesta a tierra, muy beneficioso en el caso de descargas atmosféricas.

#### 2.7.2 – Medidas de protección internas

El objetivo principal de la protección interna es garantizar la integridad de los equipos conectados a la red ya sea eléctrica o de datos cuando se produce un impacto directo de una descarga atmosférica o por la tensión inducida que se pueda crear al estar en las proximidades. El método para proteger frente a este tipo de situaciones es principalmente la colocación de descargadores de sobretensiones según el principio de protección por zonas.

##### 2.7.2.1 – Líneas eléctricas de potencia

El principio de protección por zonas (LPZ: *Lightning protection zone*) consiste en la definición de una serie de zonas dentro de la instalación para luego considerar una protección u otra en función del campo electromagnético o la corriente del rayo que tuvieran que soportar.

Los diferentes tipos de descargadores según a clase son los siguientes:

- Clase A: Pararrayos autoválvula clásicos.
- Clase B: Descargadores de corriente de rayo. Para sobretensiones de categoría IV y corrientes de choque de rayo de 5 a 50 kA.
- Clase C: Descargador de sobretensiones. Para sobretensiones de categoría III. La corriente nominal de descarga es de 5 kA.
- Clase D: Descargador de sobretensiones. Para sobretensiones de categoría II y corriente nominal de descarga de 5 kA.

A continuación, en la Figura 51 se define una serie de zonas y se muestra cualitativamente la manera en la que afectaría el impacto de un rayo a dicha zona (Figura 52).

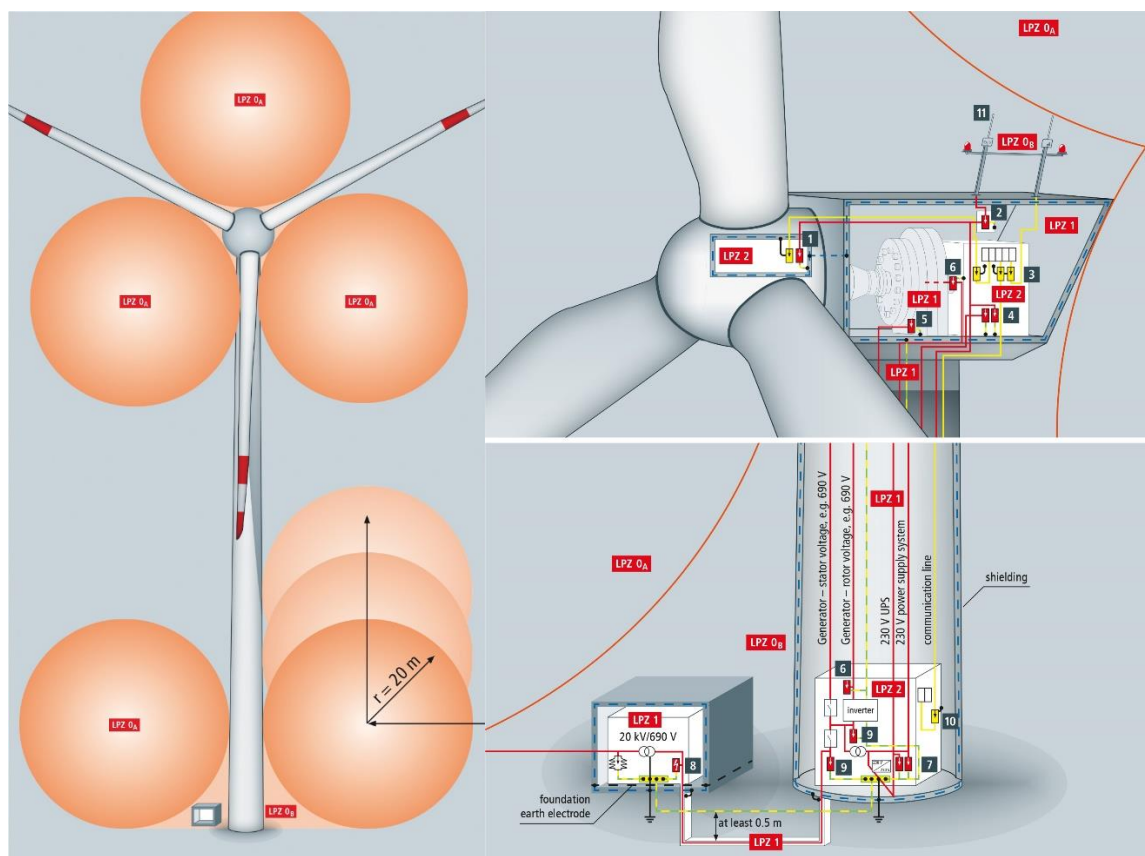


Figura 51 - Zonas de protección frente a rayos de un aerogenerador genérico. Fuentes: Electrical Engineering Portal y EE Publishers.

Zona	Impacto directo del rayo	Corriente de rayo	Campo electromagnético
LPZ 0A	Sí	Plena	Sin atenuar
LPZ 0B	No	Plena	Sin atenuar
LPZ 1	No	Reducida	Atenuado
LPZ 2	No	Muy reducida	Muy atenuado

Figura 52 - Tipo de zonas de protección frente al rayo en un aerogenerador.

La situación de los descargadores de sobretensiones quedará pues como sigue:

- En el lado de Media Tensión del transformador se colocarán autoválvulas para descargar las sobretensiones que provengan del lado de MT del parque.
- En cuanto a la protección de la acometida general de la máquina, se realizará en el secundario (lado de Baja Tensión) del transformador mediante la instalación de 3 descargadores de corriente de rayo Clase B. Se montarán en derivación entre las fases y tierra.
- Para la protección frente a sobretensiones inducidas en las líneas de conexión del generador se instalarán descargadores Clase C en los extremos desde la unidad de control en la góndola hasta el cuadro general de Baja Tensión en la base de la torre.
- Se instalarán descargadores Clase D para protección directa del equipamiento electrónico.

#### 2.7.2.2 – Líneas de señal

- Central meteorológica del aerogenerador y unidad de control: Se instalará inmediatamente antes de la unidad de control un descargador de sobretensiones.
- Sensor de temperatura y convertidor analógico/digital: Dado que el sensor se encuentra en el exterior de la turbina y el convertidor en el interior de la góndola, se instalarán de forma coordinada descargadores de corriente de rayo y de sobretensiones.
- Líneas de datos: Las líneas de datos se protegerán en ambos extremos con descargadores.
- Módem: Se protegerá de sobretensiones que provengan de la red telefónica del parque mediante un descargador de sobretensiones y corriente de rayo pero además se protegerá de sobretensiones que vengan de la línea de datos del aerogenerador mediante un descargador de sobretensiones.

## 2.8 – Otros sistemas de protección del aerogenerador

Los sistemas de protección del aerogenerador son los encargados de proteger los equipos, la instalación y al personal en contacto directo o indirecto con ellos. En un ambiente en el que se manejan potencias de esta magnitud y tensiones tan elevadas, es importante asegurar que todos ellos funcionan correctamente haciendo la función que les ha sido asignada. A continuación, se pasa a describir los principales sistemas de seguridad que componen este aerogenerador Vestas V136-3,45 MW.

### 2.8.1 – Frenado

El principal freno del aerogenerador es aerodinámico. La parada se efectúa colocando en bandera las tres palas, rotando cada una de ellas de forma individual. Cada pala posee un acumulador hidráulico propio para suplir la demanda energética durante la entrada en pérdidas. Este método permite que el aerogenerador frene de forma suave en un par de vueltas y evita el desgaste mecánico de las distintas piezas.

Además, hay un disco de freno mecánico en el eje de alta velocidad de la multiplicadora con un sistema hidráulico dedicado. El freno mecánico solo es utilizado como freno de seguridad y cuando se activan las alarmas de seguridad.

En caso de que sea necesario abrir el circuito de Media Tensión y el aerogenerador tenga que frenar, la energía que se produzca con el circuito abierto a consecuencia de la inercia será derivada a unas resistencias para transformarla en calor mediante el efecto Joule. Estas resistencias forman lo que se denomina el 'crowbar' y es una parte muy importante en cuanto a seguridad de la máquina.

### 2.8.2 – Sobrevelocidad

Las revoluciones del aerogenerador y de eje principal se registran mediante sensores inductivos y calculadas gracias al controlador, todo ello para proteger frente a sobrevelocidades y errores de rotación.

El controlador VMP8000 tiene una partición dedicada a la seguridad del sistema. En caso de sobrevelocidad, el sistema activa el frenado aerodinámico posicionando las palas en bandera. En la Figura 53 se muestran las características más importantes del sensor.

Protección contra sobrevelocidades	
Tipo de sensor	
Rango	15,3 – 17,6 rpm (lado rotor) / 2.000 rpm (lado generador)

Figura 53 - Características del sensor de control de sobrevelocidades.

### 2.8.3 – Sistema de detección de arco eléctrico

Una de las principales causas de incendio en las instalaciones eléctricas es el fallo de arco. Este fallo ocurre cuando se produce un arco voltaico anómalo en una instalación y puede ocasionar un daño potencial si no se interviene con la rapidez apropiada.

El aerogenerador está equipado con un sistema para este propósito incluyendo además detectores ópticos del arco colocados en la parte de Alta Tensión del compartimento para el transformador. Estos sistemas están efectivamente conectados al sistema de seguridad para asegurar la inmediata apertura del seccionador de Alta Tensión si se detecta un arco eléctrico.

### 2.8.4 – Sistema de detección de humos

La máquina V136-3.45 MW lleva integrada un sistema de detección de humos que incluye sensores en la góndola sobre el disco de freno, en la cabina del transformador, en los principales armarios eléctricos de la góndola y sobre las celdas de Media Tensión en la base de la torre. Este sistema está conectado al controlador para asegurar el corte de tensión en todos los elementos de forma inmediata en caso de detectarse humo.

### 2.8.5 – Protección contra la corrosión

La protección contra la corrosión cumple con la norma ISO 12.944-2 referente a procesos de acabados contra la corrosión en estructuras metálicas. Según la localización del área de interés, la protección es la mostrada en la Figura 54.

Zona de protección	Áreas externas	Áreas internas
Góndola	C5-M	C3
Buje	C5-M	C3
Torre	C5-I	C3

Figura 54 - Protección contra la corrosión en función de la zona.

## 2.9 – Requisitos de conexión a red y adecuación a huecos de tensión

Las características eléctricas de la red deben ser acordes a las que llevan como condición de conexión los aerogeneradores que se instalarán. Es decir, deben estar conectados cuando la red tenga las condiciones normales y se deben desconectar cuando no sea así.

## 2.9.1 – Características de la red

La red de Baja Tensión tendrá las características mostradas en la Figura 55.

Características eléctricas de la red en Baja Tensión del parque eólico		
Tensión de fase nominal ( $U_{NP}$ )	650 V	
Frecuencia nominal ( $f_N$ )	50 Hz	
Contribución máxima a la corriente de cortocircuito	1,05 p.u. (continuo)	1,45 p.u. (pico)

Figura 55 - Características eléctricas de la red de Baja Tensión.

Tanto el convertidor como el generador se desconectarán si se da cualquiera de estas situaciones (ver Figura 56):

Situaciones de desconexión de red	
Tensión por encima del 110% de la nominal por un tiempo de 3.600 seg	715 V
Tensión por encima del 121% de la nominal por un tiempo de 2 seg	787 V
Tensión por encima del 136% de la nominal por un tiempo de 150 ms	884 V
Tensión por debajo del 90% de la nominal por un tiempo de 60 seg	585 V
Tensión por debajo del 80% de la nominal por un tiempo de 10 seg	520 V
Frecuencia por encima del 106% de la nominal por un tiempo de 200 ms	53 Hz
Frecuencia por debajo del 94% de la nominal por un tiempo de 200 ms	47 Hz

Figura 56 - Situaciones de desconexión del aerogenerador V136-3.45 MW

## 2.9.2 – Comportamiento frente a huecos de tensión

La forma en la que deben comportarse las instalaciones eólicas frente a huecos de tensión producidos por cortocircuitos en la red correctamente despejados, viene definida por Red Eléctrica de España en sus procedimientos de operación (P.O. 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas). Esta normativa está publicada en el BOE núm. 254 a fecha 24 de octubre de 2006.

Esta normativa exige que las instalaciones no sean desconectadas si la falta se encuentra dentro de la zona sombreada mostrada en la Figura 57.



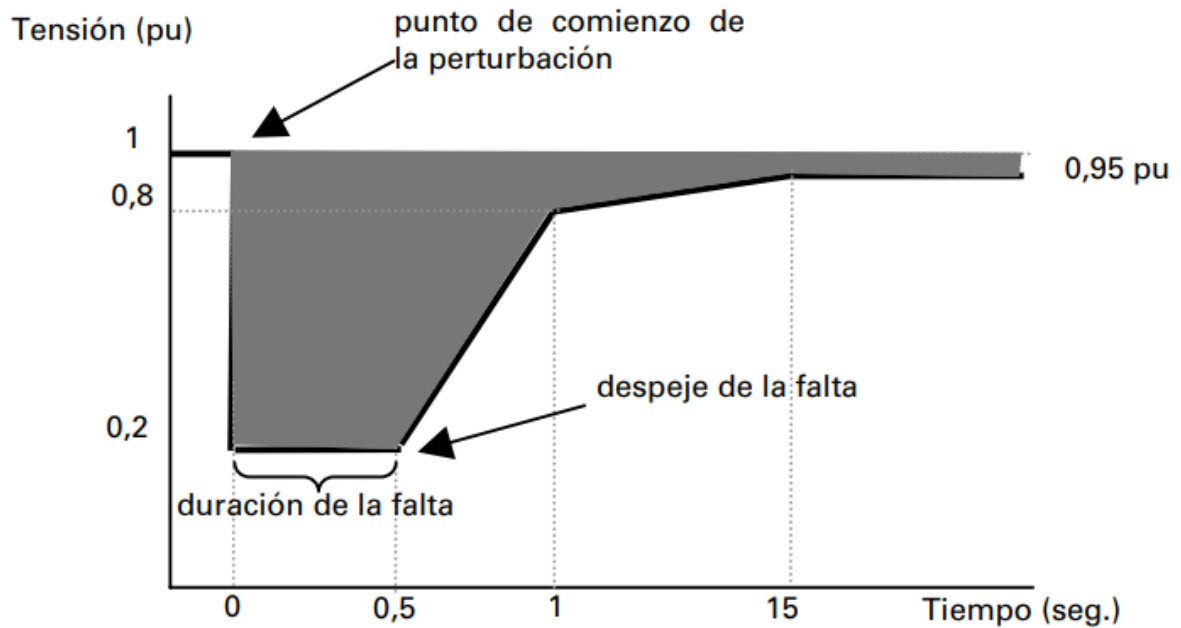


Figura 57 - Situaciones de desconexión que deberán cumplir los aerogeneradores. Fuente: REE

Por su parte, se programará el aerogenerador para que se comporte del siguiente modo frente a dichos huecos de tensión (ver Figura 58):

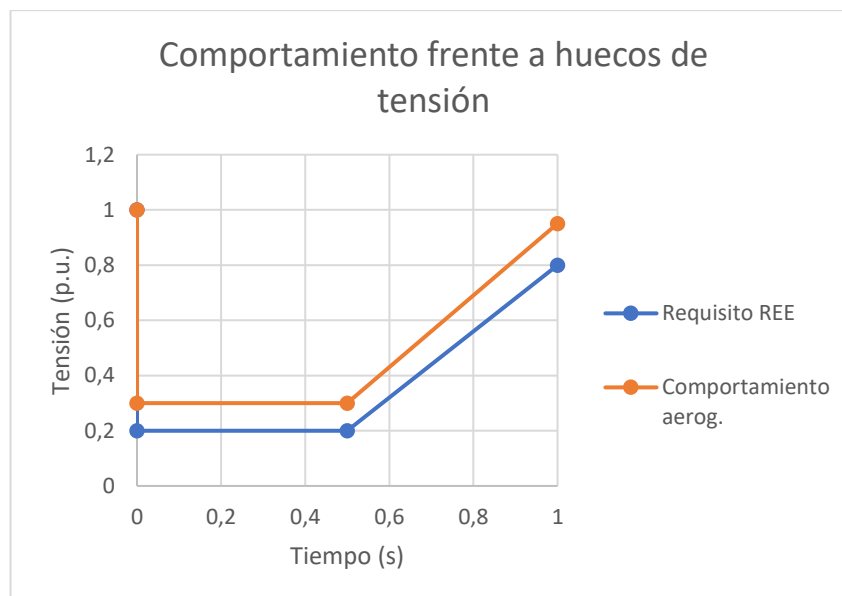


Figura 58 - Comportamiento del aerogenerador frente a huecos de tensión. Fuente: Propia

### 2.9.3 – Aporte de energía reactiva al sistema durante periodos de faltas

Tanto durante el periodo de falta como en el periodo de recuperación de la misma, el aerogenerador deberá aportar al sistema eléctrico la máxima intensidad posible. Ello lo logrará situándose en la zona de operación sombreada de la Figura 59 antes de los primeros 150 ms.

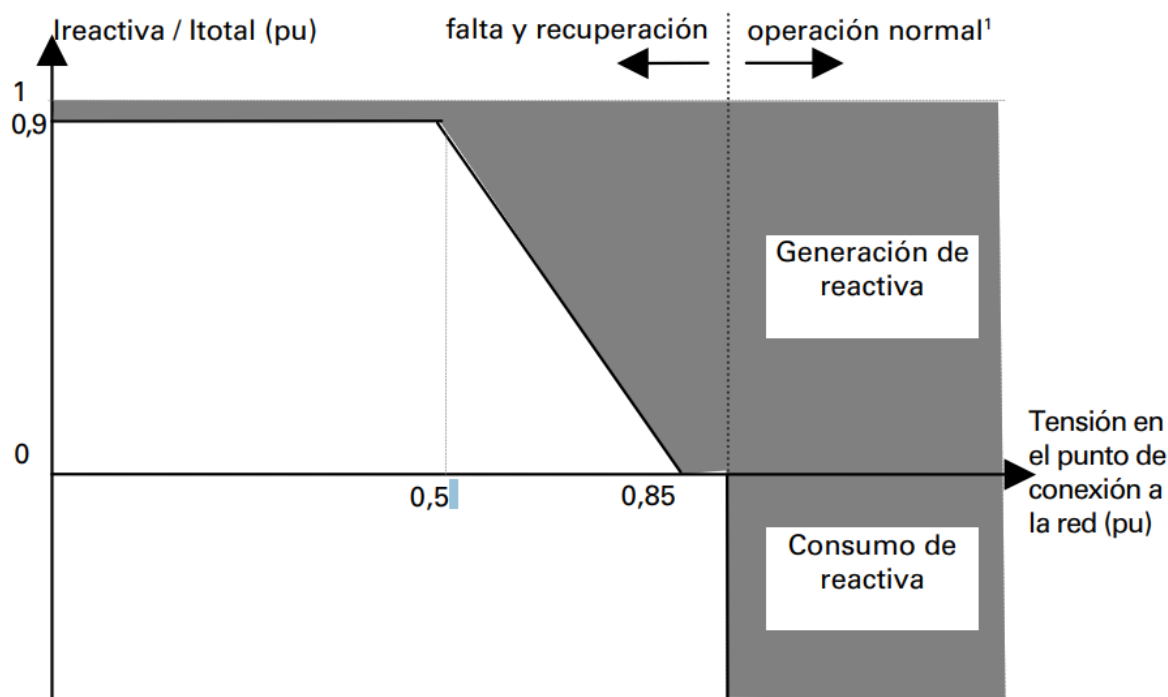


Figura 59 - Área de funcionamiento durante los periodos de falta y de recuperación. Fuente: REE

Así, según la Figura X, si la tensión es inferior a 0,85 p.u., se generará energía reactiva y si la tensión está comprendida entre 0,85 p.u. y la nominal, se consumirá.

## 2.10 – Producción energética anual

En esta sección se procede a estimar la producción energética del parque eólico a partir de los datos de viento conocidos en el emplazamiento.

La construcción de un parque eólico requiere de la inversión de una gran cantidad de capital, por lo que es necesario asegurar a dichos inversores cuánto van a producir los aerogeneradores. Para ello, es muy común utilizar lo que se conoce como *P90 value*.

Como dato de partida se asume una atmósfera estándar con una temperatura media de 11,7 °C, una presión atmosférica de 925 mbar y una densidad del aire de 1,12 kg/m<sup>3</sup>.

Para la obtención del *P90 value* se utiliza el *P50 value*, que no es más que la energía producida según la distribución de Weibull del sitio. El *P50 value*, se basa en una distribución estadística centrada, es decir, se tiene un 50% de posibilidades de que la energía real producida sea mayor que ese valor o menor. Sin embargo, el *P90* asegura un 90% de probabilidades de que la energía producida será mayor. Esto, da cierta tranquilidad a los inversores y podemos asegurar que a no ser que sea un año muy malo y excepcional, se superará dicho valor con total seguridad.

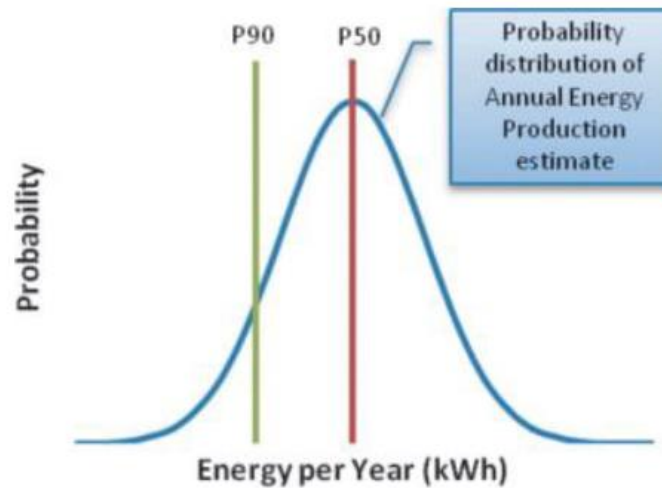


Figura 60 - Valores P50 y P90. Fuente: DNV GL

La obtención del valor P90 a partir del P50 se hace mediante lo que se conoce como fuentes de incertidumbre. Cuánta más certeza se tenga de que la energía producida será mayor, más cerca estarán P90 y P50, mientras que, si las fuentes de incertidumbre son mayores, P50 y P90 estarán más alejados (ver Figura 60 y Figura 61).

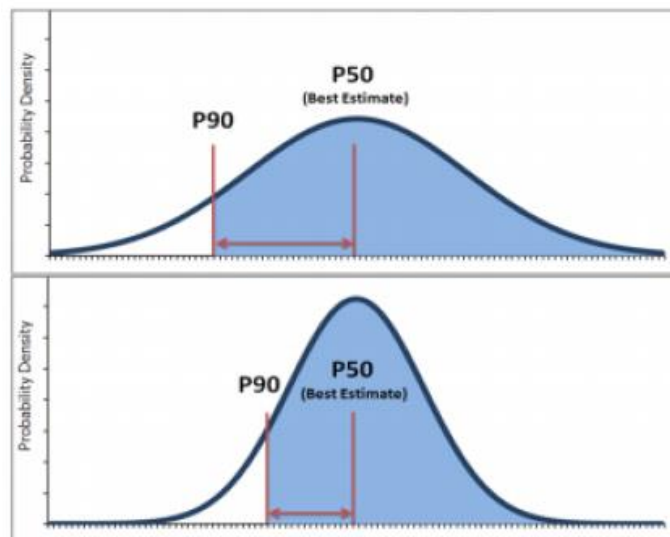


Figura 61 - Diferencia entre tener más o menos incertezas en los valores de P50 y P90. Fuente: Helioscope.com

Según el atlas eólico consultado y la curva de potencia de la máquina, cada aerogenerador aislado, generaría como P50 una energía anual de 15,57 GWh, estando orientado en todo momento en la dirección predominante del viento, por lo que el valor P50 del parque en su conjunto sería este número multiplicado por el número de aerogeneradores (14). El valor P50 es de 218,04 GWh, obteniendo un total de horas equivalentes según P50 igual a 4.514 horas.

Se han considerado las siguientes pérdidas para ser conservativos en los cálculos:

- Pérdidas debido al efecto estela: 10%
- Pérdidas debido a la disponibilidad de las máquinas (mantenimiento, reparaciones): 15%

- Pérdidas eléctricas: 5%
- Otras pérdidas: 10%
  - Extrapolación vertical de los datos de viento
  - Corrección a largo periodo de los datos
  - Mal comportamiento de la curva de potencia
  - Error de medida
  - Otros factores no predictibles

<b>Tabla resumen producción energética del parque eólico.</b>	
<b>Aerogeneradores instalados</b>	14
<b>Potencia unitaria del aerogenerador (MW)</b>	3,45
<b>Potencia total del emplazamiento (MW)</b>	48,3
<b>Valor P50 del emplazamiento (GWh)</b>	218,04
<b>Horas equivalentes según P50 (h)</b>	4.514
<b>Pérdidas por efecto estela (%)</b>	10
<b>Pérdidas por disponibilidad (%)</b>	15
<b>Pérdidas eléctricas (%)</b>	5
<b>Otras pérdidas (%)</b>	10
<b>Pérdidas globales (%)</b>	21,21
<b>Valor P90 del emplazamiento (GWh)</b>	158,84
<b>Horas equivalentes según P90 (h)</b>	3.288

*Figura 62 - Resumen de cálculos de la producción energética del parque eólico.*

Cómo se ve, el valor de horas equivalentes para el emplazamiento completo teniendo en cuenta las pérdidas globales (3.288 horas), es superior al mínimo recomendado por el IDAE de 2.500.

## 2.11 – Red de Media Tensión del parque

### 2.11.1 – Cableado de potencia

El cableado de potencia del parque eólico es el encargado de llevar la energía eléctrica desde las salidas de las celdas de media tensión de los aerogeneradores hasta la subestación.

Entre los cables disponibles se hallan varias opciones, dependiendo del material del conductor, del material de la cubierta, del nivel de aislamiento o de la máxima corriente admisible que tenga el cable.

En cuanto al material del conductor, se pueden encontrar cables de cobre (Cu) o de aluminio (Al) generalmente. Los cables de Cu tienen más capacidad de transportar corriente, mientras que los cables de aluminio tienen peor conductividad. Por el contrario, su precio es menor y necesitan secciones mayores.

En cuanto al material aislante, existen cables aislados en PVC, EPR o HEPR. Para aplicaciones de Baja Tensión y poca corriente el uso de PVC es el más extendido. En Media Tensión y en aplicaciones donde no se contemple un sobrecalentamiento del cable, lo general es el uso de EPR o HEPR en situaciones de más alta seguridad.

En primer lugar, es necesario definir la tensión de trabajo para poder elegir el cable adecuado. Como ya se ha comentado anteriormente, la tensión del parque será de 20 kV.

Se ha considerado la agrupación del máximo número de aerogeneradores por circuito para de esta manera utilizar la menor distancia de cable posible.

Se propone un cable genérico de las siguientes características:

<b>CARACTERÍSTICAS DEL CABLE</b>	
<b>Designación (código genérico)</b>	AL HEPRZ1
<b>Tensión nominal (kV)</b>	20
<b>Tensión nominal más elevada (kV)</b>	24
<b>Material del conductor</b>	Aluminio
<b>Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)</b>	400
<b>Intensidad máxima admisible (A)</b>	470
<b>Material de aislamiento</b>	HEPR
<b>Espesor del aislamiento</b>	33,2
<b>Tipo de pantalla metálica</b>	Hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira
<b>Sección del tubo de la pantalla (mm<sup>2</sup>)</b>	16
<b>Material de la cubierta exterior</b>	Poliolefina termoplástica, Z1 Vemex
<b>Espesor de la cubierta exterior (mm)</b>	3
<b>Temperatura máxima admisible en servicio permanente (°C)</b>	105
<b>Temperatura máxima admisible en régimen de cortocircuito (°C)</b>	250
<b>Tiempo de cortocircuito (s)</b>	1
<b>Intensidad máxima de cortocircuito en el conductor (kA)</b>	37,6
<b>Intensidad máxima de cortocircuito en la pantalla (kA)</b>	3,13

Figura 63 - Características del cable de la red de Media Tensión de los aerogeneradores.

En la Figura 64 se muestra una representación del cable a instalar.



Figura 64 - Representación del cable AL HEPRZ1.

Se han estimado las siguientes condiciones de instalación:

- Potencia unitaria: 3.450 kW
- Tensión nominal de red: 20 kV
- Temperatura del terreno: 25 °C
- Resistividad térmica del terreno (terreno seco): 1 K·m/W
- Profundidad de enterramiento: 1 m
- N° de ternos unipolares enterrados en la misma zanja: 2

Por tanto, se tienen los siguientes Factores de Corrección (FC):

FACTORES DE CORRECCIÓN (FC)	
FC por temperatura del terreno distinta a 25°C	1
FC por resistividad del terreno distinta a 1,5 K·m/W	1,19
FC por profundidad de enterramiento distinta a 1 m.	1
FC por número de ternos enterrados distinto a 1	0,76
<b>FC TOTAL</b>	<b>0,90</b>

Figura 65 - Factores de corrección aplicados al cálculo térmico del conductor de MT.

La corriente real que se suministrará a través del conductor en situación de máxima potencia será de 99,59 A por aerogenerador. En el apartado I.2.1 del Anexo Cálculos se detalla el procedimiento para llegar estos valores.

La opción más óptima es por tanto disponer cuatro circuitos con la configuración de aerogeneradores 4 + 3 + 4 + 3. El cálculo se realiza para la tirada de 4 aerogeneradores al ser la más restrictiva. En la Figura 66 se muestra la propuesta de distribución de los diferentes circuitos del parque.

- Corriente máxima real: 398,36 A
- Corriente máxima admisible en condiciones estándar: 470 A
- Corriente máxima admisible en condiciones reales: 425,06 A

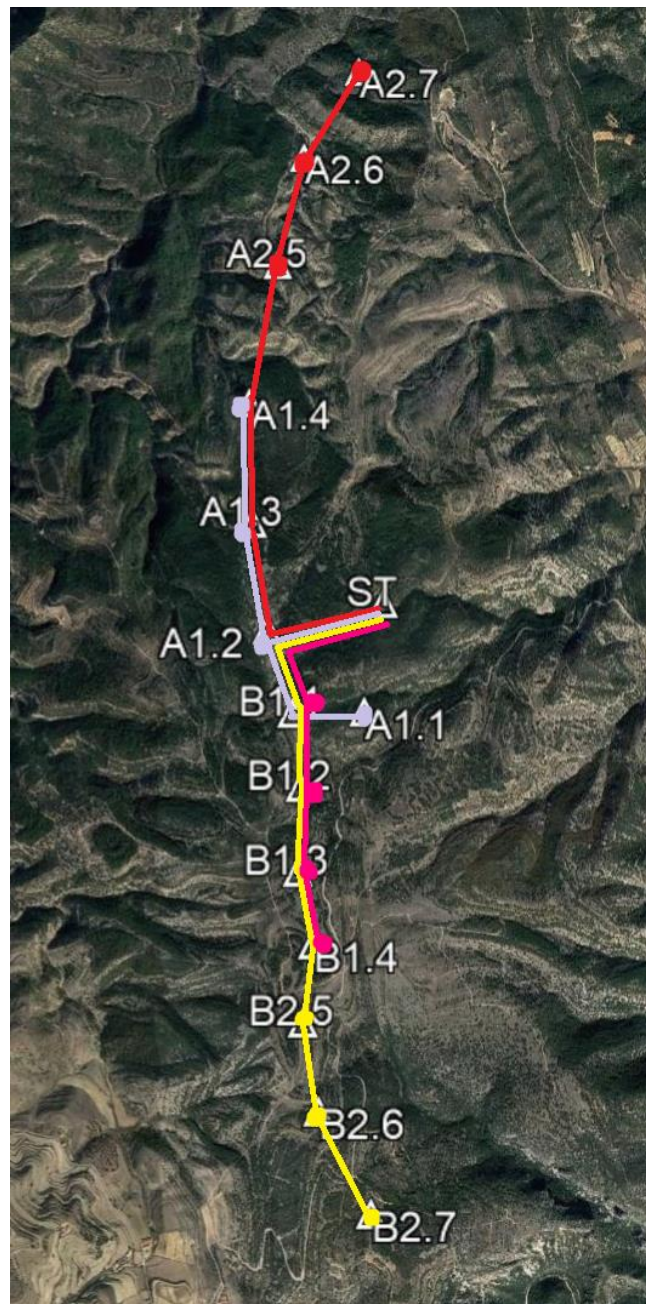


Figura 66 - Distribución por circuitos de los aerogeneradores del parque eólico. Fuente: Propia

Ahora se analiza el comportamiento del conductor en un caso especial como puede ser el cortocircuito. Esta condición se basa en que durante el tiempo que dure la falta eléctrica, el conductor no puede alcanzar en ningún momento la temperatura crítica del material aislante. La temperatura crítica para el polietileno reticulado viene definida en la norma UNE 21145 y es de 250°C.

Según los cálculos realizados, con una corriente de falta de 7,80 kA en el lado de 20 kV, la sección mínima necesaria es de 155 mm<sup>2</sup>, por lo que la sección escogida cumple en caso de cortocircuito.

Se comprueba efectivamente que esta alternativa cumple con el criterio térmico. De esta forma aseguramos que el cable no va a superar en ningún momento una temperatura que

pueda causar daños en el aislamiento y que va a ser capaz de disipar toda la energía que en él se pierda.

El cálculo del conductor por el criterio de caída de tensión es el que permite dimensionar su sección de tal forma que la caída de tensión que se produce en él sea menor a una establecida.

Se fija un valor de caída de tensión máximo desde el aerogenerador más alejado de cualquier circuito hasta la subestación de un 1%.

La propuesta de distribución de los circuitos de potencia de media tensión ha sido siguiente (ver Figura 67):

Circuito A1: Aerogeneradores A1.1, A1.2, A1.3, A1.4.

Circuito A2: Aerogeneradores A2.5, A2.6 y A2.7.

Circuito B1: Aerogeneradores B1.1, B1.2, B1.3, B1.4.

Circuito B2: Aerogeneradores B2.5, B2.6 y B2.7.

Las distancias entre los aerogeneradores son las siguientes:

Tramo	Distancia (m)
<b>ST – A1.2</b>	628,93
<b>A1.2 – B1.1</b>	473,80
<b>A1.1 – B1.1</b>	393,23
<b>A1.2 – A1.3</b>	607,58
<b>A1.3 – A1.4</b>	702,13
<b>A1.4 – A2.5</b>	810,49
<b>A2.5 – A2.6</b>	655,95
<b>A2.6 – A2.7</b>	582,07
<b>B1.1 – B1.2</b>	403,49
<b>B1.2 – B1.3</b>	457,05
<b>B1.3 – B1.4</b>	397,32
<b>B1.4 – B2.5</b>	417,47
<b>B2.5 – B2.6</b>	478,01
<b>B2.6 – B2.7</b>	613,37

Figura 67 - Distancias de los diferentes tramos de la red de Media Tensión del parque eólico.

En la parte de Cálculos se detalla el valor de las caídas de tensión en los diferentes circuitos y a continuación se muestra una representación gráfica de las mismas (ver Figura 68, Figura 69, Figura 70 y Figura 71).



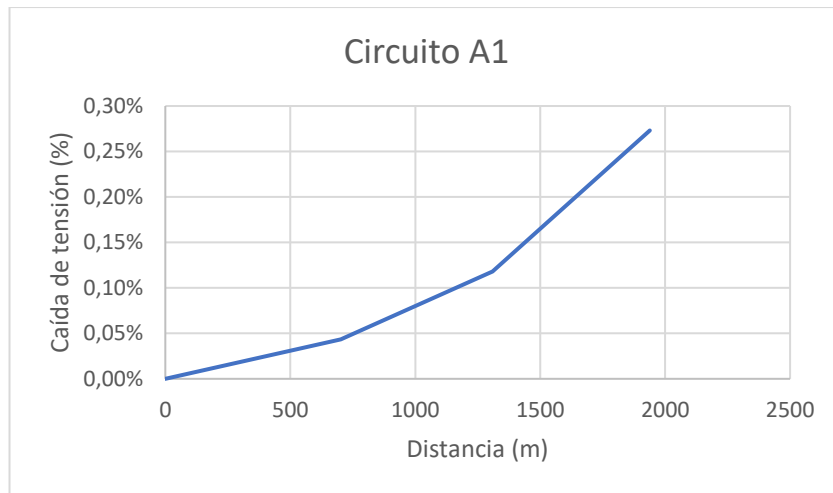


Figura 68 - Caídas de tensión en el circuito A1. Fuente: Propia

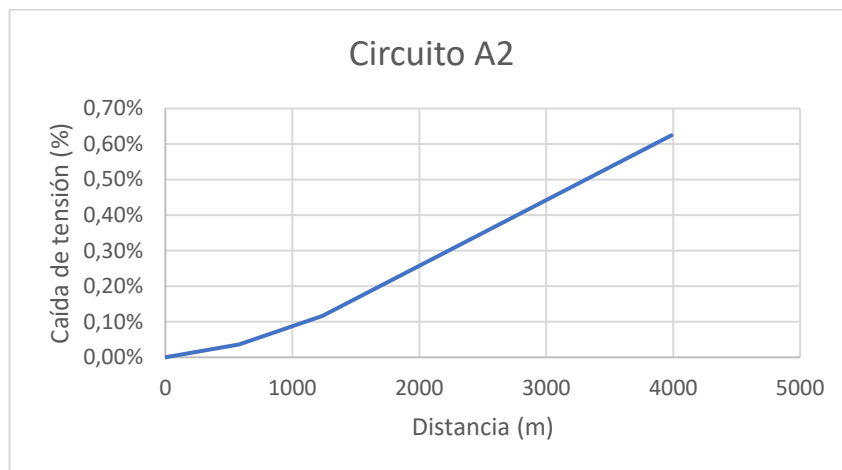


Figura 69 - Caídas de tensión en el circuito A2. Fuente: Propia

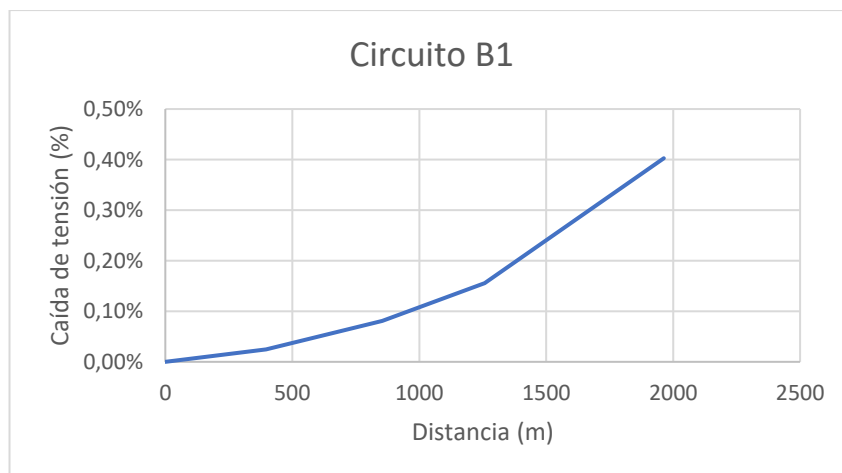


Figura 70 - Caídas de tensión en el circuito B1. Fuente: Propia

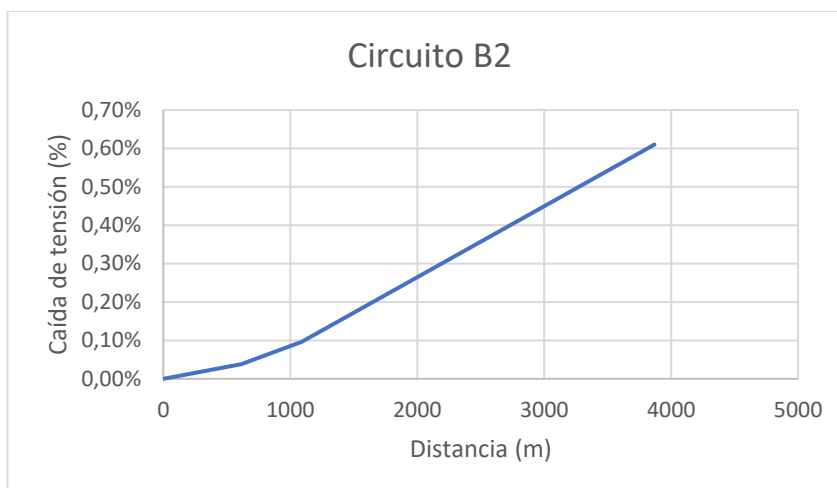


Figura 71 - Caídas de tensión en el circuito B2. Fuente: Propia

La máxima caída de tensión en la red de media tensión del parque se dará en el circuito A2 cuando todos los aerogeneradores estén trabajando a su máxima potencia y tendrá un peso del 0,62% respecto de la tensión nominal de red que es 20 kV. Por tanto, esta sección de cable está adecuadamente dimensionado en cuando al criterio establecido de caída de tensión máxima en la red de MT.

El documento 'Planos' en sus apartados 5, 6, 7, 8 y 9 contiene esquemas unifilares de los diferentes circuitos, así como del conjunto del parque eólico.

#### 2.11.2 – Cableado de comunicaciones

Las comunicaciones entre los aerogeneradores y entre parque y subestación se realizarán mediante cables de fibra óptica. Esta fibra irá instalada conjuntamente con la red de Media Tensión.

El circuito de fibra óptica será de recorrido en bucle, es decir, de ida y de vuelta y con entrada en los aerogeneradores de forma alternativa.

Existen dos tipos de cables de fibra óptica en función de su conexionado. Por una parte, encontramos la fibra óptica multimodo, que se termina mediante conexión directa colocando el conector directamente sobre la fibra. Por otra parte, encontramos la fibra monomodo, que se une a través de empalmes por fusión.

Para este proyecto se utilizarán cables de fibra óptica multimodo como los mostrados en la Figura 72 por su sencillez de conexión. En concreto, cables de ocho fibras ajustadas 62,5/125 y otras ocho fibras holgadas monomodo. En el Anexo II.3 se halla más información sobre el cable de fibra óptica a utilizar.

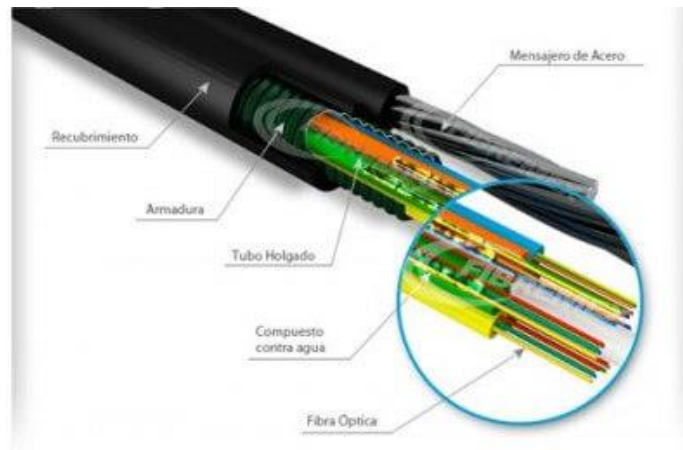


Figura 72 - Cable de fibra óptica. Fuente: Fibremex.com

## 2.12 – Obra civil

En esta sección se describen las características principales de la obra civil necesaria para la construcción del parque eólico. Esta obra civil estará compuesta fundamentalmente por los viales de acceso a la instalación, tanto internos como externos, las zanjas por las que discurrirán los conductores y por la cimentación que vestirán los aerogeneradores.

### 2.12.1 – Viales

Los viales de acceso al parque eólico se pueden clasificar en dos tipos atendiendo a su localización: internos y externos. Los viales externos son los que permiten el acceso al parque desde cualquier carretera de la Red General de Carreteras con excepción de las autopistas y las autovías. Los viales internos son aquellos que se encuentran dentro del recinto de los aerogeneradores, además, este último tipo de vial será de nueva construcción.

En cuanto a las dimensiones que deberán tener dichos viales, se procurarán unas dimensiones mínimas para que la maquinaria necesaria para la ejecución del parque pueda circular con facilidad. Esta distancia será por lo general de 4 metros para los viales exteriores debido a la anchura típica del transporte. Para los viales interiores esta distancia irá en función de si se desmonta o no la grúa de ensamblaje entre aerogeneradores.

En general, los viales tendrán una anchura en firme de 4 metros en rectas y 5,50 metros en curvas para permitir un tránsito adecuado. Los viales entre aerogeneradores tendrán un ancho en firme de 10 metros ampliables hasta 12 metros si fuere necesario en el caso de curvas cerradas y en pendiente.

El radio de curvatura viene definido por el ángulo de giro, así como por la longitud de las palas a transportar, que irán asentadas sobre sus extremos (ver Figura 74). Para el transporte de éstas será necesario que no exista ningún obstáculo ni en el exterior ni en el interior de las curvas debido al vuelo de la pala. Para ello se preverán curvas según el esquema de la Figura 73.

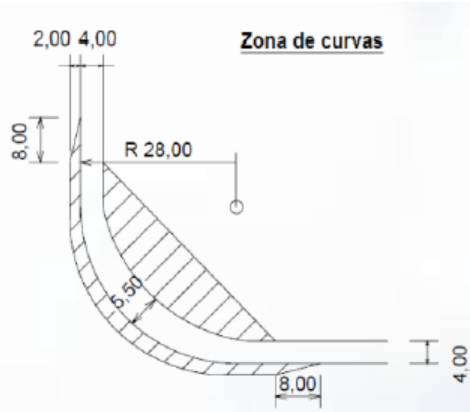


Figura 73 - Esquema para las curvas en los viales del parque eólico. Fuente: Luqentia.es



Figura 74 - Transporte por carretera de palas de aerogeneradores. Fuente: Intempresas.net

El acceso al parque se resolverá en gran parte para la zona B, mediante la carretera CV-125. Serán necesarios algunos accesos particulares para cada aerogenerador. En cuanto a la zona A se proyectarán nuevos caminos en todo su recorrido, así como para la subestación. En la Figura 75 se muestra un esquema de los caminos ya existentes en amarillo y de los caminos de nueva construcción necesarios en rojo.

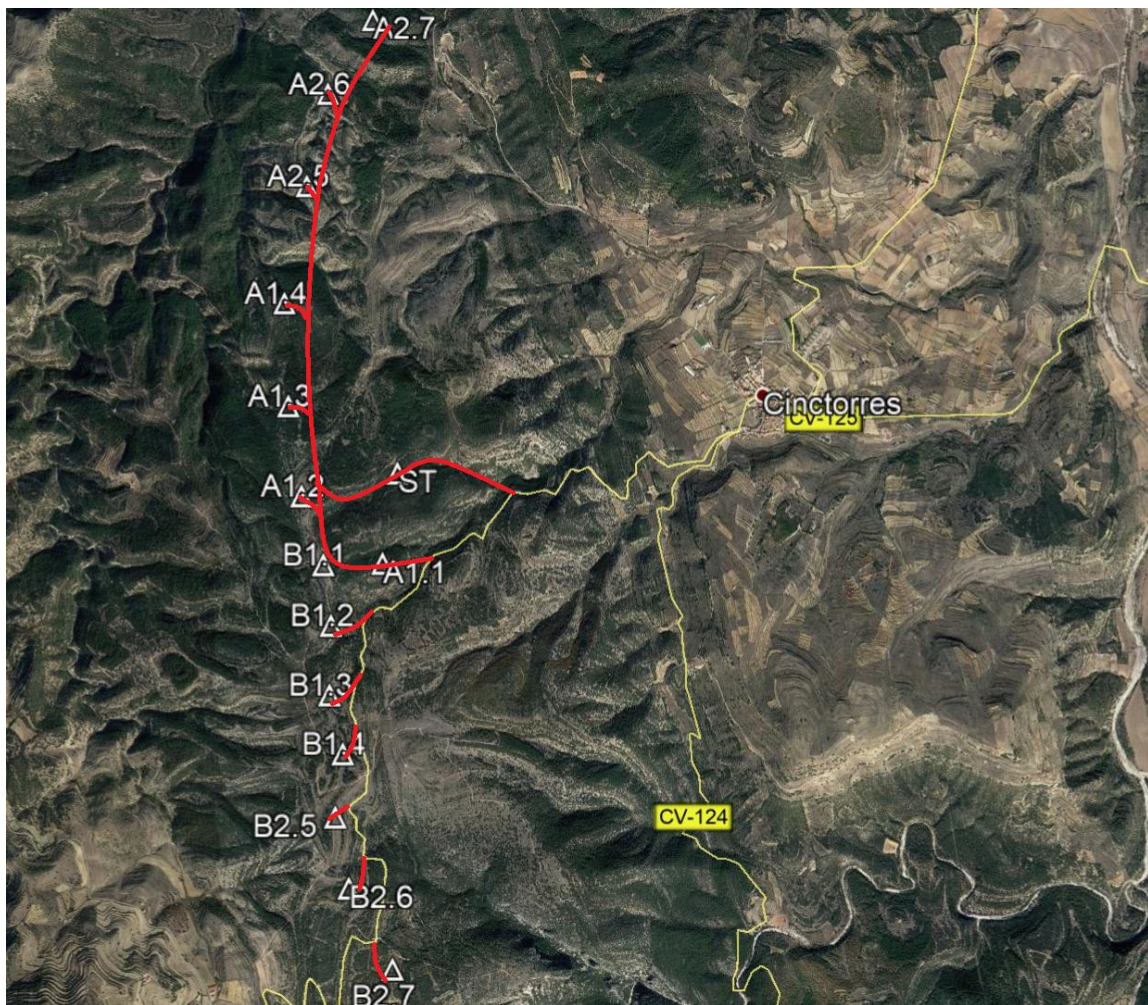


Figura 75 - Esquema de los viales existentes y de nueva construcción en la zona del parque eólico.

La pendiente transversal de los viales de acceso será del 2% como máximo y 0,2% como mínimo por normativa. En cuanto a los viales interiores, estos valores van en función de si hay movimiento interno de la grúa o no. Si no lo hay, los valores máximo y mínimo coinciden con los de los viales de acceso. Si hay movimiento interno de grúa, el valor máximo de la pendiente será del 0,5%.

La pendiente longitudinal máxima que deberán tener los viales depende fundamentalmente de si el tramo es un vial de acceso al parque o por el contrario es un vial interior. Además, también influye si el tramo está o no hormigonado y si se trata de un tramo recto o curvo. En este caso los valores de pendiente longitudinal no son tan estrictos como los de pendiente transversal debido a que el acceso a los parques eólicos puede presentar una orografía complicada. La Figura 76 muestra un resumen de las pendientes longitudinales máximas que deben tener los viales del parque.

PENDIENTES LONGITUDINALES MÁXIMAS		
<b>Viales de acceso al parque eólico</b>	Tramo recto	Tramo curvo
	10-13% sin hormigonar	6-7% sin hormigonar
	>13% hormigonado	>10% hormigonado
<b>Viales interiores del parque eólico</b>	7-10%	7-10%

Figura 76 - Pendientes máximas longitudinales para los viales del parque.

Tanto para los viales de acceso como para los interiores se recomienda una pendiente mínima del 0,5% para reducir el tiempo de evacuación del agua superficial.

#### 2.12.2 – Drenajes

Con el fin de recoger el agua de lluvia y dar continuidad a los cauces naturales que son interceptados por el vial, se dimensiona un sistema de drenaje superficial. Para el drenaje longitudinal, se procederá a disponer cunetas de 0,6 m de anchura y 0,3 m de profundidad. El objetivo de estas cunetas es preservar el vial de la erosión que pueda causar un posible paso de caudal.

En cuanto al drenaje transversal, se instalarán tubos de PVC que sean capaces de drenar el caudal acumulado en las zonas de vaguada (aprox. de 0,4 m de diámetro). Estos tubos se instalarán con un recubrimiento sobre una base de hormigón H-20 de 10 cm de espesor. La pendiente de estos conductos será del 2% para por una parte permitir la correcta evacuación del agua y por otra para no provocar una fuerte erosión a la salida del cauce.

En la Figura 77 se muestra un sistema de drenaje para viales.



Figura 77 - Sistema de drenaje para viales. Fuente: Structuralia

### 2.12.3 – Ejecución de los viales

Las fases que comprenden la ejecución de los viales es la que se muestra a continuación:

- Limpieza superficial: En esta primera fase se realizará una apertura de la traza mediante un desbroce y retirada de la capa de tierra vegetal. Se retirará suficiente material hasta encontrar una capa de suelo lo debidamente compacto como para servir de soporte válido para el nuevo vial.
- Vertido de subbase: Se empleará un material previamente seleccionado de un espesor de aproximadamente 20 cm. Se procederá a su debida compactación.
- Vertido de firme: Para la composición del firme se empleará zahorra artificial de un espesor de 30 cm.

En cada una de las fases anteriores se preverá una cuneta de desagüe a ambos lados del vial tal y como se ha descrito en el apartado 2.12.2 – Drenajes.

Se habilitará una zona de acopio de material de forma que quede garantizada la correcta conservación de la tierra movida hasta su reutilización en la regeneración del terreno una vez finalizadas las labores de construcción.

### 2.12.4 – Zanjas de Media Tensión

Las zanjas son el lugar por el que discurren los cables de Media Tensión procedentes de los aerogeneradores. Estas zanjas irán en la medida de lo posible paralelas a los viales para reducir el impacto tanto ambiental sobre el terreno como económico.

Los cables de 20 kV irán directamente enterrados en las zanjas, que consistirán en canalizaciones de 1,20 m de profundidad y 0,60 m de anchura como mínimo. La parte inferior de la zanja será lisa y estará libre cualquier elemento que pueda dañar los conductores tales como aristas vivas, piedras, etc. Se extenderá el cable de puesta a tierra en primer lugar y se recubrirá con una pequeña capa de tierra procedente de la excavación de los viales del parque.

Posteriormente se verterá una capa de arena 100 mm de espesor sobre la que se alojarán los conductores de media tensión separados horizontalmente entre sí una distancia de 150 mm. En el caso en que dos ternos unipolares concurren en la misma zanja, se colocarán los cables de igual fase pegados y separados entre los de las otras fases una distancia de 150 mm.

A continuación, se dispondrá una capa de 250 mm de espesor de arena o tierra de la excavación previamente cribada. Sobre esta capa se colocarán ladrillos en posición transversal que actuarán como protección mecánica de los conductores a lo largo de todo el trazado de la red de Media Tensión.

Posteriormente, se extenderá una capa de 150 mm de tierra procedente de la excavación libre de piedras o materiales que puedan dañar causar daño a la instalación. Esta capa se compactará manualmente y se tenderá entonces el cable de fibra óptica necesario para las comunicaciones del parque. Seguidamente, se procederá a rellenar 250 mm con esta misma tierra cribada procedente de la excavación. Esta capa de tierra deberá ser compactada para la consiguiente colocación de una hilera de losetas prefabricadas.

A continuación, es necesario extender y compactar una capa de 300 mm de tierra en tongadas de 100 mm. Finalmente, se colocará una cinta que advierta de la presencia de conductores eléctricos de Alta Tensión y se rellenará el espacio que quede hasta alcanzar la cota del terreno. Se puede encontrar una representación de la misma en la Figura 78.

El documento 'Planos' en su apartado 10 contiene una vista detallada de las zanjas de Media Tensión de la instalación, diferenciando entre si albergan uno o dos circuitos en su interior.

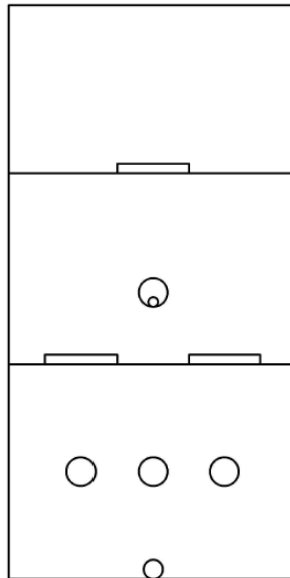


Figura 78 - Corte transversal en zanja tipo de la red de Media Tensión del parque eólico. Fuente: Propia

En caso de que las zanjas se crucen con los viales del parque eólico, los cables de potencia irán protegidos por tubos de polietileno (PE) de 160 mm de diámetro por terno y los cables de comunicaciones por tubos de PE de 90 mm de diámetro. En todos los casos de cruces, se hormigonarán los cables con hormigón HM-15.

#### 2.12.5 – Cimentación

La cimentación de la torre es una de las partes fundamentales de la instalación. Si esta parte no se dimensiona correctamente, se pueden ocasionar gastos materiales y humanos muy elevados derivados de un posible colapso de los aerogeneradores.

Estos cimientos que conforman el apoyo con el terreno de la máquina pueden dividirse en dos partes principales: La zapata y la cimentación.

Por su parte, la zapata es una plataforma rectangular que alberga en el centro la base del aerogenerador y proporciona a la grúa una superficie plana donde poder realizar las maniobras de montaje o mantenimiento de forma segura y adecuada. Esta explanada debe contar con unas dimensiones mínimas tanto en superficie como en inclinación y vienen dimensionadas en función de la altura a la que se sitúa el buje de la máquina y de si el aerogenerador es o no final de vial. El fabricante proporciona datos de zapata con dimensiones estándar o reducidas. Las dimensiones reducidas encarecen la instalación y

dificultan el montaje, por lo que se va a optar en la medida de lo posible por zapatas de tamaño estándar.

- Dimensiones estándar: 44 x 44 m
- Dimensiones estándar final de vial: 44 x 49 m
- Dimensiones reducidas: 30 x 35 m

La superficie de la zapata deberá tener una inclinación mínima de entre el 0.2 y el 1% para conseguir un correcto drenaje del agua superficial. Se hará especial hincapié en la no existencia de ninguna superficie cóncava que pueda ocasionar la formación de charcos y en que el curso del caudal de lluvia no drene hacia los viales existentes.

Esta superficie tendrá un acabado similar al de los viales y en los casos en los que sea necesario se aplicará una capa de zahorra artificial de 30 cm de espesor.

La cota a la que se situará la zapata será igual o superior a la cota del aerogenerador, nunca inferior. En caso de que la cota sea superior a la de la base del aerogenerador, será necesario instalar una escalera de acceso.

En cuanto a la cimentación de los aerogeneradores, será necesario un estudio geotécnico en cada una de las localizaciones. Se deberá tratar este asunto con la máxima precisión ya que un posible error en la base se ve magnificado a la altura del buje pudiendo incluso ser necesario hacer una reconstrucción total de dicha cimentación si fuera necesario.

La cota de la virola, que es la parte de la cimentación por la que se realizará la entrada o salida de cableado y de personal, será en todos los casos inferior a la cota de la plataforma para poder asegurar la integridad estructural de todo el conjunto.

Las fases de ejecución de la cimentación son las siguientes:

- Apertura del hueco en el terreno para la zapata. Este hueco se realizará hasta alcanzar una profundidad de 4 m (ver Figura 79).



*Figura 79 - Hueco para la zapata durante la construcción de la cimentación de un aerogenerador. Fuente: Acciona.*

- Aplicación de hormigón de nivelación HM-15 para poder instalar el ferrallado de la armadura correctamente (ver Figura 80). La capa tendrá un espesor de 10 cm.





Figura 80 - Aplicación del hormigón de nivelación durante la construcción de la cimentación de los aerogeneradores. Fuente: Acciona.

- Instalación de barras de acero corrugadas soldables para armaduras de hormigón del tipo B500-SD que hacen la función de base para el posicionamiento de la virola (ver Figura 81).



Figura 81 - Instalación de las barras de acero corrugadas para la base de zapata de la cimentación. Fuente: Acciona.

- Instalación de la virola, sobre la base de varillas de acero (ver Figura 82).



Figura 82 - Instalación de la virola sobre la que irá asentada la base de la torre del aerogenerador. Fuente: Acciona.

- Construcción de la jaula de pernos. Esta jaula es la que contendrá todo el hormigón de la cimentación y actuará como refuerzo mecánico de la misma (ver Figura 83). La forma poligonal de la cimentación será octogonal y tendrá un diámetro total medido en los vértices de 21.64 m.



Figura 83 - Construcción de la jaula de pernos de la cimentación. Fuente: Acciona.

- Vertido del hormigón estructural de la cimentación mediante una bomba de hormigonado. Se empleará hormigón del tipo HA-30/B/20/Ila, con un volumen total de 520 m<sup>3</sup> por cimentación (ver Figura 84). La virola una vez hormigonada por ambos lados, sobresaldrá una altura de 50 cm por encima de la losa de la base.



Figura 84 - Vertido del hormigón estructural de la cimentación. Fuente: Acciona.

- Relleno con tierra procedente de la excavación hasta la cota superficial (ver Figura 85) y regeneración de la zona afectada.



Figura 85 - Relleno de la superficie de la cimentación. Fuente: Acciona.



## Capítulo 3 – Diseño de la subestación del parque

### 3.1 – Descripción general de la instalación

La necesidad de construir una subestación elevadora de transformación pura surge como respuesta a la necesidad de transportar la energía generada por el parque eólico grandes distancias hasta un punto en el que las características de la red permitan su vertido.

La subestación estará ubicada en las coordenadas georreferenciadas UTM referidas al huso 30: 73.3115 m E, 4.495.664 m N. En la Figura 86 se muestra en la situación de la subestación. Los planos 11 y 12 muestran un detalle de la localización de la subestación.

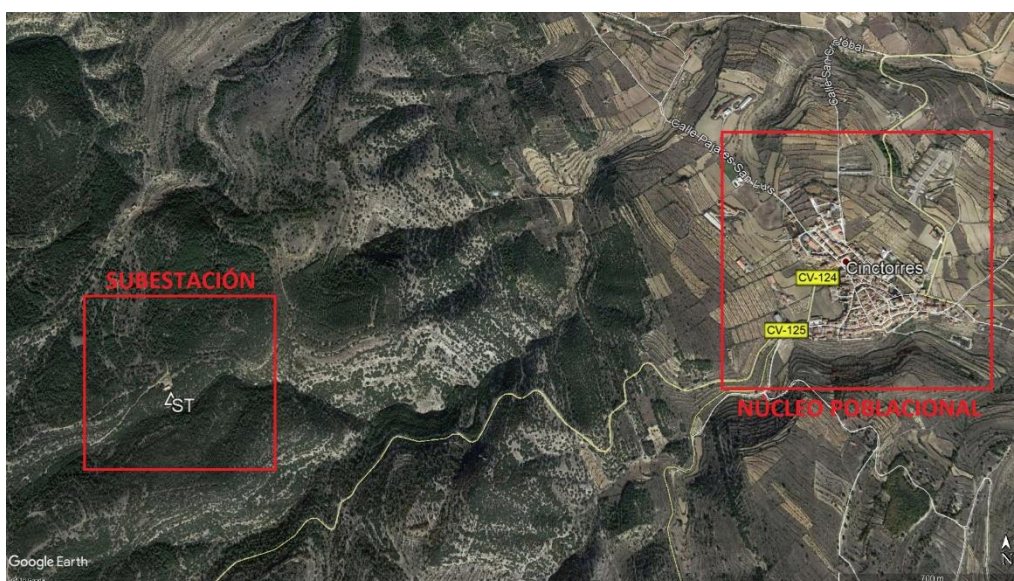


Figura 86 - Situación general de la subestación. Fuente: Propia.

La instalación será de interior con los transformadores a la intemperie. Contará con los niveles de tensión 20/132 kV y con un transformador de potencia nominal 50 MVA. La extensión del terreno ocupado para la subestación será de 60 m x 55 m.

### 3.2 – Partes principales de una subestación

A modo de introducción se procede a describir las partes más generales de una subestación. En la Figura 87 se muestra una ilustración de los diferentes elementos presentes.

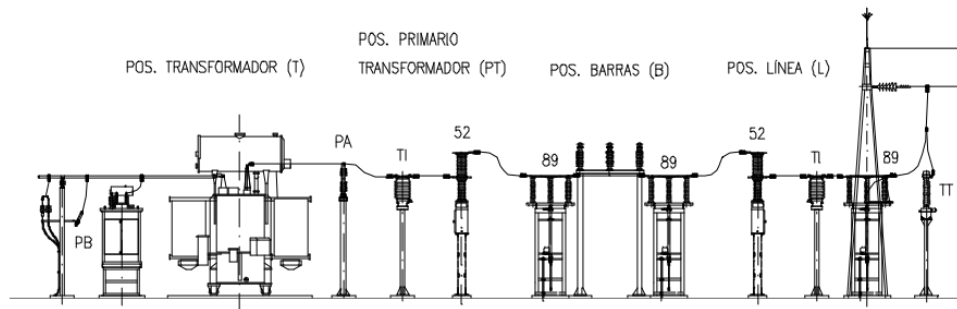


Figura 87 - Esquema de configuración de una subestación eléctrica. Alzado de una posición de líneas, barras y transformador. Fuente: Maraver

- Posición de barras del lado de Baja Tensión: Formada por celdas prefabricadas, lo que hace de su montaje una tarea fácil y rápida. Además, permite la integración equipos en ellas.
- Posición del transformador: Aquí es donde se ubica un interruptor automático, así como los transformadores de medida de corriente y los pararrayos correspondientes
- Posición de barras del lado de Alta Tensión: Posición en la que se realiza la conexión o desconexión entre las distintas posiciones de línea y del transformador. Además, también se mide la tensión mediante transformadores de tensión.
- Posición de línea: Es en esta posición donde encontramos el pódium de acometida, debidamente aislado eléctricamente y puesto a tierra. En ocasiones, este pódium también presenta elementos de protección frente al rayo.

El plano 13 muestra un esquema unifilar de la subestación.

Existe una codificación para los diferentes elementos que componen una subestación, en el caso de la imagen anterior encontramos representados los elementos:

- PA: Pararrayos. El elemento de la instalación que se ocupa de que las descargas de origen atmosférico que puedan ocurrir en la subestación sean llevadas a tierra con seguridad.
- TI: Transformador de intensidad. Encargado de transformar la corriente que circula por el circuito hasta un valor que pueda ser leído por los aparatos de medida.
- 52: Interruptor automático. Se trata del elemento que hace efectivo el corte eléctrico y tiene poder suficiente para ello.
- 89: Seccionador de línea. En este caso, el seccionador por sí solo no tiene poder de corte suficiente para abrir el circuito con seguridad. Su función es garantizar la seguridad del personal proporcionando un corte visible.
- TT: Transformador de tensión. Se ocupa de transformar la tensión de algún punto del circuito hasta valores interpretables por los aparatos de medida.

### 3.3 – Sistemas de Alta Tensión a 20 kV

#### 3.3.1 – Descripción de las instalaciones

El sistema de 20 kV adoptará una configuración en simple barra y se compondrá por celdas de Media Tensión con aislamiento en SF6 de instalación en interior. En la Figura 88 se muestra un esquema de una configuración genérica en simple barra.

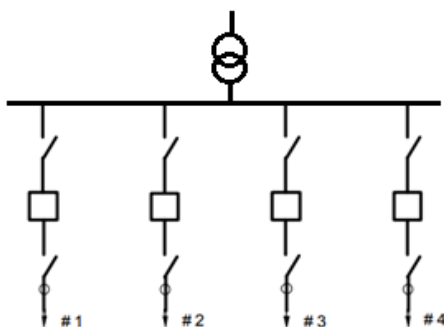


Figura 88 - Configuración en simple barra.

Con el fin de asegurar al sistema contra la contaminación atmosférica que puede afectar al aislamiento y el polvo, además de conseguir reducir las dimensiones del mismo, la aparatenta se dispondrá bajo una envolvente metálica blindada con aislamiento SF6.

Las especificaciones eléctricas serán las mostradas en la Figura 89.

Celdas 20 kV	
<b>Tipo de celda</b>	Blindada en SF6
<b>Servicio</b>	Continuo en interior
<b>Temperatura ambiente</b>	-5 °C a 40 °C
<b>Tensión de aislamiento asignada</b>	24 kV
<b>Tensión de servicio nominal</b>	20 kV
<b>Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz</b>	50 kV
<b>Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 µs</b>	125 kV
<b>Frecuencia</b>	50 Hz
<b>Intensidad asignada de servicio continuo:</b>	
• Derivación celdas de línea	630 A
• Derivación celdas de transformador	1.600 A
• Barras	1.600 A
<b>Intensidad de cortocircuito asignada (1s)</b>	25 kA
<b>Intensidad de cortocircuito (valor de cresta)</b>	63 kA

Figura 89 - Características eléctricas generales de las celdas del sistema de 20 kV.

Las características eléctricas de las celdas son las descritas anteriormente y son mismas independientemente de si se trata de la posición del transformador, de la de línea, de SS.AA., de medida, etc. El aparellaje de cada una de ellas sí varía en función de que posición desempeñen. A continuación, se pasa a describir qué aparellaje dota a cada tipo de celda.

- Celda del transformador de potencia:
  - Un (1) interruptor automático.
  - Un (1) seccionador tripolar de aislamiento de tres posiciones: abierto, cerrado y puesta a tierra.
  - Tres (3) transformadores de corriente.
  - Nueve (9) terminales unipolares para el conexionado de los cables.
- Celdas de línea:
  - Un (1) interruptor automático.
  - Un (1) seccionador tripolar de aislamiento de tres posiciones: abierto, cerrado y puesta a tierra.
  - Tres (3) transformadores de corriente.
  - Tres (3) terminales unipolares para el conexionado de los cables.
- Celda de SS.AA.:
  - Un (1) interruptor-seccionador en carga con tres posiciones: abierto, cerrado y puesta a tierra.
  - Tres (3) fusibles.
  - Tres (3) terminales unipolares para el conexionado de cables.
- Celda de medida:
  - Tres (3) transformadores de tensión de barras en cada barra.

### 3.3.2 –Interruptores

Los interruptores que estarán presentes en las celdas de Media Tensión a 20 kV tienen las características eléctricas mostradas en la Figura 90.

Interruptores 20 kV	
<b>Tensión de aislamiento asignada</b>	24 kV
<b>Tensión de servicio nominal</b>	20 kV
<b>Frecuencia</b>	50 Hz
<b>Intensidad asignada de servicio continuo:</b>	
• Celdas de línea	630 A
• Celdas de transformador y partición	1.600 A

<b>Intensidad de cortocircuito asignada</b>	25 kA
<b>Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz</b>	50 kV
<b>Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 <math>\mu</math>s</b>	125 kV
<b>Duración nominal de la corriente de cortocircuito</b>	3 s
<b>Ciclo de maniobra</b>	O-0,3s-CO-15s-CO
<b>Medio de aislamiento</b>	SF6
<b>Medio de extinción del arco</b>	SF6
<b>Tipo de reenganche</b>	Automático temporizado.

Figura 90 - Características eléctricas de los interruptores de las celdas de 20 kV.

### 3.3.3 –Seccionadores de aislamiento y puesta a tierra

Los seccionadores de aislamiento y puesta a tierra que estarán presentes en las celdas de Media Tensión a 20 kV tienen las características eléctricas mostradas en la Figura 91. El accionamiento que tienen los seccionadores es de tipo manual.

<b>Seccionadores 20 kV</b>	
<b>Tensión de aislamiento asignada</b>	24 kV
<b>Tensión de servicio nominal</b>	20 kV
<b>Nivel de aislamiento a tierra y entre polos:</b>	
• Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz	50 kV
• Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 $\mu$ s	125 kV (cresta)
<b>Nivel de aislamiento sobre la distancia de seccionamiento:</b>	
• Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz	60 kV
• Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 $\mu$ s	145 kV (cresta)
<b>Intensidad asignada de servicio continuo:</b>	
• Celdas de línea	630 A
• Celdas de transformador y partición	1.600 A
<b>Intensidad admisible de corta duración (1 s)</b>	25 kA (eficaz)
<b>Intensidad admisible (valor de cresta)</b>	63 kA (cresta)

Figura 91 - Características eléctricas de los seccionadores de aislamiento y puesta a tierra de las celdas de 20 kV.

### 3.3.4 –Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente se utilizarán para realizar las medidas de intensidad pertinentes en cada celda que se requiera. Se utilizan transformadores de intensidad debido a que la aparatista de medida convencional no soporta grandes niveles de corriente. En la Figura 92 se muestra una imagen de un transformador de corriente genérico.



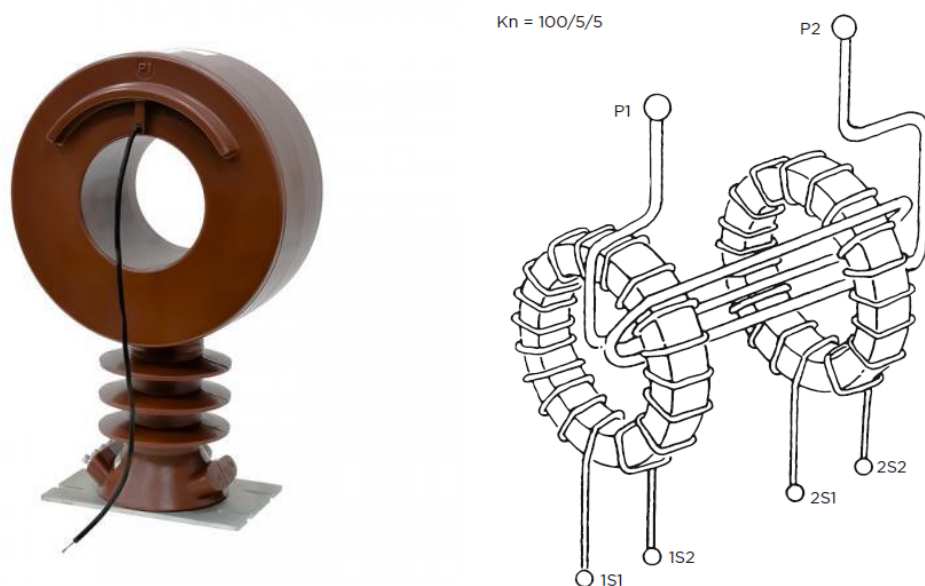


Figura 92 - Transformadores de corriente genéricos para tensión de 20 kV. Fuente: Challenge Industrial y RITZ International.

Los transformadores de corriente que estarán presentes en las celdas de Media Tensión a 20 kV tienen las características eléctricas mostradas en la Figura 93.

Transformadores de corriente 20 kV	
Tensión de aislamiento asignada	24 kV
Tensión de servicio nominal	20 kV
Relación de transformación:	
• Posiciones de línea	300-600/5 A
• Posición de transformador	750-1.500/5 A
• Posición de partición	750-1.500/5 A
Potencias de precisión (celda transformador):	
• Arrollamiento de medida	10 VA
• Arrollamiento de protección	40 VA
Potencias de precisión (celdas línea):	
• Arrollamientos de protección	10 VA
Precisión (celda de partición):	
• Arrollamientos de medida y protección	20 VA

Figura 93 - Características eléctricas de los transformadores de corriente de las celdas de 20 kV.

### 3.3.5 –Transformadores de tensión

Los transformadores de tensión se utilizarán para realizar las medidas de voltaje pertinentes en cada celda que se requiera. Se utilizan transformadores de tensión debido a que es mucho más cómodo y económico medir la tensión con valores más reducidos para

posteriormente convertir el valor leído al valor real. En la Figura 94 se muestra una imagen de un transformador de tensión genérico.

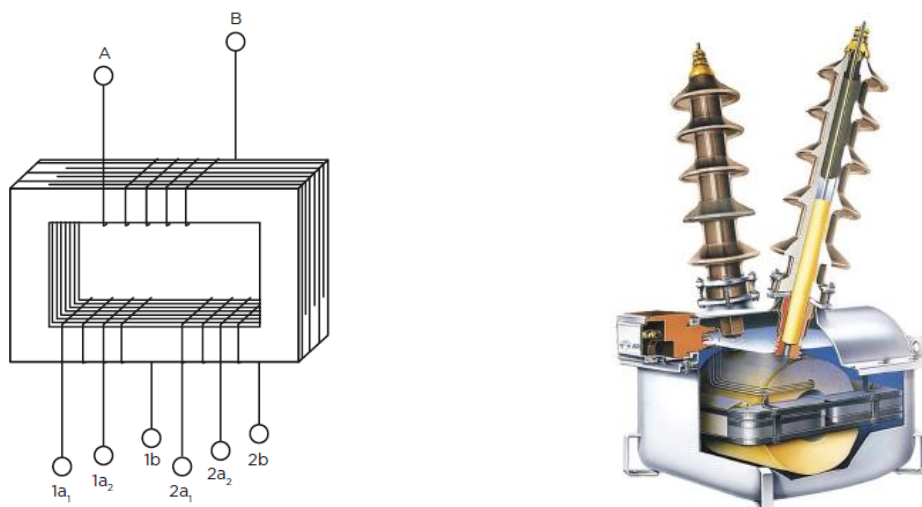


Figura 94 - Transformadores de tensión genéricos para tensión de 20 kV. Fuente: RITZ International.

Los transformadores de tensión que estarán presentes en las celdas de Media Tensión a 20 kV tienen las características eléctricas mostradas en la Figura 95.

Transformadores de tensión 20 kV	
<b>Frecuencia</b>	50 Hz
<b>Tensión de aislamiento asignada</b>	24 kV
<b>Tensión de servicio nominal</b>	20 kV
<b>Relación de transformación:</b>	
• <b>Primer arrollamiento</b>	$22/\sqrt{3} : 0,110/\sqrt{3}$ kV
• <b>Segundo arrollamiento</b>	$22/\sqrt{3} : 0,110/\sqrt{3}$ kV
<b>Precisión:</b>	
• <b>Primer arrollamiento</b>	50 VA
• <b>Segundo arrollamiento</b>	50 VA

Figura 95 - Características eléctricas de los transformadores de corriente de las celdas de 20 kV.

### 3.3.6 –Pararrayos

Con el objetivo de garantizar la seguridad de la instalación al nivel de 20 kV contra sobretensiones de origen atmosférico, se instalará un juego de tres pararrayos en la posición del transformador, lo más cerca posible de las bornas de éste.

Los pararrayos extinguirán el arco que se produzca y lo derivarán a tierra, asegurando en todo momento la integridad tanto de los equipos como de las personas. En la Figura 96 se muestra una imagen de un pararrayos convencional de una subestación eléctrica.



Figura 96 - Descargador de sobretensiones presente en una subestación eléctrica en el nivel de 20 kV.

Las características eléctricas más destacadas de los pararrayos al nivel de tensión de 20 kV son las mostradas en la Figura 97. Éstos serán de óxidos metálicos sin explosores y se instalarán un total de 3 pararrayos.

Pararrayos 20 kV	
Tensión asignada	21 kV
Tensión máxima de servicio continuo	17 kV
Intensidad nominal de descarga (onda 8/20 $\mu$ s)	10 kA
Clase de descarga	1
Tensión residual a impulsos tipo rayo (10 kA 8/20 $\mu$ s)	$\leq$ 65 kV
Tensión residual a impulsos tipo maniobra	$\leq$ 52 kV

Figura 97 - Características eléctricas de pararrayos de la parte de 20 kV.

### 3.4.- Transformación

La etapa de transformación en una subestación elevadora es la parte principal y el motivo por el cual se ha previsto su construcción. En este paso se pretende elevar el nivel de tensión de la red del parque eólico para reducir las pérdidas eléctricas debido al transporte de la energía eléctrica.

En esta sección se analizarán todos los elementos relacionados con el transformador de potencia y su aparamenta, así como del transformador para los SS.AA. de la propia subestación.

#### 3.4.1 – Transformador 20/132 kV

Para la transformación de 20/132 kV se utilizará un transformador de potencia trifásico de potencia 50 MVA con refrigeración en baño de aceite y ubicación en intemperie. En la Figura 98 se muestra la imagen de un transformador típico de este rango de potencias en una subestación.



Figura 98 - Transformador genérico en una subestación eléctrica. Fuente: dicyt.com

Las características técnicas del transformador de potencia serán las siguientes:

Transformador de potencia	
Tipo de transformador	Trifásico de intemperie
Relación de transformación	21.500/132.000 V
Grupo de conexión	YNd11
Tipo de refrigeración	ONAN/ONAF <sup>1</sup>
Potencia nominal	50 MVA
Tipo de servicio	Continuo en exterior
Frecuencia	50 Hz
Tensión de cortocircuito a relación 21,5/132 kV	13,5 %

Figura 99 - Características generales del transformador de potencia.

<sup>1</sup>Refrigeración interna mediante aceite mineral con un punto de inflamación igual o inferior a los 300 °C, con circulación interna natural y utilizando como medio de refrigeración externo aire con convección natural y forzada.

Los bobinados de del transformador tendrán los niveles de aislamiento mostrados en la Figura 100.

Niveles de aislamiento transformador de potencia	
<b>Tensión de ensayo soportada a onda plena 1,2/50 µs (valor cresta):</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Primario</b></li> <li>• <b>Secundario</b></li> <li>• <b>Neutro</b></li> </ul>	<p>125 kV</p> <p>550 kV</p> <p>125 kV</p>
<b>Tensión de ensayo soportada de corta duración a frecuencia industrial:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Primario</b></li> </ul>	<p>50 kV</p>

• <b>Secundario</b>	230 kV
• <b>Neutro</b>	50 kV

Figura 100 - Características de aislamiento de los bobinados del transformador de potencia.

El transformador dispondrá de un sistema de regulación de la tensión en carga, que será accionado mediante un motor y constará de 19 tomas en el devanado secundario (132 kV). Las características del sistema de regulación de tensión son las mostradas en la Figura 101.

Regulación en carga del transformador de potencia	
<b>Relación de transformación en vacío</b>	21,5/132 ± 9 x 1,467 kV
<b>Tensión por escalón</b>	1.467 V
<b>Número de posiciones totales</b>	19

Figura 101 - Características del sistema de regulación de tensión en carga del transformador de potencia.

El transformador irá dotado internamente con el siguiente equipamiento:

- Relé Buchholz con contactos de alarma y disparo.
- Liberador de presión en el transformador con contactos de alarma.
- Nivel de aceite del transformador con dos contactos de alarma, máximo y mínimo.
- Nivel de aceite del regulador con dos contactos de alarma, máximo y mínimo.
- Termostato con contacto de alarma de temperatura 1<sup>er</sup> nivel.
- Termómetro de contacto indicador de temperatura del aceite del transformador con cuatro contactos ajustables, dos destinados al control de la refrigeración y otro a la alarma de temperatura 2<sup>do</sup> nivel.
- Sonda indicadora de temperatura del transformador tipo PT-100.

Un relé Buchholz no es más que un dispositivo que se encarga de la protección del transformador en este caso. Cuando hay algún defecto en el medio de producción debido a altas corrientes, sobrecalentamiento local o descarga parcial en el tanque del transformador, se forman burbujas de gas que desplazan el líquido aislante.

Este tipo de relés disponen de dos flotadores que se tienen como función controlar el nivel. Cuando el flotador superior cae hasta un nivel en el que activa un interruptor magnético, se enciende la alarma. En la Figura 102 se muestra un esquema de la composición de un relé Buchholz y en la Figura 103 una fotografía real de un relé ya instalado.

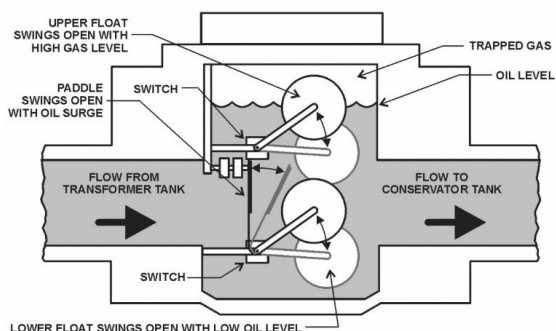


Figura 102 - Esquema de funcionamiento de un relé Buchholz.  
Fuente: Globecore



Figura 103 - Fotografía de un relé Buchholz ya instalado. Fuente: Globecore

### 3.4.2 – Reactancia de Puesta a Tierra

Una reactancia de puesta a tierra consiste en un elemento que se conecta entre el neutro del transformador y tierra. Este elemento tiene la finalidad de reducir la corriente de falta a tierra a niveles normales.

A la hora de instalar una reactancia de puesta a tierra en la subestación hay que contemplar que se trata de un sistema que puede generar campos magnéticos considerables en caso de existencia de corrientes de corta duración. Por esta razón se elegirá una ubicación en la que no pueda haber exposición al personal, no se produzcan calentamientos no previstos ni tampoco fuerzas de origen magnético que puedan ocasionar algún daño a la instalación.

Como en este transformador no se dispone de terminal de neutro, se creará un neutro artificial utilizando una reactancia trifásica y poder poner a tierra la red en este punto eléctrico.

La reactancia tendrá un baño en aceite para su correcta refrigeración e irá conectada al primario del transformador mediante terminales aislados y cables de aluminio de aislamiento seco con tensión de aislamiento 12/20 kV y sección nominal 150 mm<sup>2</sup>. La reactancia se ubicará en una zona próxima y accesible al transformador, e irá conectada a la resistencia de puesta a tierra mediante un cable de las mismas características descritas anteriormente.

Las características eléctricas principales de la reactancia de puesta a tierra vienen descritas en la Figura 104.

Reactancia de puesta a tierra	
Tensión de aislamiento asignada	24 kV
Tensión de servicio nominal	20 kV
Frecuencia	50 Hz
Grupo de conexión	Zig-Zag
Intensidad de defecto a tierra por el neutro	1.000 A
Duración del defecto a tierra por el neutro	10 s

<b>Intensidad permanente en el neutro</b>	30 A
<b>Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto</b>	50 kV
<b>Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 <math>\mu</math>s</b>	125 kV
<b>Refrigeración</b>	KNAN <sup>1</sup>

Figura 104 - Características eléctricas de la reactancia de puesta a tierra del transformador de potencia.

<sup>1</sup>Líquido aislante con un punto de inflamación igual o superior a los 300 °C, con circulación interna natural y utilizando como medio de refrigeración externo aire con convección natural.

En bornas de la reactancia de puesta a tierra se dispondrá un transformador de corriente. Se tendrá en total uno por cada fase y uno para el neutro. Serán toroidales y de relación de transformación 300/5 A. Además, la reactancia incorporará un relé Buchholz de protección con dos contactos de alarma y disparo y un indicador de nivel de líquido aislante en la reactancia.

### 3.4.3 – Resistencia de Puesta a Tierra

Con el fin de limitar la corriente a tierra en caso de falta, se instalará una resistencia de puesta a tierra en conexión serie con el neutro la reactancia de puesta a tierra. Esta conexión se realizará mediante un cable de Aluminio de aislamiento seco 12/20 kV y 150 mm<sup>2</sup> de sección.

Las características de esta puesta a tierra prefabricada serán las mostradas en la Figura 105.

<b>Resistencia de puesta a tierra</b>	
<b>Tensión de aislamiento asignada</b>	24 kV
<b>Tensión de servicio nominal</b>	20 kV
<b>Frecuencia</b>	50 Hz
<b>Intensidad nominal asignada</b>	500 A
<b>Duración del defecto a tierra</b>	15 s
<b>Valor óhmico</b>	20 $\Omega$
<b>Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto</b>	28 kV

Figura 105 - Características eléctricas de la resistencia de puesta a tierra del neutro del transformador de potencia.

### 3.4.4 – Transformador de Servicios Auxiliares

La alimentación de los servicios auxiliares de la subestación requiere de una alimentación en corriente alterna desde la línea de 20 kV. Para ello, se ha dimensionado un transformador para dicho fin de 250 kVA. Este transformador será de intemperie e irá montado sobre un soporte metálico.

Se conectará el transformador de servicios auxiliares a su celda de 20 kV mediante una terna de cables de aluminio de aislamiento seco 12/20 kV y 150 mm<sup>2</sup> de sección.

Las características eléctricas principales de este transformador son las de la Figura 106.

Transformador de Servicios Auxiliares	
Tipo transformador	Trifásico de intemperie
Tensión primaria	21,5 + (2,5+5+7,5+10) % kV
Tensión secundaria	0,420 – 0,242 kV
Potencia nominal	250 kVA
Grupo de conexión	Dyn11
Refrigeración	ONAN
Aislamiento	Baño en aceite mineral
Tipo de servicio	Continuo

Figura 106 - Características principales del transformador de Servicios Auxiliares.

### 3.5.- Sistemas de Alta Tensión a 132 kV

#### 3.5.1 – Descripción de las instalaciones

Para el sistema de evacuación a 132 kV, se adoptará el sistema de simple barra compuesta por las siguientes posiciones:

- Una (1) posición de línea, tipo HIS de intemperie con interruptor.
- Una (1) posición de transformador de potencia, tipo HIS de intemperie con interruptor.
- Una (1) posición de medida de intemperie sin interruptor, instalada en el extremo del embarrado.

Los módulos híbridos HIS (Highly Integrated System) son actualmente la solución más económica y simple al diseño de subestaciones de muy alta tensión. La ventaja principal de este tipo de sistemas frente a los antiguamente utilizados AIS (Air Insulated Switchgear) es su bajo tiempo de puesta en marcha y su fácil instalación. En la Figura 107 se compara el espacio utilizado por un conjunto de módulos HIS frente al que ocuparía el mismo sistema si se tratase de módulos AIS.

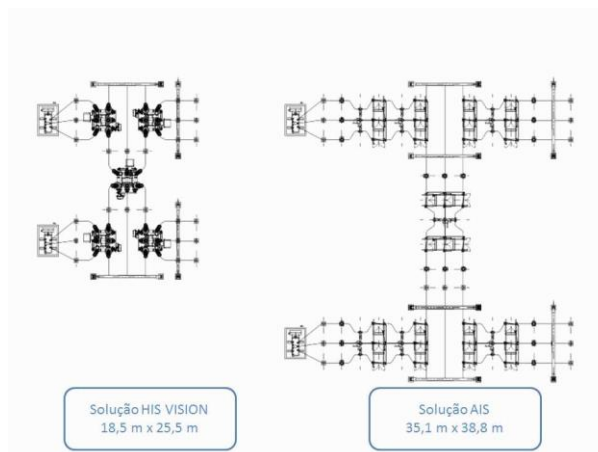


Figura 107 - Comparación de espacio sistemas HIS frente a sistemas AIS. Fuente: Vision



La aparamenta que acompañará a cada posición es la siguiente:

- Posición de línea:
  - Un (1) conjunto híbrido tipo SF<sub>6</sub> (HIS).
  - Un (1) transformador de tensión capacitivo.
  - Tres (3) pararrayos.
- Posición del transformador:
  - Un (1) conjunto híbrido tipo SF<sub>6</sub> (HIS).
  - Tres (3) pararrayos.
- Posición de medida y embarrado:
  - Tres (3) transformadores de tensión inductivos.
  - Una (1) barra con tubo de aleación de aluminio.

### 3.5.2 – Módulo híbrido SF<sub>6</sub> (HIS)

Los módulos HIS de cada una de las posiciones estarán compuestos por los elementos que se enumeran a continuación.

- Un (1) interruptor automático.
- Un (1) seccionador de aislamiento de tres posiciones (abierto, cerrado y a tierra).
- Tres (3) transformadores toroidales de corriente.

Así mismo, las características eléctricas más importantes del conjunto híbrido HIS son las que se muestran en la Figura 108.

<b>Conjunto híbrido HIS 132 kV</b>	
<b>Tensión de aislamiento nominal</b>	145 kV
<b>Tensión de servicio</b>	132 kV
<b>Nivel de aislamiento a tierra y entre polos</b>	
<b>Tensión de ensayo a 50 Hz durante 1 minuto</b>	275 kV
<b>Tensión de ensayo a impulso tipo rayo, onda 1,2/50 μs</b>	650 kV
<b>Nivel de aislamiento sobre la distancia de seccionamiento</b>	
<b>Tensión de ensayo a 50 Hz durante 1 minuto</b>	315 kV
<b>Tensión de ensayo a impulso tipo rayo, onda 1,2/50 μs</b>	750 kV
<b>Intensidad nominal de barras</b>	2.500 A
<b>Intensidad admisible de corta duración (1 s)</b>	40 kA (Eficaz)
<b>Intensidad admisible (valor cresta)</b>	104 kA

Figura 108 - Características eléctricas más esenciales del conjunto híbrido HIS.

### 3.5.3 – Interruptores

Los interruptores que incorporan los módulos híbridos HIS tienen las características descritas en la Figura 109.

Interruptores 132 kV	
Tensión nominal	145 kV
Tensión de servicio	132 kV
Frecuencia nominal	50 Hz
Nº de polos	3 polos
Intensidad nominal	2.500 A
Poder de corte en cortocircuito	40 kA / 3 s
Secuencia de maniobra	O – 0,3 s – CO – 3 min - CO
Extinción del arco	SF6

Figura 109 - Características eléctricas más esenciales de los interruptores internos del conjunto híbrido HIS.

### 3.5.4 – Seccionadores de aislamiento y puesta a tierra

Los seccionadores de aislamiento y puesta a tierra que incorporan los módulos híbridos HIS tienen las características descritas en la Figura 110.

Seccionadores 132 kV	
Tensión nominal	145 kV
Tensión de servicio	132 kV
Frecuencia nominal	50 Hz
Intensidad nominal	2.500 A
Poder de corte en cortocircuito	40 kA / 3 s
Tipo de mando	Motorizado

Figura 110 - Características eléctricas más esenciales de los seccionadores internos del conjunto híbrido HIS.

### 3.5.5 – Transformadores de intensidad

Los transformadores de corriente que incorporan los módulos híbridos HIS tienen las características descritas en la Figura 111.

Transformadores de corriente 132 kV	
Tensión nominal	145 kV
Tensión de servicio nominal	132 kV
Relación de transformación – Posición de línea	400-800/5-5-5 A
Relación de transformación – Posición transformador	300-600/5-5-5 A

Figura 111 - Características eléctricas más esenciales de los transformadores de corriente internos del conjunto híbrido HIS.

### 3.5.6 - Pararrayos

Se instalará en la posición del transformador un juego de tres pararrayos de 132 kV, lo más cerca posible de las bornas de éstos para proteger a la instalación de descargas de origen atmosférico. Las características eléctricas más esenciales de los pararrayos son las que siguen en la Figura 112.

Pararrayos 132 kV	
Tensión asignada	132 kV
Tensión máxima de servicio continuo	106 kV
Intensidad nominal de descarga (onda 8/20 $\mu$ s)	10 kA
Clase de descarga	3
Tensión residual a impulsos tipo rayo (10 kA 8/20 $\mu$ s)	$\leq$ 320 kV
Tensión residual a impulsos tipo maniobra	$\leq$ 290 kV

Figura 112 - Características eléctricas más esenciales de los pararrayos del sistema de 132 kV.

### 3.6 – Estructura metálica

Para llevar a cabo la ejecución de la subestación es necesario definir qué estructura servirá de apoyo para los elementos que en ella se alojarán tales como soporte de la aparamenta, embarrado de intemperie o el propio amarre de las líneas de salida en 132 kV.

Toda la estructura metálica de la instalación será sometida a un proceso de galvanización en caliente para garantizar una apropiada protección contra la corrosión.

La norma encargada de designar los aceros laminados en caliente para perfiles estructurales de uso general, de definir qué composición química, características mecánicas, geométricas, forma y peso deben tener, es la normal UNE-EN 10.025.

#### 3.6.1 – Estructura metálica sistema 132 kV

La estructura metálica de la parte de 132 kV de la subestación se compondrá esencialmente de los siguientes elementos:

- Columnas metálicas en forma de 'V' invertida que harán la función de pórtico de amarre de la línea de 132 kV.
- Vigas para el amarre de la línea.
- Soporte para la sujeción de los transformadores de tensión de línea.
- Soporte para la sujeción de los transformadores de tensión en barras.
- Soportes para el montaje de pararrayos y aisladores.
- Soportes para el montaje de los aisladores del apoyo del embarrado principal.
- Soportes para el montaje de los aisladores del transformador de potencia.
- Soportes para el montaje de los conjuntos híbridos HIS.

### 3.6.2 – Estructura metálica sistema 20 kV

La estructura metálica para a la parte de 20 kV se compondrá principalmente de lo siguientes ítems:

- Vallado de protección para la reactancia de puesta a tierra del transformador.
- Soporte de embarrado de 20 kV a la salida del transformador de potencia, el pararrayos y los terminales de los cables de potencia.
- Estructura para la colocación del transformador de servicios auxiliares de la subestación.

### 3.6.3 – Otra estructura metálica

Además, se preverá la instalación de:

- Una torre en celosía para la colocación de la antena de comunicaciones de la subestación.
- Toda la estructura metálica necesaria para la instalación del alumbrado, vaya informativa, accesos a la subestación, etc.

## 3.7 – Embarrados

Por embarrado se entiende los conductores eléctricos que están constituidos por barras gruesas en lugar de alambres convencionales. Las barras suelen ser de aluminio o cobre.

Se han dimensionado los conductores para que tanto en condiciones de diseño tanto en condiciones de cortocircuito no se alcancen calentamientos por encima de 40°C sobre la temperatura ambiente. Se aplica, además, un margen de seguridad suficiente.

### 3.7.1 – Embarrados del sistema 20 kV

- Corriente nominal de la instalación: 1.395 A
- Corriente nominal de diseño: 1.600 A (para el sistema de celdas)
- Corriente de cortocircuito existente (Icc 20 kV): 7,80 kA
- Corriente de cortocircuito de diseño: 25 kA

El embarrado de del sistema de 20 kV se compondrá de un tubo de aluminio de 70/60 mm de diámetro. Este tubo permite el paso de una intensidad en régimen permanente de hasta 1563 A.

El conexionado entre el embarrado del transformador y la celda correspondiente de 20 kV se llevará a cabo mediante un terno de cable de potencia, tipo HEPRZ1 de Aluminio, aislamiento 12/20 kV.

### 3.7.2 – Embarrados del sistema de 132 kV

- Corriente nominal de la instalación: 212 A

- Corriente de diseño: 800 A (determinada por el cable desnudo utilizado según las características indicadas más adelante en este mismo apartado).
- Corriente de cortocircuito existente (Icc 132 kV): 4,37 kA
- Corriente de cortocircuito de diseño: 40 kA (determinada por los módulos híbridos HIS del sistema de 132 kV)

Las barras estarán constituidas por un tubo de aleación de aluminio de 100/90 mm de diámetro, que admite una corriente máxima en régimen permanente de 2512 A, muy superior a la de diseño de la instalación. En la Figura 113 se muestra una fotografía de unos embarrados de una subestación.

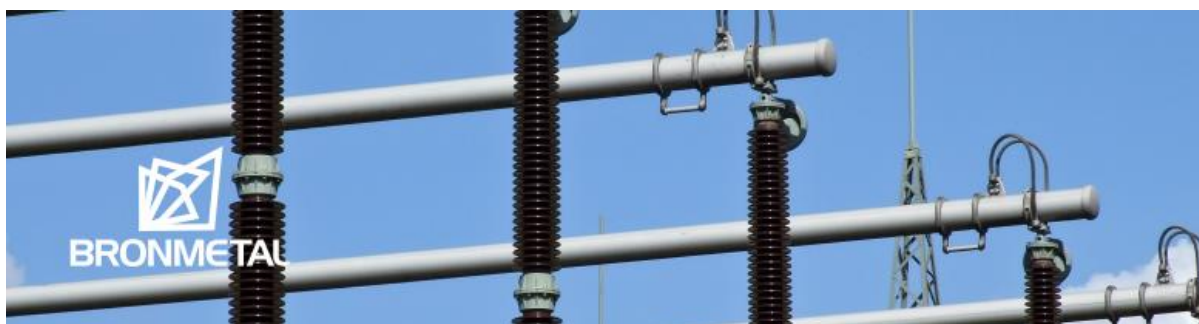


Figura 113 - Embarrados de una subestación genérica. Fuente: Bronmetal

### 3.8 – Aisladores

#### 3.8.1 – Aisladores del sistema 20 kV

Todos los embarrados del sistema de 20 kV irán sustentados sobre aisladores soporte. Éstos serán del tipo columna y con las características descritas en la Figura 114.

Aisladores 20 kV	
<b>Tipo</b>	C-125
<b>Tensión de aislamiento asignada</b>	24 kV
<b>Tensión de servicio nominal</b>	20 kV
<b>Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz</b>	50 kV
<b>Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 <math>\mu</math>s</b>	125 kV (valor cresta)

Figura 114 - Características eléctricas de los aisladores del sistema a 20 kV de la subestación.

A continuación, se muestra una imagen de los aisladores en cuestión (ver Figura 115).

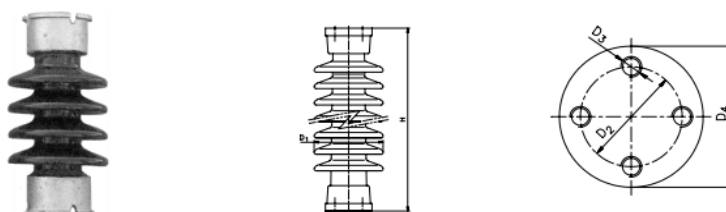


Figura 115 - Imagen de los aisladores a instalar en el sistema a 20 kV.

### 3.8.2 – Aisladores del sistema 132 kV.

Todos los embarrados del sistema de 132 kV irán sustentados sobre aisladores soporte. Éstos serán del tipo columna y con las características descritas en la Figura 116.

Aisladores 132 kV	
<b>Tipo</b>	C-650
<b>Tensión de aislamiento asignada</b>	145 kV
<b>Tensión de servicio nominal</b>	132 kV
<b>Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz</b>	275 kV
<b>Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 <math>\mu</math>s</b>	650 kV (valor cresta)

Figura 116 - Características eléctricas de los aisladores del sistema a 132 kV de la subestación.

A continuación, se muestra una imagen de los aisladores en cuestión (ver Figura 117).

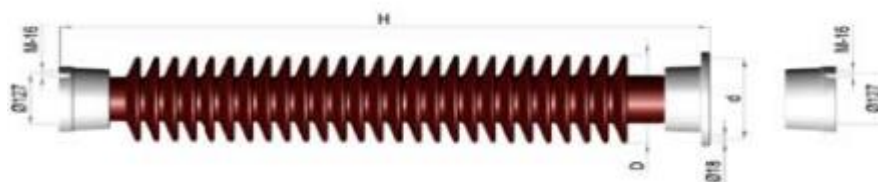


Figura 117 - Imagen de los aisladores a instalar en el sistema a 132 kV.

## 3.9 – Red de tierras

La red de tierras de la subestación estará compuesta por cuadrículas de 0,90 x 0,90 m de lado y con una extensión de ésta de 1 m por fuera de la parcela.

La tensión de paso y de contacto admisible se fija en 120 V, lo que hace que la resistencia resultante tenga un valor de 0,87 Ohm.

## 3.10 – Cuadros de control y armarios de protecciones

### 3.10.1 – Descripción general

Se preverá la instalación de un sistema de control que englobará el control local de la instalación, un registro de alarmas, un sistema de adquisición de datos y la función de telemando remoto.

### 3.10.2 – Unidades de control

El sistema de control estará integrado por los siguientes elementos:

- Unidad de Control de Subestación (UCS): Se compone de la unidad de control de la subestación y del parque eólico, una pantalla, un teclado, una unidad de control para la adquisición de los Servicios Auxiliares.

- Unidad de Control de Posición (UCP): Para las posiciones de 132 kV tendrá las funciones de control y medida y para las posiciones de 20 kV tendrá las funciones de protección, control y medida.
- Unidad de Control de Servicios Generales (UCSG): Esta unidad hará las funciones de centralizar y recoger las señales de la subestación, así como las asociadas a los cuadros de SS.AA..

Desde cada una de las UCP se podrá operar la posición a la que hace referencia y desde la UCS se podrán operar todas las posiciones.

### 3.11 – Medida

Los equipos de control de posición serán los encargados de medir las magnitudes eléctricas correspondientes en las posiciones de 132 kV, del transformador y en el sistema de 20 kV. La lectura vendrá dada de forma directa desde los transformadores de medida o a través de convertidores de dicha medida. Toda la información será recogida por el equipo de control de la subestación UCS.

En la Figura 118 se indica qué magnitudes se medirán en función de la posición.

Posición	V (kV)	I (A)	P (kW)	Q (kVAr)	E (kWh)	Er (kVArh)
Línea 132 kV	X	X	X	X		
Trafo 132 kV		X	X	X		
Trafo 20 kV		X	X	X	X	X
Línea 20 kV		X	X	X		
Barras	X					

Figura 118 - Magnitudes a medir en la subestación

### 3.12 – Servicios Auxiliares

Los servicios auxiliares que tendrá la subestación se alimentarán en corriente alterna y en corriente continua.

#### 3.12.1 – Servicios Auxiliares en Corriente Alterna (AC)

Los consumos de servicios auxiliares de la subestación se alimentarán desde un transformador 21,5/0,420-0,242 de 250 kVA de características ya detalladas en el apartado 3.4.4. Este transformador está aguas arriba del armario de distribución de servicios auxiliares de AC, en el que irán colocados las protecciones diferenciales e interruptores automáticos de las salidas en AC de la subestación.

Estos transformadores están protegidos desde el lado de Alta Tensión mediante un fusible y desde el lado de Baja Tensión mediante un interruptor automático.

### 3.12.2 – Servicios Auxiliares en Corriente Continua (DC)

Para la alimentación en DC de los consumos de la subestación se prevé la instalación de dos equipos compactos compuestos por un rectificador y una batería a 125 Vdc. Estos equipos, aunque en servicio normal alimentarán distintas cargas, están diseñados para que, en caso de avería en uno de ellos, el otro sea capaz de suplir las cargas que cuelgan del otro.

De estos equipos colgarán las barras del armario de distribución de servicios auxiliares DC.

Además, para la alimentación de los equipos de telecomunicaciones se ha previsto la instalación de otro equipo rectificador-batería a 48 Vdc y convertidores 125/48 Vdc.

## 3.13 – Protecciones

### 3.13.1 – Posición de línea de 132 kV

En la posición de línea al nivel de 20 kV se prevé la instalación de las siguientes protecciones:

- Protección de sobreintensidad en cada fase (50)
- Protección de sobreintensidad temporizada (51/51N)
- Relé de sincronismo (25)
- Relé de frecuencia, con unidad de máximo y mínimo (81)
- Relé de subtensión (27)
- Relé de sobretensión temporizado (59)
- Relé de protección de distancia (21)

### 3.13.2 – Posición del transformador

En cuanto a la posición del transformador de potencia de 50 MVA se prevé instalar:

- Protección de sobreintensidad (51/51N) (51N)
- Relé maestro de disparo y bloqueo (86) por actuación de las protecciones de transformador y diferencial.
- Relé de protección diferencial del transformador (87)
- Relé de sobreintensidad de tres fases (50 TZ) y neutro (51G) para la protección de la puesta a tierra.

### 3.13.3 – Posición de línea de 20 kV

- Relé de mínima tensión (27)
- Relé de máxima tensión monofásica temporizable (59)
- Relé de frecuencia (81)



### 3.14 – Distancias mínimas

Las distancias mínimas con las que se dotará a la instalación se detallan en el Anexo I – Cálculos, apartado 2 – Distancias mínimas.

### 3.15 – Obra civil

#### 3.15.1 – Acondicionamiento del terreno

La explanada de terreno en la que se ubicará la subestación deberá ser acondicionada a un único nivel, en concreto a la cota +1.140,0 m, mediante el desbroce de la superficie y retirada de la capa vegetal. Posteriormente se llevará a cabo la excavación y compactado en la zona hasta alcanzar la cota referida.

Con el fin de proporcionar a la maquinaria un acceso provisional para realizar dicha extracción de tierra. Además, la cota de las dependencias de los edificios se prevé 15 cm por encima de la cota de explanación debido a que será necesaria la realización de un encachado y la malla de puesta a tierra tendrá una profundidad de enterramiento de 0,60 m.

#### 3.15.2 – Acceso a la subestación y viales interiores

El acceso principal se realizará bien desde el propio parque como ya se ha señalado en el capítulo 2 o bien directamente desde la carretera nacional CV-125. Será necesaria la adecuación de un tramo de acceso de firme rígido de hormigón.

Igual que con los accesos interiores del parque, se tendrán en cuenta las pendientes y los radios de curvatura. En la Figura 119 se muestra el acceso que se prevé desde la carretera nacional.

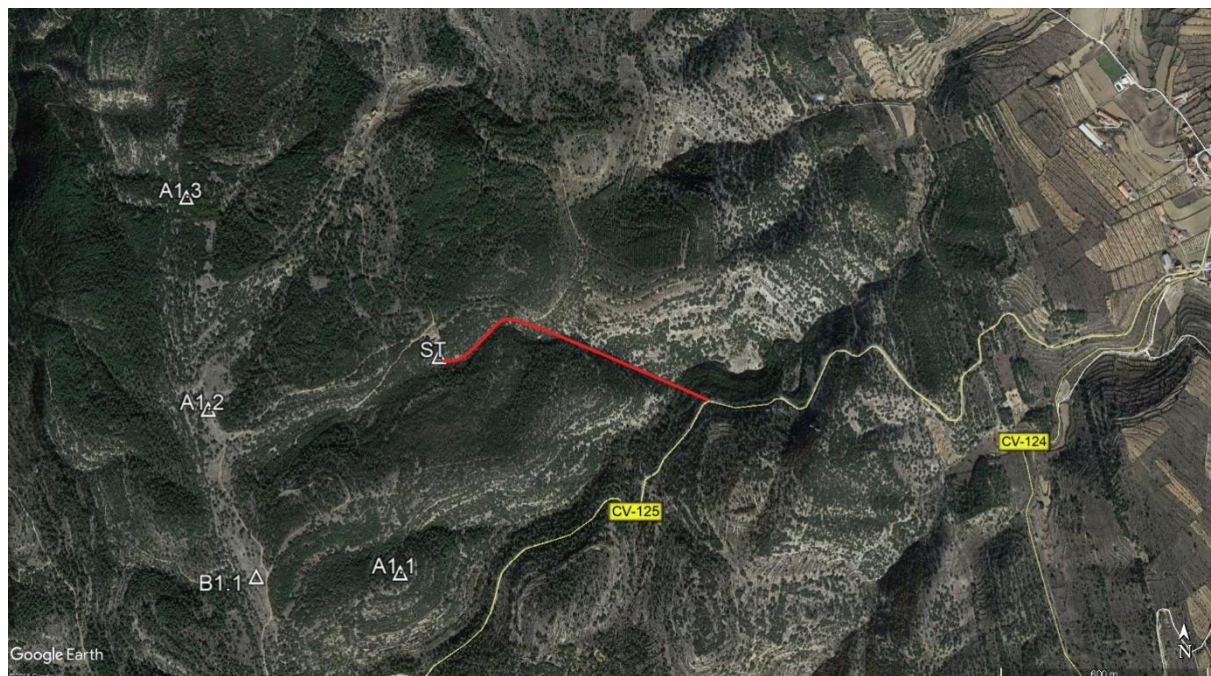


Figura 119 - Acceso a la subestación desde la carretera nacional CV-125.

Durante el diseño y ejecución del vial se tendrá en cuenta las pendientes y radios de curvatura del terreno, esenciales para permitir la correcta circulación de los transportes. Así pues, los valores de diseño son:

- Pendiente máxima: 10 %
- Radio de curvatura mínimo: 10 m

En cuanto a los viales interiores de la propia subestación y su acceso, se construirán:

Un vial principal hormigonado de anchura mínima 5 m por el que circularán los vehículos pesados hasta la bancada del transformador y el edificio.

Viales de acceso a los vehículos del mantenedor de las posiciones de la subestación, así como a los transportistas que entreguen repuestos de la máquina. Estos viales tendrán una anchura mínima de 2 metros y no será necesario que estén hormigonados, pero sí reafirmados con zahorras y cubiertos con una capa superficial de grava de 10 cm.

#### 3.14.3 – Cerramiento perimetral y puertas de acceso

En cuanto a los cerramientos que se destinan a delimitar el terreno destinado a la subestación, se instalará una malla metálica anclada a postes metálicos de 48,3 mm de diámetro, espaciados entre sí 2,5 m.

Los postes irán anclados al suelo mediante cimentaciones tipo dado de hormigón. En la parte superior de la malla se situará un alambre espinoso orientado hacia el interior de las instalaciones. En total, la altura del cerramiento será de 2,30 m sobre el terreno, lo que está de acuerdo con la altura mínima reglamentaria establecida en 2,20 m.

La puerta principal de acceso a la subestación está contemplada para la entrada y salida de los vehículos que lo requieran y estará formada por dos hojas metálicas pivotantes de un ancho total de 6 m. La entrada a personal se realizará mediante una puerta adyacente metálica de 1 m de anchura.

#### 3.15.4 – Edificios

El diseño y desarrollo proyectual de los edificios de la subestación no es objeto de este proyecto ya que por sí mismo necesita de otro proyecto específico. Sin embargo, sí se pueden enumerar los edificios que será necesario proyectar:

- Edificio de control: Se alojarán los equipos de control y comunicaciones. También se preverá la ubicación de una sala de control para los operarios del parque eólico, un despacho con espacio para dos personas y unos servicios.
- Edificio de celdas: En este edificio irán ubicadas las celdas de Media Tensión.
- Almacén: Edificio adyacente al edificio de celdas en el que alojarán los repuestos necesarios para la realización de tareas de mantenimiento de pequeño correctivo tanto en el parque eólico y la subestación elevadora.
- Caseta de residuos: Edificio, más pequeño, en el que se almacenarán los residuos que se puedan generar en la totalidad de las instalaciones hasta que una empresa debidamente autorizada y capacitada los gestione.

#### 3.15.5 – Malla de puesta a tierra

Se instalará una malla de tierras inferiores formada por cable de cobre de 95 mm<sup>2</sup> con el fin de conseguir unas tensiones de paso y de contacto admisibles según la ITC-RAT-13.

La malla de tierra irá a una cota de 0,6 m por debajo de la superficie y se extenderá 1 m por fuera del recinto vallado. La malla formará cuadrículas de 0,90 x 0,90 m y para mejorar las condiciones de puesta a tierra se utilizarán picas de 2 m de longitud si fuera necesario.

### 3.15.6 – Bancada del transformador

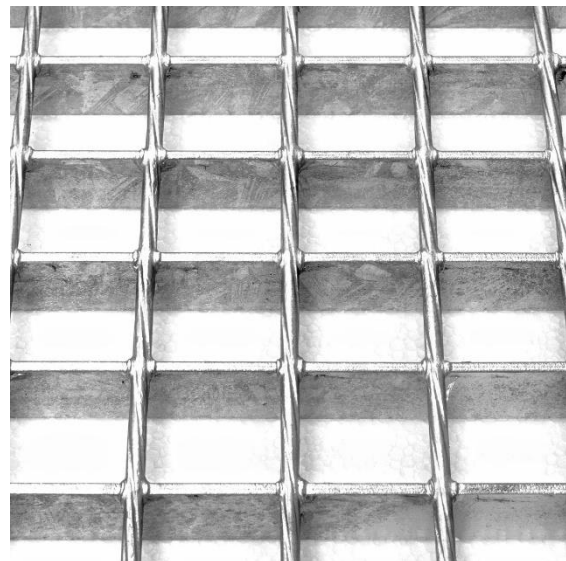
La cimentación del transformador estará formada por una bancada de hormigón compuesta por unos cimientos de apoyo y por una cubeta para la recogida del aceite del transformador en caso de derrame. El volumen de la cubeta será igual o superior al volumen de aceite existente.

La bancada tendrá sobre la cimentación de apoyo unos carriles de forma que el transformador pueda ser desplazado sobre ellas y fijado. Se facilitará el drenaje del aceite al fondo de la cubeta mediante la incorporación de dos parrillas tramex separadas entre ellas una distancia de 30 cm y la colocación de grava. Con ello se pretende eliminar el peligro de incendio por una posible combustión del aceite.

En la Figura 120 se muestran unos carriles para la colocación del transformador sobre la bancada y en la Figura 121 unas parrillas tramex típicas.



*Figura 120 - Carriles en la bancada de transformador.  
Fuente: Depositphotos*



*Figura 121 - Parrilla tramex. Fuente: Siwell*

### 3.15.7 – Canalizaciones

Las canalizaciones estarán construidas a base de zanjas registrables, zanjas bajo tubo o arquetas registrables. Por las canalizaciones se dispondrán los cables de potencia de la instalación, así como los de control, alumbrado, fuerza y comunicaciones.

Por su parte, las zanjas irán construidas con bloques de hormigón prefabricado y dispuestas sobre un terreno que admita filtraciones de agua para posteriormente evacuarla a través del sistema de drenaje. De esta forma se evita que el agua se pueda acumular en las zanjas y dañar alguna parte del cableado.

### 3.15.8 – Sistema de drenaje

El sistema de drenaje de la subestación debe ser capaz de proteger a todo el sistema y mantenerlo en las condiciones originales de diseño, captando el agua procedente de lluvias y conduciéndola al exterior del recinto.

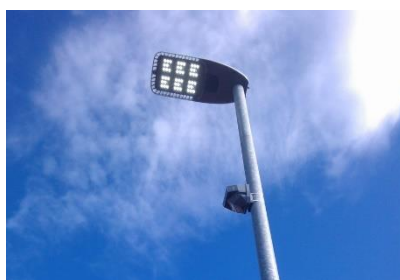
Para esta tarea, se utilizarán tuberías drenantes y arquetas que canalizarán el agua mediante un colector hasta el exterior. En todo el recorrido se preverá la instalación de pozos de registro para facilitar posibles tareas de mantenimiento.

El agua que se recoja en las instalaciones se llevará hasta un pozo drenante situado fuera de las inmediaciones.

### 3.15.9 – Alumbrado

Se prevé la instalación de alumbrado para las posiciones de la subestación debido a que durante la noche puede ser preciso manipular los sistemas eléctricos.

En cuanto al alumbrado general, se instarán farolas LED como las mostradas en la Figura 122. Este alumbrado hará la función de posicionamiento de los distintos elementos de la subestación en momentos de oscuridad.



*Figura 122 - Farolas tipo LED.*

Además, ancladas a la fachada se instalarán farolas de montaje en pared (ver Figura 123) para proporcionar mayor visibilidad a las zonas de paso y circulación de la instalación.



*Figura 123 - Farola de instalación en pared.*

Para el alumbrado de las posiciones de la subestación se hará uso de LED. Es muy importante dimensionar bien este alumbrado ya que en caso de falta o de emergencia durante la noche es el soporte principal del personal de mantenimiento y control. Los proyectores a instalar serán como los de la Figura 124.



*Figura 124 - Proyector LED.*





## Capítulo 4 – Planificación temporal

### 4.1 – Planificación del proyecto

Se ha estimado la siguiente duración de las tareas a desarrollar durante todo el proceso de investigación, diseño, tramitación y construcción del parque eólico (ver Figura 125).

	TAREA	FECHA INICIO aproximada	FECHA FIN aproximada	DURACION (días)
ANÁLISIS INICIAL	Búsqueda de emplazamientos	1/9/2019	1/3/2020	180
	Estudio de las zonas	1/9/2019	1/3/2021	550
	Estudio previo de viabilidad del proyecto	1/3/2020	1/3/2021	365
	Presupuesto inicial	1/3/2021	1/4/2021	30
	Planificación del proyecto	1/3/2021	1/5/2021	60
	Elección final del emplazamiento	1/5/2021	1/5/2021	1
INGENIERÍA	Elección del aerogenerador	1/5/2021	1/9/2021	120
	Dimensionado del parque	1/5/2021	1/2/2022	270
	Simulación del proyecto	1/2/2022	15/2/2022	15
	Diseño de la infraestructura física	15/2/2022	15/11/2022	270
	Diseño de la infraestructura eléctrica	15/2/2022	15/5/2022	90
	Presupuesto final	15/5/2022	1/6/2022	15
GESTIÓN	Contacto con los suministradores	1/6/2022	1/8/2022	60
	Gestión de alquiler de terrenos	1/8/2022	15/8/2022	15
	Contratación de personal	1/8/2022	1/10/2022	60
	Obtención de permisos	1/8/2022	1/8/2023	365
CONSTRUCCIÓN	Movimiento de tierras y desbroce	1/8/2023	10/9/2023	40
	Construcción de viales	10/9/2023	10/12/2023	90
	Construcción de zanjas y drenajes	10/12/2023	10/2/2024	60
	Construcción de las cimentaciones	10/12/2023	10/3/2023	90
	Instalación de la red de media tensión	10/3/2023	1/4/2024	20
	Montaje de los aerogeneradores	1/4/2024	1/10/2024	180
	Instalación eléctrica de los aerogeneradores	1/10/2024	1/12/2024	60



Diseño de un parque eólico de 48,3 MW y de su infraestructura de evacuación eléctrica en  
Cinctorres (Castelló)

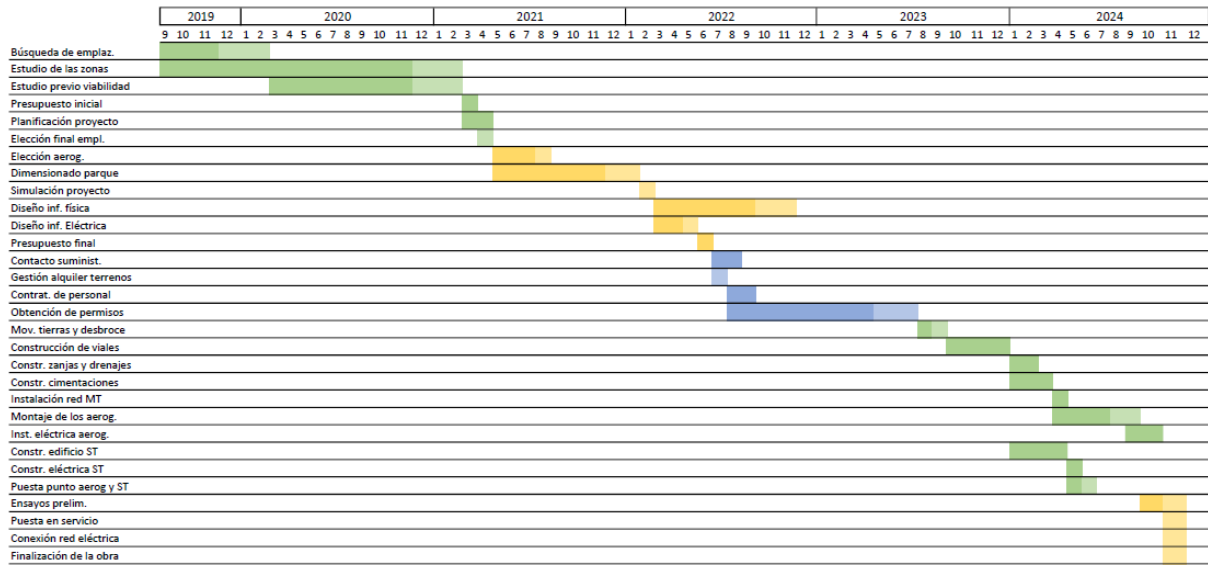
---

	Construcción del edificio de la subestación	10/12/2023	10/4/2024	120
	Construcción eléctrica de la subestación	10/4/2024	10/5/2024	30
FINALIZACIÓN	Puesta a punto de los aerogeneradores y la subestación	10/5/2024	10/7/2024	60
	Ensayos preliminares	10/7/2024	10/9/2024	60
	Puesta en servicio	10/9/2024	15/9/2024	7
	Conexión a la red eléctrica nacional	15/9/2024	15/10/2024	30
	Finalización de la obra	15/10/2024	17/10/2024	2

*Figura 125 - Duración estimada de las diferentes fases del proyecto.*

## 4.2 – Diagrama de Gantt

Ver Anexo III – Diagrama de Gantt.





## Capítulo 5 – Viabilidad económica

### 5.1 – Inversión en bienes de capital CAPEX

Los gastos CAPEX se encuentran expuestos, detallados y cuantificados en el ‘Documento 3 – Presupuesto’.

En resumen, la cantidad de capital destinada al proyecto empresarial asciende a la suma de 61.412.712,38€ (SESENTA Y UN MILLONES CUATROCIENTOS DOCE MIL SETECIENTOS DOCE EUROS CON TREINTA Y OCHO CÉNTIMOS DE EURO).

Los gastos se dividen de la siguiente manera (ver Figura 126):

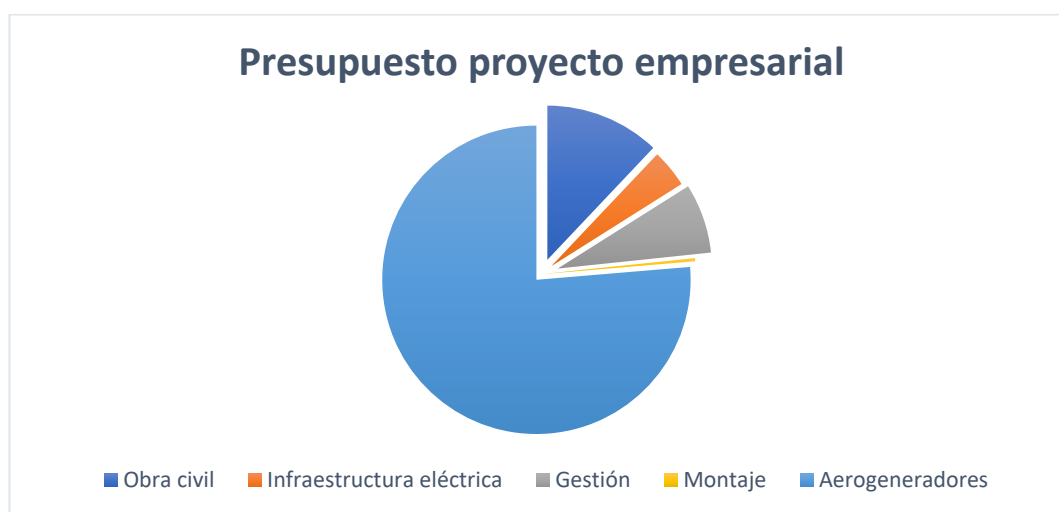


Figura 126 - Distribución del gasto en el PEM.

### 5.2 – Financiación

Se prevé la financiación del 80% del proyecto empresarial mediante un préstamo. Se van a estudiar diferentes posibilidades de financiación del proyecto, siendo éstas las mostradas en la Figura 127. Los tipos de interés se han obtenido en referencia a lo que ofrece el Instituto de Crédito Oficial para empresas y emprendedores:

	Financiación 1	Financiación 2
<b>Plazo</b>	10 años	15 años
<b>Interés fijo</b>	4,844 %	5,089 %
<b>Carencia</b>	1 año	1 año
<b>Periodicidad</b>	Anual	Anual
<b>Cuota</b>	6.314.469,88 €	4.761.830,35 €
<b>Interés total</b>	14.014.528,90 €	22.297.285,35 €

Figura 127 - Posibilidades de financiación.

### 5.3 – Gastos de operación OPEX

Se estima que la vida útil de un parque eólico es de 25 años, por lo que se van a tener en cuenta los gastos que se puedan derivar en todo este periodo.

#### 5.3.1 – Mantenimiento de los aerogeneradores

En primer lugar, es preciso definir el modelo de mantenimiento que se pretende adoptar. Existen varios tipos dependiendo de la responsabilidad que asuma el mantenedor:

- 1 – Apoyo: El mantenedor apoya en campañas de mantenimiento específicas mediante técnicos especializados.
- 2 – Mantenimiento preventivo: El mantenedor se ocupa del mantenimiento planificado con antelación.
- 3 – Mantenimiento preventivo y pequeño correctivo: El mantenedor lleva a cabo el mantenimiento planificado, así como aquel que ha sido causado por avería de algún componente no crítico, es decir, que no provoca la parada de la máquina ni supone un riesgo para la seguridad.
- 4 – Diseño a medida: El mantenedor y el propietario acuerdan bajo qué circunstancias exactas se deben prestar los servicios.
- 5 – Full service: El mantenedor es el encargado del mantenimiento preventivo, del pequeño correctivo y del gran correctivo. Los gastos asociados al mantenimiento también los asume el mantenedor, cargándolos de la forma oportuna al propietario.

En este proyecto se opta por un modelo de apoyo, siendo el propietario el responsable de buscar suministradores, gestionar el personal y llevar a cabo las principales tareas.

El precio total del mantenimiento anual se considera nulo durante los 2 primeros años y posteriormente se toma el valor de 8 €/MWh año para el tercer año, juntamente con un aumento del 2% anual debido al envejecimiento de las máquinas.

Así pues, si la energía anual producida se estima en 158,84 GWh, el coste base del mantenimiento de los aerogeneradores se sitúa en un valor de 1.270.720,00 € y se espera que varía de forma lineal según la Figura 128.

Año servicio	Coste mantenimiento aerogeneradores
0	- €
1	- €
2	- €
3	1.270.720,00 €
4	1.296.134,40 €
5	1.322.057,09 €

<b>6</b>	1.348.498,23 €
<b>7</b>	1.375.468,19 €
<b>8</b>	1.402.977,56 €
<b>9</b>	1.431.037,11 €
<b>10</b>	1.459.657,85 €
<b>11</b>	1.488.851,01 €
<b>12</b>	1.518.628,03 €
<b>13</b>	1.549.000,59 €
<b>14</b>	1.579.980,60 €
<b>15</b>	1.611.580,21 €
<b>16</b>	1.643.811,82 €
<b>17</b>	1.676.688,05 €
<b>18</b>	1.710.221,81 €
<b>19</b>	1.744.426,25 €
<b>20</b>	1.779.314,78 €
<b>21</b>	1.814.901,07 €
<b>22</b>	1.851.199,09 €
<b>23</b>	1.888.223,08 €
<b>24</b>	1.925.987,54 €
<b>25</b>	1.964.507,29 €

Figura 128 - Gastos de mantenimiento durante la vida útil de la instalación.

### 5.3.2 – Mantenimiento de la subestación

En cuanto al mantenimiento de la infraestructura eléctrica, se estima en 50.000€ anuales a partir del primer año de funcionamiento. Estos gastos incluyen todas las maniobras en Alta Tensión que se deban realizar en la subestación y en el parque, la activación de retén, la mano de obra de la reparación de averías, así como los repuestos necesarios.

### 5.3.3 – Mantenimiento de los accesos

El coste del mantenimiento de los accesos tanto a los viales interiores del parque eólico como a las propias instalaciones desde la carretera nacional CV-125 se ha estimado en 30.000€ anuales.

### 5.3.4 – Costes ambientales

Los costes ambientales considerados en este proyecto son variados y entre todos ascienden al valor estimado de 80.000€ anuales. Entre ellos se encuentran el cuidado y seguimiento de la fauna de la zona, tanto aérea como terrestre, el control de ruidos de los

aerogeneradores especialmente durante la noche, el control de la calidad de agua y la gestión de los residuos generados (principalmente aceites procedentes de multiplicadoras o G.H.).

#### 5.3.5 – Aseguración

La instalación contará con uno o varios seguros de precio estimado en 184.238,14€ anuales. La póliza contratada incluiría entre otros la responsabilidad civil, el robo y el paro de máquina por avería aguas arriba de la instalación.

#### 5.3.6 – Impuesto de Bienes Inmuebles de Características Especiales

Se ha estimado que el IBI tendrá un valor aproximado de 1.000€/MW anual, y que solamente se pagará a partir de la puesta en servicio de la instalación.

#### 5.3.7 – Gasto en personal

Se considera un gasto en personal operador de 50.000€ anuales a partir de la puesta en servicio de la instalación. Este valor correspondería al sueldo que se estima pagar a dos personas.

#### 5.3.8 – Total OPEX

En total, los gastos OPEX ascienden año a año a:

Año	Total OPEX	Año	Total OPEX
-5	- €	11	1.931.389,15 €
-4	- €	12	1.961.166,17 €
-3	- €	13	1.991.538,73 €
-2	- €	14	2.022.518,74 €
-1	- €	15	2.054.118,35 €
1	442.538,14 €	16	2.086.349,95 €
2	442.538,14 €	17	2.119.226,19 €
3	1.713.258,14 €	18	2.152.759,95 €
4	1.738.672,54 €	19	2.186.964,39 €
5	1.764.595,23 €	20	2.221.852,91 €
6	1.791.036,37 €	21	2.257.439,21 €
7	1.818.006,33 €	22	2.293.737,23 €
8	1.845.515,70 €	23	2.330.761,21 €
9	1.873.575,25 €	24	2.368.525,67 €
10	1.902.195,99 €	25	2.407.045,42 €

Figura 129 - Gastos de operación y mantenimiento durante la vida útil del parque.

## 5.4 – Ingresos

Se considerarán como ingresos únicamente los procedentes del préstamo financiero durante el año de construcción principal y los procedentes de la venta de electricidad según la energía calculada en el apartado 2.10.

Para la determinación del precio de la electricidad se ha utilizado la media aritmética del precio diario final de los últimos diez años.

Se ha considerado que el precio disminuirá una tasa del 2% por cada año. Esto es debido a que una posible incorporación de más energías renovables al sistema eléctrico podría bajar el precio. Por el contrario, también es un hecho de que la demanda energética en general es creciente, lo que podría hacer subir los precios. Por lo tanto, considerar un precio decreciente es ser conservativos en los cálculos, lo que sin duda da más seguridad al negocio.

En la Figura 130 se muestra año a año el precio de venta estimado y los ingresos a percibir.

Año	Precio energía venta (€/MWh)	Ingresos electricidad
-5	- €	- €
-4	- €	- €
-3	- €	- €
-2	- €	- €
-1	- €	- €
1	46,97 €	7.460.714,80 €
2	46,50 €	7.386.107,65 €
3	46,04 €	7.312.246,58 €
4	45,57 €	7.239.124,11 €
5	45,12 €	7.166.732,87 €
6	44,67 €	7.095.065,54 €
7	44,22 €	7.024.114,88 €
8	43,78 €	6.953.873,74 €
9	43,34 €	6.884.335,00 €
10	42,91 €	6.815.491,65 €
11	42,48 €	6.747.336,73 €
12	42,05 €	6.679.863,36 €
13	41,63 €	6.613.064,73 €
14	41,22 €	6.546.934,08 €
15	40,80 €	6.481.464,74 €



<b>16</b>	40,40 €	6.416.650,10 €
<b>17</b>	39,99 €	6.352.483,59 €
<b>18</b>	39,59 €	6.288.958,76 €
<b>19</b>	39,20 €	6.226.069,17 €
<b>20</b>	38,81 €	6.163.808,48 €
<b>21</b>	38,42 €	6.102.170,39 €
<b>22</b>	38,03 €	6.041.148,69 €
<b>23</b>	37,65 €	5.980.737,20 €
<b>24</b>	37,28 €	5.920.929,83 €
<b>25</b>	36,90 €	5.861.720,53 €

*Figura 130 - Ingresos durante la vida útil del parque.*

## 5.5 – Flujos de caja

Para el cálculo de los flujos de caja se han restado los gastos a los ingresos. Los ingresos son los que se describen en el apartado anterior. Los gastos corresponden a los gastos de construcción durante los primeros años, a la cuota del préstamo, a los gastos de operación y al pago de impuestos, que solamente se pagarán si el flujo de caja es positivo, ascendiendo su valor a un 21% de los beneficios.

La tasa de descuento del dinero, es decir, la inflación, se ha considerado en un 1,23%, según datos de Inflation.eu.

En la Figura 131 y Figura 132 se muestran los flujos de caja para los 25 años de vida útil, para la Financiación 1.

En la Figura 133 y Figura 134 se muestran los flujos de caja para los 25 años de vida útil, para la Financiación 2.

FINANCIACIÓN 1				
Año	Total ingresos (electricidad + préstamo)	Total gestos (construcción + OPEX + anualidad)	Flujo caja (antes de impuestos)	Impuestos (21%)
-5	- €	142.308,54 €	- 142.308,54 €	- €
-4	- €	142.308,54 €	- 142.308,54 €	- €
-3	- €	3.920.060,28 €	- 3.920.060,28 €	- €
-2	49.130.169,90 €	40.045.624,51 €	9.084.545,39 €	- €
-1	- €	17.162.410,50 €	- 17.162.410,50 €	- €
1	7.460.714,80 €	6.757.008,02 €	703.706,78 €	147.778,42 €
2	7.386.107,65 €	6.757.008,02 €	629.099,63 €	132.110,92 €
3	7.312.246,58 €	8.027.728,02 €	- 715.481,44 €	- €
4	7.239.124,11 €	8.053.142,42 €	- 814.018,31 €	- €
5	7.166.732,87 €	8.079.065,11 €	- 912.332,24 €	- €
6	7.095.065,54 €	8.105.506,25 €	- 1.010.440,71 €	- €
7	7.024.114,88 €	8.132.476,21 €	- 1.108.361,33 €	- €
8	6.953.873,74 €	8.159.985,58 €	- 1.206.111,84 €	- €
9	6.884.335,00 €	8.188.045,13 €	- 1.303.710,13 €	- €
10	6.815.491,65 €	8.216.665,87 €	- 1.401.174,22 €	- €
11	6.747.336,73 €	1.931.389,15 €	4.815.947,59 €	1.011.348,99 €
12	6.679.863,36 €	1.961.166,17 €	4.718.697,20 €	990.926,41 €
13	6.613.064,73 €	1.991.538,73 €	4.621.526,00 €	970.520,46 €
14	6.546.934,08 €	2.022.518,74 €	4.524.415,35 €	950.127,22 €
15	6.481.464,74 €	2.054.118,35 €	4.427.346,39 €	929.742,74 €
16	6.416.650,10 €	2.086.349,95 €	4.330.300,14 €	909.363,03 €
17	6.352.483,59 €	2.119.226,19 €	4.233.257,40 €	888.984,05 €
18	6.288.958,76 €	2.152.759,95 €	4.136.198,81 €	868.601,75 €
19	6.226.069,17 €	2.186.964,39 €	4.039.104,78 €	848.212,00 €
20	6.163.808,48 €	2.221.852,91 €	3.941.955,57 €	827.810,67 €
21	6.102.170,39 €	2.257.439,21 €	3.844.731,19 €	807.393,55 €
22	6.041.148,69 €	2.293.737,23 €	3.747.411,46 €	786.956,41 €
23	5.980.737,20 €	2.330.761,21 €	3.649.975,99 €	766.494,96 €
24	5.920.929,83 €	2.368.525,67 €	3.552.404,16 €	746.004,87 €
25	5.861.720,53 €	2.407.045,42 €	3.454.675,11 €	725.481,77 €

Figura 131 - Flujo de caja durante la vida útil del parque con la Financiación 1(I).

FINANCIACIÓN 1			
Año	Flujo caja total (después impuestos)	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja acumulado actual
-5	- 142.308,54 €	- 142.308,54 €	-142.308,54 €
-4	- 142.308,54 €	- 284.617,09 €	-282.887,95 €
-3	- 3.920.060,28 €	- 4.204.677,37 €	-4.108.265,21 €
-2	9.084.545,39 €	4.879.868,03 €	4.649.140,87 €
-1	- 17.162.410,50 €	- 12.282.542,48 €	-11.694.218,78 €
1	555.928,36 €	- 11.726.614,12 €	-11.171.253,76 €
2	496.988,71 €	- 11.229.625,41 €	-10.709.414,23 €
3	- 715.481,44 €	- 11.945.106,85 €	-11.366.215,09 €
4	- 814.018,31 €	- 12.759.125,15 €	-12.104.391,70 €
5	- 912.332,24 €	- 13.671.457,39 €	-12.921.669,85 €
6	- 1.010.440,71 €	- 14.681.898,10 €	-13.815.836,50 €
7	- 1.108.361,33 €	- 15.790.259,42 €	-14.784.738,30 €
8	- 1.206.111,84 €	- 16.996.371,26 €	-15.826.280,18 €
9	- 1.303.710,13 €	- 18.300.081,39 €	-16.938.424,02 €
10	- 1.401.174,22 €	- 19.701.255,61 €	-18.119.187,26 €
11	3.804.598,59 €	- 15.896.657,02 €	-14.952.025,17 €
12	3.727.770,79 €	- 12.168.886,23 €	-11.886.524,53 €
13	3.651.005,54 €	- 8.517.880,69 €	-8.920.631,62 €
14	3.574.288,12 €	- 4.943.592,57 €	-6.052.340,06 €
15	3.497.603,65 €	- 1.445.988,92 €	-3.279.689,79 €
16	3.420.937,11 €	1.974.948,19 €	-600.766,04 €
17	3.344.273,35 €	5.319.221,54 €	1.986.301,67 €
18	3.267.597,06 €	8.586.818,60 €	4.483.340,44 €
19	3.190.892,78 €	11.777.711,38 €	6.892.135,01 €
20	3.114.144,90 €	14.891.856,28 €	9.214.428,65 €
21	3.037.337,64 €	17.929.193,91 €	11.451.924,05 €
22	2.960.455,05 €	20.889.648,97 €	13.606.284,23 €
23	2.883.481,03 €	23.773.130,00 €	15.679.133,40 €
24	2.806.399,28 €	26.579.529,28 €	17.672.057,82 €
25	2.729.193,34 €	29.308.722,62 €	19.586.606,59 €

Figura 132 - Flujo de caja durante la vida útil del parque con la Financiación 1(II).

FINANCIACIÓN 2				
Año	Total ingresos (electricidad + préstamo)	Total gastos (construcción + OPEX + anualidad)	Flujo caja (antes de impuestos)	Impuestos (21%)
-5	- €	142.308,54 €	- 142.308,54 €	- €
-4	- €	142.308,54 €	- 142.308,54 €	- €
-3	- €	3.920.060,28 €	- 3.920.060,28 €	- €
-2	49.130.169,90 €	40.045.624,51 €	9.084.545,39 €	- €
-1	- €	17.162.410,50 €	- 17.162.410,50 €	- €
1	7.460.714,80 €	5.204.368,49 €	2.256.346,31 €	473.832,73 €
2	7.386.107,65 €	5.204.368,49 €	2.181.739,16 €	458.165,22 €
3	7.312.246,58 €	6.475.088,49 €	837.158,09 €	175.803,20 €
4	7.239.124,11 €	6.500.502,89 €	738.621,22 €	155.110,46 €
5	7.166.732,87 €	6.526.425,58 €	640.307,29 €	134.464,53 €
6	7.095.065,54 €	6.552.866,72 €	542.198,82 €	113.861,75 €
7	7.024.114,88 €	6.579.836,68 €	444.278,20 €	93.298,42 €
8	6.953.873,74 €	6.607.346,05 €	346.527,69 €	72.770,81 €
9	6.884.335,00 €	6.635.405,60 €	248.929,40 €	52.275,17 €
10	6.815.491,65 €	6.664.026,34 €	151.465,31 €	31.807,72 €
11	6.747.336,73 €	6.693.219,50 €	54.117,24 €	11.364,62 €
12	6.679.863,36 €	6.722.996,52 €	- 43.133,15 €	- €
13	6.613.064,73 €	6.753.369,08 €	- 140.304,35 €	- €
14	6.546.934,08 €	6.784.349,09 €	- 237.415,00 €	- €
15	6.481.464,74 €	6.815.948,70 €	- 334.483,96 €	- €
16	6.416.650,10 €	2.086.349,95 €	4.330.300,14 €	909.363,03 €
17	6.352.483,59 €	2.119.226,19 €	4.233.257,40 €	888.984,05 €
18	6.288.958,76 €	2.152.759,95 €	4.136.198,81 €	868.601,75 €
19	6.226.069,17 €	2.186.964,39 €	4.039.104,78 €	848.212,00 €
20	6.163.808,48 €	2.221.852,91 €	3.941.955,57 €	827.810,67 €
21	6.102.170,39 €	2.257.439,21 €	3.844.731,19 €	807.393,55 €
22	6.041.148,69 €	2.293.737,23 €	3.747.411,46 €	786.956,41 €
23	5.980.737,20 €	2.330.761,21 €	3.649.975,99 €	766.494,96 €
24	5.920.929,83 €	2.368.525,67 €	3.552.404,16 €	746.004,87 €
25	5.861.720,53 €	2.407.045,42 €	3.454.675,11 €	725.481,77 €

Figura 133 - Flujo de caja durante la vida útil del parque con la Financiación 2 (I).

FINANCIACIÓN 2			
Año	Flujo caja total (después impuestos)	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja acumulado actual
-5	- 142.308,54 €	- 142.308,54 €	-142.308,54 €
-4	- 142.308,54 €	- 284.617,09 €	-282.887,95 €
-3	- 3.920.060,28 €	- 4.204.677,37 €	-4.108.265,21 €
-2	9.084.545,39 €	4.879.868,03 €	4.649.140,87 €
-1	- 17.162.410,50 €	- 12.282.542,48 €	-11.694.218,78 €
1	1.782.513,59 €	- 10.500.028,89 €	-10.017.397,93 €
2	1.723.573,94 €	- 8.776.454,95 €	-8.415.722,56 €
3	661.354,89 €	- 8.115.100,06 €	-7.808.609,03 €
4	583.510,77 €	- 7.531.589,29 €	-7.279.463,69 €
5	505.842,76 €	- 7.025.746,53 €	-6.826.323,68 €
6	428.337,07 €	- 6.597.409,46 €	-6.447.276,48 €
7	350.979,78 €	- 6.246.429,68 €	-6.140.458,72 €
8	273.756,88 €	- 5.972.672,80 €	-5.904.055,06 €
9	196.654,23 €	- 5.776.018,58 €	-5.736.297,07 €
10	119.657,59 €	- 5.656.360,98 €	-5.635.462,15 €
11	42.752,62 €	- 5.613.608,37 €	-5.599.872,47 €
12	- 43.133,15 €	- 5.656.741,52 €	-5.635.342,64 €
13	- 140.304,35 €	- 5.797.045,86 €	-5.749.318,83 €
14	- 237.415,00 €	- 6.034.460,87 €	-5.939.839,41 €
15	- 334.483,96 €	- 6.368.944,82 €	-6.204.994,39 €
16	3.420.937,11 €	- 2.948.007,71 €	-3.526.070,64 €
17	3.344.273,35 €	396.265,64 €	-939.002,93 €
18	3.267.597,06 €	3.663.862,69 €	1.558.035,84 €
19	3.190.892,78 €	6.854.755,47 €	3.966.830,41 €
20	3.114.144,90 €	9.968.900,37 €	6.289.124,05 €
21	3.037.337,64 €	13.006.238,00 €	8.526.619,45 €
22	2.960.455,05 €	15.966.693,06 €	10.680.979,63 €
23	2.883.481,03 €	18.850.174,09 €	12.753.828,80 €
24	2.806.399,28 €	21.656.573,38 €	14.746.753,22 €
25	2.729.193,34 €	24.385.766,71 €	16.661.301,99 €

Figura 134 - Flujo de caja durante la vida útil del parque con la Financiación 2 (II).

## 5.6 – Resultados

En la Figura 135 se muestra un resumen de los resultados económicos más relevantes utilizados para considerar o no una inversión.

	Financiación 1	Financiación 2
<b>Periodo de retorno (PBP):</b>	15,42 años	16,88 años
<b>Periodo de rentabilidad (BET):</b>	16,23 años	17,37 años
<b>Retorno de la inversión (ROI):</b>	47,7 %	39,7%
<b>Índice de aprovechamiento (PI):</b>	31,9 %	27,1%
<b>Valor actualizado neto (NPV):</b>	19.586.606,59 €	16.661.301,99 €

*Figura 135 - Resultados del análisis económico.*

Como se puede apreciar, la Financiación 1 es mucho más favorable al caso de negocio que la Financiación 2 por diversas razones:

- Se recupera antes la inversión, tanto en valor absoluto como en valor actualizado.
- Se recupera un mayor porcentaje de la inversión
- Al final de la vida útil, se han obtenido más beneficios.
- Se pagan aproximadamente 8 Millones de Euros menos de intereses bancarios.

**Por tanto, se opta por el préstamo a 10 años con 1 año de carencia, al tipo de interés fijo del 4,844 %.**



## Bibliografía

[1] Acciona. (2017, 16 noviembre). ¿Qué beneficios tiene la energía eólica? Recuperado de <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-eolica/>

[2] AEE - Asociación Empresarial Eólica. (s.f.). Energía Eólica en la Comunidad Valenciana. Recuperado de <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana/mapa-eolico/comunidad-valenciana>

[3] Ajuntament de Cinto Torres. (s.f.). Ajuntament de Cinto Torres. Recuperado de <http://www.cintotorres.es/>

[4] Bronmetal. (s.f.). Catálogo embarrados. Recuperado de [https://www.bronmetal.com/datos/productos\\_pdf/archivo225/subestaciones-electricas-tubo-al-bronmetal.pdf](https://www.bronmetal.com/datos/productos_pdf/archivo225/subestaciones-electricas-tubo-al-bronmetal.pdf)

[5] Cervi. (s.f.). Principales características de la fibra Óptica | Cables eÓctricos Cervi. Recuperado de <https://www.cervi.es/ES/8-faqs/347-principales-caracteristicas-de-la-fibra-optica.html>

[6] Colaboradores de Wikipedia. (2019, 22 mayo). Municipio de la provincia de Castellón, España. Recuperado de <https://es.wikipedia.org/wiki/Cintotorres>

[1] Dehn-usa. (s.f.). Lightning protection for wind turbines. Recuperado de [https://www.dehn-usa.com/sites/default/files/uploads/dehn/pdf/white-papers/ab-juli15/wp016-e-wind\\_turbines.pdf](https://www.dehn-usa.com/sites/default/files/uploads/dehn/pdf/white-papers/ab-juli15/wp016-e-wind_turbines.pdf)

[7] DNVGL. (s.f.). Valores P90, P50 y P10. Recuperado de <https://blogs.dnvgl.com/software/2016/12/p10-p50-and-p90/>

[1] E-Ducativa Catedu. (s.f.). Componentes de un aerogenerador. Recuperado de [http://e-educativa.catedu.es/44700165/aula/archivos/repositorio/1000/1088/html/21\\_componentes\\_de\\_un\\_aerogenerador.html](http://e-educativa.catedu.es/44700165/aula/archivos/repositorio/1000/1088/html/21_componentes_de_un_aerogenerador.html)

[8] EcuRed. (s.f.). Relé de Buchholz. Recuperado de [https://www.ecured.cu/Rel%C3%A9\\_de\\_Buchholz](https://www.ecured.cu/Rel%C3%A9_de_Buchholz)

[9] Edurcal. (s.f.). PROCESOS DE UN PARQUE EÓLICO. Recuperado de <http://www.adurcal.com/enlaces/mancomunidad/viabilidad/57.htm>

[10] Ekidom. (2013, 9 diciembre). Historia de la energía eólica. Recuperado de <http://www.ekidom.com/historia-de-la-energia-eolica>

[11] Eninter. (2016, 28 noviembre). ¿Cuál es el consumo eléctrico de un ascensor? Recuperado de <https://www.eninter.com/blog/cuanto-gasta-un-ascensor/>

[12] Epec. (s.f.). Código numérico para esquemas eléctricos. Recuperado de <https://www.epec.com.ar/docs/educativo/normasT/ET30.PDF>

[13] Global Wind Atlas. (s.f.). Global Wind Atlas. Recuperado de <https://globalwindatlas.info/>

[14] Globecore. (2019, 5 marzo). Relé Buchholz: principio de funcionamiento. Recuperado de <https://globecore.com/es/buchholz-relay-found-only-on-transformers-with.html>



- [15] Grupo VISION. (2017, 12 diciembre). Módulo Híbrido. Recuperado de <http://www.grupovision.com.br/produtos/modulo-hibrido/>
- [16] Iberdrola Distribución Eléctrica, IDE. (s.f.). Componentes de la red de Alta Tensión. Recuperado de <https://www.iberdroladistribucion.es/distribucion/distribucion-energia/componentes-red>
- [17] IDAE. (s.f.). Atlas eólico. Recuperado de [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_11227\\_e4\\_atlas\\_eolico\\_A\\_9b90ff10.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e4_atlas_eolico_A_9b90ff10.pdf)
- [18] Ideas Medioambientales. (s.f.). Distancias entre aerogeneradores. Recuperado de <https://ideasmedioambientales.com/distancias-entre-aerogeneradores/>
- [19] Ingesco. (2019, 7 febrero). Parques eólicos. Recuperado de <https://www.ingesco.com/es/soluciones/proteccion/parques-eolicos>
- [20] Ingeteam. (s.f.). Catálogo Ingeteam. Recuperado de <https://www.ingeteam.com/Download/1972/attachment/ingeteam-catalogo-sept2015.pdf.aspx>
- [21] Instituto de Crédito Oficial. (s.f.). Prestamos y Financiación para autónomos y empresas - ICO. Recuperado de <https://www.ico.es/web/ico/ico-empresas-y-emprendedores/-/lineasICO/view?tab=tipolInteres>
- [22] Instituto Nacional de Estadística. (s.f.). INE Cincorres. Recuperado de <http://www.ine.es/jaxiT3/Tabla.htm?t=2865>
- [23] Maraver. (s.f.). Instalaciones de distribución en Alta Tensión. Recuperado de <https://maraver.jimdo.com/instalaciones-de-distribucion/alta-tension/>
- [24] Matrikonopc. (s.f.). Drivers Vestas Wind Turbines. Recuperado de <https://www.matrikonopc.com/opc-drivers/opc-vestas/base-driver-details.aspx>
- [25] MESA. (s.f.). Celdas de Media Tensión MESA. Recuperado de <http://www.mesa.es/productos/pdf/DVCAS%20MESA%20-%20330%20-%200413.pdf>
- [26] Ministerio de Ciencia y Tecnología. (s.f.). Reglamento electrotécnico de Baja Tensión. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2002-18099>
- [27] PortalCiencia. (s.f.). PortalCiencia. Viento: Origen y clasificación. Recuperado de <http://www.portalciencia.net/meteovie.html>
- [28] Prysmian. (s.f.). Cable Media Tensión Prysmian. Recuperado de [https://es.prysmiangroup.com/sites/default/files/business\\_markets/markets/downloads/datasheets/\\_PRY-AI%20Eprotenax%20H%20Compact.pdf](https://es.prysmiangroup.com/sites/default/files/business_markets/markets/downloads/datasheets/_PRY-AI%20Eprotenax%20H%20Compact.pdf)
- [29] Red Eléctrica de España. (s.f.). Procedimientos de Operación. Recuperado de <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/procedimientos-de-operacion>
- [30] REN 21. (s.f.). REN 21 Report 2018. Recuperado de [http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652\\_GSR2018\\_FullReport\\_web\\_final\\_.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_final_.pdf)

- [31] Sector Electricidad. (s.f.). Transformadores tipo seco. Recuperado de <http://www.sectorelectricidad.com/9849/transformador-tipo-seco-un-transformador-de-rendimiento-probado/>
- [32] Solargis. (s.f.). Cálculo del valor P90. Recuperado de <https://solargis.com/es/blog/best-practices/how-to-calculate-p90-or-other-pxx-pv-energy-yield-estimates>
- [33] TMC. (s.f.). Reactancias de Puesta a Tierra. Recuperado de <https://www.tmc.com.au/es/reactancias-de-puesta-a-tierra/>
- [34] Twenergy. (s.f.). Desventajas de la energía eólica. Recuperado de <https://twenergy.com/a/desventajas-de-la-energia-eolica-477>
- [35] UCLM. (s.f.). Energía eólica. Recuperado de [https://previa.uclm.es/profesorado/ajbarbero/FAA/EEOLICA\\_Febrero2012\\_G9.pdf](https://previa.uclm.es/profesorado/ajbarbero/FAA/EEOLICA_Febrero2012_G9.pdf)
- [36] UNE. (s.f.). GUIA SOBRE LA APLICACION DE LOS LIMITES DE TEMPERATURA DE CORTOCIRCUITO DE LOS CABLES ELECTRICOS DE TENSION NOMINAL NO SUPERIOR A 0,6/1 KV. Recuperado de <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0017804>
- [37] UPC. (2019, 7 febrero). Revision of the Standard IEC 61400-24: Lightning Protection of Wind Turbines. Recuperado de <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/126546/2018+Revision+.pdf>
- [38] Vestas. (s.f.). Windpark Ferrum Specificaties. Recuperado de [http://www.windparkferrum.nl/files/dec2016/Bijlage\\_2-2\\_Specificaties\\_Turbines\\_2.pdf](http://www.windparkferrum.nl/files/dec2016/Bijlage_2-2_Specificaties_Turbines_2.pdf)
- [39] Wind Turbine Models. (s.f.). V136-3.45 MW Specs. Recuperado de <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/1282-vestas-v136-3.45>
- [40] Rodriguez Amenedo, J.L., Burgos Diaz, J.C., Arnalte Gomez, S., (2003). *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*. Madrid, España: Rueda



## Anexo I – Cálculos

### I.1 – Producción energética anual

#### I.1.1 – Valor P50

Para la obtención del valor P50 se han utilizado los datos descargados de la herramienta Global Wind Atlas. La plataforma ofrece datos de los valores de los parámetros de Weibull A y k para cada una de las orientaciones, habiendo un total de 12 orientaciones distanciadas entre ellas 30°.

Además, se muestra una rosa de los vientos que indica el tiempo porcentual que el viento sopla en una dirección determinada y sus correspondientes A y k.

Dirección	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
<b>Weibull A</b>	5,280	3,130	2,440	3,650	5,620	7,010	8,310	7,890	7,520	9,820	11,800	11,480
<b>Weibull K</b>	1,553	1,561	1,037	0,982	1,436	1,943	2,354	1,900	1,529	1,416	2,025	1,783
<b>Tiempo</b>	7%	3%	2%	2%	5%	10%	9%	5%	4%	9%	22%	22%

Se han definido intervalos de velocidad del viento de 1 m/s para el cálculo de la probabilidad de encontrar viento dentro de esa franja, desde <1 m/s hasta >28 m/s. Para cada dirección se calculará una potencia y posteriormente se multiplicará por la parte proporcional de tiempo que el viento sopla en ésta.

La probabilidad acumulada de encontrar viento en una dirección determinada por debajo de una velocidad determinada se ha calculado como:

$$F(v) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right)$$

Donde:

V – velocidad del viento

A – Parámetro A de Weibull

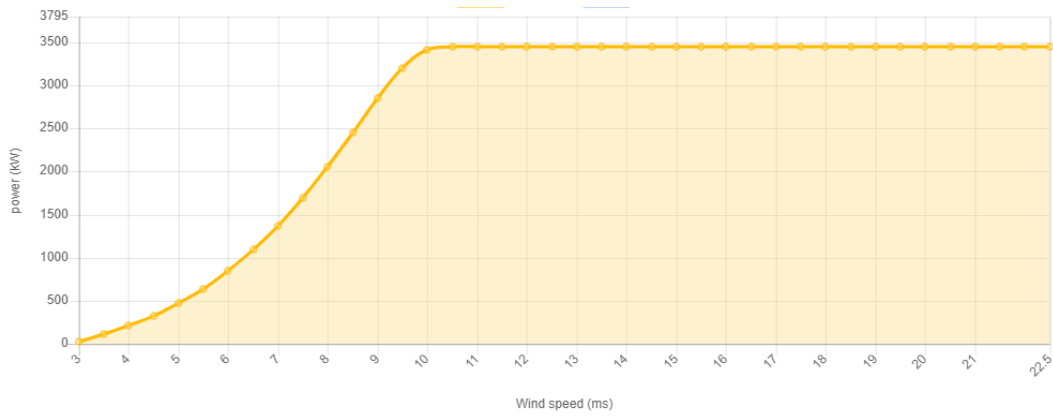
K – parámetro k de Weibull

Por tanto, la probabilidad de tener viento entre dos velocidades X y Y siendo Y>X, se ha calculado como:

$$F(\%) = \left(1 - \exp\left(-\left(\frac{Y}{A}\right)^k\right)\right) - \left(1 - \exp\left(-\left(\frac{X}{A}\right)^k\right)\right) = \exp\left(-\left(\frac{X}{A}\right)^k\right) - \exp\left(-\left(\frac{Y}{A}\right)^k\right)$$

Además, se sabe que la curva de potencia del aerogenerador V136-3.45 es la siguiente:

## Diseño de un parque eólico de 48,3 MW y de su infraestructura de evacuación eléctrica en Cincorres (Castelló)



Siendo sus valores numéricos:

Velocidad del viento (m/s)	Potencia generada (kW)
<b>Vv</b>	V136-3.45
<b>&lt;1</b>	0,000
<b>2</b>	0,000
<b>3</b>	34,500
<b>4</b>	211,800
<b>5</b>	472,600
<b>6</b>	850,700
<b>7</b>	1.377,000
<b>8</b>	2.058,000
<b>9</b>	2.854,000
<b>10</b>	3.414,600
<b>11</b>	3.450,000
<b>12</b>	3.450,000
<b>13</b>	3.450,000
<b>14</b>	3.450,000
<b>15</b>	3.450,000
<b>16</b>	3.450,000
<b>17</b>	3.450,000
<b>18</b>	3.450,000
<b>19</b>	3.450,000
<b>20</b>	3.450,000

<b>21</b>	3.450,000
<b>22</b>	3.450,000
<b>23</b>	3.450,000
<b>24</b>	0,000

Así pues, si se aplica esta expresión a cada una de las orientaciones que se dispone para el análisis:

Diseño de un parque eólico de 48,3 MW y de su infraestructura de evacuación eléctrica en Cincorres (Castelló)

Vv (m/s)	P (0º)	P (30º)	P (60º)	P (90º)	P (120º)	P (150º)	P (180º)	P (210º)	P (240º)	P (270º)	P (300º)	P (360º)
<1	7,27%	15,50%	32,74%	24,45%	8,04%	2,25%	0,68%	1,96%	4,47%	3,86%	0,67%	1,28%
2	12,59%	23,66%	22,94%	18,08%	12,25%	6,12%	2,76%	5,15%	7,89%	6,11%	2,04%	3,06%
3	14,14%	21,61%	15,35%	13,64%	13,08%	9,12%	5,25%	7,62%	9,39%	7,04%	3,34%	4,39%
4	13,77%	16,15%	10,14%	10,35%	12,50%	11,06%	7,69%	9,33%	9,92%	7,43%	4,53%	5,42%
5	12,32%	10,55%	6,64%	7,87%	11,20%	11,92%	9,72%	10,27%	9,80%	7,47%	5,53%	6,17%
6	10,36%	6,20%	4,32%	6,00%	9,60%	11,78%	11,06%	10,49%	9,26%	7,29%	6,33%	6,66%
7	8,30%	3,34%	2,80%	4,58%	7,94%	10,86%	11,56%	10,11%	8,45%	6,95%	6,90%	6,91%
8	6,38%	1,66%	1,81%	3,50%	6,39%	9,44%	11,21%	9,27%	7,50%	6,51%	7,22%	6,96%
9	4,72%	0,77%	1,17%	2,68%	5,01%	7,76%	10,15%	8,13%	6,50%	6,01%	7,32%	6,83%
10	3,39%	0,33%	0,75%	2,05%	3,84%	6,08%	8,62%	6,86%	5,51%	5,48%	7,20%	6,56%
11	2,36%	0,14%	0,48%	1,57%	2,89%	4,54%	6,86%	5,57%	4,59%	4,94%	6,91%	6,17%
12	1,60%	0,05%	0,31%	1,21%	2,14%	3,24%	5,14%	4,38%	3,76%	4,41%	6,46%	5,70%
13	1,05%	0,02%	0,20%	0,93%	1,55%	2,22%	3,62%	3,32%	3,03%	3,90%	5,91%	5,18%
14	0,68%	0,01%	0,13%	0,71%	1,11%	1,45%	2,39%	2,44%	2,40%	3,43%	5,30%	4,64%
15	0,43%	0,00%	0,08%	0,55%	0,79%	0,91%	1,49%	1,74%	1,88%	2,99%	4,65%	4,09%
16	0,26%	0,00%	0,05%	0,42%	0,55%	0,55%	0,87%	1,21%	1,46%	2,59%	4,00%	3,56%
17	0,16%	0,00%	0,03%	0,32%	0,38%	0,32%	0,48%	0,81%	1,11%	2,23%	3,37%	3,06%
18	0,09%	0,00%	0,02%	0,25%	0,25%	0,18%	0,25%	0,53%	0,84%	1,90%	2,79%	2,59%
19	0,05%	0,00%	0,01%	0,19%	0,17%	0,10%	0,12%	0,34%	0,63%	1,62%	2,27%	2,17%
20	0,03%	0,00%	0,01%	0,15%	0,11%	0,05%	0,05%	0,21%	0,46%	1,37%	1,81%	1,80%
21	0,02%	0,00%	0,01%	0,11%	0,07%	0,02%	0,02%	0,12%	0,34%	1,15%	1,42%	1,47%
22	0,01%	0,00%	0,00%	0,09%	0,05%	0,01%	0,01%	0,07%	0,24%	0,96%	1,09%	1,19%
23	0,00%	0,00%	0,00%	0,07%	0,03%	0,01%	0,00%	0,04%	0,17%	0,80%	0,83%	0,95%
24	0,00%	0,00%	0,00%	0,05%	0,02%	0,00%	0,00%	0,02%	0,12%	0,67%	0,62%	0,75%
25	0,00%	0,00%	0,00%	0,04%	0,01%	0,00%	0,00%	0,01%	0,09%	0,55%	0,45%	0,59%
26	0,00%	0,00%	0,00%	0,03%	0,01%	0,00%	0,00%	0,01%	0,06%	0,45%	0,32%	0,46%
>27	0,00%	0,00%	0,00%	0,10%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,17%	1,89%	0,71%	1,36%
Sumatorio	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

La potencia media por orientación se ha calculado como:

$$P(\alpha) = \sum Pot_i \cdot Prob_i$$

Obteniéndose los siguientes valores:

Direcc.	P (0°)	P (30°)	P (60°)	P (90°)	P (120°)	P (150°)	P (180°)	P (210°)	P (240°)	P (270°)	P (300°)	P (360°)
Pot.(kW)	909,04	265,30	275,69	623,11	1029,10	1425,48	1866,95	1673,24	1514,90	1817,64	2404,17	2225,38

Para determinar la potencia total media de la instalación se ha calculado la media ponderada de cada dirección según los datos obtenidos de la rosa de los vientos de la plataforma Global Wind Atlas.

$$P = \sum Pot_i \cdot Prob_i = 1.777,94 \text{ kW}$$

Este es el valor medio de potencia suponiéndose funcionamiento continuo durante todas las horas del año. Multiplicando por el número de horas que tiene un año se obtendrá la energía anual producida según P50 por aerogenerador.

$$E = \sum P \cdot h \cdot n = 1.777,94 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 14 = 15.570.000 \text{ kWh} = 15,57 \text{ GWh}$$

Para un total de 14 aerogeneradores, el valor será de 218,04 GWh.

Las horas equivalentes vendrán dadas por:

$$Heq = \frac{E \text{ anual}}{P \text{ total}}$$

Siendo este valor:

$$Heq (P50) = \frac{218.040 (MWh)}{48,3 (MW)} = 4514 \text{ horas}$$

Con un factor de capacidad Cp:

$$Cp = \frac{P \text{ media}}{P \text{ nominal}}$$

Siendo este valor:

$$Cp = \frac{1.777,94}{3.450,00} = 51,53\%$$

### I.1.2 – Valor P90

Para calcular el valor P90 se deben definir una serie de incertezas o posibles pérdidas que puedan dar lugar a que ese valor esté cubierto en 90% de probabilidades de ser alcanzado.

Se han considerado las siguientes pérdidas para ser conservativos en los cálculos:



- Pérdidas debido al *wake effect*: 10%
- Pérdidas debido a la disponibilidad de las máquinas (mantenimiento, reparaciones): 15%
- Pérdidas eléctricas: 5%
- Otras pérdidas: 10%

El error o incerteza total se ha calculado como la suma cuadrática de todos los errores:

$$Error\ total\ (\%) = \sqrt{\sum Err_i^2}$$

Siendo su valor:

$$Error\ total\ (\%) = \sqrt{10^2 + 15^2 + 5^2 + 10^2} = 21,21\%$$

En una campana de Gauss, que sigue una distribución gaussiana, el valor P90 está a una distancia de 1,28 desviaciones estándar del valor medio, por tanto, se puede calcular éste como:

$$P90 = P50 - 1,28 \cdot \sigma \cdot P50$$

Por tanto, y siendo la desviación estándar igual al error total:

$$P90 = 218,04 - 1,28 \cdot 0,2121 \cdot 218,04 = 158,84\ GWh$$

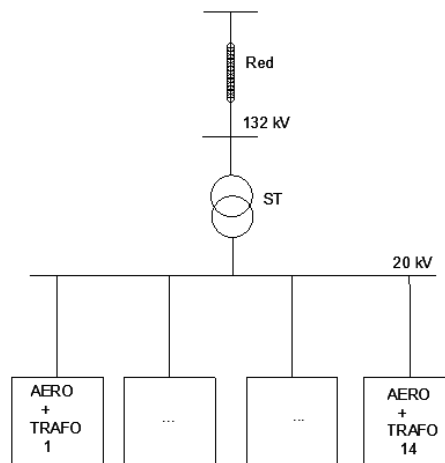
Resultando en un valor de horas equivalentes:

$$Heq\ (P90) = \frac{158,84\ (MWh)}{48,3\ (MW)} = 3.288\ horas$$

## I.2 – Estudio del cortocircuito

### I.2.1 – Consideraciones iniciales

En este apartado se va a proceder al cálculo de las corrientes de cortocircuito que puedan aparecer dentro de la instalación. Para ello, es necesario en primer lugar definir el esquema unifilar simplificado de la instalación en el que se muestran los elementos que afectan a la corriente de cortocircuito y los niveles de tensión a los que se calculará la corriente de falta.



Además, se han tomado las siguientes consideraciones:

- Se ha calculado únicamente el cortocircuito a niveles de 20 kV y 132 kV ya que es en estos puntos dónde se dimensionan las protecciones. Las protecciones de las partes de 650 y 400 V vienen dadas por el proveedor del aerogenerador.
- Solamente se han analizado los elementos trifásicos de la instalación.
- Se desprecia la impedancia de todos los conductores. La razón principal de esta decisión es que su valor va a ser despreciable frente al valor del resto de elementos de la instalación. Esta consideración permite ser conservativos en los cálculos, ya que la corriente de cortocircuito estará sobredimensionada. Además, permite desvincular el valor de corriente de cortocircuito de la posición exacta de la falta, al tenerse en cuenta solamente niveles de tensión y no ubicaciones reales.
- No se considera la contribución resistiva de los elementos del circuito al cálculo.
- La corriente de cortocircuito vendrá desde aguas arriba del punto de cortocircuito. Los aerogeneradores, debido a su electrónica interna no entregarán más corriente que la nominal, por lo que no se tienen en cuenta en el cálculo del cortocircuito.

#### I.2.2 – Cálculo de impedancias equivalentes

##### Transformador ST:

La impedancia del transformador de potencia de la subestación se ha calculado de forma análoga a la impedancia del transformador de servicios auxiliares y la del transformador del generador.

Se conoce:

- Tensión: 132 kV y 20 kV
- Potencia: 50 MVA = 50.000 kVA = 50.000.000 VA
- $\epsilon$ : 13,5 %

Se obtiene:

$$\overline{Z}_{trafo\ ST}(20\ kV) = j \cdot \frac{13,5}{100} \cdot \frac{20000^2}{50000000} = 1,08\ j\ \Omega$$

Referida al nivel de 132 kV:

$$\overline{Z}_{trafo\ ST}(132\ kV) = \overline{Z}_{trafo\ ST}(20\ kV) \cdot r_t^2 = 47,045\ j\ \Omega$$

##### Red de 132 kV:

Para la red de Alta Tensión a 132 kV se ha considerado que toda la impedancia tiene carácter inductivo. Además, se estima que la potencia de cortocircuito de la red en el punto de la instalación es de 1 GW. Se utiliza este valor por ser un valor que se considera adecuado en una red de estas características de tensión.

Por tanto, la impedancia de la red será:

$$\overline{Z_{red}} = j \cdot Z_{red}$$

Siendo  $Z_{red}$ :

$$Z_{red} = \frac{U_N^2}{S_{CC}}$$

Donde:

$U_n$  – Tensión de red

$S_{cc}$  – Potencia de cortocircuito

Sustituyendo los valores:

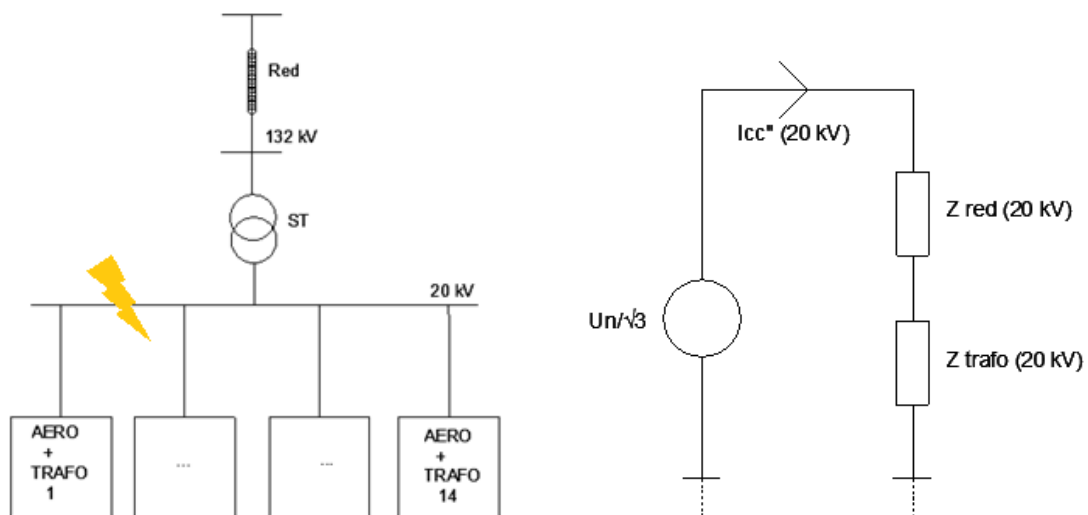
$$\overline{Z_{red}}(132 \text{ kV}) = j \cdot \frac{U_N^2}{S_{CC}} = j \cdot \frac{132000^2}{1000000000} = 17,42 \text{ j Ohm}$$

Referida a los otros niveles de tensión:

$$\overline{Z_{red}}(20 \text{ kV}) = \overline{Z_{red}}(132 \text{ kV}) \cdot r_t^2 = 0,4 \text{ j Ohm}$$

### I.2.3 – Cálculo del cortocircuito a nivel de 20 kV

Para el estudio del cortocircuito a 20 kV se considera una falta eléctrica en el punto señalado, colocando una fuente de tensión de valor  $U = \frac{U_n}{\sqrt{3}}$  en el punto eléctrico que se produce la falta, quedando el circuito:



La impedancia equivalente se calcula como:

$$Z_{cc} = Z_{trafo} + Z_{red}$$

Sustituyendo valores:

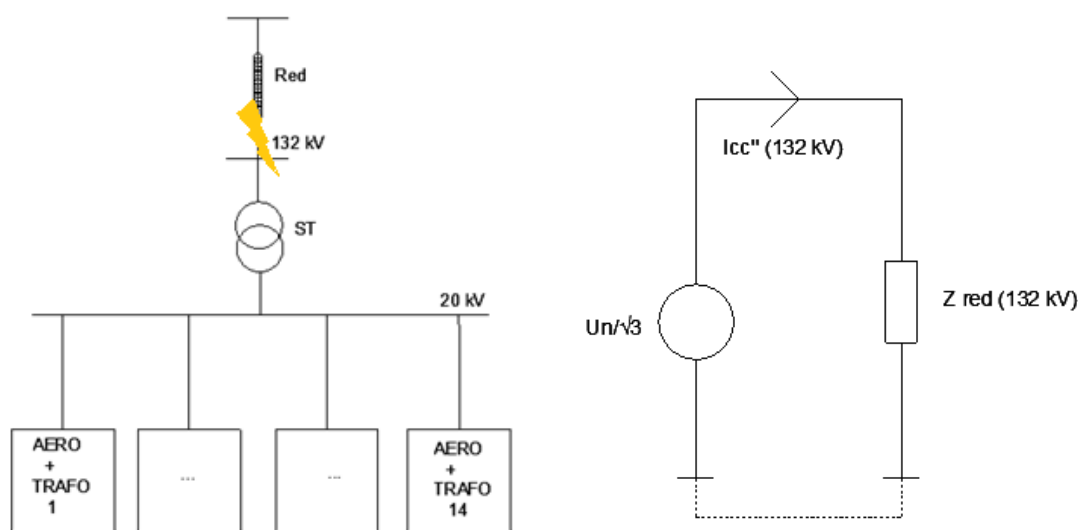
$$Z_{cc} = 1,08 \text{ j} + 0,40 \text{ j} = 1,48 \text{ j}$$

Por tanto, la corriente a este nivel de tensión será de:

$$I_{cc''} (20 \text{ kV}) = \frac{\frac{U_N}{\sqrt{3}}}{Z_{cc}} = \frac{\frac{20000}{\sqrt{3}}}{1,48} = 7.802,03 \text{ A} = 7,80 \text{ kA}$$

#### I.2.4 – Estudio del cortocircuito a nivel de 132 kV

Para el estudio del cortocircuito al nivel de 132 se considera que la falta se produce en el punto señalado.



Se coloca una fuente de tensión de valor  $U = \frac{U_n}{\sqrt{3}}$  en el punto eléctrico que se produce la falta.

El valor de la impedancia equivalente en este caso es solamente el valor de la impedancia de red ya que la única oposición al paso que se encuentra la corriente de cortocircuito cuando viene desde aguas arriba al lugar de la falta es la propia red eléctrica.

Por tanto, la impedancia es:

$$Z_{cc} = Z_{red} = 17,42 \text{ j Ohm}$$

Quedando la corriente de cortocircuito como:

$$I_{cc''} (132 \text{ kV}) = \frac{\frac{U_N}{\sqrt{3}}}{Z_{cc}} = \frac{\frac{132000}{\sqrt{3}}}{17,42} = 4.373,87 \text{ A} = 4,37 \text{ kA}$$

### I.3 – Dimensionado cableado de Media Tensión

#### I.3.1 – Cálculo térmico del conductor

Para el cálculo térmico del conductor se procede a definir una serie de características de instalación, entre ellas:

- Potencia unitaria: 3450 kW
- Tensión nominal de red: 20 kV
- Conductores directamente enterrados, en zanjas.
- Temperatura del terreno: 25 °C
- Resistividad térmica del terreno (terreno seco): 1 K·m/W
- Profundidad de enterramiento: 1 m
- Nº de ternos unipolares enterrados en la misma zanja: 2

Además, se sabe que el cable elegido es capaz de transportar una corriente máxima admisible en condiciones estándar de instalación de 470 A y que está aislado en HEPR, por lo que su temperatura de servicio es de 105 °C.

Se procede al cálculo de los Factores de Corrección para calcular la nueva corriente máxima admisible en las condiciones reales, según lo establece la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT-06.

Factor de corrección por temperatura del terreno:

Temperatura °C Servicio Permanente $\theta_s$	Temperatura del terreno, $\theta_t$ , 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

Se comprueba que al considerar una temperatura del terreno de 25 °C, el factor de corrección aplicable en este caso es 1.

Factor de corrección por resistividad térmica del terreno:

El emplazamiento del parque eólico se considera que se trata de un terreno seco al ser la provincia de Castellón una zona donde las precipitaciones no son destacables durante el total del año.

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

Por tanto, la resistividad térmica del terreno se estima en 1 K.m/W al estar realizando el análisis para un conductor de sección nominal igual a 400 mm<sup>2</sup>.

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

Resultando en un factor de corrección igual a 1,19.

Factor de corrección por profundidad de enterramiento:

Las zanjas a través de las cuales se realizará la instalación prevén la localización de los cables de Media Tensión a una profundidad igual a 1 m y directamente enterrados, de sección igual a 400 mm<sup>2</sup>.

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

Por lo que el factor de corrección resultante de tener una profundidad de enterramiento de los cables igual a 1 m es 1.

Factor de corrección por número de ternos unipolares alojados en la misma zanja:

En este caso se ha considerado que un máximo de dos circuitos puede compartir zanja, es decir, dos ternos que hacen un total de 6 cables de fase y uno de tierra por zanja.

Así mismo, se ha considerado que los ternos estarán en contacto debido a que no se utilizará ningún elemento mecánico que los separe, aunque durante la instalación se dispondrán lo más alejados posible.

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

Esta condición, lleva a que se tenga un factor de corrección igual a 0,76.

Factor de corrección total:

El factor de corrección total a aplicar se calcula como:

$$FC \text{ total} = \prod_i FC_i$$

Siendo éste:

$$FC \text{ total} = 1 \cdot 1,19 \cdot 1 \cdot 0,76 = 0,9044$$

Por tanto, la corriente máxima admisible que podrá suministrar el conductor en las condiciones reales de instalación  $I'_z$  disminuye hasta:

$$I'_z = I_z \cdot FC$$

Siendo:

$$I'_z = 470 \cdot 0,9044 = 425,06 \text{ A}$$

La corriente que circulará por máquina en condiciones de máxima potencia por la red de Media Tensión será:

$$I_{aero} = \frac{P_N}{\sqrt{3} \cdot U_{N\_MT}}$$

Donde:

$P_n$  – Potencia nominal del aerogenerador

$U_{n\_MT}$  – Tensión nominal del aerogenerador en Media Tensión

Siendo ésta:

$$I_{aero} = \frac{3450000}{\sqrt{3} \cdot 20000} = 99,59 \text{ A}$$

Se podrán agrupar un máximo de 4 aerogeneradores por circuito, suministrando en situación de máxima potencia todos y cada uno de ellos aproximadamente 400 A, por debajo de la corriente máxima admisible del conductor en situación real de instalación.

Tal y como se ha planteado el circuito del parque eólico, la corriente nominal por tramos quedaría tal que así:

Circuito	Corriente	Sección
<b>A1</b>	398,36 A	400 mm <sup>2</sup>
<b>A2</b>	298,77 A	400 mm <sup>2</sup>
<b>B1</b>	398,36 A	400 mm <sup>2</sup>
<b>B2</b>	298,77 A	400 mm <sup>2</sup>



### I.3.2 – Cálculo de cortocircuito

Se procede ahora a comprobar si este conductor se comportará bien frente a cortocircuitos en el nivel de 20 kV. Para ello se hace uso de la siguiente expresión:

$$S_{min} = \frac{1}{k} \cdot Id \cdot \sqrt{t_d}$$

Siendo:

$S_{min}$  – Sección mínima

$k$  – parámetro constructivo del conductor

$I_d$  – Corriente de falta a nivel de cortocircuito

$T_d$  – Tiempo en desconectarse

Para un conductor de Aluminio aislado en HEPR el parámetro  $k$  es igual a 87. La corriente de cortocircuito tiene un valor de 7,80 kA en el nivel de 20 kV. El tiempo de defecto se ha fijado en 3 segundos.

$$S_{min} = \frac{1}{87} \cdot 7800 \cdot \sqrt{3} = 155,28 \text{ mm}^2$$

Por tanto, al tener una sección de 400 mm<sup>2</sup>, este cable cumple con las especificaciones de calentamiento de conductor en caso de cortocircuito.

### I.3.3 – Cálculo de caídas de tensión

En cuanto al cálculo de las caídas de tensión, se debe tener en cuenta que la potencia que atraviesa cada tramo de línea es diferente.

Según el esquema de zanjas y circuitos propuesto en el apartado 2.11.1, las distancias de interés y la potencia es la siguiente:

		Dist. tramo	Pot. tramo	CDT tramo	CDT acum.	Dist. acum.
<b>Circuito 1</b>	A4 - A3	702,13	3450	0,043%	0,043%	702,13
	A3 - A2	607,58	6900	0,075%	0,118%	1309,71
	A2 - ST	628,93	13800	0,155%	0,273%	1938,64
<b>Circuito 2</b>	A7 - A6	582,07	3450	0,036%	0,036%	582,07
	A6 - A5	655,95	6900	0,081%	0,117%	1238,02
	A5 - A4 - A3 - A2 - ST	2749,12	10350	0,508%	0,625%	3987,14
<b>Circuito 3</b>	B4 - B3	397,32	3450	0,024%	0,024%	397,32
	B3 - B2	457,05	6900	0,056%	0,081%	854,37
	B2 - B1	403,49	10350	0,075%	0,155%	1257,86

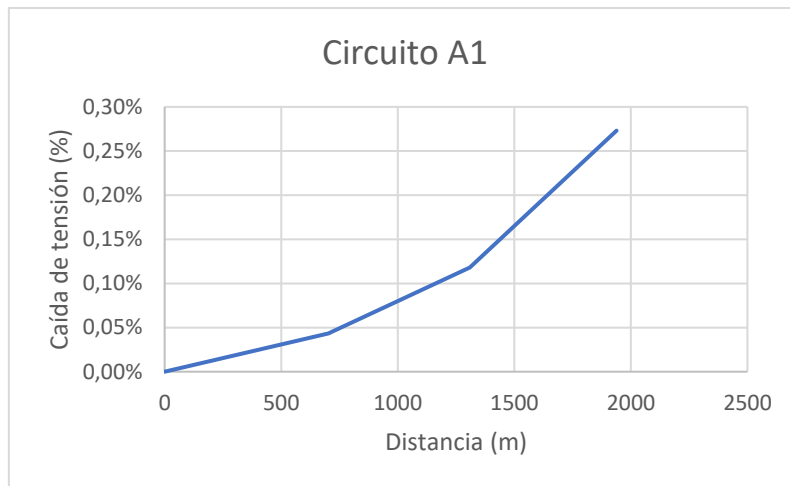
	B1 - A2 - ST	1102,73	13800	0,272%	0,403%	1963,27
<b>Circuito 4</b>	B7 - B6	613,37	3450	0,038%	0,038%	613,37
	B6 - B5	478,01	6900	0,059%	0,097%	1091,38
	B5 - B4 - B3 - B2 - B1 - A2 - ST	2777,43	10350	0,513%	0,610%	3868,81

Habiéndose calculado la caída de tensión entre dos puntos separados una distancia D mediante un conductor de sección S y conductividad c, sometido a una tensión U y por el que pasa una potencia P mediante la siguiente expresión:

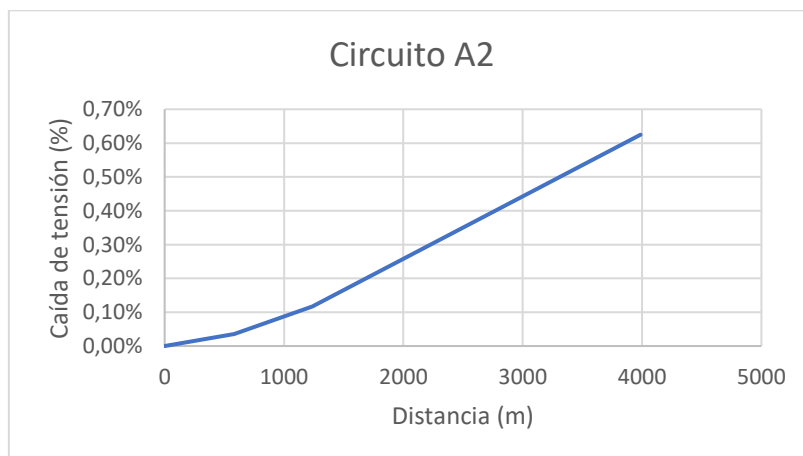
$$\Delta U(\%) = \frac{P \cdot l}{c \cdot S \cdot U^2} \cdot 100$$

Si se representan estos valores en una gráfica por circuito en la que el eje horizontal muestra la distancia de cable y el eje vertical la caída de tensión acumulada:

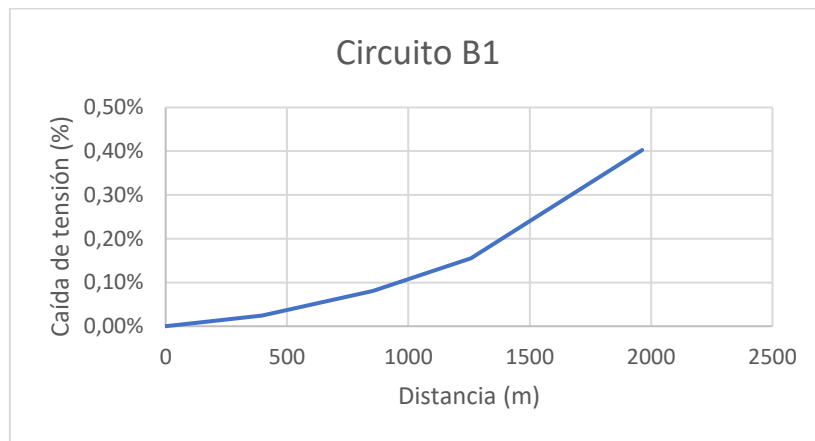
Circuito A1:



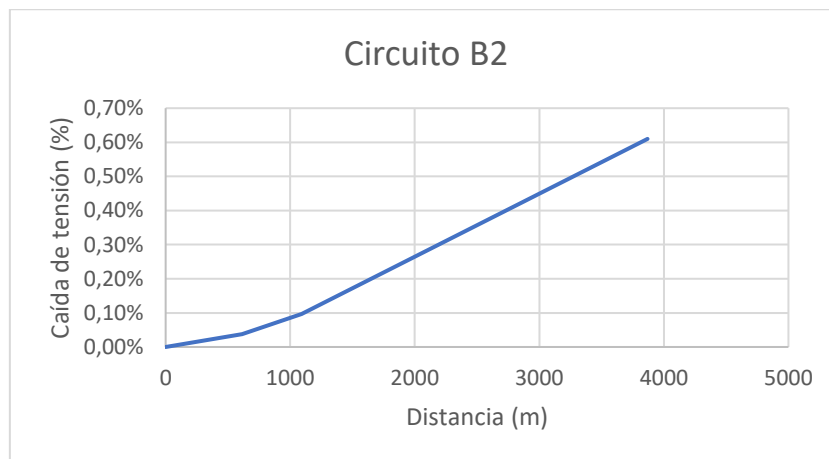
Circuito A2:



Circuito B1:



Circuito B2:



En total la distancia de cable es:

$$\begin{aligned} D_{CABLE} &= D_{A1} + D_{A2} + D_{B1} + D_{B2} = \\ &= 1.938,64 \text{ m} + 3.987,14 \text{ m} + 1.963,27 \text{ m} + 3.868,81 \text{ m} = \\ &= 12.155,18 \text{ m} \end{aligned}$$

#### I.4 – Distancias mínimas

La Instrucción Técnica Complementaria ITC-RAT-12 establece las distancias mínimas a puntos en tensión.

La norma especifica que las distancias a elementos en tensión deben ser superiores a las especificadas en las siguientes tablas:

TABLA 1

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (Um) (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV cresta)		Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)			
		Lista 1	Lista 2	Lista 1		Lista 2	
				Instalación en interior	Instalación en exterior	Instalación en interior	Instalación en exterior
3,6	10	20		60	120		
7,2	20	40	40	60	120	60	120
12	28	60	60	90	150	90	120
17,5	38	75	75	120	160	120	150
			95	160	160	160	160
24	50		125			220	220
			145			270	270
36	70	145		270	270		
			170			320	320

TABLA 2

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (Um) (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV de cresta)	Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)
52	95	250	480
72,5	140	325	630
123	185	450	900
	230	550	1100
	185	450	900
145	230	550	1100
	275	650	1300
	230	550	1100
170	275	650	1300
	325	750	1500
	325	750	1500
245	360	850	1700
	395	950	1900
	460	1050	2100

Además, al encontrarse Cinctorres a una altitud de 1200 y ser ésta superior a los 1000 m debe aplicarse un factor de corrección que incremente en un 1,4% dichas distancias por cada 100 m de altitud de más con respecto a los 1000 m establecidos.

Por tanto, las distancias mínimas se verán incrementadas un 2,8%, quedando éstas en:

Tensión nominal (kV)	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo (kV cresta).	Distancia mínima fase - tierra en el aire (mm).	Distancia mínima entre fases en el aire (mm).
132	650	1337	1337
20	125	227	227

#### I.4.1 – Distancias entre conductores

Se establecen las siguientes distancias de diseño:

	Distancia mínima (mm)	Distancia diseño (mm)
Sistema 132 kV	1337	2500
Sistema 20 kV	227	500

Cabe destacar que las distancias aplicables a los conductores a tensión de 20 kV son únicamente para los tramos en los que haya conductores desnudos, esto es a la entrada del transformador general.

#### I.4.2 – Distancias en pasillos y zonas de protección

Tal y como se especifica en la ITC-RAT 15 todos los elementos en tensión que no estén protegidos y se encuentren sobre los pasillos de la instalación deberán encontrarse a una altura de al menos  $H$  sobre el nivel del suelo, siendo  $H = 250 + d$  (en cm.) y  $d$  la distancia expresada en cm de las tablas 1 y 2 de la ITC-RAT mostrada en el apartado anterior.

Por tanto, para la zona a 132 kV ( $d = 1300 \text{ mm} = 130 \text{ cm}$ ):

$$H = 250 + 130 = 380 \text{ cm}$$

Para la zona a 20 kV ( $d = 220 \text{ mm} = 22 \text{ cm}$ ):

$$H = 250 + 22 = 272 \text{ cm}$$

Sabiendo esto:

	Altura mínima (cm)	Altura diseño (cm)
<b>Sistema 132 kV</b>	380	450
<b>Sistema 20 kV</b>	272	360

Por otra parte, la anchura de los pasillos deberá ser la adecuada para que se pueda realizar la inspección y maniobra de las zonas en servicio. Esta distancia no será inferior a:

	Elementos en tensión a un solo lado	Elementos en tensión a ambos lados
<b>Pasillo de maniobra</b>	1,00 m	1,20 m
<b>Pasillo de inspección</b>	0,80 m	1,00 m

#### I.5 – Cálculo de embarrados

El embarrado a 132 kV a la salida del secundario del transformador estará compuesto por barras de aluminio 100/90 mm. Estos tubos equivalen a una sección de 1.492 mm<sup>2</sup> y admiten por ellos un paso de corriente nominal de hasta 2.512 A según el catálogo adjunto en el Anexo II.8.

En situación de máxima potencia, por el circuito secundario podrían circular:

$$I(A) = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{50 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3} = 218,69 A$$

Por lo que estas barras son suficientes para esta aplicación, asegurando en todo momento la seguridad, incluso ante la previsión de un aumento de la potencia.

Todos los demás embarrados a 132 kV se compondrán de cable de aluminio desnudo tipo Arbutus de 26,04 mm de diámetro que admite un paso de corriente en régimen nominal de 800 A, contando con un margen de seguridad adecuado.

En cuanto a la parte aguas abajo del primario del transformador, se instalarán barras de aluminio de 70/60 mm de diámetro que admiten una corriente de hasta 1.563 A

En situación de máxima potencia, por el circuito primario podría circular:

$$I(A) = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{50 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3} = 1.443,37 A$$

Por lo que este cable cumple con el criterio térmico establecido para su instalación.

## 1.6 – Cálculo de tierras

Se define como corriente máxima de falta a tierra:

$$I_{cc} = 8,835 p.u. \cdot I_{base}$$

Siendo:

$$I_{base} = I_{n,20kV} = 8,835 \cdot 1.443 = 12.749 A$$

El tiempo base en que intervienen las protecciones es 0,3 segundos y las tensiones máximas de paso y de contacto 120 V.

Se supone un valor de resistencia de puesta a tierra de 100 Ohm·m

El área de la parcela de la subestación es:  $A = x \cdot y = 60 \cdot 55 = 3.300 m^2$

Si se fija el valor de tensión inducida de 120 V se puede calcular la longitud total de conductor de puesta a tierra como:

$$L = \frac{0,7 \cdot \rho \cdot I}{V_c} = \frac{0,7 \cdot 100 \cdot 12749}{120} = 7.436 m$$

Admitiendo una constitución de malla en forma cuadriculada, se tiene por lado:

$$l = \frac{2 \cdot l_1 \cdot l_2}{L - l_1 - l_2} = 0,90 m$$

Por tanto, la resistencia total de tierra será:

$$R_T = \frac{2 \cdot \rho}{P} = \frac{200}{230} = 0,87 Ohm$$



## Anexo II – Catálogos de los principales componentes

### II.1 – Aerogenerador V136-3,45 MW

**Vestas**®

**4 MW  
PLATFORM**

**Wind.** It means the world to us.™



# Diseño de un parque eólico de 48,3 MW y de su infraestructura de evacuación eléctrica en Cincorres (Castelló)

The 4 MW platform covers all wind segments enabling you to find the best turbine for your specific site.

## WINDCLASSES

TURBINE TYPE	Low Wind Speeds	Medium Wind Speeds	High Wind Speeds
<b>4 MW TURBINES</b>			
V105-3.45 MW™ IEC IA			■
V112-3.45 MW™ IEC IA			■
V117-3.45 MW™ IEC IB/ IEC IIA			■
V117-4.2 MW™ IEC IB-T/ IEC IIA-T/ IEC S-T			■
V126-3.45 MW™ IEC IIA/ IEC IIB		■	
V136-3.45 MW™ IEC IIB/ IEC IIIA		■	
V136-4.2 MW™ IEC IIB/ IEC S		■	
V150-4.2 MW™ IEC IIIB/ IEC S	■	■	

### Options available for the 4 MW platform

An option is an extra feature that can be added to the turbine to suit a project's specific needs. By adding options to the standard turbine, we can enhance the performance and adaptability of the wind power project and facilitate a shorter permitting cycle at restricted sites. The options can even be a decisive factor in realising your specific project, and the business case certainty of the investment.

Here is a list of the options available for the 4 MW platform:

- Power Optimised Modes
- Load Optimised Modes
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection
- Vestas De-Icing
- Vestas Anti-Icing System™
- Low Temperature Operation to - 30°C
- Fire Suppression
- Shadow detection
- Increased Cut-In
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Vestas IntelliLight™

### Life testing

The Vestas Test Centre has the unique ability to test complete nacelles using technologies like Highly Accelerated Life Testing (HALT). This rigorous testing of new components ensures the reliability of the 4 MW platform.



# V136-3.45 MW<sup>®</sup>

## IEC IIB/IEC IIIA

### Facts & figures

**POWER REGULATION** Pitch regulated with variable speed

**OPERATING DATA**

Rated power	3,450 kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	22.5m/s
Re cut-in wind speed	20m/s
Wind class	IEC IIB/IEC IIIA

Standard operating temperature range from -20°C to +45°C with de-rating above 30°C

\*subject to different temperature options

**SOUND POWER**

Maximum	105.5dB(A)**
---------	--------------

\*\*Sound Optimised Modes dependent on site and country

**ROTOR**

Rotor diameter	136m
Swept area	14,527m <sup>2</sup>
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

**ELECTRICAL**

Frequency	50/60Hz
Converter	full scale

**GEARBOX**

Type	two planetary stages and one helical stage
------	--

**TOWER**

Hub heights 82m (IEC IIB/IEC IIIA), 105m (IEC IIIA), 112m (IEC IIB/IEC IIIA), 132m (IEC IIB/IEC IIIA/ DIBt2), 142m (IEC IIIA), 149m (DIBtS), and 166m (DIBtS)

**NACELLE DIMENSIONS**

Height for transport	3.4m
Height installed (incl. CoolerTop*)	6.9m
Length	12.8m
Width	4.2m

**HUB DIMENSIONS**

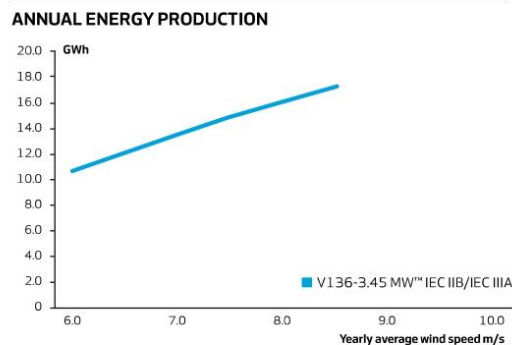
Max. transport height	3.8m
Max. transport width	3.8m
Max. transport length	5.5m

**BLADE DIMENSIONS**

Length	66.7m
Max. chord	4.1m

Max. weight per unit for transportation 70 metric tonnes

- TURBINE OPTIONS**
- High Wind Operation
  - Power Optimised Mode up to 3.6 MW (site specific)
  - Load Optimised Modes down to 3.0 MW
  - Condition Monitoring System
  - Service Personnel Lift
  - Vestas Ice Detection
  - Vestas De-Icing
  - Low Temperature Operation to -30°C
  - Fire Suppression
  - Shadow detection
  - Increased Cut-In
  - Aviation Lights
  - Aviation Markings on the Blades
  - Vestas IntelliLight™



**Assumptions**  
 One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2,  
 Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

## II.2 – Cable de potencia

### CABLES PARA MEDIA TENSIÓN

## AL EPROTENAX H COMPACT AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV  
Norma diseño: UNE-HD 620-9E  
Designación genérica: AL HEPRZ1



### CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



LIBRE DE HALÓGENOS  
EN 60754-1  
IEC 60754-1

REDUCIDA EMISIÓN  
DE GASES TÓXICOS  
EN 60754-2  
IEC 60754-2

BAJA OPACIDAD  
DE HUMOS  
EN 61034-2  
IEC 61034-2



DESCÁRGATE  
la DoP (Declaración de  
Prestaciones) en este código QR.  
[www.prysmianclub.es/qprblog/DoP](http://www.prysmianclub.es/qprblog/DoP)



Nº DoP 1003884



ALTA RESISTENCIA  
A LA ABSORCIÓN  
DE AGUA



RESISTENCIA  
AL FRÍO



RESISTENCIA  
A LOS RAYOS  
ULTRAVIOLETA



**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 interfaces de las capas.

**AISLAMIENTO RETICULADO EN CATENARIA** Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil.

**CUBIERTA VEMEX** Mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgarrar, 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).

**MAYOR INTENSIDAD ADMISIBLE** Por mayor temperatura de servicio gracias al aislamiento de HEPR (105 °C frente a 90 °C del XLPE).

**MENOR DIÁMETRO EXTERIOR** Mayor facilidad de instalación por su mayor flexibilidad y menores peso y diámetro que redonda en un menor coste de la línea eléctrica.

**FORMULACIÓN DE AISLAMIENTO PRYSMIAN** Mayor vida útil gracias a la formulación propia basada en la amplia experiencia de Prysmian.

**EXCELENTE COMPORTAMIENTO FRENTE A LA ACCIÓN DEL AGUA** Gracias a su aislamiento de goma HEPR de formulación Prysmian.

**NORMALIZADO POR IBERDROLA**

- Temperatura de servicio: -25 °C, +105 °C.
  - Ensayo de tensión alterna durante 5 min. (tensión conductor-pantalla): 42 kV (cables 12/20 kV), 63 kV (cables 18/30 kV).
- Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

#### Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Fca.
- 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: EN 60754-1; EN 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; IEC 60754-2.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.



V-2018-02-28

CABLES PARA MEDIA TENSIÓN

## AL EPROTENAX H COMPACT AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV  
Norma diseño: UNE-HD 620-9E  
Designación genérica: AL HEPRZ1



### CONSTRUCCIÓN

#### CONDUCTOR

**Metal:** cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.  
**Flexibilidad:** clase 2, según UNE-EN 60228  
**Temperatura máxima en el conductor:** 105 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

#### SEMICONDUCTORA INTERNA

Capa extrusionada de material conductor.

#### AISLAMIENTO

**Material:** etileno propileno de alto módulo (HEPR, 105 °C). **Espesor reducido.**

#### SEMICONDUCTORA EXTERNA

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

#### PANTALLA METÁLICA

**Material:** hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira.  
Sección total 16 mm<sup>2</sup> (12/20 kV) ó 25 mm<sup>2</sup> (18/30 kV).

#### SEPARADOR

Cinta de poliéster.

#### CUBIERTA EXTERIOR

**Material:** poliolefina termoplástica, Z1 Vemex.  
**Color:** rojo.

### DATOS TÉCNICOS

#### CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm <sup>2</sup> )	Ø NOMINAL AISLAMIENTO* (mm)	ESPESOR AISLAMIENTO (mm)	Ø NOMINAL EXTERIOR* (mm)	ESPESOR CUBIERTA (mm)	PESO APROXIMADO (kg/km)	RADIO DE CURVATURA ESTÁTICO (POSICIÓN FINAL) (mm)	RADIO DE CURVATURA DINÁMICO (DURANTE TENDIDO) (mm)
<b>12/20 kV</b>							
1 x 50/16	18,1	4,5	25,8	2,5	780	387	516
1 x 95/16 (1)	20,9	4,3	28,6	2,7	960	429	572
1 x 150/16 (1)	23,8	4,3	32	3	1200	480	640
1 x 240/16 (1)	28	4,3	36	3	1600	540	720
1 x 400/16 (1)	33,2	4,3	41,3	3	2130	620	826
1 x 630/16	41,5	4,5	49,5	2,7	3130	743	990
<b>18/30 kV</b>							
1 x 95/25 (1)	25,7	6,7	34,4	3	1330	516	688
1 x 150/25 (1)	27,6	6,2	36,3	3	1500	545	726
1 x 240/25 (1)	31,8	6,2	40,4	3	1900	606	808
1 x 400/25 (1)	37	6,2	45,7	3	2550	686	914
1 x 630/25 (1)	45,3	6,4	53,4	3	3600	801	1068

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola.

(\*) Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación).

#### CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal simple, U <sub>0</sub> (kV)	12	18
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U <sub>m</sub> (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U <sub>p</sub> (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	105	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	



A brand of the  
**Prysmian**  
Group

V-2018.02.28

CABLES PARA MEDIA TENSIÓN

## AL EPROTENAX H COMPACT AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV  
Norma diseño: UNE-HD 620-9E  
Designación genérica: AL HEPRZ1



### DATOS TÉCNICOS

#### CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm <sup>2</sup> )	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV (pant. 16 mm <sup>2</sup> )	18/30 kV (pant. 25 mm <sup>2</sup> )
1 x 50/16	135	145	180	4700	3130	4630
1 x 95/16 (1)	200	215	275	8930	3130	4630
1 x 150/16 (1)	255	275	360	14100	3130	4630
1 x 240/16 (1)	345	365	495	22560	3130	4630
1 x 400/16 (1)	450	470	660	37600	3130	4630
1 x 630/16 (2)	590	615	905	59220	3130	4630

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV.

(\*) Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K-m/W.

(\*\*) Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

(\*\*\*) Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949.

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm <sup>2</sup> )	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MAX (105 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)		CAPACIDAD (F/km)	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 50/16	0,641	0,861	0,132	0,217	0,147	0,147
1 x 95/16 (1)	0,320	0,430	0,118	0,129	0,283	0,204
1 x 150/16 (1)	0,206	0,277	0,110	0,118	0,333	0,250
1 x 240/16 (1)	0,125	0,168	0,102	0,109	0,435	0,301
1 x 400/16 (1)	0,008	0,105	0,096	0,102	0,501	0,367
1 x 630/16 (2)	0,047	0,0643	0,090	0,095	0,614	0,095

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV

NOTA: valores obtenidos para una terna de cables en contacto y al tresbolillo.

II.3 – Cable de fibra óptica

010201 Cables Redes VDI cobre  
010202 Cables Redes VDI fibra óptica




01020201 Cable multimodo OM1 62,5/125




Telecomunicaciones


CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	PVR	CLAVE LOGT.
<b>Para reforzada con dieléctrico</b>			
 0421SP1242	Cable de 4 fibras, 62,5/125/250 micras, unitubo SP1242. Estructura holgada, interior LSZH	2,040 €/ m	1
1393160222	Cable de 6 fibras, 62,5/125/250 micras., unitubo UT-30. Estructura holgada, interior/exterior LSZH	2,168 €/ m	3
1393160223	Cable de 8 fibras, 62,5/125/250 micras., unitubo UT-30. Estructura holgada, interior/exterior LSZH	2,551 €/ m	1

<b>Para exterior con armadura dieléctrica</b>			
 1393160682	Cable de 6 fibras, 62,5/125/250 micras, unitubo con armadura dieléctrica UD. Estructura holgada	3,898 €/ m	1
1393160683	Cable de 8 fibras, 62,5/125/250 micras, unitubo con armadura dieléctrica UD. Estructura holgada	4,319 €/ m	3
1393160685	Cable de 12 fibras, 62,5/125/250 micras, unitubo con armadura dieléctrica UD. Estructura holgada	4,898 €/ m	1
1393160691	Cable de 24 fibras, 62,5/125/250 micras, unitubo con armadura dieléctrica UD. Estructura holgada	7,746 €/ m	1



01020202 Cable multimodo OM2 50/125




CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	PVR	CLAVE LOGT.
<b>Para Interior/exterior reforzada con dieléctrico</b>			
 1393162221	Cable de 4 fibras, 50/125/250 micras, OM2, unitubo UT. Estructura holgada, cubierta libre de halógenos LSZH	1,658 €/ m	3
1393162222	Cable de 6 fibras, 50/125/250 micras, OM2, unitubo UT. Estructura holgada, cubierta libre de halógenos LSZH	1,939 €/ m	1
1393162223	Cable de 8 fibras, 50/125/250 micras, OM2, unitubo UT. Estructura holgada, cubierta libre de halógenos LSZH	2,215 €/ m	3
1393162225	Cable de 12 fibras, 50/125/250 micras, OM2, unitubo UT. Estructura holgada, cubierta libre de halógenos LSZH	2,772 €/ m	1

<b>Para exterior con armadura dieléctrica</b>			
 1393162681	Cable de 4 fibras, 50/125/250 micras, unitubo con armadura dieléctrica UD, antirroedor, antihumedad. Holgada. PE	3,508 €/ m	1
1393162682	Cable de 6 fibras, 50/125/250 micras, unitubo con armadura dieléctrica UD, antirroedor, antihumedad. Holgada. PE	3,742 €/ m	1
1393162683	Cable de 8 fibras, 50/125/250 micras, unitubo con armadura dieléctrica UD, antirroedor, antihumedad. Holgada. PE	4,044 €/ m	3
1393162685	Cable de 12 fibras, 50/125/250 micras, unitubo con armadura dieléctrica UD, antirroedor, antihumedad. Holgada. PE	4,471 €/ m	1
1393162691	Cable de 24 fibras, 50/125/250 micras, unitubo con armadura dieléctrica UD, antirroedor, antihumedad. Holgada. PE	6,574 €/ m	1

## II.4 – Hormigón H-20





www.aislantesnacionales.cl

# HORMIGÓN PREPARADO H-20

*Hormigón preparado para uso en la confección de radieres, pilares, cadenas, losas y fundaciones.*

**BEMEZCLA HORMIGÓN H-20** ES UNA MEZCLA CEMENTICIA PREDOSIFICADA EN SECO FORMULADA ESPECIALMENTE PARA REALIZAR HORMIGONES. ESTE PRODUCTO ESTA ELABORADO CON ÁRIDOS SELECCIONADOS Y CON ADITIVOS QUE LE DAN UNA BUENA TRABAJABILIDAD A LA MEZCLA.

**USOS**  
SE RECOMIENDA EL USO DE **BEMEZCLA HORMIGÓN H-20** PARA LA CONFECCIÓN DE RADIERES, PILARES, CADENAS, LOSAS Y FUNDACIONES.

**VENTAJAS**

- VIENE PREPARADO. SÓLO REQUIERE AGREGAR AGUA.
- TIENE LA DOSIFICACIÓN EXACTA PARA OBTENER LOS MEJORES RESULTADOS.
- FÁCIL DE TRABAJAR
- FÁCIL DE APLICAR
- AHORRA TIEMPO Y TRABAJO EN OBRA AL EVITAR ACOPIO DE ARENA Y GRAVA
- EVITA DESPERDICIO DE MATERIALES SOBREPANTES

**PRECAUCIONES**

- **BEMEZCLA HORMIGÓN H-20** NO DEBE APLICARSE SOBRE SUSTRATOS DE YESO, MADERA O PLÁSTICO.
- NO MEZCLAR ESTE PRODUCTO CON OTROS MATERIALES.
- EVITAR AGREGAR MÁS AGUA QUE LA RECOMENDADA.
- ASEGURAR UNA BASE ESTABILIZADA Y BIEN COMPACTADA.
- VERIFICAR PLOMOS Y NIVELES ANTES DE VACIAR.
- CONTROLAR QUE LOS MOLDES ESTÉN CORRECTAMENTE SELLADOS.

**APLICACIÓN**  
**PREPARACIÓN**

**MODO MANUAL**  
EN UNA SUPERFICIE LIMPIA Y PLANA VIERTA **BEMEZCLA HORMIGÓN H-20** DEJANDO UNA CAVIDAD EN EL CENTRO PARA ADICIONAR PARTE DEL AGUA DE AMASADO. UNA VEZ INCORPORADA EL AGUA DE AMASADO REVOLVER CUIDADOSAMENTE CON PALA, ADICIONAR EL AGUA FALTANTE Y SEGUIR REVOLVIENDO HASTA OBTENER UNA MEZCLA HOMOGÉNEA Y TRABAJABLE.


**MODO MECÁNICO**  
INCORPORAR AL TROMPO O BETONERA UN 60% DEL TOTAL DEL AGUA DE AMASADO, POSTERIORMENTE AGREGAR **BEMEZCLA HORMIGÓN H-20** REVOLVIENDO CONTINUAMENTE, AGREGAR EL AGUA FALTANTE Y MEZCLAR POR LO MENOS UN MINUTO Y MEDIO HASTA OBTENER UNA MEZCLA HOMOGÉNEA.

**CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS**

AGUA DE AMASADO	: 2,75 A 3,00 LITROS POR SACO DE <b>BEMEZCLA HORMIGÓN H-20</b>
TIEMPO DE TRABAJO	: 1 HORA APROX.
RESISTENCIA A LOS 28 DÍAS	: 200 kgf/cm <sup>2</sup>
TEMPERATURA DE TRABAJO	: 5° C HASTA 25° C
RENDIMIENTO ENVASE	: 12 LITROS POR SACO APROX.
DURACIÓN	: 6 MESES EN ENVASE SELLADO Y MANTENIDO BAJO TECHO EN AMBIENTE SECO.
TAMAÑO DE ENVASES	: SACOS DE PAPEL DE 25 KILOS APROX.

**IMPORTANTE**  
LOS RESULTADOS Y RECOMENDACIONES AQUÍ DESCRITOS CORRESPONDEN A ENSAYOS DE LABORATORIO Y ESTÁN BASADOS EN UNA CORRECTA UTILIZACIÓN DE LOS PRODUCTOS. LOS USUARIOS QUEDAN EN LIBERTAD DE EFECTUAR LAS PRUEBAS Y ENSAYOS QUE ESTIMEN CONVENIENTES. EL MANEJO, USO Y APLICACIÓN DEL PRODUCTO POR PARTE DE LOS USUARIOS ESTÁ FUERA DE NUESTRO CONTROL Y ES, POR LO TANTO, DE SU EXCLUSIVA RESPONSABILIDAD. [R1]

**AISLANTES NACIONALES S.A.** · SENADOR JAIME GUZMÁN 220 · QUILICURA · FONDO 22 540 3000 · INFO@ANACSA.CL



225403000  
infono@anacsa.cl  
RESPALDO TÉCNICO

II.5 – Hormigón HM-30

<b>FICHA DE CARACTERÍSTICAS DEL HORMIGÓN SEGÚN INSTRUCCION DE HORMIGON ESTRUCTURAL. R.D. 1247/08</b>	<b>EHE</b>
--	------------

**ÁMBITO DE APLICACIÓN:**

Estructuras y elementos de hormigón estructural incluyendo hormigón en masa, hormigón armado y hormigón pretensado cuando el acero de éste se introduce mediante el empleo de armaduras activas de acero situadas dentro del canto del elemento.

**DATOS DE PROYECTO:**

OBRA:	Comedor escolar del Colegio Público Gonzalez Gallarza
EMPLAZAMIENTO:	Avda. Aldeanueva s/n Rincón de Soto (La Rioja)
PROMOTOR:	Ayuntamiento de Rincón de Soto
ARQUITECTO:	Julián Miranda Blanco

**COMPONENTES:**

CARACTERÍSTICAS	General	ESPECIFICACIONES		
		Elementos que varían		
		Cimentación	Exterior	Varios
CEMENTO: Art. 26, EHE	CEM II /A-D	CEM SR		
Tipo, clase y características según RC-97	32,5 R			
AGUA: según especificaciones de Art. 27, EHE				
ARIDO: Art. 7, EHE	Clase / Naturaleza	RODADO	RODADO	
	Tamaño máximo (mm <sup>2</sup> )	20	40	
Otros componentes: Aditivos / Adiciones. Art. 29, EHE				

**HORMIGONES:**

CARACTERÍSTICAS	General	ESPECIFICACIONES		
		Elementos que varían		
		Cimentación	Exterior	Varios
DESIGNACION (EHE Art. 39.2)	HA-25/B/20/I	HA-30/P/20/IIa+Qb		
ARMADURAS	Tipo de acero	B-500 S	B-500 S	
Art.3.1, EHE	Limite elástico (N/mm <sup>2</sup> )	500	500	
DOSIFICACION	Contenido mín. de cemento (kg /m <sup>3</sup> )	250	350	
	Relación máxima agua/cemento	0,65	0,50	
CONSISTENCIA		BLANDA	PLASTICA	
Asiento cono de Abrams (cm)		6-9	3-5	
COMPACTACION		VIBRADO	VIBRADO	
RESISTENCIA	A 7 días	16,25 N/mm <sup>2</sup>	16,25 N/mm <sup>2</sup>	
CARACTERISTICA	A 28 días	25,00 N/mm <sup>2</sup>	25,00 N/mm <sup>2</sup>	
Otras resistencias especificas				
PUESTA EN OBRA	Recubrimiento mínimo de armaduras (mm)	30	35	

**CONTROL:**

CARACTERÍSTICAS	General	ESPECIFICACIONES		
		Elementos que varían		
		Cimentación	Exterior	Varios
DEL HORMIGON	Nivel	ESTADISTICO	ESTADISTICO	
	Lotes de subdivisión de la obra.	Según EHE Art.84.4.a	Según EHE Art.84.4.a	
	Frecuencia de los ensayos			
	Nº amasadas por lote	2	2	
	Nº de probetas por amasada	3	3	
	Tipo de probetas	φ=15 cm	φ=15 cm	
	Edad de rotura	28 días	28 días	
	Otros ensayos de control			
DEL ACERO	Nivel	NORMAL	NORMAL	

FECHA: JULIO 2009

EL ARQUITECTO

  
 Julián Miranda Blanco



II.6 – Celdas de 20 kV



Celdas de distribución primaria  
**231**



**CBGS-1**  
Celdas blindadas con aislamiento en SF6  
Hasta 24/36 kV - 2000/2500 A - 25/31,5 kA

## Características principales

CBGS-1  
Presentación general

### Características eléctricas generales

Tensión nominal (kV)		24	36
Nivel de aislamiento (kV)	A frecuencia industrial, 50 Hz (kV eficaces)	50	70
	A onda de choque tipo rayo (kV cresta)	125	170
Intensidad nominal (A)	Embarrado general	Max 2.500	
	Derivaciones	630	
		1.250	
		1.600	
		2.000 <sup>(1)</sup>	
Intensidad nominal de corte de cortocircuito (kA)	25/31,5		
Capacidad de cierre en cortocircuito (kA cresta)	63/80		
Intensidad nominal de corta duración (kA/s)	Max 25/3-31,5/1		
Resistencia frente a arcos internos (kA/1 s)	25		
Presión nominal relativa de gas SF6 a 20°C (bar)	0,30		
Grado de protección	Compartimentos de AT	IP-65	
	Compartimentos de BT	IP-3X	

Los valores indicados, corresponden a las condiciones normales <sup>(2)</sup> de funcionamiento, según las normas CEI 60298 (62271-200) y 60694 (62271-1):

- **Temperatura ambientales**  
No superior a +40 °C.  
No superior a +35 °C de media, durante un periodo de 24 horas.  
No inferior a -5 °C.
- **Vibraciones**  
Ausencia de vibraciones por causas externas a la propia celda.
- **Altitud**  
Inferior a 1.000 m sobre el nivel del mar <sup>(3)</sup>.

Las celdas CBGS-1 con interruptor-seccionador tripolar con fusibles (24 kV), utilizadas normalmente, como alternativa a las celdas de interruptor automático, para la función de protección de transformadores de servicios auxiliares, presentan algunas características eléctricas específicas.

### Normas

CEI 60694 (62271-1)  
CEI 60056 (62271-100)  
CEI 60282  
CEI 60420 (62271-105)  
CEI 60298 (62271-200)  
CEI 60129 (62271-102)  
CEI 60265-1 (62271-103)

<sup>(1)</sup>Otros requerimientos técnicos, por favor consultar a MESA.

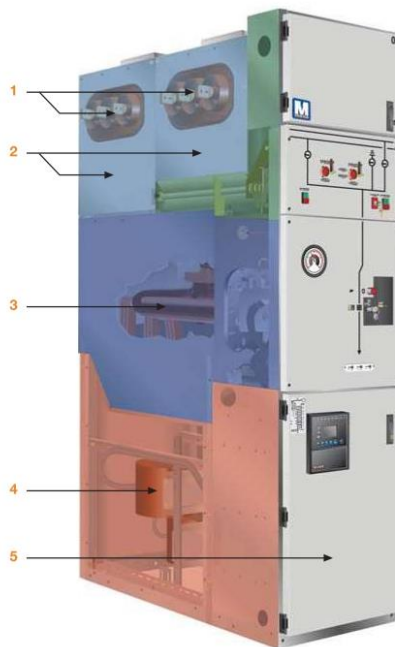
<sup>(2)</sup>Para otras condiciones de utilización, ambientes especialmente agresivos o características técnicas, por favor consultar a MESA.

<sup>(3)</sup>Para más altitud, por favor consultar a MESA.



## CBGS-1 Unidades funcionales

## Descripción básica



- 1 Embarrado
- 2 Cubas SF6 para embarrado
- 3 Cuba SF6 para interrumpir automático
- 4 Compartimento para cables de potencia
- 5 Cajón de BT

Cada conjunto CBGS-1 está constituido por varias unidades funcionales (celdas) ensambladas entre sí.

Cada unidad funcional por su parte, contiene todos los elementos necesarios para cumplir su función.

La interconexión entre las diferentes celdas (unidades funcionales) se realiza por medio del embarrado el cual se encuentra dentro de una de las cubas de SF6.

La calidad de la puesta a tierra de todos los compartimientos metálicos de la celda, queda asegurada mediante la conexión de la barra de tierras de cada compartimiento, al embarrado general colector de tierras de la celda.

### La celda

Cada celda está compuesta exteriormente por un conjunto de paneles RAL 7032, chapas y bastidor metálico, todos ellos puestos a tierra.

Se compone de cuatro o cinco (simple barra, doble barra) compartimientos metálicos independientes y puestos a tierra. Se consigue así una gran segregación evitando la propagación de daños en caso de un eventual accidente.

**El compartimento (cajón) de Baja Tensión**, separado de la zona de Media Tensión, está situado en la parte inferior de la celda y contiene opcionalmente los relés tipo Sepam (otros modelos consultar) y el resto de los elementos auxiliares de protección y control en Baja Tensión.

**El embarrado principal** (hasta 2500) está situado en la parte superior de la celda.

Este compartimiento utiliza gas SF6 como medio de aislamiento y en su interior se encuentran los siguientes elementos:

- Embarrado general y conexiones.
- El seccionador y seccionador de puesta a tierra.

**El compartimento principal que utiliza gas SF6 como medio de aislamiento y contiene el interruptor automático**, está situado en la parte central de la celda y a él se conectan los cables de potencia y el embarrado general a través de pasatapas.

En 24 kV puede contener el interruptor seccionador combinado con fusibles para protección de transformadores de servicios auxiliares.

**El compartimento de conexión de cables de entrada/salida en Media Tensión**, está situado en la parte baja de la celda, con acceso desde la zona trasera.

Existen 2 configuraciones básicas:

- Para derivaciones  $\leq 630$  A se utilizarán conectores tipo T o L.
- Para derivaciones  $> 630$  A se utilizarán conectores rectos tipo Pfisterer tamaño 2 ó 3.

Contiene:

- Zócalos adecuados para la conexión de los conectores de los cables de MT.
- Conectores adecuados a cada configuración (opcional).
- Bridas para sujeción individual de cada cable de potencia.
- Zócalo para prueba de aislamiento de cables MT, sencilla y segura o para transformadores de tensión enchufables (opcional).
- Transformadores toroidales de intensidad (opción).

### Medio ambiente

Las celdas CBGS-1 han sido concebidas en el cuidado del medio ambiente: los materiales utilizados están identificados, siendo fácilmente separables y reciclables.

Además, el SF6 puede ser recuperado y, después de tratamiento adecuado, ser reutilizado.

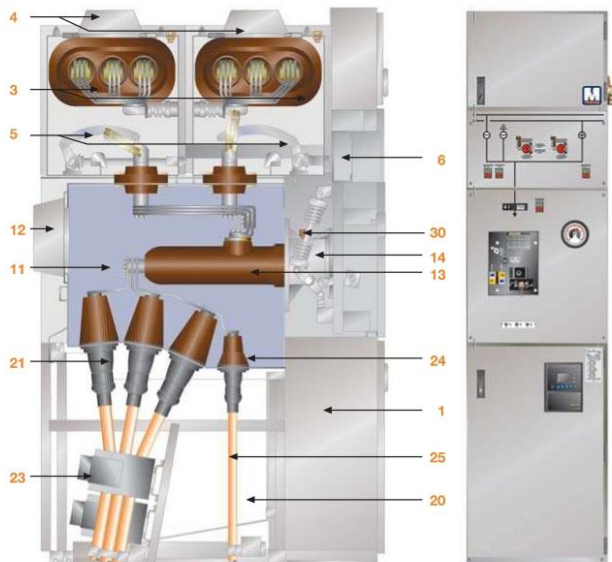
El sistema de gestión medioambiental adoptado por MESA está certificado conforme a los requerimientos establecidos en la norma ISO 14001.



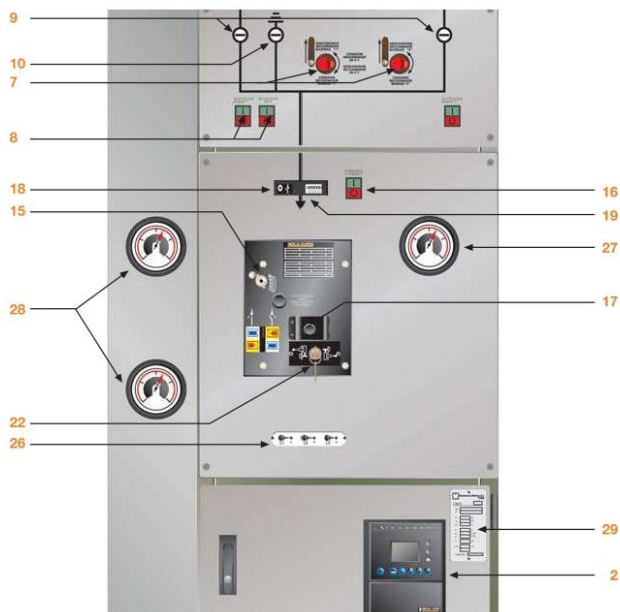
## Descripción básica

CBGS-1  
Unidades funcionales

- 1 **Cajón de Baja Tensión**
- 2 Relés de protección y control tipo Sepam o similar (opcional)
- 3 **Embarrado general en cuba en acero inoxidable de 3 mm de grosor con los pasatapas tripolares adecuados**
- 4 Clapetas de expulsión de gases SF6
- 5 **Seccionador de dos o tres posiciones (seccionador y seccionador de P. a T.)**
- 6 Mando del seccionador
- 7 Accesos para las palancas de accionamiento al mando de los seccionadores
- 8 Pulsadores mando eléctrico del seccionador (opcional)
- 9 Indicadores seccionador: abierto/cerrado
- 10 Indicador P. a T.: abierto/cerrado
- 11 **Cuba metálica (3 mm acero inox.) sellada de por vida**
- 12 Clapeta expulsión de gases SF6
- 13 **Interruptor automático**
- 14 Mando del interruptor automático
- 15 Acceso para la palanca de carga manual de muelles
- 16 Pulsadores de apertura/cierre
- 17 Pulsador mecánico de apertura de emergencia
- 18 Indicadores de estado (abierto/cerrado)
- 19 Contador de maniobras
- 20 **Compartimiento cables de potencia**
- 21 Conectores de cables de potencia. Para más detalle sobre los tipos de conectores, dirigirse a las pág. 24-25 de este catálogo
- 22 Cerradura de bloqueo P. a T. cables de potencia (opcional)
- 23 Transformadores de intensidad (opcional)
- 24 Zócalo para transformadores de tensión, autoválvula, etc. (opcional)
- 25 Cable de conexión de MT para los transformadores de tensión (opcional)
- 26 **Indicadores capacitivos de presencia de tensión en cada fase**
- 27 **Manómetro indicador de la presión de SF6 en el interior del compartimiento del interruptor automático**
- 28 **Manómetro indicador de la presión de SF6 en los cubículos de barras (1 por cada sección de barras)**
- 29 **Placa de características**
- 30 **Presostato**



### Detalle del panel frontal de mecanismos y sinóptico



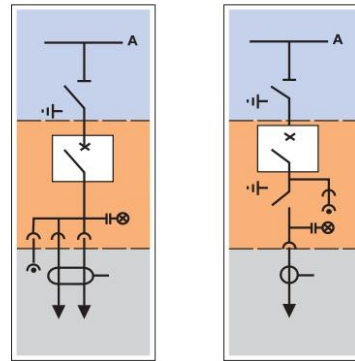
**Soluciones normalizadas**

La selección para diferentes instalaciones, de celdas ya normalizadas incluso a nivel de detalle del cajón de BT, puede suponer ventajas muy importantes, incluso a nivel de condiciones comerciales de suministro, a los usuarios finales de las celdas de la gama CBGS-1.

En la tabla que acompaña a cada configuración, se han indicado solamente las opciones normalizadas más comunes.

**Flexibilidad de diseño**

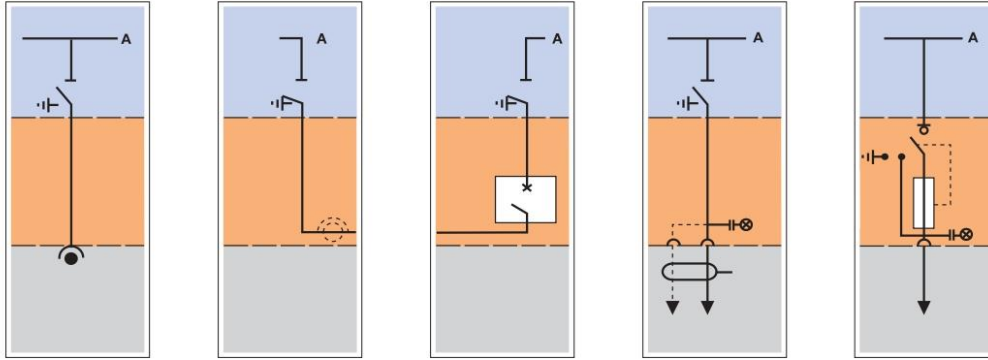
El diseño de las celdas CBGS-1 permite la inclusión en ellas de otras muchas opciones, por lo que en caso de presentarse necesidades realmente particulares, rogamos consultar.



Función	Celda de trafo / línea	Celda de línea con secc. de cables
<b>Tensión nominal (kV)</b>	24/36	24/36
<b>Intensidad nominal de embarrado (A)</b>	1250 / 1600 / 2000 / 2500	1250 / 1600 / 2000 / 2500
<b>Intensidad nominal de derivaciones (A)</b>	Línea 630-Trafo 1250/1600/2000	630
<b>Intensidad nominal de cortocircuito 3s - 1s/cresta (kA)</b>	25-31,5 / 63-80	25-31,5 / 63-80
<b>Manómetro de control SF6 cubículo central</b>	Sí	Sí
<b>Manómetro de control SF6 barras</b>	Sí (en panel lateral)	Sí (en panel lateral)
<b>Medida en barras generales</b>	No	No
Transformadores de tensión	----	----
Transformadores de intensidad	----	----
<b>Seccionador</b>	Sí	Sí
2/3 posiciones	3 posiciones	3 posiciones
Mando manual	Sí	Sí
Mando motorizado	Opcional	Opcional
Intensidad nominal de paso	630 / 1250 / 1600 / 2000 <sup>(2)</sup>	630 / 1250 / 1600 / 2000 <sup>(2)</sup>
Cerradura bloqueo del seccionador en abierto	Opcional	Opcional
Cerradura bloqueo del seccionador en cerrado	Opcional	Opcional
Cerradura bloqueo del seccionador de p. a t. en abierto	Opcional	Opcional
Cerradura bloqueo del seccionador de p. a t. en cerrado	Opcional	Opcional
Cerradura bloqueo tierra de cables	Opcional	Opcional
Electroimán bloqueo seccionador	Opcional	Opcional
Electroimán bloqueo puesta a tierra	Opcional	Opcional
<b>Interruptor Automático (mando motorizado)</b>	Sí	Sí
Intensidad nominal (A)	1250 / 2500	1250 / 2500
Tensión de mando (Vcd)	110 / 125 <sup>(2)</sup>	110 / 125 <sup>(2)</sup>
Bobina de disparo	Simple / Doble (opcional)	Simple / Doble (opcional)
Bloqueo del interruptor automático en abierto	Opcional	Opcional
Bloqueo mecánico del pulsador de apertura	Opcional	Opcional
<b>Detectores de presencia de tensión</b>	Sí	Sí
<b>Compartimento inferior para cables y transformadores</b>	----	----
Número máximo de cables de entrada / salida por fase	Línea 1 <sup>(3)</sup> Trafo 4 <sup>(3)</sup>	1 <sup>(3)</sup>
Transformadores toroidales de intensidad	Opcional	Opcional
Embarrado general inferior de paso entre celdas	No	No
Transformadores de intensidad en barras	No	No
Transformadores de tensión en barras	No	No
<b>Seccionador de cables</b>	Opcional	Sí
<b>Cajón de Baja Tensión</b>	Sí	Sí
Alumbrado (lámpara + micro)	Opcional	Opcional
Relé de protección tipo Sepam o similar	Opcional	Opcional
Tipo de control (Convencional o Digital)	Convencional / Digital	Convencional / Digital
Relés contactores y otros elementos auxiliares:	Opcional	Opcional
Conmutadores	Opcional	Opcional
Convertidor	Opcional	Opcional
Interruptores automáticos	Opcional	Opcional
Regletero de bornas	Opcional	Opcional

## Posibles configuraciones simple barra

CBGS-1  
Descripción



Celda de medida <sup>(1)</sup>	Remonte	Acoplamiento longitudinal	Acometida / con seccionador	Servicios Auxiliares <sup>(4)</sup>
24/36	24 / 36	24 / 36	24 / 36	24
1250 / 1600 / 2000 / 2500	1250 / 1600 / 2000 / 2500	1250 / 1600 / 2000 / 2500	1250 / 1600 / 2000 / 2500	1250 / 1600 / 2000 / 2500
----	----	----	Línea 630-Trafo1250/1600/2000	200 (limitada por el fusible)
25-31,5 / 63-80	25-31,5 / 63-80	25-31,5 / 63-80	25-31,5/63-80	Limitada por el fusible
Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Sí (en panel lateral)	Sí (en panel lateral)	Sí (en panel lateral)	Sí (en panel lateral)	Sí (en panel lateral)
Sí	Opcional	No	No	No
Opcional	Opcional	----	----	----
Opcional	Opcional	----	----	----
Sí	Sí	Sí	Opcional	----
3 posiciones	2 posiciones <sup>(2)</sup>	2 posiciones <sup>(2)</sup>	3 posiciones	----
Sí	Sí	Sí	Opcional	----
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	----
630 / 1250 / 1600 / 2000 <sup>(2)</sup>	630 / 1250 / 1600 / 2000 <sup>(2)</sup>	630 / 1250 / 1600 / 2000 <sup>(2)</sup>	630 / 1250 / 1600 / 2000 <sup>(2)</sup>	----
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	----
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	----
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	----
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	----
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	----
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	----
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	----
No	No	Sí	No	----
----	----	1250 / 2500	----	----
----	----	110 / 125 <sup>(2)</sup>	----	----
----	----	Simple / Doble (opcional)	----	----
----	----	Opcional	----	----
----	----	Opcional	----	----
No	No	No	Sí	Sí
----	----	----	----	----
----	----	----	Línea 1 <sup>(3)</sup> Trafo 4 <sup>(3)</sup>	----
No	No	No	Opcional	1 <sup>(3)</sup>
No	1250 / 1600 <sup>(2)</sup>	1250 / 1600 <sup>(2)</sup>	No	Opcional
No	Opcional	No	No	No
Sí	Opcional	No	No	No
No	No	No	No	No
Sí	Sí	Sí	Sí	Opcional
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Convencional / Digital	Convencional / Digital	Convencional / Digital	Convencional / Digital	Opcional
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional

<sup>(1)</sup> Opcionalmente la medida directa de las barras es posible en un panel lateral por medio de conectores.

<sup>(2)</sup> Para otras características, consultar a MESA.

<sup>(3)</sup> Secciones de cables de acuerdo al tamaño de conector utilizado.

<sup>(4)</sup> Características del interruptor-seccionador en las siguientes páginas.

## II.7 – Módulos híbridos HIS

GE  
Grid Solutions

# HYpact

## Equipo compacto híbrido

### Todo en uno

¿Qué es un equipo compacto? HYpact es un equipo compacto que combina aislamiento en SF<sub>6</sub> con componentes aislados en aire. Ahorro de espacio y costes son sólo dos de las ventajas que combina el equipo. Además del ahorro en espacio y coste, con HYpact se reducen las influencias de la exposición al medio ambiente. HYpact también permite diseños optimizados en subestaciones como alternativa a los diseños convencionales (AIS) o GIS.

### Diversidad

#### Múltiples configuraciones

HYpact combina interruptores, seccionadores, cuchillas de puesta a tierra, transformadores de corriente y tensión, y conexiones por cable con diferentes combinaciones en un solo equipo.

### Aplicaciones

#### Variedad en los diseños

Subestaciones en barra simple, incluyendo configuraciones en H y subestaciones doble barra.

### Temperaturas

#### -60 °C con SF<sub>6</sub> puro

Temperaturas hasta -60 °C con SF<sub>6</sub> puro.  
Testado de acuerdo a la normativa GOST y los más severos requisitos de la FGC-UES.

### Prueba sísmica

#### 0,7 g sin falla

HYpact ha sido expuesta a la mesa vibratoria superando la capacidad sísmica de 0,7 g.



## Fabricado por GE

HYpact es un equipo compacto híbrido que dispone de las siguientes funciones:

- Interruptores,
- Seccionadores,
- Puestas a tierra,
- Equipos de medición (corriente, voltaje),
- Funciones específicas adicionales.

Está diseñado para las futuras necesidades de las redes eléctricas.

## Principales características

- De 72.5 kV a 170 kV  
2500 A - 40 kA - 16,7/50/60 Hz
- Equipo completamente encapsulado
- Diseño compacto, ahorro de espacio
- Temperaturas hasta - 60 °C



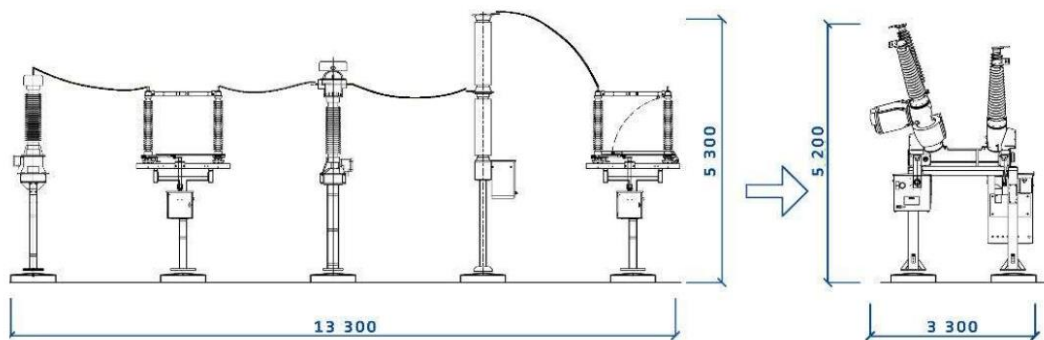
## HYpact Equipo compacto híbrido

### Ventajas

Los montajes de equipos de distribución compactos permiten ahorrar espacio, como sugiere su nombre. Una subestación eléctrica basada en un equipo de distribución híbrido logra un ahorro de espacio superior al 50 % en comparación con las subestaciones convencionales con aislamiento de aire.

Sin embargo, el ahorro de espacio es solo una de las ventajas. Cada vez más, los operadores eligen HYpact incluso allí donde el espacio es amplio, solo para beneficiarse de los largos períodos entre los trabajos de mantenimiento de los interruptores, los seccionadores con aislamiento de gas y las cuchillas de puesta a tierra. En comparación con las subestaciones convencionales con aislamiento de aire, los períodos libres de mantenimiento de las subestaciones que utilizan HYpact son considerablemente más largos.

Además del ahorro de espacio y mantenimiento, HYpact reduce enormemente la exposición de los equipos de distribución a las influencias medioambientales, ofreciendo así una alternativa económica frente a las subestaciones con aislamiento de gas en lugares con mucha polución o que sufran condiciones climáticas extremas.



Gracias al reducido número de componentes individuales, los requisitos de obra civil de las subestaciones, como la cimentación, número de estructuras soporte, interconexiones del cableado y las conexiones de alta tensión, se simplifican. Los trabajos de instalación se limitan a sólo uno o dos días por posición y, a menudo, se pueden ejecutar sin la supervisión de nuestros especialistas.

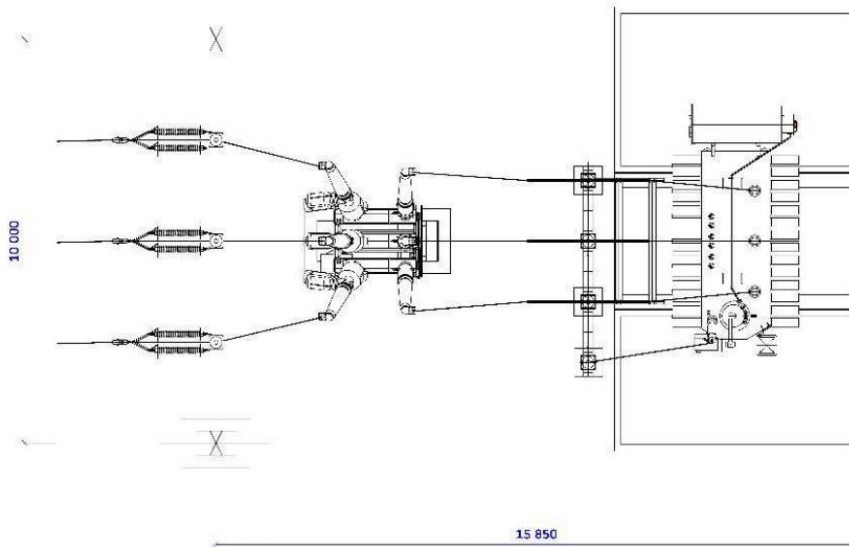
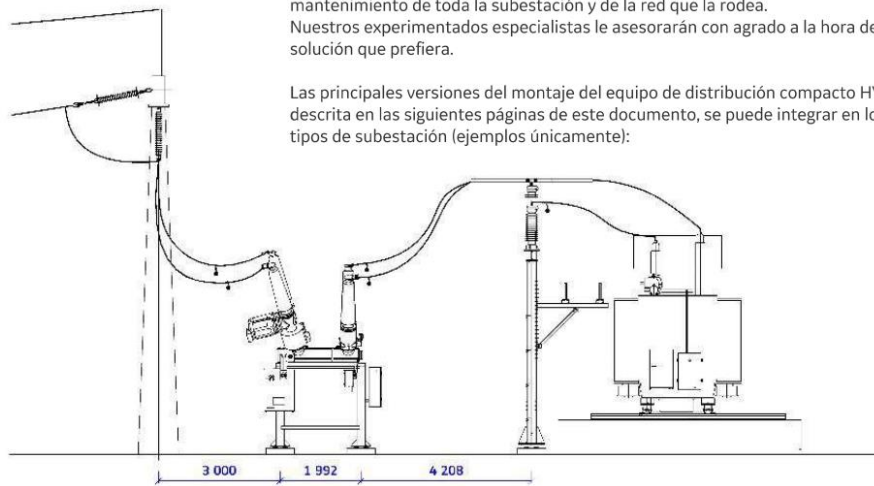




### Alimentación de barra simple

Los montajes de equipos de distribución compactos híbridos permiten optimizar los diseños de las subestaciones cuyo diseño difiere del convencional aplicado en las subestaciones con aislamiento de aire o de gas. La disposición de las subestaciones se define por la naturaleza del montaje como una unidad y por los requisitos operativos y de mantenimiento de toda la subestación y de la red que la rodea. Nuestros experimentados especialistas le asesorarán con agrado a la hora de definir la solución que prefiera.

Las principales versiones del montaje del equipo de distribución compacto HYpact, descrita en las siguientes páginas de este documento, se puede integrar en los siguientes tipos de subestación (ejemplos únicamente):



**HYpact** Equipo compacto híbrido

Perspectiva general de los componentes



**Interruptor**

Tipo de tanque muerto.  
Operación trifásica o monofásica.



**Seccionadores/cuchillas de puesta a tierra**

Conmutador de tres posiciones para puesta a tierra integral o directa.



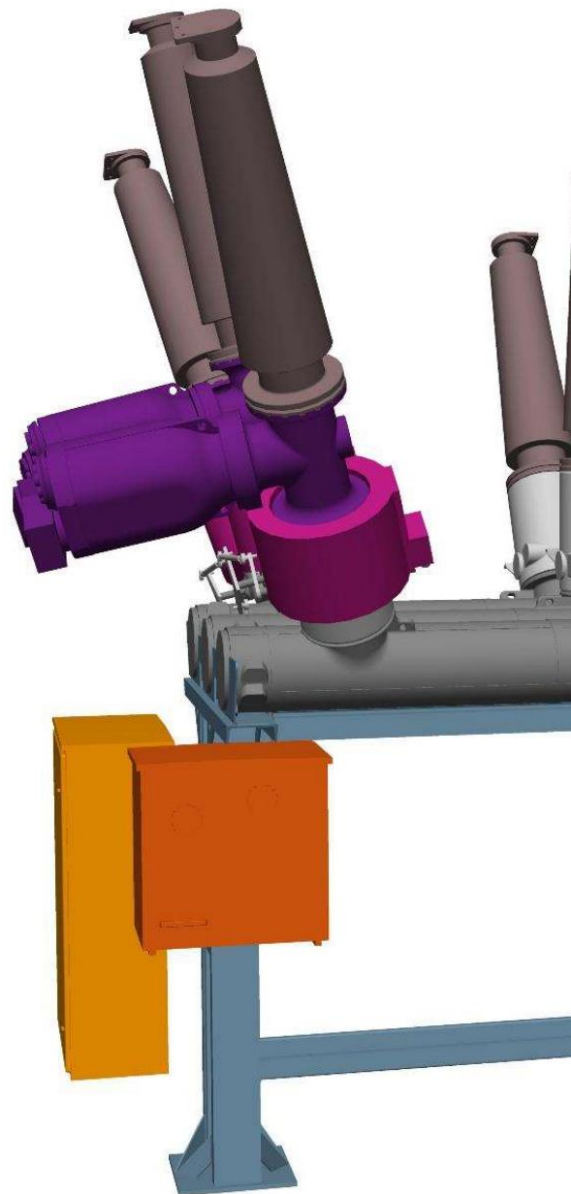
**Aisladores**

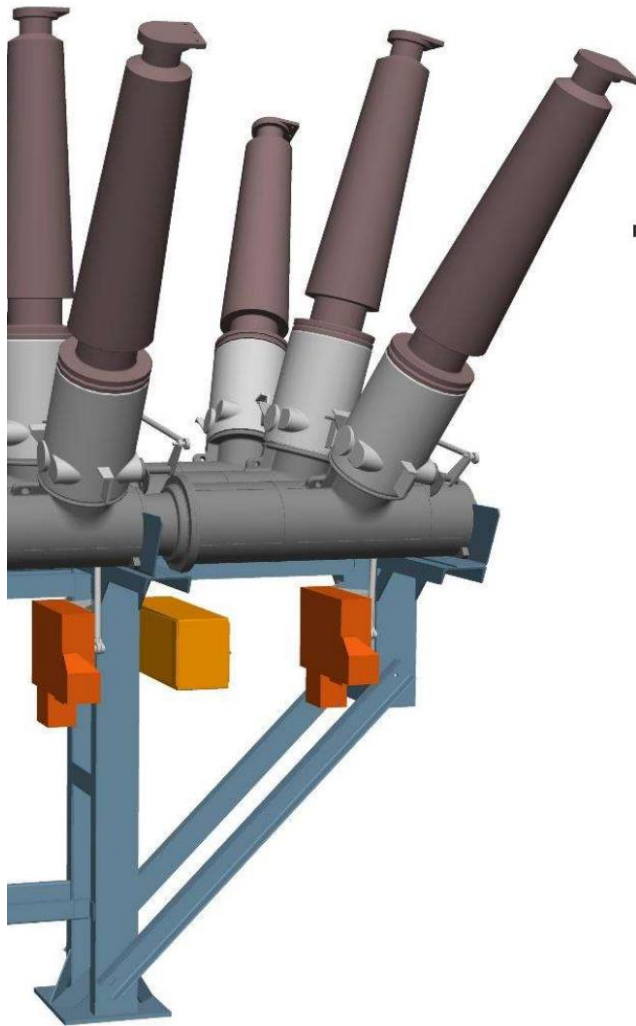
Porcelana o polimérico.  
También conectores de cables.



**Mecanismo**

Mecanismo accionado por resorte para el interruptor.  
Mecanismo operado por motor para el seccionador/cuchilla de puesta a tierra.





**Armario de control centralizado**

Para una mejor operatividad de los secundarios.



**Transformadores de corriente**

Tipo toroidal. Aislamiento en resina o aire.



**Transformadores de tensión**

Inductivos.



**Estructura soporte**

Galvanizado en caliente.



**HYpact Equipo compacto híbrido**

**Dato técnicos\***

Tipo		HYpact 72,5	HYpact 123	HYpact 145	HYpact 170
Tensión nominal	[kV]	72,5	123	145	170
Frecuencia nominal	[Hz]	50/60	16,7/50/60	16,7/50/60	50
Tensión soportada a frecuencia industrial					
- a tierra	[kV]	140	230	275	325
- a través de distancia de aislamiento	[kV]	160	265	315	375
Tensión soportada al impulso tipo rayo					
- a tierra	[kV]	325	550	650	750
- a través de distancia de aislamiento	[kV]	375	630	750	860
Intensidad de corriente nominal	[A]	2500	2500	2500	2500
Corriente nominal de corte en cortocircuito	[kA]	40	40	40	40
Corriente nominal de cierre en cortocircuito	[kA]	104	104	104	100
Duración nominal admisible del cortocircuito	[s]	3	3	3	3
<b>Específicos del interruptor de potencia</b>					
Tiempo de corte total	[ms]	≤60	≤60	≤60	≤60
Tiempo de cierre	[ms]	≤70	≤70	≤70	≤70

\* Valores estándares; otros valores disponibles.

El concepto modular de HYpact permite su uso en casi todas las disposiciones de subestaciones, incluidas las aplicaciones de barra simple y doble, los conectores de cables y el funcionamiento monofásico y trifásico para instalaciones tanto interiores como exteriores.

- **Mecanismo accionado por resorte**  
FK 3-1
- **Secuencia operativa nominal del interruptor del circuito eléctrico**  
O-0,3seg.-CO-3 min-CO  
resp. CO-15seg.-CO
- **Tensión de alimentación nominal**  
De 24 a 250 Vcc/ca
- **Temperatura ambiente máxima**  
De -60 °C a +40 °C (con SF<sub>6</sub> puro)

**Ensayos de tipo**

El estándar IEC para conjuntos de equipamiento compacto, IEC 62271-205 2008, requiere no sólo el rendimiento del ensayo de tipo para cada dispositivo individual, sino también la necesidad de demostrar las características del conjunto en su totalidad. En consecuencia, el HYpact completo, compuesto de interruptor, seccionador, cuchilla de puesta a tierra y transformador de corriente se ha sometido a una extensa serie de pruebas de tipo, incluyendo, pero no limitado a pruebas de potencia, pruebas dieléctricas, mecánicas y pruebas ambientales.

Dispositivos y funciones complementarias, por ejemplo, conectores de cables o transformadores de tensión, han sido probados de acuerdo con sus normas específicas aplicables también como parte de la HYpact, para demostrar que las interacciones entre los dispositivos y el HYpact no limitan sus calificaciones individuales o las de todo el conjunto.

Los ensayos de tipo HYpact se han llevado a cabo en los laboratorios de ensayo acreditados y certificados.



## II.8 – Embarrados



# TUBOS ALUMINIO

## PARA SUBESTACIONES ELÉCTRICAS



### APLICACIONES

Tubos de aluminio para subestaciones eléctricas exteriores de distribución eléctrica.

### NORMAS DE APLICACIÓN

EN 573 / EN 755 / DIN 40501 / DIN 43670

### PROPIEDADES FÍSICAS

Tabla 1

Propiedades físicas	Calidad
Resistencia a la corrosión	Muy buena
Resistencia en cortocircuito	Buena
Capacidad de soldabilidad	Buena
Capacidad de conformabilidad	Buena
Aptitud para el anodizado	Muy buena
Capacidad de maquinabilidad	Buena

### PROPIEDADES ELÉCTRICAS Y MECÁNICAS

Tabla 2

Propiedades (Valores estándar)	Aleación y temple	
	6063-T6	6101-T6
Conductividad térmica (W/m·K)	201	218
Conductividad eléctrica a 20°C: (% IACS)	53	57 (mín. 55)
Resistividad eléctrica a 20°C: ( $\mu\Omega\cdot m$ )	0,0325	0,0308
Coefficiente de temperatura de resistencia eléctrica a 20°C: ( $K^{-1}$ )	0,0035	0,00370 (mín. 0,00363)

### COMPOSICIÓN QUÍMICA

Tabla 3

Aleación	Elementos químicos									Otros elementos	
	Si	Fe	Cu	Mn	Mg	Cr	Zn	Ti	B	Cada uno	Total
6063	0,2-0,6	0,35	0,10	0,10	0,45-0,90	0,10	0,10	0,10	-	0,05	0,15
6101-B	0,3-0,70	0,50	0,10	0,03	0,35-0,80	0,03	0,10	-	0,06	0,03	0,10

## TUBOS CONFORMADOS

Fig. 1

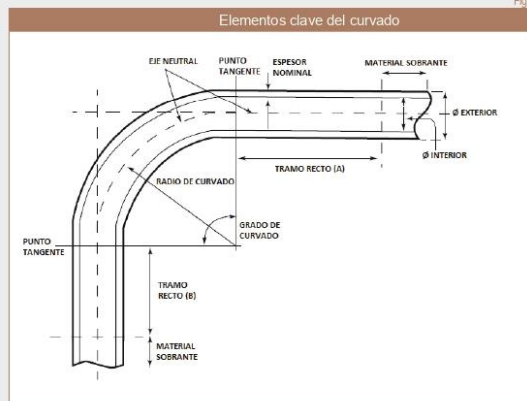


Tabla 4

Diámetros tubo	Parámetros recomendados por REE:	
	Tramo recto	Radio de curvado mínimo
200/184 mm	700 mm	900 mm
150/134 mm	700 mm	800 mm
120/104 mm	600 mm	700 mm
100/88 mm	600 mm	500 mm
63/47 mm	350 mm	400 mm

International Bronmetal, S.A. ofrece la posibilidad suministro tubos curvados y contraflechados.



**CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS 6063 T6**

Tabla 5

Denominación	Características físicas				Características eléctricas		Características estáticas	
	Ø int / Ø ext	Ø ext (mm)	Espesor (mm)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Peso (g/m)	Intensidad adm. desde 65°C (A)	Intensidad adm. desde 85°C (A)	Momento inercia (cm <sup>4</sup> )
40/36	40	2	239	645	559	742	4,40	2,20
40/34		3	349	942	675	869	6,10	3,10
40/32		4	452	1.221	770	1.014	7,60	3,80
40/30		5	550	1.484	821	1.111	8,80	4,40
40/28		6	641	1.730	869	1.208	9,70	4,90
45/40		45	3	334	901	569	752	7,56
50/44	50	3	443	1.196	773	1.063	12,50	5,00
50/42		4	578	1.561	918	1.208	15,70	6,30
50/40		5	707	1.909	1.014	1.353	18,50	7,40
50/38		6	829	2.239	1.111	1.449	20,80	8,30
50/34		8	1.056	2.850	1.256	1.642	24,60	9,80
50/30		10	1.257	3.393	1.353	1.787	27,20	10,90
60/50	60	5	864	2.333	1.024	1.354	32,93	10,98
63/57	63	3	565	1.527	966	1.304	26,00	8,20
63/55		4	741	2.002	1.111	1.497	33,00	10,50
63/53		5	911	2.460	1.256	1.642	39,30	12,50
63/51		6	1.074	2.901	1.353	1.787	44,90	14,30
63/47		8	1.382	3.732	1.546	2.077	54,40	17,30
68/60		68	4	804	2.171	1.038	1.371	41,34
70/60	70	5	1.021	2.757	1.182	1.563	54,24	15,50
80/74	80	3	726	1.959	1.208	1.594	54,90	13,70
80/72		4	955	2.579	1.353	1.836	70,40	17,60
80/70		5	1.178	3.181	1.497	2.077	84,80	21,20
80/68		6	1.395	3.766	1.642	2.222	97,90	24,50
80/64		8	1.810	4.886	1.884	2.560	121,00	30,20
80/60		10	2.199	5.938	2.077	2.802	140,00	35,00
90/80	90	5	1.335	3.605	1.491	1.971	121,00	26,89
100/94	100	3	914	2.468	1.449	1.932	110,00	21,90
100/92		4	1.206	3.257	1.642	2.222	142,00	28,40
100/90		5	1.492	4.029	1.836	2.512	172,00	34,40
100/88		6	1.772	4.784	1.980	2.705	200,00	40,00
100/84		8	2.312	6.243	2.270	3.140	251,00	50,20
110/100		110	5	1.649	4.453	1.792	2.369	227,81
120/112	120	4	1.458	3.936	1.932	2.608	250,00	41,70
120/110		5	1.806	4.877	2.125	2.947	305,00	50,80
120/108		6	2.149	5.802	2.319	3.188	357,00	59,40
120/104		8	2.815	7.600	2.657	3.671	452,00	75,30
120/100		10	3.456	9.331	2.995	4.058	537,00	89,50
150/136		150	7	3.145	8.491	2.793	3.692	805,76
150/134	8		3.569	9.636	2.976	3.933	902,38	120,32
150/125	13		5.400	14.579	3.660	4.838	1.286,63	171,55
160/152	160	4	1.960	5.293	2.464	3.381	608,00	76,00
160/150		5	2.435	6.574	2.705	3.768	746,00	93,20
160/148		6	2.903	7.838	2.995	4.106	878,00	110,00
160/144		8	3.820	10.314	3.430	4.734	1.127,00	141,00
160/140		10	4.712	12.723	3.816	5.217	1.356,00	170,00
200/190		200	5	3.063	8.270	3.285	4.589	1.484,00
200/188	6		3.657	9.873	3.575	4.927	1.754,00	175,00
200/184	8		4.825	13.029	4.154	5.700	2.269,00	227,00
200/180	10		5.969	16.116	4.589	6.376	2.751,00	275,00
200/176	12		7.087	19.136	5.024	6.956	3.202,00	320,00
250/240	250		5	3.848	10.391	3.961	5.507	2.942,00
250/238		6	4.599	12.418	4.347	6.086	3.489,00	279,00
250/234		8	6.082	16.422	4.927	6.956	4.540,00	363,00
250/230		10	7.540	20.358	5.507	7.729	5.539,00	443,00
250/226		12	8.972	24.225	5.990	8.502	6.487,00	519,00

NOTA - Valores calculados en función de PROPIEDADES ELÉCTRICAS Y MECÁNICAS de la Tabla 2

# Diseño de un parque eólico de 48,3 MW y de su infraestructura de evacuación eléctrica en Cincorres (Castelló)



## CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS 6101 T6

Tabla 6

Denominación	Características físicas				Características eléctricas		Características estáticas	
	Ø int / Ø ext	Ø ext (mm)	Espesor (mm)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Peso (g/m)	Intensidad adm. desde 65°C (A)	Intensidad adm. desde 85°C (A)	Momento inercia (cm <sup>4</sup> )
40/36	40	2	239	645	579	768	4,40	2,20
40/34		3	349	942	699	900	6,10	3,10
40/32		4	452	1.221	797	1.050	7,60	3,80
40/30		5	550	1.484	850	1.150	8,80	4,40
40/28		6	641	1.730	900	1.250	9,70	4,90
45/40	45	3	334	901	589	779	7,56	3,36
50/44	50	3	443	1.196	800	1.100	12,50	5,00
50/42		4	578	1.561	950	1.250	15,70	6,30
50/40		5	707	1.909	1.050	1.400	18,50	7,40
50/38		6	829	2.239	1.150	1.500	20,80	8,30
50/34		8	1.056	2.850	1.300	1.700	24,60	9,80
50/30	10	1.257	3.393	1.400	1.850	27,20	10,90	
60/50	60	5	864	2.333	1.060	1.401	32,93	10,98
63/57	63	3	565	1.527	1.000	1.350	26,00	8,20
63/55		4	741	2.002	1.150	1.550	33,00	10,50
63/53		5	911	2.460	1.300	1.700	39,30	12,50
63/51		6	1.074	2.901	1.400	1.850	44,90	14,30
63/47		8	1.382	3.732	1.600	2.150	54,40	17,30
68/60	68	4	804	2.171	1.074	1.420	41,34	12,16
70/60	70	5	1.021	2.757	1.224	1.618	54,24	15,50
80/74	80	3	726	1.959	1.250	1.650	54,90	13,70
80/72		4	955	2.579	1.400	1.900	70,40	17,60
80/70		5	1.178	3.181	1.550	2.150	84,80	21,20
80/68		6	1.395	3.766	1.700	2.300	97,90	24,50
80/64		8	1.810	4.886	1.950	2.650	121,00	30,20
80/60	10	2.199	5.938	2.150	2.900	140,00	35,00	
90/80	90	5	1.335	3.605	1.544	2.040	121,00	26,89
100/94	100	3	914	2.468	1.500	2.000	110,00	21,90
100/92		4	1.206	3.257	1.700	2.300	142,00	28,40
100/90		5	1.492	4.029	1.900	2.600	172,00	34,40
100/88		6	1.772	4.784	2.050	2.800	200,00	40,00
100/84		8	2.312	6.243	2.350	3.250	251,00	50,20
110/100	110	5	1.649	4.453	1.855	2.452	227,81	41,42
120/112	120	4	1.458	3.936	2.000	2.700	250,00	41,70
120/110		5	1.806	4.877	2.200	3.050	305,00	50,80
120/108		6	2.149	5.802	2.400	3.300	357,00	59,40
120/104		8	2.815	7.600	2.750	3.800	452,00	75,30
120/100		10	3.456	9.331	3.100	4.200	537,00	89,50
150/136	150	7	3.145	8.491	2.891	3.822	805,76	107,43
150/134		8	3.569	9.636	3.080	4.071	902,38	120,32
150/125		13	5.400	14.579	3.789	5.008	1.286,63	171,55
160/152	160	4	1.960	5.293	2.550	3.500	608,00	76,00
160/150		5	2.435	6.574	2.800	3.900	746,00	93,20
160/148		6	2.903	7.838	3.100	4.250	878,00	110,00
160/144		8	3.820	10.314	3.550	4.900	1.127,00	141,00
160/140		10	4.712	12.723	3.950	5.400	1.356,00	170,00
200/190	200	5	3.063	8.270	3.400	4.750	1.484,00	148,00
200/188		6	3.657	9.873	3.700	5.100	1.754,00	175,00
200/184		8	4.825	13.029	4.300	5.900	2.269,00	227,00
200/180		10	5.969	16.116	4.750	6.600	2.751,00	275,00
200/176		12	7.087	19.136	5.200	7.200	3.202,00	320,00
250/240	250	5	3.848	10.391	4.100	5.700	2.942,00	235,00
250/238		6	4.599	12.418	4.500	6.300	3.489,00	279,00
250/234		8	6.082	16.422	5.100	7.200	4.540,00	363,00
250/230		10	7.540	20.358	5.700	8.000	5.539,00	443,00
250/226		12	8.972	24.225	6.200	8.800	6.487,00	519,00

NOTA - Valores calculados en función de PROPIEDADES ELÉCTRICAS Y MECÁNICAS de la Tabla 2.



**FLECHAS MÁXIMAS DEBIDO A PROPIO PESO CON 2 APOYOS**

Tabla 7

Denominación	Características físicas		Flechas máx. debido a propio peso con 2 apoyos (cm)						
	Ø int / Ø ext	Ø ext	Espesor (mm)	Distancia entre soportes (m)					
				6	8	10	12	14	20
40/36	40	2							
40/34		3	3,6						
40/32		4	3,8						
40/30		5	4,0	12,7					
40/28		6	4,2	13,3					
45/40	45	3	8,9	21,8					
50/44	50	3	2,3	7,1					
50/42		4	2,4	7,4					
50/40		5	2,4	7,7					
50/38		6	2,5	8,0	19,6				
50/34		8	2,7	8,7	21,2				
50/30	10	2,9	9,3	22,8					
60/50	60	5	1,7	5,3	12,9				
63/57	63	3	1,4	4,4					
63/55		4	1,4	4,5	11,1				
63/53		5	1,5	4,7	11,4				
63/51		6	1,5	4,8	11,8				
63/47		8	1,6	5,1	12,5	26,0			
68/60	68	4	1,2	3,9	9,6	19,9			
70/60	70	5	1,2	3,8	9,3	19,2			
80/74	80	3	0,8	2,7	6,5				
80/72		4	0,9	2,7	6,7	13,9			
80/70		5	0,9	2,8	6,8	14,2			
80/68		6	0,9	2,9	7,0	14,6	27,0		
80/64		8	1,0	3,0	7,4	15,3	28,3		
80/60	10	1,0	3,2	7,7	16,0	29,7			
90/80	90	5	0,7	2,2	5,4	11,3	20,9		
100/94	100	3	0,5	1,7	4,1	8,5			
100/92		4	0,5	1,7	4,2	8,7	16,1		
100/90		5	0,6	1,8	4,3	8,9	16,4		
100/88		6	0,6	1,8	4,4	9,0	16,8		
100/84		8	0,6	1,9	4,5	9,4	17,4		
110/100	110	5	0,5	1,5	3,6	7,4	13,7		
120/112	120	4	0,4	1,2	2,9	6,0	11,0		
120/110		5	0,4	1,2	2,9	6,1	11,2		
120/108		6	0,4	1,2	3,0	6,2	11,4		
120/104		8	0,4	1,3	3,1	6,4	11,8		
120/100		10	0,4	1,3	3,2	6,6	12,2		50,7
150/136	150	7	0,2	0,8	1,9	4,0	7,4	30,8	
150/134		8	0,3	0,8	1,9	4,0	7,5	31,2	
150/125		13	0,3	0,8	2,1	4,3	7,9	33,1	
160/152	160	4	0,2	0,7	1,6	3,3	6,1	25,4	
160/150		5	0,2	0,7	1,6	3,3	6,2	25,7	
160/148		6	0,2	0,7	1,6	3,4	6,3	26,1	
160/144		8	0,2	0,7	1,7	3,5	6,4	26,7	
160/140		10	0,2	0,7	1,7	3,6	6,6	27,4	
200/190	200	5	0,1	0,4	1,0	2,1	3,9	16,3	
200/188		6	0,1	0,4	1,0	2,1	3,9	16,4	
200/184		8	0,1	0,4	1,0	2,2	4,0	16,8	
200/180		10	0,1	0,4	1,1	2,2	4,1	17,1	
200/176		12	0,1	0,4	1,1	2,3	4,2	17,4	
250/240	250	5	< 0,1	0,3	0,6	1,3	2,5	10,3	
250/238		6	< 0,1	0,3	0,6	1,3	2,5	10,4	
250/234		8	< 0,1	0,3	0,7	1,4	2,5	10,6	
250/230		10	< 0,1	0,3	0,7	1,4	2,6	10,7	
250/226		12	< 0,1	0,3	0,7	1,4	2,6	10,9	


NOTA - Para recomendaciones de CONTRAFLECHADO, contactar con INTERNATIONAL BRONMETAL, S.A

Los datos contenidos en este catálogo son informativos y no constituyen, en ningún caso, condiciones contractuales de suministro, salvo error u omisión.

<b>Bizkaia</b> OFICINA/ALMACÉN PRINCIPAL C/Utxa, 2, Pol. Ind. Sasine E-48195 LARRABETZU Bizkaia-SPAIN Tel.: +34 944 731 500 Fax.: +34 944 117 387 info@ibronmetal.com	C/Bizkargi, 6 Pol. Ind. Sarrikola E-48195 LARRABETZU Bizkaia-SPAIN Tel.: +34 944 731 500 Fax.: +34 944 117 387 info@ibronmetal.com	<b>Barcelona</b> C/Marconi, 13 Pol. Ind. Sesrovires E-08635 SANT ESTEVE SESROVIRE Barcelona-SPAIN Tel.: +34 937 715 307 Fax.: +34 937 713 866 info@ibronmetal.com	<b>Madrid</b> C/Nobel, 2-4 Pol. Ind. San Marcos E-28906 GETAFE Madrid-SPAIN Tel.: +34 91 665 25 97 Fax.: +34 91 692 86 74 info@ibronmetal.com	<b>Valencia</b> C/Mont Cabrer, 22 Pol. Ind. la Lloma E-46960 ALDAYA Valencia-SPAIN Tel.: +34 961 517 297 Fax.: +34 961 517 364 info@ibronmetal.com	<b>México</b> Laurel 207 Fracc. Industrial El Vergel 38110 CELAYA Guanajuato-MEXICO Tel.: +52 461 611 06 31 info@ibronmetal.com	<b>Alemania</b> Halskestrasse, 26 40880 RATINGEN DEUTSCHLAND Tel.: +49 2102-7142515 Fax: +49 2102-7142518 info@ibronmetal.de
--	--	--	--	---	---	--





## II.9 – Aisladores



# POINSA

Aisladores para Aparellaje  
*Outdoor & Indoor Post Insulators*

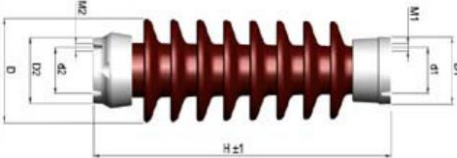




Aisladores para Aparellaje  
Outdoor & Indoor Post Insulators

**4.1.1 AISLADORES DE SOPORTE EXTERIOR CON HERRAJES EXTERNOS**  
**OUTDOOR POST INSULATORS WITH EXTERNAL METAL PARTS**  
**TENSIÓN NOMINAL MÁXIMA DE 6 A 24 kV**  
**MAXIMUM NOMINAL VOLTAGE 6 TO 24 kV**

Según CEI 60273. According to IEC 60273.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS / TECHNICAL SPECIFICATIONS										
Vidriado color marrón o gris / Brown or grey glazed										
Herrajes: Fundición maleable galvanizada en caliente. / Fittings: Cast iron hot dip galvanized.										
Montaje: Hasta 80 °C - cemento Sulfuroso / Cementing: Up to 80 °C Sulphur cement Montaje: Hasta 150 °C - cemento Portland / Cementing: Up to 150 °C Portland cement										
Ensayos según CEI 60168 / Tests according to IEC 60168										
										
DESIGNACION / REFERENCE		C4-60	C4-95	C6-95	C8-95	C10-95	C4-125	C6-125	C8-125	
Línea de fuga mínima según nivel de polución CEI 60815 (mm.) Minimum creepage distance according to pollution level IEC 60815 (mm.)	I	115	280	280	280	280	384	384	384	
	II	144	350	350	350	350	480	480	480	
	III	180	437	437	437	437	600	600	600	
	IV	223	542	542	542	542	744	744	744	
DIMENSIONES / DIMENSIONS										
Altura del aislador montado Height of the post insulator once assembled	H mm	190	255	255	255	255	305	305	305	
Diámetro máximo parte aislante Maximum diameter of insulating part	D mm	175	190	225	190	220	215	215	200	
Diámetro cara de apoyo del herraje Maximal cap diameter	D1 mm	108	108	108	108	108	108	108	108	
Diámetro cara de apoyo del herraje Maximal cap diameter	D2 mm	108	108	108	108	108	108	108	108	
Diámetro del círculo de fijación Bolt circle	d1 mm	76	76	76	76	76	76	76	76	
Diámetro del círculo de fijación Bolt circle	d2 mm	76	76	76	76	76	76	76	76	
Diámetro de la rosca Tapped hole	M1 mm	M12	M12	M12	M12	M12	M12	M12	M12	
Diámetro de la rosca Tapped hole	M2 mm	M12	M12	M12	M12	M12	M12	M12	M12	
DATOS ELECTRICOS / ELECTRICAL VALUES										
Tensión nominal / máxima Nominal voltage / maximum voltage	- kV	6-7,2	15-17,5	15-17,5	15-17,5	15-17,5	20-24	20-24	20-24	
Tensión soportada al choque Lightning impulse withstand voltage	- kV	60	95	95	95	95	125	125	125	
Tensión soportada bajo lluvia a 50 Hz Power frequency withstand voltage, wet 50Hz	- kV	20	38	38	38	38	50	50	50	
DATOS MECANICOS / MECHANICAL VALUES										
Mínima carga de rotura a Flexión Minimum bending failing load	- N	4000	4000	6000	8000	10000	4000	6000	8000	
Mínima carga de rotura a la Torsión Minimum bending failing load	- N	600	800	800	1200	1200	800	800	1200	

Consulte con nuestro Departamento Comercial / Check with our Sales Department



22 Más de 30 años de experiencia

Aisladores para Aparellaje  
Outdoor & Indoor Post Insulators



**4.1.1 AISLADORES DE SOPORTE EXTERIOR CON HERRAJES EXTERNOS**  
**OUTDOOR POST INSULATORS WITH EXTERNAL METAL PARTS**

**TENSIÓN NOMINAL MÁXIMA DE 110 A 170 kV**  
**MAXIMUM NOMINAL VOLTAGE 110 A 170 kV**

Según CEI 60273. According to IEC 60273.

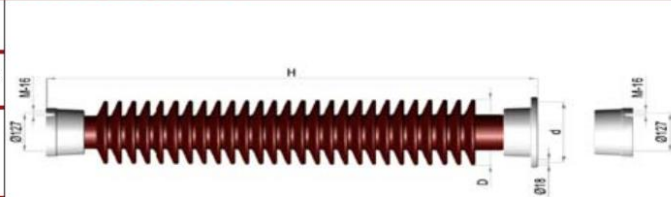
**CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS / TECHNICAL SPECIFICATIONS**

Vidriado color marrón o gris  
*Brown or grey glazed*

Herrajes: Fundición maleable galvanizada en caliente.  
*Fittings: Cast iron hot dip galvanized.*

Montaje: Hasta 80 °C - cemento Sulfuroso  
*Cementing: Up to 80 °C Sulphur cement*  
Montaje: Hasta 150 °C - cemento Portland  
*Cementing: Up to 150 °C Portland cement*

Ensayos según CEI 60168  
*Tests according to IEC 60168*



**DESIGNACION / REFERENCE**

		C4-550	C6-550	C10-550	C4-650	C6-650	C8-650	C10-650	C6-750
Línea de fuga mínima según nivel de polución CEI 60815 (mm.) <i>Minimum creepage distance according to pollution level IEC 60815 (mm.)</i>	I	1968	1968	1968	2320	2320	2320	2320	2720
	II	2460	2460	2460	2900	2900	2900	2900	3400
	III	3075	3075	3075	3625	3625	3625	3625	4250
	IV	3813	3813	3813	4495	4495	4495	4495	5270

**DIMENSIONES / DIMENSIONS**

			C4-550	C6-550	C10-550	C4-650	C6-650	C8-650	C10-650	C6-750
Altura del aislador montado <i>Height of the post insulator once assembled</i>	H mm		1220	1220	1220	1500	1500	1500	1500	1700
Diámetro máximo parte aislante <i>Maximum diameter of insulating part</i>	D mm		300	300	350	350	350	350	400	350
Diámetro Círculo de fijación <i>Bolt circle</i>	d1 mm		127	127	*	127	127	127	*	127
Diámetro Círculo de fijación <i>Bolt circle</i>	d mm		*	200	225	200	200	225	254	225

**DATOS ELECTRICOS / ELECTRICAL VALUES**

			C4-550	C6-550	C10-550	C4-650	C6-650	C8-650	C10-650	C6-750
Tensión nominal / máxima <i>Nominal voltage / maximum voltage</i>	- kV		110-123	110-123	110-123	132-145	132-145	132-145	132-145	170
Tensión soportada al choque <i>Lightning impulse withstand voltage</i>	- kV		550	550	550	650	650	650	650	750
Tensión soportada bajo lluvia a 50 Hz <i>Power frequency withstand voltage, wet 50Hz</i>	- kV		230	230	230	275	275	275	275	325

**DATOS MECANICOS / MECHANICAL VALUES**

			C4-550	C6-550	C10-550	C4-650	C6-650	C8-650	C10-650	C6-750
Mínima carga de rotura a Flexión <i>Minimum bending failing load</i>	- N		4000	6000	10000	4000	6000	8000	10000	6000
Mínima carga de rotura a la Torsión <i>Minimum bending failing load</i>	- N		3000	4000	4000	3000	3000	4000	4000	3000

\* Consulte con nuestro Departamento Comercial / Check with our Sales Department



More than 30 years of experience | 29

II.10 – Unidad de control de la subestación (UCS)

**INGEPAC**

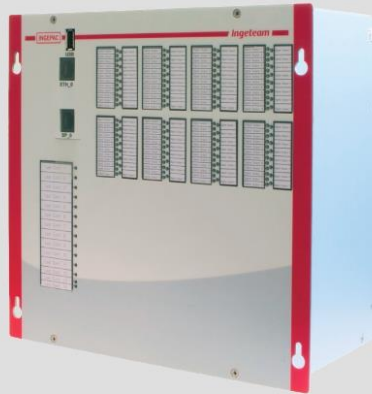


**Software:**

- All INGEPACTM range devices can be set and monitored powerful software tools by INGETEAM running in a Windows® environment. This application software has been specifically designed for simple and user-friendly access to the devices.

**INGESAS eFS**

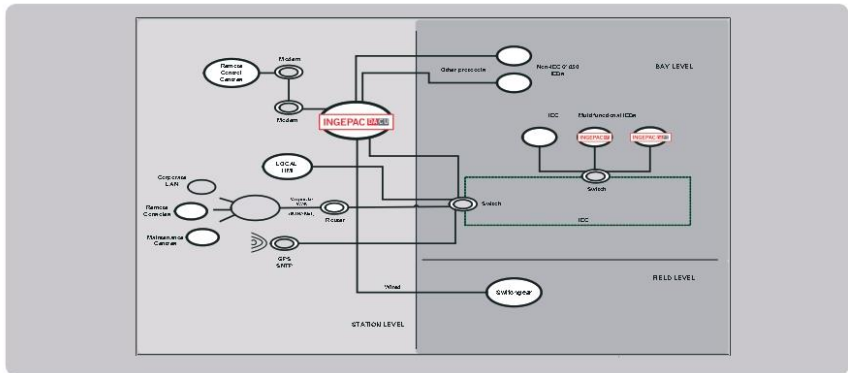
**DA CU** Control Unit Relay



INGEPACTM DA CU works as RTU handling several communication protocols simultaneously with different operation and monitoring terminals (dispatch Centre, DMS, DCS, etc.) and collecting information from the installation by protocol or wired. In addition, this IED has automation capabilities, allowing to operate automatic sequences programmed by the user or received by a local or remote terminal.

Complementing its RTU and gateway features, INGEPACTM DA CU provides powerful logic capabilities, allowing to program advanced automation functions in an IEC61131-3 based environment, and is a clock master for all the devices connected to the INGEPACTM.

**Functions**



**Remote control protocols (server/save)**  
 IEC 61850  
 IEC 60870-5-101  
 IEC 60870-5-104  
 DNP3.0 TCP  
 DNP3.0 serial  
 Modbus TCP  
 Modbus RTU

**Protocols as data concentrator (client / master)**  
 IEC 61850  
 IEC 60870-5-101  
 IEC 60870-5-103  
 IEC 60870-5-104  
 DNP3.0 TCP

DNP3.0 serial  
 Modbus TCP  
 Modbus RTU  
 PROCOMTE

**IED synchronization**  
 SNTP  
 IEC 60870-5-101  
 IEC 60870-5-104  
 DNP3.0

**Synchronization master**  
 SNTP  
 IEC 60870-5-101  
 IEC 60870-5-104  
 DNP3.0

**User logic features**  
 IEC 61131-3: ST (Structured Text) and FBD (Function Block Diagram)

**Software**  
 INGESYS eFS by INGETEAM

**Communications**  
 Serial: 1 RS232 + 1 RS232/RS485 (RJ45 connector)  
 Ethernet: 2 RJ45

**Local interface**  
 Up to 80 LED indicators (depending on model)

**Field interface**  
 Several digital inputs, digital outputs and analogue inputs (mA) configurations

[www.ingeteam.com](http://www.ingeteam.com)  
[ingepac.info@ingeteam.com](mailto:ingepac.info@ingeteam.com)



Overview		INGEPAC	
<b>Electromagnetic and Insulation Tests</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Measurements of conducted radioelectric disturbances EN55022</li> <li>Measurements of radiated disturbance field strength IEC60255-5</li> <li>Insulation resistance measurement IEC60255-5</li> <li>Dielectric withstand IEC60255-5</li> <li>Impulse voltage IEC60255-5</li> <li>Electrostatic discharge immunity IEC61000-4-2</li> <li>Radiated radiofrequency electromagnetic field immunity EN 61000-4-3</li> <li>Electrical fast transient/burst immunity IEC61000-4-4</li> <li>Surge immunity IEC61000-4-5</li> <li>Immunity to conducted disturbances, induced by radio-frequency fields IEC61000-4-6</li> <li>Power frequency magnetic field immunity test IEC61000-4-8</li> <li>Impulse magnetic field immunity IEC61000-4-9</li> <li>Damped oscillatory magnetic field immunity IEC61000-4-10</li> <li>Ripple on dc input power port IEC61000-4-17</li> <li>Damped oscillatory wave immunity IEC61000-4-18</li> <li>Voltage dips, short interruptions and voltage variations immunity IEC61000-4-29</li> <li>Power frequency immunity IEC60255-22-7</li> </ul>		<b>Main Features</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Modular design. Different inputs and outputs configuration, being able to incorporate up to 100 digital inputs and 32 digital outputs in one single device</li> <li>Optional integration of transducer analogue inputs</li> <li>Multiple protocols to communicate with different Control Dispatch Centres simultaneously, and to concentrate real-time data from the devices in the facility connected to the INGEpac™ DA CU, being a communications gateway between the bay level and the monitoring and operation terminals</li> <li>Setting and logic programming tools supplied in energyFactorySuite software by Ingeteam.</li> <li>User-friendly configuration and monitoring environment, user logic based in IEC 61131-3</li> <li>Local signalization through programmable LED indicators</li> <li>Event log</li> <li>Synchronization of INGEpac™ DA CU through protocol</li> <li>Synchronization reference for bay level devices</li> </ul>	
<b>Climatic</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Cold IEC 60068-2-1</li> <li>Dry heat IEC 60068-2-2</li> <li>Change of temperature IEC 60068-2-14</li> <li>Damp heat, steady IEC 60068-2-78</li> </ul>		<b>Options</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Two types of housing for flush-mounting (2 and 4 slots for inputs and outputs boards), and one for panel surface mounting (1 slot)</li> <li>Power supply options: 12 Vdc or 24/48 Vdc</li> <li>Serial port RS232/RS485, in addition to one RS232 by default</li> <li>One or two copper RJ45 Ethernet ports</li> <li>Inputs and outputs extension boards:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>15 digital inputs + 8 digital outputs</li> <li>24 digital inputs + 16 digital outputs</li> <li>15 digital inputs + 8 analogue inputs from transducer</li> </ul> </li> </ul>	
<b>Mechanical</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Vibration IEC 60255-21-1/ EN 60068-2-6</li> <li>Shock and bump IEC 60255-21-2/ EN 60068-2-27</li> <li>Seismic IEC 60255-21-3</li> <li>Random vibrations IEC 60068-2-64</li> </ul>		<b>Applications</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Remote Terminal Unit in small and medium size installations</li> <li>Gateway between station devices and local and remote operation desks in multiple protocols, including IEC 61850 standard compliance</li> <li>Programmable Logic. User programmable automatic sequences execution</li> </ul>	

The technical data in this catalogue is subject to change without prior notice. FY70IPT01\_0617

www.ingeteam.com  
 ingePAC.info@ingeteam.com







## Anexo III – Diagrama de Gantt



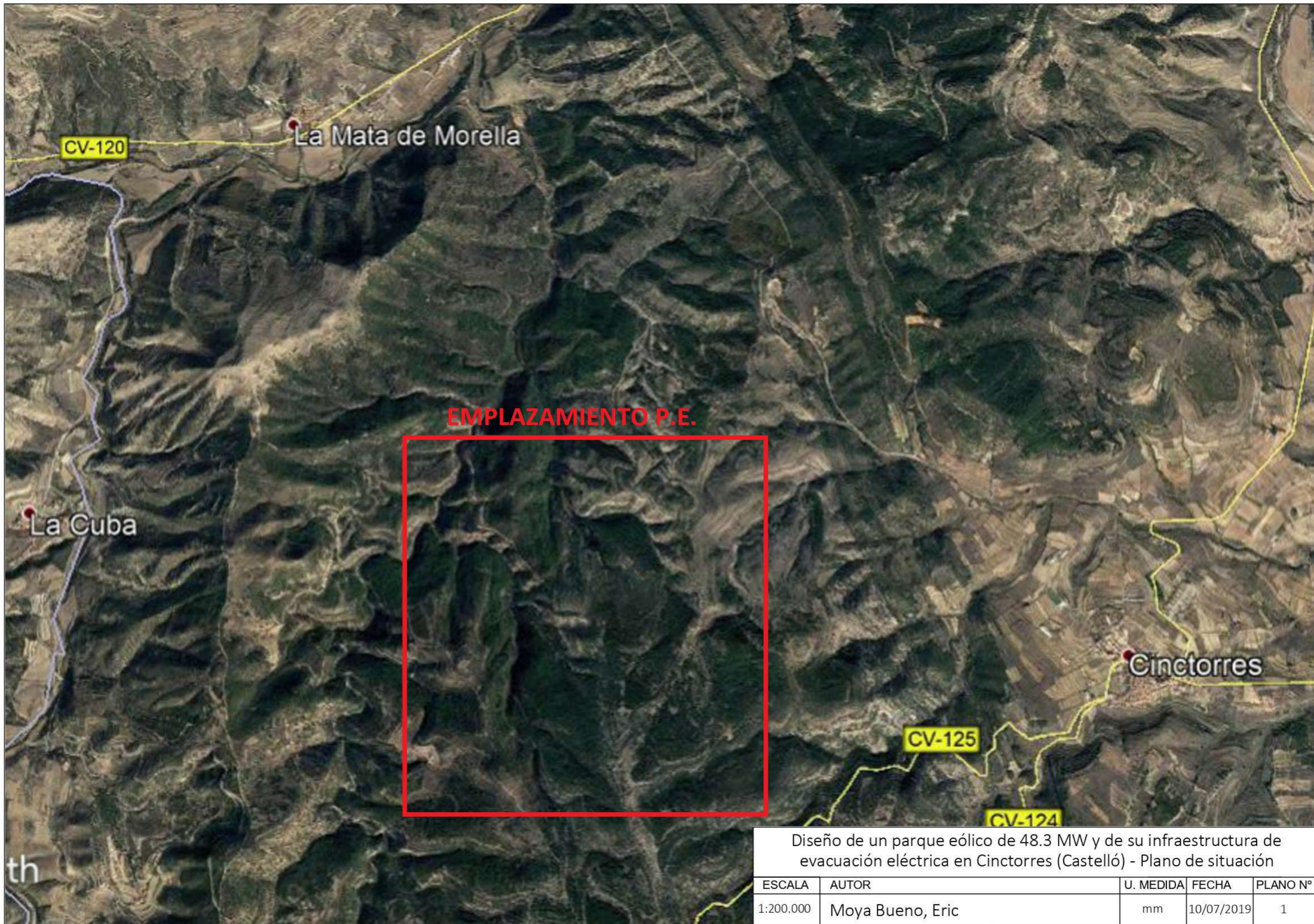






## DOCUMENTO N°2: Planos



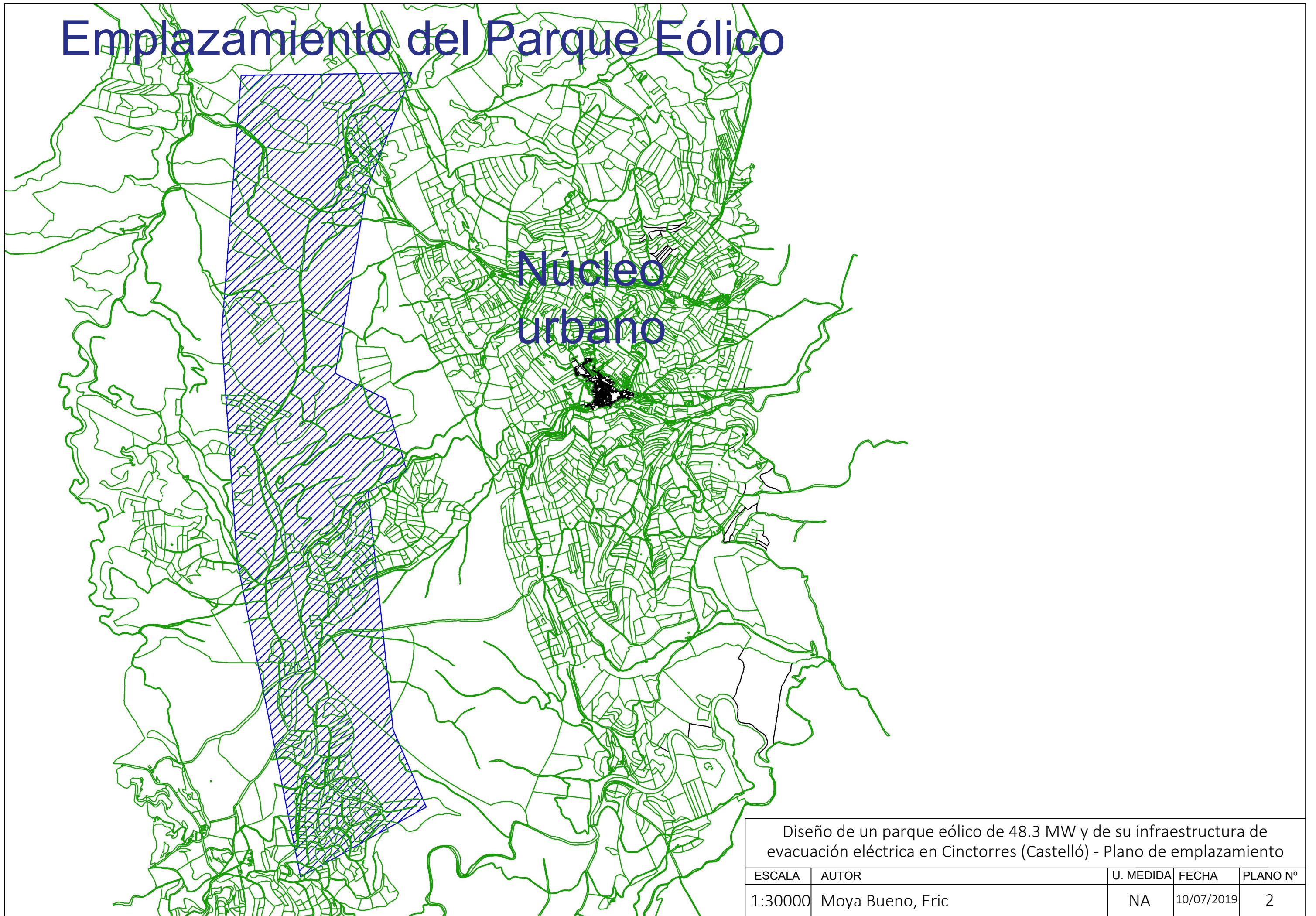


**EMPLAZAMIENTO P.E.**

Diseño de un parque eólico de 48.3 MW y de su infraestructura de evacuación eléctrica en Cincorres (Castelló) - Plano de situación

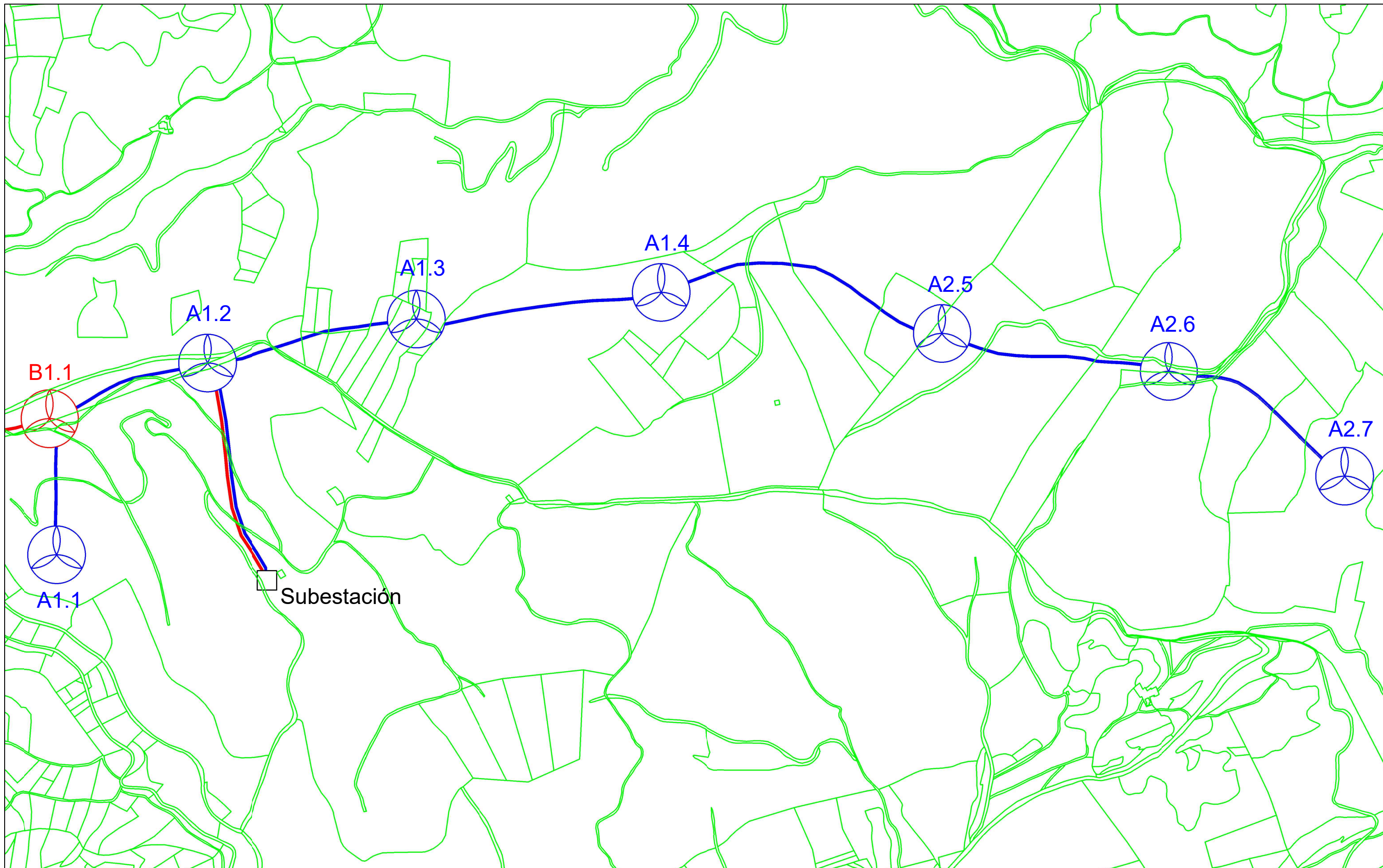
ESCALA	AUTOR	U. MEDIDA	FECHA	PLANO N°
1:200.000	Moya Bueno, Eric	mm	10/07/2019	1

# Emplazamiento del Parque Eólico



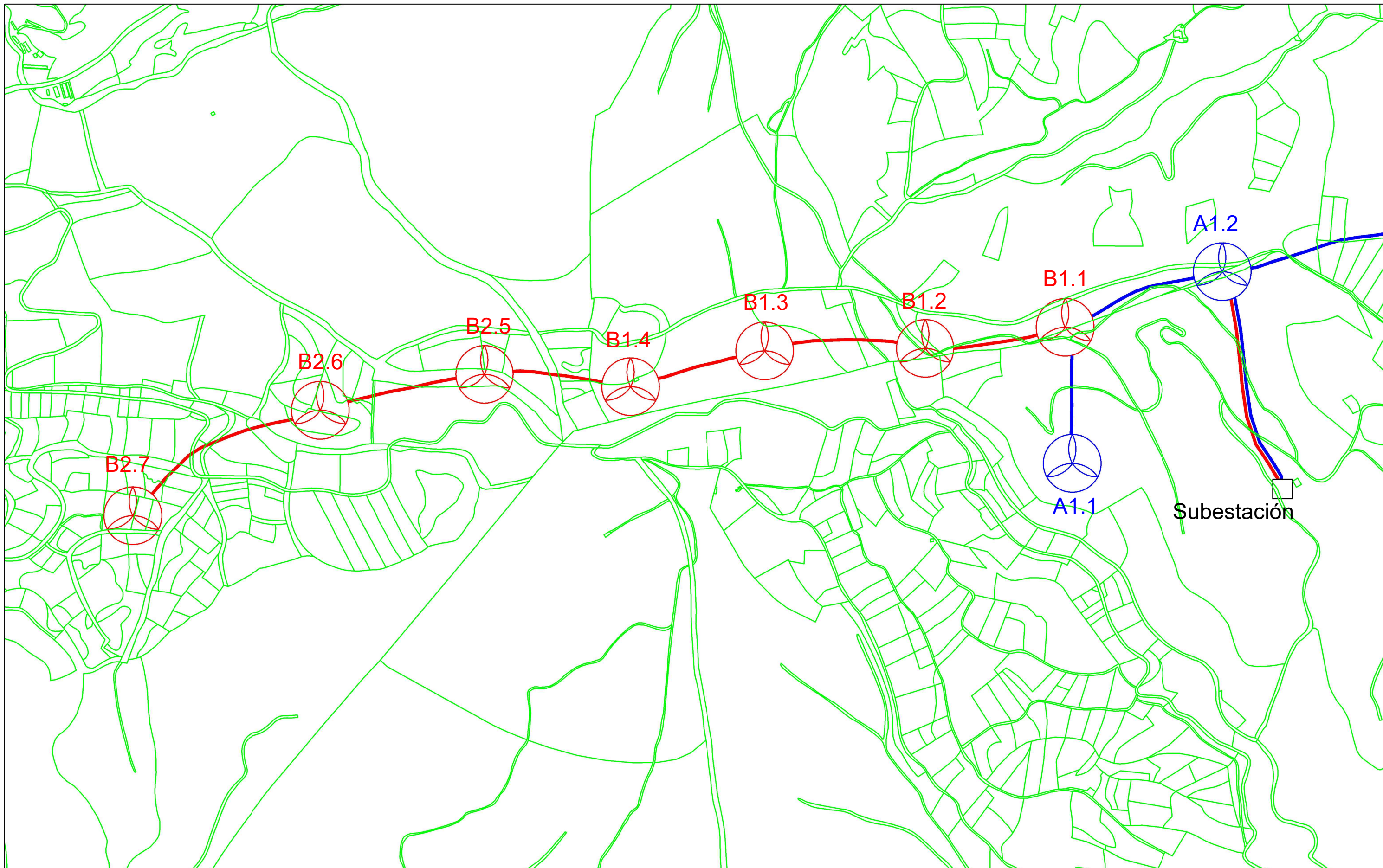
Diseño de un parque eólico de 48.3 MW y de su infraestructura de evacuación eléctrica en Cinctorres (Castelló) - Plano de emplazamiento

ESCALA	AUTOR	U. MEDIDA	FECHA	PLANO Nº
1:30000	Moya Bueno, Eric	NA	10/07/2019	2



Diseño de un parque eólico de 48.3 MW y de su infraestructura de evacuación eléctrica en Cinctorres (Castelló) - Detalle recorrido zanjas A				
ESCALA	AUTOR	U. MEDIDA	FECHA	PLANO N°
1:100000	Moya Bueno, Eric	NA	10/07/2019	3

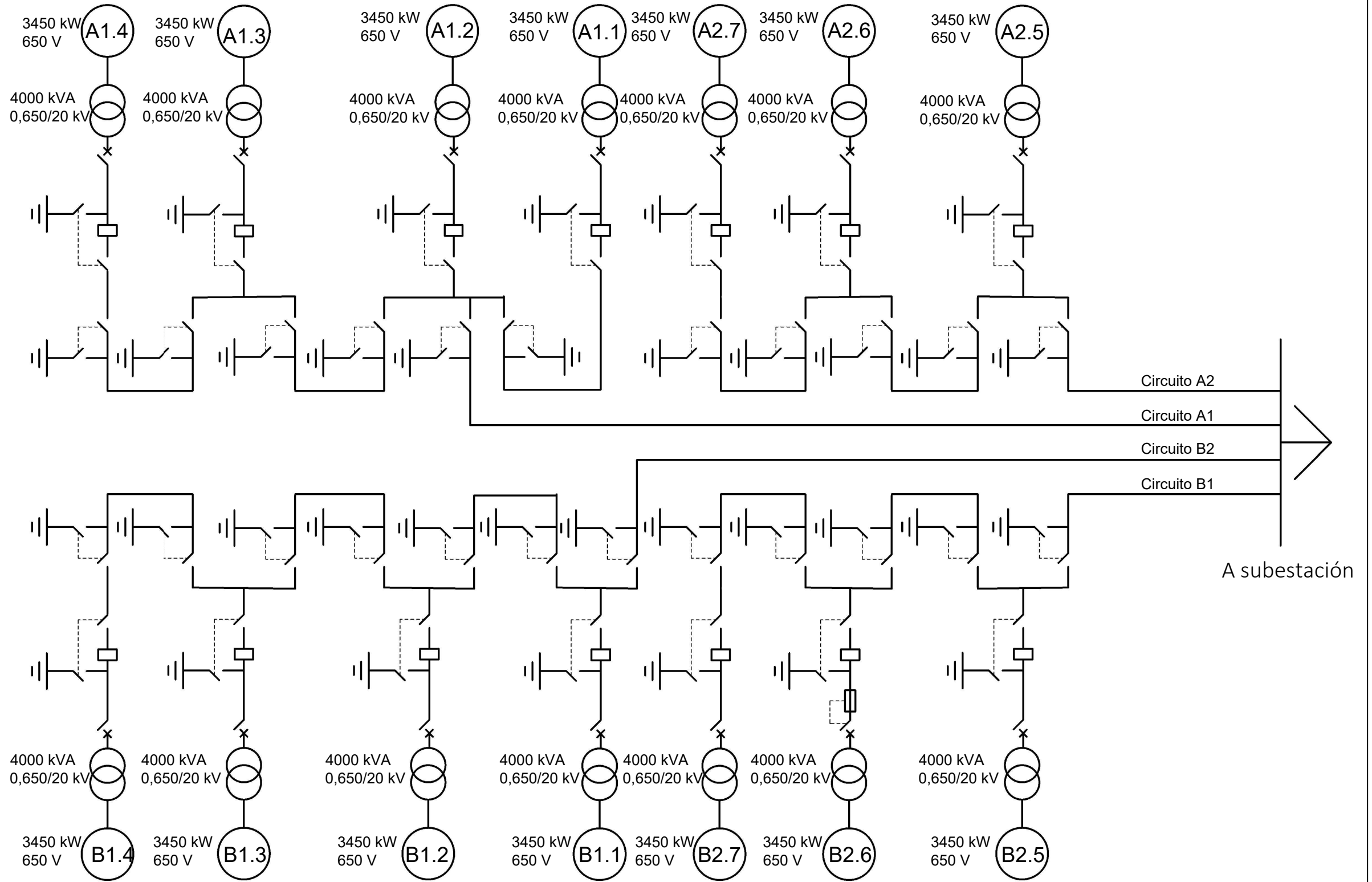
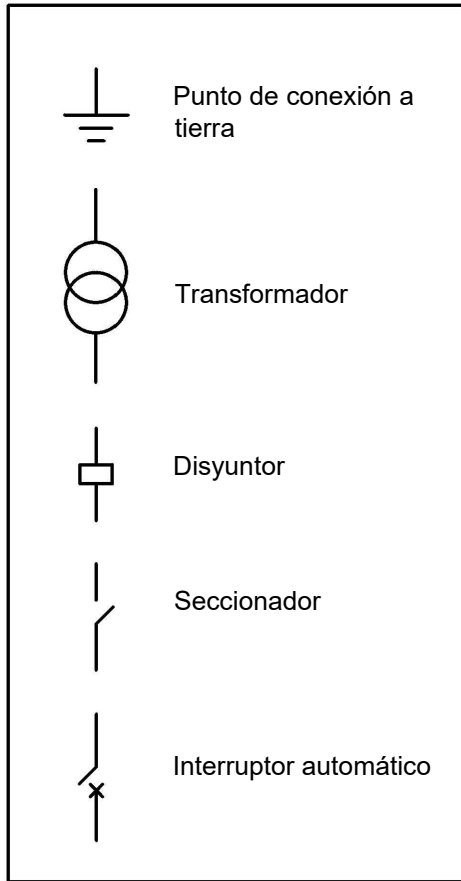




Diseño de un parque eólico de 48.3 MW y de su infraestructura de evacuación eléctrica en Cinctorres (Castelló) - Detalle recorrido zanjas B

ESCALA	AUTOR	U. MEDIDA	FECHA	PLANO N°
1:100000	Moya Bueno, Eric	NA	10/07/2019	4

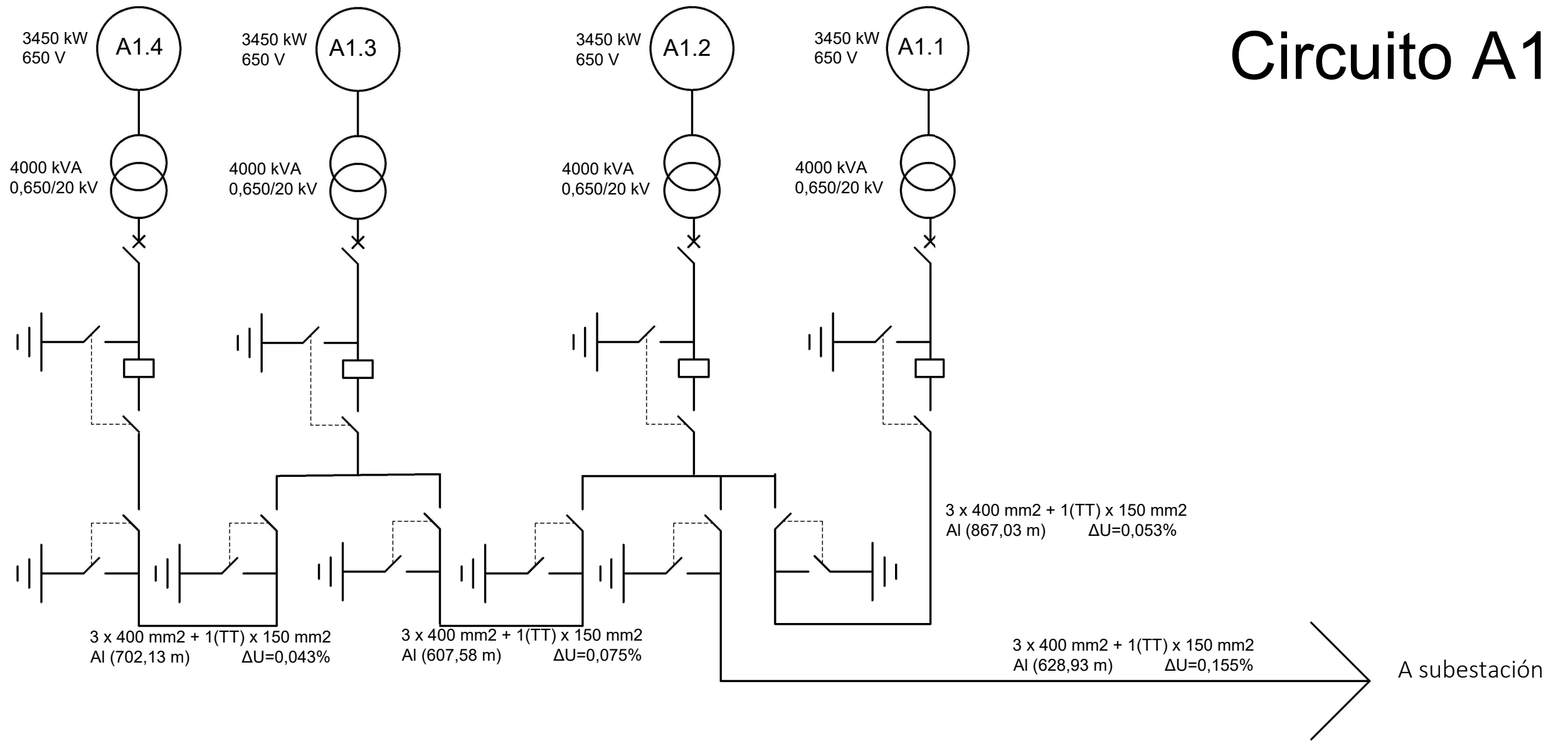
LEYENDA:



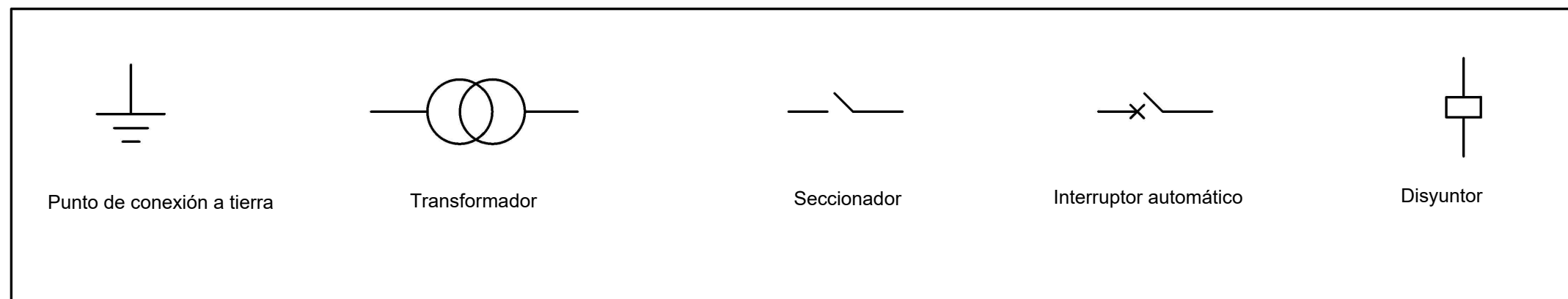
Diseño de un parque eólico de 48.3 MW y de su infraestructura de evacuación eléctrica en Cinctorres (Castelló) - Esquema unifilar del P.E.

ESCALA	AUTOR	U. MEDIDA	FECHA	PLANO N°
N/A	Moya Bueno, Eric	N/A	10/07/2019	5

# Circuito A1



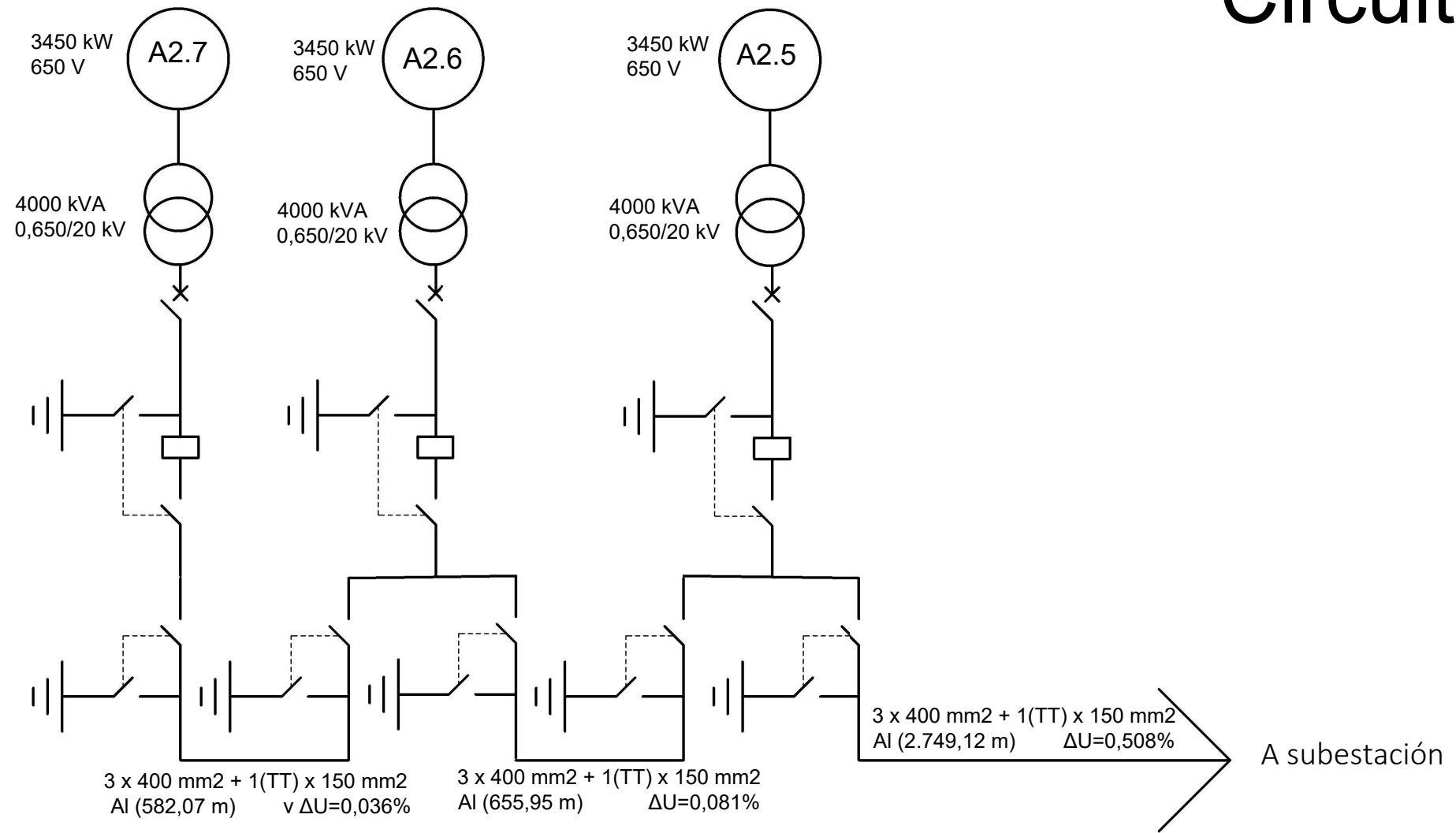
LEYENDA:



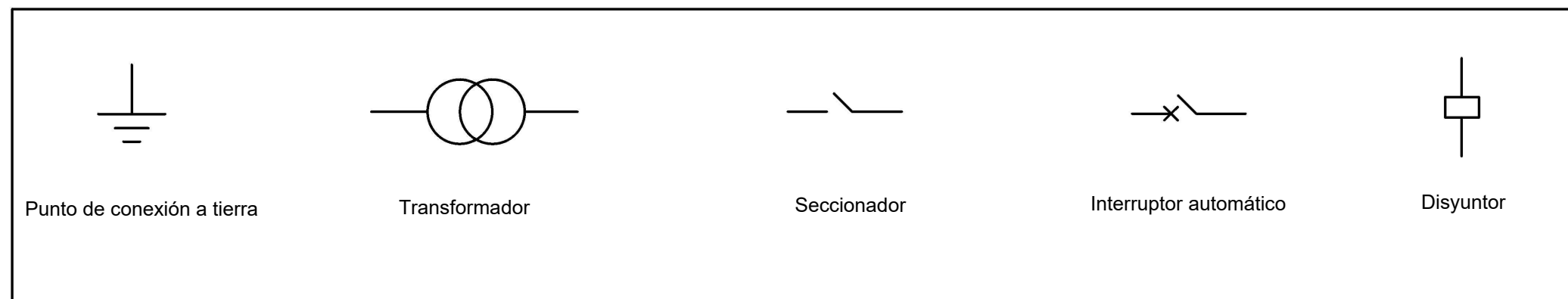
Diseño de un parque eólico de 48.3 MW y de su infraestructura de evacuación eléctrica en Cincorres (Castelló) - Detalle unifilar Circuito A1

ESCALA	AUTOR	U. MEDIDA	FECHA	PLANO N°
N/A	Moya Bueno, Eric	N/A	10/07/2019	6

# Circuito A2

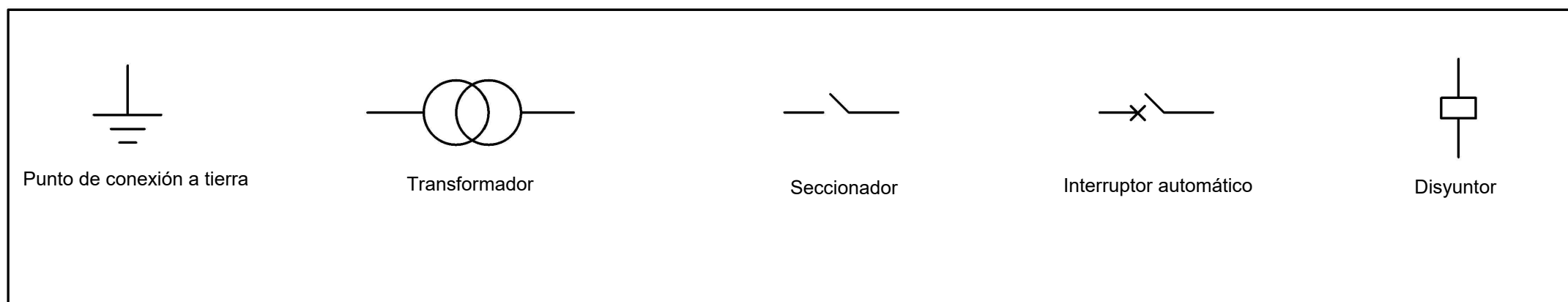
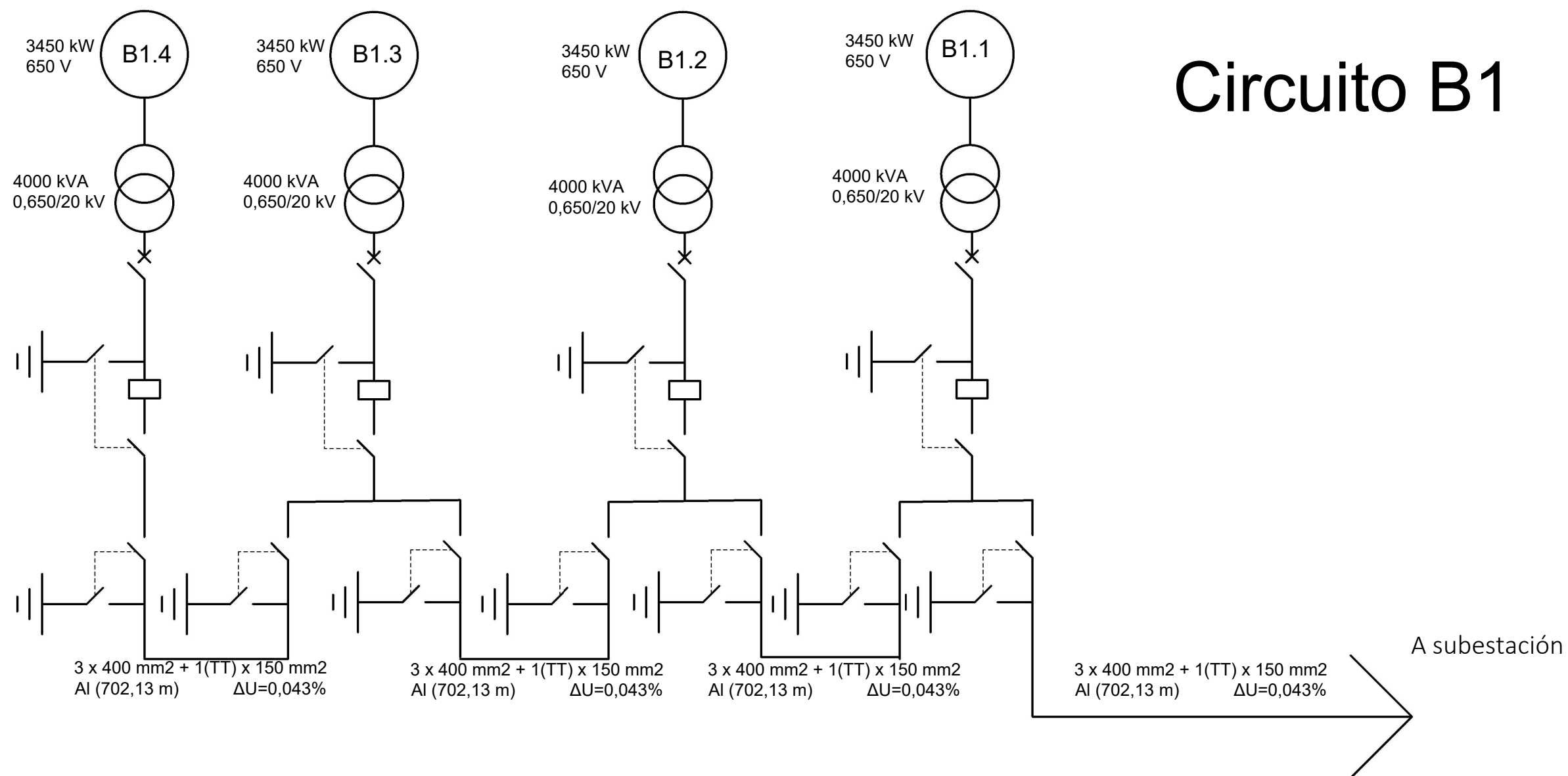


LEYENDA:



Diseño de un parque eólico de 48.3 MW y de su infraestructura de evacuación eléctrica en Cincorres (Castelló) - Detalle unifilar circuito A2				
ESCALA	AUTOR	U. MEDIDA	FECHA	PLANO N°
N/A	Moya Bueno, Eric	N/A	10/07/2019	7

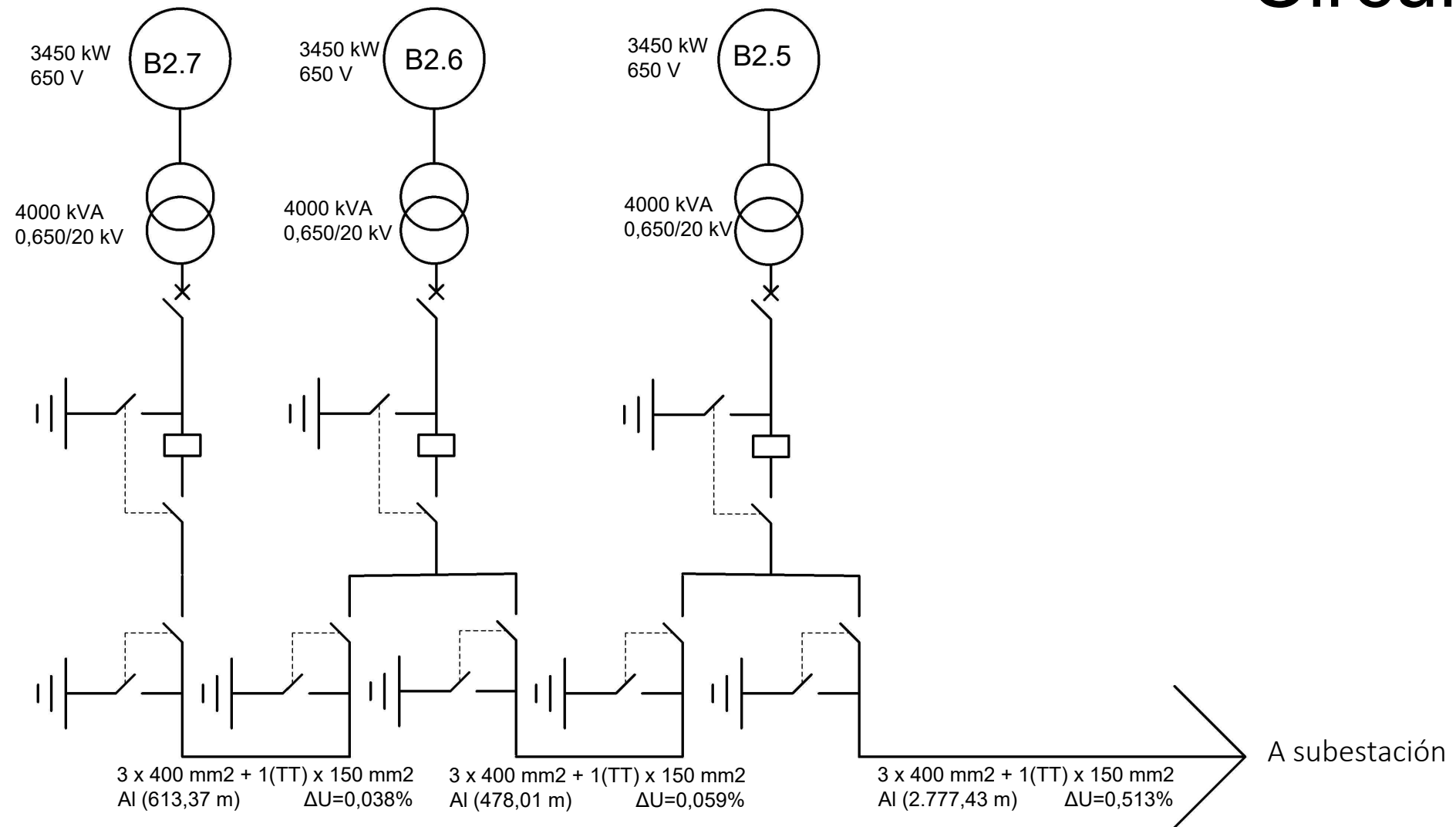
# Circuito B1



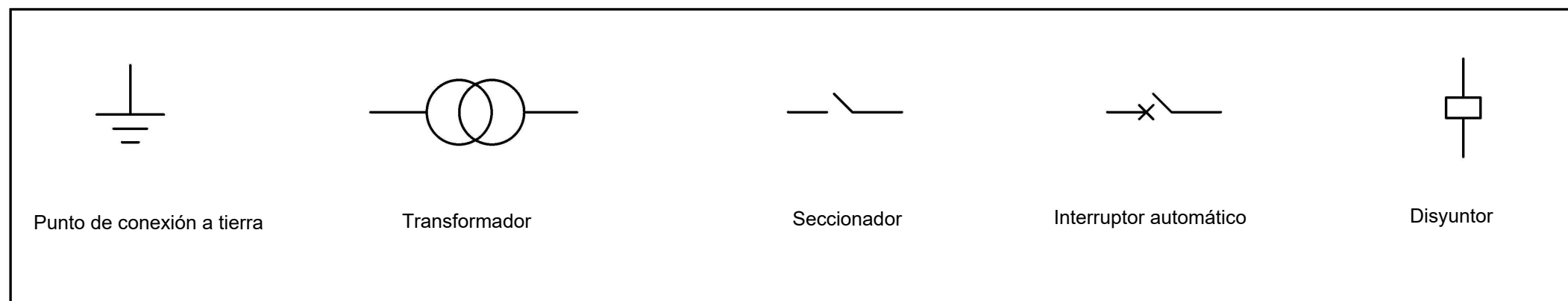
Diseño de un parque eólico de 48.3 MW y de su infraestructura de evacuación eléctrica en Cincorres (Castelló) - Detalle unifilar circuito B1

ESCALA	AUTOR	U. MEDIDA	FECHA	PLANO N°
N/A	Moya Bueno, Eric	N/A	10/07/2019	8

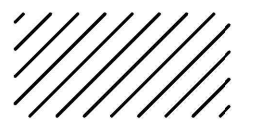
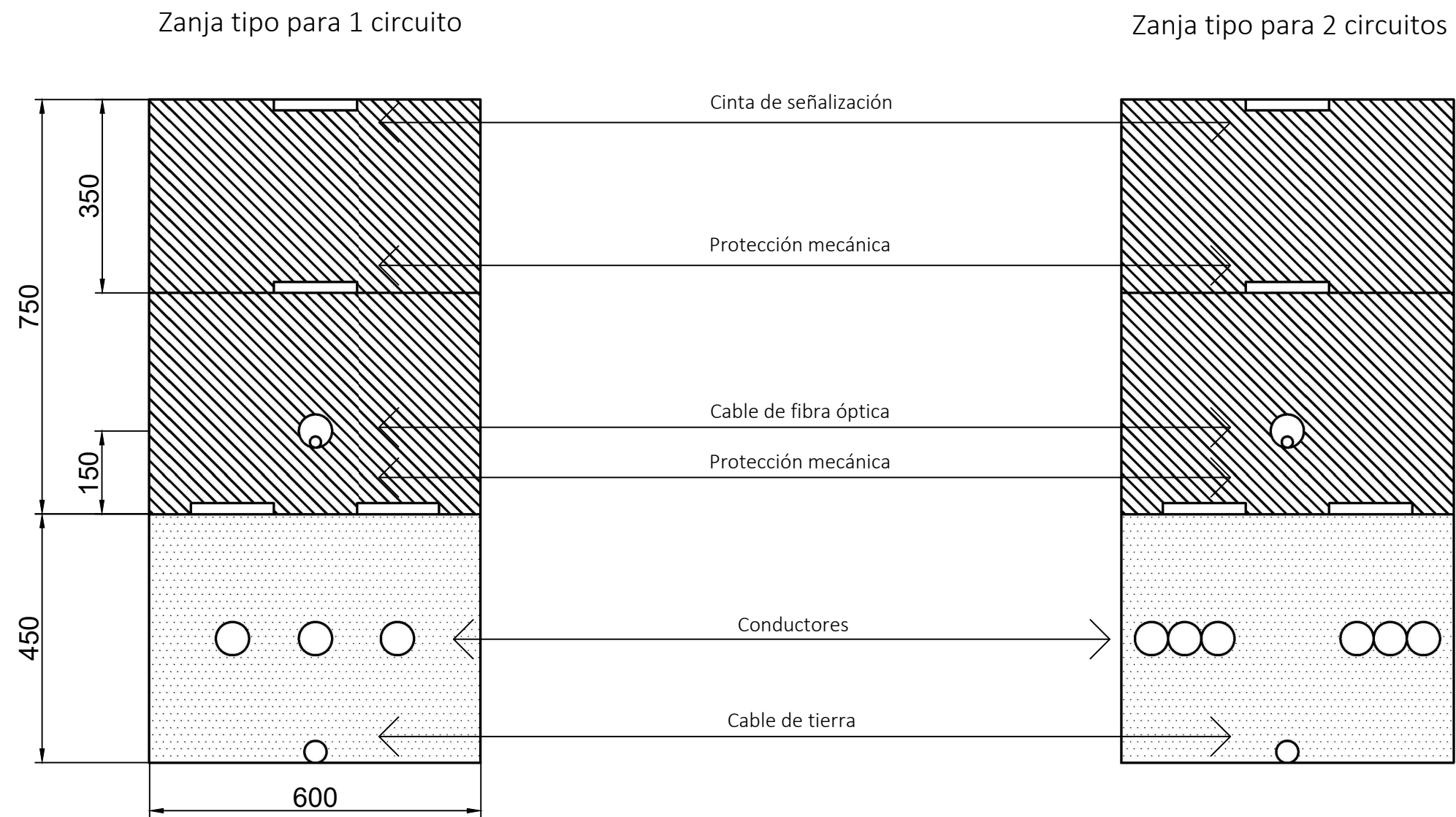
# Circuito B2



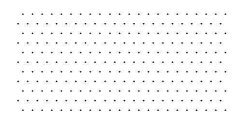
LEYENDA:



Diseño de un parque eólico de 48.3 MW y de su infraestructura de evacuación eléctrica en Cincorres (Castelló) - Detalle circuito unifilar B2				
ESCALA	AUTOR	U. MEDIDA	FECHA	PLANO N°
N/A	Moya Bueno, Eric	N/A	10/07/2019	9

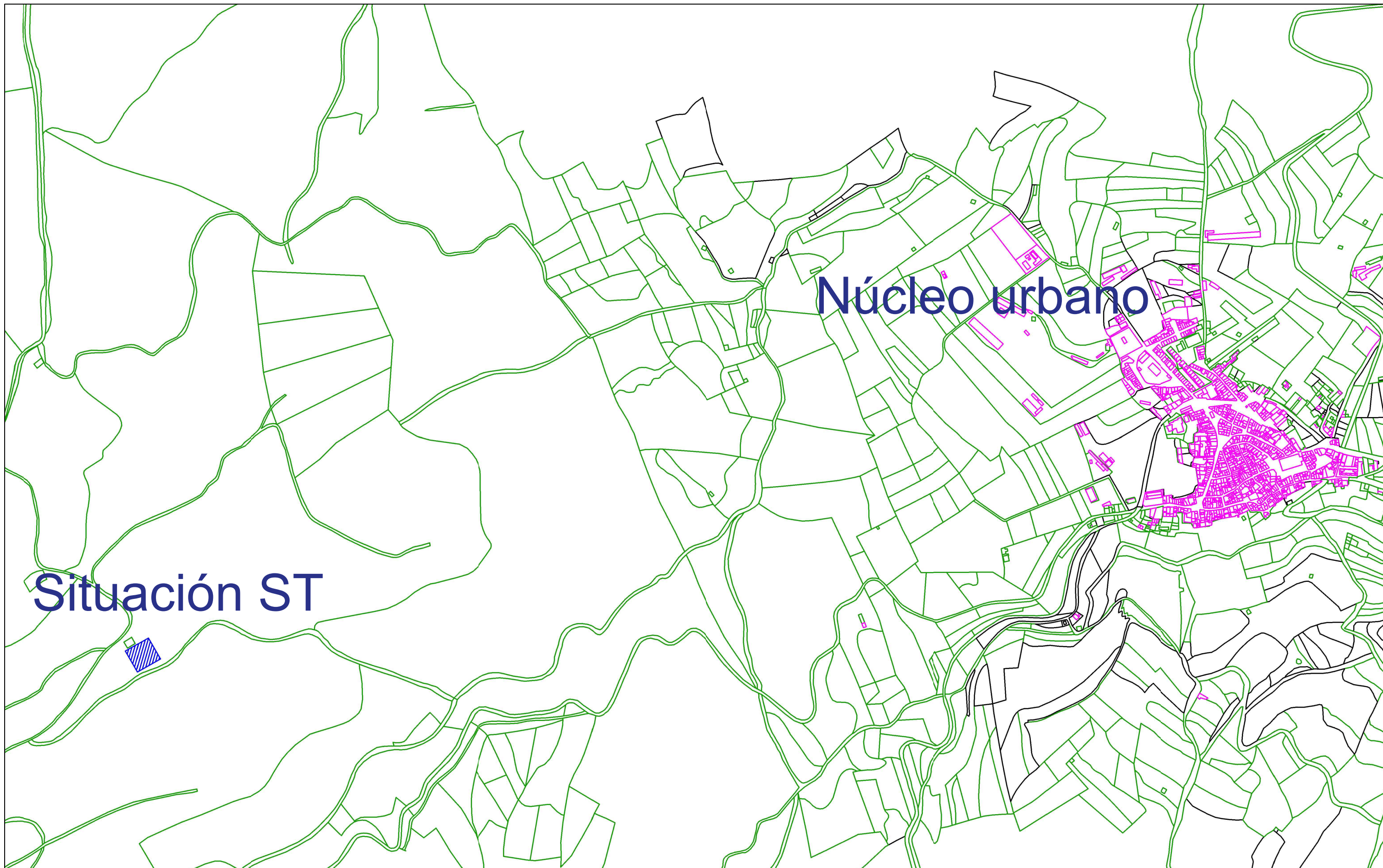


Tierra de excavación



Arena cribada

Diseño de un parque eólico de 48.3 MW y de su infraestructura de evacuación eléctrica en Cinctorres (Castelló) - Detalle Zanjas de MT				
ESCALA	AUTOR	U. MEDIDA	FECHA	PLANO N°
1:10	Moya Bueno, Eric	mm	10/07/2019	10



Núcleo urbano

Situación ST

Diseño de un parque eólico de 48.3 MW y de su infraestructura de evacuación eléctrica en Cinctorres (Castelló) - Plano de situación ST

ESCALA	AUTOR	U. MEDIDA	FECHA	PLANO N°
1:8000	Moya Bueno, Eric	NA	10/07/2019	11

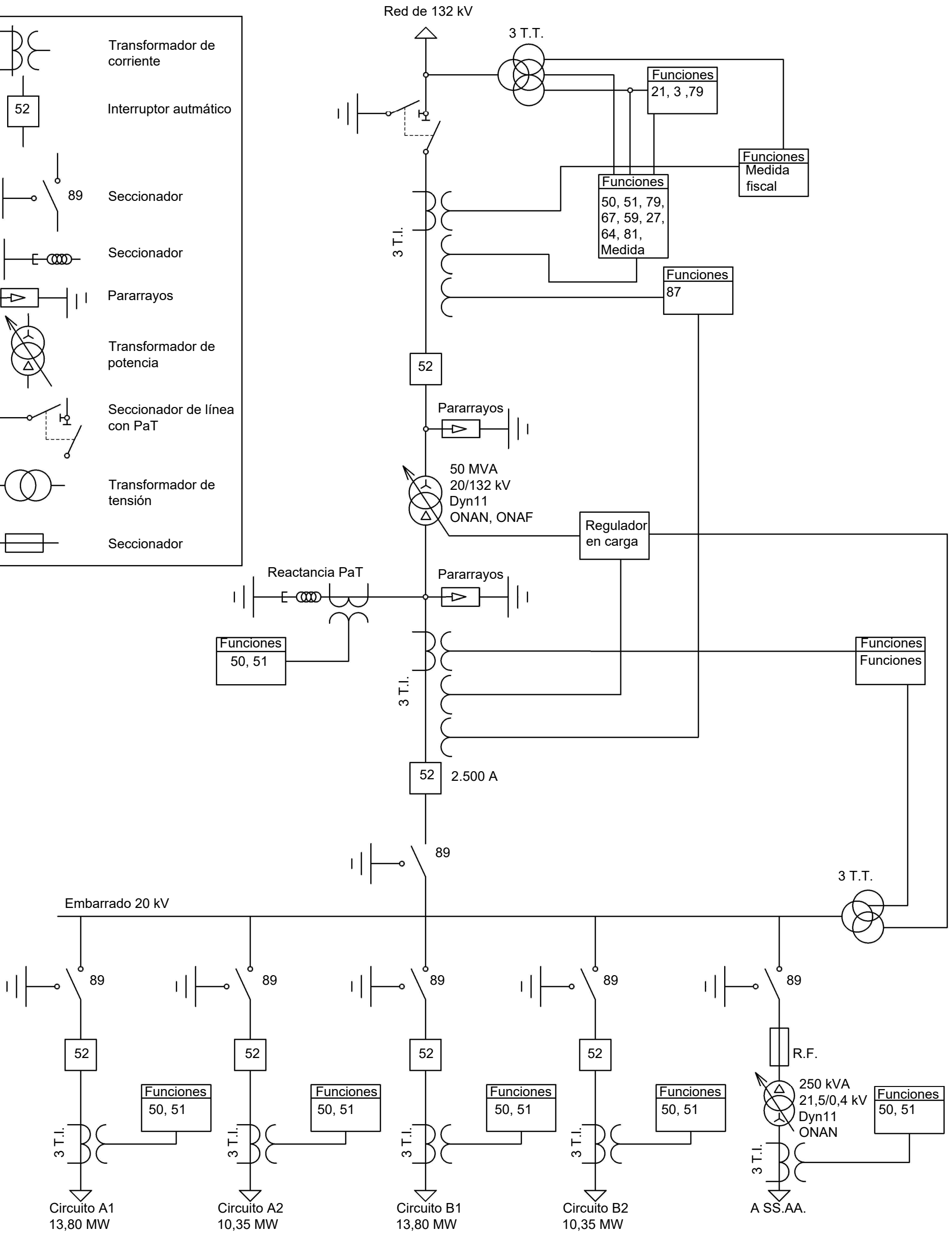
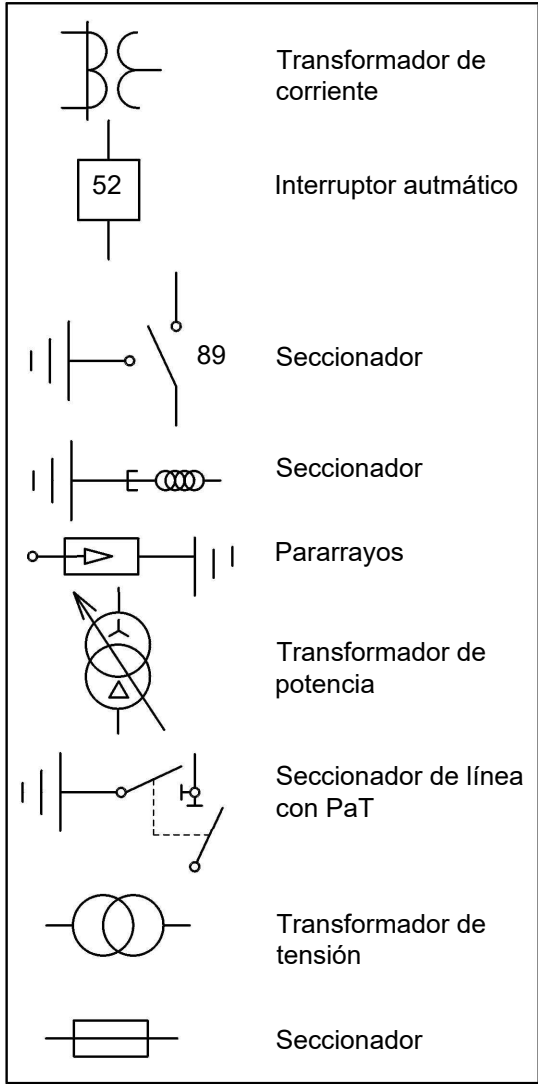




# Emplazamiento ST

Diseño de un parque eólico de 48.3 MW y de su infraestructura de evacuación eléctrica en Cincorres (Castelló) - Plano de emplazamiento ST

ESCALA	AUTOR	U. MEDIDA	FECHA	PLANO Nº
1:2000	Moya Bueno, Eric	NA	10/07/2019	12



Diseño de un parque eólico de 48.3 MW y de su infraestructura de evacuación eléctrica en Cincorres (Castelló) - Esquema unifilar de la ST

ESCALA	AUTOR	U. MEDIDA	FECHA	PLANO Nº
N/A	Moya Bueno, Eric	N/A	10/07/2019	13

## DOCUMENTO N°3: Presupuesto



El importe total del coste del proyecto empresarial asciende a la suma de **61.412.712,38€ (SESENTA Y UN MILLONES CUATROCIENTOS DOCE MIL SETECIENTOS DOCE EUROS CON TREINTA Y OCHO CÉNTIMOS DE EURO)**.

## Capítulo 1 – Presupuesto de ejecución material

### 1.1 – Presupuesto para el parque eólico

#### 1.1.1 – Aerogeneradores

POS	CTD	UMB	DESCRIPCIÓN BREVE	COSTE UNIT	COSTE TOTAL
<b>1</b>			<b>Generación P.E.</b>		
1.1	14	uds	Aerogenerador V136-3.45 MW	3.353.924,11 €	46.954.937,49 €
					46.954.937,49 €

#### 1.1.2 – Red eléctrica de Media Tensión

POS	CTD	UMB	DESCRIPCIÓN BREVE	COSTE UNIT	COSTE TOTAL
<b>2</b>			<b>Infraestructura eléctrica P.E.</b>		
2.1	36.466	m.	Cable AI HEPRZ1 400 MM2	20,74 €	756.295,30 €
2.2	12.155	m.	Cable F.O. Multimodo 8 fibras 62,5/125	3,00 €	36.465,54 €
2.3	12.639	m.	Cable desnudo Cu 95 MM2	2,10 €	26.541,87 €
					819.302,71 €

#### 1.1.3 – Obra civil

POS	CTD	UMB	DESCRIPCIÓN BREVE	COSTE UNIT	COSTE TOTAL
<b>3</b>			<b>Obra civil P.E.</b>		
3.1	14	-	Movimiento de tierras para la construcción de cimentación	6.017,40 €	84.243,60 €
3.2	14	-	Cimentaciones de aerogenerador V136-3.45 MW	307.048,62 €	4.298.680,68 €
3.3	14	-	Canalizaciones de E/S de conductores	493,54 €	6.909,56 €
3.4	8.724	m	Movimiento de tierras para la construcción de zanjas tipo circuitos A y B	52,56 €	458.513,47 €
3.5	8.724	m	Placa de protección de cableado circuitos A y B	1,50 €	13.085,43 €
3.6	8.724	m	Tubo de polietileno D=90 MM cableado FO	1,55 €	13.521,61 €
3.7	6.807	m	Movimiento de tierras viales interiores y exteriores	271,35 €	1.847.128,29 €
3.8	27.104	m2	Movimiento de tierras plataformas grúa	6,62 €	179.428,48 €
3.9	30	ud	Drenajes transversales	250,00 €	7.500,00 €

Diseño de un parque eólico de 48,3 MW y de su infraestructura de evacuación eléctrica en  
Cintorres (Castelló)

3.10	120	ud	Drenajes evacuación	106,38 €	12.765,60 €
3.11	1	-	Acondicionamiento y reposición viales existentes	50.000,00 €	50.000,00 €
					6.971.776,72 €

El valor total del presupuesto de ejecución material asociado a la construcción del parque eólico asciende a la suma de 54.746.016,92 € (CINCUENTA Y CUATRO MILLONES SETECIENTOS CUARENTA Y SEIS MIL DIECISÉIS EUROS CON NOVENTA Y DOS CÉNTIMOS DE EURO).

## 1.2 – Presupuesto para la subestación

### 1.2.1 – Aparamenta al nivel de 132 kV

POS	CTD	UMB	DESCRIPCIÓN BREVE	COSTE UNIT	COSTE TOTAL
<b><u>4</u></b>	<b><u>Aparamenta 132 kV ST</u></b>				
4.1	2	ud	Interruptor automático 145 kV, 2500 A, 40 kA	145.000,00 €	290.000,00 €
4.2	6	ud	Descargador de sobretensiones 132 kV	4.500,00 €	27.000,00 €
4.3	2	ud	Contador de descargas	240,00 €	480,00 €
4.4	2	ud	Seccionador 3P PaT 145 kV, 2500 A, 40 kA	44.000,00 €	88.000,00 €
4.5	3	ud	Transformador de tensión inductivo 132 kV	21.000,00 €	63.000,00 €
4.6	6	ud	Transformador de corriente 132 kV 400-800/5-5-5	44.000,00 €	264.000,00 €
4.7	3	ud	Transformador de tensión capacitivo	31.000,00 €	93.000,00 €
					825.480,00 €

### 1.2.2 – Transformación

POS	CTD	UMB	DESCRIPCIÓN BREVE	COSTE UNIT	COSTE TOTAL
<b><u>5</u></b>	<b><u>Transformador</u></b>				
5.1	1	ud	Transformador 20/132 kV 50 MVA	420.000,00 €	420.000,00 €
5.2	1	ud	Reactancia de PaT 20 kV 1000 A	132.000,00 €	132.000,00 €
5.3	1	ud	Transformador 20/0,4 kV 250 kVA	4.250,00 €	4.250,00 €
					556.250,00 €

## 1.2.3 – Aparamenta al nivel de 20 kV

POS	CTD	UMB	DESCRIPCIÓN BREVE	COSTE UNIT	COSTE TOTAL
<b>6</b>			<b>Aparamenta 20 kV</b>		
6.1	1	ud	Celda posición transformador 1600 A 25 kA	46.000,00 €	46.000,00 €
6.2	1	ud	Celda medida	21.600,00 €	21.600,00 €
6.3	1	ud	Celda posición línea 1600 A	37.500,00 €	37.500,00 €
6.4	1	ud	Celda transformador S.S.A.A.	8.200,00 €	8.200,00 €
6.5	1	ud	Contador de descargas	240,00 €	240,00 €
6.6	3	ud	Descargador sobretensiones 20 kV	360,00 €	1.080,00 €
6.7	150	m.	Cable Al HEPRZ1 400 MM2	20,74 €	3.111,00 €
					117.731,00 €

## 1.2.4 – Protección, control, medida y SS.AA.

POS	CTD	UMB	DESCRIPCIÓN BREVE	COSTE UNIT	COSTE TOTAL
<b>7</b>			<b>Protección, medida y SS.AA.</b>		
7.1	1	ud	Armario protección transformador	32.000,00 €	32.000,00 €
7.2	1	ud	Armario protección línea	26.000,00 €	26.000,00 €
7.3	1	ud	Armario para telecontrol	15.000,00 €	15.000,00 €
7.4	1	ud	Armario de medida	6.000,00 €	6.000,00 €
7.5	1	ud	Armario de SS.AA.	19.000,00 €	19.000,00 €
7.6	1	ud	Conjunto batería-rectificador 125 Vdc	12.000,00 €	12.000,00 €
7.7	1	-	Cableado de fuerza y control	2.500,00 €	2.500,00 €
7.8	250	m	Cable F.O. Multimodo 8 fibras 62,5/125	3,00 €	750,00 €
					113.250,00 €

## 1.2.5 – Embarrados

POS	CTD	UMB	DESCRIPCIÓN BREVE	COSTE UNIT	COSTE TOTAL
<b>8</b>			<b>Embarrados</b>		
8.1	3	ud	Aislador 132 kV C4-650	550,00 €	1.650,00 €
8.2	3	ud	Aislador 20 kV C4-125	60,00 €	180,00 €
8.3	3	ud	Tubo Aluminio 70/60	150,00 €	450,00 €
8.4	3	ud	Tubo Aluminio 100/90	250,00 €	750,00 €
8.5	1	-	Grapería embarrado 132 kV	2.500,00 €	2.500,00 €
8.6	1	-	Grapería embarrado 20 kV	750,00 €	750,00 €
8.7	100	m	Cable homogéneo tipo Arbutus	5,00 €	500,00 €
8.8	1	-	Pequeño material	2.500,00 €	2.500,00 €
					9.280,00 €

Diseño de un parque eólico de 48,3 MW y de su infraestructura de evacuación eléctrica en Cincorres (Castelló)

1.2.6 – Estructura metálica

POS	CTD	UMB	DESCRIPCIÓN BREVE	COSTE UNIT	COSTE TOTAL
<b>9</b>			<b>Estructura metálica</b>		
9.1	50	Tm	Acero para estructura para soportes varios y pórtico	2.800 €	140.000,00 €
					140.000,00 €

1.2.7 – Puesta a tierra

POS	CTD	UMB	DESCRIPCIÓN BREVE	COSTE UNIT	COSTE TOTAL
<b>10</b>			<b>Puesta a tierra ST</b>		
10.1	8.000	m	Cable desnudo Cu PaT	2,10 €	4.200,00 €
10.1	1	ud	Pararrayos	1.100,00 €	1.100,00 €
10.2	1	-	Grapería PaT	2.400,00 €	2.400,00 €
					7.700,00 €

1.2.8 – Alumbrado

POS	CTD	UMB	DESCRIPCIÓN BREVE	COSTE UNIT	COSTE TOTAL
<b>11</b>			<b>Alumbrado ST</b>		
11.1	8	ud	Farola tipo LED 100 W	220,00 €	1.760,00 €
11.2	3	ud	Farolas de montaje en pared	130,00 €	390,00 €
11.3	6	ud	Proyectores LED 150 W	260,00 €	1.560,00 €
					3.710,00 €

1.2.9 – Edificio

POS	CTD	UMB	DESCRIPCIÓN BREVE	COSTE UNIT	COSTE TOTAL
<b>12</b>			<b>Edificio ST</b>		
12.1	1	-	Edificio de mando y control del P.E.	120.000,00 €	120.000,00 €
					120.000,00 €

1.2.10 – Obra civil

POS	CTD	UMB	DESCRIPCIÓN BREVE	COSTE UNIT	COSTE TOTAL
<b>13</b>			<b>Obra civil ST</b>		
13.1	1	-	Movimiento de tierras, colocación de canalizaciones y tendido de grava	40.000,00 €	40.000,00 €
13.2	1	-	Cimentaciones transformador y aparellaje	100.000,00 €	100.000,00 €
13.3	1	-	Depósito de aceite transformador	12.000,00 €	12.000,00 €
13.4	1	-	Cierre perimetral	32.000,00 €	32.000,00 €
					184.000,00 €



## 1.2.11 – Montaje

POS	CTD	UMB	DESCRIPCIÓN BREVE	COSTE UNIT	COSTE TOTAL
<b>14</b>			<b>Montaje</b>		
14.1	1	-	Mano de obra	50.000,00 €	50.000,00 €
14.2	1	-	Medios auxiliares	150.000,00 €	150.000,00 €
					200.000,00 €

El valor total del presupuesto de ejecución material asociado a la construcción de la subestación del parque eólico asciende a la suma de 2.277.401,00 € (DOS MILLONES DOSCIENTOS SETENTA Y SIETE MIL CUATROCIENTOS UN EUROS).

**El valor total del presupuesto de ejecución material asciende a la suma de 56.923.417,92€ (CINCUENTA Y SEIS MILLONES NOVECIENTOS VEINTITRÉS MIL CUATROCIENTOS DIECISIETE EUROS CON NOVENTA Y DOS CÉNTIMOS DE EURO).**



## Capítulo 2 – Gastos administrativos

### 2.1 – Gestión y establecimiento

POS	CTD	UMB	DESCRIPCIÓN BREVE	COSTE UNIT	COSTE TOTAL
<b>15</b>			<b>Gestión y establecimiento</b>		
15.1	4	% PEM	Impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras		2.276.936,72 €
15.2	0,6	%PEM	Licencia de obras		341.540,51 €
15.3	-	-	Tasas administrativas		100.191,28 €
15.4	2,0	% PEM	Ocupación suelo		1.138.468,36 €
15.5	-	-	Licencia de actividad		6.000,00 €
15.6	-	-	Honorarios proyecto		284.617,09 €
15.7	-	-	Honorarios dirección de obra		284.617,09 €
15.8	-	-	Visado		56.923,42 €
					4.489.294,46 €

**El valor total del presupuesto de gastos administrativos asciende a la suma de 4.489.294,46 € (CUATRO MILLONES CUATROCIENTOS OCHENTA Y NUEVE MIL DOSCIENTOS NOVENTA Y CUATRO EUROS CON CUARENTA Y SEIS CÉNTIMOS DE EURO).**



# DOCUMENTO N°4: Pliego de condiciones técnicas



## Capítulo 1 – Protección del entorno

### 1.1 – Preparación del terreno

La preparación del terreno consiste en retirar de las zonas previstas para la ubicación de la obra, los árboles, plantas, tocones, maleza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente, que estorben, que no sean compatibles con el Proyecto de Construcción o no sean árboles a proteger.

En los desmontes, todos los tocones y raíces mayores de 10 cm de diámetro se eliminarán hasta una profundidad de 50 cm por debajo de lo explanado.

Antes de efectuar el relleno, sobre un terreno natural, se procederá igualmente al desbroce del mismo, eliminándose los tocones y raíces, de forma que no quede ninguno dentro del cimientado de relleno ni a menos de 15 cm de profundidad bajo la superficie natural del terreno, eliminándose así mismo los que existan debajo de los terraplenes.

Los huecos dejados con motivo de la extracción de tocones y raíces se rellenarán con tierras del mismo suelo, haciéndose la compactación necesaria para conseguir la del terreno existente.

### 1.2 – Limpieza de cunetas

Cuando la acumulación de piedras y otros materiales obstaculice la función de las cunetas, éstas se limpiarán mecánica o manualmente.

### 1.3 – Protección del arbolado

En cualquier trabajo en el que las operaciones o pasos de vehículos y máquinas se realicen en terrenos cercanos a algún árbol existente, previamente al comienzo de los trabajos, deberán protegerse los árboles a lo largo del tronco y en una altura no inferior a 3 m desde el suelo con tabloncillos ligados con alambres. Estas protecciones se retirarán una vez terminada la obra.

### 1.4 – Hallazgos históricos

Cuando se produzcan hallazgos de restos históricos de cualquier tipo, deberán interrumpirse las obras y comunicarlo al director de obra, no debiendo reanudar la obra sin previa autorización, cumpliendo lo establecido en la normativa del Patrimonio Histórico Artístico.

### 1.5 – Integración paisajística

La dirección de obra podrá exigir un rematado redondeado en las aristas de contacto entre la explanación y el terreno natural o en las aristas entre planos de explanación, tanto horizontales como inclinados, debiendo en todo caso el constructor evitar la aparición de formas geométricas de ángulos vivos, excepto allí donde los planos y el proyecto lo señalen.

El acabado de los taludes será suave, uniforme y totalmente acorde con la superficie del terreno y la obra.







## Capítulo 2 – Materiales

### 2.1 – Cementos

El cemento empleado podrá ser cualquiera de los que se definen en el Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para la Recepción de Cementos (RC-03), con tal que sea clase resistente 32,5 o superior y satisfaga las condiciones que en dicho Pliego se prescriben. Además, el cemento deberá ser capaz de proporcionar al hormigón las cualidades que a éste se exigen en el artículo 30 de la EHE. La utilización de los cementos se ajustará a lo dispuesto en el anejo 3 de la citada EHE, teniendo en cuenta para su selección las circunstancias de hormigonado y las clases de exposición en servicio.

En los documentos de origen figurarán el tipo, clase y categoría a que pertenece el cemento, así como la garantía del fabricante de que el cemento cumple las condiciones exigidas por el Pliego.

El fabricante enviará, si se le solicita, copia de los resultados de los análisis y ensayos correspondientes a la producción de la jornada a que pertenezca la partida servida.

El cemento no llegará a obra excesivamente caliente.

Se recomienda que si su manipulación se va a realizar por medios mecánicos su temperatura no exceda de 70 °C, y si se va a realizar a mano no exceda del mayor de los dos límites siguientes:

- a) Cuarenta grados centígrados.
- b) temperatura ambiente más cinco grados centígrados.

De no cumplirse los límites citados, deberá comprobarse, con anterioridad el empleo del cemento, que éste no presente tendencia a experimentar falso fraguado.

### 2.2 – Cables de Baja Tensión

En este apartado se incluyen los conductores rígidos y flexibles para el transporte de la energía eléctrica, para tensiones nominales de hasta 1.000 V, contruidos en cobre o aluminio, con doble envolvente de goma, PVC, polietileno, goma butílica, etileno-propileno o papel impregnado.

Los conductores flexibles se admitirán solamente de cobre.

La sección de los conductores se determinará en base a la intensidad máxima admisible y a la máxima caída de tensión entre el origen de la instalación y los puntos de utilización, de acuerdo a las condiciones de la instalación.

Los conductores deberán llevar impresa en la cubierta envolvente la denominación comercial del fabricante y el tipo de cable según la designación actualmente en vigor.

Los cables de hasta 1 KV. de tensión nominal deberán llevar en la cubierta el número de la norma UNE que le corresponda.

Los cables utilizados responderán a las siguientes designaciones y características:

Cables apantallados de señalización y control:

- Tensión de aislamiento: 500 V.
- Tipo de aislamiento: PVC.
- Tipo de pantalla: PVC.
- Tipo de armadura: hilos de acero galvanizado.
- Formación del cable: multipolar.
- Formación del conductor: almaflex, de varios hilos de cobre estirado.
- Temp. máx. de servicio: 105 °C.
- Cables RV 0,6/1 KV.
- Tensión de aislamiento: 0,6/1 KV.
- Tipo de aislamiento: polietileno reticulado
- Tipo de cubierta: PVC
- Formación del cable: uni o multi-polar.
- Formación del conductor: cobre desnudo.
- Temperatura máxima de servicio: 90 °C.
- Temperatura máxima en cortocircuito.: 250 °C

No se admitirán derivaciones de circuitos sin su correspondiente caja de registro. Únicamente se permitirán regletas sin cajas en el interior de aparatos de alumbrado, cuando el conductor sea de sección igual o inferior a 2,5 mm<sup>2</sup> y el número de conductores activos sea de uno.

No se admitirán derivaciones y conexiones realizadas mediante retorcimiento de hilos y posterior encintado. Los empalmes se realizarán siempre con regletas o bornes en cajas de registro, nunca en el interior de canalizaciones.

Las conexiones de los conductores se realizarán mediante bornes hasta 6 mm<sup>2</sup> de sección; para secciones superiores se utilizarán terminales de acoplamiento, a fin de que la corriente se reparta uniformemente por todos los alambres. En caso de cables de aluminio, los terminales a emplear serán bimetálicos, al objeto de evitar calentamientos.

En cualquier caso, se cuidará que las conexiones no queden sometidas a esfuerzos mecánicos.

En las líneas con conductores unipolares, con el fin de equilibrar los efectos inductivos, deberán agruparse los conductores de fases distintas, evitando el agrupamiento de conductores de una misma fase.

Los cables para cada uno de los distintos sistemas de alimentación estarán convenientemente identificados y separados en el trazado, de manera que sean fácilmente localizables.

### 2.3 – Cables de Media Tensión

La presente especificación tiene por objeto definir las características de los

cables de Media Tensión a utilizar en las plantas eólicas. Los cables objeto de esta especificación cumplirán con las normas UNE 20435, UNE 21022, IEC 60502, IEC 228.

El material de aislamiento será polietileno reticulado químicamente (XLPE), para un nivel de aislamiento de 8,7/15 kV, 12/20 kV, 15/25 kV y 18/30 kV según la tensión nominal de la red (15 kV, 20 kV, 25 kV y 30 kV).

Los cables utilizados serán unipolares, con conductor de aluminio, forma circular compacta, campo radial, aislamiento seco termoestable y tensión nominal (U<sub>o</sub>/U) indicada en la memoria del proyecto, correspondiente a alguno de los valores normalizados:

Deberá llevar grabada, de forma indeleble, cada 30 cm, la identificación del conductor, nombre del fabricante y año de fabricación, tal y como se indica en las normas UNE 20.435 parte 2 y R.U. 3.305.

Los conductores, de aluminio, serán compactos, de sección circular de varios alambres cableados, clase 2 según UNE 21.022 y de las secciones y características que se indican a continuación.

Sección nominal (mm <sup>2</sup> )	Número mínimo de alambres
50	6
70	12
95	15
120	15
150	15
185	30
240	30
300	30

El aislamiento, estará constituido por un dieléctrico seco extruido, termoestable, que habrá pasado los ensayos descritos en la norma UNE 21.117.

La pantalla sobre el conductor estará constituida por una capa extruida de mezcla semiconductor.

La pantalla sobre el aislamiento estará formada una parte semiconductor no metálica asociada a una parte metálica.

La parte metálica estará constituida por una corona de alambres continuos de cobre recocido, de diámetro inferior o igual a 1 mm, dispuestos en hélice abierta de paso no superior a 20 veces el diámetro bajo pantalla, con una separación máxima entre dos alambres

contiguos de 4 mm y por una contraespira de fleje, de cobre recocido, de una sección de 1 mm<sup>2</sup> como mínimo, aplicada con un paso no superior a cuatro veces el diámetro bajo contraespira.

La continuidad de los alambres y fleje debe conseguirse mediante soldadura.

La sección de la pantalla será de 16 mm<sup>2</sup>.

La cubierta exterior estará constituida por una mezcla termoplástica a base de PVC, de tipo ST2, de color rojo, - con el fin de distinguir los de los cables de B.T. - para cables de tensión nominal U<sub>0</sub>/U kV [UNE 21123 (I)]. La cubierta estará de acuerdo con los ensayos descritos en la norma UNE 21.117.

## 2.4 – Celdas de Media Tensión

Serán de aplicación las siguientes normas:

UNE EN 60.298:1998. Aparata bajo envolvente metálica para corriente alterna de tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.

UNE EN 60.298 CORR:2000. Aparata bajo envolvente metálica para corriente alterna de tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.

UNE EN 60.298/A11:2000. Aparata bajo envolvente metálica para corriente alterna de tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.

UNE EN 60.298:2000 ERRATUM. Aparata bajo envolvente metálica para corriente alterna de tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.

UNE-EN 60071-1:1997. Coordinación de aislamiento. Parte 1: Definiciones, principios y reglas.

UNE-EN 60071-2:1999. Coordinación de aislamiento. Parte 2: Guía de aplicación.

UNE-EN 60694:1998. Estipulaciones comunes para las normas de aparata de alta tensión.

UNE-EN 60694/A1:2002 Estipulaciones comunes para las normas de aparata de alta tensión.

UNE-EN 60694/A2:2002 Estipulaciones comunes para las normas de aparata de alta tensión

UNE 20.324:1993. Grados de protección proporcionados por las envolventes (código IP). (IEC 529:1989).

UNE 20.324/1M:2000. Grados de protección proporcionados por las envolventes (código IP). (IEC 60529/A1:1989).

UNE EN 60265-1:1999. Interruptores de alta tensión. Parte 1: Interruptores de alta tensión para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores a 52 kV.

-UNE-EN 60129/A1:1996. Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.

UNE-EN 60129/A2:1997. Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.

UNE-EN 60129:1996. Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.

IEC 60.129 (1984-01). Alternating current disconnectors and earthing switches.

IEC 60.129-am1 (1992-12). Amendment No. 1 to IEC 129.

IEC 60.129-am2 (1996-07). Amendment No. 2 to IEC 129.

Las normas incluidas en la ITC MIE-RAT 02 recogidas en la Orden de 10 de marzo de 2000 y el propio Reglamento sobre condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centro de Transformación y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.

El conjunto será construido mediante cabinas individuales unidas entre sí mediante tornillos, fabricados en chapa de acero de espesor mínimo 2 mm, a prueba de polvo, autoportantes, para montaje sobre el suelo y totalmente cerradas.

Las cabinas estarán divididas en compartimentos para proporcionar la máxima protección contra los arcos que puedan ocurrir en celdas adyacentes en caso de cortocircuito.

La parte inferior de la cabina quedará totalmente cerrada, con los huecos necesarios para el paso de cables.

Las puertas y otras aberturas estarán provistas de juntas de neopreno.

Las puertas estarán equipadas con cerraduras que aseguren una apertura y cierre seguros, sin necesidad de uso de herramientas especiales. Las cubiertas fijas, por el contrario, se deberán poder abrir únicamente con herramientas especiales.

Las cabinas estarán preparadas para la posibilidad de su ampliación futura. Se deberá poder realizar esta ampliación sin necesidad de modificar las cabinas extremas.

Las cabinas deben disponer de calefacción interior controlada por termostato.

Las cabinas deberán ser tratadas, tanto en su interior como en su exterior, con una protección contra la corrosión.

Todos los elementos de las cabinas deberán ser accesibles bien por el frente o bien por su parte posterior, para su ensayo o mantenimiento, sin interferir con los elementos adyacentes.

Las cabinas dispondrán de aislador testigo para detección de presencia de tensión.

En los compartimentos de barras no se instalará nunca otro cableado auxiliar.

Las barras se deben proteger mediante fundas aislantes de material termorretráctil.

Las barras estarán identificadas por los siguientes colores:

- Fase T Rojo.
- Fase S Amarillo.
- Fase R Negro.

- Neutro Azul.
- Tierra Verde y Amarillo.

Se instalará una barra de tierra a lo largo de la cabina para poner a tierra todos sus elementos.

La cabina estará provista de rótulos de identificación en su parte frontal y posterior. Todos los elementos instalados en la cabina estarán adecuadamente identificados de acuerdo con los esquemas de cableado y tendrán situadas las placas de características en lugar visible. Todos los cables deberán disponer de etiquetas identificativas en ambos extremos.

## 2.5 – Red de tierras

El sistema de puesta a tierra de una Planta Eólica está concebido como un único electrodo constituido por los electrodos individuales de la Subestación, Centros de Transformación y Aerogeneradores, interconectados a través de las pantallas de los cables de media tensión y los cables de cobre desnudos tendidos en las canalizaciones.

La instalación de puesta a tierra se ejecutará con las máximas garantías de funcionamiento, facilidad de control y mantenimiento, siendo estas premisas el objeto de esta especificación.

Las uniones cable-cable ó cable-pica se realizarán utilizando soldaduras aluminotérmicas, empleando los accesorios y material de aporte especificado por el fabricante. Si no fuera posible ejecutar éstas con total garantía, se comunicará a la Dirección de Obra la solución alternativa (grapas u otros medios) para su aceptación o reparos.

Las conexiones cable-borna o cable-pletina se realizarán utilizando terminales de cobre de alta conductividad, tipo YCA de Burndy o equivalente.

La tornillería será de acero inoxidable.

Se utilizarán arandelas de seguridad en todas las conexiones, para evitar su aflojamiento.

La ejecución de las Redes de Tierra se realizará conforme al Procedimiento Ejecutivo PE-02/C0030-01.

El conexionado de las pantallas de los cables de Media Tensión se realizará individualmente a la pletina de puesta a tierra de la cabina de media tensión, mediante terminales de cobre y tornillería de acero inoxidable, para evitar una discontinuidad en el sistema de tierras en caso de desconexión de una de ellas.

Todos los cables de tierra deberán estar marcados mediante un procedimiento que permita su identificación, con objeto de poder ser desconectados en eventuales trabajos de mantenimiento.



## 2.6 – Pararrayos 20 kV

Serán de aplicación las siguientes normas:

UNE-EN 60099-4/A1:1999 Pararrayos. Parte 4: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.

UNE-EN 60099-4:1995 Pararrayos. Parte 4: pararrayos de oxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.

UNE-EN 60099-4:1996 ERRATUM Pararrayos. Parte 4: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.

UNE-EN 60099-5:2000 Pararrayos. Parte 5: Recomendaciones para la selección y utilización.

UNE-EN 60099-5/A1:2001 Pararrayos. Parte 5: Recomendaciones para la selección y utilización.

Los pararrayos a suministrar deberán tener las siguientes características, según UNE EN 60099 e IEC 99:

- Instalación Intemperie
- Montaje vertical
- Tensión nominal 20 kV
- Frecuencia nominal 50 Hz
- Corriente nominal de descarga 10 kA
- Contador de descargas Uno por fase.
- Bridas de acero inoxidable.

## 2.7 – Equipos de alimentación en CC en ST

Se tendrán en cuenta las siguientes normas:

UNE-EN 60623:2002: Acumuladores alcalinos y otros acumuladores con electrolito no ácido. Elementos individuales prismáticos recargables abiertos de níquel-cadmio.

UNE-EN 60993:2003: Electrolito para elementos abiertos de níquel-cadmio.

CEI 60623:2001: Acumuladores alcalinos y otros acumuladores con electrolito no ácido. Elementos individuales prismáticos recargables abiertos de níquel-cadmio.

CEI 60993:1989: Electrolito para elementos abiertos de níquel-cadmio

UNE-EN 60335-2-29: Seguridad de los aparatos electrodomésticos y análogos. Parte 2: Requisitos particulares para los cargadores de baterías.

IEC 60478-1: Stabilised power supplies, D.C. output. En caso de falta de corriente alterna de alimentación, la batería de acumuladores será capaz de proporcionar un tiempo de autonomía mínimo de 10 horas.

Se utilizarán las siguientes tensiones nominales de corriente continua: 24 - 48 - 125 voltios.

Se utilizarán baterías de Níquel-Cadmio (Ni-Cd) abiertas.

## 2.8 – Reactancia 20 kV

Serán de aplicación las siguientes normas:

UNE-EN 60289:1995: Reactancias de potencia.

UNE-EN 60289/A11:2002: Reactancias de potencia.

El transformador vendrá equipado con los siguientes accesorios:

- Placa de características de acero inoxidable.
- Borna para toma de tierra.
- Dispositivo de llenado.
- Dispositivo de vaciado.
- Dispositivo de filtrado y toma de muestras.
- Elementos para elevación, desencubado y fijación para el transporte.
- Termómetro de esfera con dos contactos ajustables y aguja de máxima.

Se realizarán los ensayos de tipo e individuales recogidos en la norma UNE-EN 60289.

Ensayos de tipo:

- Ensayos dieléctricos.
- Ensayos de calentamiento.

Ensayos individuales:

- Medida de la resistencia de los arrollamientos.
- Medida de la impedancia homopolar.
- Medida de las pérdidas y de la corriente de vacío.
- Ensayos dieléctricos.
- Comprobación del funcionamiento de los dispositivos de protección.

## 2.9 – Transformador de potencia

Serán de aplicación las siguientes normas:

UNE 20110:1995 Guía de carga para transformadores de potencia sumergidos en aceites.

UNE 20142:1977 Guía de aplicación de los cambiadores de tomas en carga.

UNE 20142/1M:1991 Guía de aplicación de los cambiadores de tomas en carga.

UNE 20158:1985 Marcado de los bornes y tomas de los transformadores de potencia.

UNE 20177:1985 Guía de aplicación de los ensayos con impulsos tipo rayo y tipo maniobra para los transformadores y reactancias de potencia.

UNE 20544:1975 Características de catálogo de las ferritas para núcleos de transformadores y bobinas de inductancia.

El transformador será trifásico, en baño de aceite mineral.

El núcleo estará construido en chapa magnética laminada en frío, recocida, de pérdidas extrarreducidas y aisladas por las dos caras.

Los arrollamientos serán de cobre electrolítico, de construcción resistente a las ondas de choque.

La cuba del transformador será capaz de soportar, sin sufrir deformaciones permanentes, una presión superior en un 25% a la presión máxima de trabajo resultante del sistema de reservación de aceite proyectado.

La cuba del transformador estará calculada para soportar el vacío absoluto en su interior.

En el suministro estarán incluidos los siguientes ensayos:

- Ensayos de Medida.
  - Medida de la resistencia de los arrollamientos.
  - Medida de la relación de transformación y grupo de conexiones.
  - Medida de las pérdidas y de la corriente de vacío.
  - Medida de las pérdidas debidas a la carga.
  - Medida de la tensión de cortocircuito.
  - Ensayo de calentamiento.
- Ensayos dieléctricos a frecuencia industrial.
  - Los de rutina indicados en la Norma UNE 20.101.
- Ensayo sobre el cambiador de toma en carga.
  - Ensayo de funcionamiento.
  - Ensayo dieléctrico de los circuitos auxiliares.

## 2.10 – Descargador de sobretensiones 132 kV

Se aplicarán las siguientes normas.

UNE-EN 60099-4/A1:1999 Pararrayos. Parte 4: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.

UNE-EN 60099-4/1995 Pararrayos. Parte 4: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.

UNE-EN 60099-4/1996 Pararrayos. Parte 4: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.

UNE-EN 60099-5/2000 Pararrayos. Parte 5: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.

UNE-EN 60099-5/A1:2001 Pararrayos. Parte 5: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente continua.

Se realizarán los ensayos de tipo e individuales recogidos en la norma UNE-EN 60099-4 incluyendo los siguientes:

- Ensayos de tensión residual.
- Ensayos de operación.
- Ensayos de estabilidad de larga duración.
- Ensayos de polución.
- Ensayos de alivio de presión.

## 2.11 – Seccionador 132 kV

Se aplicarán las siguientes normas.

UNE-EN 60129:1996. Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.

UNE-EN 60129/A1:1996. Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.

UNE-EN 60129/A2:1997. Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.

UNE-EN 61129:1996: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna. Establecimiento y corte de corrientes inducidas

UNE-EN 61129/A1:1996 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna. Establecimiento y corte de corrientes inducidas.

Se realizarán los ensayos de tipo e individuales, incluyendo los siguientes:

- Ensayos de Rigidez dieléctrica a Frecuencia Industrial.

- Comprobación de funcionamiento: Maniobras con tensión de motor y control y comprobación de contactos y protecciones, ángulo de giro y sentido de apertura.
- Control dimensional, según plano.
- Ensayos dieléctricos de los circuitos auxiliares y de mando a 2 KV durante 1'.
- Medida de la resistencia en el circuito principal.

## 2.12 – Interruptor automático 132 kV

Se aplicarán las siguientes normas.

UNE-EN 60265-2/A1:1997 Interruptores de A.T. parte 1: Interruptores de A.T. para tensiones asignadas iguales o superiores a 52 kW.

UNE-EN 60265-2/A2:1999 Interruptores de A.T. parte 2: Interruptores de A.T. para tensiones asignadas iguales o superiores a 52 kW.

UNE 21081:1984 Interruptores automáticos de corriente alterna para A.T.

UNE 21081/3M:1999 Interruptores automáticos de corriente alterna para A.T.

Se realizarán los ensayos de tipo e individuales, incluyendo los siguientes:

- Ensayos de Funcionamiento.
- Resistencias / consumo de bobinas y calefacción.
- Límites de funcionamiento.
- Consumo y tiempo de tensado de motor.
- Medida de tiempos a Un
- Resistencia de contactos (medida a 100 Acc)
- Medida de cota de desgaste de contactos.
- Control del densímetro / presostado.
- Control de estanqueidad.
- Ensayo dieléctrico a 50 Hz.

## 2.13 – Transformadores de tensión 132 kV

Se realizarán los ensayos de tipo e individuales, incluyendo los siguientes:

- Verificación del marcado de bornes.
- Ensayo de tensión soportada a frecuencia industrial del arrollamiento primario.
- Medida de descargas parciales.
- Medida de capacidad y factor de disipación dieléctrica.

- Ensayo de tensión soportada a frecuencia industrial sobre los arrollamientos secundarios.
- Ensayo de tensión soportada a frecuencia industrial entre secciones.
- Determinación de errores.

#### 2.14 – Transformadores de corriente 132 kV

Se realizarán los ensayos de tipo e individuales, incluyendo los siguientes:

- Verificación del marcado de bornes.
- Ensayo de tensión soportada a frecuencia industrial del arrollamiento primario.
- Medida de descargas parciales.
- Medida de capacidad y factor de disipación dieléctrica.
- Ensayo de tensión soportada a frecuencia industrial sobre los arrollamientos secundarios.
- Ensayo de tensión soportada a frecuencia industrial entre secciones.
- Ensayo de sobretensión entre espiras.
- Determinación de errores.







## Capítulo 3 – Seguridad y salud

### 3.1 – Normativa aplicable

- Ley 54/2003. de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 171/2004, del 30 de Enero, por el que se desarrolla el artículo 24 de la ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de riesgos laborales, en materia de coordinación de actividades empresariales.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de Octubre, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud que deben aplicarse a obras de construcción.
- Ley 50/98. Modificación de la Ley 31/95 de Prevención de Riesgos Laborales.
- Ley 31/95, de 8 de Noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 39/97. Reglamento de los servicios de Prevención.
- Real Decreto 681/2003, de 12 de junio, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de atmosferas explosivas en el lugar de trabajo.
- Real Decreto 230/1998, de 16 de febrero, por el que se aprueba el reglamento de explosivos.
- Real Decreto 614/2.001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 1435/1992, de 27 de noviembre, por el que se dictan las disposiciones de aplicación de la directiva del consejo 89/392/CEE, relativa a la aproximación de las legislaciones de los estados miembros sobre maquinas.
- Real Decreto 773/97. Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud relativas a la utilización por los trabajadores de Equipos de Protección Individual.
- Real Decreto 488/97. Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas al trabajo con equipos que incluyen pantallas de visualización.
- Real Decreto 487/97. Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorsolumbares, para los trabajadores.
- Real Decreto 486/97. Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/97. Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- O.M. 23.5.77 (B.O.E. 146-77). Reglamento de aparatos elevadores para obras.
- Orden 6-6-73 (B.O.E. 18-7-73). Carteles en obra de carretera.
- Orden de 9 de Marzo de 1971 por la que se aprueba la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo y sus modificaciones posteriores.

- Real Decreto 555/1986, de 21.02.86, de la Presidencia del Gobierno del 21 de Marzo. Obligatoriedad de inclusión de un estudio de seguridad e higiene en el trabajo en los proyectos de edificación y obras públicas.
- Estatuto de los trabajadores.
- Convenio Colectivo Provincial de la Construcción.
- Código de circulación.
- Demás disposiciones oficiales relativas a la Seguridad, Higiene y Medicina del Trabajo, que puedan afectar a los trabajos que se realicen en la obra.

### 3.2 – Especificaciones de seguridad del aerogenerador V136-3.45 MW

En esta sección se proveen las especificaciones de seguridad en relación a todo el personal que pueda estar en contacto con las instalaciones de forma directa.

#### 3.2.1 – Accesos

El acceso a los caminos que den acceso al parque eólico estará cerrado al paso y debidamente señalizado.

El acceso al aerogenerador se realizará mediante una puerta exterior situada en la plataforma de entrada aproximadamente a 3 metros sobre el nivel del suelo. Esta puerta está equipada con una cerradura de forma que solamente el personal autorizado pueda acceder. El acceso a la plataforma superior se realizará mediante un ascensor de servicio y el acceso desde la plataforma hasta la góndola mediante una escalera. El acceso a la sala del transformador está controlado mediante el uso de una llave.

#### 3.2.2 – Escape

Aparte de las rutas de acceso habituales, se prevén otras salidas alternativas en caso de necesidad de evacuación desde la góndola. Éstas serán a través de la escotilla. La escotilla puede ser abierta tanto desde dentro como desde el exterior.

El escape desde el ascensor de servicio es a través de una escalera.

En el aerogenerador se encuentra un plan de respuesta ante las emergencias que describe tanto la evacuación como las rutas de escape.

#### 3.2.3 – Zonas de trabajo

La torre y la góndola están equipadas con tomas de corriente para el uso de maquinaria eléctrica debido a tareas de mantenimiento del aerogenerador. En concreto se pueden encontrar tomas monofásicas a 230 V en la góndola y la torre de 16 y 10 A respectivamente. En la góndola y en la base de la torre también existen tomas trifásicas 3 x 400 V de 16 A.

Todos los suelos están recubiertos con superficies antideslizantes. Existen plataformas para el descanso del personal cada 9 metros divididas en toda la longitud de la escalera. Además, cada sección de la torre cuenta con su propio suelo. En el generador hay 4 soportes para los pies con el objetivo de realizar las tareas de mantenimiento oportunas.

#### 3.2.4 – Ascensor de servicio

El aerogenerador cuenta con un ascensor de servicio para poder subir con un esfuerzo mínimo a lo alto de la góndola.

#### 3.2.5 – Elementos de escalada

La escalera viene con un sistema de retención de caída instalado a lo largo de toda la torre. Hay puntos de anclaje en la torre, la góndola, el buje y en el techo para el amarre mediante arneses de cuerpo entero. Los puntos de anclaje son de color amarillo y han sido probados y calculados para una fuerza de 22,2 kN.

#### 3.2.6 – Partes móviles

Todas las partes móviles de la góndola están cubiertas para evitar así cualquier contacto accidental. El aerogenerador cuenta con un candado en el rotor para bloquearlo, así como todo el tren de potencia en general.

#### 3.2.7 – Iluminación

La máquina viene equipada con luces en la torre, la góndola, la sala del transformador y el buje. Hay, además, luces de emergencia en caso de pérdida de la red de energía eléctrica.

#### 3.2.8 – Paradas de emergencia

Se provee de botones de parada de emergencia a la máquina en la góndola, el buje y en la parte inferior de la torre.

#### 3.2.9 – Desconexión de la potencia

El aerogenerador dispone de frenos para permitir la desconexión de la alimentación durante tareas de inspección o mantenimiento. Los interruptores y seccionadores están marcados con señales y ubicados en la góndola y parte inferior de la torre.

#### 3.2.10 – Protección contra el fuego y primeros auxilios

En la góndola se puede encontrar un extintor de CO<sub>2</sub> de 5 kg, un kit de primeros auxilios y una manta apagafuegos.

#### 3.2.11 – Señales de seguridad

Se instalarán señales de seguridad dentro del aerogenerador, así como las 5 reglas de Oro que deben ser revisadas siempre antes de realizar cualquier acción y manipulación sobre el sistema eléctrico.

### 3.3 – Formación del personal

Se impartirá al personal de obra al comienzo de la misma y posteriormente con carácter periódico, charlas (o cursillos) sobre Seguridad y Salud referidas a los riesgos inherentes a la obra en general.

Se impartirán charlas (o cursillos) específicas al personal de los diferentes gremios intervinientes en la obra, con explicación de los riesgos existentes y normas y medidas preventivas a utilizar.

Se informará a todo el personal interviniente en la obra, sobre la existencia de productos inflamables, tóxicos, etc. y medidas a tomar en cada caso.

### 3.4 – Normas para el manejo de herramientas eléctricas

Todas las máquinas y herramientas eléctricas que no posean doble aislamiento, deberán estar conectadas a tierra.

El circuito al cual se conecten, debe estar protegido por un interruptor diferencial de 0,03 amperios de sensibilidad.

Los cables eléctricos, conexiones, etc. deberán estar en perfecto estado, siendo conveniente revisarlos con frecuencia.

Cuando se cambien útiles, se hagan ajustes o se efectúen reparaciones, se deben desconectar del circuito eléctrico, para que no haya posibilidad de ponerlas en marcha involuntariamente.

Si se necesita usar cables de extensión se deben hacer las conexiones empezando en la herramienta y siguiendo hacia la toma de corriente.

Cuando se usen herramientas eléctricas en zonas mojadas, se deben utilizar con el grado de protección que se especifica en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

Nunca se deben dejar funcionando las herramientas eléctricas portátiles, cuando no se están utilizando.

Al apoyarlas sobre el suelo, andamios, etc., deben desconectarse.

Las herramientas eléctricas (taladro, rotaflex, etc.) no se deben llevar colgando agarradas del cable.

Cuando se pase una herramienta eléctrica portátil de un operario a otro, se debe hacer siempre a máquina parada y a ser posible dejarla en el suelo para que el otro la coja y no mano a mano, por el peligro de una posible puesta en marcha involuntaria.

### 3.5 - Normas para el manejo de herramientas de mano

Mantener las herramientas en buen estado de conservación.

Cuando no se usan, tenerlas recogidas en cajas o cinturones porta-herramientas.

No dejarlas tiradas por el suelo, en escaleras, bordes de forjados o andamios, etc. Usar cada herramienta únicamente para el tipo de trabajo para el cual está diseñada.

No utilice la llave inglesa como martillo, el destornillador como cincel o la lima como palanca, pues hará el trabajo innecesariamente peligroso.

Los mangos de las herramientas deben ajustar perfectamente y no estar rajados.

Las herramientas de corte deben mantenerse perfectamente afiladas.

## 3.6 - Prevención de riesgos higiénicos

### 3.6.1 – Ruido

Cuando los Niveles Diarios Equivalentes de ruido, o el Nivel de Pico, superen lo establecido en el R.D. 1316/1.989 del 27 de octubre (sobre protección de los trabajadores frente a los riesgos derivados de la exposición al ruido durante el trabajo) se dotará a los operarios de protectores auditivos debidamente homologados y acordes con la frecuencia del ruido a atenuar.

Por encima de los 80 dBA de ruido, se proveerá a los operarios afectados de protectores auditivos.

Por encima de los 90 dBA (de nivel diario equivalente) o 140 dB de nivel de pico será obligatorio el uso de protectores auditivos por todo el personal afectado.

### 3.6.2 – Polvo

Cuando el valor límite umbral (como concentración media ponderada en el tiempo o como valor máximo de corta duración) supere la concentración máxima permitida se deberá dotar a los trabajadores expuestos de las correspondientes mascarillas.

### 3.6.3 – Iluminación

En todos aquellos trabajos realizados al aire libre de noche o en lugares faltos de luz natural, se dispondrá una adecuada iluminación artificial que cumplirá los mínimos siguientes:

Lugares de paso: 20 lux

Lugares de trabajo en los que la distinción de detalles no sea esencial: 50 lux

Cuando sea necesario una pequeña distinción de detalles: 100 lux